

## АД МЕПСО

1424.

Врз основа на член 146 од Законот за енергетика\* („Службен весник на Република Северна Македонија“ бр. 101/25 и 135/25) Управниот одбор на Операторот на електропреносниот систем на Република Северна Македонија, Акционерско друштво за пренос на електрична енергија и управување со електроенергетскиот систем во државна сопственост „Скопје, АД МЕПСО Скопје на седница одржана на 30.4.2026 година, по претходно одобрување на Регулаторната комисија за енергетика, водни услуги и услуги за управување со комунален отпад на Република Северна Македонија, донесе

## П Р А В И Л Н И К ЗА ВОНРЕДНИ СОСТОЈБИ И ПОВТОРНО ВОСПОСТАВУВАЊЕ НА ФУНКЦИИТЕ НА ЕЕС

### Дел 1 - Општи одредби

#### Предмет

##### Член 1

(1) Со цел заштита на оперативната сигурност, спречување на проширување или влошување со цел да се избегне широка распространетост на пореметувањето и безнапонска состојба, како и да се овозможи ефикасно и брзо обновување на електроенергетскиот систем од вонредна или безнапонска состојба, овој дел од Правилникот опишува:

а) управување од страна на ОЕПС во вонредна, безнапонска и состојба на повторно воспоставување;

б) координација на работата со интерконекциите во вонредна, безнапонска и состојба на повторно воспоставување;

в) симулации и тестови со кои се гарантира сигурно, ефикасно и брзо повторно воспоставување нормална состојба од вонредна или безнапонска состојба како и повторна функционалност и поврзаност со интерконекциите со соседните електропреносни системи;

г) алатки и средства потребни за да се гарантира сигурно, ефикасно и брзо повторно воспоставување на нормална состојба со меѓусебно поврзаните електропреносни системи од вонредна или безнапонска состојба.

#### Опфат

##### Член 2

1. Овој Правилник се применува на операторите на преносни системи (ОЕПС), операторите на дистрибутивни системи (ОДС), значајните корисници на мрежа (Корисници), давателите на системски услуги, давателите на одбранбени услуги и услуги за обнова, балансно одговорни страни, давателите на услуги за балансни услуги, номинирани оператори на пазарот на електрична енергија („НЕМО“) и други учесници на пазар на електрична енергија кои извршуваат пазарни активности согласно САСМ директивата ЕУ 2015/1222 и FCA ЕУ 2016/1719 .

2. Особено, овој Правилник се применува на следниве Корисници:

(а) постојни и нови генераторски единици за производство на електрична енергија тип С и D, согласно критериумите утврдени во член 5 од ЕУ 2016/631 опфатена со Мрежните правила за пренос на електрична енергија во делот начин на приклучување на генераторски единици;

(б) постојни и нови модули за производство на електрична енергија тип В, согласно критериумите утврдени во член 5 од ЕУ 2016/631 опфатена со Мрежните правила за пренос на електрична енергија во делот начин на

приклучување на генераторски единици; кога се идентификувани како Корисници согласно член 11 став (4) и член 23 став (4) од директивата;

(с) постојни и нови приклучоци поврзани на електропреносниот систем;

(д) постојни и нови приклучоци за затворени дистрибутивни системи поврзани на електропреносниот систем;

(е) даватели на услуги за редиспечинг (redispatching) на генераторски единици за производство или постројки за потрошувачка преку агрегација и даватели на резерва на активна моќност, согласно Дел 8 од ЕУ 2017/1485 Правилникот за оперативна сигурност; и

(ф) постојни и нови системи за високонапонска еднонасочна струја („HVDC“) и генераторски единици на електропарк поврзани на еднонасочна струја, согласно критериумите утврдени во член 4 став (1) од ЕУ 2016/1447 која е дел од Мрежните правила за пренос на електрична енергија во делот начин на приклучување на високонапонски еднонасочни водови.

3. Овој Правилник се применува и на постојни и нови генераторски единици за производство од тип А, согласно критериумите утврдени во член 5 од ЕУ 2016/631, како што е адаптирана и усвоена со Одлуката на Министерскиот совет 2018/03/МС-EnC опфатена со Мрежните правила за пренос на електрична енергија во делот приклучување на генераторски единици, на постојни и нови генераторски единици за производство од тип В кои не се опфатени со став 2 точка (b), како и на постојни и нови постројки за потрошувачка, затворени дистрибутивни системи и трети страни што обезбедуваат одговор од страна на побарувачката, кога исполнуваат услови да бидат даватели на одбранбени услуги или даватели на услуги за обнова согласно член 4 став (4).

4. Генераторските единици за производство од тип А и тип В наведени во став 3, постројките за потрошувачка и затворените дистрибутивни системи што обезбедуваат одговор од страна на побарувачката можат да ги исполнат барањата од овој Правилник директно или индиректно преку трета страна, под услови и одредби утврдени согласно член 4 став (4).

5. Овој Правилник се применува на единици за складирање енергија на Корисници, на давател на одбранбена услуга или на давател на услуга за обнова, кои можат да се користат за балансирање на системот, под услов да се идентификувани како такви во одбранбените планови на системот, плановите за обнова или во релевантниот договор за услуга.

6. Овој Правилник се применува на сите преносни системи, дистрибутивни системи и интерконекции во Договорните страни и со државите членки, како и на регионалните координативни центри, освен на преносните и дистрибутивните системи, или делови од нив, во Договорни страни чии системи не се управуваат синхронно со синхроната област Континентална Европа („CE“).

7. Во Договорните страни каде постои повеќе од еден оператор на преносен систем, овој Правилник се применува на сите оператори на преносни системи во таа Договорна страна. Кога операторот на преносен систем нема функција релевантна за една или повеќе обврски од овој Правилник, Договорните страни можат да предвидат одговорноста за усогласување со тие обврски да му се додели на еден или повеќе други, конкретно определени оператори на преносни системи.

#### Дефиниции

##### Член 3

За целите на овој Правилник се применуваат дефинициите утврдени со Законот за енергетика (\*) и одлуките на Енергетската Заедница, Правила за доделување на меѓузонскиот капацитет за користење на капацитетот

на пазарот ден-однапред, пазарот во тековниот ден и за целите на прекуграничното балансирање, член 2 од ЕУ 2019/943, од Правилата за доделување на прекуграничен капацитет за користење на капацитетот на пазарот ден-однапред, пазарот во тековниот ден и за целите на прекуграничното балансирање, член 2 од ЕУ 2016/631 кој е дел од Мрежните правила за пренос на електрична енергија во делот начин на приклучување на генераторски единици, на потрошувачи, приклучување на високонапонски водови на еднонасочна струја, како што е приспособена и усвоена со Одлуката на Постојаната висока група 2018/04/PHLG-EnC, член 2 од Регулативата (ЕУ) 2016/1719, и член 2 од Правилник за оперативна сигурност.

Покрај тоа, се применуваат следниве дефиниции:

(1) „давател на одбрамбени услуги“ значи правно лице со законска или договорна обврска да обезбеди услуга што придонесува за една или повеќе мерки од одбрамбениот план на системот;

(2) „давател на услуги за обнова на ЕЕС“ значи правно лице со законска или договорна обврска да обезбеди услуга што придонесува за една или повеќе мерки за воспоставување на функционалност и оперативност;

(3) „Корисник“ значи значаен корисник приклучен директно на електроенергетска мрежа за кој важат посебни услови за исклучување и повторно напојување;

(4) „нето побарувачка“ значи нето-вредност на активна моќност гледана од дадена точка на системот, пресметана како (оптоварување — производство), најчесто изразена во киловати (kW) или мегавати (MW), во даден момент или просечно за кој било назначен временски интервал;

(5) „Одбранбен план“ значи сите технички и организациони мерки неопходни за враќање на системот во нормална состојба;

(6) „повторно воспоставување на напојувањето“ значи повторно поврзување на производство и оптоварување за да се доведат под напон деловите од системот што биле исклучени;

(7) „стратегија за повторно воспоставување на напојувањето од горе-надолу (top-down)“ значи стратегија што бара помош од други ОЕПС за повторно напојување на делови од системот на даден ОЕПС;

(8) „стратегија за повторно воспоставување на напојувањето од долу-нагоре (bottom-up)“ значи стратегија при која дел од системот на ОЕПС може да се доведе под напон без помош од други ОЕПС;

(9) „ресинхронизација“ значи синхронизација и повторно поврзување на два синхронизирани региони во точката на ресинхронизација;

(10) „фреквентен лидер“ значи ОЕПС назначен и одговорен за управување со фреквенцијата на системот во рамки на синхронизиран регион или синхрона област со цел враќање на фреквенцијата на системот на номиналната фреквенција;

(11) „синхронизиран регион“ значи дел од синхрона област опфатен од меѓусебно поврзани ОЕПС со заедничка фреквенција на системот, кој не е синхронизиран со остатокот од синхроната област;

(12) „лидер за ресинхронизација“ значи ОЕПС назначен и одговорен за ресинхронизација на два синхронизирани региони;

(13) „точка на ресинхронизација“ значи уред што се користи за поврзување на два синхронизирани региони.

## Регулаторни аспекти

### Член 4

1. При примената на овој Правилник, Договорните страни, регулаторните тела, надлежните субјекти и операторите на системот ќе:

(а) ги применуваат принципите на пропорционалност и недискриминација;

(б) обезбедуваат транспарентност;

(в) го применуваат принципот на оптимизација помеѓу највисока вкупна ефикасност и најниски вкупни трошоци за сите вклучени страни;

(д) обезбедуваат ОЕПС, колку што е возможно, да користат пазарно засновани механизми за да ја обезбедат безбедноста и стабилноста на мрежата;

(е) ги почитуваат техничките, правните, ограничувањата за лична безбедност и безбедносните ограничувања;

(ф) ја почитуваат одговорноста доделена на релевантниот ОЕПС за да се обезбеди безбедност на системот, вклучително и како што бара националното законодавство;

(г) се консултираат со релевантните ОДС и ја земаат предвид можната последица врз нивниот систем; и

(х) ги земаат предвид договорените евр ОЕПСки стандарди и технички спецификации.

2. ОЕПС ќе ги достави следниве предлози до соодветното регулаторно тело, согласно Одредбите од Законот за енергетика (\*) за проценка на ризици, како што е приспособена и усвоена со Одлуката на Министерскиот совет 2021/13/МС-EnC, за одобрување:

(а) условите и одредбите за дејствување како даватели на системски услуги на договорна основа, согласно став 4;

(б) условите и одредбите за дејствување како даватели на одбрамбени услуги за обнова на договорна основа, согласно став 4;

(в) списокот на Корисници одговорни за спроведување на своите инсталации на мерките што произлегуваат од задолжителните барања утврдени во Мрежните правила за пренос на електрична енергија во делот начин на приклучување на генераторски единици, на потрошувачи и на високонапонски водови на еднонасочна струја, и/или од националното законодавство, како и списокот на мерки што треба да ги спроведат овие Корисници, идентификувани од ОЕПС согласно член 11 став (4)(в) и член 23 став (4)(в);

(д) списокот на значајни корисници на мрежа со висок приоритет наведени во член 11 став (4)(д) и член 23 став (4)(д), или принципите применети за нивно дефинирање, како и условите и одредбите за исклучување и повторно напојување на корисниците со висок приоритет, освен ако не се дефинирани со националното законодавство на Договорните страни;

(е) правилата за суспензија и обновување на пазарните активности согласно член 36 став (1);

(ф) посебни правила за порамнување на нерамнотежа и порамнување на енергија за балансирање во случај на суспензија на пазарните активности, согласно член 39 став (1);

(г) планот за тестирање согласно член 43 став (2).

3. Кога Договорната страна така предвидела, предлозите наведени во точки (а) до (д) и (г) од став 2 можат да бидат доставени за одобрување до субјект различен од регулаторното тело. Регулаторните тела и субјектите назначени од Договорните страни согласно овој став ќе одлучат за предлозите наведени во став 2 во рок од шест месеци од датумот на доставување од страна на ОЕПС.

4. Условите и одредбите за дејствување на давател на одбрамбени услуги и како и даватели на услуга обнова на системот ќе се утврдат или во националната правна рамка или на договорна основа. Доколку се утврдат на договорна основа, ОЕПС до 31 декември 2023 година ќе изработи предлог за релевантните услови и одредби, кои најмалку ќе дефинираат:

(а) карактеристиките на услугата што треба да се обезбеди;

(б) можноста и условите за агрегација; и

(в) за давателите на услуги за обнова, целната географска распределба на извори на моќност со можност за „black start“ и островска работа.

5. До 31 декември 2023 година, ОЕПС ќе ја извести Регулаторната комисија за енергетика или субјектот назначен од Договорната страна за одбранбениот план на системот изработен согласно член 11 и планот за обнова изработен согласно член 23, или најмалку за следниве елементи од тие планови:

(а) целите на одбранбениот план на системот и на планот за обнова, вклучително и појавите што треба да се управуваат или ситуациите што треба да се решат;

(б) условите што го активираат применувањето на мерките од одбранбениот план на системот и планот за обнова;

(в) образложението за секоја мерка, со објаснување како придонесува за целите на одбранбениот план на системот и планот за обнова, и страната одговорна за спроведување на тие мерки; и

(д) роковите утврдени согласно членовите 11 и 23 за спроведување на мерките.

6. Кога од ОЕПС се бара или му е дозволено со овој Правилник да специфицира, утврди или договори барања, услови и одредби или методологии што не подлежат на одобрување согласно став 2, Договорните страни можат да бараат претходно одобрување од Регулаторната комисија за енергетика, од субјектот назначен од Договорната страна или од други надлежни органи на Договорните страни за тие барања, услови и одредби или методологии.

7. Ако ОЕПС смета дека е потребна измена на документите одобрени согласно став 3, барањата од ставовите 2 до 5 се применуваат и на предложената измена. ОЕПС што предлагаат измена ќе ги земат предвид, кога е потребно, легитимните очекувања кои се потребни за производителите на електрична енергија, потрошувачите и другите засегнати страни, врз основа на првично специфицираните или договорените барања или методологии.

8. Секоја страна може да поднесе жалба против ОЕПС во врска со неговите обврски или одлуки согласно овој Правилник и може да ја упати жалбата до Регулаторната комисија за енергетика, дејствувајќи како орган за решавање спорови, а ќе донесе одлука во рок од два месеци по приемот на жалбата. Тој рок може да се продолжи за дополнителни два месеци доколку Регулаторната комисија за енергетика бара дополнителни информации. Тој продолжен рок може понатаму да се продолжи со согласност на подносителот на жалбата. Одлуката на Регулаторната комисија за енергетика е обврзувачка сè додека не биде поништена по жалбена постапка.

## Консултација и координација

### Член 5

1. Кога овој Правилник предвидува дека ОЕПС треба да се консултира со засегнатите страни за дејствија што ги дефинира пред реално време или во реално време, се применува следнава постапка:

(а) ОЕПС ќе комуницира најмалку со страните идентификувани во членовите од овој Правилник што бараат консултација;

(б) ОЕПС ќе го објасни образложението и целта на консултацијата и на одлуката што треба да ја донесе;

(в) ОЕПС ќе прибере од страните наведени во точка (а) сите релевантни информации и нивна оценка;

(д) ОЕПС соодветно ќе ги земе предвид ставовите, состојбите и ограничувањата на консултираните страни;

(е) пред донесување одлука, ОЕПС ќе им даде објаснување на консултираните страни за причините поради кои ги следи или не ги следи нивните ставови.

2. Кога овој Правилник предвидува дека ОЕПС ќе ги координира извршувањата на сет дејствија во реално време со повеќе страни, се применува следнава постапка:

(а) ОЕПС ќе комуницира најмалку со страните идентификувани во членовите од овој Правилник што бараат координација во реално време;

(б) ОЕПС ќе го објасни образложението и целта на координацијата и на дејствијата што треба да се преземат;

(в) ОЕПС ќе даде почетен предлог за дејствијата што треба да ги преземе секоја страна;

(д) ОЕПС ќе прибере од страните наведени во точка (а) сите релевантни информации и нивна оценка;

(е) ОЕПС ќе даде конечен предлог за дејствијата што треба да ги преземе секоја страна, соодветно земајќи ги предвид ставовите, состојбите и ограничувањата на засегнатите страни и утврдувајќи рок во кој страните можат да изразат противење на дејствијата предложени од ОЕПС;

(ф) кога засегнатите страни не се спротивстават на извршување на дејствијата предложени од ОЕПС, секоја страна, вклучително и ОЕПС, ќе ги изврши дејствијата согласно предлогот;

(г) кога една или повеќе страни ќе одбијат дејство предложено од ОЕПС во утврдениот рок, ОЕПС ќе го упати предложеното дејство до релевантниот надлежен орган за одлука, заедно со образложение за причините и целите на предложеното дејство и со оценката и ставот на страните;

(х) ако упатување до релевантниот надлежен орган во реално време не е можно, ОЕПС ќе иницира еквивалентно дејство што има најмал или никаков ефект врз страните што одбиле да го извршат предложеното дејство.

3. Страна може да одбие да изврши дејствија во реално време предложени од ОЕПС согласно постапката за координација опишана во став 2, ако оправда дека предложеното дејство би довело до повреда на едно или повеќе технички, правни, ограничувања за лична безбедност или безбедносни ограничувања.

## Регионална координација

### Член 6

1. При изработка на својот одбранбен план на системот согласно член 11 и својот план за обнова согласно член 23, или при преглед на одбранбениот план на системот согласно член 50 и планот за обнова согласно член 51, ОЕПС ќе обезбеди усогласеност со соодветните мерки во плановите на ОЕПС во рамки на неговата синхрона област и во плановите на соседните ОЕПС што припаѓаат на друга синхрона област, најмалку за следниве мерки:

(а) помош и координација помеѓу ОЕПС во вонредна состојба, согласно член 14;

(б) постапки за управување со фреквенција, согласно член 18 и член 28, исклучувајќи го утврдувањето на целна фреквенција во случај на стратегија за повторно напојување од долу-нагоре пред каква било ресинхронизација кон меѓусебно поврзаниот преносен систем;

(в) постапка за помош за активна моќност, согласно член 21;

(д) стратегија за повторно напојување од горе-надолу, согласно член 27.

2. Проценката на усогласеноста на одбранбениот план на системот и планот за обнова согласно став 1 ќе ги опфати следниве задачи:

(а) размена на информации и податоци поврзани со мерките наведени во став 1 меѓу засегнатите ОЕПС;

(б) идентификација на неусогласености на мерките наведени во став 1 во плановите на вклучените ОЕПС;

(в) идентификација на потенцијални закани за оперативната сигурност во регионот за пресметка на капацитет. Овие закани вклучуваат, меѓу другото, регионални заеднички испади (common mode failures) со значително влијание врз преносните системи на вклучените со ОЕПС;

(d) оценка на ефикасноста на мерките наведени во став 1 утврдени во одбранбените планови на системот и плановите за обнова на вклучените ОЕПС, за управување со потенцијалните закани наведени во точка (c);

(e) консултација со Регионалните координативни центри (RCC) за да се оцени усогласеноста на мерките наведени во став 1 во рамки на целата засегната синхронна област; и

(f) идентификација на мерки за ублажување во случај на неусогласености во одбранбените планови на системот и плановите за обнова на инволвираните ОЕПС-и или во случај кога има недостигаат мерки во тие планови.

3. До 31 декември 2023 година, ОЕПС ќе ги достави мерките наведени во став 1 до релевантниот/релевантните RCC основан(и) согласно Одредбите од Законот за енергетика (\*). Во рок од 3 месеци од доставувањето на мерките, Регионалниот координатор на сигурност ќе изготви технички извештај за усогласеноста на мерките врз основа на критериумите утврдени во став 2. ОЕПС ќе обезбеди достапност на свои стручни експерти за да му помогнат на Регионалниот координатор на сигурност при подготовката на овој извештај.

4. RCC без одлагање ќе го достави техничкиот извештај наведен во став 3 до сите вклучени ОЕПС, кои пак ќе го достават до релевантните регулаторни тела, како и до Регулаторниот одбор на Енергетската заедница и ENTSO за електрична енергија, за целите на член 52.

5. Сите ОЕПС во секој регион за пресметка на капацитет ќе се договорат за праг над кој влијанието од дејствијата на еден или повеќе ОЕПС во состојба на вонредна состојба, безнапонска состојба или состојба на обнова се смета за значително за другите ОЕПС-и во рамки на регионот за пресметка на капацитет.

## Јавна консултација

### Член 7

1. Релевантните ОЕПС ќе ги консултираат засегнатите страни, вклучително и надлежните органи на секоја Договорна страна, за предлозите што подлежат на одобрување согласно точките (a), (b), (e), (f) и (g) од член 4 став (2). Консултацијата ќе трае период не пократок од еден месец.

2. Релевантните ОЕПС соодветно ќе ги земат предвид ставовите на засегнатите страни што произлегуваат од консултациите пред поднесувањето на нацрт-предлогот. Во сите случаи, ќе се обезбеди и навремено ќе се објави соодветно образложение за вклучување или невклучување на ставовите на засегнатите страни, пред или истовремено со објавувањето на предлогот.

## Трошоци за обнова

### Член 8

1. Трошоците што ги сносат операторите на системот кои подлежат на регулирање преку мрежни тарифи и кои произлегуваат од обврските утврдени во овој Правилник, ќе бидат оценети од релевантните регулаторни тела согласно Одредбите на Законот за енергетика (\*). Трошоците оценети како разумни, ефикасни и пропорционални ќе се повратат преку мрежни тарифи или други соодветни механизми.

2. Доколку тоа го побараат релевантните регулаторни тела, операторите на системот наведени во став 1 ќе ги достават, во рок од три месеци од барањето, информациите неопходни за да се олесни оценката на направените трошоци.

## Обврски за доверливост

### Член 9

1. Секоја доверлива информација примена, размена или пренесена согласно овој Правилник ќе подлежи на условите на професионална тајна утврдени во ставовите 2, 3 и 4.

2. Обврската за професионална тајна се применува на сите лица на кои се однесуваат одредбите на овој Правилник.

3. Доверливите информации примени од лицата наведени во став 2 при извршување на нивните должности не смеат да се откриваат на било кое друго лице или орган, без да се нарушат случаите опфатени со националното законодавство, другите одредби на овој Правилник или друго релевантно законодавство на Енергетската заедница и национално законодавство.

4. Без да се нарушат случаите опфатени со законодавството на Енергетската заедница и националното законодавство, регулаторните тела, органите или лицата што примаат доверливи информации согласно овој Правилник можат да ги користат само за целите на извршување на нивните должности согласно овој Правилник.

## Договор со ОЕПС кои не се обврзани со овој Правилник

### Член 10

Кога синхроната област опфаќа и ОЕПС од Енергетската заедница и ОЕПС од трети земји, во рок од една година, сите ОЕПС на Договорните страни во таа синхронна област ќе настојуваат да склучат со ОЕПС од трети земји кои не се обврзани со овој Правилник договор со кој се утврдува основата за нивната соработка во врска со сигурното управување со системот и се утврдуваат аранжмани за усогласување на ОЕПС од трети земји со обврските утврдени во овој Правилник.

## Дел II Одбранбен план на системот

### Поглавје 1 Општи одредби

#### Изработка на одбранбен план на ЕЕС

### Член 11

(1) Во рок од една година, ОЕПС изработува Одбранбен план на ЕЕС во консултација со релевантните ОДС-а, корисниците, РКЕ или субјектите наведени во член 4 став (3), соседните оператори на електропреносни системи и други релевантни оператори на електропреносни системи во својата синхронна област.

2. При изработка на својот одбранбен план на системот, секој ОЕПС ќе ги земе предвид најмалку следниве елементи:

(a) границите на оперативната сигурност утврдени согласно член 25 од ЕУ 2017/1485 од Правилник за оперативна сигурност;

(b) однесувањето и можностите на оптоварувањето и производството во рамки на синхроната област;

(c) специфичните потреби на значајните корисници на мрежа со висок приоритет наведени согласно точка (d) од став 4; и

(d) карактеристиките на неговиот преносен систем и на системите на ОДС.

3. Одбранбениот план на системот ќе содржи најмалку следниве одредби:

(a) условите под кои се активира одбранбениот план на системот, согласно член 13;

(b) упатствата од одбранбениот план на системот што ги издава ОЕПС; и

(c) мерките што подлежат на консултација или координација во реално време со идентификуваните страни.

4. Особено, одбранбениот план на системот ќе ги вклучи следниве елементи:

(a) список на мерките што ОЕПС треба да ги спроведе на својата мрежа;

(b) список на мерките што треба да ги спроведат ОДС и список на ОДС одговорни за спроведување на тие мерки на своите мрежи;

(с) список на Корисници одговорни за спроведување мерките на своите приклучоци и постројки кои што произлегуваат од задолжителните барања утврдени во Мрежните правила за пренос во делот Приклучување на генераторски единици, потрошувачи и високонапонски водови на еднонасочна струја или од националното законодавство, како и список на мерки што треба да ги спроведат тие Корисници;

(д) список на значајни корисници на мрежа со висок приоритет и условите и одредбите за нивно исклучување; и

(е) роковите за спроведување за секоја мерка наведена во одбранбениот план на системот.

5. Одбранбениот план на ЕЕС ќе ги содржи следниве мерки, наведени во Поглавје 2 од Дел II:

(а) шеми за заштита на системот, вклучително најмалку:

(i) шема за автоматско подфреквентно управување согласно член 15;

(ii) шема за автоматско надфреквентно управување согласно член 16; и

(iii) шема против колапс на напонот согласно член 17.

(б) постапки од одбранбениот план на системот, вклучително најмалку:

(i) постапка за управување со отстапување на фреквенцијата согласно член 18;

(ii) постапка за управување со отстапување на напонот согласно член 19;

(iii) постапка за управување со текови на моќност согласно член 20;

(iv) постапка за помош за активна моќност согласно член 21; и

(v) постапка за рачно исклучување на нето побарувачка согласно член 22.

6. Мерките содржани во одбранбениот план на системот ќе бидат во согласност со следниве принципи:

(а) нивното влијание врз корисниците на системот ќе биде минимално;

(б) ќе бидат економски ефикасни;

(с) ќе се активираат само оние мерки што се неопходни; и

(д) нема да доведат преносниот систем на ОЕПС или меѓусебно поврзаните преносни системи во состојба на вонредна состојба или безнапонска состојба.

#### Имплементација на одбранбениот план на системот

##### Член 12

1. Во рок од една година, секој ОЕПС ќе ги имплементира оние мерки од својот одбранбен план на системот што треба да се имплементираат на преносниот систем. Потоа ќе ги одржува имплементираниите мерки.

2. Во рок од една година, секој ОЕПС ќе ги извести ОДС поврзани на преносниот систем за мерките, вклучително и роковите за имплементација, кои треба да се имплементираат на:

(а) електродистрибутивната мрежа на ОДС согласно член 11 став (4); или

(б) приклучокот на Корисници идентификувани согласно член 11 став (4) поврзани на нивните дистрибутивни системи; или

(с) приклучоците на даватели на одбранбени услуги поврзани на нивните дистрибутивни системи; или

(д) електродистрибутивната мрежа на ОДС поврзани на нивните дистрибутивни системи.

3. Во рок од една година, секој ОЕПС ќе ги извести Корисници идентификувани согласно точка (с) од член 11 став (4) или давателите на одбранбени услуги директно поврзани на неговиот преносен систем за мерките што треба да се имплементираат на нивните приклучоци, вклучително и роковите за имплементација.

4. Кога е предвидено со националното законодавство, ОЕПС директно ќе ги извести Корисници идентификувани согласно точка (с) од член 11 став (4), давателите на системски услуги или ОДС поврзани на дистрибутивни системи за мерките што треба да се имплементираат на нивните приклучоци и постројки, вклучително и роковите за нивната имплементација. Тој ќе го информира засегнатиот ОДС за ова известување.

5. Кога ОЕПС ќе извести ОДС согласно став 2, ОДС, пак, без одлагање ќе ги извести Корисници, давателите на одбранбени услуги и ОДС поврзани на неговиот дистрибутивен систем за мерките од одбранбениот план на системот што тие треба да ги имплементираат на своите соодветни приклучоци и постројки, вклучително и роковите за нивната имплементација.

6. Секој известен ОДС, Корисник и давател на одбранбена услуга ќе:

(а) ги имплементира мерките известени согласно овој член најдоцна во рок од 12 месеци од датумот на известувањето;

(б) ја потврди имплементацијата на мерките до операторот на системот што го извршил известувањето, кој, кога е различен од ОЕПС, ќе го извести ОЕПС за потврдата; и

(с) ги одржува мерките имплементирани на своите приклучоци и постројки.

#### Активирање на одбранбениот план на системот

##### Член 13

1. Секој ОЕПС ќе ги активира постапките од својот одбранбен план на системот согласно точка (б) од член 11 став (5) во координација со ОДС и Корисници идентификувани согласно член 11 став (4) и со давателите на одбранбени услуги.

2. Покрај автоматски активираниите шеми од одбранбениот план на системот, согласно точка (а) од член 11 став (5), секој ОЕПС ќе активира постапка од одбранбениот план на системот кога:

(а) системот е во состојба на вонредна состојба согласно критериумите утврдени во член 18 став (3) од Правилник за оперативна сигурност и нема достапни корективни мерки за враќање на системот во нормална состојба; или

(б) врз основа на анализа на оперативната сигурност, оперативната сигурност на преносниот систем бара активирање на мерка од одбранбениот план на системот согласно член 11 став (5), покрај достапните корективни мерки.

3. Секој ОДС и Корисник идентификуван согласно член 11 став (4), како и секој давател на одбранбена услуга, без неоправдано одлагање ќе ги изврши упатствата од одбранбениот план на системот издадени од ОЕПС согласно точка (с) од член 11 став (3), во согласност со постапките од одбранбениот план на системот предвидени во точка (б) од член 11 став (5).

4. Секој ОЕПС ќе ги активира постапките од својот одбранбен план на системот наведени во точка (б) од член 11 став (5) што имаат значајно прекугранично влијание, во координација со засегнатите ОЕПС.

#### Помош и координација меѓу ОЕПС во состојба на вонредна состојба

##### Член 14

1. По барање од ОЕПС кога е во состојба на вонредна состојба, секој ОЕПС ќе обезбеди преку интерконекциите можна помош на ОЕПС што ја побарал помошта, под услов тоа да не доведе неговиот преносен систем или меѓусебно поврзаните преносни системи да навлезат во состојба на вонредна состојба или безнапонска состојба.

2. Кога помошта треба да се обезбеди преку интерконекции на еднонасочна струја, таа може да се состои од извршување на следниве дејствија, земајќи ги предвид техничките карактеристики и можностите на HVDC системот:

(а) рачни дејствија за регулација на пренесената активна моќност за да му се помогне на ОЕПС во вонредна состојба да ги доведе тековите на моќност во рамки на границите на оперативната сигурност или фреквенцијата на соседната синхрона област во рамки на границите на системската фреквенција за состојба на предупредување (alert state) дефинирана согласно член 18 став (2) од Правилник за оперативна сигурност;

(б) автоматски контролни функции на пренесената активна моќност врз основа на сигналите и критериумите утврдени во член 13 од Правилник за приклучување на високонапонски водови на еднонасочна струја;

(в) автоматска фреквентна регулација согласно членовите 15 до 18 од Правилник за приклучување на високонапонски водови на еднонасочна струја, во случај на островска работа;

(д) регулација на напон и реактивна моќност согласно член 24 од Правилник за приклучување на високонапонски водови на еднонасочна струја; и

(е) други соодветни дејствија.

3. Секој ОЕПС може да пристапи кон рачно исклучување на било кој елемент од преносниот систем што има значајно прекугранично влијание, вклучително и интерконекција, под следниве услови:

(а) ОЕПС ќе се координира со соседните ОЕПС; и

(б) ова дејство нема да доведе преостанатиот меѓусебно поврзан преносен систем да влезе во состојба на вонредна состојба или безнапонска состојба.

4. Без оглед на став 3, ОЕПС може рачно да исклучи било кој елемент од преносниот систем што има значајно прекугранично влијание, вклучително и интерконекција, без координација, во исклучителни околности кои подразбираат повреда на границите на оперативната сигурност, за да се спречи загрозување на безбедноста на персоналот или оштетување на опремата. Во рок од 30 дена од настанот, ОЕПС ќе изготви извештај, најмалку на англиски јазик, кој содржи детално објаснување на образложението, спроведувањето и влијанието на ова дејство и ќе го достави до релевантното регулаторно тело согласно Одредбите во Законот за енергетика за потготвеност со ризици, како и до соседните ОЕПС, и ќе го стави на располагање на значајно засегнатите корисници на системот.

## Поглавје 2 Мерки од одбранбениот план на системот

### Шема за автоматско подфреквентно управување

#### Член 15

1. Шемата за автоматско управување при подфреквенција во рамки на одбранбениот план на системот ќе вклучи шема за автоматско исклучување на потрошувачка при ниска фреквенција, како и подесувања на „limited frequency sensitive mode – underfrequency“ во контролната област за регулација на фреквенција и оптоварување (LFC) на ОЕПС.

2. При изработка на својот одбранбен план на системот, ОЕПС ќе предвиди активирање на „limited frequency sensitive mode – underfrequency“ пред активирањето на шемата за автоматско исклучување на потрошувачка при ниска фреквенција, кога стапката на промена на фреквенцијата го дозволува тоа.

3. Пред активирањето на шемата за автоматско исклучување на потрошувачка при ниска фреквенција, ОЕПС и ОДС идентификуван согласно член 11 став (4) ќе предвиди дека единиците за складирање енергија кои дејствуваат како оптоварување и се поврзани на нивниот систем:

(а) автоматски ќе се префрлат во режим на производство во рокот и на зададена вредност на активна моќност (set-point) утврдени од ОЕПС во одбранбениот план на системот; или

(б) кога единицата за складирање енергија не е способна да се префрли во утврдениот рок од ОЕПС во одбранбениот план на системот, автоматски ќе ја исклучи единицата за складирање енергија која дејствува како оптоварување.

4. ОЕПС ќе ги утврди во својот одбранбен план на системот праговите на фреквенција при кои ќе се случи автоматското префрлување или исклучување на единиците за складирање енергија. Овие прагови на фреквенција ќе бидат пониски или еднакви на лимитот на системската фреквенција дефиниран за состојба на вонредна состојба во член 18 став (3) од ЕУ 2017/1485 - Правилник за оперативна сигурност и повисоки од фреквентниот лимит за „starting mandatory level“ за исклучување на побарувачка утврден во Анексот.

5. ОЕПС ќе ја изработи шемата за автоматско исклучување на потрошувачка при ниска фреквенција согласно параметрите за отфрлање на оптоварување во реално време утврдени во Прилогот. Шемата ќе вклучи исклучување на побарувачка при различни фреквенции, од „starting mandatory level“ до „final mandatory level“, во рамки на опсегот на имплементација и со почитување на минимален број и максимална големина на чекори. Опсегот на имплементација ќе го дефинира максимално дозволеното отстапување на него побарувачката што треба да се исклучи од целната нето побарувачка што треба да се исклучи при дадена фреквенција, пресметано преку линеарна интерполација помеѓу почетното и крајното задолжително ниво. Опсегот на имплементација нема да дозволи исклучување на помала нето побарувачка од износот што треба да се исклучи на „starting mandatory level“. Чекор не може да се смета како таков ако не се исклучи никаква нето побарувачка кога ќе се достигне тој чекор.

6. ОЕПС или ОДС ќе ги инсталира релеите неопходни за исклучување на потрошувачка при ниска фреквенција, земајќи ги предвид најнискиот вообичаен товар на мрежата и дисперзираното производство на електрична енергија.

7. При имплементација на шемата за автоматско исклучување на потрошувачка при ниска фреквенција согласно известувањето од член 12 став (2), ОЕПС или ОДС ќе:

(а) избегнува поставување намерно временско доцнење дополнително на времето од дејствувањето на релеите и прекинувачите;

(б) го минимизира исклучувањето на генераторските единици за производство на електрична енергија, особено кај оние што обезбедуваат инерција; и

(в) го ограничува ризикот шемата да доведе до отстапувања на текови на моќност и отстапувања на напон надвор од границите на оперативната сигурност.

Доколку ОДС не може да ги исполни барањата од точките (б) и (в), ќе го известува ОЕПС и ќе предложи кое барање да се применува. ОЕПС, во консултација со ОДС, ќе ги утврди применливите барања врз основа на заедничка cost-benefit (трошоци–корист) анализа.

8. Шемата за автоматско исклучување на потрошувачка при ниска фреквенција во рамки на одбранбениот план на системот може да предвиди исклучување на нето побарувачка врз основа на градиент на фреквенцијата, под услов:

(а) се активира само:

(и) кога отстапувањето на фреквенцијата е поголемо од максималното стационарно (steady-state) отстапување на фреквенцијата и градиентот на фреквенцијата е поголем од оној предизвикан од референтниот инцидент; и

(ii) кога отстапувањето на фреквенцијата е поголемо од максималното стационарно (steady-state) отстапување на фреквенцијата и градиентот на фреквенцијата е поголем од оној предизвикан од референтниот инцидент;

(b) е во согласност со Анексот; и

(c) е неопходно и оправдано за ефикасно одржување на оперативната сигурност.

И 9. Во случај шемата за автоматско исклучување на потрошувачка при ниска фреквенција во рамки на одбранбениот план на системот да вклучува исклучување на нето побарувачка врз основа на градиент на фреквенцијата, како што е опишано во став 8, ОЕПС ќе достави, во рок од 30 дена од имплементацијата, извештај што содржи детално објаснување на образложението, имплементацијата и влијанието на оваа мерка до националното регулаторно тело.

10. ОЕПС може во шемата за автоматско исклучување на потрошувачка при ниска фреквенција од својот одбранбен план на системот да вклучи дополнителни чекори за исклучување на нето побарувачка под „final mandatory level“ за исклучување на побарувачка утврден во Прилогот.

11. ОЕПС ќе има право да имплементира дополнителни шеми за заштита на системот што се активираат при фреквенција помала или еднаква на фреквенцијата на „final mandatory level“ за исклучување на побарувачка и кои имаат цел побрз процес на обнова. ОЕПС ќе обезбеди таквите дополнителни шеми кои нема да не ја влошат дополнително фреквенцијата.

### Шема за автоматско надфреквентно управување

#### Член 16

1. Шемата за автоматско надфреквентно управување во рамки на одбранбениот план на системот ќе доведе до автоматско намалување на вкупната активна моќност што се инјектира во секоја LFC област.

2. Во консултација со ОЕПС и другите ОЕПС-и во својата синхрона област, ОЕПС ќе ги утврди следниве параметри на својата шема за автоматско надфреквентно управување:

(a) праговите на фреквенција за нејзино активирање; и

(b) односот на намалување на инјектирање на активна моќност.

3. ОЕПС ќе ја изработи својата шема за автоматско надфреквентно управување земајќи ги предвид можностите генераторските единици за производство на електрична енергија во однос на „limited frequency sensitive mode — overfrequency“ и можностите на единиците за складирање енергија во својата LFC област. Доколку „limited frequency sensitive mode — overfrequency“ не постои или не е доволен за да ги исполни барањата утврдени во точките (a) и (b) од став 2, ОЕПС дополнително ќе воспостави степенесто линеарно исклучување на производството во својата LFC област. ОЕПС ќе ја утврди максималната големина на чекорите за исклучување на генераторските единици за производство и/или на HVDC системи во консултација со ОЕПС другите ОЕПС-и во својата синхрона област.

### Автоматска шема против колапс на напонот

#### Член 17

1. Автоматската шема против колапс на напонот во рамки на одбранбениот план на системот може да вклучи една или повеќе од следниве шеми, во зависност од резултатите од проценката на ОЕПС за сигурноста на системот:

(a) шема за исклучување на потрошувачка при низок напон согласно член 19 став (2) од ЕУ 2016/05 од Мрежните правила за пренос во делот Начин за приклучување на потрошувачи;

(b) шема за блокирање на регулатор на преносен однос под оптоварување (on-load tap changer) согласно член 19 став (3) од Мрежните правила за пренос во делот Начин за приклучување на потрошувачи; и

(c) шеми за заштита на системот за управување со напон.

2. Освен ако проценката согласно став 1 не покаже дека имплементацијата на шема за блокирање на регулатор на преносен однос под оптоварување не е потребна за да се спречи колапс на напонот во контролната област на ОЕПС, и другите ОЕПС-и ќе ги утврди условите под кои регулаторот ќе блокира согласно член 19 став (3) од Мрежните правила за пренос во делот Начин за приклучување на потрошувачи, вклучувајќи најмалку:

(a) методот на блокирање (локално или далечински од контролниот центар);

(b) прагот на напонско ниво во точката на приклучување;

(c) насоката на проток на реактивна моќност; и

(d) максималното време помеѓу детекцијата на прагот и блокирањето.

### Постапка за управување со отстапување на фреквенцијата

#### Член 18

1. Постапката за управување со отстапувања на фреквенцијата во рамки на одбранбениот план на системот ќе содржи сет мерки за управување со отстапување на фреквенцијата надвор од границите на фреквенцијата дефинирани за состојба на предупредување (alert state) во член 18 став (2) од ЕУ 2017/1485- Правилник за оперативна сигурност. Постапката ќе биде усогласена со постапките утврдени за корективни мерки што треба да се управуваат координирано согласно член 78 став (4) од Правилник за оперативна сигурност и најмалку ќе ги исполни следниве барања:

(a) намалувањето на производството ќе биде помало од намалувањето на оптоварувањето при настани на подфреквенција; и

(b) намалувањето на производството ќе биде поголемо од намалувањето на оптоварувањето при настани на надфреквенција.

2. ОЕПС ќе го приспособи режимот на работа на својата LFC со цел да се спречи мешање со рачното активирање или деактивирање на активна моќност како што е утврдено во ставовите 3 и 5.

3. ОЕПС има право да утврди зададена вредност на активна моќност (set-point) што секој Корисник идентификуван согласно точка (c) од член 11 став (4) ќе ја одржува, под услов зададената вредност да ги исполнува техничките ограничувања на Корисникот. ОЕПС има право да утврди зададена вредност на активна моќност што секој давател на одбранбена услуга ќе ја одржува, под услов оваа мерка да се применува за нив согласно условите и одредбите од член 4 став (4) и зададената вредност да ги почитува техничките ограничувања на давателот на одбранбена услуга. Корисникот и давателите на одбранбени услуги без неоправдано одлагање ќе ги извршат упатствата дадени од ОЕПС директно или индиректно преку ОДС и ќе останат во таа состојба сè додека не се издадат дополнителни упатства. Кога упатствата се дадени директно, ОЕПС без неоправдано одлагање ќе ги информира релевантните ОДС.

4. ОЕПС има право да ги исклучи Корисници и давателите на одбранбени услуги, директно или индиректно преку ОДС. Корисниците и давателите на одбранбени услуги ќе останат исклучени сè додека не се издадат

дополнителни упатства. Кога Корисниците се исклучени директно, ОЕПС без неоправдано одлагање ќе ги информира релевантните ОДС. Во рок од 30 дена од настанот, ОЕПС ќе изготви извештај што содржи детално објаснување на образложението, спроведувањето и влијанието на ова дејство и ќе го достави до Регулаторната комисија за енергетика согласно член 59 од ЕУ 2019/914 како и Одредбите од Законот за енергетика (\*), како и ќе го стави на располагање на значајно засегнатите корисници на системот.

5. Пред активирањето на шемата за автоматско исклучување на потрошувачка при ниска фреквенција утврдена во член 15 и под услов стапката на промена на фреквенцијата да го дозволува тоа, секој ОЕПС, директно или индиректно преку ОДС, ќе активира одговор на побарувачката од релевантните даватели на одбранбени услуги и ќе:

(а) ќе ги префрли единиците за складирање енергија што дејствуваат како оптоварување во режим на производство на зададена вредност на активна моќност утврдена од ОЕПС во одбранбениот план на системот; или

(б) кога единицата за складирање енергија не е способна доволно брзо да се префрли за да ја стабилизира фреквенцијата, рачно ќе ја исклучи единицата за складирање енергија.

### Постапка за управување со отстапување на напонот

#### Член 19

1. Постапката за управување со отстапувања на напонот во рамки на одбранбениот план на системот ќе содржи сет мерки за управување со отстапувања на напонот надвор од границите на оперативната сигурност утврдени во член 25 од ЕУ 2017/1485 - Правилник за оперативна сигурност.

2. ОЕПС има право да утврди опсег на реактивна моќност или опсег на напон и да им наложи на ОДС и Корисници идентификувани за оваа мерка согласно член 11 став (4) да го одржуваат, во согласност со членовите 28 и 29 од Правилник за оперативна сигурност.

3. По барање на соседен ОЕПС кој е во состојба на вонредна состојба, ОЕПС ќе ги стави на располагање сите можности за обезбедување реактивна моќност кои не доведуваат неговиот преносен систем да влезе во состојба на вонредна состојба или безнапонска состојба.

### Постапка за управување со текови на моќност

#### Член 20

1. Постапката за управување со текови на моќност во рамки на одбранбениот план на системот ќе содржи сет мерки за управување со текови на моќност надвор од границите на оперативната сигурност утврдени во член 25 од ЕУ 2017/1485 - Правилник за оперативна сигурност.

2. ОЕПС има право да утврди зададена вредност на активна моќност (set-point) што секој Корисник идентификуван согласно точка (с) од член 11 став (4) ќе ја одржува, под услов зададената вредност да ги почитува техничките ограничувања на Корисникот. ОЕПС има право да утврди зададена вредност на активна моќност што секој давател на одбранбена услуга ќе ја одржува, под услов оваа мерка да се применува за нив согласно условите и одредбите од член 4 став (4) и зададената вредност да ги почитува техничките ограничувања на давателите на одбранбени услуги. Корисникот и давателите на одбранбени услуги без неоправдано одлагање ќе ги извршат упатствата дадени од ОЕПС директно или индиректно преку ОДС и ќе останат во таа состојба сè додека не се издадат дополнителни упатства. Кога упатствата се дадени директно, ОЕПС без неоправдано одлагање ќе ги информира релевантните ОДС.

3. ОЕПСима право да ги исклучи Корисници и давателите на одбранбени услуги, директно или индиректно преку ОДС. Корисниците и давателите на одбранбени услуги ќе останат исклучени сè додека не се издадат дополнителни упатства. Кога Корисниците се исклучени директно, ОЕПС без неоправдано одлагање ќе ги информира релевантните ОДС. Во рок од 30 дена од настанот, ОЕПС ќе изготви извештај што содржи детално објаснување на образложението, спроведувањето и влијанието на ова дејство и ќе го достави до Регулаторната комисија за енергетика согласно член 29 од ЕУ 2019/944 како и Одредбите од Законот за енергетика (\*).

### Постапка за помош за активна моќност

#### Член 21

1. Во случај на отсуство на адекватност на контролната област во временската рамка „day-ahead“ или „intraday“, идентификувано согласно ставовите 1 и 2 од член 107 од ЕУ 2017/1485 - Правилник за оперативна сигурност, и пред било каква можна суспензија на пазарните активности согласно член 35, ОЕПС има право да побара помош за активна моќност од:

(а) секој давател на услуги за балансирање, кој, по барање на ОЕПС, ќе го промени својот статус на достапност за да ја стави на располагање целата своја активна моќност, под услов таа да не била веќе активирана преку пазарот на балансирање и во согласност со неговите технички ограничувања;

(б) секој Корисник поврзан во неговата LFC област, кој веќе не обезбедува услуга за балансирање на ОЕПС и кој, по барање на ОЕПС, ќе ја стави на располагање целата своја активна моќност, во согласност со неговите технички ограничувања; и

(с) други ОЕПС кои се во нормална состојба или состојба на предупредување.

2. ОЕПС може да ја активира помошта за активна моќност од давател на услуги за балансирање или Корисник, согласно точките (а) и (б) од став 1, само ако ги активирал сите достапни понуди (bids) за енергија за балансирање, земајќи го предвид достапниот прекуграничен капацитет (cross-zonal capacity) во моментот на отсуство на адекватност на контролната област.

3. ОЕПС кон кого е упатено барање за помош за активна моќност согласно став 1(в) ќе:

(а) ги стави на располагање своите не-споделени понуди (unshared bids);

(б) има право да ја активира достапната енергија за балансирање, за да ја обезбеди соодветната моќност на ОЕПС што ја побарал помошта; и

(с) има право да побара помош за активна моќност од своите даватели на услуги за балансирање и од секој Корисник поврзан во неговата LFC област кој веќе не обезбедува услуга за балансирање на ОЕПС, со цел да ја обезбеди соодветната помош за активна моќност на ОЕПС што ја побарал помошта.

4. При активирање на активната моќност побарана согласно став 1(в), ОЕПС што го бара и ОЕПС од кого се бара помошта имаат право да користат:

(а) достапен прекуграничен капацитет (cross-zonal capacity) во случај активирањето да се изврши пред времето на затворање на прекуграничната „intraday“ спојка (intraday cross-zonal gate closure time) и ако обезбедувањето на засегнатите прекугранични капацитети не е суспендирано согласно член 35;

(б) дополнителен капацитет што може да биде достапен поради статусот на системот во реално време, при што ОЕПС што го бара и ОЕПС од кого се бара помошта ќе се координираат со други значајно засегнати ОЕПС во согласност со член 6 став (5).

5. Откако ОЕПС што го бара и ОЕПС од кого се бара помошта ќе се договорот за условите за обезбедување помош за активна моќност, договорениот износ на активна моќност и временскиот интервал за обезбедување ќе бидат обврзувачки, освен ако преносниот систем на ОЕПС што ја обезбедува помошта не влезе во состојба на вонредна состојба или безнапонска состојба.

### Постапка за рачно исклучување на нето побарувачка

#### Член 22

1. Покрај мерките утврдени во членовите 18 до 21, ОЕПС може да утврди износ на нето побарувачка што рачно ќе се исклучи, директно од ОЕПС или индиректно преку ОДС, кога е неопходно за да се спречи ширење или влошување на состојба на вонредна состојба. Кога побарувачката треба директно да се исклучи, ОЕПС без одлагање ќе ги информира релевантните ОДС.

2. ОЕПС ќе го активира рачното исклучување на нето побарувачката наведена во став 1 за да:

(а) реши преоптоварувања или ситуации со низок напон; или (б) реши ситуации во кои е побарана помош за активна моќност согласно член 21, но таа не е доволна за да се одржи адекватноста во временските рамки „day-ahead“ и „intraday“ во неговата контролна област, согласно член 107 од ЕУ 2017/1485 - Правилник за оперативна сигурност, што доведува до ризик од влошување на фреквенцијата во синхроната област.

3. ОЕПС ќе ги извести ОДС за износот на нето побарувачка утврден согласно став 1 што треба да се исклучи на нивните дистрибутивни системи. Секој ОДС ќе го исклучи известениот износ на нето побарувачка, без неоправдано одлагање.

4. Во рок од 30 дена од настанот, ОЕПС ќе изготви извештај што содржи детално објаснување на образложението, спроведувањето и влијанието на ова дејство и ќе го достави до Регулаторната комисија за енергетика согласно Одредбите од Законот за енергетика (\*) за проценка на ризици, како што е приспособена и усвоена со Одлуката на Министерскиот совет 2021/13/МС-ЕнС.

### Дел III План за обнова

#### Поглавје 1 Општи одредби

##### Изработка на план за обнова на ЕЕС

#### Член 23

(1) Во рок од една година, ОЕПС изработува план за обнова на ЕЕС во координација со релевантните ОДС-и, корисниците, РКЕ или субјектите наведени во член 4 став (3), соседните оператори на електропреносни системи и други релевантни оператори на електропреносни системи во својата синхрона област.

2. При изработка на својот план за обнова, ОЕПС ќе ги земе предвид, најмалку, следниве елементи:

(а) однесувањето и можностите на оптоварувањето и производството;

(б) специфичните потреби на значајните корисници на мрежа со висок приоритет наведени согласно став (4); и

(в) карактеристиките на неговата мрежа и на мрежите на подлежащите ОДС.

3. Планот за обнова ќе содржи најмалку следниве одредби:

(а) условите под кои се активира планот за обнова, како што е предвидено во член 25;

(б) упатствата од планот за обнова што ги издава ОЕПС; и

(в) мерките што подлежат на консултација или координација во реално време со идентификуваните страни.

4. Особено, планот за обнова ќе ги вклучи следниве елементи:

(а) список на мерките што треба да ги имплементира ОЕПС на свои корисници приклучени на електропреносни системи;

(б) список на мерките што треба да ги имплементираат ОДС и список на ОДС одговорни за имплементација на тие мерки на свои корисници приклучени на електродистрибутивни системи;

(в) список на Корисници одговорни за спроведување на своите инсталации на мерките што произлегуваат од задолжителните барања утврдени во Регулативите (ЕУ) 2016/631, како што е приспособена и усвоена со Одлуката на Постојаната висока група 2018/03/PHLG-ЕнС, Правилник за приклучување на потрошувачи, и Правилник за приклучување на високонапонски водови на едноточна струја или од националното законодавство, како и список на мерки што треба да ги спроведат тие Корисници;

(г) списокот на значајни корисници на мрежа со висок приоритет и условите и одредбите за нивно исклучување и повторно напојување;

(д) список на трафостаници кои се суштински за постапките од планот за обнова;

(е) бројот на извори на моќност во контролната област на ОЕПС, неопходни за повторно напојување на неговиот систем со стратегија за повторно напојување од долу-нагоре, кои имаат можност за „black start“, можност за брза ресинхронизација (преку „houseload“ режим) и можност за островска работа; и

(ж) роковите за имплементација за секоја наведена мерка.

5. Планот за обнова ќе вклучи најмалку следниве технички и организациски мерки наведени во Дел III:

(а) постапка за повторно напојување, согласно Поглавје 2;

(б) постапка за управување со фреквенција, согласно Поглавје 3; и

(в) постапка за ресинхронизација, согласно Поглавје 4.

6. Мерките содржани во планот за обнова ќе бидат во согласност со следниве принципи:

(а) нивното влијание врз корисниците на системот ќе биде минимално;

(б) ќе бидат економски ефикасни;

(в) ќе се активираат само оние мерки што се неопходни; и

(г) нема да ги доведат меѓусебно поврзаните преносни системи во состојба на вонредна состојба или безнапонска состојба.

#### Имплементација на планот за обнова

#### Член 24

1. Во рок од една година, ОЕПС ќе ги имплементира оние мерки од својот план за обнова што треба да се имплементираат на преносниот систем. Потоа ќе ги одржува имплементираниите мерки.

2. Во рок од една година, ОЕПС ќе ги извести ОДС поврзани на преносниот систем за мерките, вклучително и роковите за имплементација, кои треба да се имплементираат на:

(а) инсталациите на ОДС согласно член 23 став (4); и

(б) инсталациите на Корисници идентификувани согласно член 23 став (4) и поврзани на нивните дистрибутивни системи; и (в) инсталациите на даватели на услуги за обнова поврзани на нивните дистрибутивни системи; и (г) инсталациите на ОДС поврзани на нивните дистрибутивни системи.

3. Во рок од една година, ОЕПС ќе ги извести Корисници идентификувани согласно член 23 став (4) и давателите на услуги за обнова директно поврзани на неговиот преносен систем за мерките што треба да се имплементираат на нивните инсталации, вклучително и роковите за имплементација согласно точка (g) од член 23 став (4).

4. Кога е предвидено со националното законодавство, ОЕПС директно ќе ги извести Корисници идентификувани согласно член 23 став (4), давателите на услуги за обнова и ОДС поврзани на дистрибутивни системи и ќе го информира засегнатиот ОДС за ова известување.

5. Кога ОЕПС ќе извести ОДС согласно став 2, ОДС, пак, без одлагање ќе ги извести Корисници, давателите на услуги за обнова и ОДС поврзани на неговиот дистрибутивен систем за мерките од планот за обнова кои тие треба да ги имплементираат на своите соодветни инсталации, вклучително и роковите за имплементација, согласно точка (g) од член 23 став (4).

6. Секој извршен ОДС, Корисник и давател на услуга за обнова ќе:

- (а) ги имплементира известените мерки најдоцна во рок од 12 месеци од датумот на известувањето;
- (б) ја потврди имплементацијата на мерките до операторот на системот што го извршил известувањето, кој, кога е различен од ОЕПС, ќе го извести ОЕПС; и
- (в) ги одржува мерките имплементирани на своите инсталации.

#### Активирање на планот за обнова

##### Член 25

1. ОЕПС ќе ги активира постапките од својот план за обнова во координација со ОДС и Корисници идентификувани согласно член 23 став (4) и со давателите на услуги за обнова, во следниве случаи:

(а) кога системот е во состојба на вонредна состојба согласно критериумите во член 18 став (3) од Правилник за оперативна сигурност, откако системот ќе се стабилизира по активирање на мерките од одбранбениот план на системот; или

(б) кога системот е во безнапонска состојба согласно критериумите во член 18 став (4) од Правилник за оперативна сигурност.

2. За време на обновување на системот, ОЕПС ќе идентификува и ќе следи:

(а) обемот и границите на синхронизираните региони или синхронизираните региони на кои припаѓа неговата контролна област;

(б) ОЕПС со кои дели синхронизиран регион или синхронизирани региони; и

(в) достапните резерви на активна моќност во неговата контролна област.

3. Секој ОДС и Корисник идентификуван согласно член 23 став (4), како и секој давател на услуга за обнова, без неоправдано одлагање ќе ги изврши упатствата од планот за обнова издадени од ОЕПС, согласно точка (б) од член 23 став (3), во согласност со постапките од планот за обнова.

4. ОЕПС ќе ги активира оние постапки од својот план за обнова што имаат значајно прекугранично влијание, во координација со засегнатите ОЕПС.

#### Поглавје 2 Повторно напојување

##### Постапка за повторно напојување

##### Член 26

1. Постапката за повторно напојување од планот за обнова ќе содржи сет мерки што му овозможуваат на ОЕПС да примени:

(а) стратегија за повторно напојување од горе-надолу; и

(б) стратегија за повторно напојување од долу-нагоре.

2. Во однос на стратегијата за повторно напојување од долу-нагоре, постапката за повторно напојување ќе содржи најмалку мерки за:

(а) управување со отстапувања на напон и фреквенција како последица на повторното напојување;

(б) следење и управување со островска работа; и

(в) ресинхронизација на области во островска работа.

#### Активирање на постапката за повторно напојување

##### Член 27

1. При активирање на постапката за повторно напојување, ОЕПС ќе ја утврди стратегијата што ќе се применува, земајќи го предвид:

(а) достапноста на извори на моќност во неговата контролна област кои се способни за повторно напојување;

(б) очекуваното времетраење и ризиците од можните стратегии за повторно напојување;

(в) состојбата на електроенергетските системи;

(г) состојбата на директно поврзаните системи, вклучително најмалку статусот на интерконекциите; (е) значајните корисници на мрежа со висок приоритет наведени согласно член 23 став (4); и

(ф) можноста да се комбинираат стратегиите за повторно напојување од горе-надолу и од долу-нагоре.

2. При примена на стратегија за повторно напојување од горе-надолу, ОЕПС ќе управува со приклучувањето на оптоварување и производство со цел да ја регулира фреквенцијата кон номиналната фреквенција, со максимална толеранција еднаква на максималното стационарно отстапување на фреквенцијата. ОЕПС ќе ги применува условите за приклучување на оптоварување и производство утврдени од фреквентниот лидер, доколку е назначен согласно член 29.

3. При примена на стратегија за повторно напојување од долу-нагоре, ОЕПС ќе управува со приклучувањето на оптоварување и производство со цел да ја регулира фреквенцијата кон целната фреквенција утврдена согласно точка (в) од член 28 став (3).

4. За време на повторното напојување, ОЕПС, по консултација со ОДС, ќе го утврди и ќе го извести износот на нето побарувачка што треба повторно да се приклучи на дистрибутивните мрежи. Секој ОДС ќе го приклучи повторно известениот износ на нето побарувачка, при почитување на блок-оптоварувањето (block loading) и земајќи го предвид автоматското повторно приклучување на оптоварување и производство во својата мрежа.

5. ОЕПС ќе ги информира соседните ОЕПС за својата способност да поддржи стратегија за повторно напојување од горе-надолу.

6. За активирање на стратегија за повторно напојување од горе-надолу, ОЕПС ќе побара од соседните ОЕПС да го поддржат повторното напојување. Оваа поддршка може да се состои од помош за активна моќност, согласно ставовите 3 до 5 од член 21. ОЕПС од кои се бара поддршката ќе обезбедат помош за повторното напојување, освен ако тоа би довело нивните системи во состојба на вонредна состојба или black out (безнапонска состојба). Во тој случај, ОЕПС што бара поддршка ќе ја користи стратегијата за повторно напојување од долу-нагоре.

### Поглавје 3 Управување со фреквенција

#### Постапка за управување со фреквенција

##### Член 28

1. Постапката за управување со фреквенција од планот за обнова ќе содржи сет мерки насочени кон враќање на фреквенцијата на системот на номиналната фреквенција.

2. ОЕПС ќе ја активира својата постапка за управување со фреквенција:

(а) при подготовка на постапката за ресинхронизација, кога синхроната област е поделена на повеќе синхронизирани региони;

(б) во случај на отстапување на фреквенцијата во синхроната област; или

(в) во случај на повторно напојување.

3. Постапката за управување со фреквенција ќе вклучи најмалку:

(а) список на дејствија во врска со поставувањето на регулаторот за оптоварување фреквенција (LFC) пред назначувањето на фреквентни лидери;

(б) назначување на фреквентни лидери;

(в) утврдување целна фреквенција во случај на стратегија за повторно напојување од долу-нагоре;

(г) управување со фреквенција по отстапување на фреквенцијата; и

(д) управување со фреквенција по поделба на синхроната област;

(е) определување на износот на оптоварување и производство што треба повторно да се приклучи, земајќи ги предвид достапните резерви на активна моќност во рамки на синхронизираниот регион, со цел да се избегнат големи отстапувања на фреквенцијата.

#### Назначување на фреквентен лидер

##### Член 29

1. За време на обновувањето на системот, кога синхроната област е поделена на повеќе синхронизирани региони, ОЕПС на секој синхронизирани регион ќе назначат фреквентен лидер, согласно став 3.

2. За време на обновувањето на системот, кога синхроната област не е поделена, но фреквенцијата на системот ги надминува фреквентните граници за состојба на предупредување (alert state) дефинирани во член 18 став (2) од Правилник за оперативна сигурност, сите ОЕПС на синхроната област ќе назначат фреквентен лидер, согласно став 3.

3. ОЕПС со највисок проценет К фактор во реално време ќе биде назначен како фреквентен лидер, освен ако ОЕПС на синхронизираниот регион, или на синхроната област, не се договорот да назначат друг ОЕПС како фреквентен лидер. Во тој случај, ОЕПС на синхронизираниот регион, или на синхроната област, ќе ги земат предвид следниве критериуми:

(а) износот на достапните резерви на активна моќност, а особено резервите за враќање на фреквенцијата;

(б) капацитетите достапни на интерконекциите;

(в) достапноста на мерења на фреквенцијата кај ОЕПС на синхронизираниот регион или на синхроната област; и

(г) достапноста на мерења на критични елементи во рамки на синхронизираниот регион или синхроната област.

4. Без оглед на став 3, кога големината на засегнатата синхроната област и состојбата во реално време го дозволуваат тоа, ОЕПС на синхроната област можат да назначат однапред определен фреквентен лидер.

5. ОЕПС назначен како фреквентен лидер согласно ставовите 1 и 2 без одлагање ќе ги извести ОЕПС другите ОЕПС-и на синхроната област за своето назначување.

6. Назначениот фреквентен лидер ќе дејствува како таков сè додека:

(а) не се назначи друг фреквентен лидер за неговиот синхронизирани регион;

(б) не се назначи нов фреквентен лидер како резултат на ресинхронизација на неговиот синхронизирани регион со друг синхронизирани регион; или

(в) синхроната област не биде целосно ресинхронизирана, фреквенцијата на системот е во стандардниот фреквентен ОЕПС-ите и LFC со кој управува ОЕПС на синхроната област е вратен во својот нормален режим на работа согласно член 18 став (1) од Правилник за оперативна сигурност.

#### Управување со фреквенција по отстапување на фреквенцијата

##### Член 30

1. За време на обновувањето на системот, кога фреквентен лидер е назначен согласно член 29 став (3), ОЕПС на синхроната област, освен фреквентниот лидер, како прва мерка ќе ја суспендираат рачната активација на резервите за враќање на фреквенцијата и резервите за замена.

2. Фреквентниот лидер, по консултација со ОЕПС другите ОЕПС-и на синхроната област, ќе го утврди режимот на работа што ќе се применува на LFC со кој управува ОЕПС на синхроната област.

3. Фреквентниот лидер ќе управува со рачната активација на резервите за враќање на фреквенцијата и резервите за замена во рамки на синхроната област, со цел регулирање на фреквенцијата на синхроната област кон номиналната фреквенција и земајќи ги предвид границите на оперативната сигурност утврдени согласно член 25 од Правилник за оперативна сигурност. По барање, ОЕПС на синхроната област ќе го поддржи фреквентниот лидер.

#### Управување со фреквенција по поделба на синхроната област

##### Член 31

1. За време на обновувањето на системот, кога фреквентен лидер е назначен согласно член 29 став (3), ОЕПС на секој синхронизирани регион, со исклучок на фреквентниот лидер, како прва мерка ќе ја суспендираат рачната активација на резервите за враќање на фреквенцијата и резервите за замена.

2. Фреквентниот лидер, по консултација со ОЕПС другите ОЕПС-и на синхронизираниот регион, ќе го утврди режимот на работа што ќе се применува на LFC со кој управува ОЕПС на синхронизираниот регион.

3. Фреквентниот лидер ќе управува со рачната активација на резервите за враќање на фреквенцијата и резервите за замена во рамки на синхронизираниот регион, со цел регулирање на фреквенцијата на синхронизираниот регион кон целната фреквенција утврдена од лидерот за ресинхронизација, доколку е назначен, согласно точка (а) од член 34 став (1), и земајќи ги предвид границите на оперативната сигурност утврдени согласно член 25 од Правилник за оперативна сигурност. Кога за синхронизираниот регион не е назначен лидер за ресинхронизација, фреквентниот лидер ќе настојува да ја регулира фреквенцијата кон номиналната фреквенција. По барање, ОЕПС на синхронизираниот регион ќе го поддржи фреквентниот лидер.

### Поглавје 4 Ресинхронизација

#### Постапка за ресинхронизација

##### Член 32

Постапката за ресинхронизација од планот за обнова ќе вклучи најмалку:

- (а) назначување на лидер за ресинхронизација;
- (б) мерки што му овозможуваат на ОЕПС да примени стратегија за ресинхронизација; и
- (в) максималните граници за разлики на фазен агол, фреквенција и напон за приклучување на водови.

### Назначување на лидер за ресинхронизација

#### Член 33

1. За време на обновувањето на системот, кога два синхронизирани региони можат да се ресинхронизираат без да се загрози оперативната сигурност на преносните системи, фреквентните лидери на тие синхронизирани региони ќе назначат лидер за ресинхронизација по консултација најмалку со ОЕПС(и) идентификуван(и) како потенцијален лидер за ресинхронизација и согласно став 2. Секој фреквентен лидер без одлагање ќе ги извести ОЕПС од својот синхронизиран регион за назначениот лидер за ресинхронизација.

2. За секој пар синхронизирани региони што треба да се ресинхронизираат, лидерот за ресинхронизација ќе биде ОЕПС што:

(а) има во работа најмалку една трафостаница определена со уред за паралелно вклучување на границата меѓу двата синхронизирани региони што треба да се ресинхронизираат;

(б) има пристап до мерењата на фреквенцијата од двата синхронизирани региони;

(в) има пристап до мерењата на напонот на трафостаниците меѓу кои се наоѓаат потенцијалните точки на ресинхронизација; и

(д) е способен да го контролира напонот на потенцијалните точки на ресинхронизација.

3. Кога повеќе од еден ОЕПС ги исполнува критериумите од став 2, ОЕПС со најголем број потенцијални точки на ресинхронизација помеѓу двата синхронизирани региони ќе биде назначен како лидер за ресинхронизација, освен ако фреквентните лидери на двата синхронизирани региони не се договорат да назначат друг ОЕПС како лидер за ресинхронизација.

4. Назначениот лидер за ресинхронизација ќе дејствува како таков сè додека:

(а) не се назначи друг лидер за ресинхронизација за двата синхронизирани региони; или

(б) двата синхронизирани региони не бидат ресинхронизирани и сите чекори од член 34 не бидат завршени.

### Стратегија за ресинхронизација

#### Член 34

1. Пред ресинхронизацијата, лидерот за ресинхронизација ќе:

(а) утврди, во согласност со максималните граници наведени во член 32:

(i) целната вредност на фреквенцијата за ресинхронизација;

(ii) максималната разлика на фреквенцијата меѓу двата синхронизирани региони;

(iii) максималната размена на активна и реактивна моќност; и

(iv) режимот на работа што ќе се применува на LFC;

(б) ја избере точката на ресинхронизација, земајќи ги предвид границите на оперативната сигурност во синхронизираните региони;

(в) утврди и подготви сите неопходни дејствија за ресинхронизација на двата синхронизирани региони во точката на ресинхронизација;

(д) утврди и подготви последователен сет дејствија за создавање дополнителни врски меѓу синхронизираните региони; и

(е) ја оценува подготвеноста на синхронизираните региони за ресинхронизација, земајќи ги предвид условите утврдени во точка (а).

2. При извршување на задачите наведени во став 1, лидерот за ресинхронизација ќе се консултира со фреквентните лидери на вклучените синхронизирани региони и, за задачите наведени во точките (б) до (е), ќе се консултира и со ОЕПС кои управуваат со трафостаниците користени за ресинхронизација.

3. Секој фреквентен лидер без неоправдано одлагање ќе ги извести ОЕПС во рамки на својот синхронизиран регион за планираната ресинхронизација.

4. Кога ќе бидат исполнети сите услови утврдени согласно точка (а) од став 1, лидерот за ресинхронизација ќе ја изврши ресинхронизацијата со активирање на дејствијата утврдени согласно точките (в) и (д) од став 1.

### Дел IV Интеракции на пазарот на ЕЕ

#### Постапка за суспензија на пазарните активности

#### Член 35

(1) ОЕПС може привремено да суспендира една или повеќе активности на пазарот на ЕЕ во следниве случаи:

1) електропреносниот систем е во black out (безнапонска состојба) или

2) ОЕПС ги исцрпил сите опции што ги дава пазарот на ЕЕ и продолжувањето на активностите на пазарот во состојба на вонредна состојба би влошило една или повеќе од состојбите наведени во член 18 став (3) од Правилник за оперативна сигурност; или

3) Продолжувањето на пазарните активности значително ќе ја намали ефикасноста на процесот на реставрација во нормална или нарушена состојба или

4) Алатките и средствата за комуникација кои се неопходни за Операторот на електропреносниот систем за олеснување на активностите на пазарот не се достапни.

2. Следниве пазарни активности можат да бидат суспендирани согласно став 1:

(а) обезбедување на прекуграничен капацитет за распределба на капацитет на соодветните граници на зоните на надавање (bidding zone borders) за секоја пазарна временска единица кога се очекува дека преносниот систем нема да биде обновен во нормална состојба или состојба на предупредување;

(б) доставување од страна на давател на услуги за балансирање на понуди за капацитет за балансирање и за енергија за балансирање;

(в) обезбедување од страна на одговорна страна за биланс на избалансирана позиција на крајот на временската рамка „day ahead“, доколку тоа се бара со условите и одредбите поврзани со балансирање;

(д) обезбедување на измени на позицијата на одговорните страни за биланс;

(е) обезбедување на распореди (schedules) наведени во член 111 ставови (1) и (2) од Правилник за оперативна сигурност; и

(ф) други релевантни пазарни активности чие суспендирање се смета за неопходно за зачувување и/или обнова на системот.

3. Во случај на суспензија на активностите на пазарот на ЕЕ во согласност со став (1) од овој член, по барање на ОЕПС, секој корисник ќе работи, доколку е технички можно, на зададена активна моќност од страна на ОЕПС.

4. При суспендирање на пазарните активности согласно став 1, ОЕПС може целосно или делумно да го суспендира работењето на своите процеси кои се засегнати од таквата суспензија.

5. При суспендирање на пазарните активности согласно став 1, ОЕПС ќе се координира најмалку со следниве страни:

(а) ОЕПС на регионите за пресметка на капацитет чиј член е ОЕПС;

(б) ОЕПС со кои ОЕПС има договори за координација на балансирање;

(с) назначениот(ите) оператор(и) на пазарот на електрична енергија („НЕМО“) и други субјекти назначени или делегирани да извршуваат пазарни функции согласно Регулативата (ЕУ) 2015/1222 и Правила за доделување на меѓузонскиот капацитет за користење на капацитетот на пазарот ден-однапред, пазарот во тековниот ден и за целите на прекуграничното балансирање, во рамки на неговата контролна област;

(д) ОЕПС на блокот за регулирање оптоварување фреквенција (LFC block) чиј член е ОЕПС; и

(е) Регионалниот координатор на сигурност (coordinated capacity calculator) на регионите за пресметка на капацитет чиј член е ОЕПС.

6. Во случај на суспензија на пазарните активности, ОЕПС ќе ја активира постапката за комуникација утврдена во член 38.

### Правила за суспензија и обновување на пазарните активности

#### Член 36

1. Во рок од една година, ОЕПС ќе изработи предлог за правила во врска со суспензијата и обновувањето на пазарните активности.

2. ОЕПС ќе ги објави овие правила на својата веб-страница по нивното одобрување од Регулаторна комисија за енергетика, член 59 од ЕУ 219/944 како и согласно Одредбите од Законот за енергетика (\*) за проценка на ризици, како што е приспособена и усвоена со Одлуката на Министерскиот совет 2021/13/МС-ЕнС.

3. Правилата за суспензија и обновување на пазарните активности ќе бидат, колку што е можно, компатибилни со:

(а) правилата за обезбедување на прекуграничен капацитет во засегнатите региони за пресметка на капацитет;

(б) правилата за доставување од страна на даватели на услуги за балансирање на понуди за капацитет за балансирање и понуди за енергија за балансирање, кои произлегуваат од договори со други ОЕПС за координација на балансирање;

(с) правилата за обезбедување од страна на одговорните страни за биланс на избалансирана позиција на крајот на временската рамка „day ahead“, доколку тоа се бара со условите и одредбите поврзани со балансирање;

(д) правилата за обезбедување на измени на позицијата на одговорните страни за биланс; и

(е) правилата за обезбедување на распореди наведени во член 111 ставови (1) и (2) од ЕУ 217/1485 - Правилник за оперативна сигурност.

4. При изработка на правилата за суспензија и обновување на пазарните активности, ОЕПС ќе ги претвори ситуациите наведени во член 35 став (1) во објективно дефинирани параметри, земајќи ги предвид следниве фактори:

(а) процентот на исклучување на оптоварувањето во LFC областа на ОЕПС што соодветствува на:

(i) неможнота значаен дел од одговорните страни за биланс да го одржат својот биланс; или

(ii) потребата ОЕПС да не ги следи вообичаените процеси на балансирање за да изврши ефикасно повторно напојување;

(б) процентот на исклучување на производството во LFC областа на ОЕПС што соодветствува на неможнота значаен дел од одговорните страни за биланс да го одржат својот биланс;

(с) уделот и географската распределба на недостапните елементи на преносниот систем што соодветствуваат на:

(i) десинхронизацијата на значаен дел од LFC областа, поради што вообичаените процеси на балансирање стануваат контрапродуктивни; или

(ii) намалување на нула на прекуграничниот капацитет (cross zonal capacity) на една или повеќе зони на надавање (bidding zone borders);

(д) неможнота следниве засегнати субјекти да ги извршуваат своите пазарни активности поради причина(и) надвор од нивна контрола:

(i) балансно одговорни страни

(ii) даватели на услуги за балансирање;

(iii) НЕМО и други субјекти назначени или делегирани да извршуваат пазарни функции согласно ЕУ 2015/1222 - Правила за доделување на меѓузонскиот капацитет за користење на капацитетот на пазарот ден-однапред, пазарот во тековниот ден и за целите на прекуграничното балансирање;

(iv) ОДС поврзани на преносниот систем;

(е) отсуство на правилно функционални алатки и средства за комуникација неопходни за извршување на:

(i) единствената day ahead или intraday спојка (coupling) или кој било експлицитен механизам за распределба на капацитет; или

(ii) процесот на враќање на фреквенцијата; или

(iii) процесот на замена на резерви; или

(iv) обезбедувањето од страна на одговорна страна за биланс на избалансирана позиција во „day ahead“ и обезбедувањето на измени на нејзината позиција; или

(v) обезбедување на распореди наведени во член 111(1) и (2) од ЕУ 2017/1485 - Правилникот за оперативна сигурност.

5. Правилата за суспензија и обновување на пазарните активности ќе дефинираат временско доцнење што треба да се почитува за секој параметар утврден согласно став 4, пред започнување на постапката за суспензија на пазарните активности.

6. Засегнатиот ОЕПС во реално време ќе ги оценува параметрите утврдени согласно став 4, врз основа на информациите што му се на располагање.

7. При известување за нивото на усогласување на правилата за суспензија и обновување на пазарните активности утврдени од ОЕПС и при идентификација, каде што е соодветно, на области што бараат усогласување, согласно член 36 став (7) од Регулативата (ЕУ) 2017/2196, ENTSO E за електрична енергија, постапувајќи согласно член 3 од Процедуралниот акт бр. 2022/01/МС ЕнС, ќе го прошири овој извештај за да ги опфати и Договорните страни.

8. Во рок од една година, ОЕПС ќе достави до ENTSO E за електрична енергија податоци потребни за подготовка и доставување на извештајот согласно став 7.

### Постапка за обновување на пазарните активности

#### Член 37

1. Засегнатиот ОЕПС, во координација со НЕМО(а) активен(и) во неговата контролна област и со соседните ОЕПС, ќе ја започне постапката за обновување на пазарните активности суспендирани согласно член 35 став (1) кога:

(а) ситуацијата што ја предизвикала суспензијата завршила и не се применува ниту една друга ситуација наведена во член 35 став (1); и

(б) субјектите наведени во член 38 став (2) биле навремено и однапред соодветно известени согласно член 38.

2. Засегнатиот ОЕПС, во координација со соседните ОЕПС, ќе ја започне обновата на процесите на ОЕПС кои биле засегнати од суспензијата на пазарните активности кога условите од став 1 се исполнети, или и порано, доколку е неопходно за да се обноват пазарните активности.

3. Засегнатиот(ите) НЕМО, во координација со ОЕПС и со субјектите наведени во член 35 став (5), ќе ја започне обновата на релевантните процеси на единствената day ahead и/или единствената intraday спојка веднаш штом ОЕПС(ите) извести(ле) дека процесите на ОЕПС се обновени.

4. Кога обезбедувањето на прекуграничен капацитет (cross zonal capacity) е суспендирано и последователно обновено, секој засегнат ОЕПС ќе ги ажурира прекуграничните капацитети за распределба на капацитет, користејќи ја, од следниве, најизводливата и најефикасната опција за секоја пазарна временска единица:

(а) со користење на најновите достапни прекугранични капацитети пресметани од Регионалниот координативен центар;

(б) со започнување на регионалните процеси за пресметка на капацитет применливи согласно членовите 29 и 30 од ЕУ 2015/122 - Правила за доделување на меѓузонскиот капацитет за користење на капацитетот на пазарот ден-однапред, пазарот во тековниот ден и за целите на прекуграничното балансирање; или

(с) со утврдување, во координација со ОЕПС од регионот за пресметка на капацитет, на прекуграничните капацитети врз основа на реалните физички мрежни услови.

5. Кога дел од вкупната споена област (total coupled area) во која пазарните активности биле суспендирани се врати во нормална состојба или состојба на предупредување, НЕМО(а) на таа област има(ат) право да изврши(ат) пазарна спојка во дел од вкупната споена област, во консултација со ОЕПС и субјектите наведени во член 35 став (5), под услов ОЕПС да го обновил процесот на пресметка на капацитет.

6. Најдоцна 30 дена по обновувањето на пазарните активности, ОЕПС(ите) што ги суспендирал(е) и обновил(е) пазарните активности ќе изготви(ле) извештај најмалку на англиски јазик што содржи детално објаснување на образложението, спроведувањето и влијанието на суспензијата на пазарот и упатување на усогласеноста со правилата за суспензија и обновување на пазарните активности, и ќе го достави(ле) до релевантниот регулаторен орган согласно член 59 од ЕУ 2019/944 како и Одредбите од Законот за енергетика (\*) за проценка на ризици и ќе го стави(ле) на располагање на субјектите наведени во член 38 став (2).

7. Регулаторните органи на Договорните страни или Регулаторниот одбор на Енергетската заедница може да издадат препорака до засегнатиот(ите) ОЕПС за промовирање на добри практики и спречување на слични инциденти во иднина.

### Постапка за комуникација

#### Член 38

1. Правилата за суспензија и обновување на пазарните активности изработени согласно член 36 ќе содржат и постапка за комуникација што детално ги опишува задачите и дејствијата што се очекуваат од секоја страна во нејзините различни улоги за време на суспензијата и обновувањето на пазарните активности.

2. Постапката за комуникација ќе предвиди информациите да се испраќаат истовремено до следниве субјекти:

- (а) страните наведени во член 35 став (5);
- (б) одговорните страни за биланс;
- (с) давателите на услуги за балансирање;
- (д) ОДС поврзани на преносниот систем; и

(е) релевантниот регулаторен орган на засегнатите Договорни страни согласно член 59 од ЕУ 2019/944 како и Одредбите од Законот за енергетика (\*) за проценка на ризици.

3. Постапката за комуникација ќе ги вклучи најмалку следниве чекори:

(а) известување од ОЕПС дека пазарните активности се суспендирани согласно член 35;

(б) известување од ОЕПС за најдобра проценка на времето и датумот за обнова на преносниот систем;

(с) известување од НЕМО и други субјекти назначени да извршуваат пазарни функции согласно Правила за доделување на меѓузонскиот капацитет за користење на капацитетот на пазарот ден-однапред, пазарот во тековниот ден и за целите на прекуграничното балансирање и согласно Правилник за долгорочни прекугранични капацитети, за суспензијата на нивните активности, доколку ја има;

(д) ажурирања од ОЕПС за процесот на обнова на преносниот систем;

(е) известување од субјектите наведени во точки (а) до (д) од став 2 дека нивните пазарни алатки и комуникациски системи се оперативни;

(ф) известување од ОЕПС дека преносниот систем е обновен и вратен во нормална состојба или состојба на предупредување;

(г) известување од НЕМО и други субјекти назначени или делегирани да извршуваат пазарни функции согласно Правила за доделување на меѓузонскиот капацитет за користење на капацитетот на пазарот ден-однапред, пазарот во тековниот ден и за целите на прекуграничното балансирање за најдобра проценка на времето и датумот кога пазарните активности ќе бидат обновени; и

(х) потврда од НЕМО и други субјекти назначени или делегирани да извршуваат пазарни функции согласно Правила за доделување на меѓузонскиот капацитет за користење на капацитетот на пазарот ден-однапред, пазарот во тековниот ден и за целите на прекуграничното балансирање дека пазарните активности се обновени.

4. Сите известувања и ажурирања од ОЕПС(ите), НЕМО(ата) и другите субјекти назначени или делегирани да извршуваат пазарни функции наведени во став 3 ќе се објавуваат на веб-страниците на тие субјекти. Кога објавување известување или ажурирање на веб-страница не е можно, субјектот што има обврска да извести ќе информира преку е-пошта или преку било кое друго достапно средство, најмалку оние страни што директно учествуваат во суспендираните пазарни активности.

5. Известувањето согласно точка (е) од став 3 ќе се изврши преку е-пошта или преку било кое друго достапно средство до засегнатиот ОЕПС.

### Правила за порамнување во случај на суспензија на пазарните активности

#### Член 39

1. Во рок од една година, ОЕПС ќе изработи предлог за правила за балансирање на балансен капацитет и балансна енергија кои ќе се применуваат за периодите на порамнување на нерамнотежа во кои пазарните активности биле суспендирани. ОЕПС може да ги предложи истите правила што ги применува при нормално работење. ОЕПС ќе ги објави овие правила на својата веб-страница по нивното одобрување од Регулаторна комисија за енергетика согласно член 59 од ЕУ 2019/944 како и Одредбите од Законот за енергетика (\*) за проценка на ризици. ОЕПС може да ги делегира задачите на ОЕПС наведени во овој член на една или повеќе трети страни, под услов третата страна да може да ја извршува соодветната функција најмалку исто ефикасно како ОЕПС(ите). Договорна страна или, каде што е применливо, регулаторен орган, може да ги додели задачите наведени во овој член на една или повеќе трети страни, под услов третата страна да може да ја извршува соодветната функција најмалку исто ефикасно како ОЕПС(ите).

2. Правилата наведени во став 1 ќе ги опфатат порамнувањата на ОЕПС и, каде што е релевантно, на трети страни со одговорните страни за биланс и со давателите на услуги за балансирање.

3. Правилата изработени согласно став 1 ќе:

(а) ја обезбедат финансиската неутралност на ОЕПС релевантна трета страна наведена во став 1;

(б) избегнат изобличувања на поттиките или контрапродуктивни поттици за одговорните страни за биланс, давателите на услуги за балансирање и ОЕПС;

(в) ги поттикнат одговорните страни за биланс да настојуваат да бидат избалансирани или да му помогнат на системот да ја обнови својата рамнотежа;

(д) избегнат било какви финансиски казни наметнати на одговорните страни за биланс и на давателите на услуги за балансирање поради извршување на дејствијата побарани од ОЕПС;

(е) ги одвратат ОЕПС од суспендирање на пазарни активности, освен кога е строго неопходно, и ги поттикнуват ОЕПС да ги обноват пазарните активности што е можно побрзо; и

(ф) ги поттикнуваат давателите на услуги за балансирање да понудат услуги на приклучниот ОЕПС што помагаат системот да се врати во нормална состојба.

## Дел V Размена на информации и комуникација, алатки и средства

### Размена на информации

#### Член 40

1. Покрај одредбите од членовите 40 до 53 од ЕУ 2017/1485 - Правилник за оперативна сигурност, дефинирани од ENTSO E за размена на информации и принципите за комуникација, како и барањата за алатки и средства, кога е во вонредна состојба, безнапонска состојба или состојба на обнова, ОЕПС има право да ги собере следниве информации:

а) Од релевантните ОДС - а потребни информации за најмалку:

i. Дел од електродистрибутивната мрежа која е во островска работа;

ii. Можност за синхронизација на делови од електродистрибутивната мрежа кои се во островска работа и

iii. можност за започнување со островско работење.

Од корисниците и даватели на услуги за обнова на електроенергетскиот систем (ЕЕС), информации за најмалку следниве услови:

i. Моментална состојба на постројката;

ii. оперативни ограничувања;

iii. полно време на активирање и време потребно за зголемување на производството и

iv. временски критични процеси.

2. За време на состојбите на вонредна состојба, безнапонска состојба или состојба на обнова, ОЕПС ќе ги обезбеди навремено и за целите на постапките од одбранбениот план на системот и постапките од планот за обнова, следниве информации, каде што се достапни кај ОЕПС:

(а) до соседните ОЕПС, информации најмалку за:

i. обемот и границите на синхронизираните региони или синхронизираните региони на кои припаѓа неговата контролна област;

ii. ограничувањата за работа на синхронизираните региони;

iii. максималното времетраење и износот на активна и реактивна моќност што може да се обезбеди преку интерконекциите; и

iv. сите други технички или организациски ограничувања;

(б) до фреквентниот лидер на својот синхронизиран регион, информации најмалку за:

i. ограничувањата за одржување на островска работа;

ii. дополнително достапно оптоварување и производство; и

iii. достапноста на оперативни резерви;

(в) до ОДС поврзани на преносниот систем идентификувани согласно членовите 11 став (4) и 23 став (4), информации најмалку за:

i. состојбата на системот на неговиот преносен систем;

ii. раниците на активна и реактивна моќност, блок оптоварување (block loading), положба на позициите на регулационите склопки и прекинувачи на точките на приклучување;

iii. информации за тековниот и планираниот статус на модулите за производство на електрична енергија поврзани на ОДС, доколку тие информации не му се директно достапни на ОДС; и

iv. сите неопходни информации што водат кон понатамошна координација со страни поврзани на дистрибутивниот систем;

(д) до давателите на одбранбени услуги, информации најмалку за:

i. состојбата на системот на неговиот преносен систем; и

ii. планираните мерки што бараат учество на давателите на одбранбени услуги;

(е) до ОДС и Корисници идентификувани согласно член 23 став (4) и до давателите на услуги за обнова, информации најмалку за:

i. состојбата на системот на неговиот преносен систем;

ii. можноста и плановите за повторно напојување на поврзувањата (couplings); и

iii. планираните мерки што бараат нивно учество.

3. ОЕПС кои се во состојба на вонредна состојба, безнапонска состојба или состојба на обнова ќе разминуваат меѓусебно информации најмалку за:

(а) околностите што довеле до тековната состојба на системот на нивниот преносен систем, до степен до кој се познати; и

(б) потенцијалните проблеми што ја прават неопходна помошта за активна моќност.

4. ОЕПС кој е во состојба на вонредна состојба, безнапонска состојба или состојба на обнова ќе обезбеди, навремено, информации за состојбата на системот на неговиот преносен систем и, каде што се достапни, дополнителни информации што ја објаснуваат ситуацијата на преносниот систем:

(а) до НЕМО(ата), кои ќе ги стават овие информации на располагање на своите пазарни учесници, како што е предвидено во член 38;

(б) до релевантниот регулаторен орган согласно член 59 од ЕУ 2019/944 како и Одредбите од Законот за енергетика (\*) за проценка на ризици или кога тоа е изрично предвидено со националното законодавство, до субјектите наведени во член 4 став (3); и

(в) до било која друга релевантна страна, каде што е соодветно.

5. ОЕПС треба да ја информираат секоја засегната страна за планот за тестирање развиен согласно член 43(2) и (3).

### Комуникациски системи

#### Член 41

1. Секој релевантен ОДС, корисник идентификуван согласно точките (б) и (в) од член 23 став (4), и давател на услуги за обнова на ЕЕС треба да има редувантентен систем за говорна комуникација и резервно напојување за снабдување со електрична енергија кој ќе овозможи размена на информации потребни за реализација на пла-

нот за обнова на ЕЕС најмалку 24 часа, во случај на отсуство на надворешно напојување со електрична енергија или во случај на дефект на која било опрема од говорниот комуникациски систем.

2. ОЕПС во консултација со секој релевантен ОДС, корисник идентификуван согласно член 23 став (4), и давател на услуги за обнова на ЕЕС ќе воспостави говорен комуникациски систем како дел од Договорот за користење на електропреносната мрежа и техничките барања што треба да ги исполнат нивните системи за говорна комуникација, како и системите на ОЕПС, со цел да се овозможи нивна интероперабилност и да се гарантира дека дојдовниот повик на ОЕПС може да го идентификува другата страна и да одговори веднаш.

3. Секој ОЕПС, во консултација со своите соседни ОЕПС и со другите ОЕПС-и од својата синхрона област, ќе ги утврди техничките барања што треба да ги исполнат нивните системи за говорна комуникација, како и сопствениот систем за говорна комуникација на ОЕПС, за да се овозможи нивна интероперабилност и да се гарантира дека дојдовниот повик на ОЕПС може да биде идентификуван од другата страна и веднаш одговорен.

4. Без оглед на став 1, оние Корисници идентификувани согласно член 23 став (4) кои се генераторски единици за производство на електрична енергија од тип В и оние даватели на услуги за обнова кои се генераторски единици за производство на електрична енергија од тип А или В, може да имаат можност да имаат само систем за податочна комуникација, наместо систем за говорна комуникација, доколку така се договорот со ОЕПС. Овој систем за податочна комуникација ќе ги исполни барањата утврдени во ставовите 1 и 2.

5. Договорните страни може да бараат, покрај системот за говорна комуникација, да се користи и дополнителен комуникациски систем за поддршка на планот за обнова; во тој случај, дополнителниот комуникациски систем ќе ги исполни барањата утврдени во став 1.

### Критични алатки и средства

#### Член 42

1. ОЕПС ќе ги стави на располагање критичните алатки и средства наведени во член 24 од Правилник за оперативна сигурност најмалку 24 часа во случај на губење на примарното напојување.

2. Секој ОДС и Корисник идентификуван согласно член 23 став (4), како и секој давател на услуги за обнова, ќе ги стави на располагање критичните алатки и средства наведени во член 24 од ЕУ 2017/1485 - Правилник за оперативна сигурност, и користени во планот за обнова, најмалку 24 часа во случај на губење на примарното напојување, како што е дефинирано од ОЕПС.

3. ОЕПС ќе има најмалку една географски одвоена резервна контролна просторија. Резервната контролна просторија ќе ги вклучува најмалку критичните алатки и средства наведени во член 24 од Правилник за оперативна сигурност. ОЕПС ќе обезбеди резервно напојување за својата резервна контролна просторија најмалку 24 часа во случај на губење на примарното напојување.

4. ОЕПС ќе подготви постапка за пренос на функциите од главната контролна просторија во резервната контролна просторија што е можно побрзо, и во секој случај во максимален рок од три часа. Постапката ќе го опфати и работењето на системот за време на преносот.

5. Трафостаниците идентификувани како суштински за постапките од планот за обнова согласно член 23 став (4) ќе бидат оперативни во случај на губење на примарното напојување најмалку 24 часа.

### Дел VI Усогласеност и контрола

#### Поглавје 1 Тестирање на усогласеност на способностите на ОЕПС, ОДС и Корисници на преносна мрежа

#### Општи одредби

#### Член 43

1. ОЕПС периодично го проценува правилното функционирање на целата опрема и можности наведени во Одбранбениот план и Планот за обнова на ЕЕС. За таа цел, ОЕПС периодично ја проверува усогласеноста на опремата и можностите согласно став 2 и согласно член 41 став (2) од Мрежните правила за пренос во делот за приклучување на генераторски единици, член 35 став (2) од Мрежните правила за пренос во делот за приклучување на потрошувачи и член 69 став (1) и (2) од ЕУ 2016/1447 опфатен со Мрежните правила за пренос во делот за приклучување на високонапонски водови на еднонасочна струја.

2. Во рок од една година, ОЕПС дефинира План за тестирање во консултација со ОДС, корисниците идентификувани согласно членовите 11 став (4) и 23 став (4), давателите на услуги за одбрана на ЕЕС, како и давателите на услуги за обнова на ЕЕС. Планот за тестирање ја идентификува опремата и можностите релевантни за Одбранбениот план на ЕЕС и Планот за обнова на ЕЕС кои треба да бидат тестирани.

3. Планот за тестирање вклучува услови и периоди на тестовите, во согласност со минималните барања наведени во членовите 44 до 47. Планот за тестирање ќе ја следи методологијата утврдена во ЕУ 2016/631 опфатени со Мрежните правила за пренос во делот начин на приклучување на генераторски единици, приклучување на потрошувачи, и приклучување на високонапонски водови на еднонасочна струја за соодветната тестирана способност.

4. Секој ОЕПС, ОДС, Корисник, давател на одбранбена услуга и давател на услуга за обнова нема да ја загрози оперативната сигурност на преносниот систем и на меѓусебно поврзаниот преносен систем за време на тестот. Тестот ќе се спроведе на начин што го минимизира влијанието врз корисниците на системот.

5. Тестот се смета за успешен кога ги исполнува условите утврдени од релевантниот оператор на систем согласно став 3. Додека тестот не ги исполни овие критериуми, ОЕПС, ОДС, Корисник, давателот на одбранбена услуга и давателот на услуга за обнова ќе го повторат тестот.

#### Тестирање на усогласеност на способности на генераторски единици за производство на енергија

#### Член 44

1. Секој давател на услуга за обнова кој е генераторска единица за производство на електрична енергија што обезбедува услуга „black start“ ќе изврши тест за способност за „black start“, најмалку еднаш на секои три години, следејќи ја методологијата утврдена во член 45 став (5) од ЕУ 2016/631.

2. Секој давател на услуга за обнова кој е генераторска единица за производство на електрична енергија што обезбедува услуга за брза ресинхронизација ќе изврши тест за исклучување кон „houseload“ по секоја промена на опрема што има влијание врз неговата способност за работа во „houseload“ режим, или по две последователни неуспешни исклучувања во реална работа, следејќи ја методологијата утврдена во член 45 став (6) од ЕУ 2016/631.

### Тестирање на усогласеност на постројки за потрошувачка кои обезбедуваат одговор од страна на побарувачката

#### Член 45

1. Секој давател на одбранбена услуга што обезбедува одговор од страна на побарувачката ќе изврши тест за измена на побарувачката по две последователни неуспешни реакции во реална работа или најмалку еднаш годишно, следејќи ја методологијата утврдена во член 41 став (1) од ЕУ 2016/388.

2. Секој давател на одбранбена услуга што обезбедува исклучување на побарувачка при ниска фреквенција ќе изврши тест за исклучување на побарувачка при ниска фреквенција во период што ќе се дефинира на национално ниво и следејќи ја методологијата утврдена во член 37 став (4) од ЕУ 2016/388, за постројки за потрошувачка поврзани на преносниот систем, или согласно слична Методологија дефинирана од релевантниот оператор на систем за други постројки за потрошувачка.

### Тестирање на усогласеност на способностите на HVDC системи

#### Член 46

Секој давател на услуга за обнова кој е HVDC систем што обезбедува услуга „black start“ ќе изврши тест за способност за „black start“, најмалку еднаш на секои три години, следејќи ја методологијата утврдена во член 70 став (11) од ЕУ 2016/1447.

### Тестирање на усогласеност на релентите за исклучување на потрошувачка при ниска фреквенција

#### Член 47

Секој ОДС и ОЕПС ќе изврши тестирање на релентите за исклучување на побарувачка при ниска фреквенција имплементирани на неговите инсталации, во период што ќе се дефинира на национално ниво и следејќи ја методологијата утврдена во член 37 став (6) и член 39 став (5) од ЕУ 2016/1388.

### Тестирање на комуникациски системи

#### Член 48

1. Секој ОДС и Корисник идентификуван согласно член 23 став (4), ОЕПС и секој давател на услуга за обнова ќе ги тестира комуникациските системи дефинирани во член 41, најмалку еднаш годишно.

2. Секој ОДС и Корисник идентификуван согласно член 23 став (4), ОЕПСи секој давател на услуга за обнова ќе го тестира резервното напојување на нивните комуникациски системи најмалку еднаш на секои пет години.

3. Во рок од една година, секој ОЕПС, во консултација со други ОЕПС, ќе дефинира план за тестирање за тестирање на комуникацијата меѓу ОЕПС.

### Тестирање на алатки и капацитети

#### Член 49

1. ОЕПС ќе ја тестира способноста на главните и резервните извори на напојување да ги снабдуваат неговите главни и резервни контролни простории, предвидени во член 42, најмалку еднаш годишно.

2. ОЕПС ќе ја тестира функционалноста на критичните алатки и средства наведени во член 24 од Правилник за оперативна сигурност, најмалку еднаш на секои три години, опфаќајќи ги и главните и резервните алатки и средства. Кога овие алатки и средства ги вклучуваат ОДС или Корисници, тие страни ќе учествуваат во овој тест.

3. ОЕПС ќе ја тестира способноста на резервните извори на напојување да ги снабдуваат суштинските услуги на трафостаниците идентификувани како суштински за постапките од планот за обнова согласно член 23 став (4), најмалку еднаш на секои пет години. Кога овие трафостаници се во дистрибутивни системи, ОДС ќе го изврши овој тест.

4. ОЕПС ќе ја тестира постапката за пренос од главната контролна просторија во резервната контролна просторија, предвидена во член 42 став (4), најмалку еднаш годишно.

### Поглавје 2 Тестирање на усогласеност и периодичен преглед на Одбранбениот план на ЕЕС

### Тестирање на усогласеност и периодичен преглед на одбранбениот план на системот

#### Член 50

1. Секој ОДС на кој се однесува имплементацијата на исклучување на побарувачка при ниска фреквенција на неговите инсталации еднаш годишно ќе ја ажурира комуникацијата до операторот на системот што извршил известување, предвидена во точка (b) од член 12 став (6). Оваа комуникација ќе ги содржи поставките на фреквенцијата при кои се иницира исклучување на нетираната побарувачка и процентот на нетирана побарувачка што се исклучува при секоја таква поставка.

2. ОЕПС ќе ја следи правилната имплементација на исклучување на побарувачка при ниска фреквенција врз основа на годишната писмена комуникација наведена во став 1 и врз основа на деталите за имплементација на инсталациите на ОЕПС, каде што е применливо.

3. Секој ОЕПС, најмалку еднаш на секои пет години, ќе го прегледа својот целосен одбранбен план на системот за да ја оцени неговата ефикасност. Во овој преглед, ОЕПС ќе ги земе предвид најмалку:

(a) развојот и еволуцијата на неговата мрежа од последниот преглед или од првичниот дизајн;

(b) способностите на новата опрема инсталирана на преносните и дистрибутивните системи од последниот преглед или од првичниот дизајн;

(c) Корисници пуштени во работа од последниот преглед или од првичниот дизајн, нивните способности и релевантните услуги што ги нудат;

(d) тестовите што се извршени и анализата на инциденти во системот согласно член 56 став (5) од ЕУ 2107/1485 -Правилник за оперативна сигурност; и

(e) оперативните податоци собрани за време на нормално работење и по нарушена состојба.

4. ОЕПС ќе ги прегледа релевантните мерки од својот одбранбен план на системот согласно став 3 пред било каква значајна промена во конфигурацијата на мрежата.

5. Кога ОЕПС ќе идентификува потреба да го приспособи одбранбениот план на системот, ќе го измени одбранбениот план и ќе ги имплементира тие измени согласно точките (c) и (d) од член 4 став (2) и членовите 11 и 12.

### Тестирање на усогласеност и преглед на Планот за обнова на ЕЕС

#### Член 51

1. ОЕПС ќе ги прегледа мерките од својот план за обнова користејќи тестови со компјутерски симулации, со користење податоци од ОДС идентификувани согласно член 23 став (4) и од давателите на услуги за обнова, најмалку еднаш на секои пет години. ОЕПС ќе ги дефинира овие симулациски тестови во посебна постапка за тестирање која опфаќа најмалку:

(а) патеката за повторно напојување (energising restoration path) од давателите на услуги за обнова со можност за „black start“ или островска работа;

(б) напојувањето на главните помошни уреди (main auxiliaries) на модулите за производство на електрична енергија;

(в) процесот на повторно приклучување на побарувачката; и

(д) процесот за ресинхронизација на мрежите во островска работа.

2. Дополнително, кога ОЕПС ќе смета дека е неопходно за ефикасноста на планот за обнова, ОЕПС ќе изврши оперативно тестирање на делови од планот за обнова, во координација со ОДС идентификувани согласно член 23 став (4) и со давателите на услуги за обнова. ОЕПС ќе ги утврди, во консултација со ОДС и давателите на услуги за обнова, тие оперативни тестови во посебна постапка за тестирање.

3. ОЕПС ќе го прегледа својот план за обнова за да ја оцени неговата ефикасност, најмалку еднаш на секои пет години.

4. ОЕПС ќе ги прегледа релевантните мерки од својот план за обнова согласно став 1 и ќе ја прегледа нивната ефикасност пред било каква значајна промена во конфигурацијата на мрежата.

5. Кога ОЕПС ќе идентификува потреба да го приспособи планот за обнова, ќе го измени планот за обнова и ќе ги имплементира тие измени согласно точките (в) и (д) од член 4 став (2) и членовите 23 и 24.

## Поглавје VII Имплементација

### Следење

#### Член 52

1. ENTSO Е ќе ја следи имплементацијата на овој Правилник во областите опфатени со овој став. До степен до кој следењето ги опфаќа Договорните страни лоцирани надвор од синхроната област Континентална Европа или кои не се членки на ENTSO за електрична енергија, Секретаријатот на Енергетската заедница ќе прибира податоци од релевантните оператори на преносни системи. Следењето од страна на ENTSO за електрична енергија особено ќе ги опфати следниве прашања:

(а) идентификација на било какви отстапувања во националната имплементација на овој Правилник за елементите наведени во член 4 став (2);

(б) оценка на усогласеноста на одбранбените планови на системот и плановите за обнова извршена од ОЕПС согласно член 6;

(в) праговите над кои влијанието од дејствијата на еден или повеќе ОЕПС во состојба на вонредна состојба, безнапонска состојба или состојба на обнова се смета за значајно за ОЕПС и другите ОЕПС-и во рамки на регионот за пресметка на капацитет согласно член 6;

(д) нивото на усогласеност на правилата за суспензија и обновување на пазарните активности утврдени од ОЕПС согласно член 36 став (1) и за целите на извештајот предвиден во член 36 став (7);

(е) нивото на усогласеност на правилата за порамнување на нерамнотежа и порамнување на енергија за балансирање во случај на суспензија на пазарот, наведени во член 39.

3. Релевантните ОЕПС ќе му ги достават на ENTSO за електрична енергија информациите потребни за извршување на задачите наведени во став 1.

4. По барање на релевантниот регулаторен орган согласно Одредбите од Законот за енергетика (\*) за проценка на ризици, ОДС и субјектите согласно член 39

став (1) ќе им ги обезбедат на ОЕПС информациите од член 52 став 2 од Регулативата 2017/2196 како што е адаптирана и донесена со Одлука на Министерскиот совет 2022/03/МС-ЕпС, освен ако тие информации веќе не се достапни кај регулаторните органи, ОЕПС, Регулаторниот одбор на Енергетската заедница или ENTSO за електрична енергија во врска со нивните соодветни задачи за следење на имплементацијата, со цел да се избегне дуплирање на информации.

### Вклучување на засегнатите страни

#### Член 53

Регулаторниот одбор на Енергетската заедница, во тесна соработка со ENTSO за електрична енергија, ќе организира вклучување на засегнатите страни во врска со имплементацијата на овој Правилник. Таквото вклучување ќе опфати редовни состаноци со засегнатите страни за да се идентификуваат проблеми и да се предложат подобрувања поврзани со барањата од овој Правилник.

## Дел VIII Завршни одредби

### Измени на договори и општи услови и одредби

#### Член 54

Сите релевантни клаузули во договорите и во општите услови и одредби на ОЕПС, ОДС и Корисници што се однесуваат на управувањето со системот ќе бидат усогласени со барањата од овој Правилник. За таа цел, тие договори и општи услови и одредби ќе се изменат соодветно.

### Стапување во сила

#### Член 55

1. Овие правила влегуваат во сила осмиот ден од денот на нивното објавување во „Службен весник на Република Северна Македонија“, а ќе се применуваат по истек на една година од денот на нивното влегување во сила.

2. ОЕПС е должен, по нивното донесување, да достави известување за овие правила до Секретаријатот на Енергетската заедница, во согласност со обврските кои произлегуваат од примената на Регулатива (ЕУ) 2015/2196 како што е адаптирана и донесена со Одлука на Министерскиот совет 2022/03/МС-ЕпС и релевантните одлуки на Енергетската заедница.

3. До отпочнување со примена на овие правила ќе се применуваат Мрежни правила за пренос на електрична („Службен весник на Република Северна Македонија“ бр. 4/2022).

Бр. 09-2606/5  
30 април 2026 година  
Скопје

АД МЕПСО  
Генерален директор,  
Доц. д-р Бурим Латифи, с.р.

### 1425.

Врз основа на член 127 од Законот за енергетика\* („Службен весник на Република Северна Македонија“ бр. 101/25 и 135/25) Управниот одбор на операторот на електропреносниот систем на Република Северна Македонија, Акционерско друштво за пренос на електрична енергија и управување со електроенергетскиот систем во државна сопственост, Скопје, АД МЕПСО Скопје на седница одржана на 30.4.2026 година, по претходно одобрување на Регулаторната комисија за енергетика, водни услуги и услуги за управување со комунален отпад на Република Северна Македонија, донесе

## П Р А В И Л А ЗА ПАЗАР НА БАЛАНСНА ЕНЕРГИЈА

### ОПШТИ ОДРЕДБИ

#### Член 1 Предмет и опсег

1. Со овие правила се уредуваат:
  1. правата и обврските на давателите на услуги за балансирање;
  2. постапката за набавка на услугите за балансирање;
  3. методологијата за формирање на цени за услугите за балансирање, како и постапката за нивна пресметка, фактурирање и наплата, којашто треба да биде не дискриминаторна, да ги одразува реално направените трошоци и да овозможи минимизирање на трошоците за балансирање;
  4. начинот на утврдување на активираниите количини на услугите за балансирање коишто се порамнуваат помеѓу давателите на услугите за балансирање;
  5. финансиското порамнување со давателите на услуги за балансирање, вклучувајќи ги и договорите и финансиските гаранции што се бараат од давателите на услуги во врска со порамнувањето на услугите за балансирање;
  6. примената на паневропските, регионалните и националните ТСМ за балансирање.
1. Со овие правила се утврдува детално упатство за балансирање на електроенергетскиот систем, вклучувајќи го и воспоставувањето заеднички начела за набавка и порамнување на резервите за одржување на фреквенцијата, резервите за обновување на фреквенцијата и заменските резерви и заедничка методологија за активирање на резервите за обновување на фреквенцијата и заменските резерви.
2. Овие правила се применува на операторите на преносните системи („ОЕПС“), операторите на дистрибутивните системи („ОДС“), вклучувајќи ги затворените дистрибутивни системи, регулаторните органи, Агенцијата за соработка на енергетските регулатори („ACER“), Европската мрежа на оператори на преносни системи за електрична енергија („ENTSO-E“), трети страни на кои им се делегирани или доделени одговорности и други учесници на пазарот.
3. Овие правила се применува на сите преносни системи и интерконекиции во Унијата, освен преносните системи на островите кои не се поврзани со други преносни системи преку интерконекиции.
4. Доколку во една земја членка постои повеќе од еден ОЕПС, Овие правила се применува на сите ОЕПС во земјата членка. Кога ОЕПС нема функција релевантна за една или повеќе обврски според Овие правила, земјите членки можат да предвидат дека одговорноста за усогласување со тие обврски е доделена на еден или повеќе специфични ОЕПС.
5. Кога областа за регулирање на оптоварување-фреквенција („LFC“) се состои од два или повеќе ОЕПС, сите ОЕПС од таа LFC област можат да одлучат, под услов да добијат одобрение од надлежните регулаторни органи, да остварат една или повеќе обврски според Овие правила на координиран начин за сите области за планирање на LFC областа.
6. Европските платформи за размена на стандардни производи за балансна енергија можат да бидат отворени за ОЕПС што работат во Швајцарија под услов нејзиното национално право да ги спроведува главните одредби од законодавството на Унијата за пазарот на електрична енергија и да постои меѓувладин договор за соработка во областа на електроенергетскиот систем помеѓу Унијата и Швајцарија, или ако исклучувањето на

Швајцарија може да доведе до непланирани физички текови на енергија преку Швајцарија, што ја загрозува сигурноста на системот во регионот.

7. Во согласност со условите од став 6, учеството на Швајцарија во европските платформи за размена на стандардни производи за балансна енергија ќе го одлучи Комисијата врз основа на мислење дадено од Агенцијата и сите ОЕПС во согласност со постапките утврдени во став 3 од член 4. Правата и одговорностите на швајцарските ОЕПС ќе бидат во согласност со правата и одговорностите на ОЕПС што работат во Унијата, овозможувајќи непречено функционирање на балансниот пазар на ниво на Унијата и еднакви услови за сите засегнати страни.

8. Овие правила се применува на сите системски состојби дефинирани во член 18 од Регулативата (ЕУ) 2017/1485.

#### Член 2 Дефиниции

1. Следниве дефиниции ќе се применуваат:
  - (1) „пазар на балансна електрична енергија“ е целокупниот институционален, комерцијален и оперативен аранжман што воспоставува пазарно-базирано управување со балансирањето;
  - (2) „порамнување на дебалансот“ е механизам за финансиско порамнување за наплата или плаќање на балансно одговорната страна за нивните дебаланси;
  - (3) „корекција на дебаланс“ е количина енергија што ја претставува балансната енергија од давател на услуги за балансирање (во натамошниот текст ДУБ) и се применува од страна на ОЕПС за даден период на порамнување на дебалансот на засегнатите балансно одговорни страни, што се користи за пресметка на дебалансот на балансно одговорни страни
  - (4) „доделена количина“ е количина енергија физички внесена или повлечена од системот и припишана на балансно одговорна страна, за пресметување на дебалансот на таа балансно одговорна страна;
  - (5) „номиниран физички распоред“ е декларирана количина енергија на балансно одговорна страна што се користи за пресметување на нејзиниот дебаланс;
  - (6) „модел на централно диспечирање“ е модел на планирање и диспечирање каде што распоредите за производство и распоредите за потрошувачка, како и диспечирањето на постројките за производство на енергија и постројките за побарувачка, во однос на диспечерските постројки, се одредуваат од страна на ОЕПС во рамките на интегрираниот процес на планирање;
  - (7) „интегриран процес на планирање“ е итеративен процес кој користи најмалку понуди за интегриран процес на планирање кои содржат комерцијални податоци, сложени технички податоци на поединечни постројки за производство на енергија или постројки за побарувачка и експлицитно ги вклучува карактеристиките на стартување, најновата анализа на адекватноста на контролната област и ограничувањата на оперативната сигурност како влезни вредности во процесот;
  - (8) „време на затворање на пазарот за интегриран систем за планирање“ е моментот кога не е дозволено да се поднесуваат или ажурираат понуди во рамките на интегрираниот систем за планирање за дадена итерација на тој процес;
  - (9) „модел ОЕПС-ОЕПС“ е модел за размена на услуги за балансирање каде што ДУБ обезбедува услуги за балансирање на својот поврзувачки ОЕПС, кој потоа ги обезбедува овие услуги за балансирање на ОЕПС што го поднесува барањето;
  - (10) „поврзувачки ОЕПС“ е ОЕПС што управува со областа за планирање во која давателите на услуги за балансирање и страните одговорни за балансирање треба да бидат во согласност со условите поврзани со балансирањето;

(11) „размена на услуги за балансирање“ е размена на балансна енергија и размена на балансен капацитет или и двете;

(12) „размена на балансна енергија“ е активирање понуди за балансна енергија за испорака на балансна енергија до ОЕПС во различна област за планирање од онаа во која е поврзан активираниот давател на услуги за балансирање;

(13) „размена на балансен капацитет“ е обезбедување балансен капацитет до ОЕПС во различна област за планирање од онаа во која е поврзан активираниот давател на услуги за балансирање;

(14) „пренос на балансен капацитет“ е пренос на балансен капацитет од првично договорениот давател на услуги за балансирање на друг давател на услуги за балансирање;

(15) „време на затворање на пазарот за балансна енергија“ е моментот кога поднесувањето или ажурирањето на понудата за балансирање енергија за стандарден производ на заедничка листа за рангирање на понуди повеќе не е дозволено;

(16) „период на подготовка“ е периодот помеѓу барањето од страна на поврзувачкиот ОЕПС во случај на модел ОЕПС-ОЕПС или од страна на договорниот ОЕПС во случај на модел ОЕПС-ДУБ и почетокот на периодот на постепено зголемување/намалување на моќноста;

(17) „време на целосно активирање“ е периодот помеѓу барањето за активирање од страна на поврзувачкиот ОЕПС во случај на модел ОЕПС-ОЕПС или од страна на договорниот ОЕПС во случај на модел ОЕПС-ДУБ и соодветната целосна испорака на предметниот производ;

(18) „период на деактивирање“ е периодот на постепено премин од испорака на целосната вредност до поставената вредност или од целосно повлекување до поставената вредност;

(19) „период на испорака“ е периодот на испорака во кој ДУБ ја испорачува целосната барана промена на внесувањето на моќност или целосната барана промена на повлекувањето енергија од системот;

(20) „период на важење“ е период кога понудата за балансна енергија понудена од ДУБ може да се активира, при што се почитуваат сите карактеристики на производот. Периодот на важење е дефиниран според времето на почеток и времето на завршување;

(21) „начин на активирање“ е начин на активирање на понудите за балансна енергија, рачно или автоматски, во зависност од тоа дали балансната енергија се активира рачно од оператор или автоматски на начин на затворена јамка;

(22) „деливост“ е можност ОЕПС да користи само дел од понудите за балансна енергија или понудите за балансен капацитет понудени од ДУБ, или во однос на активирање на моќност или во однос на времетраење;

(23) „заедничка листа за рангирање понуди“ е листа на понуди за балансна енергија сортирани по редослед на нивните цени на понуди, што се користат за активирање на тие понуди;

(24) „време на затворање на доставување понуди за енергија од страна на ОЕПС“ е најновата временска точка кога поврзувачкиот ОЕПС може да ги проследи понудите за балансната енергија добиени од ДУБ до функцијата за оптимизација на активирање;

(25) „функција за оптимизација на активирање“ е функција на управување со алгоритмот применет за оптимизирање на активирањето на понудите за балансната енергија;

(26) „функција на процесот на порамнување на дебалансот“ е улогата за управување со алгоритмот применет за управување со процесот на порамнување на дебалансот;

(27) „функција за порамнување на ОЕПС-ОЕПС“ е функција на извршување на порамнувањето на процесите на соработка помеѓу ОЕПС;

(28) „функција за оптимизација на набавка на капацитет“ е функција на управување со алгоритмот применет за оптимизација на набавката на балансен капацитет за ОЕПС кои разменуваат балансен капацитет.

(29) „модел на ОЕПС-ДУБ“ е модел за размена на услуги за балансирање каде што ДУБ обезбедува услуги за балансирање на својот поврзувачки ОЕПС, кој потоа ги обезбедува овие услуги за балансирање на ОЕПС што го поднесува барањето;

(30) „договорен ОЕПС“ е ОЕПС кој има договорни аранжмани за услуги за балансирање со давател на услуги за балансирање во друга област за планирање;

(31) „ОЕПС барател“ е ОЕПС кој бара испорака на балансна енергија.

2. Изразите употребени во овој правилник/во овие правила, кои не се дефинирани во ставот (1) на овој член, го имаат значењето согласно Законот за енергетика.

### Член 3

#### Цели и регулаторни аспекти

1. Овие правила имаат за цел:

(а) поттикнување на ефективна конкуренција, недискриминација и транспарентност на балансните пазари;

(б) подобрување на ефикасноста на балансирањето, како и ефикасноста на европските и националните балансни пазари;

(в) интегрирање на балансните пазари и промовирање на можностите за размена на услуги за балансирање, а воедно придонесување за зголемување на оперативната сигурност;

(г) обезбедување дека набавката на услуги за балансирање е фер, објективна, транспарентна и пазарно базирана, избегнува прекумерни бариери за влез за нови учесници, поттикнување на ликвидноста на балансните пазари, а воедно спречување прекумерни нарушувања во рамките на внатрешниот пазар на електрична енергија;

(д) олеснување на учеството на одговор на побарувачката, вклучувајќи ги објектите за агрегирање и складирањето на енергија, истовремено обезбедувајќи тие да се натпреваруваат со други услуги за балансирање под еднакви услови и, каде што е потребно, да дејствуваат независно кога опслужуваат еден објект за побарувачка;

(е) олеснување на учеството на обновливи извори на енергија и поддршка на постигнувањето на целта за Република Северна Македонија определена од Енергетска Заедница за зголемување на уделот на производство на обновлива енергија.

2. При примена на овие правила, земјите членки на ЕУ, договорени страни на Енергетска заедница, надлежните регулаторни органи и преносните системски оператори треба:

(а) да ги применуваат начелата на пропорционалност и недискриминација;

(б) да обезбедат транспарентност;

(в) да ги применуваат начелото на оптимизација помеѓу највисоката вкупна ефикасност и најниските вкупни трошоци за сите вклучени страни;

(г) да обезбедат дека ОЕПС користат пазарно базирани механизми, колку што е можно повеќе, со цел да се обезбеди сигурност и стабилност на мрежата;

(д) да обезбедат дека развојот на термински пазари, пазар „ден однапред“ и во тековниот ден не е компромитиран;

(f) да ја почитуваат одговорноста доделена на надлежниот ОЕПС за да се обезбеди сигурноста на системот, вклучително и како што е пропишано со националното законодавство;

(е) да се консултираат со надлежните ОЕПС и да ги земат предвид потенцијалните влијанија врз нивниот систем;

(ж) да ги земат предвид договорените европски стандарди и технички спецификации.

#### Член 4

##### Услови или методологии на ОЕПС

1. Методологијата за формирање на цени за услугите за балансирање, како и по стапката за нивна пресметка, фактурирање и наплата, којашто треба да биде не дискриминаторна, да ги одразува реално направените трошоците и да овозможи минимизирање на трошоците за балансирање е дадена во прилог 1 од овие правила и е составен дел на овие правила.

2. Доколку предлог за услови или методологии во согласност со овие правила треба да се развие и одобри од повеќе од еден ОЕПС, ОЕПС кои учествуваат треба тесно да соработуваат. ОЕПС, со помош на ЕНТСО-Е, редовно ги информираат надлежните регулаторни органи и Агенцијата за напредокот во развојот на овие услови или методологии.

3. Доколку засегнатите региони се составени од повеќе од пет договорни страни и/или земји членки и не се постигне консензус меѓу ОЕПС-и кои одлучуваат за предлозите за условите или методологиите во согласност со член 5(3), тие одлучуваат со квалификувано мнозинство. Квалификуваното мнозинство за предлози во согласност со член 5(3) бара мнозинство од:

(а) ОЕПС кои претставуваат најмалку 72 % од засегнатите договорни страни и/или земјите членки; и

(б) ОЕПС кои ги претставуваат договорни страни и/или земјите членки кои сочинуваат најмалку 65 % од населението на засегнатата област.

Во случај на неисполнување на процентот од став 4 точка (а) и (б) од овој член за донесување одлуки во согласност со член 5(3) мора да вклучува барем минимален број на ОЕПС-ите кои претставуваат повеќе од 35 % од населението на земјите договорни страни и/или членки учеснички, плус ОЕПС -ите кои претставуваат барем една дополнителна засегната договорни страни и/или земја членка, во спротивно ќе се смета дека е постигнато квалификувано мнозинство.

4. ОЕПС кои одлучуваат за предлози за услови или методологии во согласност со член 5(3) во однос на региони составени од пет земји членки или договорни страни или помалку, одлучуваат врз основа на консензус.

5. За одлуките на ОЕПС во согласност со став 4, се доделува еден глас по секоја земја членка и/или договорни страни. Доколку има повеќе од еден ОЕПС на територијата на една земја членка и/или договорни страни, земјата членка ги распределува правата на глас меѓу ОЕПС.

6. Доколку ОЕПС-и не поднесат предлог за услови или методологии до надлежните регулаторни органи Регулаторен одбор на Енергетската заедница и Агенција за соработка на енергетските регулатори (ACER) во рокот дефинирани во овие правила, тие треба да им ги достават на надлежните регулаторни органи, ECRB и на Агенцијата за соработка на енергетските регулатори релевантните нацрт-предлози за условите и одредбите или методологиите, како и образложение зошто не е постигнат договор. Агенцијата треба да ја информира Комисијата и, во соработка со надлежните регулаторни органи, на барање на Комисијата, да ги испита причините за неподнесување и да ја информира Комисијата за тоа.

Комисијата ќе преземе соодветни чекори за да овозможи усвојување на потребните услови или методологии во рок од четири месеци од приемот на информациите од Агенцијата.

#### Член 5

##### Одобрување на условите или методологиите на ОЕПС

„1. Секој регулаторен орган, ECRB или, до степен во кој се засегнати земјите членки, Агенцијата за соработка меѓу енергетските регулатори, постапувајќи согласно член 2 од Процедурален акт бр. 2022/01/МС-ЕнС, ги одобрува условите и одредбите или методологиите изработени од операторите на преносниот систем (ОПС) согласно ставовите 3 и 4 од овој член. Пред нивното одобрување, ECRB или, каде што се засегнати земјите членки, Агенцијата за соработка меѓу енергетските регулатори или релевантните регулаторни органи ќе ги ревидираат предлозите, доколку е потребно, по консултација со соодветните ОПС, со цел да се обезбеди нивна усогласеност со целта на нивна конзистентност со Регулатива (ЕУ) 2017/2195 и придонес кон интеграција на пазарот, недискриминација, ефективна конкуренција и правилно функционирање на пазарот.

2. ОПС ги применуваат следните услови и одредби или методологии, како и нивните измени, одобрени од Агенцијата за соработка меѓу енергетските регулатори, постапувајќи согласно член 2 од Процедурален акт бр. 2022/01/МС-ЕнС:

(а) рамките за воспоставување европски платформи согласно членовите 20 став (1), 21 став (1) и 22 став (1) од Регулатива (ЕУ) 2017/2195;

(б) измените на тие рамки согласно членовите 20 став (5) и 21 став (5);

(в) стандардните производи за балансирачки капацитет согласно член 25 став (2);

(г) методологијата за класификација за активирање на понуди за балансирачка енергија согласно член 29 став(3);

(д) проценката за можно зголемување на минималниот обем на понуди согласно член 29 став (11);

(е) методологиите за утврдување на цените на балансна енергија и прекуграничниот капацитет согласно член 30;

(ж) усогласената методологија за распределба на прекуграничен капацитет согласно член 38 став (3);

(з) методологијата за ко-оптимизирана распределба согласно член 40 став (1);

(д) правилата за порамнување помеѓу ОЕПС и ОЕПС за планираната размена на енергија во согласност со член 50(1);

(е) хармонизација на главните карактеристики на порамнување на дебалансот во согласност со член 52(2);

(ж) рамката за воспоставување европска платформа за резерви за замена согласно член 19 став (1);

(з) правилата за планираната размена на енергија во континентална Европа согласно член 50 став (3);

(д) правилата за порамнување на дебалансот на енергија согласно член 51 став (1).

3. Предлозите за одредени услови и методологии (вклучително регионални механизми за размена на балансен капацитет, пресметки на прекуграничен капацитет, алгоритам итн.) подлежат на одобрување од сите регулаторни органи во засегнатиот регион. Држава членка или договорна страна може да даде мислење до надлежниот регулаторен орган.

4. Одредени предлози (како исклучоци, национални методологии, услови за балансирање, механизми за порамнување и сл.) се одобруваат од секој поединечен регулаторен орган за секој случај посебно.

5. Предлогот за услови или методологии треба да вклучува предложен временски рок за нивно спроведување и опис на нивното очекувано влијание врз целите на оваа регулатива. Времето за спроведување нема да биде подолго од 12 месеци по одобрувањето од страна на надлежните регулаторни органи, освен кога сите надлежни регулаторни органи се согласуваат да го продолжат временскиот рок за спроведување или кога во оваа регулатива се утврдени различни временски рокови. Предлозите за условите и одредбите или методологиите што подлежат на одобрување од неколку регулаторни органи во согласност со ставовите 3, ќе бидат доставени до ECRB и, до степен до кој земјите-членки се засегнати, до Агенцијата за соработка на регулаторите за енергија, во рок од една недела од нивното поднесување до регулаторните органи. Предлозите за условите и одредбите или методологиите што подлежат на одобрување од еден регулаторен орган во согласност со став 4, може да се достават до ECRB и, до степен до кој земјите-членки се засегнати, до Агенцијата за соработка на регулаторите за енергија во рок од еден месец од нивното поднесување по дискреционо право на регулаторниот орган, додека тие ќе бидат доставени по барање на ECRB или, до степен до кој земјите-членки се засегнати, по барање на Агенцијата за соработка на регулаторите за енергија доколку ECRB или Агенцијата за соработка на регулаторите за енергија сметаат дека предлогот има прекугранично влијание. На барање од надлежните регулаторни органи, ECRB или, до степен до кој се засегнати земјите-членки, Агенцијата за соработка на регулаторите за енергија, постапувајќи во согласност со член 2 од Процедуралниот закон бр. 2022/01/МС-ЕнС, ќе издаде мислење во рок од три месеци за предлозите за условите и одредбите или методологиите.

6. Доколку одобрувањето на условите и одредбите или методологиите во согласност со став 3 од овој член или измената во согласност со член 6 бара одлука од повеќе од еден регулаторен орган, надлежните регулаторни органи се консултираат и тесно соработуваат и координираат едни со други со цел да постигнат договор. Доколку Агенцијата за соработка на регулаторите за енергија или ECRB издадат мислење, надлежните регулаторни органи го земаат предвид тоа мислење. Регулаторните органи или, каде што е надлежно, ECRB или, до степен до кој се вклучени земјите-членки, Агенцијата за соработка на регулаторите за енергија, постапувајќи во согласност со член 2 од Процедуралниот акт бр. 2022/01/МС-ЕнС, одлучуваат за условите или методологиите поднесени во согласност со ставовите 3 и 4, во рок од шест месеци по приемот на условите или методологиите од страна на ECRB или, до степен до кој се вклучени земјите-членки, Агенцијата за соработка на регулаторите за енергија или надлежниот регулаторен орган или, каде што е применливо, од страна на последниот засегнат релевантен регулаторен орган. Периодот започнува на денот што следи по денот на кој предлогот е доставен до Агенцијата за соработка на регулаторите за енергија, ECRB или до последниот засегнат регулаторен орган во согласност со став 3 или, каде што е применливо, до надлежниот регулаторен орган во согласност со став 4.

7. Доколку надлежните регулаторни органи не успеале да постигнат договор во рокот наведен во став 6, или по нивно заедничко барање, или по барање на ECRB или, до степен до кој се вклучени земјите-членки, Агенцијата за соработка на регулаторите за енергија согласна третиот потстав од член 5(3) од Регулативата (ЕУ) 2019/942, ECRB или, до степен до кој се засегнати земјите-членки, Агенцијата за соработка на регулатори-

те за енергија, постапувајќи во согласност со член 2 од Процедуралниот закон бр. 2022/01/МС-ЕнС, ќе донесе одлука во врска со поднесените предлози за услови и одредби или методологии во рок од шест месеци од денот на упатувањето, во согласност со член 5(3) и вториот потстав од член 6(10) од Регулативата (ЕУ) 2019/942.

8. Секоја страна може да поднесе приговор против релевантен системски оператор или ОПС во врска со обврските или одлуките на тој системски оператор или ОПС според овие правила и може да го упати приговорот до надлежниот регулаторен орган, кој, ќе донесе одлука во рок од два месеци по приемот на приговорот. Овој рок може да се продолжи за уште два месеци доколку надлежниот регулаторен орган бара дополнителни информации. Овој продолжен рок може дополнително да се продолжи со согласност на подносителот на жалбата. Одлуката на надлежниот регулаторен орган е обврзувачка и конечна.

#### Член 6

#### Измени на условите или методологиите на ОЕПС

1. Доколку Агенцијата за соработка на регулаторите за енергија, ECRB, сите релевантни регулаторни органи заедно или надлежниот регулаторен орган бараат измена за да ги одобрат условите или методологиите поднесени во согласност со член 5(2), (3) и (4), соодветните ОЕПС поднесуваат предлог за изменети услови или методологии за одобрување во рок од 2 месеци по барањето од Агенцијата за соработка на регулаторите за енергија, ECRB или надлежните регулаторни органи. ECRB или, до степен до кој земјите-членки се засегнати, Агенцијата за соработка на регулаторите за енергија, постапувајќи во согласност со член 2 од Процедуралниот закон бр. 2022/01/МС-ЕнС, или надлежните регулаторни органи одлучуваат за изменетите услови или методологии во рок од 2 месеци по нивното поднесување.

2. Доколку надлежните регулаторни органи не успеале да постигнат договор за условите или методологиите во рокот од 2 месеци, или по нивно заедничко барање, или по барање на ECRB или, до степен до кој земјите-членки се засегнати, барањето на Агенцијата за соработка на регулаторите за енергија, постапувајќи во согласност со член 2 од Процедуралниот закон бр. 2022/01/МС-ЕнС според третиот подстав од член 5(3) од Регулативата (ЕУ) 2019/942, ECRB или, до степен до кој земјите-членки се засегнати, Агенцијата за соработка на регулаторите за енергија, постапувајќи во согласност со член 2 од Процедуралниот закон бр. 2022/01/МС-ЕнС, ќе донесат одлука во врска со изменетите услови или методологии во рок од 6 месеци, во согласност со член 5(3) и вториот подстав од член 6(10) од Регулативата (ЕУ) 2019/942. Доколку релевантните ОПС не поднесат предлог за изменети услови или методологии, ќе се применува постапката предвидена во член 4.

3. Агенцијата за соработка на регулаторите за енергија, ECRB или регулаторните органи каде што се одговорни за усвојување на условите и одредбите или методологиите во согласност со член 5(2), (3) и (4) можат соодветно да побараат предлози за измени на тие услови и одредби или методологии и да утврдат рок за поднесување на тие предлози. ОПС-ите одговорни за развој на предлог за услови и одредби или методологии можат да предложат измени до регулаторните органи, ECRB и, до степен до кој земјите-членки се засегнати, до Агенцијата за соработка на регулаторите за енергија. Предлозите за измени на условите и одредбите или методологиите треба да бидат доставени на консултациони во согласност со постапката утврдена во член 10 и одобрени во согласност со постапката утврдена во членовите 4 и 5.

## Член 7

**Објавување на условите или методологиите на интернет**

ОЕПС одговорни за утврдување на условите или методологиите во согласност со овие правила ги објавуваат на својата web-страница, по одобрувањето согласно одредбите од овие правила од страна на Агенцијата за соработка на регулаторите за енергија, ECRB или надлежните регулаторни органи или, доколку не е потребно такво одобрување, по нивното воспоставување, освен кога таквите информации се доверливи во согласност со член 11.

## Член 8

**Надоместување на трошоците**

1. Трошоците поврзани со обврските наменети на системските оператори или доделените трети субјекти во согласност со овие правила се проценуваат од страна на надлежните регулаторни органи во согласност со член 59 од Директивата (ЕУ) 2019/944 како што е адаптирана и усвоена со Одлуката на Министерскиот совет 2021/13/МС-ЕнС.

2. Трошоците што се сметаат за разумни, ефикасни и пропорционални од страна на надлежниот регулаторен орган се надоместуваат преку мрежни тарифи или други соодветни механизми како што се утврдени од надлежните регулаторни органи.

3. Доколку бидат побарани од надлежните регулаторни органи, системските оператори или доделените субјекти, во рок од три месеци од барањето, ги доставуваат потребните информации за да се олесни процената на настанатите трошоци.

4. Сите трошоци настанати од учесниците на пазарот при исполнување на барањата од овие правила се на товар на тие учесници на пазарот.

## Член 9

**Вклучување на засегнатите страни**

ECRB или до степен до кој земјите-членки се заземнати, Агенцијата за соработка на регулаторите за енергија, постапувајќи во согласност со член 2 од Процедуралниот закон бр. 2022/01/МС-ЕнС, во тесна соработка со ЕНТСО-Е, организира вклучување на засегнатите страни во врска со пазарот на балансна енергија и други аспекти од спроведувањето на овие правила. Таквото вклучување вклучува редовни состаноци со засегнатите страни за да се идентификуваат проблемите и да се предложат подобрувања поврзани со интеграцијата на балансниот пазар.

## Член 10

**Јавна консултација**

1. ОЕПС одговорни за поднесување предлози за услови или методологии или нивни измени во согласност со овие правила, треба да се консултираат со засегнатите страни, вклучувајќи ги и надлежните органи на секоја земја членка и договорна страна, за нацрт-предлозите за услови или методологии и други мерки за спроведување во период не пократок од еден месец.

2. Консултацијата треба да трае во период не пократок од еден месец.

3. Најмалку предлозите во согласност со точките (б), (в), (г), (д), (ѓ), (г), и (о) од член 5 став (3) треба да бидат предмет на јавна консултација на релевантното регионално ниво.

4. Најмалку предлозите во согласност со точките (а), (б), (в), (г), (д), (ѓ), (е) и (з) од член 5 став(4) треба да бидат предмет на јавни консултации во секоја засегната договорна страна.

5. ОЕПС одговорни за предлогот за услови или методологии треба соодветно да ги разгледаат ставовите на засегнатите страни што произлегуваат од консултациите спроведени во согласност со ставовите од 2 до 5, пред да ги достават тие предлози за регулаторно одобрување. Во сите случаи, заедно со поднесувањето треба да се обезбеди цврста основа за вклучување или невклучување на ставовите што произлегуваат од консултациите и да се објави навремено пред или истовремено со објавувањето на предлогот за услови или методологии.

## Член 11

**Обврски за доверливост**

1. Секоја доверлива информација примена, разменета или пренесена во согласност со овие правила подлежи на условите за професионална тајна утврдени во ставовите 2, 3 и 4.

2. Обврската за професионална тајна се однесува на секоје лице кое е предмет на одредбите од овие правила.

3. Доверливите информации примени од лицата или регулаторните органи наведени во став 2 во текот на извршувањето на нивните должности не смеат да се откриваат на друго лице или орган, без да е во спротивност на случаите опфатени со националното право, другите одредби од овие правила или друго релевантно законодавство на Енергетската Заедница или националното законодавство.

4. Без да е во спротивност на случаите опфатени со националното право или законодавството на Енергетската Заедница, регулаторните органи, телата или лицата кои примаат доверливи информации во согласност со овие правила можат да ги користат само за целите на извршување на своите должности во согласност со овие правила, освен кога е дадена писмена согласност од примарниот сопственик на податоците.

## Член 12

**Објавување информации**

1. Сите субјекти наведени во член 1 став (2) треба да им ги обезбедат на ОЕПС сите релевантни информации за да ги исполнат своите обврски утврдени во ставовите од 3 до 5.

2. Сите субјекти наведени во член 1 став (2) треба да обезбедат информациите во ставовите од 3 до 5 да се објавуваат во време и во формат што не создава реална или потенцијална конкурентска предност или неповолност за кое било лице или претпријатија.

3. Секој ОЕПС треба да ги објави следниве информации штом ќе станат достапни:

(а) информации за моменталниот систем на балансирање на неговата област на планирање или областите на планирање, што е можно поскоро, но не подоцна од 30 минути по реалното време;

(б) информации за сите понуди за балансна енергија од неговата област на планирање или области на планирање, анонимни каде што е потребно, најдоцна 30 минути по завршувањето на релевантната пазарна временска единица. Информациите треба да вклучуваат:

(i) вид на производ;

(ii) период на важење;

(iii) понудени количини;

(iv) понудени цени;

(v) информации за тоа дали понудата е прогласена за недостапна;

(в) информации за тоа дали понудата за балансна енергија е конвертирана од специфичен производ или од интегриран процес на планирање најдоцна 30 минути по завршувањето на релевантната пазарна временска единица;

(г) информации за тоа како понудите за балансна енергија од специфични производи или од интегриран процес на планирање се конвертирани во понуди за балансна енергија од стандардни производи најдоцна 30 минути по завршувањето на релевантната пазарна временска единица;

(д) агрегирани информации за понудите за балансна енергија најдоцна 30 минути по завршувањето на релевантната пазарна временска единица, кои треба да вклучуваат:

(i) вкупна количина од понудените понуди за балансна енергија;

(ii) вкупната количина од понудените понуди за балансна енергија поделени по вид на резерви;

(iii) вкупна количина од понудени и активирани понуди за балансна енергија поделени за стандардни и специфични производи;

(iv) количина недостапни понуди поделени по вид резерви;

(f) информации, доколку е потребно анонимни, за понудените количини и понудените цени за набавениот балансен капацитет најдоцна еден час по објавувањето на резултатите од набавката до понудувачите;

(е) почетните услови поврзани со балансирањето наведени во член 18 најмалку еден месец пред барањето и сите измени на условите веднаш по одобрувањето од страна на надлежниот регулаторен орган во согласност со член 59 од Директивата (ЕУ) 2019/944 како што е адаптирана и усвоена со Одлуката на Министерскиот совет бр. 2021/13/МС-ЕнС.;

(ж) информации за распределбата на меѓузонскиот капацитет за размена на балансен капацитет или споделување на резерви во согласност со член 38 најдоцна 24 часа по распределбата и најдоцна 6 часа пред користењето на доделениот меѓузонски капацитет:

(i) датум и време кога е донесена одлуката за распределба;

(ii) период на распределба;

(iii) доделени количини;

(iv) пазарни вредности што се користат како основа за процесот на распределба во согласност со член 39 од Регулацијата (ЕУ) 2017/2195;

(з) информации за користењето на доделениот меѓузонски капацитет за размена на балансен капацитет или споделување на резерви во согласност со член 38 најдоцна една недела по користењето на доделениот меѓузонски капацитет:

(i) количина доделен и искористен меѓузонски капацитет по пазарна временска единица;

(ii) количина ослободен меѓузонски капацитет за последователни временски рамки по пазарна временска единица;

(iii) проценети реализирани трошоци и придобивки од процесот на распределба;

(s) одобрени методологии наведени во членовите 40, 41 и 42 најмалку еден месец пред примената;

(и) опис на барањата на секој развиен алгоритам и измени на него наведени во член 58, најмалку еден месец пред примената;

(j) заеднички годишен извештај наведен во член 59.

4. Под услов на одобрување во согласност со член 18, ОЕПС може да се откаже од објавувањето информации за понудените цени и количини на балансен капацитет или понуди за балансна енергија доколку е оправдано од причини поврзани со злоупотреба на пазарот и доколку не е штетно за ефикасното функционирање на пазарите на електрична енергија. ОЕПС ги пријавува таквите задржувања најмалку еднаш годишно до надлежниот регулаторен орган во согласност со член 59 од Директивата (ЕУ) 2019/944 како што е адаптирана и усвоена со Одлуката на Министерскиот совет 2021/13/МС-ЕнС.

5. Во рок од две години од денот на влегување во сила на овие правила, секој ОЕПС ги објавува информациите во согласност со став 3 во заеднички договорен или применет хармонизиран формат најмалку преку платформата за транспарентност на информациите воспоставена во согласност со член 3 од Регулацијата (ЕУ) бр. 543/2013 како што е адаптирано и усвоено со Одлуката на Министерскиот совет бр. 2015/01/МС-ЕнС.

#### Член 13

#### Делегирање и доделување задачи

1. ОЕПС може да делегира целосно или делумно како било задача што му е доверена во согласност со овие правила на едно или повеќе трети лица, доколку третото лице може да ја извршува соодветната функција најмалку подеднакво ефикасно како и ОЕПС што ја делегира. ОЕПС што ја делегира задачата останува одговорен за обезбедување усогласеност со обврските според овие правила, вклучително и обезбедување пристап до информации потребни за следење од страна на надлежните регулаторни органи во согласност со Член 59 од Директивата (ЕУ) 2019/944 како што е адаптиран и усвоен со Одлуката на Министерскиот совет бр. 2021/13/МС-ЕнС.2. Пред делегирањето, засегнатата трета страна треба да му ја покаже на ОЕПС што ја делегира својата способност да ги исполни задачите што треба да се делегираат.

2. Во случај сите или дел од кои било задачи наведени во овие правила да бидат делегирани на трето лице, ОЕПС што ја делегира задачата треба да обезбеди дека се склучени соодветни договори за доверливост во согласност со обврските за доверливост на ОЕПС што делегира пред делегирањето. По делегирањето на сите или дел од кои било задачи на трето лице, ОЕПС што ги делегира мора да го информира надлежниот регулаторен орган и да ја објави оваа одлука на интернет.

3. Без да е во спротивност со задачите доверени на ОЕПС во согласност со Директива (ЕУ) 2019/944 како што е адаптирана и усвоена со Одлука 2021/13/МС-ЕнС на Министерскиот совет, договорна страна, или каде што е применливо, релевантен регулаторен орган, може да додели задачи или обврски доверени на ОЕПС во согласност со Овие правила на една или повеќе трети страни. Засегнатата договорна страна, или каде што е применливо, засегнатиот регулаторен орган, може да додели само задачи и обврски на ОЕПС кои не бараат директна соработка, заедничко донесување одлуки или склучување договорни односи со ОЕПС од други договорни страни. Пред доделувањето, засегнатата трета страна треба да ја покаже на договорна страна, или каде што е применливо, на надлежниот регулаторен орган, својата способност да ја исполни задачата што треба да се делегира.

4. Во случај задачите и обврските да бидат делегирани на трета страна од договорна страна или регулаторен орган, упатувањата на ОЕПС во Овие правила треба да се разберат како упатувања на субјектот на кој се делегирани. Релевантниот регулаторен орган треба да обезбеди регулаторен надзор на доделениот субјект во однос на доделените задачи и обврски.

#### НАСЛОВ II

#### ПАЗАР НА БАЛАНСНА ЕНЕРГИЈА

#### ПОГЛАВЈЕ I

#### Функции и одговорности

#### Член 14

#### Улога на ОЕПС-и

1. Секој ОЕПС е одговорен за набавка на услуги за балансирање од даватели на услуги за балансирање со цел да се обезбеди оперативна сигурност.

2. Секој ОЕПС применува модел на самодиспечирање за одредување на распоредите за производство и распоредите за потрошувачка. ОЕПС кој применуваат модел на централно диспечирање во моментот на влегување во сила на Овие правила, треба да го известат надлежниот регулаторен орган во согласност со Член 59 од Директивата (ЕУ) 2019/944, како што е адаптирано и усвоено со Одлуката на Министерскиот совет бр. 2021/13/МС-ЕпС со цел да продолжат да применуваат модел на централно диспечирање за одредување на распоредите за производство и распоредите за потрошувачка. Надлежниот регулаторен орган треба да потврди дали задачите и одговорностите на ОЕПС се во согласност со дефиницијата во член 2(18).

#### Член 15 Соработка со ОДС-и

1. ОДС-и, ОЕПС-и, давателите на услуги за балансирање и страните одговорни за балансирање треба да соработуваат за да обезбедат ефикасно и ефективно балансирање.

2. Секој ОДС треба навремено да ги обезбеди сите потребни информации за да го изврши порамнувањето на дебалансот до поврзувачкиот ОЕПС во согласност со условите поврзани со балансирањето во согласност со член 18.

3. Секој ОЕПС може, заедно со ОЕПС поврзувачкиот давател на резерви во рамките на контролната зона на ОЕПС, да разработат методологија за распределба на трошоците што произлегуваат од активностите на ОЕПС во согласност со ставовите 4 и 5 од член 182 од Регулативата (ЕУ) 2017/1485 како што е адаптирано и усвоено од страна на Министерскиот совет Одлука 2022/03/МС-ЕпС. Методологијата треба да обезбеди фер распределба на трошоците, земајќи ги предвид одговорностите на вклучените страни.

4. ДСО-и треба да го известат ОЕПС за сите ограничувања дефинирани во согласност со ставовите 4 и 5 од член 182 од Регулативата (ЕУ) 2017/1485, како што е адаптирано и усвоено со Одлука на Министерскиот совет 2022/03/МС-ЕпС што би можеле да влијаат врз барањата утврдени во овие правила.

#### Член 16 Улога на давателите на услуги за балансирање

1. ДУБ треба да се квалификува за обезбедување понуди за балансна енергија или балансен капацитет кои се активирани или набавени од страна на поврзувачкиот ОЕПС или, во моделот ОЕПС-ДУБ, од страна на договорниот ОЕПС. Успешното завршување на процесот на претквалификација, обезбеден од страна на поврзувачкиот ОЕПС и обработена во согласност со член 159 и член 162 од Регулативата (ЕУ) 2017/1485 како што е адаптирано и усвоено со Одлука на Министерскиот совет 2022/03/МС-ЕпС, се смета за предуслов за успешно завршување на процесот на квалификација за да се стане давател на услуги за балансирање во согласност со овие правила.

2. Секој давател на услуги за балансирање ги доставува до поврзувачкиот ОЕПС своите понуди за балансен капацитет кои влијаат на една или повеќе страни одговорни за балансирање.

3. Секој давател на услуги за балансирање кој учествува во процесот на набавка за балансен капацитет ги доставува и има право да ги ажурира своите понуди за балансен капацитет пред времето на затворање на процесот на набавка.

4. Секој давател на услуги за балансирање со договор за балансен капацитет треба да достави до својот поврзувачки ОЕПС понуди за балансна енергија или по-

нуди за интегриран процес на планирање што одговараат на количината, производите и другите барања утврдени во договорот за балансен капацитет.

5. Секој давател на услуги за балансирање има право да ги достави до својот поврзувачки ОЕПС понудите за балансна енергија од стандардни производи или специфични производи или понуди за интегриран процес на планирање за кои го поминал процесот на претквалификација во согласност со член 159 и член 162 од Регулативата (ЕУ) 2017/1485 како што е адаптирано и усвоено со Одлука на Министерскиот совет 2022/03/МС-ЕпС.

6. Цената на понудите за балансна енергија или понудите за интегриран процес на планирање од стандардни и специфични производи во согласност со став 4 нема да биде однапред одредена во договор за балансен капацитет. ОЕПС може да предложи исклучок од ова правило во предлогот за условите поврзани со поставувањето на балансирање во согласност со член 18. Таквото иземање се однесува само на специфични производи во согласност со член 26 став (3) точка (б) и ќе биде придружено со образложение што покажува поголема економска ефикасност.

7. Не смее да има дискриминација помеѓу понудите за балансна енергија или понудите за интегриран процес на планирање поднесени во согласност со став 4 и понудите за балансна енергија или понудите за интегриран процес на планирање поднесени во согласност со став 5.

8. За секој производ за балансна енергија или балансен капацитет, единицата за обезбедување резерва, групата за обезбедување резерва, постројката за побарувачка или третата страна и поврзаните страни одговорни за балансирање во согласност со член 18 став (4) точка (г), треба да припаѓаат на истата област на планирање.

#### Член 17 Улога на страните одговорни за балансирање

1. Во реално време, секоја балансно одговорна страна треба да се стреми да биде избалансирана или да придонесува кон балансирање на електроенергетскиот систем во реално време. Деталните барања во врска со оваа обврска треба да бидат дефинирани во предлогот за условите поврзани со организација на балансирањето во согласност со член 18.

2. Секоја балансно одговорна страна треба да биде финансиски одговорна за дебалансиите за кои се врши порамнување со поврзувачкиот ОЕПС.

3. Пред времето на затворање на меѓузонското тргување на пазарот во тековниот ден, секоја балансно одговорна страна може да ги промени распоредите потребни за пресметување на нејзината позиција во согласност со член 54. ОЕПС што применуваат модел на централно диспечирање можат да утврдат специфични услови и правила за промена на распоредите на балансно одговорната страна во условите поврзани со поставувањето на балансирање во согласност со член 18.

4. По времето на затворање на меѓузонското тргување на пазарот во тековниот ден, секоја балансно одговорна страна може да ги промени внатрешните комерцијални распореди потребни за пресметување на нејзината позиција во согласност со член 54 во согласност со правилата утврдени во условите поврзани со организацијата на балансирање во согласност со член 18.

#### Член 18 Услови поврзани со балансирање

1. Најдоцна во рок од шест месеци од денот на влегувањето во сила на овие правила и за сите области за планирање на договорна страна, ОЕПС на оваа договорна страна треба да развијат предлог во врска со:

- (а) условите за давателите на услуги за балансирање;  
(б) условите за балансно одговорни страни.

Кога областа на LFC се состои од два или повеќе ОЕПС, сите ОЕПС од таа област на LFC можат да развијат заеднички предлог, под услов да бидат одобрени од надлежните регулаторни органи.

2. Условите во согласност со став 1, исто така, треба да ги вклучуваат правилата за суспендирање и обновување на пазарните активности во согласност со член 36 од Регулативата (ЕУ) 2017/2196 како што е адаптирано и усвоено со Одлуката на Министерскиот совет бр. 2022/03/МС-ЕнС, и правилата за порамнување во случај на суспензија на пазарот во согласност со член 39 од Регулативата (ЕУ) 2017/2196 како што е адаптирано и усвоено со Одлуката на Министерскиот совет бр. 2022/03/МС-ЕнС, откако ќе бидат одобрени во согласност со член 4 од Регулативата (ЕУ) 2017/2196, како што е адаптирано и усвоено со Одлуката на Министерскиот совет бр. 2022/03/МС-ЕнС.

3. При изработка на предлози за услови за давателите на услуги за балансирање и страните одговорни за балансирање, секој ОЕПС треба:

(а) да се координира со ОЕПС-и и ОДС-и кои можат да бидат засегнати од тие услови;

(б) да ги почитува рамките за воспоставување европски платформи за размена на балансна енергија и за процесот на порамнување на дебалансот во согласност со членовите 19, 20, 21 и 22 од Регулативата (ЕУ) 2017/2195;

(в) да вклучува други ОДС-и и други засегнати страни во текот на целиот развој на предлогот и да ги зема предвид нивните ставови без да се наруши јавната консултација во согласност со член 10.

4. Условите за давателите на услуги за балансирање треба:

(а) да дефинираат разумни и оправдани барања за давателите на услуги за балансирање;

(б) да дозволат агрегирање на постројки за побарувачка, постројки за складирање на енергија и постројки за производство на енергија во област за планирање за да понудат услуги за балансирање во согласност со условите наведени во став 5 (в);

(в) да дозволат сопствениците на постројки за побарувачка, трети страни и сопствениците на постројки за производство на енергија од конвенционални и обновливи извори на енергија, како и сопствениците на единици за складирање енергија, да станат даватели на услуги за балансирање;

(г) да бараат секоја понуда за балансирање енергија од давател на услуги за балансирање да биде доделена на една или повеќе страни одговорни за балансирање за да се овозможи пресметка на корекцијата на дебалансот во согласност со член 49.

5. Условите за давателите на услуги за балансирање треба да содржат:

(а) правила за процесот на квалификација за да станат даватели на услуги за балансирање во согласност со член 16;

(б) правила, барања и временски рокови за набавка и пренос на балансен капацитет во согласност со членовите 32, 33 и 34;

(в) правила и услови за агрегирање на постројки за побарувачка, постројки за складирање на енергија и постројки за производство на електрична енергија во област за планирање за да станат даватели на услуги за балансирање;

(г) барања за податоци и информации што треба да се достават до поврзувачкиот ОЕПС и, каде што е релевантно, до ОДС поврзувачкиот давател на резерви за време на процесот на претквалификација и работењето на балансниот пазар;

(д) правила и услови за доделување на секоја понуда за балансна енергија од давател на услуги за балансирање на една или повеќе страни одговорни за балансирање во согласност со став 4 точка (г);

(ѓ) барања за податоци и информации што треба да се достават до поврзувачкиот ОЕПС и, каде што е релевантно, до ОДС поврзувачкиот давател на резерви за да се евалуираат одредбите за услуги за балансирање во согласност со член 154 став (1), член 154 став (8), член 158 став (1) точка (д), член 158 став (4) точка (б), член 161 став (1) точка (ѓ) и член 161 став (4) точка (б) од Регулативата (ЕУ) 2017/1485 како што е адаптирано и усвоено со Одлуката на Министерскиот совет бр. 2022/03/МС-ЕнС;

(е) дефиниција на локација за секој стандарден производ и секој специфичен производ земајќи го предвид став 5 точка (в);

(ж) правила за одредување на количината балансна енергија што треба да се порамни со ДУБ во согласност со член 45;

(з) правила за порамнување на давателите на услуги за балансирање дефинирани во согласност со Поглавјата 2 и 5 од Наслов V;

(с) максимален период за финализирање на порамнувањето на балансната енергија со ДУБ во согласност со член 45, за кој било даден период на порамнување на дебалансот;

(и) последици во случај на непочитување на условите што важат за давателите на услуги за балансирање.

6. Условите за страните одговорни за балансирање треба да содржат:

(а) дефиниција на одговорност за балансирање за секоја врска на начин што ќе избегне какви било празнини или преклопувања во одговорноста за балансирање на различните учесници на пазарот кои обезбедуваат услуги за таа врска;

(б) барања за станување балансно одговорна страна;

(в) барање сите страни одговорни за балансирање да бидат финансиски одговорни за своите дебаланси и дека дебалансите ќе бидат порамнети со поврзувачкиот ОЕПС;

(г) барања за податоци и информации што треба да се достават до поврзувачкиот ОЕПС за пресметување на дебаланс;

(д) правила според кои страните одговорни за балансирање ги менуваат своите распореди пред и по времето на затворање на пазарот на енергија во тековниот ден во согласност со ставовите 3 и 4 од член 17;

(ѓ) правила за порамнување на страните одговорни за балансирање дефинирани во согласност со Поглавје 4 од Наслов V;

(е) разграничување на област на дебаланс во согласност со член 54 став (2) и област на дефинирање цена на дебаланс;

(ж) максимален период за финализирање на порамнувањето на дебалансите со страните одговорни за балансирање за кој било даден период на порамнување на дебалансите во согласност со член 54;

(з) последици во случај на непочитување на условите што се однесуваат на страните одговорни за балансирање;

(с) обврска за страните одговорни за балансирање да ги достават до поврзувачкиот ОЕПС сите измени на позицијата;

(и) правилата за порамнување во согласност со членовите 52, 53, 54 и 55;

(ј) доколку постојат, одредби за исклучување на дебалансите од порамнувањето на дебалансот кога тие се поврзани со воведување ограничувања на зголемувањето за ублажување на детерминистичките фреквентни отстапувања во согласност со член 137 став (4) од Регула-

тивата (ЕУ) 2017/1485 како што е адаптирано и усвоено со Одлуката на Министерскиот совет бр. 2022/03/МС-ЕпС.

7. Секој поврзувачкиот ОЕПС може да ги вклучи следните елементи во предлогот за условите за давателите на услуги за балансирање или во условите за страните одговорни за балансирање:

(а) барање до давателите на услуги за балансирање да достават информации за неискористениот производствен капацитет и други ресурси за балансирање од страна на давателите на услуги за балансирање, по времето на затворањето на пазарот „ден-однапред“ и по времето на затворање на меѓузонското тргување на пазарот во тековниот ден;

(б) каде што е оправдано, барање за давателите на услуги за балансирање да го понудат неискористениот производствен капацитет или другите ресурси за балансирање преку понуди за балансна енергија или интегрирани понуди за процесот на планирање на балансните пазари по затворањето на пазарот „ден-однапред“, без да се загрози можноста давателите на услуги за балансирање да ги променат своите понуди за балансна енергија пред времето на затворање на пазарот за балансна енергија или рокот за доставување понуди за интегриран систем за планирање поради тргување во рамките на пазарот за тековниот ден;

(в) каде што е оправдано, барање давателите на услуги за балансирање да го понудат неискористениот производствен капацитет или другите ресурси за балансирање преку понуди за балансна енергија или интегрирани понуди за процесот на планирање на балансните пазари по времето на затворање на меѓузонското тргување на пазарот во тековниот ден;

(г) специфични барања во однос на позицијата на страните одговорни за балансирање, поднесени по временската рамка на пазарот ден-однапред, за да се обезбеди дека збирот на нејзините распореди за надворешна трговија и нејзините распореди за домашна трговија е еднаков на збирот на физичките распореди за производство и потрошувачка, земајќи ја предвид компензацијата на загубите на електрична енергија, каде што е релевантно;

(д) изземање од објавување информации за понудените цени на балансна енергија или понуди за балансен капацитет поради загриженост за злоупотреба на пазарот во согласност со член 12 став (4);

(е) изземање за специфични производи дефинирани во член 26 став (3) точка (б) за претходно одредување на цената на понудите за балансна енергија од договор за балансен капацитет во согласност со член 16 став (б);

(е) барање за користење на двојно одредување на цените за сите дебаланси врз основа на условите утврдени во согласност со член 52 став (2) точка (г) подточка(i) од Регулативата (ЕУ) 2017/2195 и методологијата за примена на двојно одредување на цените во согласност со член 52 став (2) точка (г) подточка(ii) од Регулативата (ЕУ) 2017/2195.

8. ОЕПС кои применуваат модел на централно диспечирање, исто така, треба да ги вклучат следните елементи во условите поврзани со балансирањето:

(а) време на затворање на пазарот за интегриран систем за планирање во согласност со член 24 став (5);

(б) правилата за ажурирање на понудите за процесот на интегрирано планирање по секое време на затворање на пазарот за интегриран систем за планирање во согласност со член 24 став (6);

(в) правилата за користење на понудите за процесот на интегрирано планирање пред времето на затворање на пазарот на балансна енергија во согласност со член 24 став (7);

(г) правилата за конверзија на понудите за процесот на интегрирано планирање во согласност со член 27.

9. Секој ОЕПС треба да го следи исполнувањето од страна на сите страни на барањата утврдени во условите за балансирање во рамките на неговата област или области за планирање.

## ПОГЛАВЈЕ 2

### Европски платформи за размена на балансна енергија

#### Член 19

#### Европска платформа за размена на балансна енергија од заменски резерви

1. Во рок од една година од денот на влегувањето во сила на овие правила, сите ОЕПС-и на Договорните страни кои употребуваат резерва за замена согласно Дел IV од Регулативата (ЕУ) 2017/1485, како што е адаптирано и усвоено со Одлуката на Министерскиот совет 2022/03/МС-ЕпС и кои имаат барем еден меѓусебно поврзан соседски ОЕПС кој употребуваат резерва за замена, треба да ја користат европската платформа воспоставена во согласност со член 19 од Регулативата 2017/2195 за да:

(а) да ги достават сите понуди за балансна енергија од сите стандардни производи за заменски резерви;

(б) да ги разменуваат сите понуди за балансна енергија од сите стандардни производи за заменски резерви, освен за недостапните понуди во согласност со член 29 став (14);

(в) се стремат да ги задоволат сите свои потреби за балансна енергија од заменски резерви.

#### Член 20

#### Европската платформа за размена на балансна енергија од резерви за обновување на фреквенцијата со рачно активирање

1. Во рок од две години од денот на влегување во сила на овие правила, ОЕПС треба да ја спроведе и да ја направи оперативна Европската платформа за размена на балансна енергија, користејќи ја Европската платформа воспоставена во согласност со член 20 од Регулативата 2017/2195 за:

(а) да ги достават сите понуди за балансна енергија од сите стандардни производи за резерви за обновување на фреквенцијата со рачно активирање;

(б) да ги разменуваат сите понуди за балансна енергија од сите стандардни производи за резерви за обновување на фреквенцијата со рачно активирање, освен за недостапните понуди во согласност со член 29 став (14);

(в) да се стремат да ги задоволат сите свои потреби за балансна енергија од резервите за обновување на фреквенцијата со рачно активирање.

#### Член 21

#### Европската платформа за размена на балансна енергија од резерви за обновување на фреквенцијата со автоматско активирање

1. Во рок од две години од денот на влегување во сила на овие правила, сите ОПС на Договорните страни кои го извршуваат процесот на автоматска регулација на фреквенцијата согласно Дел IV од Регулативата (ЕУ) 2017/1485, како што е адаптирано и усвоено со Одлуката на Министерскиот совет 2022/03/МС-ЕпС, ќе ја користат европската платформа воспоставена во согласност со член 21 од Регулативата 2017/2195 за да:

(а) да ги достават сите понуди за балансна енергија од сите стандардни производи за резерви за обновување на фреквенцијата со автоматско активирање;

(б) да ги разменуваат сите понуди за балансна енергија од сите стандардни производи за резерви за обновување на фреквенцијата со автоматско активирање, освен за недостапните понуди во согласност со член 29 став (14);

(в) да се стремат да ги задоволат сите свои потреби за балансна енергија од резервите за обновување на фреквенцијата со автоматско активирање.

#### Член 22

##### Европска платформа за процес на нетирање на дебаланс

1. Во рок од една година од денот на влегувањето во сила на овие правила, сите ОПС-и на Договорните страни кои го извршуваат процесот на автоматска регулација на фреквенцијата согласно Дел IV од Регулацијата (ЕУ) 2017/1485, како што е адаптирано и усвоено со Одлуката на Министерскиот совет 2022/03/МС-ЕнС <...>, ќе ја користат европската платформа воспоставена во согласност со член 22 од Регулацијата 2017/2195 за да го извршат процесот на нерамнотежа на нерамнотежата, барем за синхроната област на континентална Европа.

#### Член 23

##### Споделување на трошоците меѓу ОПС-и во различни земји членки и договорни страни

1. Сите ОПС-и доставуваат годишен извештај до надлежните регулаторни органи во согласност со член 59 од Директивата (ЕУ) 2019/944, како што е адаптирана и усвоена со Одлуката на Министерскиот совет 2021/13/МС-ЕнС, во кој детално се објаснети трошоците за работење на европските платформи согласно членовите 19, 20, 21 и 22 од Регулацијата 2017/2195, кои се однесуваат на ОПС на надлежната договорна страна..

2. Трошоците наведени во став 1 се поделени на:

(а) заеднички трошоци што произлегуваат од координираните активности на сите ОПС што учествуваат во соодветните платформи;

(б) регионални трошоци што произлегуваат од активностите на неколку, но не на сите ОПС што учествуваат во соодветните платформи;

(в) национални трошоци што произлегуваат од активностите на ОПС во таа земја членка што учествува во соодветните платформи.

3. Заедничките трошоци наведени во став 2 став (а) ќе бидат поделени меѓу ОПС-и во земјите-членки и договорните страни што учествуваат во европските платформи. Износот што треба да се плати се пресметува во согласност со член 23 став (3) од Регулацијата (ЕУ) 2017/2195.

4. За да се земат предвид промените во заедничките трошоци или промените кај ОПС кои учествуваат, пресметката на заедничките трошоци редовно се прилагодува.

5. ОПС кои соработуваат во одреден регион заеднички се согласуваат за предлог за поделба на регионалните трошоци во согласност со став 2 точка(б). Предлогот потоа се одобрува поединечно од страна на надлежните регулаторни органи на секоја од договорните страни и земји членки во регионот.

6. Начелата за споделување на трошоците се применуваат на трошоците што придонесуваат за воспоставување, измена и работење на еврОПСките платформи од одобрувањето на предлогот за релевантните рамки за спроведување во согласност со членовите 19 став (1), 20 став (1), 21 став (1) и 22 став (1) од Регулацијата 2017/2195. Во случај рамките за спроведување да предложат постојните проекти да еволуираат во еврОПСка платформа, сите ОПС кои учествуваат во постојните проекти можат да предложат дел од трошоците напра-

вени пред одобрувањето на предлогот за рамките за спроведување, кои се директно поврзани со развојот и спроведување на овој проект и се оценети како разумни, ефикасни и пропорционални, да се сметаат за дел од заедничките трошоци во согласност со став 2 точка (а).

#### Член 24

##### Време на затворање на пазарот за балансна енергија

1. Сите ОПС-и треба да го хармонизираат времето на затворање на пазарот за балансна енергија за стандардни производи со времето на затворање на пазарот за балансна енергија на ниво на Унијата, барем за секој од следниве процеси:

(а) резерва за замена;

(б) резерви за обновување на фреквенцијата со рачно активирање;

(в) резерви за обновување на фреквенцијата со автоматско активирање.

2. Времето на затворање на пазарот за балансна енергија треба:

(а) да биде што е можно поблиску до реалното време;

(б) да не бидат пред времето на затворање на меѓузонското тргување на пазарот во тековниот ден;

(в) да обезбеди доволно време за потребните процеси на балансирање.

3. По времето на затворање на пазарот за балансна енергија, давателите на услуги за балансирање повеќе нема да имаат право да ги доставуваат или ажурираат своите понуди за балансна енергија.

4. По времето на затворање на пазарот за балансна енергија, давателите на услуги за балансирање треба да го пријават поврзувачкиот ОПС за сите недостапни количини на понуди за балансна енергија без непотребно одложување во согласност со 158 став (4) точка (б) и 161 став (4) точка (б) од Регулацијата (ЕУ) 2017/1485 како што е адаптирано и усвоено со Одлука на Министерскиот совет 2022/03/МС-ЕнС.. Доколку ДУБ има точка на поврзување со ОДС, и доколку тоа го бара ОДС, ДУБ треба исто така да ги пријави сите недостапни количини на понуди за балансирање на ОДС без непотребно одложување.

5. Во рок од две години од денот на влегувањето во сила на Овие правила, секој ОПС што применува модел на централно диспечирање треба да дефинира барем едно време на затворање на пазарот за интегриран систем за планирање кое треба:

(а) да им овозможи на давателите на услуги за балансирање да ги ажурираат своите интегрирани понуди за планирање што е можно поблиску до реалното време;

(б) да не биде подолго од осум часа пред реалното време;

(в) да биде поставено пред времето на затворање на пазарот за доставување понуди за енергија од страна на ОПС.

6. По истекот на секое време на затворање на пазарот за интегриран систем за планирање, понудата за интегриран процес на планирање може да се промени само во согласност со правилата дефинирани од страна на поврзувачкиот ОПС во условите за давателите на услуги за балансирање утврдени во согласност со член 18. Тие правила треба да се спроведат пред поврзувачкиот ОПС да се придружи на кој било процес за размена на балансна енергија и треба да им дозволат на давателите на услуги за балансирање да ги ажурираат своите интегрирани понуди за распоредување, во рамките на можностите, сè до времето на затворање на меѓузонското тргување на пазарот во тековниот ден, притоа обезбедувајќи:

(а) економска ефикасност на интегрираниот процес на планирање;

- (б) оперативна сигурност;
- (в) конзистентност на сите итерации на интегрираниот процес на планирање;
- (г) фер и еднаков третман на сите даватели на услуги за балансирање во областа на планирање;
- (д) да нема негативен ефект врз интегрираниот процес на планирање.

7. Секој ОЕПС кој применува модел на централно на диспечирање треба да ги утврди правилата за користење на интегрираните понуди за процесот на планирање пред времето на затворање на пазарот за балансна енергија во согласност со член 18 став (8) точка (в) со цел:

- (а) да се обезбеди дека ОЕПС ги исполнува своите барања за резервен капацитет во реално време;
- (б) да се обезбедат доволно ресурси за решавање внатрешни загушувања;
- (в) да се обезбеди можност за изводливо диспечирање на постројки за производство на енергија и постројки за побарувачка во реално време.

#### Член 25

##### Барања за стандардни производи

1. Стандардните производи за балансирање на енергијата ќе се применуваат како дел од имплементацијата на европските платформи согласно членовите 19, 20 и 21. Не подоцна од времето кога ОЕПС на Договорната страна ќе ја користи соодветната европска платформа, ОЕПС ќе користи само стандардни и, каде што е оправдано, специфични производи за балансирање на енергијата со цел да се одржи рамнотежата на системот во согласност со членовите 127, 157 и 160 од Регулативата (ЕУ) 2017/1485, како што е адаптирана и усвоена со Одлуката на Министерскиот совет 2022/03/МС-ЕпС..

2. Во рок од една година од денот на влегувањето во сила на овие Правила, сите ОЕПС ќе ја применат листата на стандардни производи за балансирање на капацитетот за резерви за обновување на фреквенцијата и резерви за замена усвоени согласно член 25 од Регулативата 2017/2195.

6. Стандардните производи за балансна енергија и балансен капацитет треба:

- (а) да обезбедат ефикасна стандардизација, да поттикнат прекугранична конкуренција и ликвидност и да избегнат непотребна фрагментација на пазарот;
- (б) да го олеснат учеството на сопствениците на постројки за побарувачка, трети страни и сопствениците на постројки за производство на енергија од обновливи извори на енергија, како и сопственици на единици за складирање на енергија како даватели на услуги за балансирање.

#### Член 26

##### Барања за специфични производи

1. За спроведување на европските платформи во согласност со членовите 19, 20 и 21, секој ОЕПС може да развие предлог за дефинирање и користење специфични производи за балансна енергија и балансен капацитет. Овој предлог треба да вклучува најмалку:

- (а) дефиниција на специфични производи и временскиот период во кој ќе се користат;
- (б) докази дека стандардните производи не се доволни за да се обезбеди оперативна сигурност и ефикасно да се одржи балансот на системот или докази дека некои балансирачки ресурси не можат да учествуваат на балансниот пазар преку стандардни производи;
- (в) опис на предложените мерки за минимизирање на употребата на специфични производи, предмет на економска ефикасност;
- (г) каде што е применливо, правилата за конверзија на понудите за балансна енергија од специфични производи во понуди за балансна енергија од стандардни производи;

(д) каде што е применливо, информациите за процесот на конверзија на понудите за балансна енергија од специфични производи во понуди за балансна енергија од стандардни производи и информациите за тоа на која заедничка листа на рангирање понуди ќе се изврши конверзијата;

(г) доказ дека специфичните производи не создаваат значителни неефикасности и нарушувања на балансниот пазар во рамките на и надвор од областа на планирање.

2. Секој ОЕПС кој користи специфични производи треба најмалку еднаш на секои две години да ја разгледа потребата од користење специфични производи во согласност со критериумите утврдени во став 1.

3. Специфичните производи треба да се применуваат паралелно со применувањето на стандардните производи. По употребата на специфичните производи, поврзувачкиот ОЕПС може алтернативно да:

- (а) ги конвертира понудите за балансна енергија од специфични производи во понуди за балансна енергија од стандардни производи;
  - (б) ги активира понудите за балансна енергија од специфични производи локално без да ги разменува.
4. Правилата за конверзија на понудите за балансна енергија од специфични производи во понуди за балансна енергија од стандардни производи во согласност со став 1 став (г) треба:
- (а) да бидат фер, транспарентни и недискриминаторски;
  - (б) да не создаваат препреки за размена на услуги за балансирање;
  - (в) да обезбедат финансиска неутралност на ОЕПС-и.

#### Член 27

##### Конверзија на понуди во модел на централно диспечирање

1. Секој ОЕПС што применува модел на централно диспечирање треба да ги користи понудите за интегриран процес на планирање за размена на услуги за балансирање или за споделување резерви.

2. Секој ОЕПС што применува модел на централно диспечирање треба да ги користи понудите за интегриран процес на планирање што се достапни за управување со системот во реално време за да обезбеди услуги за балансирање на други ОЕПС-и, почитувајќи ги ограничувањата за оперативна сигурност.

3. Секој ОЕПС што применува модел на централно на диспечирање треба да ги конвертира, колку што е можно повеќе, понудите за интегриран процес на планирање во согласност со став 2 во стандардни производи, земајќи ја предвид оперативната сигурност. Правилата за конверзија на понудите за интегриран процес на планирање во стандардни производи треба:

- (а) да бидат фер, транспарентни и недискриминаторски;
- (б) да не создаваат препреки за размена на услуги за балансирање;
- (в) да обезбедат финансиска неутралност на ОЕПС-и.

#### Член 28

##### Резервни постапки

1. Секој ОЕПС треба да обезбеди дека се воспоставени резервни решенија во случај на неуспешно спроведување на постапките наведени во ставовите 2 и 3.

2. Во случај на неуспешна набавка на услуги за балансирање, засегнатите ОЕПС треба да го повторат процесот на набавка. ОЕПС треба да ги информираат учесниците на пазарот дека резервните постапки ќе се користат што е можно поскоро.

3. Во случај на неуспешна координирана активација на балансна енергија, секој ОЕПС може да отстапи од активирањето на заедничката листа за рангирање понуди и треба да ги информира учесниците на пазарот што е можно поскоро.

### НАСЛОВ III

## НАБАВКА НА УСЛУГИ ЗА БАЛАНСИРАЊЕ

### ПОГЛАВЈЕ I

#### Балансна енергија

##### Член 29

#### Активирање понуди за балансна енергија од заедничката листа за рангирање понуди

1. За да се одржи балансот на системот во согласност со член 127, член 157 и член 160 од Регулативата (ЕУ) 2017/1485 како што е адаптирано и усвоено со Одлуката на Министерскиот совет 2022/03/МС-ЕпС, секој ОЕПС треба да користи исплатливи понуди за балансна енергија достапни за испорака во неговата контролна област врз основа на заеднички листи за рангирање понуди или друг модел како што е применето со предлогот од сите ОЕПС во согласност со став 2 од член 5.

2. ОЕПС нема да активираат понуди за балансна енергија пред соодветното време на затворање на пазарот за балансна енергија, освен во состојба на тревога или вонредна состојба кога таквите активирања помагаат да се ублажи сериозноста на овие системски состојби и освен кога понудите служат за цели различни од балансирање во согласност со член 5 став (2) точка (г).

3. Во рок од една година од денот на влегувањето во сила на овие правила, сите ОЕПС-и ќе ја применат методологијата за класификација на целите на активирање на понудите за балансирана енергија усвоена согласно член 29 став (3) од Регулативата (ЕУ) 2017/2195 во согласност со член 5 став (2) точка (г).

4. За секоја понуда за балансна енергија активирана од заедничката листа на рангирање понуди, ОЕПС кој ја активира понудата треба да ја дефинира целта на активирање врз основа на методологијата во согласност со член 5 став (2) точка (г). Целта на активирање треба да се пријави и да се направи за сите ОЕПС-и преку функцијата за оптимизација на активирање.

5. Во случај активирањето на понудите за балансна енергија да отстапува од резултатите од функцијата за оптимизација на активирање, ОЕПС треба навремено да ги објави информациите за причините за појава на такво отстапување.

6. Барањето за активирање понуда за балансна енергија од функцијата за оптимизација на активирање ќе го обврзе барателот на ОЕПС и поврзувачкиот ОЕПС да ја прифатат фиксната размена на балансна енергија. Секој поврзувачки ОЕПС ќе обезбеди активирање на понудата за балансна енергија избрана од функцијата за оптимизација на активирање. Балансната енергија се порамнува во согласност со член 50 и помеѓу поврзувачкиот ОЕПС и ДУБ во согласност со Поглавје 2 од Наслов V.

7. Активирањето на понудите за балансна енергија ќе се базира на модел ОЕПС-ОЕПС со заедничка листа на рангирање понуди.

8. Секој ОЕПС ги доставува сите потребни податоци за функционирање на алгоритмот во ставовите 1 и 2 од член 58 од Регулативата 2017/2195 до функцијата за оптимизација на активирање во согласност со правилата утврдени во согласност со член 31 став (1).

9. Секој поврзувачки ОЕПС треба да ги достави, пред времето на затворање на процесот за доставување на понудите за енергија од страна на ОЕПС, сите понуди

за балансна енергија добиени од давателите на услуги за балансирање до функцијата за оптимизација на активирање, земајќи ги предвид барањата во членовите 26 и 27. Поврзувачкиот ОЕПС нема да ги менува или задржува понудите за балансна енергија, освен за:

(а) понуди за балансна енергија поврзани со членовите 26 и 27;

(б) понуди за балансна енергија кои се очигледно погрешни и содржат количина чија испорака не е изводлива;

(в) понуди за балансна енергија кои не се проследени до европските платформи во согласност со став 10.

10. Секој ОЕПС кој применува модел на самодиспечирање и работи во рамките на област за планирање со локално време на затворање на пазарот во тековниот ден по времето на затворање на пазарот за балансна енергија во согласност со член 24 може да развие предлог за ограничување на бројот на понуди што се проследуваат до европските платформи во согласност со членовите 19 до 21. Понудите проследени до европските платформи секогаш треба да бидат најевтините понуди. Овој предлог треба да вклучува:

(а) дефиниција на минималната количина што треба да се проследи до европските платформи. Минималната количина на понуди поднесени од ОЕПС треба да биде еднаква или поголема од збирот на барањата за резервен капацитет за неговиот блок LFC во согласност со членовите 157 и 160 од Регулативата (ЕУ) 2017/1485 како што е адаптирано и усвоено со Одлуката на Министерскиот совет бр. 2022/03/МС-ЕпС и обврските што произлегуваат од размената на балансен капацитет или споделувањето на резервите;

(б) правилата за објавување на понудите што не се достапни до европските платформи и дефиницијата на времето во кое засегнатите даватели на услуги за балансирање треба да бидат информирани за објавувањето на нивните понуди.

11. Најмалку еднаш на секои две години по одобрувањето на предлогот во став 10 од страна на соодветниот регулаторен орган, сите ОЕПС треба да го проценат влијанието од ограничувањето на обемот на понуди испратени до европските платформи и функционирањето на пазарот во тековниот ден. Оваа проценка треба да вклучува:

(а) евалуација од страна на релевантните ОЕПС за минималната количина понуди што треба да се достават до европските платформи во согласност со став 10(а);

(б) препорака до релевантните ОЕПС за ограничување на понудите за балансна енергија.

Врз основа на оваа проценка, сите ОЕПС треба да достават предлог до сите регулаторни органи за преглед на минималниот обем на понуди за балансна енергија што треба да се достават до европските платформи во согласност со став 10(а).

12. Секој ОЕПС барател може да побара активирање на понуди за балансна енергија од заедничките листи за рангирање понуди до вкупната количина балансна енергија. Вкупната количина балансна енергија што може да ја активира ОЕПС барателот од понудите за балансна енергија од заедничките листи за рангирање на понуди се пресметува како збир од количините на:

(а) понуди за балансна енергија поднесени од ОЕПС барателот кои не произлегуваат од споделување резерви или размена на балансен капацитет;

(б) понуди за балансна енергија поднесени од други ОЕПС-и како резултат на балансен капацитет набавен во име на ОЕПС барателот;

(в) понуди за балансна енергија што произлегуваат од споделувањето на резервите, под услов другите ОЕПС-и кои учествуваат во споделувањето на резервите веќе да не побарале активирање на тие споделени количини.

13. Кога ОЕПС бара понуди за балансна енергија надвор од ограничувањето утврдено во став 12, сите други ОЕПС-и треба да бидат информирани.

14. Секој ОЕПС може да ги прогласи понудите за балансна енергија поднесени до функцијата за оптимизација на активирање за недостапни за активирање од страна на други ОЕПС-и, бидејќи се ограничени поради внатрешно загушување или поради ограничувања на оперативната сигурност во рамките на областа за распоредување на поврзувањето на ОЕПС.

#### Член 30

### Цени за балансна енергија и меѓузонски капацитет што се користи за размена на балансна енергија или за извршување на процесот на нетирање Дебаланс

1. Во рок од една година од денот на влегувањето во сила на овие правила, сите ОЕПС-и ќе ја применат методологијата усвоена во согласност со член 5 став (2) точка (г) за да ги утврдат цените за балансирачката енергија што произлегува од активирањето на понудите за балансирачка енергија за процесот на враќање на фреквенцијата согласно членовите 143 и 147 од Регулативата (ЕУ) 2017/1485, како што е адаптирана и усвоена со Одлуката на Министерскиот совет 2022/03/МС-ЕнС, и процесот на замена на резервата согласно членовите 144 и 148 од Регулативата (ЕУ) 2017/1485, како што е адаптирана и усвоена со Одлуката на Министерскиот совет 2022/03/МС-ЕнС.

2. Хармонизирианиот метод на одредување цени дефиниран во став 1 ќе се применува за балансна енергија од сите стандардни и специфични производи во согласност со член 26 став (3) точка (а). За специфични производи во согласност со член 26 став (3) точка (б), надлежниот ОЕПС може да предложи различен метод на одредување цени во предлогот за специфични производи во согласност со член 26.

3. Доколку сите ОЕПС-и идентификуваат неефикасности во примената на методологијата предложена во согласност со член 30 став (1) точка (а) од Регулативата (ЕУ) 2017/2195, тие можат да побараат измена и да предложат алтернативен метод за одредување цени на методот за одредување цени од Член 30 став (1) точка (а) од Регулативата (ЕУ) 2017/2195. Во таков случај, сите ОЕПС-и треба да извршат детална анализа што покажува дека алтернативниот метод за одредување цени е поефикасен.

#### Член 31

### Функција за оптимизација на активирање

1. Сите ОЕПС-и треба да применат функција за оптимизација на активирање во согласност со член 29 и Член 31 од Регулативата (ЕУ) 2017/2195 за оптимизација на активирањето на понудите за балансна енергија од различни заеднички листи за рангирање понуди.

2. Заедничките листи за рангирање понуди треба да се состојат од понуди за балансна енергија од стандардни производи. Сите ОЕПС-и треба да ги утврдат потребните заеднички листи за рангирање понуди за стандардните производи. Понудите за балансна енергија, зголемување и намалување на моќноста треба да бидат одделени во различни заеднички листи за рангирање понуди.

3. ОЕПС-и треба да обезбедат понудите за балансна енергија поднесени до заедничките листи за рангирање понуди да бидат изразени во евра и да се однесуваат на пазарната временска единица.

4. Во зависност од барањето за стандардни производи за балансна енергија, ОЕПС-и можат да креираат повеќе заеднички листи за рангирање понуди.

5. Секој ОЕПС треба да ги достави своите барања за активирање на понудите за балансна енергија до функцијата за оптимизација на активирање.

6. Активираниите ДУБ се одговорни за испорака на бараната количина до крајот на периодот на испорака.

7. Сите ОЕПС-и кои го користат процесот на обновување на фреквенцијата и процесот на замена на резерва за да ја балансираат својата LFC област треба да се стремат да ги користат сите понуди за балансна енергија од релевантните заеднички листи за рангирање на понуди за да го балансираат системот на најефикасен начин, земајќи ја предвид оперативната сигурност.

8. ОЕПС-и кои не го користат процесот на замена на резерва за да ја балансираат својата LFC област треба да се стремат да ги користат сите понуди за балансна енергија од релевантните заеднички листи за рангирање понуди за резервите за обновување на фреквенцијата за да го балансираат системот на најефикасен начин, земајќи ја предвид оперативната сигурност.

9. Освен во нормална состојба, ОЕПС-и можат да одлучат да го балансираат системот користејќи само понуди за балансна енергија од давателите на услуги за балансирање во сОЕПСствената контролна област, доколку таквата одлука помага да се ублажи сериозноста на моменталната состојба на системот. ОЕПС објавува објаснување за таквата одлука без непотребно одложување.

## ПОГЛАВЈЕ 2

### Балансен капацитет

#### Член 32

### Правила за набавки

1. Сите ОЕПС-и од LFC блокот редовно и најмалку еднаш годишно ги прегледуваат и дефинираат барањата за резервен капацитет за блокот LFC или распоредените области на блокот LFC во согласност со правилата за димензионирање како што е наведено во членовите 127, 157 и 160 од Регулативата (ЕУ) 2017/1485 како што е адаптирано и усвоено со Одлуката на Министерскиот совет бр. 2022/03/МС-ЕнС. Секој ОЕПС врши анализа за оптимално обезбедување на резервен капацитет со цел минимизирање на трошоците поврзани со обезбедувањето на резервен капацитет. Оваа анализа ги зема предвид следните опции за обезбедување резервен капацитет:

(а) набавка на балансен капацитет во рамките на контролната област и размена на балансен капацитет со соседните ОЕПС-и, кога е применливо;

(б) споделување резерви, кога е применливо;

(в) количината недоговорени понуди за балансна енергија за кои се очекува да бидат достапни и во рамките на нивната контролна област и во рамките на евроОЕПСките платформи, земајќи го предвид достапниот меѓузонски капацитет.

2. Секој ОЕПС кој набавува балансен капацитет ги дефинира правилата за набавка на балансен капацитет во предлогот за условите поврзани со давателите на услуги за балансирање, развиен во согласност со член 18. Правилата за набавка на балансен капацитет треба да бидат во согласност со следниве начела:

(а) методот на набавка треба да биде пазарно базиран барем за резервите за обновување на фреквенцијата и заменските резерви;

(б) процесот на набавка треба да се спроведува на краткорочна основа до степен до кој е можно и каде што е економски ефикасен;

(в) договорената количина може да се распореди на неколку договорни периоди.

3. Набавката на балансен капацитет за зголемување и намалување на моќноста, најмалку за резервите за обновување на фреквенцијата и заменските резерви, треба да се спроведува одделно. Секој ОЕПС може да поднесе

предлог до надлежниот регулаторен орган во согласност со Член 59 од Директивата (ЕУ) 2019/944, како што е адаптирана и усвоена со Одлуката на Министерскиот совет 2021/13/МС-ЕнС, барајќи изземање од ова барање. Предлогот за изземање треба да вклучува:

- (а) спецификација на временскиот период во кој би се применувало изземањето;
- (б) спецификација на количината на балансниот капацитет за која би се применувало изземањето;
- (в) анализа на влијанието на таквото изземање врз учеството на ресурсите за балансирање во согласност со член 25 став(б) точка (б);
- (г) образложение за изземањето кое покажува дека таквото изземање би довело до поголема економска ефикасност.

### Член 33

#### Размена на балансен капацитет

1. Два или повеќе ОЕПС-и кои разменуваат или меѓусебно се подготвени да разменуваат балансен капацитет треба да развијат предлог за воспоставување заеднички и хармонизирани правила и процеси за размена и набавка на балансен капацитет, почитувајќи ги барањата утврдени во член 32.

2. Освен во случаите кога моделот ОЕПС-ДУБ се применува во согласност со член 35, размената на балансен капацитет секогаш се врши врз основа на модел ОЕПС-ОЕПС, при што два или повеќе ОЕПС-и воспоставуваат метод за заедничко набавување на балансен капацитет, земајќи го предвид достапниот меѓузонски капацитет и оперативните ограничувања дефинирани во Поглавјата 1 и 2 од Дел IV Наслов VIII од Регулативата (ЕУ) 2017/1485 како што е адаптирано и усвоено со Одлуката на Министерскиот совет бр. 2022/03/МС-ЕнС..

3. Сите ОЕПС-и кои разменуваат балансен капацитет треба да ги достават сите понуди за балансен капацитет од стандардни производи до функцијата за оптимизација на набавка на капацитет. ОЕПС не смеат да ги менуваат или задржуваат понудите за балансен капацитет и треба да ги вклучат во процесот на набавка, освен под условите утврдени во член 26 и член 27.

4. Сите ОЕПС кои разменуваат балансен капацитет треба да обезбедат и достапност на меѓузонски капацитет и дека се исполнети барањата за оперативна сигурност утврдени во Регулативата (ЕУ) 2017/1485 како што е адаптирано и усвоено со Одлука на Министерскиот совет бр. 2022/03/МС-ЕнС, или преку:

(а) методологијата за пресметување на веројатноста за достапен меѓузонски капацитет по времето на затворање на меѓузонското тргување на пазарот во тековниот ден во согласност став 6;

(б) методологиите за распределба на меѓузонскиот капацитет во временската рамка за балансирање во согласност со Поглавје 2 од Наслов IV.

5. Секој ОЕПС кој ја користи методологијата за пресметување на веројатноста за достапен меѓузонски капацитет по времето на затворање на меѓузонското тргување на пазарот во тековниот ден треба да ги информира другите ОЕПС во нивната LFC област за ризикот од достапност на резервен капацитет во областа за планирање или областите на неговата контролна област што може да влијае на исполнувањето на барањата во согласност со член 157 став(2) точка(б) од Регулативата (ЕУ) 2017/1485 како што е адаптирано и усвоено од Одлука на Министерскиот совет бр. 2022/03/МС-ЕнС.

6. ОЕПС-и кои разменуваат балансен капацитет за резерви за обновување на фреквенцијата и заменски резерви можат да развијат предлог за методологија за пресметување на веројатноста за достапен меѓузонски

капацитет по времето на затворање на меѓузонското тргување на пазарот во тековниот ден. Методологијата треба најмалку да ги опише:

(а) постапките за известување на другите ОЕПС-и во LFC областа;

(б) описот на процесот за извршување на процената за релевантниот период за размена на балансниот капацитет;

(в) методот за проценка на ризикот од достапност на меѓузонски капацитет поради планирани и непланирани прекини и поради загушувања;

(г) методот за проценка на ризикот од недоволен резервен капацитет поради достапност на меѓузонски капацитет;

(д) барањата за резервно решение во случај на достапност на меѓузонски капацитет или недоволен резервен капацитет;

(е) барањата за претходен преглед и следење на ризиците;

(ф) правилата со цел да се обезбеди порамнување во согласност со Наслов V.

7. ОЕПС-и не смеат да ја зголемат маргината на сигурност пресметана во согласност со Регулативата (ЕУ) 2015/1222 како што е адаптирано и усвоено од Одлука на Министерскиот совет бр. 2022/03/МС-ЕнС поради размена на балансен капацитет за резерви за обновување на фреквенцијата и заменски резерви.

### Член 34

#### Пренос на балансен капацитет

1. Во рамките на географската област во која е извршена набавката на балансен капацитет, ОЕПС-и треба да им дозволат на давателите на услуги за балансирање да ги пренесат своите обврски за обезбедување балансен капацитет. Засегнатиот ОЕПС или засегнатите ОЕПС-и може да побараат изземање кога периодите за склучување договори за балансен капацитет во согласност со член 32 став (2) точка(б) се строго пократки од една недела.

2. Преносот на балансен капацитет е дозволен најмалку еден час пред почетокот на денот на испорака.

3. Преносот на балансен капацитет е дозволен ако се исполнети следниве услови:

(а) ДУБ што ја прима обврската го поминал процесот на квалификација за балансниот капацитет за кој се врши преносот;

(б) не се очекува преносот на балансен капацитет да ја загрози оперативната сигурност;

(в) преносот на балансниот капацитет не ги надминува оперативните ограничувања утврдени во Поглавјата 1 и 2 од Дел IV, Наслов VIII од Регулативата (ЕУ) 2017/1485 како што е адаптирано и усвоено од Министерскиот совет Одлука 2022/03/МС-ЕнС

4. Во случај преносот на балансен капацитет да бара користење на меѓузонски капацитет, таков пренос е дозволен само во случај ако:

(а) меѓузонскиот капацитет потребен за извршување на преносот е веќе достапен од претходни процеси на распределба во согласност со Поглавје 2 од Наслов IV;

(б) меѓузонскиот капацитет е достапен во согласност со методологијата за пресметување на веројатноста за достапен меѓузонски капацитет по времето на затворање на меѓузонското тргување на пазарот во тековниот ден во согласност со член 33 став (6).

5. Доколку ОЕПС не дозволи пренос на балансен капацитет, надлежниот ОЕПС треба да им ја објасни причината за одбивањето на вклучените даватели на услуги за балансирање.

## ПОГЛАВЈЕ 3

## Модел ОЕПС-ДУБ

## Член 35

## Размена на услуги за балансирање

1. Два или повеќе ОЕПС-и можат, по сопствена иницијатива или по барање на нивните надлежни регулаторни органи, во согласност со член 59 од Директивата 2019/944 како што е адаптирано и усвоено од Одлука на Министерскиот совет бр. 2022/03/МС-ЕпС, да развијат предлог за примена на моделот ОЕПС-ДУБ.

2. Предлогот за примена на моделот ОЕПС-ДУБ треба да вклучува:

(а) анализа на трошоците и придобивките извршена во согласност со член 61, која ги идентификува ефикасноста на примената на моделот ОЕПС-ДУБ барем за областа или распоредените области на вклучените ОЕПС-и;

(б) бараниот период на примена;

(в) опис на методологијата за обезбедување доволен меѓузонски капацитет во согласност со член 33 став (6).

3. Доколку се применува моделот ОЕПС-ДУБ, соодветните ОЕПС-и и даватели на услуги за балансирање можат да бидат ослободени од примената на барањата утврдени во член 16 став(2), член 16 став (4), член 16 став (5) и член 29 став(9) за релевантните процеси.

4. Доколку се применува моделот ОЕПС-ДУБ, вклучените ОЕПС-и се согласуваат за техничките и договорните барања и за размена на информации за активирање на понудите за балансна енергија. Договорниот ОЕПС и ДУБ воспоставуваат договори врз основа на моделот ОЕПС-ДУБ.

5. Моделот ОЕПС-ДУБ за размена на балансна енергија од резерви за обновување на фреквенција може да се примени само кога моделот ОЕПС-ДУБ се применува и за размена на балансен капацитет за резерви за обновување фреквенција.

6. Моделот ОЕПС-ДУБ за размена на балансна енергија од заменски резерви може да се примени таму каде што моделот ОЕПС-ДУБ се применува за размена на балансниот капацитет за заменски резерви или каде што еден од двата вклучени ОЕПС не го спроведува процесот на замена на резерва како дел од структурата за контрола на фреквенцијата и размена на моќност во согласност со Дел IV од Регулативата (ЕУ) 2017/1485 како што е адаптирано и усвоено со Одлуката на Министерскиот совет бр. 2022/03/МС-ЕпС.

7. Во рок од една година од денот на влегување во сила на овие правила, сите размени на капацитети за балансирање се базираат на моделот ОЕПС-ОЕПС. Ова барање нема да се однесува на моделот ОЕПС-ДУБ за замена на резервите ако еден од двата вклучени ОЕПС-и не го спроведува процесот на замена на резервите како дел од структурата за контрола на оптоварување-фреквенција во согласност со Дел IV од Регулативата (ЕУ) 2017/1485 како што е адаптирано и усвоено со Одлуката на Министерскиот совет бр. 2022/03/МС-ЕпС.

## НАСЛОВ IV

## МЕЃУЗОНСКИ КАПАЦИТЕТ ЗА УСЛУГИ ЗА БАЛАНСИРАЊЕ

## ПОГЛАВЈЕ 1

## Размена на балансна енергија или процес на нетирање на дебаланс

## Член 36

## Користење на меѓузонски капацитет

1. Сите ОЕПС-и треба да го користат достапниот меѓузонски капацитет, пресметан во согласност со ставовите 2 и 3 од член 37, за размена на балансна енергија или за извршување на процесот на нетирање на дебаланс.

2. Два или повеќе ОЕПС-и кои разменуваат балансен капацитет можат да користат меѓузонски капацитет за размена на балансна енергија кога меѓузонскиот капацитет е:

(а) достапен во согласност со член 33 став (6);

(б) ослободен во согласност со ставовите 8 и 9 од член 38;

(в) доделен во согласност со членовите 40, 41 и 42.

## Член 37

## Пресметка на меѓузонски капацитет

1. По времето на затворање на меѓузонското тргување на пазарот во тековниот ден, ОЕПС континуирано ја ажурираат достапноста на меѓузонскиот капацитет за размена на балансна енергија или за извршување на процесот на нетирање на дебаланс. Меѓузонскиот капацитет се ажурира секој пат кога ќе се искористи дел од меѓузонскиот капацитет или кога меѓузонскиот капацитет се пресметува повторно.

2. Пред спроведувањето на методологијата за пресметка на капацитетот во согласност со став 3, ОЕПС-и треба да го користат меѓузонскиот капацитет што останал по времето на затворање на меѓузонското тргување на пазарот во тековниот ден помеѓу зоните.

3. Во рок од пет години од денот на влегување во сила на овие правила, сите ОЕПС-и од регионот за пресметка на капацитетот треба да развијат методологија за пресметка на меѓузонскиот капацитет во рамките на временската рамка за балансирање за размена на балансна енергија или за извршување на процесот на нетирање на дебаланс. Таквата методологија треба да ги избегнува нарушувањата на пазарот и треба да биде во согласност со методологијата за пресметка на меѓузонскиот капацитет што се применува во временски рок во тековниот ден утврден во согласност со Регулативата (ЕУ) 2015/1222 како што е адаптирано и усвоено од Одлука на Министерскиот совет бр. 2022/03/МС-ЕпС.

## ПОГЛАВЈЕ 2

## Размена на балансен капацитет или споделување резерви

## Член 38

## Општи барања

1. Два или повеќе ОЕПС-и можат, по нивна иницијатива или на барање на нивните надлежни регулаторни органи во согласност со член 59 од Директивата 2019/944, да поднесат предлог за примена на еден од следниве процеси:

(а) кооптимизиран процес на распределба во согласност со член 40;

(б) процес базиран на пазарот на распределба во согласност со член 41;

(в) процес на распределба базиран на анализа на економската ефикасност во согласност со член 42.

Меѓузонскиот капацитет доделен за размена на балансен капацитет или споделување на резервите пред влегувањето во сила на Овие правила може да продолжи да се користи за таа цел до истекот на договорниот период.

2. Предлогот за примена на процесот на распределба треба да ги вклучува:

(а) границите на зоните за наदाвање, пазарниот период, времетраењето на примената и методологијата што треба да се примени;

(б) во случај на процес на распределба базиран на анализа на економската ефикасност, обемот на доделениот меѓузонски капацитет и анализата на реалната економска ефикасност што ја оправдува ефикасноста на таквата распределба.

3. Во рок од една година од денот на влегување во сила на овие правила, сите ОЕПС-и треба да развијат предлог за примена методологијата за процесот на распределба на меѓузонскиот капацитет за размена на балансниот капацитет или споделување на резерви по временска рамка во согласност со член 40 и, каде што е релевантно, во согласност со членовите 41 и 42 од Регулатива (ЕУ) 2017/2195.

4. Меѓузонскиот капацитет доделен за размена на балансниот капацитет или споделување на резерви се користи исклучиво за резерви за обновување на фреквенцијата со рачно активирање, за резерви за обновување на фреквенцијата со автоматско активирање и за заменски резерви. Маргината на сигурност пресметана во согласност со Регулативата (ЕУ) 2015/1222 како што е адаптирано и усвоено од Одлука на Министерскиот совет бр. 2022/03/МС-ЕпС се користи за управување и размена на резерви за одржување на фреквенцијата, освен за интерконектори со еднонасочна струја („DC“) за кои може да се додели и меѓузонски капацитет за управување и размена на резерви за одржување на фреквенцијата во согласност со став 1.

5. ОЕПС-и можат да доделат меѓузонски капацитет за размена на балансен капацитет или споделување на резервите само ако меѓузонскиот капацитет се пресметува во согласност со методологиите за пресметка на капацитетот развиени во согласност со Регулативите (ЕУ) 2015/1222 како што е адаптирано и усвоено од страна на Министерскиот совет 2022/03/МС-ЕпС и (ЕУ) 2016/1719 како што е адаптирано и усвоено со Одлука на Министерскиот совет 2022/03/МС-ЕпС.

6. ОЕПС-и треба да го вклучат меѓузонскиот капацитет доделен за размена на балансниот капацитет или споделување резерви како веќе доделен меѓузонски капацитет во пресметките на меѓузонскиот капацитет.

7. Доколку носителите на права за физички пренос користат меѓузонски капацитет за размена на балансен капацитет, капацитетот ќе се смета за номиниран единствено со цел да се исклучи од примената на начелото „употреби-или-продај“ („UIOSI“).

8. Сите ОЕПС-и кои разменуваат балансен капацитет или споделување резерви редовно проценуваат дали меѓузонскиот капацитет доделен за размена на балансен капацитет или споделување на резерви е сè уште потребен за таа цел. Доколку се применува процесот на распределба базиран на анализа на економска ефикасност, оваа процена треба да се прави најмалку еднаш годишно. Кога меѓузонскиот капацитет доделен за размена на балансен капацитет или споделување резерви повеќе не е потребен, тој треба да се ослободи што е можно поскоро и да се врати во следните временски рамки за распределба на капацитети. Таквиот меѓузонски капацитет повеќе нема да се вклучува како веќе доделен меѓузонски капацитет во пресметките на меѓузонскиот капацитет.

9. Кога меѓузонскиот капацитет доделен за размена на балансниот капацитет или споделување резерви не е искористен за поврзаната размена на балансната енергија, тој се ослободува за размена на балансната енергија со пократко време на активирање или за извршување на процесот на нетирање на дебаланс.

#### Член 39

##### Пресметка на пазарната вредност на меѓузонскиот капацитет

1. Пазарната вредност на меѓузонскиот капацитет за размена на енергија и за размена на балансниот капацитет или споделување резерви што се користат во кооптимизиран или процес базиран на пазарот на распределба се заснова на фактичките или прогнозираните пазарни вредности на меѓузонскиот капацитет.

2. Фактичката пазарна вредност на меѓузонскиот капацитет за размена на енергија се пресметува врз основа на понудите на учесниците на пазарот на пазарите „ден однапред“ и ги зема предвид, каде што е релевантно и можно, очекуваните понуди на учесниците на пазарот на пазарите во тековниот ден.

3. Фактичката пазарна вредност на меѓузонскиот капацитет за размена на балансен капацитет што се користи во кооптимизиран или процес базиран на пазарот на распределба се пресметува врз основа на понудите за балансен капацитет доставени до функцијата за оптимизација на набавка на капацитет во согласност со член 33(3).

4. Фактичката пазарна вредност на меѓузонскиот капацитет за споделување на резервите што се користат во кооптимизиран или процес базиран на пазарот на распределба се пресметува врз основа на избегнатите трошоци за набавка на балансниот капацитет.

5. Прогнозираната пазарна вредност на меѓузонскиот капацитет се базира на едно од следниве алтернативни начела:

(а) употреба на транспарентни пазарни индикатори што ја откриваат пазарната вредност на меѓузонскиот капацитет; или

(б) употреба на методологија за прогнозирање што овозможува точна и сигурна процена на пазарната вредност на меѓузонскиот капацитет.

Прогнозираната пазарна вредност на меѓузонскиот капацитет за размена на енергија помеѓу зоните на лицитирање ќе се пресмета врз основа на очекуваните разлики во пазарните цени на денот што следи и, каде што е релевантно и можно, на пазарите во тековниот ден помеѓу зоните на лицитирање. При пресметување на прогнозираната пазарна вредност, треба да се земат предвид дополнителни релевантни фактори што влијаат врз побарувачката и моделите на производство во различните зони на тргување.

6. Ефикасноста на методологијата за прогнозирање во согласност со став 5(б), вклучувајќи споредба на прогнозираните и реалните пазарни вредности на меѓузонскиот капацитет, може да биде разгледана од страна на надлежните регулаторни органи. Доколку договорот е склучен не повеќе од два дена пред обезбедувањето на балансниот капацитет, надлежните регулаторни органи можат, по овој преглед, да постават ограничување кое се разликува од она што е наведено во член 41(2).

#### Член 40

##### Процес на кооптимизирана распределба

1. Во рок од две години од влегувањето во сила на оваа регулатива, сите ОПС треба да развијат предлог за методологија за кооптимизиран процес на распределба на меѓузонски капацитет за размена на балансниот капацитет или споделување резерви. Оваа методологија се применува за размена на балансниот капацитет или споделување резерви со договорен период не подолг од еден ден и каде што договорот е склучен не повеќе од еден ден пред обезбедувањето на балансниот капацитет. Методологијата треба да вклучува:

(а) процес на известување за користење кооптимизиран процес на распределба;

(б) детален опис на тоа како се распределува меѓузонскиот капацитет на понуди за размена на енергија и понуди за размена на балансниот капацитет или споделување резерви во еден единствен процес на оптимизација што се извршува и за имплицитни и за експлицитни аукции;

(в) детален опис на методот на одредување цени, механизмот за гаранција и распределбата на приходите од загушување за меѓузонскиот капацитет што е доделен

на понуди за размена на балансниот капацитет или споделување на резерви преку кооптимизиран процес на распределба;

(г) процесот за дефинирање на максималниот обем на доделен меѓузонски капацитет за размена на балансниот капацитет или споделување резерви.

2. Оваа методологија се базира на споредба на реалната пазарна вредност на меѓузонскиот капацитет за размена на балансниот капацитет или споделување резерви и реалната пазарна вредност на меѓузонскиот капацитет за размена на енергија.

3. Методот на одредување цени, механизмот за гаранција и споделувањето на приходите од загушување за меѓузонскиот капацитет што е доделен на понуди за размена на балансниот капацитет или споделување резерви преку кооптимизиран процес на распределба треба да обезбеди еднаков третман со меѓузонскиот капацитет доделен на понуди за размена на енергија.

4. Меѓузонскиот капацитет доделен на понуди за размена на балансниот капацитет или споделување резерви преку кооптимизиран процес на распределба се користи само за размена на балансниот капацитет или споделување резерви и поврзана размена на балансна енергија.

#### Член 41

##### Процес на распределба базиран на пазарот

1. Во рок од две години од влегувањето во сила на оваа регулатива, сите ОПС од даден буџетски регион на капацитети може да развијат предлог за методологија за процес на распределба на меѓузонски капацитет базиран на пазар за размена на балансниот капацитет или споделување резерви. Оваа методологија се применува за размена на балансниот капацитет или споделување резерви со договорен период не подолг од еден ден и каде што договорот е склучен не повеќе од една недела пред обезбедувањето на балансниот капацитет. Методологијата треба да вклучува:

(а) процесот на известување за користење на процесот на распределба базиран на пазарот;

(б) детален опис за тоа како да се утврди реалната пазарна вредност на меѓузонскиот капацитет за размена на балансен капацитет или споделување резерви, и прогнозирана пазарна вредност на меѓузонскиот капацитет за размена на енергија, и доколку е применливо, реалната пазарна вредност на меѓузонскиот капацитет за размена на енергија и прогнозирана пазарна вредност на меѓузонскиот капацитет за размена на балансен капацитет или споделување резерви;

(в) детален опис на методот на одредување цени, механизмот за гаранција и распределбата на приходите од загушување за меѓузонскиот капацитет што е доделен на понуди за размена на балансниот капацитет или споделување резерви преку процес базиран на пазарот;

(г) процесот за дефинирање на максималната количина на доделен меѓузонски капацитет за размена на балансен капацитет или споделување резерви во согласност со став 2.

2. Меѓузонскиот капацитет доделен на процес базиран на пазарот е ограничен на 10 % од расположливиот капацитет за размена на енергија од претходната релевантна календарска година помеѓу соодветните зони на надавање или, во случај на нови интерконектори, 10 % од вкупниот инсталиран технички капацитет на тие нови интерконектори.

Ова ограничување на количината не мора да се применува кога договорот е склучен не повеќе од два дена пред обезбедувањето на балансниот капацитет или за границите на зоните на надавање поврзани преку интерконектори на еднонасочна струја, сè додека процесот на кооптимизирана распределба не се хармонизира на ниво на Унијата во согласност со член 38(3).

3. Оваа методологија се базира на споредба на реалната пазарна вредност на меѓузонскиот капацитет за размена на балансен капацитет или споделување резерви и прогнозираната пазарна вредност на меѓузонскиот капацитет за размена на енергија, или на споредба на прогнозираната пазарна вредност на меѓузонскиот капацитет за размена на балансен капацитет или споделување резерви и реалната пазарна вредност на меѓузонскиот капацитет за размена на енергија.

4. Методот на одредување на цените, механизмот за гаранција и распределбата на приходите од загушувањето за меѓузонскиот капацитет што е доделен за размена на балансен капацитет или распределба на резервите преку процес базиран на пазарот треба да обезбедат еднаков третман со меѓузонскиот капацитет доделен за размена на енергија.

5. Меѓузонскиот капацитет доделен за размена на балансен капацитет или споделување резерви преку процес на распределба се користи само за размена на балансен капацитет или споделување резерви и поврзана размена на балансна енергија.

#### Член 42

##### Процес на распределба базиран на анализа на економската ефикасност

1. Во рок од две години од влегувањето во сила на оваа регулатива, сите ОПС од даден буџетски регион можат да развијат предлог за методологија за распределба на меѓузонски капацитет врз основа на анализа на економската ефикасност. Таквата методологија се применува за размена на балансниот капацитет или споделување резерви со договорен период од повеќе од еден ден и кога договорот е склучен повеќе од една недела пред обезбедувањето на балансниот капацитет. Методологијата треба да вклучува:

(а) правила и начела за распределба на меѓузонскиот капацитет врз основа на анализа на економската ефикасност;

(б) детален опис за тоа како да се утврди прогнозираната пазарна вредност на меѓузонскиот капацитет за размена на балансниот капацитет или споделување на резервите и процена на пазарната вредност на меѓузонскиот капацитет за размена на енергија;

(в) детален опис на методот на одредување на цените, механизмот за гаранција и споделувањето на приходите од загушувањето за меѓузонскиот капацитет што е распределен врз основа на анализа на економската ефикасност;

(г) максималната количина доделен меѓузонски капацитет за размена на балансен капацитет или споделување резерви во согласност со став 2.

2. Распределбата на меѓузонскиот капацитет врз основа на анализа на економската ефикасност се ограничува на 5 % од расположливиот капацитет за размена на енергија од претходната релевантна календарска година помеѓу соодветните зони на надавање или, во случај на нови интерконектори, 10 % од вкупниот инсталиран технички капацитет на тие нови интерконектори. Ова ограничување на количината не може да се применува за границите на зоните за надавање поврзани преку интерконектори на еднонасочна струја сè додека ко-оптимизираните или процесите базирани на пазарот на распределба не се хармонизираат на ниво на Унијата во согласност со член 38(3).

3. Методологијата за распределба на меѓузонскиот капацитет врз основа на анализа на економска ефикасност треба да се базира на споредба на прогнозираната пазарна вредност на меѓузонскиот капацитет за размена на балансниот капацитет или споделување резерви и прогнозираната пазарна вредност на меѓузонскиот капацитет за размена на енергија.

4. Методот на одредување цени, механизмот за гаранција и споделувањето на приходите од загушувањето за меѓузонскиот капацитет што е доделен за размена на балансниот капацитет или споделување резерви врз основа на анализа на економска ефикасност треба да обезбеди еднаков третман со меѓузонскиот капацитет доделен за размена на енергија.

5. ОПС наведени во став 1 треба да развијат предлог за список на секоја поединечна распределба на меѓузонски капацитет врз основа на анализа на економската ефикасност. Таквиот список треба да вклучува:

(а) спецификација на границата на зоната на наддавање;

(б) количината на доделен меѓузонски капацитет;

(в) периодот во кој меѓузонскиот капацитет би бил доделен за размена на балансниот капацитет или споделување резерви;

(г) економска анализа што ја оправдува ефикасноста на таквата распределба.

6. ОПС наведени во став 1 треба повторно да ја проценат вредноста на доделениот меѓузонски капацитет во процесот на набавка на балансниот капацитет и да го ослободат доделениот меѓузонски капацитет кој повеќе не е корисен за размена на балансниот капацитет или споделување резерви.

#### Член 43

### Користење на меѓузонски капацитет од страна на давателите на услуги за балансирање

1. Давателите на услуги за балансирање кои имаат договор за балансен капацитет со ОЕПС врз основа на моделот ОЕПС-ДУБ во согласност со член 35 имаат право да користат меѓузонски капацитет за размена на балансен капацитет доколку се носители на права за физички пренос.

2. Давателите на услуги за балансирање кои користат меѓузонски капацитет за размена на балансен капацитет врз основа на моделот ОЕПС-ДУБ во согласност со член 35 ги номинираат своите права за физички пренос за размена на балансен капацитет на засегнатите ОЕПС-и. Ваквите права за физички пренос им даваат право на нивните носители да ја номинираат размената на балансната енергија на засегнатите ОЕПС-и и затоа се изземени од примената на начелото „употреби или продаж“ (UIOSI).

3. Меѓузонскиот капацитет доделен за размена на балансниот капацитет во согласност со став 2 се смета како веќе доделен меѓузонски капацитет во пресметките на меѓузонскиот капацитет.

## ГЛАВА V

### ПОРАМНУВАЊЕ

#### ПОГЛАВЈЕ 1

### Начела на порамнувањето

#### Член 44

### Општи начела

1. Процесите на порамнувањето треба:

(а) да воспостават соодветни економски сигнали кои ја одразуваат состојбата на дебалансот;

(б) да обезбедат дека дебалансите се пресметуваат по цена што ја одразува вредноста на енергијата во реално време;

(в) да обезбедат стимулации за страните одговорни за балансирање да бидат балансирани или да му помогнат на системот да го врати својот баланс;

(г) да ја олеснат хармонизација на механизмите за порамнување на дебалансот;

(д) да обезбедат стимулации за операторите на преносни системи да ги исполнат своите обврски во согласност со член 127, член 153, член 157 и член 160 од Регулацијата (ЕУ) 2017/1485 како што е адаптирано и усвоено од страна на Министерскиот совет Одлука 2022/03/МС-ЕнС;;

(ф) да избегнат нарушувачки стимулации за страните одговорни за балансирање, давателите на услуги за балансирање и ОЕПС-и;

(е) да ја поддржат конкуренцијата меѓу учесниците на пазарот;

(ж) да обезбедат стимулации за давателите на услуги за балансирање да нудат и испорачуваат услуги за балансирање на поврзувачкиот ОЕПС;

(з) да обезбедат финансиска неутралност на сите ОЕПС-и.

2. Секој релевантен регулаторен орган во согласност со член 59 од Директивата (ЕУ) 2019/944, како што е адаптирано и усвоено со Одлуката на Министерскиот совет бр. 2021/13/МС-ЕнС треба да обезбеди дека сите ОЕПС под негова надлежност нема да претрпат економски добивки или загуби во однос на финансискиот резултат од порамнувањето во согласност со Поглавјата 2, 3 и 4 од овој наслов, во текот на регулаторниот период како што е дефиниран од страна на надлежниот регулаторен орган, и треба да обезбеди дека секој позитивен или негативен финансиски резултат како резултат на порамнувањето во согласност со Поглавјата 2, 3 и 4 од овој наслов се пренесува на корисниците на мрежата во согласност со важечките национални правила.

3. Секој ОЕПС може да развие предлог за дополнителен механизам за порамнување одделен од порамнувањето на дебалансот, за да ги порамни трошоците за набавка на балансен капацитет во согласност со Поглавје 5 од овој наслов, административните трошоци и другите трошоци поврзани со балансирањето. Дополнителниот механизам за порамнување се применува на страните одговорни за балансирање. Ова би требало по можност да се постигне со воведување на функција за одредување на цените за недостиг. Доколку ОЕПС-и изберат друг механизам, тие треба да го оправдаат тоа во предлогот. Таквиот предлог подлежи на одобрување од надлежниот регулаторен орган.

4. Секое внесување или повлекување на моќност во или од област за планирање на ОЕПС се уредува во согласност со Поглавје 3 или Поглавје 4 од Наслов V.

## ПОГЛАВЈЕ 2

### Порамнување на балансната енергија

#### Член 45

### Пресметка на балансната енергија

1. Во однос на порамнувањето на балансната енергија барем за процесот на обновување на фреквенцијата и процесот на замена на резервата, секој ОЕПС треба да воспостави постапка за:

(а) пресметка на активираната количина балансна енергија врз основа на побарано или измерено активирање;

(б) барање за повторна пресметка на активираниот волумен на балансна енергија.

2. Секој ОЕПС треба да ја пресмета активираната количина балансна енергија според постапките во согласност со став 1 точка(а) барем за:

(а) секој период на порамнување на дебалансот;

(б) неговите области на дебаланс;

(в) секоја насока, со негативен знак што означува релативно повлекување од страна на ДУБ и позитивен знак што означува релативно внесување од страна на ДУБ.

3. Секој поврзувачки ОЕПС ги порамнува сите активирани количини балансна енергија пресметани во согласност со став 2, со засегнатите даватели на услуги за балансирање.

#### Член 46

### Балансна енергија за процесот на одржување на фреквенцијата

1. Секој поврзувачки ОЕПС може да ја пресмета и порамни активираната количина балансна енергија за процесот на одржување на фреквенцијата со давателите на услуги за балансирање во согласност со ставовите 1 и 2 од член 45.

2. Цената на активираната количина на балансираната енергија, која може да биде позитивна, еднаква на нула или негативна, за процесот на одржување на фреквенцијата, се одредува за секоја насока како што е дефинирано во табела 1:

Табела 1

#### Плаќање за балансна енергија

Позитивна балансна енергија	Негативна балансна енергија	
Позитивна балансна енергија	Плаќање од ОЕПС до ДУБ	Плаќање од ДУБ до ОЕПС
Негативна балансна енергија	Плаќање од ДУБ до ОЕПС	Плаќање од ОЕПС до ДУБ

#### Член 47

### Балансна енергија за процесот на обновување на фреквенцијата

1. Секој поврзувачки ОЕПС може да ја пресмета и порамни активираната количина балансна енергија за процесот на обновување на фреквенцијата со давателите на услуги за балансирање во согласност со ставовите 1 и 2 од член 45.

2. Цената, која може да биде позитивна, еднаква на нула или негативна, на активираните количини балансираната енергија за процесот на обновување на фреквенцијата се дефинира за секоја насока во согласност со член 30 како што е дефинирано во табела 1.

#### Член 48

### Балансна енергија за процесот на замена на резервите

1. Секој поврзувачки ОЕПС може да ја пресмета и порамни активираната количина балансна енергија за процесот на замена на резервите со давателите на услуги за балансирање во согласност со ставовите 1 и 2 од член 45.

2. Цената, позитивна, нула или негативна, на активираниот волумен на балансна енергија за процесот на замена на резервите се дефинира за секоја насока во согласност со член 30 како што е дефинирано во табела 1.

#### Член 49

### Прилагодување на дебалансот кон балансно одговорната страна

1. Секој ОЕПС треба да пресмета прилагодување на дебалансот што ќе се примени на засегнатите страни одговорни за балансирање за секоја активирана понуда за балансна енергија.

2. За областите на дебаланс каде што се пресметуваат неколку конечни позиции за една балансно одговорна страна во согласност со член 54(3), може да се пресмета прилагодување на дебаланс за секоја позиција.

3. За секое прилагодување на дебалансот, секој ОЕПС треба да ја утврди активираната количина балансираната енергија пресметана во согласност со член 45 и секоја количина активирана за цели различни од балансирање.

## ПОГЛАВЈЕ 3

### Пресметка на размените на енергија помеѓу ОЕПС

#### Член 50

#### Планирани размени на енергија

1. Во рок од една година од денот на влегување во сила на овие правила, сите ОЕПС-и треба да применат заеднички правила за порамнување што се применуваат за сите планирани размени на енергија како резултат на еден или повеќе од следниве процеси во согласност со членовите 146, 147 и 148 од Регулацијата (ЕУ) 2017/1485.

2. Секоја функција за порамнување на ОЕПС-ОО-ОЕПС треба да го изврши порамнувањето во согласност со правилата за порамнување во согласност со член 5 став (2) точка (з).

3. Во рок од една година од денот на влегување во сила на овие правила, сите ОЕПС-и кои вршат планирана размена на енергија во рамките на синхроната област на континентална Европа ќе ги применуваат заедничките правила за порамнување ОЕПС-ОЕПС за планираните размени на енергија во согласност со член 5 став (2) точка (ј).

4. Сите ОЕПС-и треба да воспостават координиран механизам за прилагодувања на порамнувањата помеѓу сите ОЕПС-и.

#### Член 51

#### Непланирани размени на енергија

1. Во рок од една година од денот на влегување во сила на овие правила, сите ОЕПС-и на континентална Европа синхронизираната област треба да примени заеднички правила за порамнување што се применуваат за сите непланирани размени на енергија во согласност со член 5 став (2) точка (к).

## ПОГЛАВЈЕ 4

### Порамнување на дебаланс

#### Член 52

#### Порамнување на дебаланс

1. Секој ОЕПС или, каде што е релевантно, трета страна врши порамнување во рамките на својата област за планирање или области за планирање, кога е соодветно, со секоја балансно одговорна страна за секој период на порамнување на дебаланс во согласност со член 53, на сите пресметани дебаланси во согласност со член 49 и член 54 во однос на соодветната цена за дебаланс пресметана во согласност со член 55.

2. Во рок од една година од денот на влегување во сила на овие правила, сите ОЕПС-и треба да ги применат хармонизираните одредби за главните карактеристики на порамнување на нерамнотежата согласно член 52 член(2) од Регулацијата (ЕУ) 2017/2195 во согласност со член 5 став (2)точка (s) од оваа регулатива.

#### Член 53

#### Период на порамнување на дебаланс

1. Во рок од една години од денот на влегување во сила на овие правила, сите ОЕПС-и применуваат период на порамнување на дебаланс од 15 минути во сите об-

ласти за планирање, осигурувајќи дека сите граници на пазарната временска единица се совпаѓаат со границите на периодот на порамнување на дебаланс.

#### Член 54

##### Пресметка на дебалансот

1. ОЕПС на секоја договорна страна треба да ги пресмета, во рамки своите области за планирање, кога е соодветно, конечната позиција, доделената количина, прилагодувањето на дебалансот и самиот дебаланс.

- (а) за секоја страна одговорна за балансот;
- (б) за секој период на порамнување на дебалансот;
- (в) во секоја област на дебалансот.

2. Областа на дебаланс треба да биде еднаква на областа за планирање, освен во случај на модел со централно диспечирање, каде што областа на дебаланс може да претставува дел од областа за планирање.

3. До спроведувањето на член 52 став (2), секој ОЕПС ја пресметува конечната позиција на страната одговорна за баланс користејќи еден од следниве пристапи:

(а) страната одговорна за баланс има една конечна позиција, која е еднаква на збирот на нејзините распореди за надворешна трговија и нејзините распореди за домашна трговија;

(б) страната одговорна за баланс има две конечни позиции: првата е еднаква на збирот на нејзините распореди за надворешна трговија и нејзините распореди за домашна трговија од производство, а втората е еднаква на збирот на нејзините распореди за надворешна трговија и нејзините распореди за домашна трговија од потрошувачка;

(в) во модел со централно диспечирање, страната одговорна за баланс може да има повеќе конечни позиции по област на дебаланс, кои се еднакви на планови за производство на електрична енергија од електрани или планови за потрошувачка од потрошувачки објекти.

4. Секој ОЕПС треба да ги утврди правилата за:

- (а) пресметка на конечната позиција;
- (б) одредување на доделената количина;
- (в) одредување на прилагодувањето на дебалансот во согласност со член 49;
- (г) пресметка на дебалансот;
- (д) поттикнување на повторна пресметка на дебалансот од страна на страната одговорна за баланс.

5. Доделената количина не смее да се пресметува за страна одговорна за баланс која не опфаќа внесувања или повлекувања.

6. Со дебалансот се покажуваат големината и насоката на трансакција за порамнување помеѓу страната одговорна за баланс и ОЕПС; дебалансот може алтернативно да има:

- (а) негативен знак, што укажува на дефицит кај страната одговорна за баланс;
- (б) позитивен знак, што укажува на вишок кај страната одговорна за баланс.

#### Член 55

##### Цена на дебаланс

1. ОЕПС на секоја договорна страна треба да утврди правила за пресметка на цената на дебалансот, која може да биде позитивна, нула или негативна, како што е дефинирано во табела 2:

Табела 2

##### Плаќање за дебаланс

	Позитивна цена на дебаланс	Негативна цена на дебаланс
Позитивен дебаланс	Плаќање од ОЕПС до БОС	Плаќање од БОС до ОЕПС
Негативен дебаланс	Плаќање од БОС до ОЕПС	Плаќање од ОЕПС до БОС

2. Правилата во согласност со став 1 треба да вклучуваат дефиниција за вредноста на неизвршената активација на балансна енергија од резерви за обновување на фреквенција или заменски резерви.

3. Секој ОЕПС треба да ја утврди цената на дебалансот за:

- (а) секој период на порамнување на дебалансот;
- (б) неговите области за дефинирање цена на дебаланс;
- (в) секоја насока на дебалансот.

3. Цената на дебалансот за негативен дебаланс не смее да биде пониска од, алтернативно:

(а) пондерираната просечна цена за позитивно активирана балансна енергија од резерви за обновување на фреквенција и заменски резерви;

(б) во случај кога не се случила активација на балансна енергија во ниту една насока во текот на периодот на порамнување на дебаланс, вредноста на неизвршената активација на балансна енергија од резерви за обновување на фреквенција или заменски резерви.

4. Цената на дебалансот за позитивен дебаланс не смее да биде повисока од, алтернативно:

(а) пондерираната просечна цена за негативно активирана балансна енергија од резерви за обновување на фреквенција и заменски резерви;

(б) во случај кога не се случила активација на балансна енергија во ниту една насока во текот на периодот на порамнување на дебаланс, вредноста на неизвршената активација на балансна енергија од резерви за обновување на фреквенција или заменски резерви.

5. Во случај кога и позитивна и негативна балансна енергија од резерви за обновување на фреквенција или заменски резерви биле активирани во текот на истиот период на порамнување на дебаланс, цената на порамнување на дебалансот треба да се утврди за позитивен и негативен дебаланс врз основа на најмалку едно од начелата во согласност со ставовите 4 и 5.

#### ПОГЛАВЈЕ 5

##### Порамнување на балансниот капацитет

#### Член 56

##### Набавка во рамки на областа за планирање

1. Секој ОЕПС на областа за планирање што користи понуди за балансен капацитет треба да утврди правила за порамнување најмалку за резерви за обновување на фреквенција и заменски резерви, во согласност со барањата утврдени во член 32.

2. Секој ОЕПС на областа за планирање што користи понуди за балансен капацитет треба да ги порамни најмалку сите набавени резерви за обновување на фреквенција и заменски резерви, во согласност со барањата утврдени во член 32.

#### Член 57

##### Набавка надвор од областа за планирање

1. Сите ОЕПС-и кои разменуваат балансен капацитет треба да утврдат правила за порамнување на набавениот балансен капацитет во согласност со член 33 и член 35.

2. Сите ОЕПС-и кои разменуваат балансен капацитет треба заеднички да го порамнат набавениот балансен капацитет користејќи ја функцијата за порамнување ОЕПС-ОЕПС во согласност со член 33. ОЕПС-и кои разменуваат балансен капацитет врз основа на моделот ОЕПС-ДУБ треба да го порамнат набавениот балансен капацитет во согласност со член 35.

3. Сите ОЕПС-и кои разменуваат балансен капацитет треба да утврдат правила за порамнување на распределбата на меѓузонскиот капацитет во согласност со Поглавје 2 од Наслов IV.

4. Сите ОЕПС-и кои разменуваат балансен капацитет треба да го порамнат распределениот меѓузонски капацитет во согласност со Поглавје 2 од Наслов IV.

## НАСЛОВ VI

### АЛГОРИТАМ

#### Член 58

#### Алгоритам за балансирање

1. Во предлогот во согласност со член 33, два или повеќе ОЕПС кои разменуваат балансен капацитет треба да развијат алгоритми кои ќе ги користат функциите за оптимизација на набавката на балансен капацитет при набавката на понуди за балансен капацитет. Тие алгоритми треба да:

(а) ја минимизираат вкупната цена за набавка на сите заеднички набавени капацитети за балансирање;

(б) доколку е применливо, да ја земат предвид достапноста на меѓузонскиот капацитет, вклучувајќи можни трошоци за негово обезбедување.

2. Сите алгоритми развиени во согласност со овој член треба:

(а) да ги почитуваат ограничувањата за оперативна сигурност;

(б) да ги земат предвид техничките и мрежните ограничувања;

(в) доколку е применливо, да го земат предвид достапниот меѓузонски капацитет.

## НАСЛОВ VII

### ИЗВЕСТУВАЊЕ

#### Член 59

#### Европски извештај за интеграција на балансните пазари

1. При следење на спроведувањето на Регулативата (ЕУ) 2017/2195 во согласност со нејзиниот член 59, ENTSO за електрична енергија, постапувајќи во согласност со член 3 од Процедуралниот акт бр. 2022/01/МС-ЕпС, ќе го прошири овој извештај за да ги вклучи и Договорните страни, каде што е изводливо..

2. Пред доставувањето на конечниот извештај, ENTSO за електрична енергија, постапувајќи во согласност со член 3 од Процедуралниот закон бр. 2022/01/МС-ЕпС треба да достави предлогнацрт-извештај развиен согласно став 1 Предлогот треба да се достави до ECRB, која има право да побара измени во рок од два месеца по доставувањето на предлогот.

3. Извештајот во согласност со став 1 треба исто така да содржи резиме на англиски јазик од секој извештај на ОЕПС за балансирање во согласност со член 60.

4. Извештаите треба да обезбедат расчленети информации и индикатори за секоја област за планирање, секоја граница на зона на тргување или секој блок LFC.

5. ENTSO-E треба да ги објави извештаите на интернет и да ги достави до ECRB најдоцна шест месеци по завршувањето на годината на која се однесуваат.

#### Член 60

#### Извештај на ОЕПС за балансирање

1. Најмалку еднаш на секои две години, секој ОЕПС треба да објави извештај за балансирање кој ги опфаќа претходните две календарски години, при што ќе се почитува доверливоста на информациите во согласност со член 11.

2. Извештајот за балансирање треба да:

(а) вклучува информации во врска со обемот на достапни, набавени и користени специфични производи, како и образложение за специфичните производи предмет на услови во согласност со член 26;

(б) да обезбеди резиме на димензионирањето на резервниот капацитет, вклучително оправдување и објаснување за пресметаните барања за резервен капацитет;

(в) да обезбеди резиме на оптималното обезбедување на резервен капацитет, вклучително оправдување за обемот на балансниот капацитет;

(г) да ги анализира трошоците и придобивките, како и можните неефикасности и нарушувања поради постоењето на специфични производи во однос на конкуренцијата и фрагментацијата на пазарот, учеството на реакција на побарувачката и обновливи извори на енергија, интеграцијата на балансните пазари и непланираните ефекти врз другите пазари за електрична енергија;

(д) да ги анализира можностите за размена на балансен капацитет и споделување на резервите;

(е) да обезбеди објаснување и оправдување за набавката на балансен капацитет без размена на балансен капацитет или споделување на резервите;

(е) да ја анализира ефикасноста на функциите за оптимизација на активирањето на балансната енергија од резервите за обновување на фреквенција и, ако е применливо, од заменските резерви.

3. Извештајот за балансирање треба да биде на англиски јазик или барем да содржи резиме на англиски јазик.

4. Врз основа на претходно објавените извештаи, надлежниот регулаторен орган во согласност со Член 59 од Директивата (ЕУ) 2019/944 како што е адаптирана и усвоена со Одлуката 2021/13/МС на Министерскиот совет ЕпС има право да побара измени во структурата и содржината на следниот извештај на ОЕПС за балансирање.

## НАСЛОВ VIII

### АНАЛИЗА НА ТРОШОЦИ И ПРИДОБИВКИ

#### Член 61

#### Анализа на трошоци и придобивки

1. Кога ОЕПС се обврзани да спроведат анализа на трошоци и придобивки во согласност со Овие правила, тие треба да ги утврдат критериумите и методологијата за анализа на трошоци и придобивки и да ги достават до надлежните регулаторни органи во согласност со Член 59 од Директивата (ЕУ) 2019/944 како што е адаптирана и усвоена со Одлуката 2021/13/МС на Министерскиот совет ЕпС најмалку шест месеци пред започнувањето на анализата. Надлежните регулаторни органи имаат право заеднички да побараат измени на критериумите и методологијата.

2. Анализата на трошоци и придобивки треба најмалку да ги земе предвид:

(а) техничката изводливост;

(б) економската ефикасност;

(в) влијанието врз конкуренцијата и интеграцијата на балансните пазари;

(г) трошоците и придобивките од спроведувањето;

(д) влијанието врз европските и националните трошоци за балансирање;

(г) потенцијалното влијание врз цените на европскиот пазар на електрична енергија;

(е) способноста на ОЕПС-и и страни одговорни за балансирање да ги исполнат своите обврски;

(ж) влијанието врз учесниците на пазарот во однос на дополнителните технички или ИТ барања, проценето во соработка со засегнатите страни.

3. Сите засегнати ОЕП- треба да ги достават резултатите од анализата на трошоци и придобивки до сите релевантни регулаторни органи, заедно со оправдан предлог за решавање на можните проблеми идентификувани во анализата на трошоци и придобивки.

## НАСЛОВ IX

### ОТСТАПУВАЊА И НАДЗОР

#### Член 62 Отстапувања

1. Регулаторниот орган во согласност со Член 59 од Директивата (ЕУ) 2019/944 како што е адаптирана и усвоена со Одлуката 2021/13/МС на Министерскиот совет ЕпС може, по барање на ОЕПС или по сОЕПСвена иницијатива, да им додели на релевантните ОЕПС отстапување од една или повеќе одредби на Овие правила во согласност со ставовите од 2 до 12.

2. ОЕПС може да побара отстапка од следните барања:

(а) роковите до кои ОЕПС треба да ги користи европските платформи во согласност со членовите 19 став (5), 20 став (6), 21 став (6) и 22 став(5);

(б) дефинирањето на времето на затворање на пазарот за интегриран систем за планирање во модел на централно диспечирање во согласност со член 24(5) и можноста за промена на понудите во интегрираниот систем за планирање во согласност со член 24 став(6);

(в) максималниот обем на меѓузонаски капацитет распределен преку процес базиран на пазар или процес базиран на анализа на економска ефикасност во согласност со член 41 став (2) или член 42 став (2) од Регулативата (ЕУ) 2017/2195;;

(г) хармонизацијата на периодот за порамнување на дебаланс во согласност со член 53 став (1);

(д) спроведувањето на барањата во согласност со членовите 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 54, 55, 56 и 57.

3. Процесот за отстапување треба да биде транспарентен, недискриминаторен, непристрасен, добро документиран и базиран на образложено барање.

4. ОЕПС-и треба да поднесат писмено барање за отстапување до надлежниот регулаторен орган најдоцна шест месеци пред денот на примената на одредбите од кои се бара отстапувањето.

5. Барањето за отстапување треба да ги вклучува следниве информации:

(а) одредбите од кои се бара отстапување;

(б) бараниот период на отстапување;

(в) детален план и временска рамка со кои се наведува како ќе се решат и обезбедат спроведувањето на засегнатите одредби од овие правила по истекот на периодот на отстапувањето;

(г) процена на последиците од побараното отстапување врз соседните пазари;

(д) процена на можните ризици за интеграцијата на балансните пазари низ Европа предизвикани од побараната отстапка.

6. Надлежниот регулаторен орган треба да донесе одлука за секое барање за отстапување во рок од шест месеци од денот по приемот на барањето. Овој рок може да се продолжи за три месеци пред неговото истекување доколку надлежниот регулаторен орган побара дополнителни информации од ОЕПС што ја бара отстапката.

Дополнителниот рок започнува од денот кога ќе бидат добиени целосните информации.

7. ОЕПС што го бара отстапувањето треба да ги достави сите дополнителни информации побарани од надлежниот регулаторен орган во рок од два месеци од побарувањето. Ако ОЕПС не ги достави побараните информации во тој рок, барањето за отстапување се смета за повлечено, освен ако, пред истекот на рокот:

(а) надлежниот регулаторен орган одлучи да даде продолжување на рокот;

(б) ОЕПС ги извести надлежните органи со образложена пријава дека барањето за отстапување е комплетно.

8. При оценувањето на барањето за отстапување или пред да се одобри отстапување по сОЕПСвена иницијатива, надлежниот регулаторен орган треба да ги разгледа следниве аспекти:

(а) тешкотиите поврзани со спроведувањето на засегнатите одредби;

(б) ризиците и последиците од засегнатите одредби во однос на оперативната сигурност;

(в) преземените мерки за олеснување на спроведувањето на засегнатите одредби;

(г) влијанијата од неспроведувањето на засегнатите одредби во однос на недискриминација и конкуренција со другите учесници на европскиот пазар, особено во делот на управувањето со побарувачката и обновливите извори на енергија;

(д) влијанијата врз вкупната економска ефикасност и инфраструктурата на паметните мрежи;

(е) влијанијата врз другите области за планирање и вкупните последици врз процесот на интеграција на европскиот пазар.

9. Надлежниот регулаторен орган треба да донесе образложена одлука во врска со барањето за отстапување или за отстапување доделено по сопствена иницијатива. Доколку надлежниот регулаторен орган одобри отстапување, тој го одредува неговото времетраење. Отстапување може да се одобри само еднаш и за максимален период од две години, освен за отстапувањата од ставовите 2 точка (в) и 2 точка(г), кои може да се ододрат до 1 јануари 2030 година.

10. Надлежниот регулаторен орган треба да ја известува својата одлука до ОЕПС, до ECRB и до и Секретаријатот на Енергетската заедница. Одлуката исто така треба да биде објавена на неговата интернет-страница.

11. Надлежните регулаторни органи треба да водат регистар на сите отстапувања што ги одобриле или одбиле и да ѝ обезбедат на ECRB ажуриран и консолидиран регистар најмалку еднаш на секои шест месеци, со копија до ENTSO-E.

12. Регистарот треба особено да содржи:

(а) одредби за кои е одобрено или одбиено отстапувањето;

(б) содржината на отстапувањето;

(в) причините за одобрување или одбивање на отстапувањето;

(г) последиците што произлегуваат од одобрувањето на отстапувањето.

#### Член 63 Следење

1. Секретаријатот треба да го следи спроведувањето на овие правила од страна на договорните страни.4. ОЕПС-и на договорните страни треба да им ги достават на Секретаријатот информациите потребни за извршување на задачите во согласност со ставот 1.

2. Учесниците на пазарот и другите релевантни организации за интеграцијата на балансните пазари на електрична енергија, Договорните страни ќе ги достават до Секретаријатот информациите потребни за монито-

ринг во согласност со ставот 1, освен информациите што веќе ги добиле надлежните регулаторни органи во согласност со член 59 од Директивата (ЕУ) 2019/994, како што е адаптирана и усвоена со Одлуката на Министерскиот совет 2021/13/MC-EnC, ECRB, ACER.

## ПРЕОДНИ И ЗАВРШНИ ОДРЕДБИ

### Член 64

#### Влегување во сила

1. Овие правила влегуваат во сила осмиот ден од денот на нивното објавување во „Службен весник на Република Северна Македонија“, а ќе се применуваат по истек на една година од денот на нивното влегување во сила.

2. ОЕПС е должен, по нивното донесување, да достави известување за овие правила до Секретаријатот на Енергетската заедница, во согласност со обврските кои произлегуваат од примената на Регулатива (ЕУ) 2015/2195 како што е адаптирана и донесена со Одлука на Министерскиот совет 2022/03/MC-EnC и релевантните одлуки на Енергетската заедница.

3. До отпочнување со примена на овие правила ќе се применуваат Правила за балансирање на електроенергетскиот систем („Службен весник на Република Северна Македонија“ бр. 179/19, 242/19, 49/20, 7/21, 146/21, 263/21, 289/21, 281/22, 114/23, 284/23, 271/24 и 88/25)

4. Одредбите од членовите 39, 40, 41 и 42 на овие правила ќе се применуваат од денот на пристапувањето на Република Северна Македонија во Европската Унија.

Бр. 09-2606/1  
30 април 2026 година  
Скопје

АД МЕПСО  
Генерален директор,  
Доц. д-р **Бурим Лагиџи**, с.р.

## 1426.

Врз основа на член 155 став (4) точка (1) од Законот за енергетика\* („Службен весник на Република Северна Македонија“ бр. 101/25 и 135/25) Управниот одбор на Операторот на електропреносниот систем на Република Северна Македонија Акционерско друштво за пренос на електрична енергија и управување со електроенергетскиот систем во државна сопственост, Скопје, АД МЕПСО Скопје седница одржана на 30.4.2026, по претходно одобрување на Регулаторната комисија за енергетика, водни услуги и услуги за управување со комунален отпад на Република Северна Македонија, донесе

## П РА В И Л А ЗА ДОЛГОРОЧНИ ПРЕКУГРАНИЧНИ КАПАЦИТЕТИ \*<sup>1</sup>

### ГЛАВА I

#### ОПШТИ ОДРЕДБИ

##### Член 1

#### Предмет и опсег

1. Со овие правиласе утврдуваат деталните правила за распределба на меѓузонскиот капацитет на долгорочните пазари, заедничката методологија за определување на долгорочен меѓузонски капацитет, воспоставување на единствена платформа што нуди долгорочни права за пренос и за можност за враќање на долгорочните права за пренос за последователна распределба на долгорочен капацитет или пренос на долгорочни права за пренос помеѓу учесниците на пазарот.

\* Со овие Правила се прави усогласување со Регулативата (ЕУ) бр. 2015/1222 на Европската комисија од 24 јули 2025 година за утврдување на насоки за распределба на капацитети и управување со зачувувањето (CELEX бр. 31015R1222) согласно Одлуката на Министерскиот совет на Енергетската заедница бр. 2021/13/MC-EnC

### 2. Целите на овие правила се:

- (а) промовирање на ефективната долгорочна меѓузонска трговија со долгорочни меѓузонски можности за хемирање за учесниците на пазарот;
- (б) оптимизирање на пресметката и распределбата на долгорочен меѓузонски капацитет;
- (в) обезбедување недискриминаторен пристап до долгорочен меѓузонски капацитет;
- (г) обезбедување праведен и недискриминаторен третман на ОЕПС, ACER, ECRB, регулаторните тела и учесниците на пазарот;
- (д) почитување на потребата за праведна и уредна долгорочна распределба на капацитет и уредно формирање на цените;
- (ѓ) обезбедување и подобрување на транспарентноста и веродостојноста на информациите за долгорочна распределба на капацитет;
- (е) придонесување кон ефикасното долгорочно работење и развој на електропреносниот систем и електроенергетскиот сектор.

### Член 2

#### Дефиниции

За целите на овие правила, се применуваат дефинициите во член 3 од Законот за енергетика\* и прописите коишто произлегуваат од истиот.

Дополнително, се применуваат следните дефиниции:

- (1) „долгорочна распределба на капацитет“ е доделување на долгорочен меѓузонски капацитет преку аукција пред временската рамка ден однапред;
- (2) „долгорочно право за пренос“ е физичко право за пренос или ФПП – опција или ФПП – обврска стекната при долгорочната распределба на капацитет;
- (3) „правила за распределба“ се правилата за долгорочна распределба на капацитет што ги применува единствената платформа за распределба;
- (4) „регионална платформа за распределба“ е платформа воспоставена со член 48;
- (5) „аукција“ е процес преку кој долгорочен меѓузонски капацитет се нуди и се распределува на учесниците на пазарот кои поднесуваат понуди;
- (6) „UIOSI“ е начело според кое основниот меѓузонски капацитет на купените и неноминираните физички права за пренос автоматски се става на располагање за распределба на капацитет ден однапред и според кое носителот на овие физички права за пренос добива надомест од ОЕПС;
- (7) „номинација“ е известување за користење на долгорочен меѓузонски капацитет од носител на физички права за пренос и неговата договорна страна, или овластена трета страна, до соодветните ОЕПС;
- (8) „правила за номинација“ се правилата во врска со известувањето за користење на долгорочен меѓузонски капацитет од носител на физички права за пренос и неговата договорна страна, или овластена трета страна, до соодветните ОЕПС;
- (9) „разлика меѓу пазарните цени“ е разликата меѓу часовните цени ден однапред на двете засегнати зони на наддавање за соодветната пазарна временска единица во одредена насока;
- (10) „правила за компензација“ се правилата според кои секој ОЕПС одговорен за границата на зоната на наддавање, каде што биле доделени долгорочни права за пренос, им компензира на носителите на права за пренос за ограничувањето на долгорочните права за пренос;
- (11) „ОЕПС“ - Оператор на електропреносен систем е друштво кое врши дејност пренос на електрична енергија, управува со електропреносниот систем во други земји и е одговорно за сигурна и стабилна работа на системот, неговото одржување, развојот и поврзувањето со електроенергетските системи на соседните држави.

(15) Регулаторна комисија за енергетика – Регулаторна комисија за енергетика, водни услуги и услуги за управување со комунален отпад на Република Северна Македонија.

#### Член 4

##### Донесување на условите или методологиите

1. ОЕПС е должен да учествува со другите оператори на електропреносните системи во изработка на одредбите, условите и методологиите кои ги одобрува Регулаторниот одбор на Енергетската заедница (во понатамошниот текст: ECRB) за одобрение до ECRB, или во случај кога се засегнати држави членки на Европската унија, до Агенцијата за соработка на регулаторите за енергетика (во понатамошниот текст: ACER), или до надлежните регулаторни тела меѓу кои и Регулаторната комисија за енергетика. Доколку предлог за условите или методологиите согласно овие правила треба да се изготви и одобри од повеќе од еден ОЕПС, ОЕПС-и кои учествуваат во процесот, тесно соработуваат. ОЕПС, со помош на ENTSO-E, редовно ги информираат надлежните регулаторни органи и ACER за напредокот во изготвувањето на овие услови или методологии.

3. ОЕПС кои одлучуваат за предлози за услови или методологии во согласност со член 4(7) одлучуваат со квалификувано мнозинство доколку не може да се постигне консензус меѓу нив и кога засегнатите региони се составени од повеќе од пет договорни страни и/или земји членки. Квалификуваното мнозинство за предлози во согласност со член 4(7) бара мнозинство од:

(а) ОЕПС кои претставуваат најмалку 72 % од засегнатите договорни страни и/или земји членки; и

(б) ОЕПС кои ги претставуваат договорните страни и/или земјите членки кои сочинуваат најмалку 65 % од населението на засегнатиот регион.

Блокирачкото малцинство при донесување одлуки за предлози за услови, правила или методологии наведени во член 4(7) постои доколку истото опфаќа најмалку минимален број на ОЕПС кои претставуваат повеќе од 35 % од населението на учесничките Договорни страни и/или земјите членки, и дополнително ОЕПС кои претставуваат најмалку уште една засегната Договорна страна и/или земја членка, во спротивно се смета дека е постигнато квалификувано мнозинство.

ОЕПС кои одлучуваат за предлози за услови или методологии во согласност со член 4(7) во однос на региони составени од пет Договорни страни и/или земји членки или помалку, одлучуваат врз основа на консензус.

За одлуките на ОЕПС согласно член 4(7), на секоја Договорна страна и/или земја членка ѝ се доделува еден глас. Доколку на територијата на една Договорна страна и/или земја членка има повеќе од еден ОЕПС, Договорните страни и/или земјите членки ги распределуваат овластувањата за гласање меѓу ОЕПС-и.

4. Доколку ОЕПС не поднесат предлог за условите или методологиите до националните регулаторни органи или ACER во роковите дефинирани во овие правила, тогаш тие им ги доставуваат на надлежните регулаторни тела, ACER и ECRB релевантните нацрти на условите или методологиите и објаснуваат што го спречило постигнувањето договор. ECRB, и во мера во која се засегнати држави членки на Европската унија, ACER, постапувајќи согласно член 2 од Процедуралниот акт бр. 2022/01/МС-ЕнС, или сите надлежни регулаторни органи заеднички, ќе ги преземат соодветните чекори за донесување на потребните услови, правила или методологии согласно ставот 7 од овој член, соодветно, на пример преку барање за измени или преку ревидирање и дополнување на нацртите согласно овој став, вклучително и во случаи кога не се доставени нацрти, и ќе ги одобрат истите.

5. Секој регулаторен орган, или каде е применливо, ECRB, и во мера во која се засегнати држави членки на Европската унија, ACER, постапувајќи согласно член 2 од Процедуралниот акт бр. 2022/01/МС-ЕнС, како што е применливо, се одговорни за одобрување на условите или методологиите наведени во ставовите 6 и 7.

Пред одобрување на условите или методологиите, ECRB, и во мера во која се засегнати држави членки на Европската унија, ACER, постапувајќи согласно член 2 од Процедуралниот акт бр. 2022/01/МС-ЕнС, или надлежните регулаторни органи, по потреба ќе ги ревидираат предлозите, по претходна консултација со релевантните ОЕПС-и, со цел да се обезбеди нивна усогласеност со целта на овие правила и придонес кон интеграција на пазарот, недискриминација, ефективна конкуренција и правилно функционирање на пазарот.

6. ОЕПС ги применуваат следните услови или методологии, при што секоја нивна измена подлежи на одобрување од стран на ACER, постапувајќи согласно член 2 од Процедуралниот акт бр. 2022/01/МС-ЕнС:

(а) методологијата за обезбедување податоци за производство и оптоварување согласно член 17 (1) од Регулативата (ЕУ) 2016/1719;

(б) методологијата за заеднички мрежен модел согласно член 18(1) од Регулативата (ЕУ) 2016/1719;

(в) барањата за единствената платформа за распределба согласно член 49 од Регулативата (ЕУ) 2016/1719, а во согласност со член 48, ставови 4 или 6 од овие правила;

(г) усогласените правила за распределба согласно член 51 од Регулативата (ЕУ) 2016/1719;

(д) методологијата за распределба на приходот од загушување согласно член 57 од Регулативата (ЕУ) 2016/1719;

(е) методологијата за распределба на трошоците за воспоставување, развој и работење на единствената платформа за распределба согласно член 59 од Регулативата (ЕУ) 2016/1719, а во согласност со член 48, ставови 4 или 6 од овие правила;

(ж) методологијата за распределба на трошоците настанати за обезбедување на гаранција и надомест на долгорочните права за пренос согласно член 61 од Регулативата (ЕУ) 2016/1719.

7. Предлозите за следните услови или методологии подлежат на одобрение од сите регулаторни органи на засегнатиот регион:

(а) методологијата за пресметување на капацитет согласно член 10;

(б) методологијата за поделба на меѓузонски капацитет согласно член 16;

(в) регионалниот концепт на долгорочните права за пренос согласно член 31;

(г) утврдување на резервни постапки во согласност со член 42;

(д) регионалните барања на усогласените правила за распределба согласно член 52, вклучително и регионалните правила за компензација согласно член 55.

(е) барања за единствената платформа за распределба, согласно член 49 од Регулативата (ЕУ) 2016/1719, а во согласност со член 48, ставови 4 или 6 од овие правила;

(ж) хармонизирани правила за распределба, согласно член 51 од Регулативата (ЕУ) 2016/1719.

8. Предлогот за условите или методологиите треба да содржат предложен временски рок за нивно спроведување и опис на нивното очекувано влијание врз целите на овие правила. Предлозите за условите или методологии кои подлежат на одобрение од неколку или сите регулаторни органи се поднесуваат до ECRB, и во мера во која се засегнати држави членки на Европската унија, ACER, постапувајќи согласно член 2 од Процедуралниот акт бр. 2022/01/МС-ЕнС во рок од една недела од нив-

ното поднесување до регулаторните органи. На барање на надлежните регулаторни органи, ECRB, и во мера во која се засегнати држави членки на Европската унија, ACER, постапувајќи согласно член 2 од Процедуралниот акт бр. 2022/01/МС-ЕнС издава мислење во рок од три месеци за предлозите за условите или методологиите.

9. Доколку одобрението на условите или методологиите бара одлука од повеќе од еден регулаторен орган, надлежните регулаторни органи се консултираат и тесно соработуваат и координираат едни со други со цел да постигнат договор. Доколку е применливо, надлежните регулаторни органи го земаат предвид мислењето на ECRB или ACER. Регулаторните органи, или каде е надлежен ACER, постапувајќи согласно член 2 од Процедуралниот акт бр. 2022/01/МС-ЕнС, донесуваат одлуки во врска со поднесените услови или методологии во согласност со ставовите 6 и 7, во рок од шест месеци по приемот на условите или методологиите од ACER, или, доколку е применливо, од последниот засегнат регулаторен орган.

10. Доколку регулаторните органи не успеале да постигнат договор во рокот наведен во став 9, или по нивно заедничко барање, ECRB, и во мера во која се засегнати држави членки на Европската унија, ACER, постапувајќи согласно член 2 од Процедуралниот акт бр. 2022/01/МС-ЕнС, донесува одлука во врска со поднесените предлози за условите или методологиите во рок од шест месеци.

11. Во случај ECRB, и во мера во која се засегнати држави членки на Европската унија, ACER, или повеќе регулаторни органи да побараат измена на условите или методологиите поднесени во согласност со ставовите 6 и 7, надлежните ОЕПС поднесуваат предлог за изменети услови или методологии за одобрение во рок од два месеци по барањето од ECRB, и во мера во која се засегнати држави членки на Европската унија, ACER, или регулаторните органи. ECRB, и во мера во која се засегнати држави членки на Европската унија, ACER или надлежните регулаторни органи одлучуваат за изменетите услови или методологии во рок од два месеци по нивното поднесување. Доколку надлежните регулаторни органи не успеале да постигнат договор за условите или методологиите согласно ставовите 6 и 7 во рокот од два месеци, или по нивно заедничко барање, ECRB, и во мера во која се засегнати држави членки на Европската унија, ACER, постапувајќи согласно член 2 од Процедуралниот акт бр. 2022/01/МС-ЕнС, донесува одлука во врска со изменетите услови или методологии во рок од шест месеци. Доколку надлежните ОЕПС не успеат да поднесат предлог за изменети услови или методологии, се применува постапката предвидена во став 4.

12. ECRB, и во мера во која се засегнати држави членки на Европската унија, ACER, постапувајќи согласно член 2 од Процедуралниот акт бр. 2022/01/МС-ЕнС, или ОЕПС одговорни за изготвувањето на предлог за условите или методологиите или регулаторните органи одговорни за нивното донесување во согласност со ставовите 6 и 7, може да побараат измени на овие услови или методологии.

Предлозите за измена на условите или методологиите се поднесуваат за консултации во согласност со постапката утврдена во член 6 и се одобруваат во согласност со постапката утврдена во овој член.

13. ОЕПС одговорни за утврдувањето на условите или методологиите во согласност со овие правила ги објавуваат на интернет по одобрение од ECRB, и во мера во која се засегнати држави членки на Европската унија, ACER, или надлежните регулаторни органи, а, доколку не е потребно такво одобрение, по нивното утврдување, освен кога таквите информации се сметаат за доверливи во согласност со член 7.

## Член 5

### Вклученост на засегнатите страни

ECRB, и во мера во која се засегнати држави членки на Европската унија, ACER, постапувајќи согласно член 2 од Процедуралниот акт бр. 2022/01/МС-ЕнС, во тесна соработка со ENTSO-E, организира вклучување на засегнатите страни во врска со долгорочната распределба на капацитет и други аспекти од спроведувањето на овие правила. Ова вклучува редовни состаноци со засегнатите страни за да се утврдат проблемите и да се предложат подобрувања, особено поврзани со функционирањето и развојот на долгорочната распределба на капацитет, вклучително и усогласеноста на правилата за аукција. Ова не ги заменува консултациите со засегнатите страни во согласност со член 6.

## Член 6

### Консултации

1. ОЕПС и другите оператори на електропреносните системи кои учествуваат во а поднесување на предлози за одредбите, условите и методологиите или нивните измени се должни пред поднесување на предлогот да се консултираат со засегнатите страни, вклучително и надлежните органи на секоја земја членка и Договорна страна, за нацрт-предлозите за условите или методологиите, доколку е експлицитно утврдено во овие правила. Консултациите траат најмалку еден месец.

2. Предлозите поднесени од ОЕПС и другите оператори на електропреносните системи на регионално ниво се доставуваат за консултации најмалку на регионално ниво. Страните што поднесуваат предлози на билатерално или мултилатерално ниво се консултираат најмалку со засегнатите земји членки и Договорни страни.

3. Субјектите одговорни за предлогот за условите или методологиите соодветно ги зема предвид ставовите на засегнатите страни што произлегуваат од консултациите спроведени во согласност со став 1, пред неговото поднесување до регулаторните тела заради одобрување доколку е потребно во согласност со член 4 или пред објавување во сите други случаи. Во сите случаи, се изготвува јасно и цврсто образложение за вклучувањето или невклучувањето на ставовите што произлегуваат од консултациите кое се објавува навремено пред или истовремено со објавувањето на предлогот за условите или методологиите.

## Член 7

### Обврски за доверливост

1. Сите доверливи информации добиени, разменети или пренесени согласно овие правила се предмет на условите за службена тајна утврдени во ставовите 2, 3 и 4.

2. Обврската за чување на службена тајна се однесува на сите лица кои подлежат на одредбите од овие правила.

3. Доверливите информации што ги добиваат лицата наведени во став 2 во текот на извршувањето на нивните должности, не се обелоденуваат на никое друго лице или орган, освен во случаите предвидени со закон или друго релевантно меѓународно законодавство или законодавство на Енергетската заедница.

4. Регулаторната комисија за енергетика, органите или лицата кои добиваат доверливи информации согласно овие правила може да ги користат само за целите на извршување на нивните функции согласно овие правила.

## ГЛАВА II

## БАРАЊА ЗА УСЛОВИТЕ И МЕТОДОЛОГИИТЕ

## ПОГЛАВЈЕ 1

## Долгорочно пресметување на капацитет

## Оддел 1

## Општи барања

## Член 8

## Региони за пресметување на капацитет

За целите на овие правила, регионите за пресметување на капацитет се оние утврдени согласно член 15 од Регулативата (ЕУ) 2015/1222, како што е адаптирана и донесена со Одлука на Министерскиот совет 2022/03/МС-ЕнС.

## Член 9

Временски периоди за пресметувањена капацитет ОЕПС и другите оператори на електропреносните системиво секој регион за пресметување на капацитет обезбедуваат долгорочниот преносен меѓузонски капацитет да се пресметува за секоја долгорочна распределба на капацитет и најмалку на годишни и месечно ниво..

## Оддел 2

## Методологија за пресметување на капацитет

## Член 10

## Методологија за пресметување на капацитетот

1. Најдоцна шест месеци по одобрението на заедничката методологија за координирана пресметка на капацитет наведена во член 9 (7) од Регулативата (ЕУ) 2015/1222, како што е адаптирана и донесена со Одлука на Министерскиот совет 2022/03/МС-ЕнС, ОЕПС и другите оператори на електропреносните системи во дефинираниот регион за пресметка на капацитет поднесуваат предлог за заедничка методологија за пресметување на капацитетот за долгорочни временски периоди во соодветниот регион. Предлогот подлежи на консултации во согласност со член 6 од овие правила.

2. Заедничката методологија за пресметување на капацитет од став 1 може да се основа на пристап на координиран нето-преносен капацитет или пристап заснован на проток.

3. Методологијата за пресметување на капацитет е компатибилна со методологијата за пресметување на капацитет утврдена за временските рамки ден однапред и во текот на денот согласно член 21(1) од Регулативата (ЕУ) 2015/1222, како што е адаптирана и донесена со Одлука на Министерскиот совет 2022/03/МС-ЕнС.

4. Несигурноста поврзана со временските периоди за пресметка на долгорочен капацитет се зема предвид при примена на:

(а) анализа на сигурноста врз основа на повеќе сценарија и со користење на влезни податоци за пресметката на капацитет, пристапот за пресметка на капацитет наведен во член 21(1)(б) и валидацијата на меѓузонски капацитет наведена во член 21(1)(в) од Регулативата (ЕУ) 2015/1222, како што е адаптирана и донесена со Одлука на Министерскиот совет 2022/03/МС-ЕнС; или

(б) статистички пристап заснован на историски податоци за преносниот капацитет за временскиот период ден однапред или во текот на денот, доколку може да се докаже дека овој пристап може:

(i) да ја зголеми ефикасноста на методологијата за пресметка на капацитет;

(ii) подобро да ги земе предвид несигурностите во пресметката на долгорочен меѓузонски капацитет отколку во анализата на сигурноста во согласност со став 4(а);

(iii) да ја зголеми економската ефикасност со исто ниво на сигурноста на системот.

5. ОЕПС и другите оператори на електропреносните системи во секој регион за пресметка на капацитет може заеднички да го применуваат пристапот заснован на временските периоди за пресметка на долгорочен капацитет под следниве услови:

(а) пристапот заснован на протокводи до зголемување на економската ефикасност во регионот за пресметка на капацитет со исто ниво на сигурност на системот;

(б) транспарентноста и точноста на резултатите засновани на принципот на проток се потврдени во регионот за пресметка на капацитет;

(в) ОЕПС и другите оператори на електропреносните системи им даваат на учесниците на пазарот шест месеци да ги приспособат нивните процеси.

6. Кога за изготвување на методологијата за пресметување на капацитет во регион за пресметка на капацитет се применува анализа на сигурноста заснована на повеќе сценарија, се применуваат барањата за влезните податоци за пресметка на капацитет, пристапот за пресметка на капацитет и валидацијата на меѓузонски капацитет како што е предвидено во член 21(1) од Регулативата (ЕУ) 2015/1222, како што е адаптирана и донесена со Одлука на Министерскиот совет 2022/03/МС-ЕнС, освен член 21(1)(а)(iv) кога е релевантно.

7. При изготвување на методологијата за пресметување на капацитет, се земаат предвид барањата за резервните постапки и барањето предвидено во член 21(3) од Регулативата (ЕУ) 2015/1222, како што е адаптирана и донесена со Одлука на Министерскиот совет 2022/03/МС-ЕнС.

## Член 11

## Методологија за определување на граница/маргина на доверливост

Предлогот за заедничка методологија за пресметување на капацитет содржи методологија за определување на граница/маргина на доверливост што ги исполнува барањата утврдени во член 22 од Регулативата (ЕУ) 2015/1222, како што е адаптирана и донесена со Одлука на Министерскиот совет 2022/03/МС-ЕнС.

## Член 12

## Методологии за оперативните сигурносни ограничувања, случајни испади и ограничувања при алокација

Предлогот за заедничка методологија за пресметување на капацитет содржи методологии за оперативните сигурносни ограничувања, случајни испади и ограничувања при алокација што ги исполнуваат барањата утврдени во член 23(1) и (2) од Регулативата (ЕУ) 2015/1222, како што е адаптирана и донесена со Одлука на Министерскиот совет 2022/03/МС-ЕнС.

## Член 13

## Методологија за одредување на методите на промена/поместување во производството

Предлогот за заедничка методологија за пресметување на капацитет содржи методологија за одредување на методите на промена/поместување во производството што ги исполнува барањата утврдени во член 24 од Регулативата (ЕУ) 2015/1222, како што е адаптирана и донесена со Одлука на Министерскиот совет 2022/03/МС-ЕнС.

## Член 14

**Методологија за корективни мерки**

Доколку при пресметувањето на долгорочниот преносен капацитет се земаат предвид корективни мерки, ОЕПС треба да обезбеди дека тие корективни мерки се технички достапни во реално време и ги исполнуваат барањата утврдени во член 25 од Регулативата (ЕУ) 2015/1222, како што е адаптирана и донесена со Одлука на Министерскиот совет 2022/03/МС-ЕнС.

## Член 15

**Методологија за валидација/потврдување на меѓузонскиот капацитет**

Предлогот за заедничка методологија за пресметување на капацитетот содржи методологија за валидација/потврдување на меѓузонски капацитет што ги исполнува барањата утврдени во член 26 од Регулативата (ЕУ) 2015/1222, како што е адаптирана и донесена со Одлука на Министерскиот совет 2022/03/МС-ЕнС.

## Член 16

**Методологија за поделба на долгорочен меѓузонски капацитет**

1. Најдоцна до поднесувањето на методологијата за пресметување на капацитетот наведена во член 10, ОЕПС во соработка со другите оператори на електропреносните системи внатре во заедничкиот регион за пресметка на капацитетот заеднички изготвува предлог за методологија за поделба на долгорочен меѓузонски капацитет на координиран начин помеѓу различни временски периоди во соодветниот регион. Предлогот подлежи на консултации во согласност со член 6.

2. Методологијата од став 1 на овој член треба да ги исполнува следниве услови:

(а) да ги задоволува потребите за хеширање на учесниците на пазарот;

(б) да е во согласност со методологијата за пресметување на капацитетот;

(в) да не доведува до ограничување на конкуренцијата, особено за пристап до долгорочни права за пренос.

## Оддел 3

**Заеднички мрежен модел**

## Член 17

**Методологија за доставување информации за производство и оптоварување**

1. Најдоцна шест месеци по одобрувањето на методологијата за доставување информации за производство и оптоварување утврдена за временските рамки ден однапред и во текот на денот наведени во член 9 став 6 од Регулативата (ЕУ) 2015/1222, како што е адаптирана и донесена со Одлука на Министерскиот совет 2022/03/МС-ЕнС, сите ОЕПС заеднички изготвуваат предлог за единствена методологија за доставување на информации за производство и оптоварување за доставување на информации за производство и оптоварување потребни за воспоставување на заедничкиот мрежен модел за долгорочни временски рамки. Предлогот подлежи на консултации во согласност со член 6. Методологијата ја зема предвид и ја надополнува методологијата за доставување на информации за производство и оптоварување согласно член 16 од Регулативата (ЕУ) 2015/1222, како што е адаптирана и донесена со Одлука на Министерскиот совет 2022/03/МС-ЕнС.

2. При изготвувањето на методологијата за доставување на информации за производство и оптоварување, се применуваат барањата утврдени во член 16 од Регулативата (ЕУ) 2015/1222, како што е адаптирана и донесена со Одлука на Министерскиот совет 2022/03/МС-ЕнС.

## Член 18

**Методологија за заеднички мрежен модел**

1. Најдоцна шест месеци по одобрувањето на методологијата за заеднички мрежен модел утврдена за временските рамки ден однапред и во текот на денот наведени во член 9(6) од Регулативата (ЕУ) 2015/1222 на Комисијата, како што е адаптирана и донесена со Одлука на Министерскиот совет 2022/03/МС-ЕнС, сите ОЕПС заеднички изготвуваат предлог за методологија за заеднички мрежен модел за долгорочни временски рамки. Методологијата подлежи на консултации во согласност со член 6.

2. Методологијата за заеднички мрежен модел ја зема предвид и ја надополнува методологијата за заеднички мрежен модел изготвена согласно член 17 од Регулативата (ЕУ) 2015/1222, како што е адаптирана и донесена со Одлука на Министерскиот совет 2022/03/МС-ЕнС. Методологијата овозможува воспоставување на заеднички мрежен модел за временски рамки за пресметка на долгорочен капацитет во региони за пресметка на капацитет каде што се применува анализа на сигурноста врз основа на повеќе сценарија согласно член 10.

3. При изготвувањето на методологијата за заеднички мрежен модел, се применуваат барањата утврдени во член 17 од Регулативата (ЕУ) 2015/1222, како што е адаптирана и донесена со Одлука на Министерскиот совет 2022/03/МС-ЕнС.

## Член 19

**Сценарија**

1. ОЕПС, во соработка со другите оператори на електропреносните системи од заедничкиот регион за пресметка на капацитетот во кој се применува анализа на сигурноста врз основа на повеќе сценарија согласно член 10, е должен заеднички да го применуваат заедничкиот збир на сценарија развиен согласно член 18 од Регулативата (ЕУ) 2015/1222, кој ќе се користи во заедничкиот мрежен модел за секој временски период за пресметка на долгорочен капацитет.

## Член 20

**Поединечен/индивидуален мрежен модел**

При изготвувањето на поединечен/индивидуален мрежен модел за временски период за пресметка на долгорочен капацитет, каде што се применува анализа на сигурноста врз основа на повеќе сценарија согласно член 10, секој ОЕПС ги применува барањата утврдени во член 19 од Регулативата (ЕУ) 2015/1222, како што е адаптирана и донесена со Одлука на Министерскиот совет 2022/03/МС-ЕнС.

## Оддел 4

**Постапка за пресметување на капацитет**

## Член 21

**Општи одредби**

1. Најдоцна во рок од шест месеци по истекот на рокот за транспонирање на оваа Регулатива, ОЕПС во соработка со другите оператори на електропреносните системи од заедничкиот регион за пресметка на капацитет е должен заеднички да изработи оперативни правила за временски период за пресметка на долгорочен

капацитет, дополнувајќи ги правилата дефинирани за спојување на поединечните модели на мрежа согласно член 27 од Регулативата (ЕУ) 2015/1222, како што е адаптирана и донесена со Одлука на Министерскиот совет 2022/03/МС-ЕнС.

2. Регионалниот координативен центар, е должен да ги пресметува долгорочните меѓузонски капацитети за нивниот регион за пресметка на капацитет. За таа цел, најдоцна шест месеци по одобрувањето на методологијата за пресметувањето на капацитет за долгорочни временски периоди наведени во член 10, ОЕПС во соработка со другите оператори на електропреносните системи од заедничкиот регион за пресметка на капацитетите должен заеднички да изработи оперативни правила за долгорочни временски периоди за пресметка на капацитет, со кои се дополнуваат правилата кои ги применува регионалниот координативен центар согласно член 27 од Регулативата (ЕУ) 2015/1222.

3. Релевантните барања утврдени во член 27 од Регулативата (ЕУ) 2015/1222, како што е адаптирана и донесена со Одлука на Министерскиот совет 2022/03/МС-ЕнС, се применуваат за долгорочните временски периоди за пресметка на капацитет.

#### Член 22

##### Спојување во заеднички мрежен модел

Постапката и барањата утврдени во член 28 од Регулативата (ЕУ) 2015/1222, како што е адаптирана и донесена со Одлука на Министерскиот совет 2022/03/МС-ЕнС, за спојување во заеднички мрежен модел се применуваат при спојувањето во заедничкиот мрежен модел за долгорочните временски периоди за пресметка на капацитет во регионот за пресметка на капацитет, каде што се применува анализа на сигурноста врз основа на повеќе сценарија согласно член 10.

#### Член 23

##### Регионални пресметки на долгорочни меѓузонски капацитети

1. Кога ОЕПС го применува статистичкиот пристап согласно член 10, процесот за пресметка на долгорочен меѓузонски капацитет вклучува најмалку:

(а) избор на збир на историски податоци за меѓузонски капацитет ден однапред или во текот на денот од еден период или збир на периоди и подредување на податоците во крива на времетраење;

(б) пресметка на капацитет што одговара на нивото на ризик за избраниот збир на податоци;

(в) пресметка на долгорочен меѓузонски капацитет што треба да се понуди за долгорочна распределба на капацитет, земајќи ја предвид маргината што ја одразува разликата помеѓу остварените историски вредности на меѓузонски капацитет и прогнозираните вредности на долгорочен меѓузонски капацитет;

(г) заеднички правила за земање предвид на достапните информации за планираните испади, новата инфраструктура и шемата на производство и потрошувачка за временски периоди за пресметка на долгорочен капацитет.

2. Кога ОЕПС ја применува анализата на сигурноста врз основа на повеќе сценарија согласно член 10, барањата утврдени во член 29 од Регулативата (ЕУ) 2015/1222, како што е адаптирана и донесена со Одлука на Министерскиот совет 2022/03/МС-ЕнС, освен член 29(4) каде што е соодветно, се применуваат за временски периоди за пресметка на долгорочен капацитет во региони за пресметка на капацитет.

3. Секој координиран пресметувач на капацитет го поделува пресметаниот долгорочен меѓузонски капацитет за секоја долгорочна распределба на капацитет со примена на методологијата за поделба на меѓузонски капацитет согласно член 16.

4. Регионалниот координативен центар ги поднесува пресметаниот долгорочен меѓузонски капацитет и поделбата на долгорочен меѓузонски капацитет за валидација/потврдување до секој ОЕПС во релевантниот регион за пресметка на капацитет согласно член 24.

#### Член 24

##### Валидација/потврдување и доставување на меѓузонски капацитет и поделен меѓузонски капацитет

1. ОЕПС ги потврдува резултатите од пресметката за долгорочен меѓузонски капацитет на границите на својата зона на наддавање или критичните елементи на мрежата за секоја временска рамка за пресметка на долгорочен капацитет согласно член 15 од овие правила.

2. ОЕПС ги потврдува резултатите од пресметката за поделба на долгорочен меѓузонски капацитет на границите на својата зона на наддавање или критичните елементи на мрежата согласно член 16 од овие правила.

3. ОЕПС ја доставува својата валидација/потврда на капацитетот и потврдената поделба на овој капацитет за секоја долгорочна распределба/алокација на капацитет до Регионалниот координативен центар и до другите ОЕПС од заедничкиот регион за пресметка на капацитетот.

4. Валидираната/потврдената поделба на долгорочен меѓузонски капацитет ја обезбедува Регионалниот координативен центар за извршување на долгорочната распределба/алокација на капацитет согласно член 29 од овие правила.

5. ОЕПС, по барање, на Регулаторната комисија за енергетика доставува извештај за начинот на кој е утврдена вредноста на долгорочниот меѓузонски капацитет за определен временски период за пресметка на долгорочен капацитет.

#### Член 25

##### Координирано ограничување на меѓузонски капацитет

1. ОЕПС во соработка со другите оператори на електропреносните системи од заедничкиот регион е должен да ги координира ограничувањата на веќе распределениот долгорочен меѓузонски капацитет, доколку ограничувањата се однесуваат на временска рамка од повеќе од 48 часа пред денот на испораката на електрична енергија. Во случај на ограничување на долгорочните права за пренос, вклучително и номинациите во однос на таквите права, во период од 48 часа пред почетокот на денот на доставување, ОЕПС и другите оператори на електропреносните системи во секој регион за пресметка на капацитет ја применува постапката за пресметка на капацитетот за ден однапред и во текот на денот, како што е наведено во член 29 од Регулативата (ЕУ) 2015/1222, како што е адаптирана и донесена со Одлука на Министерскиот совет 2022/03/МС-ЕнС.

2. Доколку ОЕПС го ограничи веќе распределениот долгорочен меѓузонски капацитет, тој доставува барање до Регионалниот координативен центар за започнување на координираната пресметка на потребните ограничувања на долгорочен меѓузонски капацитет за регионот за пресметка на капацитет. ОЕПС го поткрепува своето барање со сите релевантни информации.

3. Регионалниот координативен центар го доставува ажурираниот меѓузонски капацитет до ОЕПС за валидација/потврда.

4. ОЕПС го потврдува ажурираниот меѓузонски капацитет на границите на своите зони на наддавање или критичните елементи на мрежа согласно член 22 од овие правила.

5. Регионалниот координативен центар го доставува потврдениот ажуриран меѓузонски капацитет до релевантните ОЕПС и единствената регионална аукциска

платформа за долгорочно доделување на право на користење на преносните капацитети за да се изврши ограничување согласно член 53 од овие правила.

## Оддел 5

### Двегодишен извештај за пресметка на капацитет

#### Член 26

Двегодишен извештај за пресметка и распределба/алокација на капацитет

1. Најдоцна во рок од две години по влегувањето во сила на овие правила, ENTSO-E, постапувајќи согласно член 3 од од Процедуралниот акт бр. 2022/01/МС-ЕпС, ќе ги прошири извештаите за пресметка и распределба на долгорочен капацитет изготвени согласно член 26 ставови (1) и (2) од Регулативата (ЕУ) 2016/1719, така што истите ќе ги опфатат и Договорните страни.

2. За секоја зона на наддавање, граница на зона на наддавање и регион за пресметка на капацитет, извештајот за пресметка и распределба/алокација на капацитет содржи најмалку:

(а) применет пристап за пресметка на капацитет;  
(б) статистички показатели за маргините/границите на доверливост;  
(в) статистички показатели за меѓузонски капацитет, кога е соодветно за секоја временска рамка за пресметка на капацитет;  
(г) индикатори за квалитет за информациите што се користат за пресметка на капацитет;

(д) кога е соодветно, предложени мерки за подобрување на пресметката на капацитет;

(е) препораки за натамошен развој на долгорочната пресметка на капацитет, вклучително и натамошно усогласување на методологиите, процесите и аранжманите за управување.

3. За потребите на извештајот, ОЕПС ги користи статистичките и индикаторите за квалитет договорени согласно член 26 од (ЕУ) 2016/1719. ECRB и ACER, постапувајќи согласно член 2 од Процедуралниот акт бр. 2022/01/МС-ЕпС, . може да бараат измена на тие показатели индикатори за време на нивната примена.

## ПОГЛАВЈЕ 2

### Зони на наддавање

#### Член 27

##### Општи одредби

1. Зоните на наддавање што се применуваат за тргување ден однапред и во текот на денот се применуваат и за долгорочната пресметка и распределба/алокација на капацитетот.

2. Доколку границата на зоната на наддавање повеќе не постои, носителите на долгорочни права за пренос на оваа граница на зоната на наддавање имаат право на надомест од засегнатиот оператор на електропреносниот систем врз основа на почетната цена платена за долгорочните права за пренос.

## ПОГЛАВЈЕ 3

### Долгорочна распределба на капацитет

#### Оддел 1

##### Општи одредби

#### Член 28

##### Општи начела

Долгорочната распределба на капацитет се врши така што:

(а) се применува принципот на маргинална цена за добивање на резултати за секоја граница на зоната на наддавање, насока на користење и пазарна временска единица;

(б) не се распределува повеќе од понудениот долгорочен меѓузонски капацитет во согласност со член 39 од овие правила;

(в) може да се повтори.

#### Член 29

##### Влезни податоци и резултати

1. Единствената платформа за распределба ги употребува следните влезни податоци за утврдување на долгорочната распределба на капацитет во согласност со став 2:

(а) валидирана/потврдена распределба на долгорочен меѓузонски капацитет поднесена од регионалниот координативен центар и капацитетите поврзани со вратените долгорочни права за пренос согласно член 43 од овие правила;

(б) понуди доставени од учесниците на пазарот.

2. За секоја долгорочна распределба на капацитет, единствената платформа за распределба истовремено ги утврдува најмалку следните резултати за секоја граница на зоната на наддавање, насока на користење и пазарен временски интервал:

(а) количина на распределени долгорочни права за пренос изразена во MW;

(б) цената на долгорочните права за пренос согласно член 40 од овие правила;

(в) статусот на извршување на понудите.

3. Единствената платформа за распределба обезбедува точност на резултатите од аукцијата.

4. Секој ОЕПС обезбедува резултатите од аукцијата да се конзистентни со влезните податоци доставени до единствената платформа за распределба во согласност со став 1.

## Оддел 2

### Опции за хеџирање на ризикот од меѓузонски пренос

#### Член 30

Одлука за можностите за хеџирање на меѓузонски ризик

1. ОЕПС и другите оператори на електропреносните системи на границата на зоната на наддавање издаваат долгорочни права за пренос, освен ако Регулаторната комисија за енергетика и другите надлежни регулаторни тела имаат донесено усогласена одлука за неиздавање на долгорочни права за пренос на таа граница на зоната на наддавање При донесувањето на таква одлука, Регулаторната комисија за енергетика и другите надлежни регулаторни тела на границата на зоната на наддавање се консултираат со регулаторните тела на предметниот регион за пресметка на капацитет и ги земаат предвид нивните мислења.

2. Доколку долгорочните права за пренос не постојат на границата на зоната на наддавање пред влегувањето во сила на овие правила, Регулаторната комисија за енергетика и другите надлежни регулаторни тела на границата на зоната на наддавање донесуваат координирани одлуки за воведувањето на долгорочни права за пренос најдоцна шест месеци по влегувањето во сила на овие правила.

3. Одлуките согласно ставовите 1 и на овој член се засноваат на проценка, која треба да утврди дали долгорочниот пазар на електрична енергија обезбедува доволно можности за хеџирање (за заштита од ризици) во засегнатите зони на наддавање. Проценката се спрове-

дува на координиран начин од надлежните регулаторни органи на границата на зоните на наддавање и вклучува најмалку:

(а) консултации со учесниците на пазарот за нивните потреби за можности за хеџирање (за заштита од ризици) на границите на засегнатите зони на наддавање;

(б) евалуација/проценка.

4. Со евалуацијата/проценката од став 3, алинеа (б) на овој член се испитува функционирањето на пазарите на електрична енергија на големо врз основа на транспарентни критериуми кои вклучуваат најмалку:

(а) анализа на тоа дали производите или комбинацијата од производи што се нудат на долгорочните пазари претставуваат хеџирање во однос на нестабилноста на цените ден однапред на засегнатата зона на наддавање. Такиот производ или комбинација од производи се смета за соодветно хеџирање во однос на ризикот од промена на цената ден однапред на засегнатата зона на наддавање, кога постои доволна корелација помеѓу цената за ден однапред на засегнатата зона на наддавање и основната цена според која се порамнува производот или комбинацијата од производи;

(б) анализа за тоа дали производите или комбинацијата од производи што се нудат на долгорочните пазари се ефикасни. За таа цел, се проценуваат најмалку следните индикатори:

(i) временски период на тргување;

(ii) разлика помеѓу понудената и продажната цена;

(iii) обем на тргување во однос на физичката потрошувачка;

(iv) отворен интерес во врска со физичката потрошувачка.

5. Ако проценката од став 3 на овој член покаже дека нема доволно можности за хеџирање во зоната на наддавање, Регулаторната комисија за енергетика може да бара од ОЕПС:

(а) да издаде долгорочни права за пренос; или

(б) да обезбеди дека се достапни и други долгорочни меѓузонски производи за хеџирање за поддршка на функционирањето на пазарите на електрична енергија на големо.

6. Ако Регулаторната комисија за енергетика одлучи да издаде барање како што е наведено во став 5(б), ОЕПС ги изготвува потребните аранжмани со другите оператори на електропреносните системи и ги поднесува за одобрување до Регулаторната комисија за енергетика најдоцна во рок од шест месеци од денот на барањето. ОЕПС е должен да ги примени договорените најдоцна шест месеци од одобрувањето од страна на Регулаторната комисија за енергетика. По барање на ОЕПС, Регулаторната комисија за енергетика може да го продолжи рокот на примена за најмногу шест месеци.

7. Доколку Регулаторната комисија за енергетика одлучи дека ОЕПС не издава долгорочни права за пренос или дека други долгорочни меѓузонски производи за хеџирање се достапни од соодветните ОЕПС, членовите 16, 28, 29, од 31 до 57, 59 и 61 не се применуваат за ОЕПС на границите на зоните на наддавање.

8. По заедничко барање на ОЕПС на границата на зоната на наддавање или по сопствена иницијатива, а најмалку еднаш на секои четири години, надлежните регулаторни органи на границата на зоната на наддавање ќе вршат процена согласно ставовите од 3 до 5, во соработка со ECRB, и во мера во која се засегнати држави членки на Европската унија, ACER.

### Член 31

#### Регионален концепт на долгорочните права за пренос

1. Долгорочниот меѓузонски капацитет им се распределува на учесниците на пазарот преку платформата

за распределба во форма на физички права за пренос согласно начелото UIOSI („искористи или продади“) или во форма на ФПП – финансиски права на пренос – опции или ФПП финансиски права на пренос – обврски.

2. ОЕПС кога издава долгорочни права за пренос е должен на учесниците на пазарот да понуди долгорочен меѓузонски капацитет, преку единствената платформа за распределба, најмалку годишни и месечни временски периоди. Сите ОЕПС во секој регион за пресметка на капацитет може заеднички да предложат да понудат долгорочен меѓузонски капацитет во дополнителни временски периоди.

3. ОЕПС-ите во секој регион за пресметка на капацитет каде што постојат долгорочни права за пренос заеднички изготвуваат предлог за регионален концепт на долгорочни права за пренос што ќе се издаваат на секоја граница на зоната на наддавање во регионот за пресметка на капацитет.

Најдоцна шест месеци по координираните одлуки на регулаторните тела на границата на зоната на наддавање за воведување на долгорочни права за пренос согласно член 30(2), ОЕПС на засегнатиот регион за пресметка на капацитет, заеднички изготвуваат предлог за регионален концепт на долгорочни права за пренос што ќе се издадат на секоја граница на зоната на наддавање во засегнатиот регион за пресметка на капацитет.

Регулаторните органи на Договорните страни и земјите членки во кои постојниот регионален концепт на долгорочни права за пренос е дел од аранжман за прекугранично редиспечирање на ОЕПС, со цел да се обезбеди дека работењето останува во границите на оперативната сигурност, може да одлучат да ги задржат физичките долгорочни права за пренос на границите на нивните зони на наддавање.

4. Предлозите наведени во став 3 вклучуваат временски распоред за спроведување и најмалку опис на следните ставки наведени во правилата за распределба:

(а) вид на долгорочни права за пренос;

(б) временски периоди за долгорочна распределба на капацитет;

(в) форма на производ (основно оптоварување, врвно оптоварување, оптоварување надвор од врвното оптоварување);

(г) граници на опфатените зони на наддавање.

5. Предлозите подлежат на консултации во согласност со член 6. За да се издадат предложените долгорочни права за пренос, секој ОЕПС соодветно го разгледува резултатот од консултациите.

6. Не е дозволена распределба на физички права за пренос и ФПП – опции паралелно на истата граница на зоната на наддавање. Не е дозволена распределба на физички права за пренос и ФПП – обврски паралелно на истата граница на зоната на наддавање.

7. Преглед на долгорочните права за пренос понудени на границата на зоната на наддавање може да се започне со:

(а) сите регулаторни органи на границата на зоната на наддавање, по сопствена иницијатива; или

(б) сите регулаторни органи на границата на зоната на наддавање врз основа на препорака од ECRB, и во мера во која се засегнати држави членки на Европската унија, ACER или врз основа на заедничко барање од сите ОЕПС на засегнатата граница на зоната на наддавање.

8. Сите ОЕПС во секој регион за пресметка на капацитет се одговорни за спроведување на прегледот како што е предвидено во став 9.

9. Секој ОЕПС вклучен во прегледот на долгорочните права за пренос:

(а) ги проценува понудените долгорочни права за пренос земајќи ги предвид карактеристиките во став 4;

(б) доколку се смета за потребно, предложува алтернативни долгорочни права за пренос, земајќи го предвид резултатот од процената во потточка (а);

(в) спроведува консултации во согласност со член 6 во врска со:

(i) резултатите од процената на понудените долгорочни права за пренос;

(ii) доколку е применливо, предлогот за алтернативни долгорочни права за пренос.

10. По консултациите наведена во став 9(в) и во рок од три месеци од донесувањето на одлуката за започнување на преглед, ОЕПС од засегнатиот регион за пресметка на капацитет заеднички поднесуваат предлог до надлежните регулаторни органи за задржување или измена на видот на долгорочните права за пренос.

#### Член 32

##### Физички права за пренос

1. Секој носител на физичко право за пренос има право да ги номинира сите или дел од своите физички права за пренос согласно член 36 од овие правила.

2. Доколку носителите на физички права за пренос не поднесат номинација до крајниот рок наведен во правилата за номинација, тие имаат право на надомест во согласност со член 35 од овие правила.

#### Член 33

##### Финансиски права за пренос – опции

1. Носителите на ФПП – опции имаат право да добијат надомест во согласност со член 35 од овие правила.

2. Спроведувањето на ФПП – опциите зависи од примената на поврзување на пазарните цени ден однапред во согласност со членовите од 38 до 50 од Регулативата (ЕУ) 2015/1222, како што е адаптирана и донесена со Одлука на Министерскиот совет 2022/03/МС-ЕнС.

#### Член 34

##### Финансиски права за пренос – обврски

1. Носителите на ФПП – обврски имаат право да добијат или се обврзани да платат финансиски надомест согласно член 35 од овие правила.

2. Спроведувањето на ФПП – обврските зависи од примената на поврзување на пазарните цени ден однапред согласно членовите од 38 до 50 од Регулативата (ЕУ) 2015/1222, како што е адаптирана и донесена со Одлука на Министерскиот совет 2022/03/МС-ЕнС.

#### Член 35

##### Начела за надоместот за долгорочни права за пренос

1. Надлежните ОЕПС кои ја вршат распределбата на права за пренос на границата на зоната на наддавање преку единствената платформа за распределба ги надоместуваат носителите на долгорочните права за пренос во случај разликата во цената да е позитивна во насока на долгорочните права за пренос.

2. Носителите на ФПП – обврски ги надоместуваат релевантните ОЕПС преку единствената платформа за распределба која доделува права за пренос на границата на зоната на наддавање во случај разликата во цената да е негативна во насока на ФПП – обврските.

3. Надоместот за долгорочни права за пренос во ставовите 1 и 2 е во согласност со следните начела:

(а) кога меѓузонски капацитет се распределува преку имплицитна распределба или друг метод што произлегува од резервна ситуација во временската рамка ден однапред, надоместот за долгорочните права за пренос е еднаков на разликата меѓу пазарните цени;

(б) кога меѓузонски капацитет се распределува преку експлицитна аукција во временската рамка ден однапред, надоместот за долгорочните права за пренос е еднаков на клириншката цена на дневната аукција.

4. Доколку ограничувањата за распределба на интерконективните водови помеѓу зоните на наддавање се вклучени во процесот на распределба на капацитет ден однапред во согласност со член 23(3) од Регулативата (ЕУ) 2015/1222, како што е адаптирана и донесена со Одлука на Министерскиот совет 2022/03/МС-ЕнС, тие може да се земат предвид при пресметката на надоместот за долгорочните права за пренос согласно став 3.

#### Оддел 3

##### Постапки за номинација за физички права за пренос

#### Член 36

##### Општи одредби за номинацијата на физички права за пренос

1. Кога ОЕПС издава и применува физички права за пренос на границите на зоните на наддавање, треба да им овозможи на носителите на физички права за пренос и/или на нивните договорни страни да ги номинираат нивните распореди за размена на електрична енергија. Носителите на физички права за пренос може да овластат квалификувани трети страни да ги номинираат нивните распореди за размена на електрична енергија во нивно име во согласност со правилата за номинација во согласност со став 3 на овој член.

2. Најдоцна 12 месеци по влегувањето во сила на овие правила, ОЕПС кои издаваат физички права за пренос на границата на зоната на наддавање поднесуваат до надлежните регулаторни органи предлог за правила за номинација за распореди за размена на електрична енергија помеѓу зоните на наддавање. Предлогот подлежи на консултации во согласност со член 6. Правилата за номинација ги содржат најмалку следните информации:

(а) правото на носителот на физички права за пренос да номинира распореди за размена на електрична енергија;

(б) минималните технички барања за номинација;

(в) описот на процесот на номинација;

(г) роковите за номинација;

(д) форматот на номинацијата и комуникацијата.

3. Сите ОЕПС постепено ги усогласуваат правилата за номинација на сите граници на зоните на наддавање на кои се применуваат физички права за пренос.

4. Носителите на физички права за пренос, нивните договорни страни, кога е применливо, или овластена трета страна што дејствува во нивно име, ги номинираат сите или дел од нивните физички права за пренос помеѓу зоните на наддавање во согласност со правилата за номинација.

5. Доколку ограничувањата за распределба на интерконективните водови помеѓу зоните на наддавање се вклучени во процесот на распределба на капацитет ден однапред во согласност со член 23(3) од Регулативата (ЕУ) 2015/1222, како што е адаптирана и донесена со Одлука на Министерскиот совет 2022/03/МС-ЕнС, тие се земаат предвид во предлогот за правилата за номинација наведени во став 2.

#### Оддел 4

##### Процеси и спроведување

#### Член 37

##### Услови за учество во долгорочната распределба на капацитет

1. Учесниците на пазарот се регистрираат во единствената платформа за распределба во согласност со член 48 од овие правила и ги исполнуваат сите услови

за квалификација според усогласените правила за распределба пред да добијат право да учествуваат на аукциите или да ги пренесат нивните долгорочни права за пренос. Условите за квалификација се во согласност со начелата на недискриминација и транспарентност.

2. По барање за регистрација од учесник на пазарот, единствената платформа за распределба го известува учесникот на пазарот дали ги исполнува сите услови за квалификација и дали има право да учествува на аукциите или да ги пренесе своите долгорочни права за пренос од определен датум.

3. Учесниците на пазарот целосно ги почитуваат усогласените правила за распределба. Тие ги ажурираат сите информации поврзани со нивното учество и без одлагање ја известуваат единствената платформа за распределба за какви било промени на овие информации.

4. Единствената платформа за распределба има право да го суспендира или повлече правото на учесник на пазарот да учествува на аукциите или да ги пренесе своите долгорочни права за пренос по прекршување на своите договорни обврски според усогласените правила за распределба.

5. Суспендирањето или повлекувањето на правото на учесникот на пазарот да учествува на аукциите или да го пренесе своето долгорочно право за пренос согласно усогласените правила за распределба не го ослободува учесникот на пазарот или единствената платформа за распределба од нивните обврски што произлегуваат од долгорочните права за пренос распределени и платени пред суспендирањето или повлекувањето.

#### Член 38

##### Доставување на влезни податоци до единствената платформа за распределба

Секој ОЕПС обезбедува дека валидирана поделба на долгорочен меѓузонски капацитет е доставена до единствената платформа за распределба пред објавувањето на спецификациите за аукцијата во согласност со член 39.

#### Член 39

##### Спроведување на долгорочната распределба на капацитет

1. Најдоцна до времето наведено во усогласените правила за распределба за секоја долгорочна распределба на капацитет, на единствената платформа за распределба се дефинираат и објавуваат спецификациите за аукцијата што ги содржат најмалку следните информации:

(а) датум и време на отворање и затворање на аукцијата;

(б) валидирана поделба на долгорочен меѓузонски капацитет и вид на долгорочните права за пренос што ќе бидат понудени на аукцијата;

(в) формат на понудите;

(г) датум и време на објавување на резултатите од аукцијата;

(д) периодот во кој може да се оспорат резултатите од аукцијата.

2. Објавениот долгорочен меѓузонски капацитет не се менува во периодот пред затворањето на аукцијата. Усогласените правила за распределба го наведуваат тој период.

3. Секој учесник на пазарот ги поднесува своите понуди до единствената платформа за распределба пред времето на отворање на аукцијата и во согласност со условите утврдени во спецификациите за аукцијата.

4. Единствената платформа за распределба ја обезбедува доверливоста на поднесените понуди.

#### Член 40

##### Определување на цените на долгорочните права за пренос

Цената на долгорочните права за пренос за секоја граница на зоната на наддавање, насока на користење и пазарниот временски интервал се определува врз основа на начелото на маргинална цена и се изразува во евра по мегават. Во случај кога побарувачката за долгорочен меѓузонски капацитет за граница на зоната на наддавање, насока на користење и пазарниот временски интервал е помала или еднаква на понудениот долгорочен меѓузонски капацитет, тогаш цената ќе биде нула.

#### Член 41

##### Финансиски барања и порамнување

1. Единствената платформа за распределба обезбедува постапки за фактурирање или самофактурирање за порамнување на нето-обврски или нето-побарувања што произлегуваат од распределбата на долгорочни права за пренос, враќањето на долгорочни права за пренос и надоместот за долгорочни права за пренос. Усогласените правила за распределба ги утврдуваат тие постапки.

2. За да учествува на аукциите, учесникот на пазарот е должен да има доволно повратна гаранција за да ги обезбеди понудите и распределените долгорочни права за пренос во согласност со условите утврдени во усогласените правила за распределба.

#### Член 42

##### Утврдување на резервни постапки

1. Во случај долгорочната распределба на капацитет да не може да даде резултати, се спроведува одложување на долгорочната распределба на капацитет како стандардна (основна) резервна постапка е

2. Сите ОЕПС во секој регион за пресметка на капацитет имаат право да спроведат алтернативни координирани резервни решенија. Во такви случаи, сите ОЕПС во секој регион за пресметка на капацитет изготвуваат координиран предлог за сигурни резервни постапки.

#### Член 43

##### Враќање на долгорочни права за пренос

1. Носителите на долгорочни права за пренос може да ги вратат нивните долгорочни права за пренос на соодветните ОЕПС преку единствената платформа за распределба за последователна долгорочна распределба на капацитет.

2. Носителите на долгорочни права за пренос кои се подготвени да ги вратат нивните долгорочни права за пренос за последователна долгорочна распределба на капацитет, го известуваат тоа, директно или индиректно преку трета страна, до единствената платформа за распределба како што е утврдено во усогласените правила за распределба.

3. Носителите на долгорочни права за пренос кои ги враќаат своите долгорочни права за пренос се надоместуваат, директно или индиректно преку трета страна, од надлежните ОЕПС преку единствената платформа за распределба согласно членот 48 од овие правила. Таквиот надомест е еднаков на цената којашто е постигната на аукцијата на која се прераспределуваат долгорочните права за пренос.

## Член 44

**Пренос на долгорочни права за пренос**

1. Носителите на долгорочни права за пренос имаат право да ги пренесат сите или дел од нивните долгорочни права за пренос на други учесници на пазарот во согласност со усогласените правила за распределба.

2. Правилата за прифатливост и списокот на учесници на пазарот регистрирани во единствената платформа за распределба и кои се квалификувани за пренос на долгорочните права за пренос се објавуваат на единствената платформа за распределба.

3. Носителите на долгорочни права за пренос го извествуваат преносот на долгорочните права за пренос, директно или индиректно преку трета страна, до единствената платформа за распределба во согласност со усогласените правила за распределба.

4. Учесниците на пазарот кои ги стекнуваат тие долгорочни права за пренос, во согласност со усогласените правила за распределба, директно или индиректно преку трета страна го потврдуваат известувањето испратено од претходниот носител на долгорочни права за пренос до единствената платформа за распределба.

## Член 45

**Доставување на резултатите**

1. Единствената платформа за распределба согласно членот 48 од овие правила ги известува ОЕПС одговорни за границата на зоната на наддавање со која се поврзани долгорочните права за пренос, учесниците на пазарот и носителите на долгорочни права за пренос за резултатот од долгорочната распределба на капацитет во временската рамка предвидена во спецификациите за аукцијата.

2. Единствената платформа за распределба ги информира учесниците на пазарот за статусот на извршување и клириншките цени на нивните понуди.

## Член 46

**Започнување на резервните постапки**

1. Во случај единствената платформа за распределба да не е во можност да ги достави спецификациите за аукцијата во согласност со член 39 од овие правила или дел или сите резултати од долгорочната распределба на капацитет во временската рамка наведена во усогласените правила за распределба, ОЕПС одговорни на границата на зоната на наддавање ги спроведуваат резервните постапки утврдени согласно член 42 од овие правила.

2. Штом се утврди дека не се доставени ставките наведени во став 1, единствената платформа за распределба ги известува ОЕПС одговорни на границата на зоната на наддавање. Единствената платформа за распределба ги известува учесниците на пазарот дека може да се применат резервните постапки.

## Член 47

**Објавување на пазарни информации**

1. На единствената платформа за распределба се објавуваат најмалку следните информации за секоја граница на зоната на наддавање и насока на користење:

(а) спецификации за аукцијата во согласност со член 39 од овие правила;

(б) индикативен календар на аукции во кој се наведува видот на долгорочните права за пренос што ќе се понудат и датумите кога тие долгорочни права за пренос ќе им бидат понудени на учесниците на пазарот;

(в) резултати од долгорочната распределба на капацитет во согласност со член 29 од овие правила;

(г) број на учесници на пазарот на секоја аукција;

(д) список на квалификувани учесници на пазарот за пренос на долгорочни права за пренос;

(е) детали за контакт за единствената платформа за распределба.

2. Надлежните ОЕПС ги објавуваат, преку единствената платформа за распределба, потребните информации наведени во став 1 во согласност со временската рамка утврдена во спецификациите за аукцијата и во Регулативата (ЕУ) бр. 543/2013, како што е адаптирана и донесена со Одлука на Министерскиот совет 2015/01/МС-ЕнС.

3. Единствената платформа за распределба е долже-на да обезбеди информациите од став 1 на овој член да бидат доставни за за период од најмалку пет години.

## ПОГЛАВЈЕ 4

**Регионална платформа за распределба**

## Член 48

**Воспоставување**

1. Сите ОЕПС од Договорните страни обезбедуваат дека регионалната платформа за распределба е функционална и ги исполнува функционалните барања наведени во член 49 во рок од 12 месеци по одобрувањето на предлогот за заеднички збир на барања и за воспоставување на регионалната платформа за распределба. Надлежните регулаторни органи може да го продолжат овој период на барање од надлежните ОЕПС поради доцнења поврзани со постапките за јавни набавки за период не подолг од 6 месеци.

2. Долгорочната распределба на капацитет на интерконективни водови со еднонасочна струја се врши на регионалната платформа за распределба најдоцна 24 месеци по одобрувањето како што е наведено во став 1.

3. Регионалната платформа за распределба ќе биде отворена за учество на ОЕПС од држави членки на Европската унија и трети земји.

4. За интерконекции помеѓу Договорни страни и држави членки на Унијата, соодветните ОЕПС најдоцна до рокот за отпочнување со примена на овие правила ќе склучат билатерален договор со кој ќе се утврди дали распределбата на долгорочниот капацитет за релевантната интерконекција ќе се врши преку регионалната платформа за распределба воспоставена согласно овој член или преку единствената платформа за распределба воспоставена согласно член 48 од Регулативата (ЕУ) 2016/1719.

5. Регионалната платформа за распределба ќе ги извршува своите задачи во тесна соработка со единствената платформа воспоставена согласно член 48 од Регулативата (ЕУ) 2016/1719 и ќе ги усогласи своите оперативни правила и правилата за распределба со оние што ги применува таа единствена платформа. За таа цел, платформите можат да склучуваат административни договори за соработка.

6. Доколку ОЕПС на Договорна страна и држава членка на Унијата не склучат договор од став (4), задачите на регионалната платформа за распределба кои се однесуваат на интерконекцијата помеѓу таа Договорна страна и држава членка ќе бидат интегрирани во единствената платформа за распределба воспоставена согласно член 48 од Регулативата (ЕУ) 2016/1719, во рок од 18 месеци по истекот на рокот за отпочнување со примена на овие правила.

#### Член 49 Функционални барања

1. Во рок од шест месеци по влегувањето во сила на оваа регулатива, сите ОЕПС поднесуваат до сите регулаторни органи заеднички предлог за збир на барања за регионална платформа за распределба која ги опслужува ОЕПС на Договорните страни. Во предлогот се наведени различни опции за воспоставување и управување со регионалната платформа за распределба, вклучително и нејзиното воспоставување од ОЕПС или од трети страни во нивно име. Предлогот од ОЕПС ги опфаќа општите задачи на регионалната платформа за распределба предвидени во член 50 и барањата за надоместок на трошоците во согласност со член 59.

2. Функционалните барања за единствената платформа за распределба ги вклучуваат најмалку:

(а) очекуваните граници на зоните на наддавање што треба да се опфатат;

(б) техничката достапност и сигурност на обезбедените услуги;

(в) оперативните процеси;

(г) производите што ќе се понудат;

(д) временските периоди за долгорочната распределба на капацитет;

(е) методите и алгоритмите за распределба;

(ж) начелата на финансиско порамнување и управување со ризици на распределените производи;

(з) усогласена договорна рамка со учесниците на пазарот;

(и) интерфејсите за пренос на податоци.

#### Член 50 Општи задачи

ОЕПС ја користи единствената платформа за распределба за:

(а) регистрација на учесниците на пазарот;

(б) обезбедување единствена точка за контакт со учесниците на пазарот;

(в) спроведување на постапки за аукција;

(г) финансиско порамнување на распределените долгорочни права за пренос со учесниците на пазарот, вклучително и управување со колатералите;

(д) соработка со клириншка куќа, доколку тоа го бараат заедничките правила за спроведување на ФПП – обврски согласно член 34;

(е) организирање на резервна постапка согласно членовите 42 и 46;

(ж) овозможување на враќање на долгорочни права за пренос согласно член 43;

(з) олеснување на преносот на долгорочни права за пренос согласно член 44;

(и) објавување на пазарни информации согласно член 47;

(о) обезбедување и работење со интерфејси за размена на податоци со учесниците на пазарот.

#### ПОГЛАВЈЕ 5

#### Усогласени (хармонизирани) правила за распределба

##### Член 51

Воведување на усогласени (хармонизирани) правила за распределба

1. Во рок од шест месеци по отпочнување со примена на овие правила, сите ОЕПС заеднички ги применуваат усогласените (хармонизирани) правила за распределба на долгорочните права за пренос согласно член 52 став (2) од Регулативата (ЕУ) 2016/1719.

2. Откако регионалните барања ќе влезат во сила, тие ќе имаат предност над општите барања дефинирани во усогласените правила за распределба. Во случај општите барања на усогласените правила за распределба да се изменат и поднесат до сите регулаторни органи за одобрение, регионалните барања исто така се поднесуваат до регулаторните органи на засегнатиот регион за пресметка на капацитет за одобрение.

##### Член 52

#### Барања за усогласените (хармонизирани) правила за распределба

Освен за интерконекции со трети земји, хармонизираните правила за распределба за долгорочни преносни права не смеат да отстапуваат од член 52(3) од Регулативата (ЕУ) 2015/1222.

#### ПОГЛАВЈЕ 6

#### Гаранција на распределен меѓузонски капацитет

##### Член 53

#### Општи одредби за гаранција

1. Сите ОЕПС имаат право да ги ограничат долгорочните права за пренос за да се осигурат дека работењето останува во границите на оперативната сигурност пред крајниот рок за гаранција на преносот ден однапред. Доколку ОЕПС ги ограничат долгорочните права за пренос, тие известуваат за тоа до соодветните регулаторни органи и исто така ги објавуваат фактичките причини што довеле до ограничувањето.

2. Засегнатите ОЕПС на границата на зоната на наддавање каде што долгорочните права за пренос биле ограничени ги надоместуваат носителите на ограничените долгорочни права за пренос со разликата меѓу пазарните цени.

##### Член 54

#### Дефиниција на горни граници

1. Засегнатите ОЕПС на границата на зоната на наддавање може да предложат горна граница на вкупниот надоместок што треба да им се исплати на сите носители на ограничени долгорочни права за пренос во релевантната календарска година или релевантниот календарски месец во случај на интерконективни водови со еднонасочна струја.

2. Горната граница не е пониска од вкупниот износ на приход од загушување собран од засегнатите ОЕПС на границата на зоната на наддавање во релевантната календарска година. Во случај на интерконективни водови со еднонасочна струја, ОЕПС можат да предложат ограничување кое не е пониско од вкупниот приход од загушување собран од засегнатите ОЕПС на границата на зоната на наддавање во релевантниот календарски месец.

3. Во случај на неколку интерконективни водови управувани од различни ОЕПС на истата граница на зоната на наддавање и кои подлежат на различни регулаторни режими надгледувани од регулаторните органи, вкупниот приход од загушување што се користи за пресметка на горна граница на надоместокот согласно став 2 може да се одвои помеѓу секој интерконективен вод. Таквата поделба ја предложуваат засегнатите ОЕПС и ја одобруваат надлежните регулаторни органи.

##### Член 55

#### Правила за надоместок

Доколку ОЕПС предложуваат примена на горна граница наведена во член 52, тие заеднички предложуваат збир на правила за надоместок во однос на применетата горна граница.

## Член 56

**Гаранција во случај на виша сила**

1. Во случај на виша сила, ОЕПС може да ги ограничи долгорочните права за пренос. Таквото ограничување се презема на координиран начин, во соработка со сите ОЕПС кои се директно засегнати.

2. ОЕПС кој се повикува на виша сила објавува известување во кое ја опишува природата на вишата сила и нејзиното веројатно времетраење.

3. Во случај на ограничување поради виша сила, засегнатите носители на долгорочни права за пренос добиваат надоместок за периодот на таа виша сила од ОЕПС кој се повикал на виша сила. Во овој случај, надоместокот е еднаков на износот првично платен за засегнатото долгорочно право за пренос за време на процесот на долгорочна распределба.

4. ОЕПС кој се повикува на виша сила вложува максимални напори за да ги ограничи последиците и времетраењето на вишата сила.

5. Доколку Договорна страна или земја членка го предвидела тоа, на барање на засегнатиот ОЕПС, националниот регулаторен орган оценува дали некој настан се квалификува како виша сила.

## ПОГЛАВЈЕ 7

**Распределба на приходот од загушување**

## Член 57

**Методологија за распределба на приходот од загушување**

1. Во рок од шест месеци по одобрението на методологијата за распределба на приходот од загушување наведена во член 9(6) од Регулативата (ЕУ) 2015/1222, сите ОЕПС заеднички изготвуваат предлог за методологија за распределба на приходот од загушување од долгорочната распределба на капацитет.

2. При изготвувањето на методологијата наведена во став 1, ОЕПС ја земаат предвид методологијата за распределба на приходот од загушување изготвена во согласност со член 73 од Регулативата (ЕУ) 2015/1222.

3. При изготвувањето на методологијата за распределба на приходот од загушување од долгорочната распределба на капацитет, се применуваат барањата утврдени во член 73 од Регулативата (ЕУ) 2015/1222.

## ПОГЛАВЈЕ 8

**Надоместок на трошоци**

## Член 58

**Општи одредби за надоместок на трошоците**

1. Трошоците настанати од ОЕПС што произлегуваат врз основа на обврските од овие правила ги проценува Регулаторната комисија за енергетика.

2. Трошоците проценети како разумни, ефикасни и пропорционални се надоместуваат навремено преку тарифата за пренос на електрична енергија или преку други соодветни механизми утврдени од Регулаторната комисија за енергетика.

3. На барање на Регулаторната комисија за енергетика ОЕПС е должен ги достави информациите потребни за проценката на настанатите трошоци во рок од три месеци од приемот на барањето.

## Член 59

**Трошоци за воспоставувањето, развојот и работењето на единствената платформа за распределба**

Сите ОЕПС кои издаваат долгорочни права за пренос на единствената платформа за распределба заеднички ги сносат трошоците поврзани со воспоставувањето и работењето на единствената платформа за распределба. Во рок од шест месеци по отпочнување на примена на на овие правила, сите ОЕПС предложуваат методологија за распределба на овие трошоци, која треба да биде разумна, ефикасна и пропорционална, на пример врз основа на начела слични на оние предвидени во член 80 од Регулативата (ЕУ) бр. 2015/1222, како што е адаптирана и донесена со Одлука на Министерскиот совет 2022/03/МС-ЕнС.

## Член 60

**Трошоци за воспоставувањето и спроведувањето на процесот на координирана пресметка на капацитет**

1. Секој ОЕПС поединечно ги сноси трошоците поврзани со обезбедувањето на влезни податоци за пресметката на капацитет.

2. Сите ОЕПС заеднички ги сносат трошоците поврзани со воспоставувањето и работењето на спојувањето на поединечните мрежни модели.

3. Сите ОЕПС во секој регион за пресметка на капацитет ги сносат трошоците за воспоставувањето и работењето на координираните пресметувачи на капацитет.

## Член 61

**Трошоци за обезбедување на гаранција и надомест за долгорочни права за пренос**

1. Трошоците за обезбедување на гаранција ги вклучуваат трошоците настанати од механизми за компензација поврзани со обезбедување на гаранција на меѓузонски капацитет, како и трошоците за редиспечирање, контратргување и балансно отстапување поврзани со надоместувањето на учесниците на пазарот и ги сносат ОЕПС, до степен до кој е можно во согласност со член 16(6)(а) од Регулативата (ЕЗ) бр. 714/2009, како што е адаптирана и донесена со Одлука на Министерскиот совет 2011/02/МС-ЕнС.

2. При утврдување или одобрение на тарифи за пренос или друг соодветен механизам во согласност со член 37(1)(а) од Директивата 2009/72/ЕЗ, како што е адаптирана и донесена со Одлука на Министерскиот совет 2011/02/МС-ЕнС и имајќи го предвид член 14(1) од Регулативата (ЕЗ) бр. 714/2009, како што е адаптирана и донесена со Одлука на Министерскиот совет 2011/02/МС-ЕнС регулаторните органи ги сметаат плаќањата за надоместок како подобни трошоци, под услов тие да се разумни, ефикасни и пропорционални.

## ГЛАВА III

**ДЕЛЕГИРАЊЕ НА ЗАДАЧИ И СЛЕДЕЊЕ**

## Член 62

**Делегирање на задачи**

1. ОЕПС може да делегира цела или дел од активностите што му е доделена согласно овие правила на една или повеќе трети страни во случај третата страна да може да ја извршува соодветната функција најмалку исто толку ефективно како и ОЕПС што делегира. ОЕПС што делегира останува одговорен за обезбедување усогласеност со обврските согласно овие правила, вклучително и обезбедување пристап до информациите потребни за следење од страна на Регулаторната комисија за енергетика.

2. Пред делегирањето, третата страна мора да му докаже на ОЕПС дека е способна да ги да ги исполни сите обврски кои се предмет на пренос согласно овие правила.

3. Во случај кога целата или дел од активностите на ОЕПС коишто му се доделени на трета страна согласно овие правила, ОЕПС е должен со третата страна да склучи соодветен договор за доверливост во согласност со обврските за доверливост.

#### Член 63 Следење

1. Секретаријатот на Енергетската заедница го следи спроведувањето на долгорочната распределба на капацитет и воспоставувањето на единствена платформа за распределба во согласност со оваа Регулатива. Следењето особено ги опфаќа следните прашања:

(а) напредокот и потенцијалните проблеми со спроведувањето на долгорочната распределба на капацитет, вклучително и праведен и транспарентен пристап за учесниците на пазарот до долгорочните права за пренос;

(б) ефективностата на методологиите за поделба на долгорочен меѓузонски капацитет во согласност со член 16;

(в) извештајот за пресметка и распределба на капацитет во согласност со член 26;

(г) ефективностата на спроведувањето на долгорочната распределба на капацитет и работењето на единствената платформа за распределба.

2. Учесниците на пазарот и другите релевантни организации во врска со долгорочната распределба на капацитет, на заедничко барање на ENTSO-E и ECRB, и во мера во која се засегнати држави членки на Европската унија, и ACER, ги доставуваат до Секретаријатот информациите потребни за следење во согласност со ставот 1, освен информациите што веќе ги добиле регулаторните органи, ECRB или ACER.

### ГЛАВА IV

#### ПРЕОДНИ И ЗАВРШНИ ОДРЕДБИ

##### Член 64 Влегување во сила

1. Овие правила влегуваат во сила осмиот ден од денот на нивното објавување во „Службен весник на Република Северна Македонија“ а ќе се применуваат по истек на една година од денот на нивното влегување во сила.

2. ОЕПС е должен, по нивното донесување, да достави известување за овие правила до Секретаријатот на Енергетската заедница, во согласност со обврските кои произлегуваат од примената на Регулатива (ЕУ) 2016/1719 и релевантните одлуки на Енергетската заедница.

3. До отпочнување со примена на овие правила ќе се применуваат Правилата за доделување на прекугранични преносни капацитети („Службен весник на Република Македонија“ бр. 228/19 и 294/20).

4. Одредбите од членовите 17, 18 и 57 на овие правила ќе се применуваат од денот на пристапувањето на Република Северна Македонија во Европската Унија.

Бр. 09-2606/3  
30 април 2026 година  
Скопје

АД МЕПСО  
Генерален директор,  
Доц. д-р **Бурим Латифи**, с.р.

#### 1427.

Врз основа на член 156 став (2) Законот за енергетика\* („Службен весник на Република Северна Македонија“ бр. 101/25 и 135/25) Управниот одбор на Операторот на електропреносниот систем на Република Северна Македонија Акционерско друштво за пренос на електрична енергија и управување со електроенергетскиот систем во државна сопственост, Скопје, АД МЕПСО Скопје на седница одржана на 30.4.2026, по претходно одобрување на Регулаторната комисија за енергетика, водни услуги и услуги за управување со комунален отпад на Република Северна Македонија, донесе

### П Р А В И Л А ЗА ДОДЕЛУВАЊЕ НА МЕЃУЗОНСКИОТ КАПАЦИТЕТ ЗА КОРИСТЕЊЕ НА КАПАЦИТЕТОТ НА ПАЗАРОТ ДЕН-ОДНАПРЕД, ПАЗАРОТ ВО ТЕКОВНИОТ ДЕН И ЗА ЦЕЛИТЕ НА ПРЕКУГРАНИЧНОТО БАЛАНСИРАЊЕ<sup>1</sup>

#### ГЛАВА I – ОПШТИ ОДРЕДБИ

##### Член 1

1. Со овие правила се уредуваат постапките за доделување на меѓузонски капацитет за да се овозможи користење на капацитетот на пазарот ден однапред, пазарот во тековниот ден и за целите на прекуграничното балансирање при што особено се земаат предвид:

(а) карактеристиките на пазарот ден-однапред, пазарот во тековниот ден и пазарот за балансна енергија;

(б) оперативните услови во електроенергетскиот систем и последиците при порамнување на потврдените распореди и усогласеноста на процентните вредности доделени на различни временски рамки и временските рамки усвоени за различните механизми за доделување на меѓузонски капацитети кои се веќе воспоставени.

2. Целта на овие правила се:

(а) промовирање на ефективна конкуренција во производството, трговијата и снабдувањето со електрична енергија;

(б) обезбедување оптимално користење на преносната инфраструктура;

(в) обезбедување оперативна безбедност;

(г) оптимизирање на пресметката и распределбата на меѓузонскиот капацитет;

(д) обезбедување фер и недискриминаторски третман на Операторите на преносните системи, НЕМО, Агенцијата за соработка на регулаторите за енергија, Одборот за регулирање на енергетската заедница, регулаторните органи и учесниците на пазарот;

(е) обезбедување и подобрување на транспарентноста и веродостојноста на информациите;

(ж) придонес кон ефикасно долгорочно работење и развој на системот за пренос на електрична енергија

(з) почитување на потребата за фер и уреден пазар и фер и уредно формирање на цените;

(и) создавање еднакви услови за НЕМО и

(ј) обезбедување недискриминаторски пристап до меѓузонскиот капацитет.

#### ГЛАВА I – ГЕНЕРАЛНИ ОДРЕДБИ

##### Член 2

#### Дефиниции

За целите на овие правила, се применуваат дефинициите во Член 3 од Законот за Енергетиката (\*) и пропишите коишто произлегуваат од истиот.

\*1 Со овие Правила се прави усогласување со Регулативата (ЕУ) бр. 2015/1222 на Европската комисија од 24 јули 2015 година за утврдување на насоки за распределба на капацитети и управување со загушувањето (CELEX бр. 31015R1222) согласно Одлуката на Министерскиот совет на Енергетската заедница бр. 2021/13/MC-EnC

Дополнително, ќе се применуваат следните дефиниции:

1. „временски термин за затворање на пазарот при тргување ден-однапред“ значи временскиот момент до кој се прифаќаат понудите на пазарот ден-однапред;

2. „индивидуален мрежен модел“ значи збир на податоци што ги опишуваат карактеристиките на електроенергетскиот систем (производство, оптоварување и мрежна топологија) и придружните правила за промена на овие карактеристики во текот на пресметките за капацитет изготвен од операторот на електропреносниот систем, наменет за спојување со други индивидуални модели на мрежа за да се создаде заеднички мрежен модел;

3. „МЕПСО“ - „Оператор на електропреносен систем“ е друштво кое врши дејност пренос на електрична енергија, управува со електропреносниот систем во Република Северна Македонија и е одговорно за сигурна и стабилна работа на системот, неговото одржување, развојот и поврзувањето со електроенергетските системи на соседните држави;

4. „модул за управување со капацитетот“ значи систем кој содржи навремена информација за расположливиот меѓузонски капацитет заради алокација на меѓузонскиот капацитет во текот на денот.

5. „НЕМО“ - „Номиниран оператор на организиран пазар на електрична енергија“ е оператор на организиран пазар на електрична енергија назначен од Владата на Република Северна Македонија (во натамошниот текст: Владата) во согласност со закон, за извршување на задачите поврзани со спојување на пазарите на електрична енергија ден однапред или во тековниот ден.

6. „ОЕПС“ - Оператор на електропреносен систем е друштво кое врши дејност пренос на електрична енергија, управува со електропреносниот систем во други земји и е одговорно за сигурна и стабилна работа на системот, неговото одржување, развојот и поврзувањето со електроенергетските системи на соседните држави

7. „пазарно време“ значи средноевропско летно сметање на времето или средноевропско време, кое и да е во сила;

8. „пазарен период ден-однапред“ значи период на тргување на пазарот на електрична енергија до моментот на неговото затворање за тргување ден-однапред, во кој за секој трговски интервал, производите се тргуваат еден ден пред испораката;

9. „пазарен период во текот на денот“ значи период на тргување на пазарот на електрична енергија после временскиот термин за отворање и пред временскиот термин за затворање на пазарот за меѓузонско тргување ден-однапред, во кој, за секој трговски интервал, производите се тргуваат пред испораката;

10. Регулаторна комисија за енергетика – Регулаторна комисија за енергетика, водни услуги и услуги за управување со комунален отпад на Република Северна Македонија.

### Член 3

#### Усвојување на услови, прописи и методологии

1. Освен за Член 28 став (1), Член 29, Член 39 став (1), Член 46 и Член 51 став (1) од овие правила, кога МЕПСО со другите ОЕПС кои одлучуваат за предлозите за условите, прописите и методологиите усвоени од страна на Агенцијата за соработка на регулаторите за енергетика и Регулаторната комисија за енергетика и во согласност со Член 144 став (1) од Законот за енергетиката(\*) на кој пропис не се во можност да постигнат договор и кога засегнатите региони се составени од повеќе од три Договорни страни на енергетската заедница и/или држави членки на Европската Унија, истите можат да одлучуваат со двотретинско мнозинство гласови.

МЕПСО заедно со другите ОЕПС кои одлучуваат за предлозите за условите, прописите и методологиите наведени во Член 144 став (1) од Законот за енергетика(\*) во однос на регионите составени од минимум три Договорни страни на енергетската заедница и/или земјичленки на Европската Унија или помалку, одлучуваат со консензус.

За одлуките на МЕПСО и другите ОЕПС за предлози за условите, прописите и методологиите наведени во Член 144 став (1) од Законот за енергетика, се доделува еден глас по договорна страна на Енергетската заедница или по земја-членка на Европската Унија. Доколку има повеќе од еден ОЕПС на територијата на договорна страна на Енергетската заедница или земја-членка на Европската Унија, земјата-членка на Европската унија ги распределува овластувањата за гласање меѓу ОЕПС.

НЕМО кои одлучуваат за предлозите за условите, прописите и методологиите наведени во Член 144 став (1) од Законот за енергетика(\*), одлучуваат со консензус.

## ГЛАВА II – БАРАЊА ЗА УСЛОВИ, ПРОПИСИ И МЕТОДОЛОГИИ ВО ВРСКА СО ДОДЕЛУВАЊЕТО НА КАПАЦИТЕТИТЕ И УПРАВУВАЊЕТО СО ЗАГУШУВАЊАТА

### ПОГЛАВЈЕ I – ПРЕСМЕТКА НА КАПАЦИТЕТ

#### Дел 1: Општи барања

#### Член 4

#### Периоди на пресметување на капацитет

1. МЕПСО во соработка со другите ОЕПС го пресметува меѓузонскиот капацитет најмалку за следните временски периоди:

(а) ден-однапред, за пазарот за тргување ден-однапред и

(б) во тековниот ден, за пазарот за тргување во тековниот ден;

2. За временскиот период за тргување ден-однапред се пресметуваат индивидуални вредности за меѓузонскиот капацитет за секој временски период ден-однапред. За временскиот период за тргување во тековниот ден, се пресметуваат индивидуални вредности за меѓузонскиот капацитет за секој преостанат временски период во тековниот ден.

3. За временскиот период за тргување во тековниот ден, пресметката на капацитетот се заснова на најновите достапни информации. Ажурирањето на информациите за временскиот период нема да започне пред 15:00 часот по пазарно време два дена пред денот на испораката.

4. МЕПСО во соработка со другите ОЕПС во регионот за пресметување на капацитети како што е дефинирано во Член 5 став (1) од овие Правила од што ќе обезбеди дека меѓузонскиот капацитет е повторно пресметан во рамките на временскиот период во тековниот ден врз основа на најновите достапни информации. Зачестеноста на оваа повторна пресметка ќе ја земе предвид ефикасноста и оперативната сигурност.

#### Член 5

#### Региони за пресметување на капацитет

1. Регионите за пресметка на капацитетот и зоните на наднавање за Договорните страни на Енергетската заедница и/или земјите членки на Европската Унија се утврдуваат согласно предлозите доставени од страна на договорни страни на енергетската заедница и/или земјичленки на Европската Унија и истите преку ЕНТСО-Е, се доставуваат до Агенцијата за соработка на регулаторите за енергетика.

2. Агенцијата за соработка на регулаторите за енергетика однесува одлука за утврдување на конфигурација на регионите за пресметка на капацитетот и ги определува границите на зоните на наддавање доделени на ОЕПС од секој регион за пресметка на капацитет и истите директно се применуваат од страна на Договорните страни на Енергетската заедница и земјите-членки на Европската Унија.

## Дел 2: Заеднички мрежен модел

### Член 6

#### Методологија за доставување на податоци за производство и оптоварување

1. Методологијата за доставување на податоци за производство и оптоварување треба да специфицира кои производни единици и потрошувачи треба да обезбедат информации до операторот на електропреносниот систем за целите на пресметка на капацитетот.

2. Во методологијата се определуваат роковите што важат за производните единици и потрошувачите за обезбедување на информациите од став 3 на овој член.

3. За примена на методологијата за обезбедување податоци за производство и оптоварување, МЕПСО треба да ги користи и споделува со другите ОЕПС најмалку следните информации:

(а) информации поврзани со нивните технички карактеристики;

(б) информации поврзани со достапноста на производните единици и потрошувачите;

(в) информации поврзани со распоредите на производните единици;

(г) релевантни достапни информации во врска со тоа како ќе се диспечираат производните единици.

4. Податоците од став 3 ќе се користат исклучиво за потребите за пресметка на капацитети.

5. Најдоцна три месеци по стапувањето во сила на овие правила, МЕПСО ќе објави:

(а) список на субјекти кои се потребни за доставување информации;

(б) список на информациите наведени во став 3 од овој член што треба да се достават; и

(в) рокови за доставување информации.

### Член 7

#### Сценарија

1. МЕПСО во соработка со другите ОЕПС ќе применува заеднички сценарија за секој временски период за пресметка на капацитетот утврдени со овие правила и методологијата за пресметка на меѓузонски капацитети утврдена од ОЕПС-и во регионот на пресметка на капацитети.

2. МЕПСО во соработка со другите ОЕПС ќе ги применуваат заедничките правила за утврдување на нето-позицијата во секоја зона на наддавање и тековите на моќност за секој вод со еднонасочна струја, засновани на најдобрата прогноза за нето-позицијата за секоја зона на наддавање и на најдобрата прогноза за тековите на моќност на секој вод на еднонасочна струја за секое сценарио и ќе го вклучуваат целокупниот баланс помеѓу оптоварувањето и производството, ОЕПС-и во Договорните страни на Енергетската заедница и земјите-членки на Европската Унија, отстранувајќи ја непотребна дискриминација помеѓу внатрешните и меѓузонските размени при дефинирање на сценаријата.

### Член 8

#### Индивидуален мрежен модел

1. За секоја зона на наддавање и за секое сценарио:

(а) МЕПСО во соработка со другите ОЕПС во зоната на наддавање заеднички ќе обезбедат индивидуален мрежен модел што е во согласност со Член 7 став (2) од овие правила; или

(б) МЕПСО ќе обезбеди индивидуален мрежен модел за својата контролна област, вклучувајќи ги и интерконективните водови, под услов збирот на нето позициите во контролната област, вклучително и интерконективните водови, што ја покриваат зоната на наддавање да биде во согласност со Член 7 став (2) од овие правила.

2. Секој индивидуален мрежен модел ќе ја претставува најдобрата можна прогноза за условите на преносниот систем за секое сценарио МЕПСО што го има припремено во моментот кога се изработува индивидуалниот мрежен модел.

3. Индивидуалните мрежни модели ги опфаќаат сите мрежни елементи на преносниот систем што се користат во анализата на регионалната оперативна сигурност за соодветниот временски период.

4. МЕПСО заедно со другите ОЕПС ќе го усогласат до максимален можен степен начинот на кој се изработуваат индивидуалните мрежни модели.

5. МЕПСО ќе ги обезбеди сите потребни податоци во индивидуалниот мрежен модел за да овозможи анализа на тековите на активна и реактивна моќност и напон во стационарна состојба.

6. Онаму каде што е соодветно, и по договор помеѓу МЕПСО и останатите ОЕПС од регионот за пресметка на капацитетот, МЕПСО и сите ОЕПС во тој регион за пресметка на капацитетот ќе разменува податоци меѓу себе за да ги овозможи анализите на напонот и динамичката стабилност.

## Дел 3: Методологија за пресметка на капацитети

### Член 9

#### Воведување на Методологија за пресметување на капацитетот заснована на текови на моќност

1. За временскиот период за тргување ден-однапред и временскиот период за тргување во тековниот ден, пристапот што се користи во методологиите за пресметка на заедничкиот капацитет е пристап заснован на текови на моќност, освен кога е исполнет условот од став 6 од овој член.

2. Најдоцна 6 месеци по воспоставувањето на регион за пресметка на капацитет во согласност со Член 5 став (1) од овие правила, МЕПСО заедно со другите ОЕПС во дефинираниот регион за пресметка на капацитет треба да поднесат предлог до Агенцијата за соработка на регулаторите за енергетика за заедничка координирана методологија за пресметка на капацитет во рамките на соодветниот регион. Предлогот треба да биде предмет на консултации во согласност со Член 140 од Законот за енергетика \*. Предлогот треба да биде усогласен со методологијата за пресметка на капацитет што се применува меѓу земјите-членки во тој регион за пресметка на капацитет.

3. Најдоцна шест месеци откако Договорните страни на Енергетската заедница на Југоисточна Европа кои ќе учествуваат во спојување во единствен пазар на електрична енергија за тргување ден-однапред, операторите на електропреносниот систем од овие договорни страни, заедно со операторите на електропреносниот систем од Хрватска, Романија, Бугарија, Унгарија и Грција, заеднички ќе поднесат предлог за воведување на заедничка методологија за пресметка на капацитетот со користење на пристапот базиран на текови на моќност за временскиот период за тргување ден-однапред и во тековниот ден. Предлогот содржи датум на имплементација на заедничката методологија за пресметка на капацитетот со користење на пристапот заснован на текови на моќност, којшто не може да биде подолг од две

години по учеството на сите договорни страни на Енергетската заедница на Југоисточна Европа во спојување во единствен пазар на електрична енергија за тргување ден-однапред. Операторите на електропреносниот систем од договорните страни кои се граничат со други региони се охрабруваат да се приклучат на иницијативите за имплементација на заедничка методологија за пресметка на капацитетот заснована на текови на моќност со овие региони.

4. Во моментот кога два или повеќе соседни региони за пресметка на капацитетот во иста синхрона област имплементираат методологија за пресметка на капацитетот користејќи го пристапот заснован на текови на моќност за временскиот период утврден од пазарот за тргување ден-однапред и тековниот ден, тие ќе се сметаат како еден регион за оваа цел, и МЕПСО и останатите ОЕПС од овој регион во рок од шест месеци ќе поднесат предлог за примена на заедничка методологија за пресметување на капацитетот користејќи го пристапот заснован на текови на моќност за временскиот период за тргување ден-однапред и во тековниот ден. Предлогот го одредува датумот на воведување на заедничката методологија за пресметување на меѓурегионални капацитети кој не може да биде подолг од 12 месеци по воведувањето на пристапот заснован на текови на моќност во тие региони за методологијата за временскиот период утврден од пазарот за тргување ден-однапред и 18 месеци за методологијата за временскиот период за тргување во тековниот ден. Временските распореди наведени во овој став може да се прилагодат во согласност со став 5.

Двата региони за пресметка на капацитет кои започнале со развој на заедничка методологија за пресметка на капацитет може први да ја имплементираат методологијата пред да се развие заедничка методологија за пресметка на капацитетот со кој било понатамошен регион за пресметка на капацитетот.

5. Доколку предметните оператори на електропреносниот систем можат да докажат дека примената на заеднички методологии засновани на текови на моќност во согласност со ставовите 3 и 4 не би била поефикасна ако се претпостави исто ниво на сигурност во работата на системот, можат заеднички да побараат продолжување на рокот од надлежните регулаторни органи.

6. МЕПСО и другите ОЕПС може заеднички да побараат од надлежните регулаторни органи примена на пристап заснован на координиран нето преносен капацитет во регионите и на границите на зоните на наддавање, доколку релевантните оператори на електропреносниот систем можат да докажат дека примената на методологијата за пресметка на капацитетот користејќи го пристапот заснован на текови на моќност сè уште нема да биде поефикасна во споредба со пристапот заснован на координиран нето преносен капацитет и претпоставувајќи еднакво ниво на сигурност на работата на системот во предметниот регион.

7. Со цел да им се овозможи на учесниците на пазарот да се прилагодат на секоја промена во пристапот за пресметување на капацитетите, МЕПСО и другите ОЕПС ќе го тестираат новиот пристап паралелно со постојниот пристап и ќе ги вклучат учесниците на пазарот најмалку шест месеци пред спроведувањето на предлогот за промена на пристап кон пресметување на капацитетите.

8. МЕПСО и другите ОЕПС на секој регион за пресметка на капацитети кои го применуваат пристапот на текови на моќност ќе воспостават и стават на располагање алатка која им овозможува на учесниците на пазарот да ја проценат интеракцијата помеѓу меѓузонскиот капацитет и размената помеѓу зоните на наддавање.

## Член 10

### Методологија на пресметка на капацитет

1. Предлогот за заедничка методологија за пресметка на капацитети за регионот за пресметка на капацитети утврдена во согласност со Член 9 став (2) од овие правила ги содржи најмалку следните елементи за секој период на пресметка на капацитетите:

(а) Методологија за пресметка на влезните податоци за пресметка на капацитетот, кои ги вклучуваат следните параметри:

i. методологија за определување на границата/маргината на доверливост во согласност со Член 11 од овие правила;

ii. методологии за одредување на оперативните сигурносни граници, врз основ на листа на случајни испади за кои МЕПСО ги утврдил за релевантни и се земаат во пресметката на капацитетот и ограничувањата при алокација што можат да се применат во согласност со Член 12 од овие правила;

iii. методологијата за одредување на методот за промена/поместување на производство во согласност со Член 13 од овие правила;

iv. методологијата за одредување на корективни мерки што треба да се земат предвид при пресметката на капацитетот во согласност со Член 14 од овие правила.

(б) детален опис на пристапот за пресметка на капацитетот, кој го вклучува следново:

i. математички опис на применетиот пристап за пресметка на капацитетот со различни влезни податоци за пресметка на капацитетот;

ii. правила за избегнување на непотребна дискриминација помеѓу внатрешните и меѓузонски размени за да се обезбедат мерки за намалување на загушувањата и можни отстапувања при доделување на капацитетите, одобрени од страна на Регулаторната комисија за енергетика со цел обезбедување на оперативна сигурност.

iii. каде што е соодветно, правила за земање предвид на претходно доделениот меѓузонски капацитет;

iv. правила за прилагодување на тековите на моќност на критичните мрежни елементи или на меѓузонскиот капацитет поради корективни мерки во согласност со Член 14 од овие правила;

v. за пристапот базиран на текови на моќност, математички опис на пресметката на факторите на распределба на тековите моќност (анг. Power transfer distribution factors) и на пресметката на маргините на критичните мрежни елементи;

vi. за пристапот на координиран нето преносен капацитет, правилата за пресметување на меѓузонскиот капацитет, вклучувајќи ги и правилата за ефикасно споделување на можностите за текови на моќност на критичните мрежни елементи меѓу различните граници на зоните на наддавање;

vii. каде што тековите на моќност на критичните мрежни елементи (анг. Critical Network Elements-CNE) се под влијание на меѓузонските размени на моќност во различни региони за пресметка на капацитет, правилата за споделување на можностите за текови на моќност на критичните мрежни елементи меѓу различните региони за пресметка на капацитет со цел да се прилагодат овие текови.

(в) методологија за потврдување на меѓузонскиот капацитет во согласност со Член 15 од овие правила.

2. За временскиот период за пресметка на капацитети при тргување во тековниот ден, методологијата за пресметка на капацитети треба да наведе и на кои временски интервали капацитетот ќе се преоценува во согласност со Член 4 став (4) од овие правила, наведувајќи ги причините за избраната честота.

3. Методологијата за пресметка на капацитетот треба да вклучува резервна постапка во случај кога почетната пресметка на капацитетот не води до очекувани резултати.

4. МЕПСО и другите ОЕПС во секој регион за пресметка на капацитет, колку е можно повеќе, треба да користат усогласени влезни податоци за пресметка на капацитет.

#### Член 11

### Методологија за определување граница/маргина на доверливост (Transmission Reliability Margin TRM)

1. Предлогот за заедничка методологија за пресметка на капацитетите од член 9 став (1) од овие правила вклучува методологија за определување на границата/маргината на доверливост. Методологијата за одредување на границата на доверливост се состои од два чекори:

- МЕПСО во соработка со другите ОЕПС ја проценуваат веројатноста на распределба на отстапувањето помеѓу очекуваните текови на моќност во времето на пресметката на капацитетот и остварените текови во реално време.

- границата на доверливост се пресметува со изведување на вредности од веројатноста на распределба.

2. Со Методологијата за определување на границата/маргината на доверливост од став (1) на овој член се одредуваат принципите за пресметување на веројатноста на распределба на отстапувањата помеѓу очекуваните текови на моќност во моментот на пресметката на капацитетот и остварените текови во реално време и се одредува кои неизвесности треба да се земат предвид при пресметката. За да се утврдат овие неизвесности, методологијата конкретно ги зема предвид:

(а) ненамерни отстапувања на физичките текови на електрична енергија во временскиот период на тргување предизвикани од прилагодување на тековите на електрична енергија во и помеѓу контролните области со цел да се одржи константна фреквенција;

(б) несигурности кои би можеле да влијаат на пресметката на капацитетот и да се појават помеѓу периодот на пресметување на капацитетот и реалното време, за разгледуваниот временски период.

3. Во методологијата за определување на границата на доверливост, МЕПСО во соработка со другите ОЕПС, воспоставуваат и заеднички усогласени принципи за изведување на границата на доверливост од веројатноста на распределба.

4. Врз основа на методологијата усвоена во согласност со став 1 на овој член, МЕПСО и другите ОЕПС ја одредуваат границата на доверливост почитувајќи ги оперативните сигурносни граници земајќи ги предвид неизвесностите помеѓу периодот на пресметување на капацитетот и реалното време, како и корективните мерки достапни по пресметката на капацитетот.

5. За секој период на пресметка на капацитетот, МЕПСО и другите ОЕПС ја одредуваат границата на доверливост за критичните мрежни елементи, во случај кога се применува пристапот заснован на тековите на моќност, и за меѓузонскиот капацитет, во случај кога се применува пристапот заснован на координиран нето преносен капацитет.

#### Член 12

### Методологии за оперативни сигурносни граници, случајни испади и ограничувања при алокација

1. МЕПСО ги применува оперативните сигурносни граници и листата на случајните испади кога ја изработува оперативната сигурносна анализа.

2. Доколку оперативните сигурносни граници и листата на случајни испади што се користат при пресметувањето на капацитетот не се исти како оние што се користат при оперативните сигурносни анализи, МЕПСО во соработка со другите ОЕПС во предлогот за заедничка методологија за пресметка на капацитет го опишуваат конкретниот метод и критериуми кои се користат за одредување на оперативните сигурносни граници и листата на случајни испади кои се користат за пресметка на капацитетот.

3. Доколку МЕПСО во соработка со другите ОЕПС применуваат ограничувања за алокација на капацитети, тие може да се утврдат само со користење на:

(а) ограничувања кои се потребни за одржување на преносниот систем во рамките на оперативните сигурносни граници кои не можат ефикасно да се трансформираат во максимални текови на критичните мрежни елементи; или

(б) ограничувања наменети да го зголемат економскиот вишок при спојување во единствен пазар на електрична енергија за тргување ден-однапред или единствен пазар на електрична енергија за тргување во тековниот ден.

#### Член 13

### Метод на промена/поместување на производство

1. Предлогот за заедничка методологија за пресметка на капацитет од член 9 став (1) од овие правила, содржи предлог за методологија за определување на заеднички метод на промена/поместување на производство за секоја зона на наддавање и секое сценарио изработено во согласност со Член 7 од овие правила.

2. Методот од став (1) на овој член ја претставува најдобрата прогноза за односот на промената на нетопозицијата на зоната на наддавање со одредена промена на производството или оптоварувањето во заедничкиот мрежен модел, земајќи ги предвид информаците од методологијата за обезбедување на податоци за производство и оптоварување.

#### Член 14

### Методологија за корективни мерки при пресметка на капацитет

1. МЕПСО ги определува достапните корективни мерки кои треба да се земат предвид при пресметка на капацитетите во согласност со Мрежните правила за пренос на електрична енергија

2. МЕПСО во соработка со другите ОЕПС во рамките на регионот за пресметка на капацитетот ја координира примената на корективни мерки кои треба да се земат предвид при пресметката на капацитетот и нивната вистинска примена во работењето во реално време.

3. За да се овозможи да се земат предвид корективните мерки при пресметка на капацитетот, МЕПСО и другите ОЕПС во регионот за пресметка на капацитетот ќе се договорат за примена на корективни мерки за кои е потребно дејствување на повеќе од еден ОЕПС.

4. МЕПСО треба да обезбеди дека корективните мерки се земени предвид во пресметката за капацитет, под услов достапните корективни мерки што остануваат по пресметката, заедно со границата на доверливост наведена во Член 11 од овие правила, се доволни за да се осигура оперативната сигурност.

5. МЕПСО ги зема предвид корективните мерки без трошоци во пресметката на капацитет.

6. МЕПСО треба да обезбеди дека корективните мерки што треба да се земат предвид во пресметката на капацитет се исти за сите периоди за пресметка на капацитет, земајќи ја предвид нивната техничка достапност за секој период за пресметка на капацитет.

## Член 15

**Методологија за потврдување на меѓузонски капацитет**

1. МЕПСО го потврдува и има право да го коригира меѓузонскиот капацитет релевантен за границите на зоната на наддавање или критичните мрежни елементи на тој ОЕПС доставени од Регионалниот координативен центар во согласност со Член 16 до Член 20 од овие правила.

2. При примена на пристапот заснован на координиран нето преносен капацитет, МЕПСО во соработка со другите ОЕПС од регионот за пресметка на капацитетот ќе вклучат во методологијата за пресметка на капацитетот од Член 10 став (1) од овие правила правило за распределба на корекцијата на меѓузонскиот капацитет помеѓу различните граници на зоната на наддавање.

3. Во текот на постапката за потврдување на меѓузонскиот капацитет од став 1 на овој член, МЕПСО може да го намали меѓузонскиот капацитет поради оперативната сигурност.

4. Секој Регионален координативен центар се корординира со соседните пресметковни центри на капацитет при пресметувањето и потврдувањето на капацитетот.

5. МЕПСО на секои три месеци ја известува Регулаторната комисија за енергетика за сите намалувања во текот на потврдување на меѓузонскиот капацитет во согласност со став 3 од овој член. Овој извештај ги содржи границата и вредноста на секое намалување на меѓузонскиот капацитет и образложението за намалувањето.

6. Регулаторната комисија за енергетика во соработка со другите регулаторни тела во регионот за пресметка на капацитети одлучуваат дали да го објават целиот извештај или дел од извештајот од став 5 на овој член.

**Дел 4: Процес на пресметка на капацитет**

## Член 16

**Општи одредби за постапката за пресметување на капацитетот**

1. Најдоцна шест месеци по воспоставувањето на регионите за пресметка на капацитетот наведени во Член 5 став (1) од овие правила, МЕПСО во соработка со другите ОЕПС од регионот за пресметка на капацитет, заеднички ги ќе воспостават оперативни процедури со назначен регионален координативен центар за пресметка на капацитети.

2. МЕПСО во соработка со другите ОЕПС од регионот за пресметка на капацитетот ќе го прегледа квалитетот на податоците доставени во рамките на пресметката на капацитетот секоја втора година како дел од двогодишниот извештај за пресметка и алокација на капацитетот, изготвен во согласност со Член 20 од овие правила.

3. Користејќи ги најновите достапни информации, МЕПСО во соработка со другите ОЕПС редовно и најмалку еднаш годишно ќе ги прегледува и ажурира:

(а) оперативните сигурносни граници, листата на случајните испади и ограничувања при алокација на капацитетот што се користат за пресметка на капацитетот;

(б) веројатноста на распределба на отстапувањата помеѓу очекуваните текови на моќност во моментот на пресметка на капацитетот и реализираните текови на моќност во реално време што се користат за пресметка на границата на доверливост;

(в) корективните мерки земени предвид при пресметка на капацитетот;

(г) примената на методологиите за определување на методите за промена/поместување на производството, критични мрежни елементи и листата на случајни испади од Член 11 до Член 13 од овие правила.

## Член 17

**Спојување во заедничкиот мрежен модел**

1. За секој период на пресметување на капацитет од Член 4 став (1) од овие правила, секоја производна или потрошувачка единица на која се применува Член 6 од овие правила ги доставува податоците наведени во методологијата за доставување на информации за производството и оптоварувањето до МЕПСО во утврдените рокови.

2. Секоја производна или потрошувачка единица што доставува информации во согласност со Член 6 став (3) од овие правила, треба да достави најсигурен можен сет на проценети вредности.

3. За секој период на пресметка на капацитет, МЕПСО изработува индивидуален мрежен модел за секое сценарио во согласност со Член 8 од овие правила за спојување на индивидуалните мрежни модели во заеднички мрежен модел.

4. МЕПСО му доставува на Координативниот центар за пресметка на капацитети најдоверливите можни проценки за секој индивидуален мрежен модел.

5. За секој период на пресметка на капацитетот Координативниот центар за пресметка на капацитетот изработува единствен, заеднички мрежен модел како што е наведено во Член 3 од овие правила и Членовите 58, 59, 124, 140, 143 од Законот за енергетиката (\*).

## Член 18

**Регионална пресметка на меѓузонски капацитет**

1. За секој временски период за пресметка на капацитетот, МЕПСО до Регионалниот координативен центар и другите ОЕПС од регионот за пресметка на капацитети ги доставува следните податоци: оперативни сигурносни граници, метод на промена на производство, корективни мерки, граница на доверливост, ограничувања при алокација и претходно доделени меѓузонски капацитети.

2. Регионалниот координативен центар за пресметка на капацитети ќе изврши анализа за оперативна сигурност со примена на оперативните сигурносни граници со користење на заедничкиот мрежен модел изработен за секое сценарио во согласност со Член 17 од овие правила.

3. Кога се пресметува меѓузонски капацитет, Регионалниот координативен центар треба да:

(а) го пресметува влијанието на промените во нетопозициите на зоната на наддавање и тековите на водовите за еднонасочна струја користејќи методи за промена на производството;

(б) ги занемарува критичните елементи на мрежата на кои промените во нето позициите на зоната на наддавање немаат значително влијание во согласност со методологијата утврдена во Член 10 од овие правила и

(в) осигурува дека сите групи на нето позиции на зоната на наддавање и текови на водовите за еднонасочна струја кои не го надминуваат меѓузонскиот капацитет се усогласени со границите на доверливост и оперативните сигурносни граници на системот во согласност со Член 10 од овие правила, земајќи го предвид претходно доделениот меѓузонски капацитет во согласност со Член 10, од овие правила.

4. Регионалниот координативен центар за пресметка на капацитети го оптимизира меѓузонскиот капацитетот со достапните корективни мерки земени предвид при пресметката на капацитет во согласност со Член 10 од овие правила.

5. Регионалниот координативен центар за пресметка на капацитети ги применува правилата за распределба утврдени во согласност со Член 10 од овие правила.

6. Регионалниот координативен центар за пресметка на капацитети го почитува математичкиот опис на применетиот пристап кон пресметката на капацитет утврден во согласност со Член 10 од овие правила.

7. Регионален координативен центар за пресметка на капацитети кој применува пристап на текови на моќност треба да:

(а) користи податоци за оперативните сигурносни граници на системот за пресметка на максималните текови на критичните мрежни елементи;

(б) користи заеднички мрежен модел, методи на промена на производството и листа на случајни испади за пресметување на факторите на дистрибуција на текови на моќност;

(в) користи фактори за дистрибуција на тековите на моќност за пресметка на тековите кои се резултат на претходно доделен меѓузонски капацитет во регионот за пресметка на капацитетот;

(г) ги пресметува тековите на критичните мрежни елементи за секое сценарио (земајќи ги предвид листата на случајните испади) и ги приспособува претпоставувајќи дека нема размена на енергија помеѓу зоните на наддавање во рамките на регионот за пресметка на капацитетот, применувајќи правила за да се избегне неоправдана дискриминација помеѓу внатрешните размени на енергија и размената на енергија помеѓу зоните на наддавање утврдени со одлука на Агенцијата за соработка на регулаторите за енергетика;

(д) ги пресметува расположливите ограничувања на критичните мрежни елементи, земајќи ги предвид листата на случајните испади, кои се еднакви на максималните текови на моќност намалени за прилагодените текови на моќност од точката (г) од овој став, границите на доверливост и тековите што произлегуваат од претходно доделениот меѓузонски капацитет;

(е) ги прилагодува расположливите ограничувања на критичните елементи на мрежата или факторите на дистрибуција на тековите на моќност користејќи ги достапните корективни мерки што треба да се земат предвид во пресметката на капацитет во согласност со Член 10 од овие правила.

8. Регионалниот координативен центар за пресметка на капацитети кој применува пристап заснован на координиран нето преносен капацитет на мрежата треба да:

(а) користи заеднички мрежен модел, методи за промена на производството и листа на случајни испади за пресметување на максималната размена на моќност на границите на зоната на наддавање, што е еднакво на максималната пресметана размена помеѓу две зони на наддавање од двете страни на границата на зоната на наддавање со почитување на оперативните сигурносни граници;

(б) ја прилагодува максималната размена на моќност со корективните мерки земени предвид при пресметката на капацитетот во согласност со Член 14 од овие правила;

(в) ја прилагодува максималната размена на моќност применувајќи ги правилата за избегнување неоправдана дискриминација помеѓу внатрешните и меѓузонски размени на моќност помеѓу зоните на наддавање во согласност со Член 10 од овие правила;

(г) ги применува правилата утврдени согласно со Член 10 од овие правила за ефикасно споделување на способностите за пренос на тековите на моќност на критичните мрежни елементи помеѓу различните граници на зоната на наддавање;

(д) пресметаниот капацитет помеѓу зоните на наддавање што е еднаков на максималната размена на моќност прилагодена според границата на доверливост и претходно доделениот капацитет помеѓу зоните на наддавање.

9. Регионалниот координативен центар за пресметка на капацитети соработува со соседните регионални центри за координирана пресметка на капацитети. МЕПСО во соработка со соседните ОЕПС обезбедуваат соработка постигната преку размена и потврдување на информации за взаемна зависност со надлежниот регионален координативен центар за координирана пресметка на капацитет со цел пресметка и потврдување на капацитетот. Соседните ОЕПС доставуваат информации за взаемната зависност до Регионалниот координативен центар за пресметка на капацитети пред пресметката на капацитетот. Двогодишниот извештај подготвен во согласност со Член 20 од овие правила, доколку е потребно, содржи проценка на точноста на овие информации и корективни мерки.

10. Секој Регионален координативен центар за пресметка на капацитети одредува:

(а) параметри засновани на тековите на моќност за секоја зона на наддавање во рамките на регионот за пресметка на капацитетот доколку се применува пристап на текови на моќност или

(б) вредностите на меѓузонскиот капацитет за секоја граница на зоната на наддавање во рамките на регионот за пресметка на капацитетот, доколку се применува пристап заснован на координиран нето преносен капацитет на мрежата.

11. Регионалниот координативен центар за пресметка на капацитети го доставува меѓузонскиот капацитет до МЕПСО и другите ОЕПС во рамките на неговиот регион за пресметка на капацитет за потврда во согласност со Член 10 од овие правила.

#### Член 19

#### Потврда и испорака на меѓузонски капацитет

1. МЕПСО ги потврдува резултатите од регионалната пресметка на капацитет за границите на својата зона на наддавање или критичните мрежни елементи во согласност со Член 15 од овие правила.

2. МЕПСО ја доставува својата потврда за капацитетот и ограничувањата за алокација до надлежниот регионален координативен центар за пресметка на капацитетите и до другите ОЕПС од регионот за пресметка на капацитетите.

3. Регионалниот координативен центар за пресметка на капацитети треба да достави потврдени капацитети и ограничувања за алокација помеѓу зоните на наддавање за алокација на капацитетот во согласност со Член 31 и Член 41 од овие правила.

#### Дел 5: Двегодишен извештај за пресметка и алокација на капацитети

#### Член 20

#### Двегодишен извештај за пресметка и алокација на капацитетите

1. До три години по стапувањето во сила на овие правила, МЕПСО, постапувајќи во согласност со Законот за енергетика (\*), ќе ги вклучи Договорните страни на енергетската заедница и земјите-членки на Европската унија, утврдени со Одлуката на Агенцијата за соработка на регулаторите за енергетика утврдување на регионите на пресметка на капацитетите и зоните на наддавање при изработката на двогодишниот извештај за пресметка и алокација на капацитети.

2. За секој регион на пресметка на капацитет, граница на зоната на наддавање и регион за пресметка на капацитети, извештајот треба да содржи најмалку:

- (а) применет пристап за пресметка на капацитетите;
- (б) статистички показатели за границите/маргините на доверливост;
- (в) статистички показатели за меѓузонскиот капацитет, вклучувајќи, каде што е соодветно, ограничувања за алокација за секој период за пресметка на капацитет;
- (г) индикатори за квалитетот на информациите што се користат во пресметката на капацитети;
- (д) кога е соодветно, предложени мерки за подобрување на пресметката на капацитети;
- (е) за региони каде што се применува пристап заснован на нето преносен капацитет на мрежата, анализа за да се потврди дали условите наведени во Член 9 се уште се исполнети од овие правила;

(е) показатели за долгорочна евалуација и мониторинг на ефективност на спојување во единствен пазар на електрична енергија за тргување ден-однапред и во текот на денот, вклучително и спојувањето на регионите за координирана пресметка на капацитетите во согласност со Член 5 став (3) од овие правила, кога тоа е соодветно;

(ж) препораки за понатамошен развој на спојувањето во единствен пазар на електрична енергија за тргување ден-однапред и во текот на денот, вклучувајќи понатамошно усогласување на методологиите, процедурите и аранжманите за управување.

3. По консултации со Регулаторниот одбор на Енергетската заедница и, до степен до кој земјите-членки се засегнати, со Агенцијата за соработка на регулаторите за енергетика, МЕПСО и другите ОЕПС заеднички се согласуваат за статистичките и квалитативните индикатори за извештајот. Регулаторниот одбор на Енергетската заедница и Агенцијата за соработка на регулаторите за енергетика можат да побараат измена на тие индикатори, пред да се постигне согласност од страна на МЕПСО и другите ОЕПС или за време на нивната примена.

## ПОГЛАВЈЕ 2 – КОНФИГУРАЦИЈА НА ЗОНИТЕ НА НАДДАВАЊЕ

### Член 21

#### Ревизија на постојните конфигурации на зоните на наддавање

1. Ревизија на постоечка конфигурација на зоната на наддавање може да започне:

(а) Регулаторниот одбор на Енергетската заедница и, до степен до кој е засегната земја-членка, Агенцијата за соработка на регулаторите за енергетика, во согласност со Член 23 од овие правила.

(б) регулаторните органи, согласно препорака од Регулаторниот одбор на Енергетската заедница или Агенцијата за соработка на регулаторите за енергетика во согласност со Член 23 од овие правила;

(в) МЕПСО во соработка и другите ОЕПС од регионот за пресметка на капацитети заедно со сите релевантни ОЕПС чии контролни области, вклучително и интерконективни водови, се во географската област каде што се оценува конфигурацијата на зоните на наддавање во согласност со став 2 точка (а) од овој Член;

(г) Од страна на Регулаторната комисија за енергетика или МЕПСО со одобрување на Регулаторната комисија за енергетика или од друг ОЕПС со одобрение од неговиот национален регулаторен орган, за зоната на наддавање во контролната област на МЕПСО или другите ОЕПС, респективно, доколку конфигурацијата на зоната на наддавање има незначително влијание врз контролните области на соседните ОЕПС, вклучително и интерконективни водовите и доколку е неопходен

преглед на конфигурацијата на зоната на наддавање за зголемување на ефикасноста или одржување на оперативната сигурност;

(д) земјите-членки и Договорните страни во регионот за координирана пресметка на капацитетите.

2. Ако ревизијата е започната во согласност со став 1, точки (а), (б), (в) или (д) од овој член, субјектот што иницира ревизијата наведува:

(а) географската област во која се оценува конфигурацијата на зоните на наддавање и соседните географски области за кои се земаат предвид влијанијата;

(б) вклучените ОЕПС;

(в) вклучените регулаторни тела.

3. Доколку ревизијата е започната во согласност со став 1 точка (г) од овој Член, се применуваат следните услови:

(а) географската област во која се оценува конфигурацијата на зоните на наддавање е ограничена на контролната област на релевантниот ОЕПС, вклучително и интерконективни водовите;

(б) ОЕПС на соодветната контролна област е единствениот оператор вклучен во ревизијата;

(в) надлежниот регулаторен орган е единствениот регулаторен орган вклучен во ревизијата;

(г) релевантниот ОЕПС и регулаторниот орган им испраќаат на соседните ОЕПС и на регулаторните органи, соодветно, претходно меѓусебно договорено известување за започнување на ревизијата со образложение и

(д) се утврдуваат условите за ревизијата и се објавуваат резултатите од ревизијата и предлогот до соодветните регулаторни тела.

4. Процесот на ревизија се состои од два последователни чекори.

(а) Во првиот чекор, МЕПСО во соработка со другите ОЕПС кои учествуваат во ревизија на конфигурацијата на зоната на наддавање треба да изработат методологија и претпоставки што ќе се користат во процесот на ревизија и да предложат алтернативни конфигурации на зоната на наддавање за спроведување на проценката.

Предлогот за методологијата, претпоставките и алтернативната конфигурација на зоната на наддавање ќе биде доставен до Регулаторната комисија за енергетика и другите вклучени регулаторни тела, кои во меѓусебна координација ќе можат да бараат измени во рок од три месеци.

(б) Во вториот чекор, МЕПСО во соработка со другите ОЕПС кои учествуваат во ревизија на конфигурацијата на зоната на наддавање треба да:

i. ја процени и спореди моменталната конфигурација на зоната на наддавање со секоја алтернативна конфигурација на зоната на наддавање користејќи ги критериумите наведени во Член 22 од овие правила;

ii. одржи консултација во согласност со Член 140 од Законот за енергетика\* и работилница во врска со предлозите за алтернативна конфигурација на зоната на наддавање во споредба со постојната конфигурација на зоната на наддавање, вклучувајќи ги и временските рокови за имплементација, освен ако конфигурацијата на зоната на наддавање нема занемарливо влијание врз контролните области на соседните ОЕПС;

iii. да поднесе заеднички предлог за одржување или измена на конфигурацијата на зоната на наддавање до Договорните страни – учеснички во процесот или земјите членки (за нивните интерконективни водови со Договорните страни на Енергетската заедница и/или земјите членки на Европската Унија и регулаторните органи ко се учеснички во рок од 15 месеци од одлуката за започнување на ревизија на постојните конфигурации на зоните на наддавање.

(в) По приемот на заедничкиот предлог за задржување или измена на конфигурацијата на зоната на наддавање во согласност со потточка (iii) од точка (б) од овој

став, Договорните страни на Енергетската заедница и земји членки на Европската Унија или, доколку е предвидено, регулаторните органи во рамките на Агенцијата за соработка на регулаторите за енергетика, во рок од шест месеци ќе постигнат договор за предлогот за задржување или измена на конфигурацијата на зоната на наддавање.

5. НЕМО или учесниците на пазарот, на барање на МЕРСО или другите ОЕПС, имаат можност да достават до МЕРСО или другите ОЕПС, вклучени во ревизијата на зоните на наддавање информации што им овозможуваат да ги оценат конфигурациите на зоните на наддавање. Овие информации се споделуваат само помеѓу вклучените и надлежните ОЕПС со единствена цел да се проценат конфигурациите на зоните на наддавање.

6. Иницијативата за ревизија на конфигурацијата на зоните на наддавање и нејзините резултати ќе бидат објавени од страна на ENTSO-E, согласно Законот за енергетиката (\*) или ако ревизијата е започната од страна на МЕРСО или релевантниот ОЕПС кој е учесник.

#### Член 22

##### Критериуми за ревизија на конфигурациите на зоните на наддавање

1. Доколку ревизијата на конфигурацијата на зоната на наддавање се врши во согласност Член 21 од овие правила, ќе се земат предвид барем следниве критериуми:

- (а) во однос на сигурноста на мрежата:
  - i. способноста на конфигурациите на зоните на наддавање да обезбедат оперативна сигурност и сигурност на снабдувањето;
  - ii. степенот на неизвесност во пресметката на меѓузонскиот капацитет.
- (б) во однос на целокупната ефикасност на пазарот:
  - i. секое зголемување или намалување на економската ефикасност што произлегува од промената;
  - ii. ефикасност на пазарот, вклучувајќи ги најмалку трошоците за гарантирање на капацитетот, ликвидност на пазарот, концентрација на пазарот и пазарна моќ, олеснување на ефективна конкуренција, ценовни сигнали за изградба на инфраструктура, точност и робусност на ценовните сигнали;
  - iii. трансакциски и преодни трошоци, вклучувајќи ги и трошоците за измена на постојните договорни обврски што ги имаат учесниците на пазарот, НЕМО и МЕРСО и другите ОЕПС;
  - iv. трошоците за изградба на нова инфраструктура што може да ги намали постојните загушувања;
  - v. потребата да се обезбеди дека исходот на пазарот е прифатлив без потреба од обемна примена на економски неефикасни корективни мерки;
  - vi. какви било негативни ефекти од внатрешните трансакции врз другите зони на наддавање за да се обезбеди усогласеност со Законот за енергетика (\*);
  - vii. влијанието врз работењето и ефикасноста на механизмите за балансирање и процесите за порамнување на отстапувањата.
- (в) во однос на стабилноста и робусноста на зоните на наддавање:
  - i. потребата зоните на наддавање да бидат доволно стабилни и робусни со текот на времето;
  - ii. потребата зоните на наддавање да бидат конзистентни за сите временски рамки за пресметка на капацитетот;
  - iii. потребата секоја единица за производство и оптоварување да припаѓа само на една зона на наддавање за секој трговски интервал;
  - iv. локацијата и повторливоста на загушувањето, доколку структурното загушување влијае на разграничувањето на зоните на наддавање, земајќи ги предвид сите идни инвестиции што можат да го намалат постојното загушување.

2. Ревизијата на зоната на наддавање во согласност со Член 21 од овие правила вклучува сценарија кои го земаат предвид опсегот за веројатна изградба на инфраструктура во текот на десетгодишниот период по годината во која е донесена одлуката за започнување на ревизијата.

#### Член 23

##### Редовно известување за тековната конфигурација на зоните на наддавање на Договорните страни

1. Регулаторниот одбор на Енергетската заедница и, до степен до кој се засегнати земјите-членки на Европската Унија и Агенцијата за соработка на регулаторите за енергетика, постапувајќи во согласност со Регулаторите на европската унија транспонирани во Законот за енергетика (\*), ја проценуваат ефикасноста на тековната конфигурација на зоните на наддавање на секои три години, и може да:

(а) побараат од ENTSO-E да го прошири техничкиот извештај за последно усвоената конфигурација на зоната на наддавање; и

(б) изготвуваат пазарен извештај кој го проценува ефектот на тековната конфигурација на зоните на наддавање врз ефикасноста на пазарот.

2. Техничкиот извештај од став 1 точка (а) треба да вклучува најмалку:

(а) листа на структурно загушување и други големи физички загушувања, вклучувајќи локации и повторливост;

(б) анализа на очекуваното зголемување или отстранување на физичкото загушување како резултат на инвестиции во мрежи или од важни промени во моделите на производство или потрошувачка;

(в) анализа на уделот на тековите на моќност кои не произлегуваат од механизмот за алокација на капацитетот, за секој регион за координирана пресметка на капацитет доколку е соодветно;

(г) приходи од загушување и трошоци за гарантирање на капацитет;

(д) сценарио кое опфаќа период од десет години.

3. МЕРСО и другите ОЕПС доставуваат податоци и анализи за да се овозможи навремено креирање на технички извештај за моменталната конфигурација на зоните на наддавање.

4. ENTSO-E имајќи ги во предвид обврските за доверливост е должен техничкиот извештај да го направи достапен на јавноста.

#### ПОГЛАВЈЕ 3 – РЕДИСПЕЧИРАЊЕ И КОНТРАТРГУВАЊЕ

#### Член 24

##### Координирано редиспечирање и контратргување

1. Во рок од 16 месеци од денот на влегувањето на сила на овие правила, МЕРСО во соработка со другите ОЕПС во регионот за координирана пресметка на капацитет треба да изработат предлог за заедничка методологија за координирано редиспечирање и контра-тргување. Предлогот треба да биде предмет на консултации во согласност со Член 140 од Законот за енергетика\*.

2. Методологијата за координирано редиспечирање и контра-тргување вклучува мерки од меѓузонска важност и им овозможува на МЕРСО и другите ОЕПС во регионот за пресметка на капацитети ефективно да го намалат физичкото загушување, без разлика дали физичкото загушување е предизвикано од причини главно надвор од неговата контрола или не. Методологијата за координирано редиспечирање и контра-тргување го зема предвид фактот дека нејзината примена може значително да влијае на тековите на моќност надвор од контролната област на МЕРСО или другите ОЕПС.

3. МЕРСО и другите ОЕРС може да ги редиспечира сите достапни производители и потрошувачи во согласност со соодветните механизми и договори што се применуваат на неговата контролна област, вклучувајќи ги и интерконективни водови. До 26 месеци од стапувањето во сила на овие правила, МЕРСО и другите ОЕРС во регионот за пресметка на капацитет ќе изготви извештај, предмет на консултации во согласност со Член 140 од Законот за енергетика(\*), оценувајќи ја прогресивната координација и усогласување на тие механизми и договори, вклучително и предлози. МЕРСО и другите ОЕРС го доставуваат извештајот до Регулаторната комисија за енергетика и другите регулаторни тела за негово проценка. Предлозите од извештајот ќе ги спречуваат неконкурентните механизми и договори доколку истите би го нарушиле единствениот пазар на електрична енергија.

4. МЕРСО и другите ОЕРС не презема унилатерални или некоординирани мерки на редиспечирање и контра-тргување од меѓузонско значење. МЕРСО и другите ОЕРС ја координира употребата на ресурсите за редиспечирање и контра-тргување, земајќи го предвид нивното влијание врз оперативната сигурност и економската ефикасност.

5. Производителите и корисниците му доставуваат на МЕРСО и другите ОЕРС цени за редиспечирање и контра-тргување пред распоредувањето на ресурсите за редиспечирање и контра-тргување.

Цените на редиспечирање и контра-тргување се базираат на:

(а) цените на релевантните пазари на електрична енергија во соодветниот временски период или

(б) трошоците на ресурсите за редиспечирање и контра-тргување, кои транспарентно се пресметуваат врз основа на направените трошоци.

6. Производителите и корисниците однапред ги доставуваат сите потребни информации за пресметка на трошоците за редиспечирање и контра-тргување до МЕРСО и другите ОЕРС. Оваа информација се сподедува меѓу релевантните ОЕРС исклучиво за редиспечирање и контра-тргување.

## ПОГЛАВЈЕ 4 – СПОЈУВАЊЕ НА ПАЗАРИТЕ ДЕН ОДНАПРЕД

### Дел 1: Алгоритам за пазарно спојување

#### Член 25

#### Цели на алгоритмот за спојување на пазарни цени при тргување ден-однапред

1. Со алгоритмот за спојување на пазарни цени се добиваат резултати утврдени со Член 26 став (2) од овие правила со цел:

(а) зголемување на економската добивка од единственото спојување на пазарите ден-однапред за ценовно споените региони во следниот ден на тргување;

(б) примелнивост на принципот на маргинални цени, според кој сите прифатени понуди имаат иста цена по зона на наддавање и по трговски интервал;

(в) олеснување на ефикасното формирање на цените;

(г) почитување на меѓузонскиот капацитет и ограничувањата за алокација;

(д) за повторливост и скалирање.

2. Алгоритмот за спојување на пазарни цени се изработува така што може да се примени на поголем или помал број зони на наддавање.

#### Член 26

#### Влезни податоци и резултати на алгоритмот за спојување на пазарни цени

1. За да се добијат резултати во алгоритмот за ценовно спојување на пазарите се применуваат:

(а) ограничувања за алокација утврдени во согласност со Член 12 став (3) од овие правила;

(б) резултатите од пресметката на меѓузонскиот капацитет потврдени во согласност со налезите од Член 19 од овие правила поднесени во согласност со Член 27 од овие правила.

2. Со алгоритмот за спојување на пазарни цени истовремено се добиваат најмалку следниве резултати за секој трговски интервал:

(а) единечна клиринг цена за секоја зона на наддавање и период трговски интервал во ЕУР/MWh.

(б) единствена нето позиција за секоја зона на наддавање и за секој трговски интервал;

(в) информации врз основа на кои е можно да се утврди статусот на извршување на налогот.

3. НЕМО во соработка со другите НЕМО е должен да ја обезбеди точноста и ефикасноста на резултатите добиени со помош на алгоритмот на единствено ценовно спојување на пазарите.

4. МЕРСО и другите ОЕРС е должен да ја провери усогласеноста на резултатите од алгоритмот за единствено ценовно спојување на пазарите со капацитетот помеѓу зоните на наддавање и ограничувањата за алокација.

#### Член 27

#### Прилагодени производи

1. НЕМО е должен да обезбеди дека налозите што произлегуваат од производите достапни на алгоритмот за спојување на цените треба да бидат изразени во евра и да се однесуваат на пазарното време.

2. НЕМО во соработка со другите НЕМО гарантираат дека алгоритмот за спојување на пазарни цени може да прифаќа налози добиени од оние производи кои покриваат еден трговски интервал и неколку трговски интервал.

3. Во рок од две години од денот на влегување на сила на овие правила и секоја втора година потоа, НЕМО ќе се консултира во согласност со Член 140 од Законот за енергетика (\*) со:

(а) учесниците на пазарот, да се осигура дека достапните производи ги одразуваат нивните потреби;

(б) МЕРСО и другите ОЕРС да се осигура дека производите се усогласени со оперативната сигурност;

(в) Регулаторната комисија за енергетика за да се погрижи дека достапните производи се во согласност со целите на овие правила.

4. НЕМО во соработка со другите НЕМО, доколку е потребно, ги менуваат производите врз основа на резултатите од консултациите наведени во став 3 од овие правила.

#### Член 28

#### Методологија за пресметување на планирани размени на електрична енергија кои се резултат на спојување на единствениот пазар на електрична енергија при тргување ден-однапред

1. Во рок од 16 месеци од денот на влегувањето на сила на овие правила, МЕРСО во соработка со другите ОЕРС кои имаат намера да ги пресметаат планираните размени кои се резултат на спојување на единствениот пазар на електрична енергија при тргување ден-однапред подготвуваат предлог за заедничка методологија за пресметување планирани размени на електрична енергија кои се резултат на спојување на единствениот пазар на електрична енергија при тргување ден-однапред. Предлогот е предмет на консултација согласно Член 140 од Законот за енергетика.

2. Методологијата од ставот 1 од овој член ја уредува пресметката и ги специфицира информациите што релевантните НЕМО, ги доставуваат до пресметките и информациите и роковите за испорака на оваа информација согласно нивните обврски утврдени со Член 124 од Законот за енергетика (\*). Рокот за доставување на информациите е најдоцна до 15:30 часот по пазарното време при тргување ден-однапред.

3. Пресметката се базира на нето позициите за секој временски период.

4. Во рок од две години откако Регулаторната комисија за енергетика и другите регулаторни тела на предметниот регион ќе го одобрат предлогот од став 1 на овој член, МЕПСО и другите ОЕПС кои ги применуваат планираните размени ќе ја ревидираат методологијата. Методологијата се ревидира на секои две години на барање на Регулаторната комисија за енергетика и другите регулаторни тела.

#### Член 29

##### Воспоставување на резервни процедури

1. Во рок од 16 месеци од денот на влегување на сила на овие правила, МЕПСО во координација со сите други ОЕПС во регионот на пресметка на капацитети, подготвува предлог за робусни и навремени резервни процедури за да се обезбеди ефикасна, транспарентна и недискриминаторска алокација на капацитет во случај кога при процесот на спојување на единствениот пазар на електрична енергија за тргување ден-однапред да не се добијат резултати.

2. Предлогот за воспоставување од ставот 1 од овој член ќе биде предмет на консултација во согласност со Член 140 од Законот за енергетика (\*).

#### Член 30

##### Договори што се однесуваат на повеќе од еден НЕМО во една зона на наддавање и за интерконективни водови кои не се управувани од сертифицирани оператори на електропреносни системи

1. МЕПСО и другите ОЕПС во зони на наддавање каде што е назначен повеќе од еден НЕМО и/или нуди трговски услуги, или каде што постојат интерконективни водови кои не се управувани од сертифицирани ОЕПС подготвуваат предлог за алокација на меѓузонски капацитет и други неопходни аранжмани за такви зони на наддавање во соработка со релевантни ОЕПС, НЕМО и оператори за интерконективни водови кои не се сертифицирани како ОЕПС, со цел да се осигура дека релевантните НЕМО и интерконективни водовите ги обезбедуваат потребните податоци и финансиски ресурси за таквите аранжмани. Со горенаведените аранжмани, мора да биде можно да се поврзат дополнителни ОЕПС и НЕМО на овие аранжмани.

2. Предлогот се поднесува на одобрување до Регулаторната комисија за енергетика во рок од четири месеци откако повеќе од еден НЕМО е назначен и/или овозможен да нуди трговски услуги во зоната на наддавање или ако новиот интерконективен вод не е управуван од сертифициран оператор на електропреносниот систем. За постојните интерконективни водови кои не се сертифицирани како оператори на електропреносниот систем, предлогот се поднесува во рок од четири месеци од денот на влегување на сила на овие правила.

#### Дел 2: Процес на спојување за ден однапред

#### Член 31

##### Доставување на влезни податоци во процесот на спојување на единствениот пазар на електрична енергија при тргување ден-однапред

1. Регионалниот координативен центар за пресметка на капацитети ќе се погрижи дека вредностите на меѓузонскиот капацитет и ограничувањата за алокација се

доставуваат навремено до релевантните НЕМО за да се осигураат дека меѓузонскиот капацитет и ограничувањата за алокација се објавуваат на пазарот најдоцна до 11:00 часот по пазарно време при тргување ден-однапред.

2. Доколку Регионалниот координативен центар за пресметка на капацитети не може да ги обезбеди податоци за вредноста на меѓузонскиот капацитет и ограничувањата за алокација еден час пред временскиот термин за затворање на пазарот при тргување ден-однапред, Регионалниот координативен центар за пресметка на капацитетот ќе го извести НЕМО којшто веднаш објавува известување до учесниците на пазарот.

3. Во случаите од став (2) од овој член, Регионалниот координативен центар за пресметка на капацитети го доставува меѓузонскиот капацитет и ограничувањата за алокација најдоцна 30 минути пред крајот на временскиот термин за затворање на пазарот при тргување ден-однапред.

#### Член 32

##### Функционирање на спојување на единствениот пазар на електрична енергија при тргување ден-однапред

1. Временскиот термин за отворање на пазарот при тргување ден-однапред е најдоцна до 11:00 часот според пазарно време.

2. Временскиот термин за затворање на пазарот при тргување ден-однапред во секоја зона на наддавање е напладне според пазарно време. МЕПСО или другите ОЕПС или НЕМО може да постават различен временски термин за затворање на пазарот при тргување ден-однапред додека тие не се приклучат на спојување на единствениот пазар на електрична енергија за тргување ден-однапред.

3. Учесниците на пазарот ги доставуваат сите налози до НЕМО пред временскиот термин за затворање на пазарот при тргување ден-однапред во согласност со Член 26 и Член 27 од овие правила.

4. НЕМО ги доставува добиените налози во согласност со став 3 од овој член за извршување на функциите на операторот на пазарно спојување согласно Член 122 и Член 123 од Законот за енергетика, во согласност со алгоритмот за спојување на цените применет според Член 123 и Член 124 од Законот за енергетика (\*).

5. Налозите што се совпаѓаат при спојување на единствениот пазар на електрична енергија за тргување ден-однапред се сметаат за загарантирани.

6. Функциите на операторот на пазарно спојување обезбедуваат анонимност на поднесените налози.

#### Член 33

##### Пресметка на планирани размени кои се резултат на спојување на единствениот пазар на електрична енергија при тргување ден-однапред

1. Пресметката на планираните размени меѓу зони на наддавање за секој временски период утврден од пазарот во согласност со методологијата од Член 26 став (2) од овие правила се спроведуваат согласно обврските доделени на НЕМО и калкулаторот за пресметка на планирани размени ги известува релевантните НЕМО, ОЕПС и учесниците на пазарот на електрична енергија за договорените планирани размени.

#### Член 34

##### Започнување на резервни процедури

1. Во случај НЕМО во соработка со други НЕМО кои извршуваат функции на оператор на пазарно спојување да не е во можност да достави дел или сите резултати од

алгоритамот за спојување на цените применет во согласност со Член 123 и Член 124 од Законот за енергетика, ќе се применуваат резервни процедури утврдени во согласност со Член 28 од овие правила.

2. Во случаи кога постои ризик ниту еден НЕМО кој ги извршува функциите на оператор на пазарно спојување да не може да ги достави во предвидениот рок дел од резултатите или сите резултати, сите НЕМО веднаш по утврдување на ризикот ги известува МЕПСО и сите други ОЕПС. НЕМО во соработка со другите НЕМО кои ги извршуваат функциите на оператор на пазарно спојување веднаш објавуваат известување за учесниците на пазарот за можна примена на резервни процедури.

## ПОГЛАВЈЕ5 – ЕДИНСТВЕНО СПОЈУВАЊЕ ВО ТЕКОТ НА ДЕНОТ

### Дел 1: Цели, услови и резултати од единственото спојување во текот на денот

#### Член 35

**Цели на алгоритамот за усогласување при континуирано тргување при спојување во единствен пазар на електрична енергија за тргување во текот на денот**

1. Од временскиот термин за отворање на пазарот до временскиот термин за затворање на пазарот при тргување во текот на денот, со алгоритамот за усогласување на континуирано тргување се одредува кои налози се совпаднати со цел:

(а) зголемување на економскиот вишок од единственото спојувањето на пазарот при тргување во текот на денот преку доделување капацитет на налози за кои е изводливо да се усогласат во согласност со цената и времето на поднесување;

(б) почитување на ограничувањата за алокација предвидени во согласност со Член 41 став (1) од овие правила;

(в) почитување на меѓузонскиот капацитетот предвиден согласно Член 41 став (1) од овие правила;

(г) исполнување на условите за доставување резултати утврдени со Член 60 од овие правила;

(д) на повторливост и скалирање.

2. Со Алгоритамот за пазарно спојување на континуирано тргување се добиваат резултатите предвидени во Член 36 од овие правила и кои се усогласени со можностите и функционалностите на производите предвидени во Член 37 од овие правила.

#### Член 36

### Резултати од алгоритам за совпаѓање при континуирано тргување

1. Националниот НЕМО во соработка со другите НЕМО, во рамките на нивната функција како оператор на пазарно спојување, обезбедува дека со алгоритамот за совпаѓање на континуираното тргување се добиваат најмалку следниве резултати:

(а) статусот на извршување на налозите и цените по тргување;

(б) единствена нето позиција за секоја зона на надавање и временскиот период одреден од пазарот при тргување во текот на денот.

2. НЕМО во соработка со други НЕМО ја обезбедуваат точноста и ефикасноста на резултатите добиени со користење на алгоритам за совпаѓање при континуирано тргување.

3. МЕПСО и другите ОЕПС ја проверуваат усогласеноста на резултатите од алгоритамот за совпаѓање при континуирано тргување со меѓузонскиот капацитет и ограничувањата за алокација во согласност со Член 41(2) од овие правила.

#### Член 37

### Прилагодени производи

1. НЕМО треба да обезбеди налозите што произлегуваат од производите кои се достапни за функциите на операторот на пазарно спојување да бидат изразени во евра и да се однесуваат на пазарното време и пазарниот временскиот период.

2. НЕМО во соработка со други НЕМО обезбедува усогласеност на налозите кои произлегуваат од производите од став 1 на овој член со карактеристиките на меѓузонскиот капацитет, со што се овозможува истовремено совпаѓање.

3. НЕМО во соработка со другите НЕМО гарантираат дека алгоритамот за совпаѓање на континуирано тргување може да прифаќа налози кои опфаќаат еден временски период на тргување, а може и повеќе временски периоди на тргување.

4. Во рок од две години од денот на влегување во сила на овие правила и секоја втора година потоа, сите НЕМО ќе започнат консултација на регионалните TSM во согласност со Законот за енергетика (\*):

(а) учесниците на пазарот, да се осигурат дека достапните производи ги одразуваат нивните потреби;

(б) МЕПСО и другите ОЕПС, да се осигурат дека оперативната сигурност е земена предвид во однос на производите;

(в) Регулаторната комисија за енергетика и другите регулаторни органи, за да се осигурат дека достапните производи се во согласност со целите на овие Правила.

5. НЕМО во соработка со другите НЕМО, доколку е потребно, ги менуваат производите врз основа на резултатите од консултациите од став 4 од овој член.

#### Член 38

### Одредување на цената на капацитетот при тргување во тековниот ден

1. МЕПСО во соработка со другите ОЕПС ќе ја применуваат единствената методологија за одредување на цените на меѓузонски капацитет при тргување во тековниот ден.

2. На меѓузонскиот капацитет при тргување во тековниот ден не се применуваат трошоци, како што се давачки за отстапување или дополнителни трошоци, освен за:

(а) Откако ќе се примени, единствената методологија за одредување цени на меѓузонскиот капацитет внатре во денот развиена во согласност со член 37 од овие правила треба да го одразува загушувањето на пазарот и треба да се базира на фактичките налози.

(б) Пред одобрувањето на единствената методологија за одредување цени на меѓузонскиот капацитет внатре во денот утврдена во точка (в) од овој став, ОЕПС можат да предложат механизам за распределба на меѓузонскиот капацитет внатре во денот со сигурно одредување цени во согласност со барањата од точка (а) за одобрување од страна на регулаторните органи на релевантните договорни страни на Енергетската заедница и/или земји-членки на Европската Унија. Овој механизам треба да обезбеди цената на меѓузонскиот капацитет внатре во денот да им биде достапна на учесниците на пазарот во моментот на спарување на налозите.

(в) Во рок од 24 месеци од денот на влегувањето во сила на овие правила, МЕПСО и останатите ОЕПС треба да развијат предлог за единствена методологија за одредување цени на меѓузонскиот капацитет внатре во денот. Предлогот треба да биде предмет на консултациии.

## Член 39

**Методологија за пресметка на планираните размени на електрична енергија кои се резултат на спојување на единствениот пазар на електрична енергија при тргување во текот на денот**

1. Во рок од 16 месеци од спојувањето со единствениот пазар на електрична енергија при тргување во текот на денот, МЕПСО и другите ОЕПС кои имаат намера да пресметуваат планирани размени на електрична енергија што произлегуваат од спојувањето на пазарот во текот на денот треба да изработат предлог за заедничка методологија за ова пресметување. Предлогот е предмет на консултација согласно Член 140 од Законот за енергетика.

2. Методологијата од став 1 од овој член ја опишува пресметката и, доколку е потребно, ги наведува информациите што релевантните НЕМО ги доставуваат до пресметковниот центар за планирана размена, како и роковите за доставување на овие информации.

3. Пресметката на планираните размени се заснова на нето-позициите утврдени во Член 36(1) од овие правила.

4. Најдоцна две години откако Регулаторната комисија за енергетика и другите регулаторни тела од соодветниот регион ќе го одобрат предлогот од став 1 на овој член, МЕПСО и другите ОЕПС ја ревидираат методологијата. На барање на Регулаторната комисија за енергетика и другите регулаторни тела, МЕПСО и другите ОЕПС ја ревидираат методологијата на секои две години.

## Член 40

**Аранжмани кои се однесуваат на повеќе од еден НЕМО во една зона на наддавање и за интерконективни водови кои не се управувани од сертифицирани оператори на електропреносни системи**

1. МЕПСО и другите ОЕПС во зони на наддавање каде што е назначен повеќе од еден НЕМО и/или тој нуди трговски услуги, или каде што постојат интерконективни водови кои не се управувани од сертифицирани оператори на електропреносни системи согласно воспоставените постапки за сертификација на ОЕПС од Законот за енергетика (\*), треба да развијат предлог за меѓузонаска распределба на капацитети и други потребни аранжмани за таквите зони на наддавање во соработка со засегнатите ОЕПС, НЕМО и операторите на интерконективните водови кои не се сертифицирани како ОЕПС, за да се осигурат дека релевантните НЕМО и интерконективните водови ги обезбедуваат потребните податоци и финансиска покриеност за таквите аранжмани. Овие аранжмани мора да им овозможат на дополнителни ОЕПС и НЕМО да се приклучат на овие аранжмани.

2. Предлогот од став 1 на овој член се доставува на одобрување до Регулаторната комисија за енергетика и другите регулаторни тела во рок од четири месеци откако повеќе од еден НЕМО е назначен и/или му е овозможено да нуди услуги за тргување во зоната на наддавање или ако новиот интерконективен вод не е управуван од сертифициран ОЕПС. За постојните интерконективни водови со кои не управуваат сертифицирани ОЕПС, предлогот се поднесува во рок од 12 месеци од стапувањето во сила на овие правила.

**Дел 2: Процес на единствено пазарно спојување во текот на денот**

## Член 41

**Достава на влезни податоци во процес на спојување на единствениот пазар на електрична енергија при тргување во текот на денот**

1. Регионалниот координативен центар за пресметка на капацитет е должен да ги достави вредностите за меѓузонаскиот капацитет и ограничувања за алокација до релевантните НЕМО најдоцна 15 минути пред временскиот термин за отворање на пазарот при тргување во текот на денот.

2. Доколку се потребни ажурирања на меѓузонаскиот капацитет и ограничувањата за алокација, поради оперативните промени на преносниот систем, МЕПСО и другите ОЕПС ќе ги известат центарот за координирана пресметка на капацитет во неговиот регион за пресметка на капацитетот. Регионалниот координативен центар пресметка на капацитетот потоа ќе ги известат соодветните НЕМО за извршената промена на преносните капацитети.

3. Доколку Регионалниот координативен центар за пресметка на капацитет не може да се усогласи со став 1 од овој Член, истиот е должен е да ги известат релевантните НЕМО за неможноста за усогласување на меѓузонаскиот капацитет и ограничувањата за алокација, каде што релевантните НЕМО ќе објават известување до сите учесници на пазарот без неоправдано одложување.

## Член 42

**Функционирање на спојување на единствениот пазар на електрична енергија при тргување во текот на денот**

1. МЕПСО и другите ОЕПС го применува временскиот термин за отворање и временскиот термин за затворање на пазарот при тргување во текот на денот наведени во Членовите 58, 59, 124, 140, 143 од Законот за енергетика\* и Член 2 од овие правила.

2. Временскиот термин за затворање на пазарот при тргување во текот на денот се поставува на начин што:

(а) ги максимизира можностите на учесниците на пазарот за приспособување на нивните планови на работа преку тргување во текот на денот во пазарниот временски период што е можно поблиску до реалното време; и

(б) им обезбедува на МЕПСО и другите ОЕПС, како и на учесниците на пазарот доволно време за нивните процеси на изготвување конечен дневен распоред и балансирање во однос на мрежната и оперативната сигурност.

3. Единствен временски термин за затворање на пазарот при тргување во текот на денот ќе се воспостави за секој трговски интервал а за секоја граница на зона на наддавање. Тоа ќе биде најмногу еден час пред почетокот на релевантниот трговски интервал и ќе ги земе предвид релевантните процеси на балансирање во однос на оперативната сигурност.

4. Тргувањето со енергија во текот на денот за даден временски период за граница на зона на наддавање ќе започне најдоцна во временскиот термин за отворање на пазарот при тргување во текот на денот на релевантните граници на зоната на наддавање и ќе биде дозволено до временскиот термин за затворање на пазарот при тргување во текот на денот.

5. Пред временскиот термин за затворање на пазарот при тргување во текот на денот учесниците на пазарот треба да ги достават до релевантните НЕМО сите налози за даден временски период. Сите НЕМО ќе ги достават налозите за даден временски период за единствено совпаѓање веднаш откако ќе бидат примени налозите од учесниците на пазарот.

6. Налозите кои се совпаѓаат во спојување на пазарот при тргување во текот на денот ќе се сметаат за загарантирани.

7. Функциите на операторот на пазарно спојување ќе обезбедат анонимност на налозите доставени преку заедничкиот книга на налози.

#### Член 43

##### Доставување на резултати

1. НЕМО и други НЕМО кои вршат функции на оператор на пазарно спојување ќе ги доставуваат резултатите од алгоритмот за континуирано тргување:

(а) на сите други НЕМО, за резултатите од финалниот статус после тргување наведен во Член 36 став (1) точка (а) од овие правила;

(б) на МЕПСО и другите ОЕПС и останатите релевантни чинители утврдени со улогите и одговорностите доделени на НЕМО у единствените нето-позиции наведени во Член 36 став (1) точка (б) од овие правила.

2. Ако, во согласност со став 1(а) на овој Член, НЕМО, од било кои причини кои се надвор од неговата одговорност, не може да ги достави резултатите финалниот статус после тргување од алгоритмот за континуирано тргување, за истото ќе ги извести сите релевантни НЕМО.

3. Ако, во согласност со став 1 точка (б) од овој Член, НЕМО од било кои причини кои се надвор од неговата одговорност, не може да ги достави резултатите од финалниот статус после тргување од кои се во склоп со алгоритмот за континуирано тргување, вреднаш ќе ги извести МЕПСО и другите ОЕПС и останатите релевантни чинители утврдени со улогите и одговорностите доделени на НЕМО, како и засегнатите учесници на пазарот.

4. НЕМО во соработка со другите НЕМО ќе ги достави, без непотребно одложување, потребните информации до учесниците на пазарот за да се обезбеди дека може да се преземат дејствата наведени во Член 122 од Законот за енергетика\* и Член 51 став (3) од овие правила.

#### Член 44

##### Пресметка на планирани размени кои се резултат на спојување на единствениот пазар на електрична енергија при тргување во текот на денот

1. Секој пресметковен центар за планирана размена ќе ги пресмета планираните размени помеѓу зоните на наднавање за секој трговски интервал во согласност со методологијата утврдена во Член 38 од овие правила.

2. Секој пресметковен центар за планирана размена ќе ги извести релевантните НЕМО, централно договорната страна, агентите за испорака, и МЕПСО и другите ОЕПС за договорените планирани размени.

#### Член 45

##### Објавување на пазарни информации

1. По усогласување на налозите, НЕМО ќе ги објави, за релевантните учесници на пазарот, најмалку статусот на извршување на налозите и цените одредени од алгоритмот за континуирано тргување во согласност со Член 36 став (1) точка (а) од овие правила.

2. НЕМО ќе обезбеди информациите за збирните остварени количини и цени да бидат јавно достапни во лесно достапен формат најмалку 5 години.

#### Член 46

##### Дополнителни регионални аукции

1. НЕМО во соработка со другите НЕМО и МЕПСО во соработка со другите ОЕПС, на границите на зоните на наднавање можат заеднички да достават предлог за изработка и спроведување на дополнителни регионални аукции во текот на денот. Предлогот е предмет на консултација во согласност со Член 140 од Законот за енергетика.

2. Дополнителни регионални аукции во текот на денот може да се спроведат во или помеѓу зоните на наднавање, како дополнување на спојувањето на единствениот пазар на електрична енергија за тргување во текот на денот согласно Член 35 од овие правила. За да се одржуваат регионални аукции во текот на денот, континуираното тргување во и помеѓу релевантните зони на наднавање може да се прекине на ограничен период пред временскиот термин за затворање на пазарот при тргување во текот на денот, кое нема да го надмине минималното време потребно за одржување на аукцијата и во секој случај 10 минути.

3. За дополнителни регионални аукции во текот на денот, методологијата за одредување на цените на меѓузонаски капацитет при тргување во текот на денот може да се разликува од методологијата утврдена во согласност со Член 38 став (3) од овие правила и е предмет на консултација во согласност со Член 140 од Законот за енергетиката\*).

4. Регулаторната комисија за енергетика во соработка со другите регулаторни тела може да го одобрат предлогот за дополнителни регионални аукции во текот на денот ако се исполнети следните услови:

(а) регионалните аукции нема да имаат негативно влијание врз ликвидноста на спојувањето на единствениот пазар на електрична енергија при тргување во текот на денот;

(б) целиот меѓузонаски капацитет ќе биде доделен преку модулот за управување со капацитет;

(в) со регионалната аукција не смее да се прави несоодветна дискриминација помеѓу учесниците на пазарот од соседните региони;

(г) временскиот распоред на регионалните аукции ќе биде доследен со спојувањето на единствениот пазар на електрична енергија за тргување во текот на денот за да овозможи на пазарните учесници да тргуваат што поблиску до реалното време;

(д) Регулаторната комисија за енергетика и другите регулаторни тела спровела консултативен процес со учесниците на пазарот во засегнатите договорни страни и земји-членки.

5. Најмалку на секои две години по одлуката за дополнителни регионални аукции, Регулаторната комисија за енергетика и регулаторните тела на засегнатите договорни страни и земји-членки ја разгледуваат усогласеноста на сите регионални решенија за спојувањето на единствениот пазар на електрична енергија за тргување во текот на денот за да се обезбеди дека условите од став (4) продолжуваат да се исполнуваат.

#### ПОГЛАВЈЕ 7 – ГАРАНЦИИ ЗА АЛОЦИРАНИОТ ПРЕКУГРАНИЧЕН КАПАЦИТЕТ

#### Член 47

##### Гарантен рок за доделениот меѓузонаски капацитет при тргување ден-однапред

МЕПСО и другите ОЕПС ќе применуваат еден гарантен рок на пазарот за тргување ден-однапред, кој нема да биде пократок од половина час пред временскиот термин за затворање на пазарот при тргување во текот на денот.

## Член 48

**Гаранција за меѓузонскиот капацитет и ограничувањата за алокација при тргување ден-однапред**

1. Пред истекот на гарантниот рок за доделениот меѓузонски капацитет при тргување ден-однапред, секој Регионален координативен центар за пресметка на капацитет може да го приспособи меѓузонскиот капацитет и ограничувањата за алокација доставени на релевантните НЕМО.

2. По истекот на рокот за гаранција за ден-однапред, меѓузонскиот капацитет и ограничувањата за алокација ќе бидат загарантирани за алокација на капацитетот за ден-однапред, освен ако не се исполнети условите од Член 31 став (2) од овие правила, во кој случај меѓузонскиот капацитет и ограничувањата за алокација ќе бидат загарантирани штом се достават до релевантните НЕМО.

3. По истекот на рокот за гаранција за ден-однапред, меѓузонскиот капацитет што не е доделен може да се прилагоди за следните доделувања.

## Член 49

**Гаранција на капацитет при тргување во текот на денот**

Меѓузонскиот капацитетот при тргување во текот на денот се гарантира веднаш штом ќе се додели.

## Член 50

**Гаранција во случај на виша сила или во вонредни ситуации**

1. Во случај на виша сила или вонредна ситуација кога МЕПСО или другите ОЕПС постапува итно и не евозможен редиспечинг или контра-тргување, МЕПСО и другите ОЕПС има право да го ограничи доделениот капацитет помеѓу зоните на наддавање. Во сите овие случаи, ограничувањето се врши на координиран начин по директна комуникација со сите ОЕПС за кои станува збор.

2. МЕПСО или друг ОЕПС се повикува на виша сила или вонредна ситуација должен е да објави известување во кое се објаснува природата на вишата сила или настанатата вонредна ситуација и нејзиното претпоставено времетраење. Ова известување ќе им биде достапно на засегнатите учесници на пазарот преку НЕМО. Доколку капацитетот е експлицитно доделен на учесниците на пазарот, МЕПСО или друг ОЕПС повикувајќи се на виша сила или вонредна ситуација ќе испрати известување директно до договорните страни кои поседуваат меѓузонски капацитет за соодветниот временски период.

3. Доколку доделениот капацитет е ограничен поради виша сила или вонредна ситуација на која се повикува МЕПСО или друг ОЕПС, МЕПСО ќе надомести или обезбеди компензација за периодот на виша сила или вонредната ситуација, во согласност со следните барања:

(а) доколку постои имплицитна алокација, централните договорни страни или агентите за испорака нема да бидат предмет на финансиска загуба или финансиска корист што произлегува од какво било отстапување што произлегува од таквото ограничување;

(б) во случај на виша сила и доколку капацитетите биле доделени со експлицитна алокација, учесниците на пазарот имаат право на надоместок на цената платена за капацитетот во текот на постапката за експлицитна алокација;

(в) во случај на вонредна состојба и ако капацитетот е доделен со експлицитна алокација, учесниците на пазарот имаат право на компензација еднаква на разликата во цената на релевантните пазари помеѓу зоните на наддавање во релевантниот период; или

(г) во вонредна ситуација, ако капацитетот е доделен преку експлицитна алокација но цената на зоната на наддавање не е пресметана во најмалку една од двете релевантни зони на наддавање во соодветната временска рамка, учесниците на пазарот имаат право на надомест на цената платена за капацитетот за време на експлицитниот процес на алокација.

4. Во случај кога МЕПСО или друг ОЕПС се повикува на виша сила или вонредна ситуација должен е да преземе мерки во насока на ограничување на последните и траењето на вишата сила ил вонредната ситуација.

5. Кога договорната страна го обезбедила тоа, на барање на МЕПСО или засегнатиот ОЕПС, Регулаторната комисија за енергетика или националниот регулаторен орган на засегнатиот ОЕПС ќе процени дали настанот се квалификува како виша сила.

## Член 51

**Методологија за распределба на приход од загушувањето**

1. МЕПСО ја применуваат методологијата за распределба на приходите од загушување наведена во Членовите 58, 59, 124, 140 и 143 од Законот за енергетика\* и Член 2 од овие правила.

2. Методологијата од став 1 треба:

(а) да го олесни ефикасното долгорочно работење и развој на електропреносниот систем и ефикасното функционирање на пазарот на електрична енергија на Енергетската заедница;

(б) да се усогласи со општите принципи за управување со загушувањето предвидени со процесот на Ревизија на зоните на наддавање утврдени со Член 60 од Законот за Енергетиката (\*);

(в) да овозможи разумно финансиско планирање;

(г) да биде усогласена низ временските рамки; и

(д) да воспостави договори за споделување на приходот од загушувањето што произлегува од преносните средства во сопственост на други страни освен МЕПСО и другите ОЕПС.

3. МЕПСО во соработка со другите ОЕПС ќе ги распределат приходите од загушувањето во согласност со методологијата во став 1 кога тоа е изводливо а најдоцна една недела откако приходите од загушувањето се префрлени во согласност со Член 122 од Законот за енергетика.

## ГЛАВА III – ТРОШОЦИ

**ПОГЛАВЈЕ 1: МЕТОДОЛОГИЈА ЗА РАСПРЕДЕЛБА НА ТРОШОЦИ ЗА РЕДИСПЕЧИРАЊЕ И КОНТРА-ТРГУВАЊЕ ЗА ДЕН ОДНАПРЕД И ТЕКОТ НА ДЕНОТ**

## Член 52

**Методологија за распределба на трошоците за редиспечирање и контра-тргување**

1. Во рок од 16 месеци од донесувањето на одлуката од страна на Агенцијата за соработка на регулаторите за енергетиказа конфигурацијата на регионите за пресметка на капацитетот, МЕПСО во соработка другите ОЕПС од регионот за координирана пресметка на капацитетот ќе изработат предлог за заедничка методологија за распределба на трошоците за редиспечирање и контра-тргување.

2. Методологијата од ставот 1 на овој член содржи решенија за распределба на трошоците за корективни мерки од прекугранична важност.

3. Трошоците за редиспечирање и контра-тргување што се прифатливи за МЕПСО и релевантните ОЕПС ќе се утврдат на транспарентен начин и подлежат на ревизија.

4. Методологијата од од став 1 на овој член најмалку треба:

(а) да одреди кои трошоци настанати од користење на корективни мерки, за кои трошоците се земени предвид при пресметката на капацитетот и каде е воспоставена заедничка рамка за користење на таквите корективни мерки, се прифатливи за споделување помеѓу МЕРСО и другите ОЕПС од регионот за пресметка на капацитетот во согласност со методологијата за пресметка на капацитетот утврдена во Член 10 и Член 11 од овие правила;

(б) да дефинира кои трошоци настанати од користењето на редиспечирање или контра-тргување со кој се гарантира меѓузонскиот капацитет се прифатливи за споделување помеѓу сите МЕРСО и другите ОЕПС од регионот за пресметка на капацитетот во согласност со методологијата за пресметување на капацитетот утврдена во Член 9 и Член 10 од овие правила;

(в) да постави правила за распределба на трошоците во целиот регион како што е утврдено во согласност со точките (а) и (б) од овој став.

5. Методологијата изработена во согласност со став 1 вклучува:

(а) механизам за потврдување на фактичката потреба за редиспечирање или контра-тргување помеѓу МЕРСО и вклучените ОЕПС;

(б) последователен механизам за мониторинг на употребата на корективни мерки со трошоци;

(в) механизам за евалуација на ефектот на корективните мерки, врз основа на сигурносни критериуми за оперативната сигурност и економски критериуми;

(г) процес кој овозможува подобрување на корективните мерки;

(д) процес кој овозможува мониторинг на секој регион за координирана пресметка на капацитетот од страна на Регулаторната комисија за енергетика и другите регулаторни тела.

6. Методологијата развиена во согласност со став 1 на овој член исто така:

(а) треба да обезбеди стимулации за управување со загушувањето, вклучително и корективни мерки и стимулации за ефективно инвестирање;

(б) да биде доследна со одговорностите и обврските на МЕРСО и вклучените ОЕПС;

(в) треба да обезбеди правична распределба на трошоците и придобивките помеѓу МЕРСО вклучените ОЕПС;

(г) треба да биде во согласност со другите сродни механизми, вклучувајќи најмалку:

i. методологијата за распределба на приходите од загушувањето утврдена во Член 51 од овие правила;

ii. механизмот за компензација меѓу МЕРСО и другите ОЕПС, како што е утврден со Механизмот за меѓусебна компензација на ОЕПС согласно Член 159 од Законот за енергетика (\*);

(д) да го олесни ефикасниот долгорочен развој и функционирање на паневропскиот меѓусебно поврзан систем и ефикасното функционирање на паневропскиот пазар на електрична енергија;

(е) да го олесни почитувањето на општите принципи за управување со загушувањето во зоната на надавање, како и трошоците од загушувања.

(е) да дозволи разумно финансиско планирање;

(ж) да обезбеди усогласеност низ временските периоди за тргување ден-однапред и во тековниот ден; и

(з) да е усогласена со принципите на транспарентност и недискриминација.

7. МЕРСО во соработка со другите ОЕПС од регионот за пресметување на капацитетот, дополнително ќе ги усогласат меѓу регионите, колку што е можно повеќе, методологиите за распределба на трошоците за редиспечирање и контра-тргување што се применуваат во нивниот соодветен регион за пресметка на капацитетот.

## ПОГЛАВЈЕ 3 – НАДОМЕСТ НА ТРОШОЦИ НАСТАНАТИ ПРИ АЛОКАЦИЈА НА КАПАЦИТЕТОТ И УПРАВУВАЊЕ СО ЗАГУШУВАЊЕТО

### Член 53

#### Општи одредби за надомест на трошоци настанати при алокација на капацитетот и управување со загушувањето

1. Трошоците кои се однесуваат на обврските наметнати на МЕРСО и другите ОЕПС во согласност со Член 124 од Законот за енергетика\*, вклучувајќи ги и трошоците наведени во Член 52 и од Член 54 Член 57и од овие правила, ќе ги процени Регулаторната комисија за енергетика. Трошоците проценети како разумни, ефикасни и пропорционални ќе се повратат навремено преку утврдените тарифни модели во Законот за енергетика (\*) или други соодветни механизми што ќе ги определи Регулаторната комисија за енергетика и онаму каде што е потребно и останатите релевантни регулаторни тела.

2. Уделот на договорните страни во заедничките трошоци наведени во Член 58Ч став (2) точка (а), регионалните трошоци наведени во Член 58Ч став (2) точка (б) и националните трошоци наведени во Член 58Ч став (2) точка (в) од овие правила, оценети како разумни, ефикасни и пропорционални, ќе се повратат преку надоместоците на НЕМО, мрежните тарифи или други соодветни механизми како што е утврдено од надлежните регулаторни органи.

3. На барање на Регулаторната комисија за енергетика и другите регулаторни тела, МЕРСО и НЕМО и делегатите во согласност со Член 56 од овие правила, во рок од три месеци од барањето, ќе достават информации потребни за да се олесни проценката на направените трошоци.

### Член 54

#### Трошоците за воспоставување, менување и управување на спојување во единствен пазар на електрична енергија за тргување ден-однапред и во текот на денот

1. НЕМО е должен да учествува во покривање на следните трошоци:

(а) заеднички, регионални и национални трошоци за воспоставување, ажурирање или понатамошен развој на алгоритмот за ценовно спојување во единствен пазар на електрична енергија при тргување ден-однапред;

(б) заеднички, регионални и национални трошоци за воспоставување, ажурирање или понатамошен развој на алгоритмот за ценовно спојување во единствен пазар на електрична енергија при тргување во текот на денот;

(в) заеднички, регионални и национални трошоци за управување на спојување во единствен пазар на електрична енергија за тргување ден-однапред и во текот на денот;

2. Предмет на договор со засегнатите НЕМО, МЕРСО и другите ОЕПС може да учествуваат во трошоците предвидени во став 1 што е предмет на одобрување од релевантните регулаторни органи. Во такви случаи, во рок од два месеци од добивањето на прогноза од засегнатите НЕМО, МЕРСО и сите други ОЕПС имаат право да достават предлог за придонес во трошоците до релевантното регулаторно тело за одобрување.

3. НЕМО има право на надомест на трошоците во согласност со став 1 кои не се покриени од МЕРСО или друг ОЕПС во согласност со став 2, со надоместоци или други соодветни механизми само доколку трошоците се разумни и пропорционални, врз основа на национални договори со Регулаторната комисија за енергетика.

## Член 55

**Финансиско порамнување и трошоци за плаќање**

1. Сите трошоци направени од централно договорните страни и агентите за испорака ќе бидат надоместени преку надоместоци или други соодветни механизми доколку се разумни и пропорционални.

2. Централно договорните страни и агентите за испорака треба да обезбедат ефикасно финансиско порамнување и аранжмани за плаќање што ги избегнуваат непотребните трошоци а го одразуваат настанатиот ризик. Аранжманите за прекугранично финансиско порамнување и плаќање подлежат на одобрување од релевантните национални регулаторни органи.

## Член 56

**Трошоци за воспоставување и функционирање на процесот на пресметка на координиран капацитет**

1. МЕПСО и другите ОЕПС поединечно ги сносат трошоците за обезбедување влезни податоци за поставката за пресметка на капацитетот.

2. МЕПСО и другите ОЕПС заеднички ги сносат трошоците за поврзување на индивидуалните модели на мрежа.

3. Сите трошоци направени од учесниците на пазарот за исполнување на условите од овие правила се на товар на самите учесници на пазарот.

## Член 57

**Трошоци за осигурување на гаранциите**

Трошоците за осигурување на гаранциите во согласност со Член 48 став (2) и Член 49 од овие правила ги сносат МЕПСО и надлежните ОЕПС, до степен до кој е можно во согласност со Член 158 став (5) точка 1 од Законот за енергетика (\*). Овие трошоци ги вклучуваат трошоците од механизмите за компензација поврзани со осигурување на гаранциите за прекуграничните капацитети, како и трошоците за редиспечинг, контра-тргување и дебаланси поврзани со компензација на учесниците на пазарот.

## Член 58

**Распределба на трошоците помеѓу НЕМО и операторите на електропреносниот систем во различни договорни страни**

1. Сите релевантни НЕМО и МЕПСО и другите ОЕПС доставуваат годишен извештај до регулаторните органи во кој детално се објаснети трошоците за воспоставување, промена и имплементација на спојувањето во единствен пазар на електрична енергија за тргување ден-однапред и во текот на денот. При објавувањето на овој извештај, Агенцијата за соработка на регулаторите за енергија ги зема предвид чувствителните деловни информации. Трошоците директно поврзани со спојувањето во единствен пазар на електрична енергија за тргување ден-однапред и во текот на денот мора да бидат јасно и одделно утврдени и предмет на ревизија. Из-

вештајот ги содржи и сите детали за придонесите на МЕПСО и другите ОЕПС за подмирување на трошоците на НЕМО согласно Член 54 став (2) од овие правила.

2. Трошоците од став 1 се поделени на:

(а) заеднички трошоци кои произлегуваат од координираните активности на сите НЕМО или МЕПСО и другите ОЕПС вклучени во спојувањето во единствен пазар на електрична енергија за тргување ден-однапред и во текот на денот;

(б) регионални трошоци кои произлегуваат од активностите на НЕМО или МЕПСО и другите ОЕПС кои соработуваат во одреден регион;

(в) националните трошоци кои произлегуваат од активностите на НЕМО или МЕПСО во таа договорна страна.

3. Заедничките трошоци од став 2(а) ќе се поделат меѓу МЕПСО, другите ОЕПС и НЕМО од земјите членки и договорните страни согласно Член 58 став(3) од овие правила.

4. НЕМО и МЕПСО и другите ОЕПС кои соработуваат во одреден регион заеднички ќе се договорат за предлог за поделба на регионалните трошоци во согласност со став 2 точка (б) од овој член. Предлогот потоа ќе биде поединечно одобрен од Регулаторната комисија за енергетика и надлежните регулаторни тела на секоја од договорните страни и земјите-членки во регионот. НЕМО и МЕПСО и другите ОЕПС кои соработуваат во одреден регион може алтернативно да ги користат аранжманите за поделба на трошоците.

5. Принципите за распределба на трошоците се применуваат за трошоците настанати од влегувањето во сила на овие правила и не е во спротивност со веќе започнатите решенија за развој на спојувањето во единствен пазар на електрична енергија за тргување ден-однапред и во текот на денот, а трошоците направени пред влегувањето во сила на овие правила, ќе се распределат меѓу НЕМО и МЕПСО и другите ОЕПС врз основа на постојните договори кои ги регулираат ваквите решенија.

**ГЛАВА IV – ДЕЛЕГИРАЊЕ НА ЗАДАЧИ И МОНИТОРИНГ**

## Член 59

**Делегирање на задачи**

1. МЕПСО или друг ОЕПС или НЕМО може да ја делегира цела или дел од која било задача што му е доделена според овие Правила на една или повеќе страни, ако третата страна може да ја изврши релевантната функција исто толку ефективно како тој што му ја доделил. Делегираната една или повеќе страни останува одговорен за обезбедување сигурност со обврските според овие правила, вклучувајќи ја контролата и обезбедувањето на пристап до информациите за мониторинг од страна на Регулаторната комисија за енергетика и другите регулаторни тела.

2. Пред делегирањето, третата страна за која станува збор мора јасно да и докаже на страната која ја делегира својата способност да ги извршува обврските од овие правила.

3. Во случај целата задача или дел од задачите наведени во овие правила да се делегираат на трето лице, страната што ја делегира задачата мора да обезбеди постоење на соодветни договори за доверливост во согласност со обврските за доверливост на страната која ја делегира.

#### Член 60

### Мониторинг на примената на спојувањето во единствен пазар на електрична енергија за тргување ден-однапред и во текот на денот

1. Субјектот или субјектите кои ги извршуваат функциите на оператор на пазарно спојување се под мониторинг на Регулаторната комисија за енергетика и регулаторните органи или соодветните надлежни органи во државата во која се наоѓаат. Други регулаторни тела или релевантни тела, Регулаторниот одбор на Енергетската заедница и, до степен до кој земјите-членки се засегнати, Агенцијата за соработка на регулаторите за енергетика, постапувајќи во согласност со Ратификуваните меѓународни договори и одлуките на Министерскиот совет на Енергетската заедница<sup>2</sup>, придонесуваат за мониторинг доколку е соодветно. Регулаторната комисија за енергетика и другите регулаторните органи или релевантните органи кои се првенствено одговорни за мониторинг на НЕМО и функциите на операторот на пазарно спојување целосно соработуваат и обезбедуваат пристап до информациите до другите регулаторни органи и Регулаторниот одбор на Енергетската заедница и Агенцијата за соработка на регулаторите за енергетика со цел да се обезбеди правилен мониторинг на спојувањето во единствен пазар на електрична енергија за тргување ден-однапред и во текот на денот во согласност со Член 58 од Законот за енергетика.

2. Мониторингот на имплементацијата на интеграцијата на договорните страни во спојувањето во единствен пазар на електрична енергија за тргување ден-однапред и во текот на денот од страна на Агенцијата за соработка на регулаторите за енергетика, постапувајќи во согласност со Ратификуваните меѓународни договори и одлуките на Министерскиот совет на Енергетската заедница<sup>3</sup>, ќе се врши во координација со Секретаријатот на Енергетската заедница.

3. МЕПСО и другите ОЕПС треба да ги достават до Агенцијата за соработка на регулаторите за енергетика и Секретаријатот на Енергетската заедница информациите потребни за извршување на задачите во согласност со ставот 2.

4. НЕМО, учесниците на пазарот и другите релевантни организации во врска со спојувањето во единствен пазар на електрична енергија за тргување ден-однапред и во текот на денот, на заедничко барање на Регулаторниот одбор на Енергетската заедница или, до степен до кој земјите-членки се засегнати, Агенцијата за соработ-

ка на регулаторите за енергетика и ENTSO-E, постапувајќи во согласност со Ратификуваните меѓународни договори и одлуките на Министерскиот совет на Енергетската заедница<sup>4</sup>, ќе ги достават до ENTSO-E информациите потребни за следење во согласност со став 2 од овој член, освен информациите што веќе ги добиле регулаторните органи, Регулаторниот одбор на Енергетската заедница, Агенцијата за соработка на регулаторите за енергетика или ENTSO-E во контекст на нивните соодветни задачи за следење на имплементацијата.

## ГЛАВА V – ПРЕОДНИ И ЗАВРШНИ ОДРЕДБИ

### Член 61

#### Влегување во сила

1. Овие правила влегуваат во сила осмиот ден од денот на нивното објавување во „Службен весник на Република Северна Македонија“, а ќе се применуваат по истек на една година од денот на нивното влегување во сила.

## ПРИЛОГ 1

### РЕГИОНИ ЗА ПРЕСМЕТКА НА КАПАЦИТЕТ

#### Член 1

#### Предмет и рамки на примена

1. Регионите за координирана пресметка на капацитетот ги опфаќаат сите постоечки граници на зоните за наддавање помеѓу Договорните страни и Договорните страни на Енергетската заедница и земјите-членки на Европската Унија како што е дефинирано во овие правила.

2. Сите промени во конфигурацијата на границата на зоната за наддавање во рамките на примена дефинирана во став 1 од овој Член ќе бидат земени предвид за идните измени во согласност со Регулативата (ЕУ) 2015/1222.

3. Прилагодувањето на конфигурацијата на регионите за координирана пресметка на капацитети наведени во овие правила ќе биде предмет на предлог од сите ОЕПС во согласност со Член 5 од овие Правила.

#### Член 2

#### Региони за пресметка на капацитет

Регионите за координирана пресметка на капацитети во кој влегува МЕПСО се дефинираат со одлука на Агенцијата за соработка на регулаторите за енергетика, како и измена на регулативата EnC 2015/1222 и соодветниот Анекс на регулативата EnC 2015/1222 и директно се применуваат.

Бр. 09-2606/2  
30 април 2026 година  
Скопје

АД МЕПСО  
Генерален директор,  
Доц. д-р **Бурим Латифи**, с.р.

<sup>2</sup> Член 2 од Процедуралниот акт бр. 2022/2/МС

<sup>3</sup> Член 2 од Процедуралниот акт бр. 2022/2/МС

<sup>4</sup> Член 2 и 3 од Процедуралниот акт бр. 2022/2/МС

1428.

Врз основа на член 148 од Законот за енергетика\* („Службен весник на Република Северна Македонија“ бр. 101/25 и 135/25), Управниот одбор на Операторот на електропреносниот систем на Република Северна Македонија, Акционерско друштво за пренос на електрична енергија и управување со електроенергетскиот систем во државна сопственост, Скопје, АД МЕПСО Скопје, на седница одржана на 30.4.2026, по претходно одобрување на Регулаторната комисија за енергетика, водни услуги и услуги за управување со комунален отпад на Република Северна Македонија бр. .... од ....., донесе:

## П РА В И Л А ЗА ОПЕРАТИВНА СИГУРНОСТ

### ДЕЛ I - Општи одредби

#### Предмет

#### Член 1

- (1) (1) За обезбедување на оперативна сигурност, квалитет на фреквенција и ефикасно користење на меѓусебно поврзаните електропреносни системи и капацитети, овој дел од Мрежните правила утврдува детални упатства за:
- (a) барања и принципи во врска со оперативната сигурност
  - (b) одговорности и начин на координација и размена на податоци при оперативно планирање и планирање блиску до реално време
  - (c) начин на обука и сертификација на вработените во МЕПСО
  - (d) барања за координација на исклучувања на елементите на електропреносниот систем
  - (e) барања за планирање за обезбедување на оперативна сигурност помеѓу контролните области на операторите на електропреносните системи од синхрона зона на континентална Европа
  - (f) критериуми за воспоставување рамка на Енергетската заедница за регулација на оптоварување и фреквенција и резерви.

#### Опсег

#### Член 2

- (1) (1) Постапките и барањата утврдени со овие правила се применуваат на следните значајни корисници на мрежата (во понатамошниот текст: ЗКМ):
- (g) (a) постојни и нови производни капацитети на електрична енергија кои се, или би биле, класифицирани како тип В, С и D согласно критериумите утврдени во член 5 од Регулативата на Комисијата (ЕУ) 2016/631, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2018/03/PHLG-EnC на Постојаната група на високо ниво;
  - (h) (b) постојни и нови објекти приклучени на преносната мрежа;
  - (i) (в) постојни и нови затворени дистрибутивни системи приклучени на преносниот систем;
  - (j) (г) постојни и нови потрошувачи, затворени дистрибутивни системи и трети страни, доколку тие обезбедат управување со потрошувачка директно до операторот на електропреносниот систем (во понатамошниот текст: ОЕПС), во согласност со критериумите утврдени во член 27 од Регулативата на Комисијата (ЕУ) 2016/1388, прилагодена и усвоена со Одлука 2018/05/PHLG-EnC донесена од страна на Постојаната група на високо ниво;
  - (k) (д) даватели на редиспечирање на производните модули или постројки на потрошувачи по пат на агрегација и страни кои обезбедуваат резерви на активна моќност во согласност со Дел IV, Глава 8 од овие правила; и
  - (l) (f) Не е применливо.

- (2) (2) Овие правила се применливи за сите преносни системи, дистрибутивни системи и интерконекции во Договорните страни и со земјите-членки, како и на регионалните координативни центри, освен на преносните и дистрибутивните системи или делови од преносните и дистрибутивните системи во Договорните страни чишто системи не се управуваат во синхронизација со континентална Европа (<...>).
- (3) (3) Доколку во една договорна страна постојат повеќе оператори на електропреносен систем (ОЕПС), овие правила ќе се применуваат од страна на сите ОЕПСи во таа Договорна страна. Доколку одреден ОЕПС нема функција релевантна за една или повеќе обврски согласно овие правила, договорните страни можат, во рамките на националните регулативи, да предвидат одговорноста за усогласување на ОЕПС со една, некои или сите обврски согласно овие правила да биде доделена на еден или повеќе конкретни ОЕПСи.
- (4) (4) Не е применливо.
- (5) (5) Доколку барањата согласно овие правила треба да ги утврди релевантен систем оператор кој не е оператор на електропреносниот систем (ОЕПС), тогаш договорните страни можат да одредат ОЕПС да биде одговорен за утврдување на релевантните барања.

### **Дефиниции**

#### **Член 3**

- (1) (1) За целите на овие правила, се применуваат дефинициите утврдени во член 3 од Законот за енергетика\* и прописите кои произлегуваат од истиот.
- (2) Покрај тоа, се применуваат следниве дефиниции:
- (1) „оперативна сигурност“ значи способност на електропреносниот систем да ја задржи нормалната состојба или да се врати во нормална состојба што е можно побрзо, при што таа е карактеризирана со оперативни сигурносни ограничувања;
- (2) „ограничување“ значи состојба во која постои потреба да се подготви и активира корективна мерка со цел да се почитуваат оперативните сигурносни ограничувања;
- (3) „N-состојба“ значи состојба во која ниту еден елемент на електропреносниот систем не е недостапен поради настанување на случаен испад;
- (4) „листа на случајни испади“ значи листа на случајни испади што треба да се симулираат за да се тестира усогласеноста со оперативните сигурносни ограничувања;
- (5) „нормална состојба“ значи состојба во која системот е во рамките на оперативните сигурносни ограничувања во N-состојба и по настанување на кој било случаен испад од листата на случајни испади, земајќи го предвид ефектот од достапните корективни мерки;

- (6) „примарна регулација“ или „FCR“ значи резерви на активна моќност достапни за да се задржи фреквенцијата на системот по појава на нерамнотежа;
- (7) „резерви за обновување на фреквенцијата“ или „FRR“ значи резерви на активна моќност достапни за да се врати фреквенцијата на системот на номиналната фреквенција и, за синхрона област составена од повеќе од една LFC област, да се врати енергетската рамнотежа на планираната вредност;
- (8) „заменска резерва“ или „RR“ значи резерви на активна моќност достапни за да се врати или поддржи потребното ниво на FRR, со цел подготовка за дополнителни отстапувања на системот, вклучително и производни резерви;
- (9) „давател на услуги за балансирање“ значи правно лице со законска или договорна обврска да обезбеди FCR, FRR или RR од најмалку една единица за обезбедување резерви или група за обезбедување резерви;
- (10) „единица за обезбедување резерви“ значи поединечен или агрегат од модули за производство на електрична енергија и/или потрошувачки единици, приклучени на заедничка точка на приклучување, кои ги исполнуваат барањата за обезбедување FCR, FRR или RR;
- (11) „група за обезбедување резерви“ значи агрегат од модули за производство на електрична енергија, потрошувачки единици и/или единици за обезбедување резерви, приклучени на повеќе од една точка на приклучување, кои ги исполнуваат барањата за обезбедување FCR, FRR или RR;
- (12) „област за регулација на оптоварување и фреквенција“ или „LFC област“ значи дел од синхрона област или цела синхрона област, физички разграничена со мерни точки на интерконективни врски кон други LFC области, со која управува еден или повеќе ОЕПСи кои ги исполнуваат обврските за регулација на оптоварување и фреквенција;
- (13) „време за обновување на фреквенцијата“ значи максималното очекувано време по појава на моментална нерамнотежа на моќност помала или еднаква на референтниот инцидент во кое фреквенцијата на системот се враќа во опсегот за враќање на фреквенцијата, за синхрони области со само една LFC област; а за синхрони области со повеќе од една LFC област, максималното очекувано време по појава на моментална нерамнотежа на моќност на една LFC област во кое таа нерамнотежа е компензирана;
- (14) „(N-1) критериум“ значи правило според кое елементите кои остануваат во работа во контролната област на ОЕПС по настанување на случаен испад се способни да ја прифатат новата оперативна состојба без да ги прекршат оперативните сигурносни ограничувања;
- (15) „(N-1) состојба“ значи состојба на електропреносниот систем во која настанал еден случаен испад од листата на случајни испади;
- (16) „резерва на активна моќност“ значи балансирачки резерви достапни за одржување на фреквенцијата;
- (17) „состојба на предупредување“ значи состојба на системот во која системот е во рамките на оперативните сигурносни ограничувања, но е детектиран случаен испад од листата на случајни испади и во случај на негово настанување достапните корективни мерки не се доволни за да се задржи нормалната состојба;

- (18) „блок за регулација на оптоварување и фреквенција“ или „LFC блок“ значи дел од синхрона област или цела синхрона област, физички разграничена со мерни точки на интерконективни врски кон други LFC блокови, составен од една или повеќе LFC области, со кој управува еден или повеќе ОЕПСи кои ги исполнуваат обврските за регулација на оптоварување и фреквенција;
- (19) „грешка на контролна област“ или „ACE“ значи збир од грешката во регулацијата на моќноста („ $\Delta P$ “), односно разликата во реално време помеѓу измерената реална вредност на размената на моќност („P“) и контролниот програм („P0“) на одредена LFC област или LFC блок, и грешката во регулацијата на фреквенцијата („ $K \cdot \Delta f$ “), односно производ од K-факторот и отстапувањето на фреквенцијата на таа LFC област или LFC блок, при што  $ACE = \Delta P + K \cdot \Delta f$ ;
- (20) „контролен програм“ значи низа на зададени вредности за нетирана размена на моќност на LFC област или LFC блок преку интерконективни врски на наизменична струја („AC“);
- (21) „регулација на напон“ значи рачни или автоматски регулациони дејства на јазолот на производство, на крајните јазли на AC водови или HVDC системи, на трансформатори или други средства, со цел да се одржи зададеното ниво на напон или зададената вредност на реактивна моќност;
- (22) „безнапонска состојба“ значи состојба на системот во која работата на дел или на целиот електропреносен систем е прекината;
- (23) „внатрешен случаен испад“ значи случаен испад во контролната област на ОЕПС, вклучително и интерконективни врски;
- (24) „надворешен случаен испад“ значи случаен испад надвор од контролната област на ОЕПС, исклучувајќи ги интерконективните врски, со фактор на влијание поголем од прагот на влијание на случајни испади;
- (25) „фактор на влијание“ значи нумеричка вредност што се користи за квантификација на најголемиот ефект од испад на елемент на електропреносниот систем лоциран надвор од контролната област на ОЕПС, исклучувајќи ги интерконективните врски, во смисла на промена на текови на моќност или напон предизвикана од тој испад, врз кој било елемент на електропреносниот систем; колку е поголема вредноста, толку е поголем ефектот;
- (26) „праг на влијание на случаен испад“ значи нумеричка гранична вредност со која се споредуваат факторите на влијание и при која настанување на случаен испад лоциран надвор од контролната област на ОЕПС со фактор на влијание поголем од прагот на влијание на случаен испад се смета дека има значајно влијание врз контролната област на ОЕПС, вклучително и интерконективните врски;
- (27) „анализа на случајни испади“ значи компјутерски базирана симулација на случајни испади од листата на случајни испади;
- (28) „критично време на отстранување на дефект“ значи максималното времетраење на дефект за кое електропреносниот систем ја задржува стабилноста на работа;
- (29) „дефект“ значи сите видови на куси врски (еднофазни, двофазни и трофазни, со и без контакт со земја), прекинат проводник, прекинато коло или прекината/интермитентна врска, што резултира со трајна недостапност на засегнатиот елемент на електропреносниот систем;
- (30) „елемент на електропреносниот систем“ значи било која компонента на електропреносниот систем;
- (31) „отстапување“ значи непланиран настан кој може да предизвика електропреносниот систем да отстапи од нормалната состојба;

- (32) „динамичка стабилност“ е општ поим што ја вклучува стабилноста на аголот на роторот, стабилноста на фреквенцијата и стабилноста на напонот;
- (33) „проценка на динамичка стабилност“ значи проценка на оперативната сигурност во однос на динамичка стабилност;
- (34) „фреквентна стабилност“ значи способност на електропреносниот систем да ја одржи фреквенцијата стабилна во N-состојба и по настанување на отстапување;
- (35) „напонска стабилност“ значи способност на електропреносниот систем да одржува прифатливи нивоа на напон во сите јазли во електропреносниот систем во N-состојба и по настанување на нарушување;
- (36) „состојба на системот“ значи оперативна состојба на електропреносниот систем во однос на оперативните сигурносни ограничувања, која може да биде: нормална состојба, состојба на предупредување, вонредна состојба, безнапонска состојба и состојба на повторно воспоставување;
- (37) „вонредна состојба“ значи состојба на системот во која е прекршено едно или повеќе оперативни сигурносни ограничувања;
- (38) „состојба на повторно воспоставување“ значи состојба на системот во која целта на сите активности во електропреносниот систем е повторно воспоставување на работата на системот и одржување на оперативната сигурност по безнапонска состојба или вонредна состојба;
- (39) „исклучителен случаен испад“ значи истовремена појава на повеќе случајни испади со заедничка причина;
- (40) „отстапување на фреквенцијата“ значи разлика помеѓу реалната и номиналната фреквенција на синхроната област, која може да биде негативна или позитивна;
- (41) „системска фреквенција“ значи електрична фреквенција на системот што може да се мери во сите делови на синхроната област, под претпоставка на кохерентна вредност за системот во временска рамка од секунди, со само мали разлики помеѓу различни локации на мерење;
- (42) „процес на обновување на фреквенцијата“ или „FRP“ значи процес чија цел е да се обнови фреквенцијата на номиналната фреквенција и, за синхрони области составени од повеќе од една LFC област, процес чија цел е да се обнови енергетската рамнотежа на планираната вредност;
- (43) „контролна грешка на процесот на обновување на фреквенцијата“ или „FRCE“ значи контролната грешка за FRP, која е еднаква на ACE на LFC област, или еднаква на отстапувањето на фреквенцијата кога LFC областа географски одговара на синхроната област;
- (44) „распоред“ значи референтен сет на вредности што претставуваат производство, потрошувачка или размена на електрична енергија за даден временски период;
- (45) „K-фактор на LFC област или LFC блок“ значи вредност изразена во мегавати по херц („MW/Hz“), која е колку што е практично можно поблиску до, или поголема од, збирот од автоконтрола на производство, саморегулација на оптоварување и придонесот на резервите за задржување на фреквенцијата во однос на максималното стационарно отстапување на фреквенцијата;
- (46) „локална состојба“ значи квалификација на состојба на предупредување, вонредна состојба или безнапонска состојба кога не постои ризик последиците да се прошират надвор од контролната област, вклучително и интерконективните врски поврзани со таа контролна област;

- (47) „максимално стационарно отстапување на фреквенцијата“ значи најголемото очекувано отстапување на фреквенцијата по појава на нерамнотежа еднаква или помала од референтниот инцидент, при кое системската фреквенција е проектирана да се стабилизира;
- (48) „обзервабилна област“ значи сопствениот електропреносен систем на ОЕПС и релевантните делови од дистрибутивните системи и електропреносните системи на соседните ОЕПСи, за кои ОЕПС спроведува следење и моделирање во реално време за да ја одржи оперативната сигурност во својата контролна област, вклучително и интерконективните врски;
- (49) „соседни ОЕПСи“ значи оператори на електропреносни системи директно поврзани преку најмалку една интерконективна врска на наизменична струја (AC) или еднонасочна струја (DC);
- (50) „анализа на оперативна сигурност“ значи целосен опфат на компјутерски базирани, рачни и автоматски активности што се спроведуваат за да се оцени оперативната сигурност на електропреносниот систем и да се оценат корективните мерки потребни за одржување на оперативната сигурност;
- (51) „индикатори за оперативна сигурност“ значи индикатори што ги користат ОЕПС за следење на оперативната сигурност во однос на состојбите на системот, како и дефекти и пореметувања што влијаат врз оперативната сигурност;
- (52) „рангирање на оперативна сигурност“ значи рангирање што го користат ОЕПС за следење на оперативната сигурност врз основа на индикаторите за оперативна сигурност;
- (53) „оперативни тестови“ значи тестови што ги спроведува ОЕПС или ОДС за одржување, развој на практики за работа на системот и обука, како и за прибирање информации за однесувањето на електропреносниот систем при абнормални услови; како и тестови што ги спроведуваат значајни корисници на мрежата за слични цели на нивните објекти;
- (54) „обичен случаен испад“ значи појава на случаен испад на единечна гранка или единечно инјектирање;
- (55) „испад надвор од опсег“ значи истовремена појава на повеќе случајни испади без заедничка причина, или губење на модули за производство со вкупна загуба на произведен капацитет што го надминува референтниот инцидент;
- (56) „градиент“ значи стапка на промена на активната моќност на модул за производство на електрична енергија, потрошувачки капацитет или HVDC систем;
- (57) „резерва на реактивна моќност“ значи реактивна моќност што е достапна за одржување на напонот;
- (58) „референтен инцидент“ значи максимално позитивно или негативно отстапување на моќност што настанува моментално помеѓу производство и побарувачка во синхрона област, земено предвид при димензионирање на FCR;
- (59) „аголна стабилност на ротор“ значи способност на синхроните машини да останат во синхронизам во N-состојба и по настанување на отстапување;
- (60) „план за безбедност“ значи план што содржи проценка на ризик за критичните средства на ОЕПС во однос на сценарија на значајни физички и кибер-закани, со проценка на потенцијалните влијанија;
- (61) „граници на стабилност“ значи дозволени граници за работа на електропреносниот систем во однос на почитување на границите на напонска стабилност, стабилност на аголот на роторот и фреквентна стабилност;

- (62) „поширока состојба“ значи квалификација на состојба на предупредување, вонредна состојба или безнапонска состојба кога постои ризик од ширење (пропагација) кон меѓусебно поврзаните електропреносни системи;
- (63) „одбранбен план“ значи технички и организациски мерки што треба да се преземат за да се спречи ширење или влошување на отстапувањето во електропреносниот систем, со цел да се избегне отстапување во поширока состојба и безнапонска состојба;
- (64) „топологија“ значи податоци за поврзаноста на различните елементи на електропреносниот или дистрибутивниот систем во трафостаница и ја вклучува електричната конфигурација и положбата на прекинувачите и статусот;
- (65) „транзиентни дозволени преоптоварувања“ значи привремени преоптоварувања на елементи на електропреносниот систем кои се дозволени за ограничен период и кои не предизвикуваат физичко оштетување на елементите на електропреносниот систем, сè додека се почитуваат дефинираното времетраење и праговите;
- (66) „виртуелен далекувод“ значи дополнителен влез за регулаторите на засегнатите LFC области што има ист ефект како мерна вредност на физичка интерконективна врска и овозможува размена на електрична енергија помеѓу соодветните области;
- (67) „флексибилни системи за пренос на наизменична струја“ или „FACTS“ значи опрема за пренос на електрична моќност со наизменична струја, со цел зголемена управливост и зголемен капацитет на пренос на активна моќност;
- (68) „адекватност“ значи способност на влезните мощности во одредена област да го задоволат оптоварувањето во таа област;
- (69) „агрегиран нетиран надворешен распоред“ значи распоред што ја претставува нетираната агрегација на сите надворешни распореди на ОЕПС и надворешни комерцијални трговски распореди помеѓу две области за планирање или помеѓу област за планирање и група од други области за планирање;
- (70) „план за расположливост“ значи комбинација од сите планирани статуси на расположливост на релевантно средство за даден временски период;
- (71) „статус на расположливост“ значи способност на модул за производство, елемент на мрежата или потрошувачки капацитет да обезбеди услуга за даден временски период, без оглед дали е во работа или не;
- (72) „блиску до реално време“ значи временски период не подолг од петнаесет (15) минути помеѓу последното затворање на вратата за тргување во тековниот ден и реалното време;
- (73) „распоред на потрошувачка“ значи распоред што ја претставува потрошувачката на потрошувачки капацитет или на група потрошувачки капацитети;
- (74) „оперативно-планирачка податочна средина на ENTSO-E“ значи збир од апликациски програми и опрема развиени за да овозможат складирање, размена и управување со податоците што се користат во процесите на оперативно планирање помеѓу ОЕПСите;
- (75) „надворешен комерцијален трговски распоред“ значи распоред што ја претставува комерцијалната размена на електрична енергија помеѓу учесници на пазарот во различни области за планирање;
- (76) „надворешен распоред на ОЕПС“ значи распоред што ја претставува размената на електрична енергија помеѓу ОЕПСи во различни области за планирање;

- (77) „принуден испад“ значи непланирано исклучување од работа на релевантно средство, поради итна причина што не е под оперативна контрола на операторот на засегнатото релевантно средство;
- (78) „распоред на производство“ значи распоред што го претставува производството на електрична енергија на модул за производство на електрична енергија или на група модули за производство;
- (79) „внатрешен комерцијален трговски распоред“ или „возен ред“ значи распоред што ја претставува комерцијалната размена на електрична енергија во рамките на една област за планирање помеѓу различни учесници на пазарот;
- (80) „внатрешно релевантно средство“ значи релевантно средство кое е дел од контролната област на ОЕПС или релевантно средство лоцирано во дистрибутивен систем, вклучително и затворен дистрибутивен систем, кое е директно или индиректно поврзано со контролната област на тој ОЕПС;
- (81) „нетирана АС-позиција на област“ значи нетирана агрегација на сите АС надворешни распореди на една област;
- (82) „регион за координација на исклучувања“ значи комбинација од контролни области за кои ОЕПСите дефинираат постапки за следење и, доколку е потребно, координација на статусот на расположливост на релевантните средства во сите временски рамки;
- (83) „релевантен потрошувачки капацитет“ значи потрошувачки капацитет што учествува во координација на исклучувања и чиј статус на расположливост влијае на прекуграничната оперативна сигурност;
- (84) „релевантно средство“ значи секој релевантен потрошувачки капацитет, релевантен модул за производство на електрична енергија или релевантен елемент на мрежата што учествува во координација на исклучувања;
- (85) „релевантен елемент на мрежата“ значи секоја компонента на електропреносен систем, вклучително и интерконективни врски, или на дистрибутивен систем, вклучително и затворен дистрибутивен систем, како што се: единечен вод, единечно коло, единечен трансформатор, единечен трансформатор со фазно поместување или уред за напонска компензација, која учествува во координација на исклучувања и чиј статус на расположливост влијае на прекуграничната оперативна сигурност;
- (86) „неусогласеност во планирање на исклучувања“ значи состојба во која комбинација од статусот на расположливост на еден или повеќе релевантни елементи на мрежата, релевантни модули за производство и/или релевантни потрошувачки капацитети и најдобрата проценка на прогнозирана состојба на електроенергетската мрежа води до прекршување на оперативните сигурносни ограничувања, земајќи ги предвид корективните мерки без трошоци што му се на располагање на ОЕПС;
- (87) „носител на планирање на исклучувања“ значи субјект со задача да го планира статусот на расположливост на релевантен модул за производство на електрична енергија, релевантен потрошувачки капацитет или релевантен елемент на мрежата;
- (88) „релевантен модул за производство на електрична енергија“ значи модул за производство кој учествува во координација на исклучувања и чиј статус на расположливост влијае на прекуграничната оперативна сигурност;

- (89) „регионален координативен центар“ („RCC“) значи регионален координативен центар основан согласно Одредбите од Законот за енергетика (\*) кои се однесуваат на регионалната соработка;
- (90) „балансирана група“ значи субјект или субјекти со задача да доставуваат распореди од пазарните учесници до ОЕПС и останатите ОЕПСи или, кога е применливо, до трети страни;
- (91) „област за планирање“ значи област во која се применуваат обврските на ОЕПС во врска со планирањето, поради оперативни или организациски потреби;
- (92) „недела-однапред“ значи неделата што ѝ претходи на календарската недела на работа;
- (93) „година-однапред“ значи годината што ѝ претходи на календарската година на работа;
- (94) „засегнат ОЕПС“ значи ОЕПС за кој информациите за размена на резерви и/или споделување резерви и/или процес на нетирање на нерамнотежи и/или прекуграничен процес на активирање се потребни за анализа и одржување на оперативната сигурност;
- (95) „капацитет на резерви“ значи количина на FCR, FRR или RR што треба да му биде достапна на ОЕПС;
- (96) „размена на резерви“ значи можност ОЕПС да пристапи до капацитет на резерви поврзан во друга LFC област, LFC блок или синхрона област за да ги исполни сопствените барања за резерви што произлегуваат од неговиот процес на димензионирање на резерви (FCR, FRR или RR), при што тој капацитет на резерви е исклучиво за тој ОЕПС и не се зема предвид од друг ОЕПС за исполнување на неговите барања за резерви;
- (97) „споделување на резерви“ значи механизам при кој повеќе од еден ОЕПС го зема истиот капацитет на резерви (FCR, FRR или RR) предвид за да ги исполни своите барања за резерви што произлегуваат од нивните процеси на димензионирање на резерви;
- (98) „време на активирање на состојба на предупредување“ значи времето пред состојбата на предупредување да стане активна;
- (99) „автоматска FRR“ значи FRR што може да се активира со автоматски уред за регулација;
- (100) „доцнење на активирање на автоматска FRR“ значи временски период помеѓу поставувањето на нова зададена вредност од регулаторот за обновување на фреквенцијата и почетокот на физичката испорака на автоматската FRR;
- (101) „време на целосна активација на автоматска FRR“ значи временски период помеѓу поставување на нова зададена вредност од регулаторот за обновување на фреквенцијата и соодветната активација или деактивација на автоматската FRR;
- (102) „просечни FRCE податоци“ значи сет на податоци што се состои од просечната вредност на регистрираната моментална FRCE на LFC област или LFC блок во даден измерен временски период;
- (103) „ОЕПС што обезбедува контролна способност“ значи ОЕПС кој треба да го иницира активирањето на својот капацитет на резерви за ОЕПС што прима контролна способност, под условите на договор за споделување резерви;
- (104) „ОЕПС што прима контролна способност“ значи ОЕПС кој го пресметува капацитетот на резерви земајќи предвид капацитет на резерви што е достапен преку соседните ОЕПС-и што обезбедува контролна способност, под условите на договор за споделување резерви;

- (105) „процес на примена на критериуми“ значи процес на пресметка на целните параметри за синхроната област, LFC блок и LFC област врз основа на податоците добиени во процесот на прибирање и доставување податоци;
- (106) „процес на прибирање и доставување податоци“ значи процес на прибирање на сетот податоци неопходни за спроведување на критериумите за оценување на квалитетот на фреквенцијата;
- (107) „процес за прекугранично активирање на FRR“ значи процес договорен помеѓу ОЕПСите што учествуваат во процесот, кој овозможува активирање на FRR поврзана во различна LFC област, преку соодветна корекција на влезот на засегнатите FRP;
- (108) „процес за прекугранично активирање на RR“ значи процес договорен помеѓу ОЕПСите што учествуваат во процесот, кој овозможува активирање на RR поврзана во различна LFC област, преку соодветна корекција на влезот на засегнатите RRP;
- (109) „димензионирачки инцидент“ значи највисокото очекувано моментално настанато отстапување на активна моќност во рамките на LFC блок, во позитивна и негативна насока;
- (110) „електрично временско отстапување“ значи временска разлика помеѓу синхроно време и координирано универзално време („UTC“);
- (111) „отстапување на фреквенцијата за целосна активација на FCR“ значи номинална вредност на отстапување на фреквенцијата при која FCR во синхроната област е целосно активирана;
- (112) „време на целосна активација на FCR“ значи временски период помеѓу појавата на референтниот инцидент и соодветната целосна активација на FCR;
- (113) „обврска за FCR“ значи дел од вкупната FCR што е под одговорност на ОЕПС;
- (114) „процес на одржување на фреквенцијата“ или „FCP“ значи процес чија цел е стабилизирање на системската фреквенција преку компензирање на нерамнотежите со соодветни резерви;
- (115) „процес на фреквентно спојување“ значи процес договорен помеѓу сите ОЕПСи на две синхрони области кој овозможува поврзување на активирањето на FCR преку прилагодување на HVDC тековите помеѓу синхроните области;
- (116) „параметар што го дефинира квалитетот на фреквенцијата“ значи главни променливи на системската фреквенција што ги дефинираат принципите на квалитет на фреквенцијата;
- (117) „целен параметар за квалитет на фреквенцијата“ значи главни цели на системската фреквенција врз основа на кои се оценува однесувањето на процесите на активација на FCR, FRR и RR во нормална состојба;
- (118) „критериуми за оценување на квалитетот на фреквенцијата“ значи сет на пресметки кои користат мерења на системската фреквенција и овозможуваат оценување на квалитетот на системската фреквенција во однос на целните параметри за квалитет на фреквенцијата;
- (119) „податоци за оценување на квалитетот на фреквенцијата“ значи сет на податоци што овозможува пресметка на критериумите за оценување на квалитетот на фреквенцијата;
- (120) не е применливо
- (121) не е применливо
- (122) не е применливо.

- (123) „FRCE целни параметри“ значи главни целни променливи на LFC блок врз основа на кои се утврдуваат и оценуваат критериумите за димензионирање на FRR и RR на LFC блокот и кои се користат за да го одразат однесувањето на LFC блокот при нормална работа;
- (124) „размена на моќност за обновување на фреквенцијата“ значи моќност што се разменува помеѓу LFC области во рамките на прекуграничниот процес за активирање на FRR;
- (125) „зададена фреквенција“ значи целна вредност на фреквенција што се користи во FRP, дефинирана како збир од номиналната системска фреквенција и офсет-вредност потребна за намалување на електричното временско отстапување;
- (126) „барања за расположливост на FRR“ значи збир на барања дефинирани од ОЕПСите на LFC блок во однос на расположливоста на FRR;
- (127) „правила за димензионирање на FRR“ значи спецификации на процесот на димензионирање на FRR на LFC блок;
- (128) „процес на нетирање на отстапување“ значи процес договорен помеѓу ОЕПСи кој овозможува да се избегне истовремено активирање на FRR во спротивни насоки, земајќи ги предвид соодветните FRCE, како и активираната FRR, преку соодветна корекција на влезот на вклучените FRP;
- (129) „размена на моќност за нетирање на отстапувања“ значи моќност што се разменува помеѓу LFC блокови во рамките на процесот на нетирање на отстапувањата;
- (130) „почетна обврска за FCR“ значи количина на FCR доделена на ОЕПС врз основа на клуч за распределба;
- (131) „моментални податоци за фреквенцијата“ значи сет на мерни податоци за вкупната системска фреквенција за синхроната област, со период на мерење еднаков или помал од една (1) секунда, кои се користат за цели на оценување на квалитетот на системската фреквенција;
- (132) „моментално отстапување на фреквенцијата“ значи сет на мерни податоци за моменталните отстапувања на вкупната системска фреквенција за синхроната област, со период на мерење еднаков или помал од една (1) секунда, кои се користат за цели на оценување на квалитетот на системската фреквенција;
- (133) „моментални FRCE податоци“ значи сет на податоци за FRCE на LFC блок со период на мерење еднаков или помал од десет (10) секунди, кои се користат за цели на оценување на квалитетот на системската фреквенција;
- (134) „опсег на FRCE – ниво 1“ значи првиот опсег што се користи за цели на оценување на квалитетот на системската фреквенција на ниво на LFC блок, во рамките на кој FRCE треба да се одржува во одреден процент од времето;
- (135) „опсег на FRCE – ниво 2“ значи вториот опсег што се користи за цели на оценување на квалитетот на системската фреквенција на ниво на LFC блок, во рамките на кој FRCE треба да се одржува во одреден процент од времето;
- (136) „оперативен договор за LFC блок“ значи повеќестран договор помеѓу сите ОЕПСи на LFC блок, кога LFC блокот го управуваат повеќе од еден ОЕПС; а кога LFC блокот го управува само еден ОЕПС, значи оперативна методологија за LFC блок што ја усвојува еднострано релевантниот ОЕПС;
- (137) „размена на моќност за замена“ значи моќност што се разменува помеѓу LFC области во рамките на прекуграничниот процес за активирање на RR;

- (138) „отстапувања на LFC блок“ значи збир од FRCE, активацијата на FRR и активацијата на RR во рамките на LFC блокот, како и размената на моќност за агрегација на отстапувањата, размената на моќност за обновување на фреквенцијата и размената на моќност за замена на овој LFC блок со други LFC блокови;
- (139) „монитор на LFC блок“ значи ОЕПС одговорен за прибирање на податоците за критериумите за оценување на квалитетот на фреквенцијата и за примена на критериумите за оценување на квалитетот на фреквенцијата за LFC блокот;
- (140) „структура на регулација на оптоварување и фреквенција“ значи основна структура која ги зема предвид сите релевантни аспекти на регулацијата на оптоварување и фреквенција, особено во однос на соодветните одговорности и обврски, како и видови и цели на резервите на активна моќност;
- (141) „структура на процесна одговорност“ значи структура за утврдување на одговорности и обврски во однос на резервите на активна моќност, врз основа на контролната структура на синхроната област;
- (142) „структура на активирање на процеси“ значи структура за категоризација на процесите што се однесуваат на различните видови резерви на активна моќност, во однос на нивната цел и активирање;
- (143) „време на целосна активација на рачна FRR“ значи временски период помеѓу промената на зададената вредност и соодветната активација или деактивација на рачната FRR;
- (144) „максимално моментално отстапување на фреквенцијата“ значи максималната очекувана апсолутна вредност на моментално отстапување на фреквенцијата по појава на нерамнотежа еднаква или помала од референтниот инцидент, над која се активираат вонредни мерки;
- (145) „област на мониторинг“ значи дел од синхроната област или цела синхрона област, физички разграничена со мерни точки на интерконективни врски кон други мониторинг-области, со која управува еден или повеќе ОЕПСи кои ги исполнуваат обврските на мониторинг-област;
- (146) „преквалификација“ значи процес на проверка на усогласеноста на единица за обезбедување резерви или група за обезбедување резерви со барањата утврдени од ОЕПС;
- (147) „период на промена на градиент“ значи временски период дефиниран со фиксна почетна точка и времетраење во кој влезот и/или излезот на активна моќност ќе се зголеми или намалува;
- (148) „ОЕПС што дава инструкции за резерви“ значи ОЕПС одговорен за давање инструкции до единицата за обезбедување резерви или групата за обезбедување резерви да активира FRR и/или RR;
- (149) „ОДС што поврзува резерви“ значи ОДС одговорен за дистрибутивната мрежа на која е поврзана единица за обезбедување резерви или група за обезбедување резерви што обезбедува резерви за ОЕПС;
- (150) „ОЕПС што поврзува резерви“ значи ОЕПС одговорен за мониторинг-област во која е поврзана единица за обезбедување резерви или група за обезбедување резерви;
- (151) „ОЕПС што прима резерви“ значи ОЕПС вклучен во размена со ОЕПС што поврзува резерви и/или со единица за обезбедување резерви или група за обезбедување резерви поврзана на друга мониторинг-област или LFC област;
- (152) „процес на замена на резерви“ или „RRP“ значи процес за враќање на активираната FRR <...>;

- (153) „барања за расположливост на RR“ значи збир на барања утврдени од ОЕПС од одреден LFC блок во однос на расположливоста на RR;
- (154) „правила за димензионирање на RR“ значи спецификации на процесот на димензионирање на RR на LFC блок;
- (155) „стандарден опсег на фреквенција“ значи дефиниран симетричен интервал околу номиналната фреквенција во кој системската фреквенција на синхроната област треба да се одржува;
- (156) „стандардно отстапување на фреквенцијата“ значи апсолутна вредност на отстапување на фреквенцијата што го ограничува стандардниот опсег на фреквенција;
- (157) „стационарно отстапување на фреквенцијата“ значи апсолутна вредност на отстапување на фреквенцијата по појава на нерамнотежа, откако системската фреквенција се стабилизирила;
- (158) „монитор на синхрона област“ значи ОЕПС одговорен за прибирање на податоците за критериумите за оценување на квалитетот на фреквенцијата и за примена на критериумите за оценување на квалитетот на фреквенцијата за синхроната област;
- (159) „процес на временска контрола“ значи процес за временска контрола, каде што временска контрола е регулационо дејство што се спроведува за да се врати на нула електричното временско отстапување помеѓу синхроното време и UTC време;
- (160) „земја-членка“ значи територија на Европската Унија наведена во член 27 од Договорот.

#### **Цели и регулаторни аспекти**

##### **Член 4**

- (1) (1) Овие правила имаат за цел:
- (a) (a) да одреди општи барања и начела за оперативна сигурност;
  - (b) (б) да одреди општи начела за оперативно планирање на меѓусебно поврзан електропреносен систем;
  - (c) (в) да одреди процеси и структури за регулација на фреквенција;
  - (d) (г) да обезбеди услови за одржување на оперативна сигурност преку Енергетска заедница;
  - (e) (д) да обезбеди услови за одржување на нивото на квалитет на управувањето со фреквенцијата во сите синхрони зони преку Енергетската заедница;
  - (f) (ф) да ја подобри координацијата на работењето на системот и оперативното планирање;
  - (g) (е) да обезбеди и унапреди транспарентност и доверливост на информациите за работењето на преносниот систем;
  - (h) (ж) да допринесе за ефикасно работење и развој на електропреносниот систем и енергетскиот сектор во Енергетската заедница.
- (б) (2) При примената на овие правила, договорните страни, надлежните органи и операторите на електропреносни системи:
- (a) (a) ги применуваат начелата за еднаквост и недискриминација;
  - (b) (б) овозможуваат транспарентност;
  - (c) (в) применуваат начела за оптимизација помеѓу најголемата вкупна ефикасност и најниските вкупни трошоци за сите вклучени страни;

- (d) (г) обезбедуваат ОЕПСи да користат пазарно базирани механизми, колку што е можно повеќе, со цел да се обезбеди сигурност и стабилност на мрежата;
- (e) (д) ја почитуваат одговорноста доделена на конкретниот ОЕПС со цел да се добие системска сигурност, според националното законодавство;
- (f) (ѓ) се консултираат со конкретните ОДС и ги земаат предвид потенцијалните влијанија врз нивните системи; и
- (g) (е) ги земаат предвид договорените европски стандарди и технички спецификации.

**Услови, прописи и методологии на ОЕПС**

**Член 5**

- (7) (1) Кога овие правила бараат ОЕПС да изготват услови или методологии, тие ги доставуваат за одобрување до Одборот на регулатори на Енергетската заедница (Energy Community Regulatory Board - ECRB) и, во мера во која се засегнати земјите-членки, до ACER, до надлежните регулаторни органи согласно член 6, став 3, или до субјектот назначен од договорната страна согласно член 6, ставови 4 и 5, во роковите утврдени со овие правила. Во вонредни околности, посебно кога дадениот рок не може да се испочитува поради причини надвор од надлежноста на ОЕПС, роковите за условите или методологиите можат да бидат продолжени од страна на ECRB во постапки согласно член 6, став 2, заеднички од сите надлежни регулаторни органи во постапки согласно член 6, став 3, и од надлежниот регулаторен орган во постапки согласно член 6, ставови 4 и 5.
- (8) (2) Кога, согласно овие правила, предлог на услови или методологии треба да биде изготвен и усогласен од повеќе од еден ОЕПС, ОЕПСите што учествуваат тесно соработуваат. ОЕПСите, со поддршка од ENTSO-E, редовно ги информираат регулаторните органи, ECRB и, доколку се засегнати, и земјите-членки и ACER, за напредокот во изготвувањето на тие услови или методологии.
- (9) (3) Не е применливо.
- (10) (4) Кога ОЕПСи, кои одлучуваат по предлози за услови или методологии согласно член 6, став 3, не можат да постигнат договор, а засегнатите региони се составени од повеќе од пет договорни страни и/или земји-членки, тие одлучуваат со гласање на квалификувано мнозинство. Квалификуваното мнозинство за предлози согласно член 6, став 3, бара мнозинство од:
- (a) (а) ОЕПСи кои што претставуваат најмалку 72% од засегнатите договорни страни и/или земји-членки;
- (b) (б) ОЕПСи кои што претставуваат договорни страни и/или земји-членки составени од 65% од популацијата на засегнатиот регион.
- (11) (5) Блокаторско малцинство при одлучување по предлози за услови или методологии наведени во член 6, став 3, постои кога во него се вклучени најмалку минимален број ОЕПСи што претставуваат повеќе од 35 % од населението на Договорните страни и/или земјите-членки што учествуваат, како и ОЕПСи што претставуваат најмалку уште една засегната Договорна страна и/или земја-членка; во спротивно, се смета дека е постигнато квалификувано мнозинство.
- (12) (6) ОЕПС што одлучуваат по предлози за услови или методологии согласно член 6, став 3, во однос на региони составени од пет или помалку договорни страни и/или земји-членки, одлучуваат врз основа на консензус.

- (13) (7) При одлучување на ОЕПС по предлози за услови или методологии согласно став 5, секоја договорна страна или по земја-членка има право на еден глас. Доколку на територијата на една договорна страна или земја-членка постои повеќе од еден ОЕПС, договорната страна или земјата-членка ги распределува гласачките права меѓу ОЕПСите.
- (14) (8) Доколку ОЕПС не достави предлог за услови или методологии до регулаторните органи согласно член 6, став 3 или до субјектите определени од договорните страни согласно член 6, став 4, во роковите утврдени со овие правила, тие ги доставуваат до надлежните регулаторни органи, ECRB и ACER соодветните нацрт-услови или методологии и даваат образложение зошто не е постигнат договор. ECRB и, доколку се засегнати и земјите-членки, ACER, постапувајќи согласно член 2 од Процедуралниот акт бр. 2022/01/МС-ЕнС, го известуваат Секретаријатот на Енергетската заедница и Европската комисија и, во соработка со надлежните регулаторни органи, ги испитуваат причините за непостигнување договор и за тоа ги известуваат Секретаријатот на Енергетската заедница и Европската комисија. Секретаријатот на Енергетската заедница или, доколку се засегнати и земјите-членки, Европската комисија, ги презема соодветните мерки за да овозможи донесување на потребните услови или методологии во рок од четири (4) месеци од приемот на информациите.

**Одобрување на условите и методологиите од ОЕПС**

**Член 6**

- (15) (1) Секој регулаторен орган или, каде што е применливо, ACER, во зависност од случајот, ги одобрува условите или методологиите изготвени од операторите на електропреносните системи согласно став <...> 3. Субјектот определен од договорната страна ги одобрува условите или методологиите изготвени од ОЕПС согласно став 4. Определениот субјект е регулаторниот орган, освен ако договорната страна не предвиди поинаку. Пред одобрувањето на условите или методологиите, регулаторниот орган или определениот субјект ги преиспитува предлозите, доколку е потребно, по консултација со соодветните ОЕПСи, со цел да се утврди нивна усогласеност со целите на овие правила и придонес кон интеграција на пазарот, недискриминација, ефективна конкуренција и правилно функционирање на пазарот.
- (16) (2) ОЕПС ги применува следните услови или методологии, донесени согласно Регулативата (ЕУ) 2017/1485:
- (a) (a) клучни организациски барања, улоги и одговорности во врска со размената на податоци поврзани со оперативната сигурност на системот, согласно член 40, став 6;
  - (b) (b) методологија за изработка на заеднички мрежни модели, согласно член 67, став 1 и член 70;
  - (c) (в) методологија за координација на анализата на оперативната сигурност, согласно член 75;
  - (d) (г) методологија за синхроната зона на Континентална Европа за дефинирање на минимална инерција, согласно член 39, став 3, точка (б);
  - (e) (д) методологија, најмалку по синхрона зона, за оценување на релевантноста на објектите за координација на исклучувања, согласно член 84;
  - (f) (ѓ) методологии, услови и вредности содржани во договори за работење во синхроната зона од член 118, кои се однесуваат на:
  - (g) (е) параметрите за квалитет на фреквенцијата и целиот параметар за квалитет на фреквенцијата, согласно член 127;

- (i) (i) параметрите што ја дефинираат состојбата на квалитет на фреквенцијата и целниот параметар за квалитет на фреквенцијата, во согласност со член 127;
- (ii) (ii) правилата за димензионирање на FCR, согласно член 153;
- (iii) (iii) дополнителните карактеристики на FCR, согласно член 154, став 2;
- (iv) (iv) за синхроната област на Континентална Европа, минимален период на активација што треба да го обезбедат давателите на FCR, согласно член 156, став 10;
- (v) (v) за синхроната област на Континентална Европа, проценки и методологии за анализа на трошоци и добивки, согласно член 156, став 11;
- (vi) (vi) за синхрони области надвор од Континентална Европа, и, каде што е применливо, ограничувањата за размена на FCR помеѓу ОЕПСИ, согласно член 163, став 2;
- (vii) (vii) ограничувањата за капацитетите на размена на FRR помеѓу синхрони области утврдени согласно член 176, став 1 и ограничувањата на капацитетите на споделување на FRR помеѓу синхрони области утврдени согласно член 177, став 1;
- (viii) (viii) ограничувања за капацитетот на размена на RR помеѓу синхрони области утврдени согласно член 178, став 1 и ограничувања за капацитетот на споделување на RR помеѓу синхрони области утврдени согласно член 179, став 1;
- (h) (ж) кога LFC блок-координаторот опфаќа LFC области на земји-членки и договорни страни, методологии и услови содржани во оперативните договори за LFC блок-координаторот од член 119, кои се однесуваат на:
  - (i) (i) ограничувања на градиентот на активната моќност, согласно член 137, ставови 3 и 4;
  - (ii) (ii) координација за намалување на FRCE, како што е утврдено во член 152, став 14;
  - (iii) (iii) мерки за намалување на FRCE преку барање за промени во производството или потрошувачката на активна моќност на капацитети за производство и постројки за потрошувачка, согласно член 152, став 16;
  - (iv) (iv) правила за димензионирање на FRR, согласно член 157, став 1;
- (i) (з) мерки за ублажување по синхроната област, согласно член 138.
- (17) (3) Предлозите за следните услови или методологии, како и нивните измени, се предмет на одобрување од сите регулаторни органи на засегнатиот регион, при што договорната страна или земјата-членка може да даде мислење до надлежниот регулаторен орган:
  - (a) (a) не е применливо.
  - (b) (б) заеднички одредби за секој регион за пресметка на преносни капацитети за регионална координација на оперативната сигурност, согласно член 76;
  - (c) (в) не е применливо.
  - (d) (г) не е применливо.
  - (e) (д) кога LFC блокот опфаќа само LFC области од договорни страни, методологиите и условите содржани во оперативните договори за LFC блокот од член 119, се однесуваат на:
    - (i) (i) ограничувања на градиентот на активната моќност, согласно член 137, ставови 3 и 4;
    - (ii) (ii) координација за намалување на FRCE, како што е утврдено во член 152, став 14;

- (iii) (iii) мерки за намалување на FRCE преку барање за промени во производството или потрошувачката на активна моќност на капацитети за производство и објекти за потрошувачка, согласно член 152, став 16;
- (iv) (iv) правила за димензионирање на FRR, согласно член 157, став 1;
- (f) (f) мерки за ублажување по LFC блок, согласно член 138;
- (g) (e) заеднички предлог за утврдување на LFC блокови, согласно член 141, став 2.
- (18) (4) Освен ако Договорната страна не утврди поинаку, следните услови или методологии, како и нивните измени, подлежат на поединечно одобрување од субјектот определен од договорната страна согласно став 1:
- (a) (a) не е применливо
- (b) (б) опсег на размена на податоци со операторите на дистрибутивни системи (ОДС) и значајни корисници на мрежата (ЗКМ), согласно член 40, став 5;
- (c) (в) дополнителни барања за групи што обезбедуваат FCR, согласно член 154, став 3;
- (d) (г) исклучување на групи што обезбедуваат FCR од обезбедување FCR, согласно член 154, став 4;
- (e) (д) за синхроната област на Континентална Европа, предлог во однос на привремениот минимален период на активација што треба да го обезбедат давателите на FCR, предложен од ОЕПС согласно член 156, став 9;
- (f) (f) технички барања за FRR утврдени од ОЕПС, согласно член 158, став 3;
- (g) (e) отстапување на FRR групи од одредбите за FRR, согласно член 159, став 7;
- (h) (ж) технички барања за приклучување на единици и RR групи, утврдени од ОЕПС, согласно член 161, став 3; и
- (i) (з) одбивање на RR групи од одредбите за RR, согласно член 162, став 6.
- (19) (5) Доколку, според овие правила, се бара од или му се дозволува на одреден релевантен систем оператор или ОЕПС да утврди или да усогласи барања што не предмет на регулација на став 4, тогаш договорните страни можат да бараат претходно одобрување од надлежниот регулаторен орган за тие барања и за нивните измени.
- (20) (6) Предлогот за услови или методологии вклучува предложен временски рок за нивна примена и опис на очекуваното влијание врз целите на овие правила. Предлозите за услови или методологии што подлежат на одобрување од повеќе или од сите регулаторни органи <...> се доставуваат до ECRB и, доколку се засегнати и земјите-членки, до ACER, истовремено со нивното доставување до регулаторните органи. <...> По барање на надлежните регулаторни органи, ECRB или, доколку се засегнати и земјите-членки, ACER, постапувајќи согласно член 2 од Процедурален акт бр. 2022/01/MC-EnC, дава мислење во рок од три (3) месеци за предлозите за услови или методологии.
- (21) (7) Доколку одобрувањето на условите или методологиите согласно став 3 или нивната измена согласно член 7 бара одлука од повеќе од еден регулаторен орган, надлежните регулаторни органи се консултираат меѓусебно и тесно соработуваат и се координираат со цел да постигнат согласност. Кога ECRB или ACER дава мислење, надлежните регулаторни органи го земаат предвид тоа мислење. Регулаторните органи, или кога е надлежен ECRB или ACER, донесуваат одлуки во врска со доставените услови или методологии согласно став 3, во рок од шест (6) месеци од денот на приемот на условите или методологиите од страна на ECRB или ACER или од страна на регулаторниот орган, односно, кога е применливо, од страна на последниот засегнат регулаторен орган. Рокот започнува да тече ден после денот на доставување на предлогот до ECRB или до ACER согласно став 2 или до последниот засегнат регулаторен орган согласно став 3.

- (22) (8) Доколку регулаторните органи не успеале да постигнат договор во согласност со рокот од став 7 или по нивно заедничко барање, или по барање на ACER во согласност со точка (в) од член 5, став 3, од Регулатива (ЕУ) 2019/942, Регулаторното тело на Енергетската заедница или, доколку се засегнати и земјите-членки, ACER, постапувајќи согласно член 2 од Процедурален акт бр. 2022/01/MC-EnC, донесува одлука за доставените предлози за услови или методологии во рок од шест (6) месеци <...>.
- (23) (9) Доколку одобрувањето на условите или методологиите бара одлука од еден определен субјект согласно став 4 или од надлежен регулаторен орган согласно став 5, определениот субјект или надлежниот регулаторен орган донесува одлука во рок од шест (6) месеци од денот на приемот на условите или методологиите. Рокот започнува да тече ден после денот на доставување на предлогот до определениот субјект согласно став 4, или до надлежниот регулаторен орган согласно став 5.

**Измени на условите и методологиите на ОЕПС**

**Член 7**

- (24) (1) Доколку, <...> <...> сите надлежни регулаторни органи заеднички побараат измена со цел одобрување на условите или методологиите доставени согласно член 6, став 3, соодветните ОЕПСи доставуваат предлог за измена на условите или методологиите на одобрување во рок од два (2) месеци од денот на барањето од регулаторните органи. Надлежните регулаторни органи донесуваат одлука за изменетите услови или методологии во рок од два (2) месеци од нивното доставување.
- (25) (2) Доколку определен субјект бара измена со цел одобрување на условите или методологиите доставени согласно член 6, став 4 или кога надлежен регулаторен орган бара измена со цел одобрување на барањата доставени согласно член 6, став 5, соодветниот ОЕПС доставува предлог за изменети услови или методологии, односно барања, на одобрување во рок од два (2) месеци од денот на барањето од определениот субјект или надлежниот регулаторен орган. Определениот субјект или надлежниот регулаторен орган донесува одлука за изменетите услови или методологии во рок од два (2) месеци од нивното доставување.
- (26) (3) Доколку надлежните регулаторни органи не успеале да постигнат договор за условите или методологиите согласно член 6, став 3 во рок од два (2) месеци, или по нивно заедничко барање, или по барање на ACER согласно третата алинеја од член 5, став 3 од Регулативата (ЕУ) 2019/942, ECRB или, доколку се засегнати и земјите-членки, ACER, постапувајќи согласно член 2 од Процедуралниот акт бр. 2022/01/MC-EnC, донесува одлука за изменетите услови или методологии во рок од шест (6) месеци <...>. Доколку соодветните ОЕПСи не достават предлог за изменети услови или методологии, се применува постапката утврдена во член 5, став 9.
- (27) (4) ECRB или, доколку се засегнати и земјите-членки, ACER, регулаторните органи или определените субјекти, кога се надлежни за донесување на услови или методологии согласно член 6, ставови <...> 3 и 4, можат да побараат изготвување на предлози за нивна измена и да определат рок за доставување на тие предлози. ОЕПСите коишто се одговорни за изготвување на предлог за услови или методологии можат да предложат измени до регулаторните органи и до ECRB или, доколку се засегнати и земјите-членки, до ACER. Предлозите за измена на условите или методологиите се доставуваат на консултација, доколку е применливо, согласно постапката утврдена во член 11 и се одобруваат согласно постапката утврдена во членовите 5 и 6.

**Објавување на интернет****Член 8**

- (28) ОЕПСите кои што се одговорни за утврдување на условите или методологиите согласно овие правила, по нивното одобрување од страна на ACER или од надлежните регулаторни органи или, доколку такво одобрување не е потребно, по нивното утврдување, ги објавуваат истите на интернет, освен кога тие информации се сметаат за доверливи согласно член 12.
- (29) (2) При објавувањето предвид треба да се земе следното:
- (a) (a) унапредувања на алатките за управување со мрежата, согласно член 55, став 1, точка (д);
  - (b) (б) FRCE целни параметри според член 128;
  - (c) (в) ограничување на промената на моќноста (градиент) на ниво на синхрони области според член 137, став 1;
  - (d) (г) ограничување на промената на моќноста (градиент) на ниво на LFC блок според член 137, став 3;
  - (e) (д) параметри земени во состојба на предупредување поради недоволен капацитет на резерви на активна моќност според член 152, став 11; и
  - (f) (ѓ) барање од страна на операторот што е одговорен за приклучување на резервите до давател на FCR за обезбедување на информациите во реално време, согласно член 154, став 11.

**Надомест за трошоци****Член 9**

- (30) (1) Трошоците што ги снесат операторите на електропреносните системи коишто се уредувани со мрежните тарифи, а произлегуваат од обврските утврдени со овие правила, ги проценуваат надлежните регулаторни органи. Трошоците што се проценети како разумни, ефикасни и пропорционални се надоместуваат преку мрежните тарифи или преку други соодветни механизми.
- (31) (2) Доколку одреден регулаторен орган достави барање, операторот на електропреносниот систем наведен во параграф 1, во рок од три (3) месеци од барањето, ја доставува потребната информација за спроведување проценка на настанатите трошоци.

**Вклучување на засегнати страни****Член 10**

ECRB и, доколку се засегнати и земјите-членки, ACER, постапувајќи согласно член 2 од Процедуралниот акт бр. 2022/01/MC-EnC, во тесна соработка со ЕНТСО-Е, организираат вклучување на засегнатите страни во врска со сигурното работење на системот и други аспекти од спроведувањето на овие правила. Таквото вклучување опфаќа редовни состаноци со засегнатите страни со цел идентификување на проблеми и предлагање подобрувања поврзани со сигурното работење на системот.

**Јавна расправа****Член 11**

- (32) (1) ОЕПС што се одговорни за доставување на предлози за услови или методологии или нивни измени согласно овие правила, спроведуваат јавни расправи со засегнатите страни, вклучително и со надлежните органи на секоја Договорна страна и земја-членка, за нацрт-предлозите за услови или методологии наведени во член 6, став 3. Расправата трае најмалку еден (1) месец.
- (33) (2) <...> Предлозите доставени од ОЕПС на регионално ниво се подложуваат на јавна расправа најмалку на регионално ниво. Страните што доставуваат предлози на билатерално или мултилатерално ниво ја спроведуваат јавна расправа најмалку на ниво на засегнатите договорните страни и земјите-членки.
- (34) (3) ОЕПСите што се одговорни за изготвување на предлог за услови или методологии соодветно ги земаат во предвид ставовите на засегнатите страни произлезени од расправите пред неговото доставување на регулаторно одобрување. Во сите случаи, со доставувањето на предлогот се обезбедува соодветно образложение за прифаќање или неприфаќање на ставовите произлезени од расправата, коешто се објавува навремено, пред или истовремено со објавувањето на предлогот за услови или методологии.

**Доверливост****Член 12**

- (35) (1) Секоја примена, разменета или пренесена доверлива информација согласно овие правила подлежи на условите на службена тајна утврдени во ставовите 2, 3 и 4.
- (36) (2) Обврската за службена тајна се применува на сите лица што подлежат на одредбите на овие правила.
- (37) (3) Доверливите информации примени од лицата или регулаторните органи од став 2 при извршување на нивните должности не смеат да се откриваат на друго лице или орган, без да се доведуваат во прашање случаите опфатени со националниот закон, другите одредби од овие правила или другото релевантно национално законодавство или законодавството на Енергетската заедница.
- (38) (4) Без да се доведуваат во прашање случаите опфатени со националното законодавство или законодавството на Енергетската заедница, регулаторните органи, правните тела или лицата што примаат доверливи информации согласно овие правила можат да ги користат само за целите на извршување на нивните должности согласно овие правила.

**Договори со ОЕПС коишто не се регулирани од овие правила****Член 13**

Доколку една синхрона област опфаќа и оператори на електропреносни системи од Енергетската заедница и трети земји, во рок од осумнаесет (18) месеци од влегувањето во сила на овие правила, сите оператори од Енергетската заедница во таа синхрона област ќе настојуваат да склучат договор со операторите од трети земји кои не се опфатени со овие правила, со кој ќе се утврди основата за нивна соработка во однос на сигурното работење на системот и ќе се утврдат услови за усогласување на операторите од трети земји со обврските утврдени во овие правила.

**Мониторинг****Член 14**

- (39) (1) ЕНТСО-Е, постапувајќи согласно член 3 од Процедуралниот акт бр. 2022/01/МС-ЕпС, го следи спроведувањето на овие правила во областите опфатени со овој став. Доколку следењето ги опфаќа Договорните страни што се наоѓаат надвор од синхроната област на Континентална Европа или не се членки на ЕНТСО-Е, тогаш податоците од операторите на електропреносниот систем ги прибира Секретаријатот на Енергетската заедница. Следењето од страна на ЕНТСО-Е опфаќа најмалку:
- (a) (a) индикатори за оперативна сигурност, согласно член 15;
  - (b) (b) контрола на оптоварување и фреквенција, согласно член 16;
  - (c) (c) оценка на регионална координација, согласно член 17;
  - (d) (d) идентификација на какви било отстапувања во националното спроведување на овие правила за условите или методологиите наведени во член 6, став 3;
  - (e) (e) идентификација на дополнителни унапредувања на алатките и услугите согласно ставовите (a) и (b) од член 55, надвор од унапредувањата идентификувани од ОЕПС согласно член 55, точка (d);
  - (f) (f) идентификација на потребни унапредувања во годишниот извештај за скалата на класификација на инциденти согласно член 15, неопходни за поддршка на одржлива и долгорочна оперативна сигурност; и
  - (g) (g) идентификација на евентуални потешкотии во соработката за сигурно работење на системот со оператори на електропреносни системи од трети земји.
- (40) (2) ACER може да ја прошири листата на релевантни информации поврзани со договорните страни што треба да бидат доставени од ЕНТСО-Е до ACER согласно член 32 од Регулацијата (ЕУ) 2019/943, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2022/03/МС-ЕпС на Министерскиот совет. Листата на релевантни информации може да се ажурира. ЕНТСО-Е одржува сеопфатна, стандардизирана дигитална архива на податоци за информациите што ги бара ACER.
- (41) (3) Операторите на електропреносни системи ги доставуваат до ЕНТСО-Е информациите потребни за извршување на задачите од став 1 <...>.
- (42) (4) Врз основа на барање на регулаторниот орган, ОДС ги доставуваат до ОЕПС информациите согласно овој член, освен ако тие информации веќе не се достапни на регулаторните органи, ОЕПС или ЕНТСО-Е во врска со нивните задачи за следење на спроведувањето, со цел да се избегне дуплирање на информации.

**Годишен извештај за индикаторите на оперативна сигурност****Член 15**

- (43) (2) ОЕПС на секоја Договорна страна, до 1 март, ги доставуваат до ЕНТСО-Е потребните податоци и информации за подготовка на годишните извештаи врз основа на скалата за класификација на испади наведена во став 1. Податоците доставени од ОЕПС треба да ја опфаќаат претходната година.
- (a) (a) број на испади по елементи од преносниот систем по ОЕПС на годишно ниво;
  - (b) (b) број на испади на производни постројки по ОЕПС на годишно ниво;
  - (c) (c) недоставена електрична енергија поради непланирано исклучување на потрошувачи по ОЕПС на годишно ниво;

- (d) (г) времетраење и број на случаи на состојба на тревога и вонредна состојба по ОЕПС;
- (e) (д) времетраење и број на настани при кои е утврден недостиг на резерви по ОЕПС;
- (f) (ф) времетраење и број на отстапувања на напонот надвор од опсезите утврдени во табелите 1 и 2 од Анекс II по ОЕПС;
- (g) (е) број на минути надвор од стандардниот опсег на фреквенција и број на минути надвор од 50 % од максималното стационарно отстапување на фреквенцијата по синхрона област;
- (h) (ж) број на раздвојувања на системот или локални состојби на затемнување; и
- (i) (з) број на безнапонски состојби што опфаќаат два или повеќе ОЕПС.
- (44) (4) Годишните извештаи од став 1 ги содржат следните индикатори за оперативна сигурност релевантни за оперативното планирање:
- (a) (а) број на настани при коишто испади од листата на случајни испади довеле до влошување на работа на системот;
- (b) (б) број на настани од точка (а) при коишто дошло до влошување на работа на системот како резултат на неочекувани отстапувања од прогнозите за потрошувачка или производство;
- (c) (в) број на настани при коишто причинале влошување на работа на системот поради исклучителна листа на случајни испади;
- (d) (г) број на настани од точка (c) при кои влошувањето на состојбата на работа на системот настанало како резултат на неочекувани отстапувања од прогнозите за потрошувачка или производство; и
- (e) (д) број на настани што довеле до влошување на состојбата на работа на системот поради недостиг на резерви на активна моќност.
- (45) (5) Годишните извештаи содржат објаснувања за причините за инцидентите од нивоата 2 и 3 на скалата за класификација на инциденти усвоена од ЕНТСО-Е. Овие објаснувања се засноваат врз спроведена истрага за испадите од страна на ОЕПС, чија постапка е утврдена во скалата за класификација на инциденти. ОЕПС навремено ги информираат надлежните регулаторни органи за спроведувањето на истрагата пред нејзиното започнување. Регулаторните органи и ECRB можат да учествуваат во истрагата по нивно барање.

**(3) Годишните извештаи од став 1 ги содржат најмалку следниве индикатори за оперативна сигурност релевантни за оперативната сигурност:  
Годишен извештај за регулација на оптоварувањето и фреквенцијата**

**Член 16**

- (46) (1) ЕНТСО-Е, постапувајќи согласно член 3 од Процедуралниот акт бр. 2022/01/МС-ЕпС, го проширува годишниот извештај изготвен согласно член 16, став 1 од Регулативата 2017/1485 за да ги опфати и Договорните страни на Енергетската заедница <...>.
- (47) (2) По истекот на рокот за транспонирање на овие правила, операторот на електропреносниот систем на секоја договорна страна, до 1 март секоја година, ги доставуваат до ЕНТСО-Е следните информации за претходната година:
- (a) а) идентификација на LFC блоковите, LFC областите и мониторинг-областите во договорната страна;
- (b) б) идентификација на LFC блоковите што не се во договорната страна, а содржат LFC области и мониторинг-области што се во договорната страна;

- (с) в) идентификација на синхроните области на кои припаѓа секоја договорна страна;
- (д) г) податоци поврзани со критериумите за оценување на квалитетот на фреквенцијата за секоја синхрона област и секој LFC блок од точките а), б) и в), кои ги опфаќаат секој месец од најмалку 2 претходни календарски години;
- (е) д) обврската за FCR и почетната обврска за FCR на секој ОЕПС што работи во рамките на договорната страна, коишто ги опфаќаат секој месец од најмалку 2 претходни календарски години; и
- (ф) ѓ) опис и датум на спроведување на сите мерки за ублажување и барања за градиент преземени во претходната календарска година за намалување на детерминистичките отстапувања на фреквенцијата, согласно членовите 137 и 138, во кои биле вклучени операторите од договорната страна.
- (48) (3) Податоците доставени од ОЕПС ја опфаќаат претходната година. Информациите за синхроните области, LFC блоковите, LFC областите и мониторинг-областите од а), б) и в) се доставуваат еднакратно. Доколку дојде до промени во овие области, тие информации се доставуваат до 1 март во следната година.
- (49) (4) Кога е соодветно, сите оператори на електропреносни системи од една синхрона област или LFC блок соработуваат при прибирањето на податоците наведени во став 2.

#### **Годишен извештај за оценката на регионалната координација**

##### **Член 17**

- (50) (1) ЕНТСО-Е, постапувајќи согласно член 3 од Процедуралниот акт бр. 2022/01/МС-ЕпС, го проширува годишниот извештај изготвен согласно член 17, став 1 од Регулативата 2017/1485 за да ги опфати и договорните страни на Енергетската заедница.
- (51) (2) До 1 март, секој регионален центар за координација подготвува годишен извештај и го доставува до ЕНТСО-Е, обезбедувајќи ги следните информации за задачите што ги извршува:
- (а) а) бројот на настани, просечното времетраење и причините за неисполнување на неговите функции;
- (б) б) статистички податоци за ограничувањата, вклучително нивното времетраење, локација и број на појавувања, заедно со поврзаните корективни мерки што се активирани и нивната цена, доколку настанале трошоци;
- (с) в) бројот на случаи во кои ОЕПС одбиле да ги спроведат корективните мерки препорачани од регионалниот центар за координација и причините за тоа;
- (д) г) бројот на утврдени неусогласености на исклучувања согласно член 80; и
- (е) д) опис на случаите во кои е утврден недостиг на регионална адекватност и опис на мерките за ублажување што се преземени.
- (ф) (3) Податоците доставени до ЕНТСО-Е од страна на регионалниот центар за координација треба да ја опфатат и претходната година.

**Дел II - Оперативна сигурност**  
**Глава 1 - Барања за оперативна сигурност**  
**ПОГЛАВЈЕ 1 Состојби на системот и оперативни сигурносни**  
**граници**

*Класификација на состојбите во системот*

**Член 18**

- (1) (1) електропреносниот систем е во нормална состојба кога се исполнети следните услови:
- (a) напонот и тековите на моќност се во границите на оперативните сигурносни ограничувања утврдени во член 25;
  - (g) фреквенцијата ги исполнува следниве критериуми:
    - (i) отстапувањето на фреквенцијата кога системот е во стационарна состојба е во рамките на стандардниот опсег на фреквенција;
    - (ii) апсолутната вредност на отстапувањето на фреквенцијата не е поголема од максималното отстапување на фреквенцијата во стационарна состојба и не се исполнети ограничувањата на фреквенцијата кои важат за состојбата на предупредување.
  - (h) Резервите на активна и реактивна моќност се доволни за да издржат вонредни состојби од листата на случајни испади без да ги нарушат ограничувањата за оперативната сигурност.
    - (i) работењето на контролната област на ОЕПС е и ќе остане во границите на оперативната сигурност по активирањето на корективни мерки после појава на случајни испади од листата на случајни испади дефинирани во член 33.
- (52) (2) електропреносниот систем е во состојба на предупредување кога:
- напоните и струите се во рамките на оперативните сигурносни ограничувања утврдени во член 25;
- (a) резервниот капацитет на ОЕПС е намален за повеќе од 20% подолго од триесет (30) минути и нема средства за компензација на тоа намалување во реално време, или
  - (b) фреквенцијата ги исполнува следниве критериуми
    - (i) апсолутната вредност на отстапувањето на фреквенцијата не е поголема од максималното отстапување на фреквенцијата кога системот е во стационарна состојба; и
    - (ii) апсолутната вредност на отстапувањето на фреквенцијата постојано надминува 50% од максималното отстапување на фреквенцијата кога системот е во стационарна состојба за временски период подолг од времето на активирање на состојба на предупредување или стандардниот опсег на фреквенција за временски период подолг од времето за враќање на фреквенцијата; или
  - (c) по активирањето на корективните мерки, барем еден случаен испад од листата на случајни испади дефинирани во член 33 доведува до прекршување на оперативните сигурносни ограничувања на ОЕПС.
- (53) (3) електропреносниот систем се наоѓа во вонредна состојба кога е исполнет најмалку еден од следниве услови:

постои барем едно прекршување на оперативните сигурносни ограничувања утврдени согласно член 25;

(а) фреквенцијата не ги задоволува критериумите за нормална состојба и состојба на предупредување;

(б) активирана е најмалку една мерка од одбранбениот план на ОЕПС;

(с) има прекин во функционирањето на алатки, средствата и објектите дефинирани во член 24, што резултира со нивна достапност подолго од триесет (30) минути.

(54) (4) електропреносниот систем е во безнапонска состојба кога е исполнет барем еден од следниве услови:

загуба на повеќе од 50% од потрошувачката во контролната област на ОЕПС

(а) целосно отсуство на напон во контролната област на ОЕПС најмалку три (3) минути, што доведува до активирање на планови за повторно воспоставување на системот

(55) (5) електропреносниот систем е во состојба на повторно воспоставување кога ОЕПС се наоѓа во вонредна состојба или во безнапонска состојба и започнува да активира мерки од планот за повторно воспоставување на електропреносниот систем.

#### **Следење и определување на состојбите во електропреносниот систем**

##### **Член 19**

(1) ОЕПС ја определува состојбата на неговиот електропреносен систем во реално време.

(2) ОЕПС во својата контролна област во реално време ги следи следниве параметри на електропреносниот систем, врз основа на мерења во реално време или на пресметани вредности од обсервабилна област, земајќи ги структурните податоци и податоците во реално време утврдени во член 48, и тоа:

(а) тековите на активна и реактивна моќност во електропреносниот систем;

(б) напоните на собирниците во постројките на електропреносната мрежа;

(с) управување со грешката на контролната област;

(д) резервите на активна и реактивна моќност во контролната област;

(е) производството, потрошувачката и размената во рамките на електропреносниот систем;

(ф) приказ на сигналите и алармите во постројките на електропреносната мрежа и на корисниците;

(г) активната и реактивната моќност на производните единици;

(х) статусите на расклопната опрема;

(и) позиција на регулационата склопка на трансформаторите и

(ј) алармите и сигналите за исправноста на мерните големини, работата на заштитните уреди, телекомуникацискиот статус, итн.

(56) (3) За да ја определи состојбата на системот, ОЕПС ќе спроведе анализа на непредвидени состојби најмалку еднаш на секои петнаесет (15) минути, следејќи ги параметрите на системот дефинирани во согласност со став (2) од овој член, оперативните сигурносни ограничувања дефинирани во согласност со член 25 од овие правила и критериумите за класификација на состојбите во системот дефинирани во согласност со член 18 од овие правила. ОЕПС дополнително го следи и нивото на расположливи резерви во однос на резервниот капацитет. При спроведување на анализата на непредвидени состојби, ОЕПС го зема предвид ефектот од корективните мерки и мерките од планот за одбрана на системот.

(а) ќе ги информира сите оператори на електропреносни системи за состојбата на неговиот електропреносен систем преку ИТ алатка за размена на податоци во реално време на паневропско ниво (EAS) и

(б) ќе обезбеди дополнителни информации за елементите од електропреносниот систем кои се дел од обсервабилната област на другите оператори на електропреносни системи.

#### **Корективни мерки при работа на системот**

##### **Член 20**

(57) (1) ОЕПС се обврзува да го одржува системот во нормална состојба и да преземе одговорност за управувањето на нарушувањата на оперативната сигурност. За таа цел, ОЕПС дизајнира, подготвува и активира корективни мерки, земајќи ја предвид нивната достапност, времето и ресурсите потребни за нивно активирање и сите услови надвор од електропреносниот систем кои се релевантни за секоја корективна мерка.

(58) (2) Корективните мерки кои ги користи ОЕПС согласно став (1) од овој член и член 21 и член 23 од овие правила ќе обезбедат предност на корективните мерки што овозможуваат доделување на најголем прекуграничен електропреносен капацитет, притоа исполнувајќи ги сите оперативни сигурносни ограничувања, а се во согласност со Член (XX) од Правилата за доделување на меѓузонскиот капацитет за да овозможи користење на капацитетот на пазарот ден-однапред, пазарот во тековниот ден и за целите на прекуграничното балансирање.

#### **Принципи и критериуми при примена на корективни мерки**

##### **Член 21**

(1) (1) Секој ОЕПС ги применува следниве принципи при активирање и координација на корективни мерки во согласност со член 23:

(а) (а) за повреди на оперативните сигурносни ограничувања кои не треба да се управуваат на координиран начин, ОЕПС дизајнира, подготвува и активира корективни мерки за враќање на системот во нормална состојба и за спречување на ширење на состојбата на предупредување или вонредната состојба надвор од контролната област на ОЕПС, од категориите дефинирани во член 22;

(б) (б) за повреди на оперативните сигурносни ограничувања кои треба да се управуваат на координиран начин, ОЕПС дизајнира, подготвува и активира корективни мерки во координација со другите засегнати ОЕПСи, следејќи ја методологијата за подготовка на корективни мерки на координиран начин согласно член 76(1)(б) и земајќи ја предвид препораката од регионален координативен центар во согласност со член 78(4).

(59) (2) При избор на соодветните корективни мерки, секој ОЕПС ги применува следниве критериуми:

(а) (а) да ги активира најефективните и економски најисплатливи корективни мерки;

(б) (б) да ги активира корективните мерки што е можно поблиску до реалното време, земајќи го предвид очекуваното време за активирање и итноста на состојбата на работа на системот која треба да се реши;

(с) (в) да ги земе предвид ризиците од неуспех при примена на расположливите корективни мерки и нивното влијание врз оперативната сигурност, како што се:

- (i) (i) ризик од дефект или кус спој предизвикан од промени во топологијата;
- (ii) (ii) ризик од испади предизвикани од промени на активна или реактивна моќност кај модули за производство на електрична енергија или потрошувачки капацитети; и
- (iii) (iii) ризик од неправилно функционирање предизвикан од однесувањето на опремата;
  - (d) (г) да даде предност на корективни мерки кои овозможуваат најголем меѓузонски капацитет за доделување капацитет, при почитување на сите оперативни сигурносни ограничувања.

### **Категории на корективни мерки**

#### **Член 22**

- (1) (1) МЕРСО ги користи следниве категории на корективни мерки:
- (a) измена на времетраењето на планираниот прекин или враќањето во погон на елементи од електропреносниот систем за да се постигне оперативна расположливост на тие елементи од електропреносниот систем;
    - (e) активно влијание на тековите на моќност преку:
      - (i) промена на положба на регулациона склопка на енергетските трансформатори;
      - (ii) промена на положба на регулациона склопка на трансформатори со фазно поместување;
      - (iii) модифицирање на топологијата на електропреносната мрежа.
        - (f) регулација на напон и реактивна моќност преку:
          - (i) промена на положба на регулациона склопка на енергетските трансформатори;
          - (ii) вклучување на кондензатори и реактори;
          - (iii) вклучување на уредите базирани на енергетска електроника што се користат за управување со напон и реактивна моќност;
          - (iv) инструкции на ОДС и корисници директно приклучени на електропреносна мрежа да ја блокираат автоматската регулација на напон и реактивна моќност на трансформаторите или во нивните објекти да ги активираат корективните мерки утврдени во подточките 1) до 3) доколку влошувањето на напонските прилики ја загрозува оперативната сигурност или се заканува дека ќе доведе до колапс на напонот во електропреносниот систем;
          - (v) барање за промена на излезна реактивна моќност или зададена вредност на напонот на синхронни модули за производство на електрична енергија приклучени на електропреносниот систем;
          - (vi) барање за промена на излезна реактивната моќност на конверторите на не-синхронни модули за производство на електрична енергија приклучени на електропреносниот систем;
            - (g) повторна пресметка ден однапред и внатре во денот на прекугранични преносни капацитети во согласност со Правила за доделување на меѓузонскиот капацитет за користење на капацитетот на пазарот ден-однапред, пазарот во тековниот ден и за целите на прекуграничното балансирање<sup>1</sup>;

---

<sup>1</sup> as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2022/03/MC- EnC once incorporated and adopted in the Energy Community

- (h) редиспечинг на корисници поврзани на електропреносниот или дистрибутивниот систем во рамките на контролната област на ОЕПС или помеѓу ОЕПС и други ОЕПС-и;
  - (i) контратргување помеѓу две или повеќе контролни области;
  - (j) доколку е применливо, прилагодување на активните текови на моќност низ високонапонските водови на еднонасочна струја;
  - (k) активирање на постапки за управување при отстапување на фреквенција во согласност со планот за одбрана на системот;
  - (l) кратење на веќе доделен меѓузонски капацитет, во согласност со член 16(2) од Регулатива (ЕУ) 2019/943, инкорпорирана и прилагодена со Одлука 2022/03/МС-ЕпС на Министерскиот совет во итни случаи кога користењето на тој капацитет ја загрозува оперативната сигурност, сите оператори на електропреносни системи во една зона се согласуваат на таквото прилагодување, а редиспечинг или контратргување не е можно; и
  - (m) каде што е применливо, вклучително во нормална состојба или во состојба на предупредување, рачно управување со редуција на оптоварување.
- (60) (2) кога е потребно и оправдано за да се одржи оперативната сигурност, МЕПСО може да подготви и активира дополнителни корективни мерки. ОЕПС за тие случаи најмалку еднаш годишно, по активирањето на дополнителните корективни мерки, поднесува извештај и образложение до надлежниот регулаторен орган и, кога е применливо, до Договорната страна. Релевантните извештаи и образложенија се објавуваат. Секретаријатот на Енергетската заедница или ECRB може да побара од надлежниот регулаторен орган да обезбеди дополнителни информации во врска со активирањето на дополнителните корективни мерки во случаи кога тие влијаат врз електропреносен систем на соседен ОЕПС.

#### ***Подготовка, активација и координација на корективни мерки***

##### **Член 23**

- (1) (1) ОЕПС подготвува и активира корективни мерки за да се спречи влошување на состојбата на електропреносниот систем врз основа на следниве елементи во согласност со член 21, став (2) од овие правила:
- следење и определување на состојбите во електропреносниот систем, во согласност со член 19 од овие правила;
- (a) анализа на случајни испади при работењето во реално време во согласност со член 34 од овие правила;
  - (b) анализа на случајни испади при оперативно планирање во согласност со член 72 од овие правила.
- (61) (2) ОЕПС подготвува корективни мерки, вклучително и редиспечинг или контратргување согласно членовите 25 и 35 од Регулативата (ЕУ) 2015/1222, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2022/03/МС-ЕпС на Министерскиот совет, или како дел од постапката за оперативно планирање и планот за одбрана на системот. ОЕПС го оценува влијанието на таквата корективна мерка или мерка во рамките на и надвор од неговата контролна област, во согласност со член 75(1), член 76(1)(б) и член 78(1), (2) и (4), и им обезбедува на засегнатите ОЕПСи информации за тоа влијание.

- (62) (3) При подготовка и активирање на корективни мерки кои имаат влијание врз значајни корисници на мрежата (ЗКМ) и ОДС приклучени на преносната мрежа, ОЕПС, доколку неговиот електропреносен систем е во нормална состојба или состојба на предупредување, го оценува влијанието на таквите корективни мерки во координација со засегнатите значајни корисници на мрежата (ЗКМ) и ОДС и избира корективни мерки кои придонесуваат за одржување на нормална состојба и сигурно работење на сите вклучени страни. Секој засегнат значаен корисник на мрежата (ЗКМ) и ОДС му ги обезбедува на ОЕПС сите неопходни информации за оваа координација.
- (63) (4) При подготовка и активирање на корективни мерки, ОЕПС, доколку неговиот електропреносен систем не е во нормална состојба или состојба на предупредување, ги координира, колку што е можно, таквите корективни мерки со засегнатите значајни корисници на мрежата (ЗКМ) и ОДС приклучени на преносната мрежа, со цел одржување на оперативната сигурност и интегритетот на електропреносниот систем. Кога ОЕПС активира корективна мерка, секој засегнат значаен корисник на мрежата (ЗКМ) и ОДС приклучен на преносната мрежа ги извршува инструкциите дадени од ОЕПС.
- (64) (5) Кога ограничувањата имаат последици само врз локалната состојба во рамките на контролната област на ОЕПС и повредата на оперативната сигурност не треба да се управува на координиран начин, ОЕПС одговорен за управување со тие ограничувања може да одлучи да не активира корективни мерки кои предизвикуваат трошоци за нивно отстранување.

**Достапност на средства, алатки и капацитети на операторот на електропреносниот систем**

**Член 24**

- (1) (1) ОЕПС ќе обезбеди достапност, сигурност и редувантност на следниве алатки, средства и капацитети:  
капацитети за следење на состојбата на електропреносниот систем, вклучувајќи апликации за проценка на состојбата на електропреносниот систем и контрола на оптоварувањето и фреквенцијата;  
(а) средства за контрола на опрема што служи за управување на елементите на електропреносниот систем;  
(б) средства за комуникација со диспечерските центри на други оператори на електропреносни системи и регионални координативни центри (RCC);  
(в) алатки за анализа на оперативна сигурност и  
(д) алатки и средства за комуникација неопходни на операторот на системот за олеснување на прекуграничните пазарни операции.
- (65) (2) Доколку алатките, средствата и објектите на ОЕПС наведени во став (1) влијаат врз ОДС приклучени на преносната мрежа или значајни корисници на мрежата (ЗКМ) кои учествуваат во обезбедување балансирачки услуги, помошни услуги или во планот за одбрана или планот за повторно воспоставување, или во доставување оперативни податоци во реално време согласно членовите 44, 47, 50, 51 и 52, релевантниот ОЕПС и тие ОДС и значајни корисници на мрежата (ЗКМ) соработуваат и се координираат за да ја специфицираат и обезбедат расположливоста, сигурноста и редувантноста на тие алатки, средства и објекти.

- (66) (3) Во рок од осумнаесет (18) месеци од влегувањето во сила на овие правила, ОЕПС усвојува план за континуитет на работењето кој ги деталзира неговите реакции на губење на критични алатки, средства и објекти, и кој содржи одредби за нивно одржување, замена и развој. ОЕПС најмалку еднаш годишно го преиспитува својот план за континуитет на работењето и го ажурира по потреба и во секој случај по секоја значајна промена на критичните алатки, средства и објекти или на релевантните услови за работа на системот. ОЕПС ги споделува деловите од планот за континуитет на работењето кои влијаат врз ОДС и значајни корисници на мрежата (ЗКМ) со засегнатите ОДС и значајни корисници на мрежата (ЗКМ).

**Оперативни сигурносни ограничувања**

**Член 25**

- (67) (1) МЕПСО ги утврдува оперативните сигурносни ограничувања за секој елемент на електропреносниот систем, земајќи ги предвид најмалку следниве физички карактеристики:
- (а) ограничувања на напонот согласно член 27 од овие правила;
  - (б) ограничувања на струјата на куса врска согласно член 30 од овие правила; и
  - (в) струјни ограничувања во однос на термичкиот рејтинг, вклучително и транзиентни прифатливи преоптоварувања.
- (68) (2) При дефинирање на оперативните сигурносни ограничувања, МЕПСО ја зема предвид способноста на корисниците на електропреносната мрежа и ограничувањата на напонот и фреквенцијата во нормална состојба и состојба на предупредување, за да не доведе до нивно исклучување.
- (69) (3) Во случај на промена на еден од елементите на електропреносниот систем, МЕПСО ги потврдува и, кога е потребно, ги ажурира оперативните сигурносни ограничувања.
- (70) (4) За секој интерконективен далекувод, МЕПСО со соседниот оператор на системот ќе се договори за заедничките оперативни сигурносни ограничувања во согласност со став (1) од овој член.

**План за безбедност на критична инфраструктура**

**Член 26**

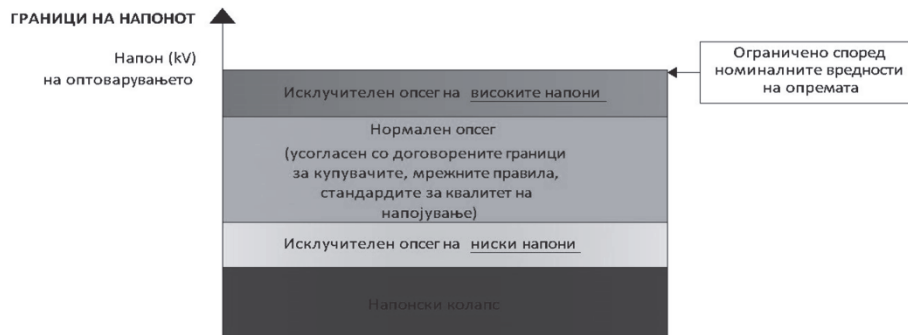
- (71) (1) Секој ОЕПС, земајќи ги предвид членовите 1(4)(а) и 1(5) од Процедуралниот акт бр. 2018/2/МС-ЕпС и точките 4.2(г) и 5.1 од неговиот Анекс, утврдува доверлив план за безбедност кој содржи проценка на ризик за средствата во сопственост или под управување на ОЕПС и ги опфаќа главните сценарија на физички или кибер-закани утврдени од Договорната страна.
- (72) (2) Планот за безбедност ги зема предвид потенцијалните влијанија врз европските меѓусебно поврзани електропреносни системи и вклучува организациски и физички мерки насочени кон ублажување на идентификуваните ризици.
- (73) (3) Секој ОЕПС редовно го преиспитува планот за безбедност за да ги адресира промените во сценаријата на закани и да го одрази развојот на електропреносниот систем.

## Поглавје 2 - Контрола на напонот и управување со реактивна моќност

### Обврски на МЕПСО во врска со опсег на напонот

#### Член 27

- (74) (1) Согласно член 18 од овие правила, во нормална состојба во стационарен режим, ОЕПС настојува да обезбеди напонот во точката на приклучување на електропреносниот систем да остане стабилен во рамките на следниов опсег:
- (a) за напонско ниво 400 kV: помеѓу 360 kV и 420 kV;
  - (b) за напонско ниво 110 kV: помеѓу 99 kV и 123 kV.
- (75) (2) ОЕПС ги дефинира базните вредности на напонот што се применуваат во системот за изразување во релативни единици (р.и.).
- (76) (3) За време на нормална состојба и по појава на случајни испади, МЕПСО настојува да обезбеди напонот да остане најмалку во рамките на поширокиот опсег на напон за ограничено време на работа, како што е прикажано на Слика 1, доколку постои договор за тие пошироки опсези на напон со ОДС приклучени на преносната мрежа, со сопственици на објекти за производство на електрична енергија во согласност со член 16(2) од Регулативата (ЕУ) 2016/631, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2018/03/PHLG-EnC на Постојаната група на високо ниво, или со сопственици на HVDC системи во согласност со член 18 од Регулативата (ЕУ) 2016/1447, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2018/04/PHLG-EnC на Постојаната група на високо ниво.



Слика 1– Принцип за дефинирање на интервалите за напони

Табела 1: Дозволени интервали за напоните во електропреносниот систем

### Одговорности на Корисниците на преносна мрежа во однос на контрола на напонот и управување со реактивна моќност при управување со ЕЕС

#### Член 28

- (77) (1) Во рок од три (3) месеци по истекот на рокот за транспонирање на овие правила, сите корисници на мрежата кои се модули за производство на електрична енергија

приклучени на преносната мрежа и кои не подлежат на член 16 од Регулативата (ЕУ) 2016/631, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2018/03/PHLG-EnC на Постојаната група на високо ниво, или кои се HVDC системи што не подлежат на член 18 од Регулативата (ЕУ) 2016/1447, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2018/04/PHLG-EnC на Постојаната група на високо ниво, го информираат својот ОЕПС за своите можности во однос на барањата за напон од член 16 од Регулативата (ЕУ) 2016/631, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2018/03/PHLG-EnC на Постојаната група на високо ниво, или од член 18 од Регулативата (ЕУ) 2016/1447, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2018/04/PHLG-EnC на Постојаната група на високо ниво, наведувајќи ги своите напонски можности и времето во кое можат да издржат без да се исклучат.

- (78) (2) Значајни корисници на мрежата (ЗКМ) кои се потрошувачки капацитети што подлежат на барањата од член 3 од Регулативата (ЕУ) 2016/1388, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2018/05/PHLG-EnC на Постојаната група на високо ниво, не смеат да се исклучуваат поради пореметувања во рамките на напонските опсези наведени во член 27. Во рок од три (3) месеци по истекот на рокот за транспонирање на овие правила, значајни корисници на мрежата (ЗКМ) кои се потрошувачки капацитети приклучени на преносната мрежа и кои не подлежат на член 3 од Регулативата (ЕУ) 2016/1388, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2018/05/PHLG-EnC на Постојаната група на високо ниво, го информираат својот ОЕПС за своите можности во однос на барањата за напон дефинирани во Анекс II од Регулативата (ЕУ) 2016/1388, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2018/05/PHLG-EnC на Постојаната група на високо ниво, наведувајќи ги своите напонски можности и времето во кое можат да издржат без да се исклучат.
- (79) (3) Секој значаен корисник на мрежата (ЗКМ) кој е потрошувачки капацитет приклучен на преносната мрежа ги одржува зададените вредности на реактивна моќност, опсезите на фактор на моќност и зададените вредности на напон за напонска регулација во опсегот договорен со неговиот ОЕПС, во согласност со член 27.

**Одговорности на МЕПСО за контрола на напонот и управување со реактивна моќност при управување со ЕЕС**

**Член 29**

- (1) (1) Ако напонот во точката на приклучување на електропреносниот систем е надвор од опсегот утврден во член 27, став (1), МЕПСО применува регулација на напон и реактивна моќност во согласност со член 22, став (1) од овие правила и член 20 од овие правила, со цел напонот да се врати во рамките на тој опсег и за временски период определен во став (2) од овој член, во согласност со Регулативата (ЕУ) 2016/631, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2018/03/PHLG-EnC на Постојаната група на високо ниво, и член 13 од Регулативата (ЕУ) 2016/1388, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2018/05/PHLG-EnC на Постојаната група на високо ниво.
- (80) (2) Секој ОЕПС при својата анализа на оперативната сигурност ги зема предвид напонските вредности при кои значајни корисници на мрежата (ЗКМ) приклучени на преносната мрежа, кои не подлежат на барањата од Регулативата (ЕУ) 2016/631, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2018/03/PHLG-EnC на Постојаната група на високо ниво, или од Регулативата (ЕУ) 2016/1388, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2018/05/PHLG-EnC на Постојаната група на високо ниво, се способни да останат поврзани.
- (81) (3) МЕПСО треба да обезбеди адекватна резерва на реактивна моќност со соодветно време на активирање, со цел напоните во контролната област и на интерконективните далекуводи да ги задржи во рамките на опсегот од член 27, став (1) од овие правила.

- (82) (4) МЕПСО со соседните оператори на електропреносни системи го определува соодветниот режим за регулација на напонот, со цел да се обезбеди почитување на заедничките граници на оперативна сигурност.
- (83) (5) Секој ОЕПС се договара со секој ОДС приклучен на преносната мрежа за зададените вредности на реактивната моќност, опсезите на фактор на моќност и зададените вредности на напонот за напонска регулација во точката на приклучување помеѓу ОЕПС и ОДС, во согласност со член 15 од Регулацијата (ЕУ) 2016/1388, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2018/05/PHLG-EnC на Постојаната група на високо ниво. За да се обезбеди одржување на тие параметри, секој ОДС приклучен на преносната мрежа ги користи своите ресурси за реактивна моќност и има право да дава инструкции за напонска регулација до значајни корисници на мрежата (ЗКМ) приклучени на дистрибутивната мрежа.
- (84) (6) МЕПСО има право да ги користи сите расположливи капацитети на реактивна моќност поврзани на електропреносната мрежа во рамките на контролната област, за ефикасно управување со реактивна моќност и одржување на опсегот на напон, согласно член 27.
- (85) (7) МЕПСО, директно или индиректно, во координација со ОДС, кога е применливо, ги користи ресурсите на реактивна моќност во рамките на својата контролна област, вклучително и блокирање на автоматска регулација на напон/регулација на реактивна моќност на трансформаторите, редукција на напон и исклучување на потрошувачи на низок напон, со цел да се задржат оперативните сигурносни граници и да се спречи пад на напонот на електропреносниот систем.
- (86) МЕПСО, директно или индиректно, во координација со ОДС, кога е применливо, ги користи сите расположливи ресурси за апсорпција на реактивна моќност во рамките на својата контролна област со цел ограничување на порастот на напонот и одржување на напоните во дозволените оперативни граници. Во таа насока, операторот презема мерки како што се: активирање на сите расположливи уреди за апсорпција на реактивна моќност (шант реактори, компензациони уреди и генератори во режим на апсорпција), оптимизација на поставките на автоматската регулација на напонот (автоматски регулатор на напон – AVR) и на трансформаторите со регулациона склопка под оптоварување (OLTC), вклучително и нивно блокирање кога е потребно, како и исклучување на непотребни капацитивни елементи (далекуводи во празен од, кабли и кондензаторски батерии). Во случаи кога оваа мерка се применува по барање на операторот на преносниот систем со цел одржување на напонските услови и сигурноста на системот, таквата апсорпција на реактивна моќност нема да се третира како прекумерно преземање и нема да биде предмет на наплата согласно важечкиот тарифник. Оваа мерка се применува на транспарентен и недискриминаторен начин, во координација со релевантните учесници и со почитување на оперативните ограничувања на постројките.
- (87) Доколку претходните мерки не се доволни, МЕПСО може да иницира дополнителни оперативни мерки во координација со ОДС и соседните оператори, со цел спречување на пренапонски појави и нарушување на сигурноста на системот.
- (88) (8) МЕПСО ги одредува акциите за регулација на напонот во координација со корисниците поврзани на електропреносната мрежа и ОДС, како и со соседните оператори на системите.
- (89) (9) Кога е релевантно за напонска регулација и управување со реактивна моќност на електропреносниот систем, ОЕПС може, во координација со ОДС, да побара од значаен корисник на мрежата (ЗКМ) приклучен на дистрибутивната мрежа да ги следи инструкциите за напонска регулација.

### ПОГЛАВЈЕ 3 Управување и третман на струја на куса врска *Струја на куса врска*

#### Член 30

- (90) (1) МЕПСО ги утврдува:
- (а) максималната струја на куса врска при која се надминува номиналната прекинна моќност на прекинувачите и на друга опрема; и
  - (б) минималната струја на куса врска потребна за правилно функционирање на заштитната опрема и други релевантни уреди.

#### *Пресметка на струјата на куса врска и соодветни мерки*

#### Член 31

- (91) (1) МЕПСО прави пресметки на струјата на куса врска со цел да го оцени влијанието на соседните оператори на електропреносни системи, корисниците на електропреносната мрежа и ОДС приклучени на електропреносната мрежа, вклучително и затворените дистрибутивни системи, врз нивото на струјата на куса врска во електропреносниот систем. Доколку дистрибутивен систем приклучен на преносната мрежа, вклучително и затворен дистрибутивен систем, има влијание врз нивото на струјата на куса врска, тој се вклучува во пресметките на струјата на куса врска на преносниот систем.
- (92) (2) При извршување на пресметките на струјата на куса врска, секој ОЕПС:
- (а) ги користи најточните и најквалитетни податоци за струја на куса врска и ги зема предвид таквите оперативни услови кои обезбедуваат највисоко можно ниво на струја на куса врска, вклучително и придонесот за струја на куса врска од други преносни системи и од дистрибутивни системи, вклучително и затворени дистрибутивни системи.
- (93) (4) МЕПСО ќе примени оперативни или други мерки за да спречи отстапување од максималните и минималните оперативни сигурносни ограничувања на струјата на куса врска согласно член 30 од овие правила во сите временски рамки и за целата опрема за заштита. Доколку се појави такво отстапување, МЕПСО активира корективни мерки или применува други мерки за повторно обезбедување на оперативните сигурносни ограничувања утврдени во член 30 од овие правила. Отстапување е дозволено само за време на вклопни секвенци (секвенци на вклучување/исклучување).

#### Третман на неутрална точка

- (1) Третманот на неутралната точка на електропреносниот систем е одговорност на МЕПСО.
- (94) (2) Принципот на заземјување на неутралната точка во електропреносниот систем се заснова врз критериуми за дозволени куси врски наведени во овие правила и координација на изолација во 400 kV и 110 kV мрежи.
- (3) МЕПСО поставува релевантни технички спецификации за заземјување на неутрална точка за напонски нивоа на електропреносниот систем (400 kV и 110 kV), како и во неутрални точки што им припаѓаат на корисниците на електропреносниот систем.
- (4) На 110 kV и повисоко напонско ниво, трансформаторите и друга опрема која е во сопственост на корисникот на електропреносниот систем, а кои имаат неутрална точка, мора да имаат можност за заземјување.

- (5) Методот за третман на неутрални точки кои не припаѓаат на МЕПСО, мора детално да се анализира за секој случај наведен во Студијата за приклучување на електропреносна мрежа.
- (1) МЕПСО за време на нормална состојба ќе настојува да обезбеди фреквенцијата на системот да остане во рамките на стандардниот фреквентен опсег од  $\pm 50$  mHz.
- (2) МЕПСО по појавата на нарушување ќе настојува да обезбеди фреквенцијата на системот да остане во рамките на максималното моментално фреквентно отстапување од  $\pm 800$  mHz и максималното фреквентно отстапување во стационарна состојба од  $\pm 200$  mHz.
- (3) МЕПСО ќе обезбеди резерва на активна моќност со соодветен капацитет и време на одзив, со цел да ја исполни својата обврска за квалитет на параметрите на фреквенцијата на синхроната област на Континентална Европа.
- (95) (4) Доколку фреквенцијата на системот е надвор од границите дефинирани во став (1) од овој член, МЕПСО ќе примени контрола на фреквенцијата и корективни мерки за управување со активна моќност, во согласност со член 20 (корективни мерки) од овие правила, со цел да се врати фреквенцијата на системот во рамките на опсегот утврден во ставот 1.

#### **Поглавје 4 Управување со текови на моќност**

##### ***Опсег на текови на моќност***

##### **Член 32**

- (96) (1) МЕПСО ги одржува тековите на моќност во рамките на оперативните сигурносни ограничувања дефинирани кога системот е во нормална состојба и по појава на случајни испади од неговата листа на случајни испади.
- (97) (2) Во (N-1) случај, во нормална состојба, МЕПСО ги одржува тековите на моќност во рамките на транзиентните прифатливи преоптоварувања согласно член 25 од овие правила, при што има подготвени корективни мерки што ќе се применуваат и извршуваат во временска рамка дозволена за транзиентни прифатливи преоптоварувања.

#### **Подглавје 5 - Анализи на случајни испади и справување**

##### ***Листа на случајни испади***

##### **Член 33**

- (98) (1) МЕПСО одредува листа на случајни испади, вклучувајќи ги и внатрешните и надворешните случајни испади во својата обсервабилна област, со проценка дали некој од тие случајни испади ја загрозува оперативната сигурност на контролната област на МЕПСО согласно член 75 од овие правила.
- (99) (2) За да се одреди листа на случајни испади, МЕПСО го класифицира секој случаен испад врз основа на тоа дали е обичен, екстрем или многу екстрем, земајќи ја предвид веројатноста за негова појава преку следните принципи и критериуми:
- вообичаени случајни испади:
- испад на една генераторска единица;
- (a) испад на еден далекувод или кабел;
- (b) испад на една трансформаторска единица или две трансформаторски единици поврзани на иста собирница;

- (c) испад на еден шант елемент;
  - (d) испад на единечна HVDC линија;
  - (e) единечен испад на уред за контрола на текови на моќност;
  - (f) испад на далекувод со два или повеќе проводници поставени на ист столб, доколку МЕПСО го смета овој испад како дел од вообичаената постапка за оперативно планирање.
- (2) Следните случаи се сметаат за екстремни случајни испади:  
испад на далекувод со два или повеќе проводници поставени на ист столб, доколку МЕПСО не го смета овој испад како дел од вообичаената постапка за оперативно планирање;
- (g) испад на еден систем на собирници;
  - (h) испад на повеќе од една генераторска единица или електрани;
  - (i) испад на повеќе од една HVDC линија.
- (3) Следните настани се сметаат за многу екстремни случајни испади:  
испад на два далекуводи истовремено и без заедничка причина;
- (j) испад на трансформаторска станица со повеќе од еден систем на собирници;
  - (k) испад на повеќе од една генераторска единица без заедничка причина.
- (100) (3) Секој ОДС приклучен на преносната мрежа и секој значаен корисник на мрежата (ЗКМ) кој е објект за производство на електрична енергија доставува, по барање на ОЕПС, сите информации релевантни за анализа на случајни испади, вклучително и прогнозни и податоци во реално време, со можност за агрегација на податоците во согласност со член 50(2).
- (101) (4) МЕПСО ги координира своите анализи за случајни испади во однос на изготвување и усогласување на заедничка листа на случајни испади, најмалку со операторите на електропреносните системи од својата обсервабилна област во согласност со член 75.
- (102) (5) МЕПСО ги информира операторите на електропреносните системи во својата обсервабилна област за надворешните случајни испади кои се вклучени во листата на случајни испади на МЕПСО.
- (103) (6) МЕПСО ги информира операторите на електропреносните системи од својата обсервабилна област за сите промени во топологијата на електропреносната мрежа, кои се вклучени како надворешни случајни испади во листите за случајни испади на засегнатите оператори на електропреносни системи.
- (104) (7) Секој ОЕПС обезбедува податоците во реално време да бидат доволно точни за да овозможат конвергенција на пресметките на текови на моќност што се извршуваат во рамките на анализата на случајни испади.

#### **Анализа на случајни испади**

##### **Член 34**

- (1) (1) МЕПСО ќе направи анализа на случајни испади во својата обсервабилна област со цел да ги идентификува случајните испади што ја загрозуваат или можат да ја загорзат оперативната сигурност на нејзината контролна област и да ги идентификуваат корективните мерки што може да бидат неопходни за решавање на случајните испади, вклучително и ублажување на влијанието на екстремните случајни испади.

- (105) (2) МЕРСО во случај на евентуални прекршувања на оперативните сигурносни ограничувања во својата контролна област, кои се утврдени со анализа на случајни испади, треба да обезбеди да не ја загрозуваат оперативната сигурност на електропреносниот систем или на меѓусебно поврзаните електропреносни системи.
- (106) (3) МЕРСО прави анализа на случајни испади врз основа на прогноза на оперативните податоци и на оперативни податоци во реално време од својата обсервационна област. Појдовна точка за анализата на случајни испади во N-состојба е релевантната топологија на електропреносниот систем, која ги вклучува планираните исклучувања во фазите на оперативно планирање.

### **Управување со загушувањата**

#### **Член 35**

- (107) (1) МЕРСО ги проценува ризиците поврзани со случајните испади по симулација на секој случаен испад од листата на случајни испади и откако ќе процени дали може да го одржи својот електропреносен систем во рамките на оперативните сигурносни граници во (N-1) состојба.
- (108) (2) Кога ОЕРС ќе оцени дека ризиците поврзани со одреден случаен испад се толку значајни што можеби нема да може навремено да подготви и активира корективни мерки за да спречи непочитување на (N-1) критериумот, или дека постои ризик од ширење на отстапување кон меѓусебно поврзаниот електропреносен систем, ОЕРС подготвува и активира корективни мерки за да се обезбеди почитување на (N-1) критериумот што е можно поскоро.
- (109) (3) Во случај на (N-1) состојба предизвикана од нарушување, секој оператор на електропреносен систем активира корективни мерки со цел да се обезбеди враќање на електропреносниот систем во нормална состојба што е можно поскоро и со тоа оваа (N-1) состојба станува нова N-состојба.
- (110) (4) Од МЕРСО не се бара да го исполнува (N-1) критериумот во следните ситуации:  
за време на промена на вклопната состојба  
за временски период кога е потребно да се подготват и активираат корективни мерки  
(а) во секое време за двострано напојуваните трафостаници.
- (111) (5) Освен ако Договорната страна не утврди поинаку, од ОЕРС нема да се бара да го почитува (N-1) критериумот сè додека последиците се само локални во рамките на контролната област на ОЕРС.
- (112)

### **Поглавје 6 - Заштита**

#### **Општи барања за заштита**

#### **Член 36**

- (113) (1) МЕРСО го управува електропреносниот систем со примарна и резервна заштитна опрема за да може автоматски да спречи проширување на пореметувањата што можат да ја загорат оперативната сигурност на електропреносниот систем, како и на меѓусебно поврзаниот систем.

- (114) (2) Најмалку еднаш во пет (5) години, МЕПСО изработува и ажурира Стратегија за заштита на електропреносниот систем, со цел да обезбеди правилно функционирање на заштитната опрема и одржување на оперативната сигурност.
- (115) (3) МЕПСО ги определува поставените вредности за заштитната опрема на електропреносниот систем кои обезбедуваат сигурно, брзо и селективно отстранување на дефекти, вклучително и резервната заштитна опрема при отстранување на дефекти во случај на дефект на системот за примарна заштита.
- (116) (4) Пред пуштање во експлоатација на примарна и резервна заштитна опрема или после какви било нивни измени, МЕПСО се усогласува со соседните оператори на електропреносни системи за дефинирање на поставените вредности за интерконективните далекуводи пред промена на истите.
- (117) (5) Доколку одлучи, МЕПСО ќе примени посебни шеми за заштита за управување со електропреносниот систем во рамките на оперативните сигурносни граници.

#### **Специјални шеми на заштита**

##### **Член 37**

- (118) (1) Кога ОЕПС користи специјална шема за заштита, тој:
- (а) (а) обезбедува секоја специјална шема за заштита да дејствува селективно, сигурно и ефикасно;
- (б) при проектирање на специјална шема за заштита ги оценува последиците врз електропреносниот систем во случај на нејзино неправилно функционирање, земајќи го предвид влијанието врз засегнатите ОЕПСи;
- (в) проверува специјалната шема за заштита да има споредлива сигурност со заштитните системи што се користат за примарна заштита на елементите на електропреносниот систем;
- (г) го управува електропреносниот систем со специјалната шема за заштита во рамките на оперативните сигурносни ограничувања утврдени во согласност со член 25; и
- (б) (д) ги координира функциите, принципите на активирање и зададените вредности на специјалната шема за заштита со соседните ОЕПСи и со засегнатите ОДС приклучени на преносната мрежа, вклучително и затворени дистрибутивни системи, како и со засегнатите ЗКМ приклучени на преносната мрежа.

#### **Динамичка стабилност, мониторинг и проценка**

##### **Член 38**

- (119) (1) МЕПСО ја следи динамичката стабилност на електропреносниот систем преку изработка на студии. МЕПСО ги разменува релевантните податоци за следење на динамичката стабилност на електропреносниот систем со другите оператори на електропреносни системи на синхроната област на Континентална Европа.
- (120) (2) МЕПСО ќе изврши проценка на динамичка стабилност најмалку еднаш годишно за да изврши идентификување на сигурносните ограничувања и можни нарушувања на стабилноста на електропреносниот систем. Сите ОЕПСи во секоја синхрона област ги координираат оценките на динамичката стабилност, кои ги опфаќаат сите или делови од синхроната област.
- (121) (3) При спроведување на координирани проценки на динамичка стабилност, засегнатите ОЕПСи утврдуваат:

- (а) (а) опсегот на координираната проценка на динамичка стабилност, најмалку во однос на заеднички мрежен модел;
- (б) сетот на податоци што треба да се разменуваат меѓу засегнатите ОЕПСи за да се изврши координираната проценка на динамичка стабилност;
- (в) листа на заеднички договорени сценарија во врска со координираната проценка на динамичка стабилност; и
- (г) листа на заеднички договорени случајни испади или пореметувања чиј ефект треба да се оцени преку координираната проценка на динамичка стабилност.
- (122) (4) Во случај на проблеми со стабилноста поради слабо пригушени меѓуобласни осцилации што влијаат врз повеќе ОЕПСи во рамките на синхрона област, секој ОЕПС учествува во координирана проценка на динамичка стабилност на ниво на синхрона област што е можно поскоро и ги обезбедува податоците неопходни за таа проценка. Таквата проценка ја иницираат и спроведуваат засегнатите ОЕПСи или ENTSO-E, постапувајќи во согласност со член 3 од Процедуралниот акт бр. 2022/01/MC-EnC.
- (123)
- (124) (5) Кога ОЕПС ќе идентификува потенцијално влијание врз напонската стабилност, аголната (роторна) стабилност или фреквентната стабилност во однос на други меѓусебно поврзани електропреносни системи, засегнатите ОЕПСи ги координираат методите што се користат во проценката на динамичката стабилност, ги обезбедуваат неопходните податоци и планираат заеднички корективни мерки насочени кон подобрување на стабилноста, вклучително и постапките за соработка меѓу ОЕПСите.
- (125) (6) При одлучување за методите што се користат во проценката на динамичката стабилност, секој ОЕПС ги применува следниве правила:
- (а) (а) ако, во однос на листата на случајни испади, стационарните граници се достигнуваат пред границите на стабилност, ОЕПС ја базира проценката на динамичката стабилност само на студии за стабилност извршени надвор од оперативна средина во фазата на подолгорочно оперативно планирање;
- (б) (б) ако, при услови на планирани исклучувања, во однос на листата на случајни испади, стационарните граници и границите на стабилност се блиску една до друга или границите на стабилност се достигнуваат пред стационарните граници, ОЕПС врши проценка на динамичка стабилност во фазата на ден-однапред оперативно планирање додека траат тие услови. ОЕПС планира корективни мерки што ќе се користат во реално време;
- (с) (в) ако електропреносниот систем е во N-состојба во однос на листата на случајни испади и границите на стабилност се достигнуваат пред стационарните граници, ОЕПС врши проценка на динамичка стабилност во сите фази на оперативно планирање и повторно ги оценува границите на стабилност што е можно поскоро по откривање значајна промена во N-состојбата.

(126)

**Управување со динамичката стабилност**

**Член 39**

(127)

- (128) (1) Кога оценката на динамичката стабилност укажува дека во контролната област на МЕПСО постои прекршување на границите на сигурност, во тој случај МЕПСО треба да

дизајнира, подготви и активира корективни мерки за да го одржува електропреносниот систем во стабилна состојба. Тие корективни мерки може да вклучуваат и ЗКМ.

(129) (2) МЕРСО треба да обезбеди времето на отстранување на дефекти пресметано во неговата проценка на динамичката стабилност, што може да доведе до нестабилност на електропреносниот систем на поширок простор, да биде пократко од критичното време на отстранување на дефекти во согласност со член 38 од овие правила.

(130) (3) Во однос на барањата за минимална инерција кои се релевантни за фреквентна стабилност на ниво на синхрона област:

(a) (a) сите ОЕПСи на таа синхрона област, најдоцна две (2) години по влегувањето во сила на овие правила, спроведуваат заедничка студија по синхрона област за да утврдат дали е потребно да се воспостави минимално барано ниво на инерција, земајќи ги предвид трошоците и придобивките, како и потенцијалните алтернативи. Сите ОЕПСи ги доставуваат студиите до своите регулаторни органи. Сите ОЕПСи вршат периодичен преглед и ги ажурираат тие студии на секои две (2) години;

(b) (b) кога студиите наведени во точка (a) ја покажуваат потребата да се дефинира минимално барано ниво на инерција, сите ОЕПСи од засегнатата синхрона област заеднички развиваат методологија за дефинирање на минималната инерција потребна за одржување на оперативната сигурност и за спречување прекршување на границите на стабилност. Таа методологија ги почитува начелата на ефикасност и пропорционалност, се развива во рок од шест (6) месеци по завршувањето на студиите наведени во точка (a) и се ажурира во рок од шест (6) месеци по ажурирањето на студиите и нивното ставање на располагање; и

(c) (c) секој ОЕПС во работа во реално време ја обезбедува минималната инерција во својата контролна област, согласно методологијата дефинирана и резултатите добиени во согласност со точка (b).

#### Квалитет на ЕЕ

(1) Во нормални работни услови, за временски период од една недела, показателот на краткотрајниот фликер  $P_{st}$  и долготрајниот фликер  $P_{lt}$ , предизвикан од напонските варијации, не смее да ги надмине вредностите во точката на приклучување, прикажани во Табела 2.

(131) Табела 2 – Гранични вредности на интензитетите на фликер во електропреносниот систем

Напонско ниво	$P_{st}$	$P_{lt}$
400 kV	0.8	0.6
110 kV	1	1

(132) (2) Во нормални работни услови, за временски период од една недела, 95% од десет (10) минутните ефективни вредности на индивидуалните хармоници на напонот во точката на приклучување треба да бидат помали или еднакви на вредностите прикажани во Табела 3.

(133) Табела 3 - Гранични вредности на нивото на виши хармоници во електропреносниот систем.

Хармоник (h)	Вредност (%)
2	1.5
3	2
4	1
5	2
6	0.5
7	2
8	0.4
9	1
10	0.4
11	1.5
12	0.2
13	1.5
14	0.2
15	0.3
16	0.2
17	1
18	0.2
19	1
20	0.2
21	0.2
22	0.2
23	0.7
24	0.2
25	0.7
h>25	0.2
Непарните хармоници кои не се множител од бројот 3 (>25)	0.2+0.5 (25/h)
Вкупно хармониско изобличување (THD)	3

(3) Во нормални работни услови, за временски период од една недела, 95% од десет (10) минутната ефективна вредност на негативната (инверзна) фазна компонента на напонот треба да биде во опсегот од 0% до 2% од позитивната (директна) фазна компонента на напонот.

(134) (4) МЕПСО го задржува правото одделни случаи, да може да ги промени дозволените вредности на фазна несиметрија во нормална работа

### Индекси на непрекинатост и начин на пресметка во електропреносниот систем

- (1) ENS (неиспорачана електрична енергија) е индекс за неиспорачаната електрична енергија на потрошувачите и производителите, деловите на дистрибутивните системи и затворените дистрибутивни системи кои се приклучени на електропреносниот систем, поради непланирани прекини во напојувањето со електрична енергија, изразен во мегаватчасови (MWh) на годишно ниво.

(2)

$$ENS = \sum_i (P_{ki} * W_{dki})$$

(135) i – број на прекини

(136) Wdki – просечна дневна енергија пресметана согласно потрошувачката на потрошувачите и производителите, деловите на дистрибутивните системи и затворените дистрибутивни системи кои се приклучени на електропреносниот систем во текот на период од пет (5) дена без прекин, кој му претходи на денот на прекилот.

(137) Pki – дел од денот кога потрошувачите и производителите, деловите на дистрибутивните системи и затворените дистрибутивни системи кои се приклучени на електропреносниот систем бил без напојување, а се пресметува по следнава формула:

$$P_{ki} = \frac{t_{ki}}{T_d}$$

(138) tki – траење на прекилот кај потрошувачите и производителите, деловите на дистрибутивните системи и затворените дистрибутивни системи кои се приклучени на електропреносниот систем, изразен во (min)

(139) Td = 1440 min – траење на денот изразено во минути

- (3) AIT (просечно времетраење на прекин) е индекс за просечното времетраење на прекилот во напојување со електрична енергија на потрошувачите и производителите, деловите на дистрибутивните системи и затворените дистрибутивни системи кои се приклучени на електропреносниот систем, изразен во часови на годишно ниво.

(4)

$$AIT = \frac{ENS}{E_{prep}} * T_{god}$$

(140) E\_prep – вкупно пренесена електрична енергија за потребите на домашната потрошувачка за разгледуваниот период, вклучително и загубите во електропреносниот систем (MWh)

(141) T\_god= 8760 ч – број на часови во годината

- (5) МЕПСО ги евидентира прекините во испораката на електрична енергија и ги доставува до РКЕ еднаш годишно, во форма и содржина дадена во табелата:

ТАБЕЛА

Прекини										
Р.бр.	Почеток		Завршеток		Траење на прекилот (min)	Вид на прекин планиран/непланиран	причина	Елемент од електропреносниот систем поради кој се случил прекилот	Wdki (MWh)	ENS
1										
2										
3										
4										
5										
								Елемент од електропреносниот систем поради кој се случил прекилот		
Вкупно траење на прекини (min):						Вкупна неиспорачана енергија (MWh):				

## Глава 2 - Размена на податоци

### Поглавје 1 - Општи барања

#### Организација, улоги, одговорности и квалитет во размена на податоци

#### Член 40

- (142) (1) Размената и доставувањето на податоци и информации согласно оваа Глава треба, колку што е можно, да ја одразуваат реалната и прогнозирана состојба на електропреносниот систем.
- (143) (2) Секој ОЕПС е одговорен за доставување и користење податоци и информации со висок квалитет.
- (144) (3) ОЕПС ги прибира следниве информации за својата обсервабилна област и ги разменува овие податоци со сите други оператори на електропреносни системи до оној степен колку што е неопходно за извршување на анализа на оперативна сигурност во согласност со член 72 од овие правила:
- (i) производство;
  - (ii) потрошувачка;
  - (iii) планови за размена ЕЕ;
  - (iv) информации за избалансираност;
  - (v) планирани исклучувања и топологија на трафостаници и
  - (vi) прогнози за деловите од 1) до 3).
- (145) (4) Информациите во ставот (3) од овој член, МЕПСО на секој јазол на индивидуалниот модел на мрежата ги прикажува како производство и оптоварување дефинирано во член 64.
- (146) (5) Во координација со ОДС и значајни корисници на мрежата (ЗКМ), секој ОЕПС ја утврдува применливоста и опсегот на размена на податоци врз основа на следниве категории:
- (a) (a) структурни податоци во согласност со член 48;
  - (b) (b) планирачки и прогнозни податоци во согласност со член 49;
  - (c) (в) податоци во реално време во согласност со членовите 44, 47 и 50; и
  - (d) (г) одредби во согласност со членовите 51, 52 и 53.

- (147) (6) Во рок од шест (6) месеци од влегувањето во сила на овие правила, ОЕПСите ги применуваат клучните организациски барања, улоги и одговорности во врска со размената на податоци, како што се усвоени во согласност со Регулацијата (ЕУ) 2017/1485.
- (148) (7) Во рок од осумнаесет (18) месеци од влегувањето во сила на овие правила, секој ОЕПС се договара со релевантните ОДС за ефективни, ефикасни и пропорционални процеси за обезбедување и управување со размената на податоци помеѓу нив, вклучително и, каде што е потребно за ефикасно работење на мрежата, доставување на податоци поврзани со дистрибутивните системи и значајни корисници на мрежата (ЗКМ). Без да се доведе во прашање став (6)(г), секој ОЕПС се договара со релевантните ОДС за форматот на размената на податоци.
- (9) Секој ОЕПС се договара со ОДС приклучени на преносната мрежа за опсегот на дополнителни информации што ќе се разменуваат помеѓу нив во врска со ставените во работа мрежни инсталации.
- (149) (10) ОДС кои имаат точка на приклучување кон преносен систем имаат право да ги примаат релевантните структурни, планирачки и податоци во реално време од релевантните ОЕПСи и да ги прибираат релевантните структурни, планирачки и податоци во реално време од соседните ОДС. Соседните ОДС, на координиран начин, го утврдуваат опсегот на информации што може да се разменуваат.

## **Поглавје 2 - Размена на податоци помеѓу МЕРСО и други оператори на електропреносни системи**

### ***Размена на структурни и прогнозирачки податоци***

#### **Член 41**

- (150) (1) МЕРСО со соседните оператори на електропреносни системи ги разменува најмалку следниве структурни информации поврзани со својата обсервабилна област: редовна топологија на трафостаниците и други релевантни податоци според напонско ниво;
- (a) технички податоци за далекуводите;
  - (b) технички податоци за енергетските трансформатори;
  - (c) максимална и минимална активна и реактивна моќност на корисниците, кои се модули за производство на електрична енергија;
  - (d) технички податоци за трансформаторите со фазно поместување;
  - (e) Доколку е применливо, технички податоци за HVDC системи;
  - (f) технички податоци за реакторите, кондензаторите и статичните волт-амперски реактивни компензатори (VAR); и
  - (g) оперативни сигурносни ограничувања дефинирани од секој оператор на електропреносен систем согласно член 25 од овие правила.
- (151) (2) За координација на заштитата на својот електропреносен систем, МЕРСО ќе ги разменува со соседните оператори на електропреносни системи поставените вредности на заштитата за интерконективните далекуводи за кои случајните испади се вклучени како надворешни случајни испади во нивните листи на случајни испади.

- (152) (3) за координација на оперативни сигурносни анализи и за формирање на заеднички мрежен модел во согласност со членовите 67,68,69 и 70, МЕРСО ќе разменува податоци најмалку со сите оператори на електропреносните системи од истата синхрона зона, и тоа најмалку следниве податоци:  
топологија на 110 kV и повисоки напонски нивоа на електропреносен систем во рамките на својата контролна област;
- (a) модел или еквивалент на електропреносниот систем со напон под 110 kV со значително влијание врз својот електропреносен систем;
  - (b) термичките ограничувања на елементите на електропреносниот систем и
  - (c) реална и точна прогнозирана збирна количина на производство и потрошувачка, според изворот на енергија, за секој јазол на електропреносниот систем, за различни временски рамки.
- (153) (4) За координација на проценките на динамичка стабилност согласно член 38(2) и (4), и за нивно спроведување, секој ОЕПС со другите ОЕПСи од истата синхрона област или од нејзиниот релевантен дел разменува најмалку следниве податоци:
- (a) релевантни податоци корисниците директно поврзани на електропреносната мрежа и за модулите за производство на електрична енергија (модел на генератор, модел на заштита, модел на примарен двигател и модел на турбински регулатор, модел на чекорен трансформатор, модел на возбуда, модел на стабилизатор на електроенергетскиот систем);
  - (b) податоците за типот на регулација и регулационен опсег на напонот, во однос на регулационата склопка, вклучувајќи го описот на постојните регулациони склопки кои можат да ја променат положбата под оптоварување, како и податоци за видот на регулацијата и опсегот на регулација на напон за чекорните и мрежните трансформатори и
  - (c) во врска со, доколку е применливо, HVDC системите и FACTS уредите, динамичките модели на системот или уредот и неговата соодветна регулација погодна за големи пореметувања.

**Размена на податоци во реално време**

**Член 42**

- (154) (1) Согласно член 18 и член 19 од овие правила, МЕРСО со останатите оператори на електропреносни системи од истата синхрона област, како и со операторите на електропреносните системи во рамките на LFC блок, ќе ги разменува следниве податоци за состојбата на електропреносниот систем, користејќи ИТ алатка за размена на податоци во реално време на паневропско ниво (EAS), како што е предвидено од страна на ENTSO-E, и тоа:
- (a) фреквенција;
  - (b) грешка на контролна област;
  - (c) измерени размени на активна моќност помеѓу LFC области;
  - (d) вкупно производство;
  - (e) состојба на системот;
  - (f) зададена вредност на регулаторот за регулација на оптоварување и фреквенција и
  - (g) размена на моќност преку виртуелни далекуводи.
- (155) (2) МЕРСО ги разменува следниве податоци за неговиот електропреносен систем со другите оператори на електропреносни системи во обсервабилната област, користејќи размена на податоци во реално време помеѓу системите за надзор, управување и прибирање на податоци (SCADA) на операторите на електропреносните системи и системите за управување со енергијата, и тоа:

- (a) моментална вклопна состојба на трафостаница;
  - (b) активна и реактивна моќност на далекуводно поле, податоци за пренос, дистрибуција и далекуводи поврзани со корисниците;
  - (c) активна и реактивна моќност во полето на трансформаторот, вклучувајќи трансформатори што се поврзани со електропреносниот систем, дистрибуцијата и корисниците;
  - (d) активна и реактивна моќност во полето на постројката за производство на електрична енергија;
  - (e) позиции на регулациона склопка на трансформаторите, вклучително и трансформаторите со фазно поместување;
  - (f) измерен или проценет напон на собирница;
  - (g) реактивна моќност во полето на реакторот и кондензаторот или од статички VAR компензатор; и
  - (h) ограничувања на можностите за снабдување на активна и реактивна моќност во однос на обзервабилната област.
- (156) (3) Секој ОЕПС има право да побара од сите ОЕПСи од својата обзервабилна област да му достават „снимки“ во реално време од податоците добиени со проценка на состојбата од нивната контролна област, доколку тоа е релевантно за оперативната сигурност на електропреносниот систем на ОЕПС што бара.

### **Поглавје 3 - Размена на податоци помеѓу МЕРСО и ОДС во контролната област на МЕРСО**

#### ***Размена на структурни податоци***

##### **Член 43**

- (157) (1) МЕРСО ја утврдува својата обзервабилна област на дистрибутивните системи приклучени на електропреносната мрежа, потребна за МЕРСО точно и ефикасно да ја утврди состојбата на системот, врз основа на методологијата развиена во согласност со член 75.
- (158) (2) Доколку ОЕПС смета дека дистрибутивен систем кој не е директно приклучен на преносната мрежа има значајно влијание во однос на напон, текови на моќност или други електрични параметри за претставување на однесувањето на преносниот систем, таквиот дистрибутивен систем ОЕПС го дефинира како дел од обзервабилната област во согласност со член 75.
- (159) (3) Структурните информации доставени од секој ОДС до МЕРСО треба да содржат најмалку за:
- Податоци за трафостаници поврзани со електропреносната мрежа;
- (a) далекуводи што ги поврзуваат трафостаниците наведени во точка 1 од овој став;
  - (b) трансформатори од трафостаниците наведени во точка 1 од овој став;
  - (c) поголеми (значајни) корисници поврзани на ОДС; и

- (d) реактори и кондензатори поврзани со трафостаниците наведени во точка 1 од овој став.
- (160) (4) Секој ОДС приклучен на преносната мрежа му доставува на МЕПСО ажурирање на структурните информации согласно став (3) најмалку еднаш на секои 6 месеци.
- (161) (5) Најмалку еднаш годишно, секој ОДС приклучен на преносната мрежа му доставува на МЕПСО, по примарни енергетски извори, вкупниот агрегиран произведен капацитет на модули за производство на електрична енергија од тип А кои подлежат на барањата од Регулацијата (ЕУ) 2016/631, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2018/03/PHLG-EnC на Постојаната група на високо ниво, и најдобрите можни проценки на производниот капацитет на модули за производство на електрична енергија од тип А кои не подлежат на или се ослободени од Регулацијата (ЕУ) 2016/631, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2018/03/PHLG-EnC на Постојаната група на високо ниво, приклучени на неговиот дистрибутивен систем, како и поврзаните информации за нивното фреквентно однесување.

***Размена на податоци во реално време***

**Член 44**

- (162) (1) Освен ако не е поинаку предвидено од МЕПСО, секој ОДС треба да му обезбеди на МЕПСО податоци во реално време поврзани со обсервабилната област на МЕПСО, вклучувајќи:
- актуелна топологија на трафостаниците.
- (a) активна и реактивна моќност во поле на далекуводите;
  - (b) активна и реактивна моќност во поле на трансформаторите;
  - (c) активна и реактивна моќност во полето на постројка за производство на електрична енергија;
  - (d) позиција на регулациона склопка на трансформатори поврзани на електропреносниот систем;
  - (e) напон на собирници;
  - (f) реактивна моќност во полето на реактор и кондензатор;
  - (g) најдобри достапни податоци за вкупно производство на електрична енергија по тип на примарен извор во областа на ОДС; и
  - (h) најдобри достапни податоци за вкупна потрошувачка во областа на ОДС.

**Размена на податоци помеѓу МЕПСО, сопственици на интерконектори или други водови и модули за производство на електрична енергија поврзани на електропреносниот систем**

***Размена на структурни податоци***

**Член 45**

- (163) (1) Секој значаен корисник на мрежата (ЗКМ) кој е сопственик на објект за производство на електрична енергија со модул за производство на електрична енергија од тип D, приклучен на електропреносниот систем, му ги обезбедува на МЕПСО најмалку следниве податоци:
- општи податоци за модулот за производство на електрична енергија, инсталиран капацитет и примарен извор на енергија;

- (a) податоци за турбината и капацитетот за производство на електрична енергија;
  - (b) податоци за пресметка на струјата на куса врска;
  - (c) податоци за трансформаторот на објектот за производство на електрична енергија;
  - (d) FCR податоци за модули за производство на електрична енергија согласно член 154;
  - (e) FRR податоци за модули за производство на електрична енергија согласно член 158;
  - (f) RR податоци за модули за производство на електрична енергија согласно член 161;
  - (g) податоци потребни за повторно воспоставување на електропреносниот систем;
  - (h) податоци и модели потребни за динамичка симулација;
  - (i) податоци за заштита;
  - (j) податоци неопходни за утврдување на трошоците за корективни мерки во согласност со член 78(1)(б); кога ОЕПС користи пазарно базирани механизми во согласност со член 4(2)(г), доставувањето на цените што треба да ги плати ОЕПС се смета за доволно;
  - (k) способност за контрола на напон и реактивна моќност.
- (164) (2) Секој значаен корисник на мрежата (ЗКМ) кој е сопственик на објект за производство на електрична енергија со модул за производство на електрична енергија од тип В или тип С, приклучен на електропреносниот систем, му ги обезбедува на МЕПСО најмалку следниве податоци:
1. (a) општи податоци за модулот за производство на електрична енергија, вклучително и инсталиран капацитет и примарен енергетски извор;
  2. (б) податоци за пресметка на струјата на куса врска;
  3. (в) FCR податоци за модули за производство на електрична енергија кои нудат или обезбедуваат таа услуга, согласно дефиницијата и барањата од член 173;
  4. (г) FRR податоци за модули за производство на електрична енергија кои нудат или обезбедуваат таа услуга;
  5. (д) RR податоци за модули за производство на електрична енергија кои нудат или обезбедуваат таа услуга;
  6. (ѓ) податоци за заштита;
  7. (е) способност за контрола на реактивна моќност;
  8. (ж) податоци неопходни за утврдување на трошоците за корективни мерки во согласност со член 78(1)(б); кога ОЕПС користи пазарно базирани механизми во согласност со член 4(2)(г), доставувањето на цените што треба да ги плати ОЕПС се смета за доволно;
  9. (з) податоци неопходни за спроведување проценка на динамичка стабилност согласно член 38.
- (165) (3) МЕПСО може да побара од сопственикот на објектот за производство на електрична енергија, со модул за производство на електрична енергија приклучен на електропреносниот систем, да обезбеди дополнителни податоци потребни за спроведување анализи на оперативната сигурност во согласност со Дел III, Глава 2.
- (166) (4) Секој сопственик на HVDC систем или сопственик на интерконектор му ги обезбедува на МЕПСО следниве податоци за HVDC системот или интерконекторот:
- (a) (a) натписни податоци за постројката;

- (б) податоци за трансформаторите;
  - (в) податоци за филтри и филтерски банки;
  - (г) податоци за компензација на реактивна моќност;
  - (д) способност за контрола на активна моќност;
  - (ѓ) способност за контрола на реактивна моќност и напон;
  - (е) приоритизација на оперативниот режим (активен или реактивен), доколку постои;
  - (ж) способност за фреквентен одзив;
  - (з) динамички модели за динамичка симулација;
  - (и) податоци за заштита; и
  - (б) (ј) способност за издржување при дефект.
- (167) (5) Секој сопственик на АС интерконектор му ги обезбедува на МЕРСО најмалку следниве податоци:
- (а) (а) натписни податоци за постројката;
  - (б) електрични параметри;
  - (в) поврзани заштити.

**Размена на планирачки податоци**

**Член 46**

- (168) (1) Секој значаен корисник на мрежата (ЗКМ) кој е сопственик на објект за производство на електрична енергија со модул за производство на електрична енергија од тип В, С или D, приклучен на електропреносниот систем, му ги обезбедува на МЕРСО најмалку следниве податоци:
- активна излезна моќност и резерва и достапност на резервата, ден однапред и во текот на денот;
- (а) какво било предвидено ограничување на можноста за управување на реактивната моќност;
  - (б) како исклучок од точките (а) и (б), во региони со централен диспечерски систем, податоците што ги бара МЕРСО за подготовка на распоредот за активна излезна моќност.
  - (с) согласно Правилата за формата, содржината и динамиката на доставување и објавување на податоци, објавени на веб страната на МЕРСО.
- (169) (2) Секој оператор на HVDC систем им ги обезбедува на ОЕРСите најмалку следниве податоци:
- (а) распоред на активна моќност и расположливост на ден-однапред и во текот на денот;
  - (б) без одложување, планирана нерасположливост или ограничување на активна моќност;
  - и
  - (в) било какво прогнозирано ограничување на способноста за контрола на реактивна моќност или напон.
- (170) (3) Секој оператор на АС интерконектор или вод ги доставува своите податоци за планирана нерасположливост или ограничување на активна моќност до ОЕРСите.

**Размена на податоци во реално време****Член 47**

- (171) (1) Освен ако не е поинаку одредено од страна на МЕРСО, секој значаен корисник на мрежата (ЗКМ) кој е сопственик на објект за производство на електрична енергија со модул за производство на електрична енергија од тип В, С или D, треба во реално време да му ги обезбеди на МЕРСО најмалку следните податоци:
- положба на расклопната опрема во точката на приклучување или друга точка на интеракција договорена со МЕРСО;
- (а) вредности на активна и реактивна моќност, струја, напон и фреквенција во точката на приклучување или друга точка на интеракција договорена со МЕРСО;
- (б) (б) во случај на објект за производство на електрична енергија со потрошувачка различна од сопствената потрошувачка, нето активна и реактивна моќност.
- (с) (в) моментални максимални и минимални вредности на ограничувања на активна моќност, по генератор, за сите постројки за производство на електрична енергија кои учествуваат во управување на aFRR.
- (172) (2) Освен ако не е поинаку одредено од страна на МЕРСО, секој сопственик на HVDC систем или АС интерконектор во реално време му ги обезбедува на МЕРСО најмалку следниве податоци за точката на приклучување на HVDC системот или АС интерконекторот:
1. (а) положба на прекинувачите;
  2. (б) оперативен статус; и
  3. (в) активна и реактивна моќност.

**Подглавје 5 - Размена на податоци помеѓу МЕРСО и ОДС во врска со значајни модули за производство на електрична енергија поврзани на електродистрибутивната мрежа****Размена на структурни податоци****Член 48**

- (173) (1) Освен ако не е поинаку одредено од страна на МЕРСО, секој сопственик на објект за производство на електрична енергија со модул за производство на електрична енергија кој е значаен корисник на мрежата (ЗКМ) согласно член 2(1)(а), како и преку агрегација на значаен корисник на мрежата (ЗКМ) согласно член 2(1)(д) приклучени на дистрибутивниот систем, му ги обезбедува на МЕРСО следниве информации за соодветните модули за производство на електрична енергија, со фреквенцијата и нивото на детали што ги бара МЕРСО:
- општи податоци за модулот за производство на електрична енергија, инсталиран капацитет и примарен извор на енергија или тип на гориво;
- (а) податоци за FCR за објекти за производство на електрична енергија согласно член 173 кои нудат или обезбедуваат FCR услуга;
- (б) податоци за FRR за објекти за производство на електрична енергија кои нудат или обезбедуваат FRR услуга;
- (с) податоци за RR за модули за производство на електрична енергија кои нудат или обезбедуваат RR услуга;

- (d) податоци за заштита;
  - (e) способност за управување на реактивна моќност;
  - (f) можност за далечински пристап до прекинувачот;
  - (g) податоци потребни за динамички симулации, согласно одредбите од Регулативата (ЕУ) 2016/631, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2018/03/PHLG-EnC;
  - (h) напонско ниво и локација на секој модул за производство на електрична енергија.
- (174) (2) Секој сопственик на објект за производство на електрична енергија со модул за производство на електрична енергија кој е значаен корисник на мрежата (ЗКМ) согласно член 2(1)(а) и (д) го информира МЕРСО и ОДС до чиј дистрибутивен систем има точка на приклучување, во договорениот рок и не подоцна од првото пуштање во работа или од било какви промени на постојната инсталација, за секоја промена во опсегот и содржината на податоците наведени во став (1).

**Размена на планирачки податоци**

**Член 49**

- (175) (1) Освен ако не е поинаку одредено од страна на МЕРСО, секој сопственик на објект за производство на електрична енергија со модул за производство на електрична енергија кој е значаен корисник на мрежата (ЗКМ) согласно член 2(1)(а) и член 2(1)(д), приклучен на дистрибутивниот систем, на МЕРСО и на ОДС до кој има точка на приклучување, им ги доставува најмалку следниве податоци:
1. (а) планирана нерасположливост, планирано ограничување на активна моќност и прогноза на планирано производство на активна моќност во точката на приклучување;
  2. (б) било какво прогнозирано ограничување на способноста за управување со реактивната моќност;
  3. (в) како исклучок од точките (а) и (б), во региони со централен диспечерски систем, податоците што ги бара МЕРСО за подготовка на распоредот за активна излезна моќност.

**Размена на податоци во реално време**

**Член 50**

- (176) (1) Освен ако не е поинаку одредено од страна на МЕРСО, секој сопственик на објект за производство на електрична енергија со модул за производство на електрична енергија кој е значаен корисник на мрежата (ЗКМ) согласно член 2(1)(а) и (д) приклучен на дистрибутивниот систем, во реално време на МЕРСО и на ОДС до кој има точка на приклучување им ги доставува најмалку следниве податоци: статус на расклопните уреди во точката на приклучување; и
- (а) вредности на активна и реактивна моќност, струја, напон и фреквенција во точката на приклучување.
- (177) (2) МЕРСО, во координација со одговорните ОДС, дефинира кои корисници на дистрибутивната мрежа може да бидат ослободени од доставување податоци во реално време директно до МЕРСО, наведени во став (1) од овој член. Во такви случаи, МЕРСО и ОДС се договараат за збирните податоци на засегнатите корисници на дистрибутивната мрежа кои треба да бидат доставени до МЕРСО во реално време.
- (178)

**Размена на податоци помеѓу ОЕПС и ОДС во врска со значајни модули за производство на електрична енергија**

**Член 51**

- (179) (1) Освен ако не е поинаку одредено од страна на ОЕПС, секој ОДС му ги доставува на својот ОЕПС информациите наведени во членовите 48, 49 и 50 со фреквенцијата и нивото на детали што ги бара ОЕПС.
- (180) (2) Секој ОЕПС му ги става на располагање на ОДС, до чиј дистрибутивен систем се приклучени значајни корисници на мрежата (ЗКМ), информациите наведени во членовите 48, 49 и 50, како што бара ОДС.
- (181) (3) ОЕПС може да побара дополнителни податоци од сопственик на објект за производство на електрична енергија со модул за производство на електрична енергија кој е значаен корисник на мрежата (ЗКМ) согласно член 2(1)(а) и (д) приклучен на дистрибутивниот систем, доколку тоа е потребно за анализа на оперативната сигурност и за валидација на модели.

**Поглавје 6 - Размена на податоци помеѓу МЕПСО и потрошувачки капацитети поврзани на електропреносна мрежа**  
**Размена на податоци помеѓу ОЕПС и потрошувачки капацитети приклучени на преносната мрежа**

**Член 52**

- (182) (1) Освен ако не е поинаку одредено од ОЕПС, потрошувачите приклучени на електропреносната мрежа ги доставуваат следниве структурни податоци до ОЕПС: податоци за трансформатори поврзани на електропреносниот систем; карактеристики на оптоварување на потрошувачки капацитет; и
- (а) карактеристики на способноста за управување со реактивна моќност.
- (183) (2) Освен ако не е поинаку одредено од ОЕПС, потрошувачите приклучени на електропреносната мрежа ги доставуваат следниве планирачки податоци до ОЕПС: планирана активна и прогнозирана реактивна потрошувачка на моќност ден однапред и во текот на денот, вклучително и било какви промени во плановите или прогнозата;
- (а) било какво прогнозирано ограничување на способноста за управување со реактивната моќност.
- (б) во случај на учество во одговор на страната на побарувачката, план на минималниот и максималниот опсег на моќност кој треба да биде ограничен;
- (184) (3) Освен ако не е поинаку одредено од ОЕПС, потрошувачите приклучени на електропреносната мрежа ги доставуваат следниве податоци во реално време до ОЕПС: вредности на активна и реактивна моќност, струја, напон и фреквенција во точката на приклучување; и

- (а) минимален и максимален опсег на моќност што може да биде ограничен.
- (1) Потрошувачите приклучени на електропреносната мрежа ги доставуваат податоците од ставовите (1), (2) и (3) од овој член во согласност со Правилата за формата, содржината и динамиката на доставување и објавување на податоци, објавени на веб-страницата на МЕРСО.
- Размена на податоци помеѓу ОЕПС и потрошувачки капацитети приклучени на дистрибутивната мрежа или трети страни што учествуваат во одговор на побарувачката**

**Член 53**

- (185) (1) Освен ако не е поинаку одредено од МЕРСО, секој ЗКМ кој е потрошувачки капацитет приклучен на дистрибутивната мрежа и кој учествува во одговор на побарувачката, освен преку трета страна, им ги доставува на МЕРСО и на ОДС следниве планирачки и податоци во реално време:
- (186) (2) По какви било измени на планот за расположливост поради принудени испади и во согласност со временската рамка утврдена во членовите 7, 10 и 15 од Регулацијата (ЕУ) бр. 543/2013, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2015/01/PHLG-EnC на Постојаната група на високо ниво, засегнатиот ОЕПС ја ажурира оперативно-планирачката податочна средина на ENTSO-E со најновите информации.
- (а) структурен минимален и максимален расположив опсег на активна моќност за одговор на побарувачката и максимално и минимално времетраење на потенцијална употреба на таа моќност за одговор на побарувачката;
- (б) прогноза на неограничена активна моќност расположива за одговор на побарувачката и секој планиран одговор на побарувачката;
- (в) активна и реактивна моќност во реално време во точката на приклучување; и
- (г) потврда дека се применуваат проценките на реалните вредности на одговорот на побарувачката.
- (187) (2) Освен ако не е поинаку одредено од МЕРСО, секој ЗКМ кој е трета страна што учествува во одговор на побарувачката, како што е дефинирано во член 27 од Регулацијата (ЕУ) 2016/1388, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2018/05/PHLG-EnC на Постојаната група на високо ниво, во ден-однапред и блиску до реално време и во име на сите свои потрошувачки капацитети приклучени на дистрибутивната мрежа, им ги доставува на МЕРСО и на ОДС следниве податоци:
- (а) структурен минимален и максимален расположив опсег на активна моќност за одговор на побарувачката и максимално и минимално времетраење на потенцијална активација на одговор на побарувачката во конкретна географска област дефинирана од МЕРСО и ОДС;
- (б) прогноза на неограничена активна моќност расположива за одговор на побарувачката и секое планирано ниво на одговор на побарувачката во конкретна географска област дефинирана од МЕРСО и ОДС;
- (в) активна и реактивна моќност во реално време; и
- (г) потврда дека се применуваат проценките на реалните вредности на одговорот на побарувачката.

### Глава 3 - Усогласеност

#### Поглавје 1 - Улоги и одговорности

##### *Одговорност на корисникот на преносна мрежа*

##### **Член 54**

- (188) (1) Корисникот на електропреносната мрежа е должен да го извести МЕПСО за секоја планирана измена на неговите технички можности што може да има влијание врз неговата усогласеност со оперативните сигурносни барања, пред нејзиното извршување.
- (189) (2) Корисникот на електропреносната мрежа е должен да го извести МЕПСО за било какви оперативни нарушувања во неговиот објект што можат да влијаат врз неговата усогласеност со барањата од овие правила, што е можно поскоро по нивната појава.
- (190) (3) Секој ЗКМ го известува ОЕПС или ОДС до кој има точка на приклучување за планираните распоред(и) за тестирање и постапките што треба да се следат за проверка на усогласеноста на неговиот објект со барањата од овие правила, навремено и пред нивното започнување. ОЕПС или ОДС однапред и навремено ги одобрува планираните распореди и постапки за тестирање, при што одобрувањето не смее неразумно да се ускрати. Кога ЗКМ има точка на приклучување кон ОДС и, согласно став (2), комуницира само со ОДС, ОЕПС има право да побара од засегнатиот ОДС резултати од тестирања за усогласеност што се релевантни за оперативната сигурност на неговиот преносен систем.
- (191) (4) По барање на МЕПСО, во согласност со член 41(2) од Регулативата (ЕУ) 2016/631, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2018/03/PHLG-EnC на Постојаната група на високо ниво, и член 35(2) од Регулативата (ЕУ) 2016/1388, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2018/05/PHLG-EnC на Постојаната група на високо ниво, корисникот ќе изврши тестови за усогласеност и симулации во согласност со овие правила во секое време во текот на целиот животен век на неговиот објект и особено по било каква грешка, измена или замена на било која опрема, која може да има влијание врз усогласеноста на објектот со барањата од овие правила во однос на можноста на објектот да ги постигне декларираниите вредности, временските барања кои се применуваат за тие вредности и достапноста или договореното обезбедување системски услуги. Трети страни кои обезбедуваат одговор на побарувачката директно до ОЕПС, даватели на редиспечирање на модули за производство на електрична енергија или потрошувачки капацитети по пат на агрегација, како и други даватели на резерви на активна моќност, обезбедуваат објектите во нивното портфолио да се усогласени со барањата од овие правила.

##### ***Одговорност на МЕПСО во врска со работата на системот***

##### **Член 55**

- (192) (1) МЕПСО е одговорен за обезбедување оперативна сигурност на својата контролната област, и особено ќе:
- развија и имплементира алатки за работа, кои се релевантни за неговата контролна област и се поврзани со работењето во реално време и оперативното планирање;
  - (а) развива и имплементира алатки и решенија за спречување и отстранување на пореметувања;

(b) користи услуги обезбедени од трети страни, преку набавка кога е применливо, како што се редиеспечинг или контратргување, управување со загушувања, резерви за производство и други системски услуги;

(c) го почитува размерот (скалата) за класификација на инциденти усвоена од ЕНТСО-Е и до ЕНТСО-Е ги доставува информациите потребни за извршување на задачите поврзани со подготовка и одржување на скалата за класификација на инциденти; и

(d) на годишно ниво ја следи соодветноста на алатките за работа на мрежата воспоставени согласно точките (a) и (b), кои се потребни за одржување на оперативната сигурност. Секој ОЕПС идентификува соодветни унапредувања на тие алатки, земајќи ги предвид годишните извештаи подготвени од ЕНТСО-Е врз основа на скалата за класификација на инциденти согласно член 15. Идентификуваните унапредувања последователно ги имплементира ОЕПС.

### **Оперативно тестирање**

#### ***Начела и одговорности***

##### **Член 56**

(193) (1) МЕПСО може да изврши оперативно тестирање на елементите на електропреносниот систем под симулирани оперативни услови и за ограничен временски период. Во таков случај, МЕПСО обезбедува известување во одредено време и пред почетокот на тестот и го минимизира ефектот врз работата на системот во реално време. Оперативното тестирање има за цел да обезбеди:

(a) (a) доказ за усогласеност со сите релевантни технички и организациски оперативни одредби од овие правила за нов елемент на преносниот систем при неговото прво пуштање во работа;

(b) (b) доказ за усогласеност со сите релевантни технички и организациски оперативни одредби од овие правила за нов објект на ЗКМ или на ОДС при неговото прво пуштање во работа;

(c) (в) доказ за усогласеност со сите релевантни технички и организациски оперативни одредби од овие Правила по било каква промена на елемент на преносниот систем или на објект на ЗКМ или ОДС, која е релевантна за работа на системот; и

(d) (г) проценка на можни негативни ефекти од дефект, куса врска или друг непланиран и неочекуван инцидент во работењето на системот, врз елементот на преносниот систем или врз објектот на ЗКМ или ОДС.

(194) да се обезбеди правилно функционирање на елементите на електропреносниот систем,

(a) да ги одржува постојните и да развива нови оперативни практики,

(b) да обезбеди исполнување на системски услуги, и

(c) да се обезбедат информации за перформансите на елементите од електропреносниот систем и корисниците под какви било работни услови, во однос на:

(d) (a) контролирана примена на фреквентни или напонски варијации со цел прибирање информации за однесувањето на преносниот систем и неговите елементи; и

(e) (б) тестирање на оперативни практики во вонредна состојба и состојба на повторно воспоставување.

(195) (3) МЕПСО ќе обезбеди оперативното тестирање да не ја загрози оперативната сигурност на електропреносниот систем. Секое оперативно тестирање може да биде одложено или прекинато заради непланирани услови на системот, или заради безбедност на персоналот, пошироката јавност, на постројката или апаратурата што се тестира, или на елементите на електропреносниот систем или на објектите на ОДС или корисниците на електропреносниот систем.

- (196) (4) Во случај на влошување на состојбата на преносниот систем во кој се спроведува оперативното тестирање, ОЕПС на тој преносен систем има право да го прекине оперативното тестирање. Доколку спроведувањето на тест влијае и врз друг ОЕПС и неговата состојба на системот исто така е влошена, ОЕПС, ЗКМ или ОДС што го спроведува тестот, веднаш по известување од засегнатиот ОЕПС, без одлагање го прекинува оперативниот тест.
- (197) (5) Секој ОЕПС обезбедува резултатите од релевантните оперативни тестови, заедно со сите поврзани анализи, да бидат:
- (а) (б) користени како влезни податоци во процесот за истражување и развој на ENTSO-E за електрична енергија; и
  - (б) (б) користени како влезни податоци во процесот за истражување и развој на ENTSO-E за електрична енергија; и
  - (в) користени за унапредување на оперативните практики, вклучително и оние во вонредна состојба и состојба на повторно воспоставување.

**Спроведување на оперативни тестови и анализи**

**Член 57**

- (198) (1) Секој ОЕПС или ОДС до кој ЗКМ има точка на приклучување го задржува правото, во секое време во текот на целиот животен век на постројката, да ја тестира усогласеноста на ЗКМ со барањата од овие Правила, очекуваниот влез или излез на ЗКМ и договореното обезбедување помошни услуги од страна на ЗКМ. Постапката за тие оперативни тестови ОЕПС или ОДС му ја соопштува на ЗКМ навремено пред започнување на оперативниот тест.
- (199) (2) ОЕПС или ОДС до кој ЗКМ има точка на приклучување ја објавува листата на информации и документи што ЗКМ треба да ги достави, како и барањата што ЗКМ треба да ги исполни за оперативно тестирање на усогласеноста. Листата опфаќа најмалку:
- (а) (а) целата документација и сертификати за опрема што треба да ги достави ЗКМ;
  - (б) (б) детали за техничките податоци на постројката на ЗКМ кои се релевантни за работа на системот;
  - (с) (в) барања за модели за проценка на динамичка стабилност; и
  - (д) (г) студии изготвени од ЗКМ кои го покажуваат очекуваниот исход од проценката на динамичка стабилност, кога е применливо.
- (200) (3) Кога е применливо, секој ОЕПС или ОДС ја објавува распределбата на одговорности на ЗКМ и на ОЕПС или ОДС за оперативно тестирање на усогласеноста.

**Глава 4 - Обука**

**Програма за обука**

**Член 58**

- (201) (1) Во рок од 18 месеци од влегувањето во сила на овие Правила, секој ОЕПС развива и усвојува програма(и) за обука.

- (202) (2) Програмите за обука на ОЕПС опфаќаат познавање на елементите на преносниот систем, работењето на преносниот систем, користење на системите и процесите на работното место, меѓу-ОЕПС операции, пазарни аранжмани, препознавање и реагирање на исклучителни ситуации во работењето на системот, активности и алатки за оперативно планирање.
- (203) (3) Вработените кај ОЕПС задолжени за работа во реално време на електропреносниот систем, како дел од нивната почетна обука, поминуваат обука за интероперабилност меѓу електропреносните системи, заснована на оперативни искуства и повратни информации од заедничките обуки спроведени со соседните ОЕПСи согласно член 63. Обуката за интероперабилност вклучува подготовка и активирање координирани корективни мерки потребни во сите состојби на системот.
- (204) (4) Секој ОЕПС во својата програма за обука за вработените задолжени за работа во реално време на електропреносниот систем ги вклучува фреквенцијата на обуките и следниве компоненти:
- (a) опис на елементите на електропреносниот систем;
  - (a) (б) работење на електропреносниот систем во сите состојби на системот, вклучително и повторно воспоставување;
  - (b) (в) користење на системите и процесите на работното место;
  - (c) (г) координација на меѓу-ОЕПС операции и пазарни аранжмани;
  - (d) (д) препознавање и реагирање на исклучителни оперативни ситуации;
  - (e) (f) релевантни области од електроенергетското инженерство;
  - (f) (e) релевантни аспекти на внатрешниот пазар на електрична енергија на Енергетската заедница;
  - (g) (ж) релевантни аспекти од мрежните кодекси или насоки усвоени согласно членовите 59 и 61 од Регулативата (ЕУ) 2019/943, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2022/03/МС-ЕнС на Министерскиот совет;
  - (h) (з) безбедност и сигурност на лицата и на нуклеарна и друга опрема при работа на електропреносниот систем;
  - (i) (и) меѓу-ОЕПС соработка и координација при работа во реално време и во оперативно планирање на ниво на главните контролни простории, кои се спроведуваат на англиски јазик, освен ако не е поинаку определено;
  - (j) (j) заедничка обука со ОДС приклучени на преносната мрежа и со корисници, кога е соодветно;
  - (k) (к) бихејвиорални вештини, со посебен фокус на управување со стрес, човечко постапување во критични ситуации, вештини за одговорност и мотивација; и
  - (l) (л) практики и алатки за оперативно планирање, вклучително и оние што се користат со релевантниот регионален координативен центар при оперативното планирање.
- (205) (5) Програмата за обука за вработените задолжени за оперативно планирање треба да ги вклучи најмалку аспектите од точките (в), (f), (e), (ж), (и) и (л) од став (4).
- (206) (6) Програмата за обука за вработените задолжени за балансирање треба да ги вклучи најмалку аспектите од точките (в), (e) и (ж) од став (4).

- (207) (7) Секој ОЕПС води евиденција за програмите за обука на вработените за целиот период на нивното вработување. По барање на надлежниот регулаторен орган, секој ОЕПС го доставува опсегот и деталите на своите програми за обука.
- (208) (8) Секој ОЕПС ги преиспитува своите програми за обука најмалку еднаш годишно или по значајни системски промени. Секој ОЕПС ги ажурира своите програми за обука за да ги одразат променливите оперативни околности, правилата на пазарот, конфигурацијата на мрежата и карактеристиките на системот, со посебен фокус на новите технологии, промените во шемите на производство и побарувачка и еволуцијата на пазарот.

**Услови за обука**

**Член 59**

- (209) (1) Програмите за обука на секој ОЕПС за вработените задолжени за работа во реално време вклучуваат обука на работното место и обука вон оперативна средина. Обуката на работното место се спроведува под надзор на искусен вработен задолжен за работа во реално време. Обуката вон оперативна средина се спроведува во средина што ја симулира контролната просторија и со детали за моделирање на мрежата на ниво соодветно на задачите за кои се спроведува обуката.
- (210) (2) Секој ОЕПС спроведува обука за вработените задолжени за работа во реално време врз основа на сеопфатна база на податоци од модели на својата мрежа, со соодветни податоци од други мрежи најмалку од обсервабилната област, на ниво на детали доволно за да се реплицираат меѓу-ОЕПС оперативни прашања. Сценаријата за обука се засноваат на реални и симулирани состојби на системот. Кога е релевантно, се симулира и улогата на ОДС приклучени на преносната мрежа и на корисниците, освен ако тие не можат директно да се претстават преку заеднички обуки.
- (211) (3) Секој ОЕПС ја координира обуката вон оперативна средина на вработените задолжени за работа во реално време со ОДС приклучени на преносната мрежа и со корисниците во однос на влијанието на нивните постројки врз работата во реално време на електропреносниот систем, на сеопфатен и пропорционален начин, одразувајќи ја актуелната топологија на мрежата и карактеристиките на секундарната опрема. Кога е релевантно, ОЕПС, ОДС приклучени на преносната мрежа и корисниците спроведуваат заеднички симулации или работилници за обука вон оперативна средина.

**Координатори за обука и обучувачи**

**Член 60**

- (212) (1) Одговорностите на координаторот за обука вклучуваат проектирање, следење и ажурирање на програмите за обука, како и определување на:
- (а) квалификациите и постапката за избор на вработени кај ОЕПС кои ќе бидат обучувани;
  - (б) обуката потребна за сертификација на вработените кај операторот на системот задолжени за работа во реално време;
  - (в) процесите, вклучително и релевантната документација, за почетните и континуираните програми за обука;
  - (г) процесот за сертификација на вработените кај операторот на системот задолжени за работа во реално време; и

- (д) процесот за продолжување на периодот на обука и периодот на сертификација за вработените кај операторот на системот задолжени за работа во реално време.
- (213) (2) Секој ОЕПС ги утврдува вештините и нивото на компетентност на обучувачите на работното место. Обучувачите на работното место треба да имаат соодветно ниво на оперативно искуство по нивната сертификација.
- (214) (3) Секој ОЕПС води регистар на вработени задолжени за работа во реално време кои ја извршуваат функцијата на обучувачи на работното место и ја преиспитува нивната способност за обезбедување практична обука при одлучување за продолжување на нивната сертификација.

***Сертификацијана вработените во ОЕПС одговорни за оперативна работа во реално време (Оперативен водител на ЕЕС)***

**Член 61**

- (215) (1) Едно лице може да стане вработен кај операторот на системот задолжен за работа во реално време, под услов да е обучено и потоа сертифицирано од страна на назначен претставник на својот ОЕПС за засегнатите задачи, во рокот утврден во програмата за обука. Вработен задолжен за работа во реално време не смее да работи без надзор во контролната просторија, освен ако е сертифициран.
- (216) (2) Во рок од 18 месеци од влегувањето во сила на овие Правила, секој ОЕПС дефинира и имплементира процес за сертификација на вработените задолжени за работа во реално време, вклучително и нивото на компетентност.
- (217) (3) Вработените задолжени за работа во реално време се сертифицираат по успешна формална оценка која опфаќа усен и/или писмен испит и/или практична проверка со однапред дефинирани критериуми за успех.
- (218) (4) ОЕПС чува копија од издадениот сертификат и од резултатите од формалната оценка. По барање на надлежниот регулаторен орган, ОЕПС доставува копија од евиденцијата за полагањето за сертификација.
- (219) (5) Секој ОЕПС го евидентира периодот на важност на сертификацијата издадена на секој вработен задолжен за работа во реално време.
- (220) (6) Секој ОЕПС го утврдува максималниот период на важност на сертификацијата, кој не смее да надмине 5 години, но може да се продолжи врз основа на критериуми утврдени од секој ОЕПС и може да го земе предвид учеството на вработените задолжени за работа во реално време во континуирана програма за обука со доволно практично искуство.

***Јазик на комуникација помеѓувработените во ОЕПС одговорни за оперативна работа во реално време (Оперативен водител на ЕЕС)***

**Член 62**

- (221) (1) Освен ако не е поинаку договорено, заедничкиот јазик за контакт помеѓу вработените на ОЕПС и вработените на соседниот ОЕПС е англиски јазик.
- (222) (2) Секој ОЕПС ги обучува релевантните вработени задолжени за работа во реално време за да постигнат соодветни јазични вештини во заедничките контакт јазици договорени со соседните ОЕПСи.

**Соработка помеѓу ОЕПС-и и спроведување на обуки****Член 63**

- (223) (1) Секој ОЕПС организира редовни обуки со соседните ОЕПСи за да се подобри познавањето на карактеристиките на соседните преносни системи, како и комуникацијата и координацијата помеѓу вработените на соседните ОЕПСи задолжени за работа во реално време. Меѓу-ОЕПС обуката вклучува детално познавање на координираните дејства потребни во секоја состојба на системот.
- (224) (2) Секој ОЕПС, во соработка најмалку со соседниот ОЕПС, ја утврдува потребата и фреквенцијата за заеднички обуки, вклучително и минималната содржина и опсег, земајќи го предвид нивото на меѓусебно влијание и потребната оперативна соработка. Оваа меѓу-ОЕПС обука може да вклучува, но не треба да се ограничи на, заеднички работилници и заеднички симулаторски сесии.
- (225) (3) Секој ОЕПС учествува со други ОЕПСи, најмалку еднаш годишно, во обуки за управување со меѓу-ОЕПС прашања во работењето во реално време. Фреквенцијата се утврдува земајќи го предвид нивото на меѓусебно влијание на преносните системи и типот на интерконекција — врски на еднонасочна/наизменична струја.
- (226) (4) Секој ОЕПС разменува искуства од работењето во реално време, вклучително и посети и размена на искуства помеѓу вработените задолжени за работа во реално време, со соседните ОЕПСи, со секој ОЕПС со кој постои или постоела меѓу-ОЕПС оперативна интеракција, како и со релевантниот регионален координативен центар.

**Дел 3 - Оперативно планирање****Глава 1 - Податоци за оперативни анализи на сигурност во оперативно планирање****Општи одредби во врска со индивидуалните и заедничките мрежни модели****Член 64**

- (227) (1) За спроведување анализа на оперативната сигурност согласно Глава 2 од овој Дел, секој ОЕПС подготвува индивидуални мрежни модели во согласност со методологиите утврдени со примена на член 17 од Регулативата (ЕУ) 2015/1222, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2022/03/МС-ЕпС на Министерскиот совет, и член 18 од Регулативата (ЕУ) 2016/1719, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2022/03/МС-ЕпС на Министерскиот совет, за секоја од следниве временски рамки, применувајќи го форматот на податоци утврден согласно член 114(1) од Регулативата (ЕУ) 2017/1485:
- (a) година-однапред (за следната година) согласно членовите 66, 67 и 68 од овие Правила;
  - (b) онаму каде што е применливо, недела-однапред (за следната недела) согласно со член 69 од овие Правила;
  - (c) ден-однапред (за следниот ден) согласно член 70 од овие Правила; и
  - (d) во текот на денот согласно член 70 од овие Правила.
- (228) (2) Индивидуалните мрежни модели ги содржат структурните информации и податоци утврдени во член 41 од овие Правила.

- (229) (3) МЕПСО ги подготвува индивидуалните мрежни модели и регионалниот координативен центар придонесува во процесот на формирање на заеднички мрежни модели, применувајќи го форматот на податоци утврден согласно член 114(1) од Регулативата (ЕУ) 2017/1485.

**Сценарија за следната година**

**Член 65**

- (230) (1) МЕПСО заедно со другите оператори на електропреносни системи развиваат заедничка листа на сценарија за следната година. Тие сценарија овозможуваат идентификација и оценување на влијанието на меѓусебно поврзаниот електропреносен систем врз оперативната сигурност. Сценаријата ги вклучуваат најмалку следниве променливи:
- (231) потрошувачка на електрична енергија;
- (a) условите кои се однесуваат на придонесот на обновливите извори на енергија;
  - (b) утврдени позиции за увоз/извоз, вклучувајќи ги и договорените референтни вредности за позициите;
  - (c) модел (шема) на производство, со целосно расположлив произведен парк;
  - (d) развој на мрежата во текот на следната година.
- (232) (2) При изработката на заедничката листа на сценарија, ОЕПСите ги земаат предвид следниве елементи:
- (a) типичните обрасци на прекугранична размена за различни нивоа на потрошувачка и на обновливи извори на енергија и конвенционално производство;
  - (b) веројатноста за појава на сценаријата;
  - (v) можните отстапувања од оперативните сигурносни ограничувања за секое сценарио; и
  - (г) количината на моќност произведена и потрошена од производни постројки и потрошувачки капацитети приклучени на дистрибутивните системи.
- (233) (3) Доколку ОЕПСите не успеат да воспостават заедничка листа на сценарија наведена во став (1), ги користат следниве стандардни сценарија:
- (a) (a) Зимски максимум, 3-та среда во јануари тековната година, 10:30 по средноевропско време (CET);
  - (b) (б) Зимска просечна вредност, 2-ра недела во јануари тековната година, 03:30 по средноевропско време (CET);
  - (c) (в) Пролетен максимум, 3-та среда во април тековната година, 10:30 по средноевропско време (CET);
  - (d) (г) Пролетна просечна вредност, 2-ра недела во април тековната година, 03:30 по средноевропско време (CET);
  - (e) (д) Летен максимум, 3-та среда во јули претходната година, 10:30 по средноевропско време (CET);
  - (f) (ф) Летна просечна вредност, 2-ра недела во јули претходната година, 03:30 по средноевропско време (CET);
  - (g) (е) Есенски максимум, 3-та среда во октомври претходната година, 10:30 по средноевропско време (CET);

- (h) (ж) Есенска просечна вредност, 2-ра недела во октомври претходната година, 03:30 по средноевропско време (CET).
- (234) (4) ОЕПСите од Договорните страни ја применуваат заедничката листа на сценарија утврдена за следната година и усвоена во согласност со Регулативата (ЕУ) 2017/1485.

**Индивидуални мрежни модели за следната година**

**Член 66**

- (235) (1) МЕПСО подготвува индивидуален мрежен модел за следната година, користејќи ги своите најдобри проценки на променливите за секое сценарио дефинирано во Член 65. МЕПСО ќе ги објави своите индивидуални модели на мрежата за следната година на ENTSO-E платформата за податоци за оперативно планирање.
- (236) (2) При дефинирање на својот индивидуален мрежен модел за следната година, секој ОЕПС:
- (a) (a) се договара со соседните ОЕПСи за проценетите текови на моќност на HVDC системите што ги поврзуваат нивните контролни области;
  - (b) (б) за секое сценарио ја балансира сумата на:
    - (i) (i) нетираните размени на АС водови;
    - (ii) (ii) проценетите текови на моќност на HVDC системите;
    - (iii) (iii) оптоварувањето, вклучително и проценка на загубите; и
    - (iv) (iv) производството.
- (237) (3) МЕПСО во своите индивидуални мрежни модели за следната година ги вклучува агрегираните излезни моќности на објекти за производство на електрична енергија приклучени на електродистрибутивните системи. Овие збирни излезни моќности треба:
- (a) да бидат конзистентни со структурните податоци согласно Членови 41, 43, 45 и 48;
  - (b) да бидат конзистентни на сценаријата развиени во согласност со Член 64 и
  - (c) да го разликуваат типот на примарен извор на енергија.

**Заеднички мрежен модел за следната година**

**Член 67**

- (238) (1) Во рок од 6 месеци од влегувањето во сила на овие Правила, ОЕПСите ја применуваат методологијата за изработка на заедничките мрежни модели за следната година од индивидуалните мрежни модели утврдени согласно член 64(1), како и за нивно чување.
- (239) (2) Секој ОЕПС има право да побара од друг ОЕПС било какви информации за измени на топологијата на мрежата или за оперативни аранжмани, како што се зададени вредности на заштитата или системски шеми за заштита, еднолиниски дијаграми и конфигурации на трафостаници, или дополнителни мрежни модели релевантни за обезбедување точна претстава на електропреносниот систем за целите на спроведување анализи на оперативната сигурност.

**Ажурирања на индивидуалните и заедничките мрежни модели за следната година**

**Член 68**

- (240) (1) Кога ОЕПС ќе измени или ќе забележи измена на своите најдобри проценки на променливите што се користат за утврдување на неговиот индивидуален мрежен модел за следната година согласно член 64(1), и таа измена е значајна за оперативната сигурност, тој го ажурира својот индивидуален мрежен модел за следната година и го објавува на оперативно-планирачката податочна средина на ENTSO-E.

- (241) (2) Секогаш кога индивидуален мрежен модел се ажурира, заедничкиот мрежен модел за следната година се ажурира соодветно, применувајќи ја методологијата утврдена согласно член 67(1).

***Индивидуални и заеднички мрежни модели за следната недела***

**Член 69**

- (242) (1) Доколку е потребно, МЕПСО заедно со другите оператори на електропреносни системи ги утврдува најрепрезентативните сценарија за координација на оперативните анализи на сигурност на неговиот електропреносен систем за следната недела и заеднички развиваат методологија за спојување на индивидуалните мрежни модели во согласност со член 67(1).
- (243) (2) МЕПСО ги подготвува или ги ажурира своите индивидуални мрежни модели за следната недела, во согласност со сценаријата утврдени согласно став (1) од овој член.
- (244) (3) МЕПСО или трети страни на кои им е делегирана задачата од став (1) од овој член, ги составуваат заедничките мрежни модели за следната недела, следејќи ја методологијата развиена во согласност со став (1) и користејќи ги индивидуалните мрежни модели утврдени во согласност со став (2).

***Методологија за подготовка на заеднички мрежни модели за следниот ден и заеднички мрежни модели за тековниот ден***

**Член 70**

- (245) (1) Во рок од 6 месеци од влегувањето во сила на овие Правила, МЕПСО ја применува методологијата за подготовка на индивидуални мрежни модели за следниот ден и индивидуални мрежни модели за тековниот ден, како и за нивно чување, и ги објавува на оперативно-планирачката податочна средина на ENTSO-E.
- (246) (2) Секој ОЕПС изработува индивидуални мрежни модели за ден-однапред и за текот на денот во согласност со став (1) и ги објавува на оперативно-планирачката податочна средина на ENTSO-E.
- (247) (3) При креирање на индивидуални мрежни модели за следниот ден и модели за тековниот ден, МЕПСО вклучува:
- (а) ажурирани прогнози за оптоварување и производство;
  - (б) резултати од пазарни процеси за следниот и тековниот ден (ден-однапред, во текот на денот);
  - (в) резултати од планирање на трансакции (планирање) опишани во Наслов 6 од Дел III;
  - (г) за објекти за производство на електрична енергија поврзани со електродистрибутивни системи, агрегирано производство на активна моќност согласно видот на примарен извор на енергија, во согласност со податоците дадени во членовите 40, 43, 44, 48, 49 и 50 од овие Правила;
  - (е) ажурирана топологија на електропреносниот систем.
- (248) (4) Сите корективни мерки што веќе се одлучени се вклучуваат во индивидуалните мрежни модели за ден-однапред и во текот на денот и треба јасно да се разликуваат од инјекциите и повлекувањата утврдени согласно член 40(4) и од топологијата на мрежата без применети корективни мерки.

- (249) (5) Секој ОЕПС ја оценува точноста на променливите од став (3) споредувајќи ги со нивните реални вредности, земајќи ги предвид начелата утврдени согласно член 75(1)(в).
- (250) (6) Доколку, по оценката наведена во став (5), ОЕПС смета дека точноста на променливите е недоволна за да се оцени оперативната сигурност, ги утврдува причините за неточноста. Доколку причините зависат од процесите на ОЕПС за изработка на индивидуалните мрежни модели, тој ги преиспитува тие процеси за да добие поточни резултати. Доколку причините зависат од променливи доставени од други страни, ОЕПС заедно со тие други страни ќе настојува да обезбеди променливите да бидат точни.

**Контрола на квалитетот на мрежните модели**

**Член 71**

- (251) При дефинирање на контролите за квалитет во согласност со членовите 67(1)(б) и 70(1)(в), сите ОЕПСи заеднички утврдуваат контроли кои имаат за цел најмалку да проверат:
- (а) усогласеноста на статусот на поврзување на интерконекторите;
  - (б) дека напонските вредности се во рамките на вообичаените оперативни вредности за оние елементи на преносниот систем што имаат влијание врз други контролни области;
  - (в) усогласеноста на транзиентните прифатливи преоптоварувања на интерконекторите; и
  - (г) дека инјекциите или повлекувањата на активна и реактивна моќност се компатибилни со вообичаените оперативни вредности.

**Глава 2 - Анализа на оперативната сигурност**

**Анализи на оперативната сигурност во процесот на оперативно планирање**

**Член 71**

- (252) (1) МЕПСО врши координирани анализи на оперативната сигурност најмалку за следниве временски рамки:
- година-однапред (за следната година);
  - (а) онаму каде што е применливо, недела-однапред (за следната недела);
  - (б) ден-однапред (за следниот ден); и
  - (в) во текот на денот.
- (253) (2) При спроведување на координирани анализи на оперативната сигурност, МЕПСО ја применува актуелната методологија согласно член 75 од овие Правила..
- (254) (3) За извршување на анализи на оперативната сигурност, МЕПСО, во N-состојба, го симулира секој случаен испад од листата на случајни испади во согласност со член 33 и потврдува дека, во (N-1)-состојба, оперативните сигурносни граници дефинирани во согласност со член 22 од овие правила не се надминати во неговата контролна област.
- (255) (4) МЕПСО ги извршува своите анализи на оперативна сигурност користејќи ги вообичаените заеднички мрежни модели во согласност со членовите 67, 68 и 70 и, кога е применливо, член 69, и ги зема предвид планираните исклучувања при извршувањето на тие анализи.
- (256) (5) МЕПСО ги споделува резултатите од своите анализи на оперативна сигурност најмалку со операторите на електропреносните системи чии елементи се вклучени во обсервабилната област на МЕПСО и истите се засегнати согласно тие анализи на оперативна сигурност, со цел да им овозможи на тие оператори да проверат дали се почитуваат оперативните сигурносни ограничувања во рамките на нивните контролни области.

**Анализи на оперативна сигурност за година-однапред, до и вклучително недела-однапред**

**Член 72**

- (257) (1) МЕПСО врши анализи на оперативна сигурност за година-однапред и ако е применливо недела-однапред со цел да ги утврди најмалку следниве ограничувања: текови на моќност и напони кои ги надминуваат оперативните сигурносни граници;
- (а) нарушување на сигурносните граници на електропреносниот систем во согласност со 38(2) и став (б) и
- (б) нарушување на границите за куси врски;
- (258) (2) Кога МЕПСО ќе открие можно ограничување, треба да дефинира корективни во согласност со членовите 20 до 23. Доколку корективните мерки не се без трошоци и ограничувањето е поврзано со планирана нерасположливост на некои релевантни средства, ограничувањето претставува неусогласеност во процесот на планирање на исклучувањата, и МЕПСО ќе иницира координација на исклучувањето во согласност со членовите 95 или 100 во зависност од годината и времето кога треба да започне оваа активност.

**Анализи на оперативна сигурност за ден-однапред, во текот на денот и блиску до реалното време**

**Член 73**

- (259) (1) МЕПСО врши анализи на оперативна сигурност за ден-однапред, во текот на денот и блиску до реалното време со цел да ги согледа можните ограничувања и да подготви и активира корективни мерки, доколку е потребно и со други засегнати оператори на електропреносни системи, ОДС-а или корисниците.
- (260) (2) МЕПСО ги следи прогнозите на оптоварувањето и производството. Кога кај прогнозите се јавуваат големи девијации МЕПСО мора да ги обнови своите анализи на оперативна сигурност.
- (261) (3) Кога во својата обсервабилна област се вршат анализи на оперативна сигурност близу до реално време, МЕПСО треба да ги користи алатките за проценка на состојбата на системот во склоп на SCADA/EMS системите.

**Методологија за координација на анализата на оперативната сигурност**

**Член 74**

- (262) (1) Во рок од 12 месеци од влегувањето во сила на овие Правила, ОЕПСите ја применуваат методологијата за координација на анализата на оперативната сигурност.
- (263) (2) Методологијата за координација на анализата на оперативната сигурност ја утврдува најмалку: (а) обсервабилната област;
- (264) (б) листата на случајни испади;
- (265) (в) моделите и податоците што се користат за анализи;

- (266) (г) процесите за размена на резултати и координација на корективни мерки; и
- (267) (д) правилата за квалитет/валидација на заедничките мрежни модели и резултатите.
- (268) (3) Методологијата се применува за сите релевантни временски рамки на оперативно планирање и ја уредува координацијата помеѓу ОЕПСите и релевантниот регионален координативен центар, вклучително и ажурирања во текот на денот кога се применливо.
- (269) (4) Методологијата ги утврдува правилата за тоа кога и како резултатите од координираните анализи на оперативната сигурност се споделуваат, како и начинот на координација при идентификување ограничувања и подготовка на корективни мерки.
- (270) (5) Методологијата ги утврдува правилата за управување со ажурирања на податоците и моделите, вклучително и рокови, формат и минимални барања за точност за да се обезбеди конзистентност на координираните пресметки.
- (271) (6) ОЕПСите ја преиспитуваат и, по потреба, ја ажурираат методологијата, и ги применуваат одобрените измени во согласност со постапките за одобрување на услови и методологии.
- (272) Не е применливо
- (273) Не е применливо

***Предлог за регионална координација на оперативна сигурност***

**Член 75**

- (274) (1) Во рок од 3 месеци по примената на методологијата за координација на анализата на оперативната сигурност од член 75(1), сите ОЕПСи од секој регион за пресметка на капацитет, утврден во согласност со член 15(1) од Регулативата (ЕУ) 2015/1222, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2022/03/МС-ЕнС на Министерскиот совет, заеднички развиваат предлог за заеднички одредби за регионална координација на оперативната сигурност, кои ќе ги применуваат регионалниот координативен центар и ОЕПСите од регионот за пресметка на капацитет. Предлогот ги почитува методологиите за координација на анализата на оперативната сигурност развиени во согласност со член 75(1) и, кога е потребно, ги дополнува методологиите развиени во согласност со членовите 35 и 74 од Регулативата (ЕУ) 2015/1222, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2022/03/МС-ЕнС. Предлогот утврдува:
- (а) (а) условите и фреквенцијата на координација во текот на денот на анализата на оперативната сигурност и ажурирањата на заедничкиот мрежен модел од страна на регионалниот координативен центар;
- (б) методологија за подготовка на корективни мерки што се управуваат на координиран начин, земајќи ја предвид нивната прекугранична релевантност утврдена во согласност со член 35 од Регулативата (ЕУ) 2015/1222, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2022/03/МС-ЕнС на Министерскиот совет, земајќи ги предвид барањата од членовите 20 до 23 и утврдувајќи најмалку:
- (275) (2) При утврдување дали загушувањата имаат прекугранична релевантност, ОЕПСите ги земаат предвид загушувањата што би се појавиле во отсуство на размена на енергија помеѓу контролните области.

**Организација за регионална координација на оперативната сигурност****Член 76**

- (276) Овој член се поврзува со одлуката на ACER за утврдување на региони за пресметка на капацитет (<...>).

**Регионална координација за оперативна сигурност****Член 77**

- (277) (1) Секој ОЕПС му ги обезбедува на регионалниот координативен центар сите информации и податоци потребни за извршување на координираната регионална проценка на оперативната сигурност, вклучително најмалку:
- (278) (а) ажурирана листа на случајни испади, утврдена според критериумите дефинирани во методологијата за координација на анализата на оперативната сигурност применета во согласност со член 75(1);
- (279) (б) ажурирана листа на можни корективни мерки, од категориите наведени во член 22, и нивните очекувани трошоци доставени во согласност со член 35 од Регулативата (ЕУ) 2015/1222, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2022/03/МС-ЕнС, ако корективната мерка вклучува редиспечинг или контратргување, со цел да придонесе за намалување на секое ограничување идентификувано во регионот; и
- (280) (в) оперативните сигурносни ограничувања утврдени во согласност со член 25.
- (281) (2) Секој регионален координативен центар:
- (282) (а) ја извршува координираната регионална проценка на оперативната сигурност во согласност со член 76, врз основа на заедничките мрежни модели утврдени во согласност со член 79, листата на случајни испади и оперативните сигурносни ограничувања доставени од секој ОЕПС согласно став (1). Резултатите од проценката ги доставува најмалку до сите ОЕПСи од регионот за пресметка на капацитет. Кога ќе детектира ограничување, му препорачува на релевантните ОЕПСи најефективни и економски најефикасни корективни мерки и може да препорача и корективни мерки различни од оние што ги доставиле ОЕПСите. Препораките се придружени со објаснување на нивната основа;
- (283) (б) ја координира подготовката на корективни мерки со и помеѓу ОЕПСите во согласност со член 76(1)(б), за да им овозможи на ОЕПСите координирано активирање на корективни мерки во реално време.
- (284) (3) При извршување на координираната регионална проценка на оперативната сигурност и при идентификација на соодветни корективни мерки, секој регионален координативен центар се координира со другите регионални координативни центри.
- (285) (4) Кога ОЕПС ќе ги прими резултатите од координираната регионална проценка на оперативната сигурност од релевантниот регионален координативен центар со предлог за корективна мерка, тој ја оценува препорачаната корективна мерка за елементите вклучени во мерката и лоцирани во неговата контролна област. При тоа, ги применува одредбите од член 20. ОЕПС одлучува дали да ја имплементира препорачаната корективна мерка. Доколку одлучи да не ја имплементира, му доставува образложение за таа одлука на регионалниот координативен центар. Доколку одлучи да ја имплементира, ја применува мерката за елементите лоцирани во неговата контролна област, под услов да е компатибилна со условите во реално време.

**Подготовка на заеднички модел на мрежа****Член 78**

- (286) (1) Регионалниот координатор за сигурност го проверува квалитетот на индивидуалните мрежни модели со цел да придонесе во формирањето на заедничкиот модел на мрежа за секоја временска рамка во согласност со **Error! Reference source not found.** и член 70 од овие Правила.
- (287) (2) МЕРСО ќе му го стави на располагање индивидуалниот модел на мрежа за секоја временска рамка на својот регионален координатор за сигурност кој е неопходен за подготовка на заеднички мрежен модел преку ENTSO-E платформата за податоци за оперативно планирање.
- (288) (3) Кога е потребно, регионалниот координатор за сигурност ќе побара од МЕРСО да го корегира својот индивидуален модел на мрежа за да се постигне неговата сообразност со контролите за квалитет и за неговото подобрување.
- (289) (4) МЕРСО ги корегира своите индивидуални мрежни модели, откако ќе ја потврди потребата од корекција доколку е применливо, врз основа на барањата на регионалниот координатор за сигурност или друг оператор на електропреносен систем.
- (290) (5) Во согласност со методологиите наведени во членовите 67(1) и 70(1), и во согласност со член 28 од Регулативата (ЕУ) 2015/1222, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2022/03/МС-ЕнС на Министерскиот совет, регионалниот координатор за сигурност е должен да подготви заеднички мрежен модел за сите временски рамки и истиот да се чува на оперативно-планирачката податочна средина на ENTSO-E.
- (291)

**Регионална координација со исклучувањата****Член 79**

- (292) (1) Регионите за координација на исклучувања во рамките на кои ОЕПСите спроведуваат координација на исклучувања треба да бидат најмалку еднакви на регионите за пресметка на капацитет, утврдени во согласност со член 15(1) од Регулативата (ЕУ) 2015/1222, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2022/03/МС-ЕнС на Министерскиот совет.
- (293) (2) ОЕПСите од два или повеќе региони за координација на исклучувања можат да се договорот да ги спојат во еден единствен регион за координација на исклучувања. Во тој случај, тие го идентификуваат регионалниот координативен центар кој ги извршува задачите наведени во член 77(3) од Регулативата (ЕУ) 2017/1485.
- (294) (3) Секој ОЕПС му доставува на регионалниот координативен центар информации потребни за откривање и решавање неусогласености во планирање на исклучувања на регионално ниво, вклучително најмалку:
- (а) плановите за расположливост на неговите внатрешни релевантни средства, зачувани на оперативно-планирачката податочна средина на ENTSO-E;
  - (б) најновите планови за расположливост за сите нерелевантни средства во неговата контролна област кои:
- (i) (i) можат да влијаат врз резултатите од анализата на неусогласеност во планирање на исклучувања; и
  - (ii) (ii) се моделираат во индивидуалните мрежни модели кои се користат за оценка на неусогласеностите на исклучувања;

- (в) сценарија врз основа на кои треба да се испитуваат неусогласеностите во планирање на исклучувања и кои се користат за изработка на соодветните заеднички мрежни модели, добиени од заедничките мрежни модели за различни временски рамки утврдени во согласност со членовите 67 и 79.
- (295) (4) Секој регионален координативен центар врши регионални анализи на оперативната сигурност врз основа на информациите доставени од релевантните ОЕПСи со цел да открие било каква неусогласеност во планирање на исклучувања. Регионалниот координативен центар на сите ОЕПСи од регионот за координација на исклучувања им доставува листа на детектирани неусогласености во планирање на исклучувања и решенијата што ги предлага за нивно отстранување.
- (296) (5) При извршување на своите обврски согласно став (4), секој регионален координативен центар ги координира своите анализи со другите регионални координативни центри.
- (297) (6) При извршување на своите обврски во согласност со член 98(3) и член 100(4)(6), сите ОЕПСи ги земаат предвид резултатите од проценката доставена од регионалниот координативен центар во согласност со ставовите (3) и (4).

**Проценка на регионална адекватност**

**Член 80**

- (298) (1) Секој регионален координативен центар врши проценки на регионална адекватност најмалку за временската рамка недела-однапред.
- (299) (2) Секој ОЕПС му обезбедува на регионалниот координативен центар информации неопходни за спроведување на проценките на регионална адекватност од став (1), вклучително:
- (а) очекуваното вкупно оптоварување и расположливите ресурси за одговор на побарувачката;
  - (б) расположливоста на модулите за производство на електрична енергија; и
  - (в) оперативните сигурносни ограничувања.
- (300) (3) Секој регионален координативен центар врши проценки на адекватност врз основа на информациите доставени од релевантните ОЕПСи со цел да се откријат ситуации во кои се очекува недостиг на адекватност во било која контролна област или на регионално ниво, земајќи ги предвид можните прекугранични размени и оперативните сигурносни ограничувања. Регионалниот координативен центар ги доставува резултатите, заедно со дејствијата што ги предлага за намалување на ризиците, до ОЕПСите од регионот за пресметка на капацитет утврден во согласност со член 15(1) од Регулативата (ЕУ) 2015/1222, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2022/03/МС-ЕпС на Министерскиот совет. Тие дејствија вклучуваат предлози за корективни мерки што овозможуваат зголемување на прекуграничните размени.
- (301) (4) При извршување проценка на регионална адекватност, секој регионален координативен центар се координира со другите регионални координативни центри.

**Глава 3 - Координација на испадите**  
**Поглавје 1 - Региони за координација на исклучувањата,**  
**релевантни елементи**

**Цел на координација на исклучувањата**

**Член 81**

- (302) (1) МЕРСО, со поддршка од регионалниот координативен центар за случаите дефинирани во овие правила, врши координација на исклучувањата во согласност со принципите од оваа Глава, со цел да го следи статусите на расположливост на клучните елементи и да ги координира плановите на расположливост со цел да обезбеди оперативна сигурност на електропреносната мрежа.

**Регионална координација**

**Член 82**

- (303) (1) Сите оператори на електропреносни системи кои се дел од регион за координација на исклучувања треба заеднички да развијат регионално координирана оперативна процедура, со цел воспоставување на оперативни аспекти за имплементирање на координација на исклучувањата во секој регион, која вклучува:  
фреквенција, обем и тип на координација најмалку за период од година-однапред и недела-однапред;  
(а) одредби во врска со употребата на проценките извршени од регионалниот координатор за сигурност во согласност со член 80 од овие Правила;  
протоколи за валидација на плановите за расположливост на елементите на мрежата за година-однапред, согласно барањата од Член 96 од овие правила.
- (304) (2) МЕРСО треба да учествува во процесот на координација на исклучувања во склоп на неговиот регион и да воведо оперативни процедури за регионална координација во согласност со став (1).
- (305) (3) Доколку се појави неусогласеност помеѓу различни региони за координација на исклучувањата, МЕРСО треба заедно со другите оператори на електропреносни системи и регионалните координатори за сигурност на тие региони да се координираат за да ги разрешат недоследностите.
- (306) (4) МЕРСО на останатите оператори на електропреносни системи кои се дел од заедничкиот регион за координација на исклучувањата треба да им обезбеди информации за инфраструктурните проекти поврзани со електропреносната мрежа, дистрибутивната мрежа, производните единици или потрошувачките единици кои може да имаат влијание врз работата на контролната област на некој оператор на електропреносен систем кој е дел од регионот.
- (307) (5) МЕРСО на ОДС-и поврзани на неговата мрежа, кои се дел од неговата контролна област, треба да им ги обезбеди сите релевантни информации што се на располагање за инфраструктурните проекти поврзани со електропреносната мрежа кои може да влијаат на работата на електродистрибутивниот систем на овие ОДС-и.
- (308) (6) Секој ОЕПС им ги обезбедува на затворените ОДС приклучени на преносната мрежа (CDSO) лоцирани во неговата контролна област сите релевантни информации со кои располага за инфраструктурните проекти поврзани со преносниот систем што можат да имаат влијание врз работата на затворениот дистрибутивен систем на тие CDSO.

**Методологија за оценување на релевантноста на средствата за координација на исклучувања**

**Член 83**

- (309) (1) Во рок од 12 месеци од влегувањето во сила на овие Правила, ОЕПСите применуваат методологија, најмалку по синхрона област, за оценување на релевантноста за координација на исклучувања на модули за производство на електрична енергија, потрошувачки капацитети и елементи на мрежата лоцирани во преносен систем или во дистрибутивен систем, вклучително и затворени дистрибутивни системи.
- (310) (2) (Напомена: во Одлуката на Министерскиот совет 2022/03/МС-ЕпС е наведена писарска/административна грешка во овој дел.)

**Листа на релевантни модули на производни единици и релевантни потрошувачки единици**

**Член 84**

- (311) (1) Во рок од 3 месеци по истекот на рокот за транспонирање на овие Правила, сите ОЕПСи од секој регион за координација на исклучувања заеднички ја оценуваат релевантноста на модулите за производство на електрична енергија и на потрошувачките капацитети за координација на исклучувања, врз основа на методологијата наведена во член 84(1), и воспоставуваат единствена листа, за секој регион за координација на исклучувања, на релевантни модули за производство на електрична енергија и релевантни потрошувачки капацитети.
- (312) (2) ОЕПС заедно со останатите оператори на електропреносни системи кои се дел од регионот за координација на исклучувања, заеднички ја изработува листата на релевантни модули на производни единици и релевантни потрошувачки единици за тој регион и ја става на располагање на ENTSO-E платформата за податоци за оперативно планирање.
- (313) (3) МЕРСО ја известува РКЕ за листата на релевантни модули на производни единици и релевантни потрошувачки единици за регионот на координација на исклучувања во кој учествува МЕРСО и при секоја промена на листата МЕРСО ја информира РКЕ.
- (314) (4) За секој внатрешен релевантен модул на производна единица и релевантна потрошувачка единица, МЕРСО треба да:
- ги информира сопствениците на производната или потрошувачката единица за нивното присуство во листата;
  - (а) го информира ОДС за релевантните производни единици и за релевантните потрошувачки единици кои се поврзани на нивната електродистрибутивна мрежа.
  - (б) ги информира затворените дистрибутивни системи (CDSO) за релевантните производни единици и релевантните потрошувачки единици кои се поврзани на нивниот затворен дистрибутивен систем.

**Ажурирање на листите на релевантни модули за производство на електрична енергија и релевантни потрошувачки капацитети**

**Член 85**

- (315) (1) Пред 1 јули секоја календарска година, сите ОЕПСи од секој регион за координација на исклучувања заеднички повторно ја оценуваат релевантноста на модулите за производство на електрична енергија и на потрошувачките капацитети за координација на исклучувања, врз основа на методологијата наведена во член 84(1).
- (316) (2) Кога е потребно, сите ОЕПСи од секој регион за координација на исклучувања заеднички одлучуваат да ја ажурираат листата на релевантни модули за производство на електрична енергија и релевантни потрошувачки капацитети за тој регион за координација на исклучувања пред 1 август секоја календарска година.
- (317) (3) Сите ОЕПСи од регион за координација на исклучувања ја ставаат на располагање ажурираната листа на тој регион на оперативно-планирачката податочна средина на ENTSO-E.
- (318) (4) Секој ОЕПС од регион за координација на исклучувања ги информира страните наведени во член 67(4) за содржината на ажурираната листа.

**Листи на релевантни елементи на електропреносна мрежа**

**Член 86**

- (319) (1) Во рок од 3 месеци од влегувањето во сила на овие Правила, сите ОЕПСи од секој регион за координација на исклучувања заеднички ја оценуваат, врз основа на оваа методологија, релевантноста за координација на исклучувања на елементите на мрежата лоцирани во преносен систем или во дистрибутивен систем, вклучително и затворен дистрибутивен систем, и воспоставуваат единствена листа, по регион за координација на исклучувања, на релевантни елементи на мрежата.
- (320) (2) Листата на релевантни елементи на мрежата за еден регион за координација на исклучувања ги содржи сите елементи на мрежата од преносен или дистрибутивен систем, вклучително и затворен дистрибутивен систем, лоцирани во тој регион за координација на исклучувања, кои се идентификувани како релевантни со примена на методологијата наведена во член 84(1).
- (321) (3) МЕПСО заедно со останатите оператори на електропреносни системи од регион за координација на исклучувања воспоставува листа на релевантни елементи кои се дел од електропреносната и електродистрибутивната мрежа и ја става на располагање на ENTSO-E платформата за податоци за оперативно планирање.
- (322) (4) МЕПСО ја известува РКЕ за листата на релевантни елементи на електропреносната мрежа.
- (323) (5) За секој внатрешен релевантен елемент кој е дел од електропреносната мрежа, МЕПСО треба да:
- ги информира сопствениците на релевантниот елемент на електропреносната мрежа за нивното присуство во листата;
  - (а) ги информира ОДС-ата за релевантните елементи на мрежата кои се поврзани на нивниот електродистрибутивен систем.
  - (б) ги информира затворените дистрибутивни системи (CDSO) за релевантните елементи на мрежата кои се поврзани на нивниот затворен дистрибутивен систем.

**Ажурирање на листата со релевантни елементи на електропреносна мрежа****Член 87**

- (324) (1) Пред 1 јули секоја календарска година, МЕПСО заедно со останатите оператори на електропреносни системи од регионот за координација на исклучувања врши повторна проценка, врз основа на методологијата наведена во член 84(1), на релевантноста за координација на исклучувања на производните единици, потрошувачките единици и елементите на мрежата лоцирани во електропреносната или електродистрибутивната мрежа.
- (325) (2) Доколку е потребно, МЕПСО заедно со останатите оператори на електропреносни системи од регионот може да одлучи да ја надопolni листата на релевантни елементи на мрежата за регионот за координација на исклучувања пред 1 август секоја календарска година.
- (326) (3) МЕПСО треба да ја сподели надополнетата листа на ENTSO-E платформата на податоци за оперативно планирање.
- (327) (4) МЕПСО треба да ги информира страните кои се дефинирани член 85, став (4) од овие Правила за содржината на ажурираната листа.

**Назначување на координатор за планирање на исклучувања****Член 88**

- (328) (1) МЕПСО е координатор за планирање на исклучувања за секој релевантен елемент на електропреносната мрежа со кој оперира.
- (329) (2) Сопствениците на другите релевантни елементи назначуваат или постапуваат како координатори за планирање на исклучувањата на соодветните релевантни елементи и го информираат МЕПСО за назначувањето.

**Третирање на релевантните елементи лоцирани во електродистрибутивната мрежа или затворен дистрибутивен систем оператор****Член 89**

- (1) МЕПСО ги координира заедно со ОДС плановите за исклучувања за внатрешните релевантни елементи кои се приклучени на електродистрибутивната мрежа.
- (2) МЕПСО заедно со операторот на затворениот електродистрибутивен систем на електрична енергија ги координира плановите за исклучувања за внатрешните релевантни елементи кои се приклучени на затворената електродистрибутивна мрежа.

**ПОГЛАВЈЕ 2 Развој и ажурирање на плановите за расположливост на релевантните елементи****Варијации на крајните рокови за координација на исклучувања за година-однапред****Член 90**

- (330) (1) МЕПСО и други оператори на електропреносни системи кои се дел од синхроната област можат заеднички да се договорат да усвојат и имплементираат временска рамка за координација на исклучувања членовите 94, 97 и 99, доколку таа координација не влијае на други синхрони области.

**Општи одредби за плановите за расположливост****Член 91**

- (331) (1) Плановите за расположливост треба да ги вклучуваат најмалку следните информации:
- (а) условите што треба да се исполнат пред прогласување на релевантниот елемент за "нерасположлив" во реално време;
  - (б) времето потребно за повторно враќање на релевантниот елемент во работа со цел одржување на оперативната сигурност.
- (332) (2) Статусот „тестирање“ се применува само кога постои можен ефект врз електропреносниот систем и за следниве временски периоди:
- (а) помеѓу првото приклучување и конечната пуштање во работа (комисионирање) на релевантното средство; и
  - (б) непосредно по одржување на релевантното средство.
- (333) (3) Плановите за расположливост содржат најмалку:
- (а) причина за статус „нерасположлив“ на релевантното средство;
  - (б) кога се идентификувани такви услови, условите што треба да се исполнат пред примена на статус „нерасположлив“ за релевантното средство во реално време; и
  - (в) времето потребно релевантното средство повторно да се врати во работа, кога е потребно за одржување на оперативната сигурност.
- (334) (4) Статусот на расположливост за секој елемент за година-однапред треба да биде дефиниран на дневна основа.
- (335) (5) Кога плановите за производство и потрошувачка се доставуваат до МЕПСО, врз основа на **Error! Reference source not found.** од овие Правила, временската резолуција на расположливоста треба да биде конзистентна со тие распореди.

**Долгорочни индикативни планови за расположливост****Член 92**

- (336) (1) Најдоцна 2 години пред почетокот на секоја година за координација на исклучувања, МЕПСО ги проценува соодветните долгорочни индикативни планови за расположливост за внатрешните релевантни елементи, обезбедени од носителите на планирање на исклучувања, во согласност со членовите 4, 7 и 15 од Регулацијата (ЕУ) бр. 543/2013 на Комисијата, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2015/01/PHLG-EnC на Постојаната група на високо ниво, и ги дава своите првични коментари, вклучително и сите согледани неусогласености на планираните исклучувања кои може да имаат влијание на ОДС-ата и корисниците.
- (337) (2) МЕПСО ја спроведува проценката во однос на индикативните планови за расположливост на внатрешните релевантни елементи секоја година до почетокот на координацијата за исклучувања за следната година.

**Доставување на предлози за планот за расположливост за следната година****Член 93**

- (338) (1) Пред 1 август секоја календарска година, корисникот на електропреносна мрежа, на барање на МЕПСО, треба да достави до МЕПСО план за расположливост за секој негов релевантен елемент кој ја покрива следната календарска година.
- (339) (2) МЕПСО ќе настојува да ги испита барањата за измена на планот за расположливост веднаш по нивното добивање. Таму каде што не е можно, ќе ги разгледа барањата за измена на планот за расположливост после завршување на координацијата за исклучувања за следната година.
- (340) (3) МЕПСО ќе ги испита барањата за изменување и дополнување на планот за расположливост откако ќе се финализира координацијата за исклучувања за следната година:

по редоследот на доставување на барањата;

- (а) земајќи ја во предвид постапката дефинирана во Член 98 од овие Правила.

**Координација на расположливост на релевантни елементи за кои носител на планирање на исклучувања не е ОЕПС, ОДС или ЗОДС, за следната година****Член 94**

- (341) (1) МЕПСО треба да процени за временска рамка следната календарска година дали постојат неусогласеностиво планирање на исклучувањата кои произлегуваат од добиените планови за расположливост добиени согласно член 94 од овие Правила.
- (342) (2) Кога МЕПСО ќе увиди неусогласеностите во процесот на планирање на исклучувања, треба да го имплементира следниот процес:
- (а) ги информира ссекој засегнат носител на планирање на исклучувања за условите кои треба да ги исполнат со цел да се усогласи увидената неусогласеност во процесот на планирање на исклучувања;
- (б) МЕПСО може да побара од еден или повеќе носители на планирање на исклучувања да достават алтернативни планови за расположливост кои ќе ги исполнат условите од точка 1) од овој став;
- (в) МЕПСО ќе ја повтори проценката согласно став (1) од овој член за да утврди дали остануваат неусогласености во процесот на планирање на исклучувања.
- (343) (3) Доколку по барање на МЕПСО, според точката 2 од став (2), корисниците на електропреносниот систем не го исполнат барањето за доставување на алтернативни планови за расположливост, МЕПСО треба да изработи алтернативен план за расположливост и истиот треба да биде прифатен од страна на корисниците, при што тој план:
- (а) (а) го зема предвид влијанието пријавено од засегнатите носители на планирање на исклучувања, како и од ОДС или CDSO, кога е релевантно;
- (б) (б) ги ограничува измените во алтернативниот план за расположливост на она што е строго неопходно за ублажување на неусогласеностите во планирање на исклучувања; и
- (в) (в) ја известува РКЕ, засегнатите ОДС и CDSO (доколку ги има) и засегнатите носители на планирање на исклучувања за алтернативниот план за расположливост, вклучително и причините за неговото изработување, како и влијанието пријавено од засегнатите носители на планирање на исклучувања и, кога е релевантно, од ОДС или CDSO.

**Координација на расположливоста на релевантни елементи за следната година за кои носител на планирање на исклучувања е ОЕПС кој учествува во регионот за координација на исклучувања, ОДС или ЗОДС**

**Член 95**

- (344) (1) МЕПСО го планира статусот на расположливост на релевантните елементи од електропреносната мрежа кои поврзуваат различни контролни области во координација со електропреносните системи оператори од истиот регион за координација на исклучувања.
- (345) (2) МЕПСО и ОДС и ЗОДС го планираат статусот на расположливост и на релевантните елементи на електропреносната мрежа што не поврзуваат различни контролни области, користејќи ги како основа плановите за расположливост изработени во согласност со став (1).
- (346) (3) При утврдување на статусот на расположливост на релевантните елементи на мрежата во согласност со ставовите (1) и (2) од овој член, МЕПСО, ОДС и ЗОДС:
- (а) (а) го минимизираат влијанието врз пазарот, при истовремено зачувување на оперативната сигурност; и
- (б) (б) ги користат како основа плановите за расположливост доставени и изработени во согласност со член 94.
- (347) (4) Кога МЕПСО открие неусогласеност при планирање на исклучувањата, МЕПСО има право да предложи промена на плановите за расположливост на внатрешните релевантни средства што му припаѓаат на корисникот и ќе предложи решение во координација со корисниците и засегнатите ОДС, користејќи ги средствата кои му се на располагање.
- (348) (5) Во случај кога за внатрешен релевантен елемент на електропреносната мрежата не е планиран статус "нерасположлив" по преземањето на мерките во ставот (3) на овој член и отсуството на такво планирање би ја загрозило оперативната сигурност, МЕПСО:
- (а) ги презема потребните активности за да го испланира статусот "нерасположлив" во процесот на обезбедување на оперативна сигурност, земајќи го предвид влијанието пријавено до МЕПСО од страна погодените корисници;
- (б) ги известува сите засегнати страни за активностите наведени во точка (а); и
- (в) ги известува РКЕ, засегнатите ОДС доколку ги има и засегнатите корисници за преземените активности, со образложение за ваквите активности и за влијанието пријавено од погодените корисници и ОДС.
- (349) (6) МЕПСО ќе ги стави на располагање сите информации на ENTSO-E платформата за податоци за оперативно планирање за условите поврзани со електропреносната мрежа кои треба да бидат исполнети, како и корективни мерки кои треба да се подготват и активираат, пред да се постави статус "нерасположлив" за релевантниот елемент од електропреносната мрежа.

**Достава на прелиминарни планови за расположливост за следната година**

**Член 96**

- (350) (1) МЕПСО ќе им обезбеди на сите други оператори на електропреносни системи, преку ENTSO-E платформата за податоци за оперативно планирање, прелиминарни планови за расположливост за следната календарска година за сите внатрешни релевантни елементи од електропреносната мрежа.

(351) (2) Пред 1 ноември секоја календарска година, за секој внатрешен релевантен елемент лоциран во дистрибутивен систем, ОЕПС му доставува на релевантниот ОДС прелиминарен план за расположливост за следната година.

(352) (3) Пред 1 ноември секоја календарска година, ОЕПС му обезбедува на ОДС и на ЗОДС прелиминарен план за расположливост за следната календарска година.

**Валидација на плановите за расположливост за следната година во рамките на регионите за координација на исклучувања**

**Член 97**

(353) (1) Секој ОЕПС анализира дали настанува неусогласеност во планирање на исклучувања кога ќе се земат предвид сите прелиминарни планови за расположливост за следната година.

(354) (2) Ако не постои неусогласеност во процесот на планирање на исклучувања, МЕРСО, заедно со другите оператори на електропреносни системи ги валидира плановите за расположливост за следната година за сите релевантни елементи во регионот за координација на исклучувања.

(355) (3) Доколку МЕРСО согледа неусогласеност, заедно со другите оператори на електропреносни системи од регионот за координација на исклучувања, предлага решение со помош на средствата што им се на располагање. Кога ќе се идентификува решение, сите оператори на електропреносни системи на засегнатиот регион за координација на исклучувања ги ажурираат и потврдуваат плановите за расположливост за следната година за сите релевантни елементи.

(356) (4) Доколку не се пронајде решение за неусогласеност во планирање на исклучувања, секој засегнат ОЕПС, под услов да постои одобрување од надлежниот регулаторен орган кога Договорната страна така предвидува, треба:

(а) да го постави статусот „расположлив“ за сите статуси „нерасположлив“ или „тестирање“ за релевантните средства вклучени во неусогласеноста во планирање на исклучувања за засегнатиот период; и

(б) да ги извести релевантните регулаторни органи, засегнатите ОДС или ЗОДС (доколку ги има) и засегнатите носители на планирање на исклучувања за преземените дејствија, вклучително и образложението за таквите дејствија, влијанието пријавено од засегнатите носители на планирање на исклучувања и, кога е релевантно, од ОДС или ЗОДС.

(357) (5) Сите ОЕПСи од засегнатите региони за координација на исклучувања соодветно ги ажурираат и валидираат плановите за расположливост за следната година за сите релевантни средства.

**Финални планови за расположливост за следната година**

**Член 98**

(358) (1) Пред 1 декември секоја календарска година, МЕРСО:

(а) ја спроведува координацијата на исклучувањата на внатрешните релевантни елементи за следната година ;и

(б) ги изработува плановите за расположливост на внатрешните релевантни елементи за следната година и ги чува на ENTSO-E платформата за податоци за оперативно планирање.

- (359) (2) Пред 1 декември секоја календарска година, МЕПСО му го доставува на својот носител на планирање на исклучувања финалниот план за расположливост за следната година за секој внатрешен релевантен елемент.
- (360) (3) Пред 1 декември секоја календарска година, МЕПСО му доставува на релевантниот ОДС финален план за расположливост за следната година за секој внатрешен релевантен елемент лоциран во дистрибутивен систем.
- (361) (4) Пред 1 декември секоја календарска година, МЕПСО му доставува на релевантниот ЗОДС финален план за расположливост за следната година за секој внатрешен релевантен елемент лоциран во затворен дистрибутивен систем.

**Ажурирање на финални планови за расположливост за следната година**

**Член 99**

- (362) (1) Носителот на планирање на исклучувања може да покренат постапка за изменување и дополнување на финален план за расположливост за следната година, во периодот помеѓу финализација на координацијата за исклучувања за следната година и нејзината реализација во реално време.
- (363) (2) Носителот на планирање на исклучувања кој не е ОЕПС што учествува во регион за координација на исклучувања, може до релевантниот ОЕПС (или ОЕПС-и) да поднесе барање за изменување на финалниот план за расположливост на релевантните елементи под негова одговорност.
- (364) (3) Во случај на барање за измена согласно став (2), се применува следнава постапка:
- (а) ОЕПС што го прима барањето го потврдува приемот и во најкраток разумен рок оценува дали измената доведува до неусогласености во планирање на исклучувања;
  - (б) кога се детектираат неусогласености во планирање на исклучувања, вклучените ОЕПСи од регионот за координација на исклучувања заеднички идентификуваат решение во координација со засегнатите носители на планирање на исклучувања и, кога е релевантно, со ОДС и ЗОДС, користејќи ги средствата што им се на располагање;
  - (в) кога не е детектирана неусогласеност во планирање на исклучувања или кога неусогласеностите се отстранети, ОЕПС што го прима барањето ја валидира бараната измена, а засегнатите ОЕПСи соодветно ги известуваат сите засегнати страни и го ажурираат финалниот план за расположливост за следната година на оперативно-планирачката податочна средина на ENTSO-E; и
  - (г) кога не се пронаоѓа решение за неусогласеностите во планирање на исклучувања, ОЕПС што го прима барањето ја одбива бараната измена.
- (365) (4) Кога ОЕПС што учествува во регион за координација на исклучувања има намера да го измени финалниот годишен план за расположливост на релевантно средство за кое постапува како носител на планирање на исклучувања, тој ја иницира следнава постапка:
- (а) МЕПСО подготвува предлог за изменување и дополнување на годишниот план за расположливост за следната година, вклучително и проценка дали тоа може да доведе до неусогласености во планирање на исклучувања, и го доставува својот предлог до сите други ОЕПСи во неговиот регион за координација на исклучувања;
  - (б) кога се детектираат неусогласености во планирање на исклучувања, вклучените ОЕПСи од регионот за координација на исклучувања заеднички идентификуваат решение, во координација со засегнатите носители на планирање на исклучувања и, кога е релевантно, со ОДС и ЗОДС, користејќи ги средствата што им се на располагање;

(а) (в) кога не е детектирана неусогласеност во планирање на исклучувања или кога се пронаоѓа решение за неусогласеност, засегнатите ОЕПСи ја валидираат бараната измена и, последователно, ги известуваат сите засегнати страни и го ажурираат финалниот година-однапред план за расположливост на оперативно-планирачката податочна средина на ENTSO-E; и

(г) кога не се пронаоѓа решение за неусогласеностите во планирање на исклучувања, ОЕПС што ја поднел измената ја повлекува постапката за изменување.

### **Поглавје 3 - Извршување на плановите за расположливост**

#### ***Управување со статусот на тестирање на релевантните средства***

##### **Член 100**

(366) (1) Носителот на планирање на исклучувања на релевантно средство, чиј статус на расположливост е прогласен како „тестирање“, му доставува на ОЕПС и, доколку е поврзано на дистрибутивен систем, вклучително и затворен дистрибутивен систем, на ОДС или на ЗОДС, најдоцна во рок од 1 месец пред започнување на статусот „тестирање“, следново:

(а) детален план за тестирање;

(б) индикативен распоред на производство или потрошувачка, доколку засегнатото релевантно средство е релевантен модул за производство на електрична енергија или релевантен потрошувачки капацитет; и

(в) промени во топологијата на електропреносниот систем или дистрибутивниот систем, доколку засегнатото релевантно средство е релевантен елемент на мрежата.

(367) (2) Носителот на планирање на исклучувања ги ажурира информациите наведени во став (1) веднаш штом ќе настане било каква промена.

(368) (3) ОЕПС за релевантно средство чиј статус на расположливост е прогласен како „тестирање“, на барање, им ги доставува информациите примени во согласност со став (1) на сите други ОЕПСи од својот регион(и) за координација на исклучувања.

(369) (4) Кога релевантното средство наведено во став (1) е релевантен елемент на мрежата кој поврзува две или повеќе контролни области, ОЕПСите на засегнатите контролни области се договараат за информациите што треба да се достават согласно став (1).

#### ***Процедура за постапување во случај на случајни испади***

##### **Член 101**

(370) (1) Секој ОЕПС развива процедура за постапување во случај кога принуден испад би ја загрозил оперативната сигурност на неговиот систем. Постапката му овозможува на ОЕПС да обезбеди статусот „расположлив“ или „нерасположлив“ на други релевантни средства во неговата контролна област да може да се промени, соодветно, во „нерасположлив“ или „расположлив“.

(371) (2) ОЕПС ја следи процедурата наведена во став (1) само кога не е постигнат договор со носителите на планирање на исклучувања во однос на решенијата за принудените испади. ОЕПС соодветно го известува надлежниот регулаторен орган.

- (372) (3) При спроведување на процедурата, ОЕПС ги почитува, колку што е можно, техничките ограничувања на релевантните средства.
- (373) (4) Носителот на планирање на исклучувања го известува ОЕПС за принудениот испад на едно или повеќе од неговите релевантни средства и, доколку се поврзани на дистрибутивен систем или на затворен дистрибутивен систем, соодветно и ОДС или ЗОДС, што е можно поскоро по започнувањето на принудениот испад.
- (374) (5) При известување за принудениот испад, носителот на планирање на исклучувања ги доставува следниве информации:
- (а) причината за принудениот испад;
  - (б) очекуваното времетраење на принудениот испад; и
  - (в) кога е применливо, влијанието на принудениот испад врз статусот на расположливост на други релевантни средства за кои тој е носител на планирање на исклучувања.
- (375) (6) Кога ОЕПС ќе утврди дека еден или повеќе принудени испади наведени во став (1) можат да доведат електропреносниот систем да излезе од нормална состојба, тој ги информира засегнатите носители на планирање на исклучувања за рокот по кој оперативната сигурност повеќе не може да се одржува, освен ако нивното релевантно средство(а) во принуден испад не се врати во статус „расположлив“. Носителите на планирање на исклучувања го информираат ОЕПС дали се способни да го почитуваат тој рок и доставуваат образложени оправдувања кога не се во можност да го сторат тоа.
- (376) 7. По какви било измени на планот за расположливост поради принудени испади и во согласност со временската рамка утврдена во членовите 7, 10 и 15 од Регулативата (ЕУ) бр. 543/2013, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2015/01/PHLG-EnC на Постојаната група на високо ниво, засегнатиот ОЕПС ја ажурира оперативно-планирачката податочна средина на ENTSO-E со најновите информации.

***Извршување во реално време на плановите за расположливост***

**Член 102**

1. Секој сопственик на постројка за производство на електрична енергија обезбедува сите релевантни модули за производство на електрична енергија во негова сопственост, кои се прогласени како „расположливи“, да бидат подготвени да произведуваат електрична енергија согласно нивните декларирани технички можности кога тоа е потребно за одржување на оперативната сигурност, освен во случај на принудени испади.
2. Секој сопственик на постројка за производство на електрична енергија обезбедува сите релевантни модули за производство на електрична енергија во негова сопственост, кои се прогласени како „нерасположливи“, да не произведуваат електрична енергија.
3. Секој сопственик на потрошувачки капацитет обезбедува сите релевантни потрошувачки капацитети во негова сопственост, кои се прогласени како „нерасположливи“, да не трошат електрична енергија.
4. Секој сопственик на релевантен елемент на мрежата обезбедува сите релевантни елементи на мрежата во негова сопственост, кои се прогласени како „расположливи“, да бидат подготвени за пренос на електрична енергија согласно нивните декларирани технички можности кога тоа е потребно за одржување на оперативната сигурност, освен во случај на принудени испади.

5. Секој сопственик на релевантен елемент на мрежата обезбедува сите релевантни елементи на мрежата во негова сопственост, кои се прогласени како „нерасположливи“, да не пренесуваат електрична енергија.

6. Кога за извршување на статусот „нерасположлив“ или „тестирање“ на релевантен елемент на мрежата се применуваат специфични услови поврзани со мрежата, во согласност со член 96(6), засегнатиот ОЕПС, ОДС или ЗОДС ја оценува исполнетоста на тие услови пред извршување на тој статус. Доколку условите не се исполнети, тој дава инструкција до сопственикот на релевантниот елемент на мрежата да не го изврши статусот „нерасположлив“ или „тестирање“, или дел од него.

(377) (7) Кога МЕПСО ќе идентификува дека извршувањето на статусот „нерасположлив“ или „тестирање“ на релевантен елемент води или може да го доведе електропреносниот систем надвор од нормална состојба, МЕПСО му дава инструкции на сопственикот на соодветниот елемент ако тој е поврзан со електропреносниот систем, или му дава инструкции на ОДС ако е поврзан со електродистрибутивниот систем или на затворен дистрибутивен систем, да го одложи колку е можно извршувањето на статусот „нерасположлив“ или „тестирање“ на тој елемент, во согласност неговите упатства, притоа почитувајќи ги техничките и безбедносните граници.

#### **Глава 4 - Адекватност**

##### **Прогноза за анализа на адекватност на контролна област**

###### **Член 103**

(378) (1) МЕПСО ќе ги направи сите прогнози користени за анализите на адекватност на контролна област во согласност со членовите 105 и 107, достапни за сите други оператори на електропреносни системи преку ENTSO-E платформата за податоци за оперативно планирање.

##### **Анализа на адекватност на контролна област**

###### **Член 104**

МЕПСО врши анализи на адекватност на контролната област со проценка на можноста за вкупно производство во рамките на контролната област и можноста за прекуграничен увоз за задоволување на вкупното оптоварување во рамките на контролната област за различни оперативни сценарија, земајќи го предвид потребното ниво на резерви на активна моќност утврдено во членовите 118 и 119.

(1) МЕПСО спроведува анализи за адекватност на својата контролна област врз основ на следните податоци:

(379) (3) Секој значаен корисник на мрежата (ЗКМ) кој е потрошувачки капацитет приклучен на преносната мрежа ги одржува зададените вредности на реактивна моќност, опсезите на фактор на моќност и зададените вредности на напон за напонска регулација во опсегот договорен со неговиот ОЕПС, во согласност со член 27.

- (a) Прогнозирана потрошувачка на електрична енергија
- (b) Прогноза за производството на електрична енергија, вклучувајќи ги и обновливите извори
- (c) прогнозиран прекуграничен капацитет;
- (d) можен одговор на побарувачката.

(e) Врз основа на спроведената анализа МЕПСО прави проценка на веројатноста и очекуваното времетраење на отсуство на адекватност и очекуваната неиспорачана енергија како резултат на таквото отсуство на адекватност.

(f) 2. При спроведување анализа на адекватност на контролна област согласно став 1, секој ОЕПС:

(g) (a) ги користи најновите планови за расположливост и најновите достапни податоци за:

(h) (i) можностите на модулите за производство на електрична енергија, доставени согласно член 43(5) и членовите 45 и 51;

(i) (ii) меѓузонскиот капацитет;

(j) (iii) можниот одговор на побарувачката, доставен согласно членовите 52 и 53;

(k) (б) го зема предвид придонесот на производството од обновливи извори на енергија и оптоварувањето;

(l) (в) ја оценува веројатноста и очекуваното времетраење на отсуство на адекватност и очекуваната неиспорачана енергија како резултат на таквото отсуство.

(m) 3. Што е можно поскоро по проценката на отсуство на адекватност во својата контролна област, секој ОЕПС го известува својот регулаторен орган или, кога тоа е изречно предвидено во националното законодавство, друг надлежен орган и, каде што е применливо, секоја засегната страна.

(n) 4. Што е можно поскоро по проценката на отсуство на адекватност во својата контролна област, секој ОЕПС ги информира сите ОЕПСи преку оперативно-планирачката податочна средина на ENTSO-E.

***Адекватност на контролна област до и вклучително недела-однапред***

**Член 105**

(380) (1) МЕПСО придонесува кон пан-европската годишна адекватност во смисла на адекватност на производството во лето и зима со примена на методологија за краткорочна адекватност на системот (STA – краткорочна адекватност), усвоена од страна на ENTSO-E.

(381) (2) Двапати годишно, МЕПСО врши анализа на адекватност на контролната област за наредното лето и наредната зима, соодветно земајќи ги предвид пан-европските сценарија во согласност со пан-европските годишни летни и зимски прогнози на адекватност на производството.

(382) (3) МЕПСО ги ажурира своите анализи за адекватност на контролната област доколку забележи било какви можни промени во статусот на расположливост на модулите за производство на електрична енергија, оценките на оптоварувањето, оценките на обновливите извори на енергија или прекуграничните капацитети што можат значително да влијаат на очекуваната адекватност.

***Адекватност на контролна област ден-однапред и во текот на денот***

**Член 106**

(383) (1) МЕПСО врши анализи на адекватност на контролната област ден-однапред и во текот на денот врз основа на:

(a) испад на повеќе од една генераторска единица или електрани;

(b) прогноза на оптоварување;

- (c) прогноза на производство од обновливи извори на енергија;
  - (d) резерви на активна моќност;
  - (e) капацитети за увоз и извоз во контролната област, во согласност со член 14 од Регулативата (ЕУ) 2015/1222, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2022/03/МС-EnC на Министерскиот совет;
  - (f) капацитети на модули за производство на електрична енергија согласно член 43(4) и членовите 45 и 51 и нивни статуси на расположливост и
  - (g) способност на потрошувачките капацитети да одговорат на потрошувачката согласно членовите 52 и 53 и нивните статуси за расположливост.
- (384) (2) МЕПСО оценува:  
минимален увоз и максимален извоз компатибилен со адекватноста на својата контролна област;  
очекуваното времетраење на потенцијалното отсуство на адекватност; и  
количината на енергија што не се снабдува во отсуство на адекватност.
- (385) (3) Кога адекватноста не е исполнета, МЕПСО ќе ја извести РКЕ или друг надлежен орган за отсуството на адекватност. МЕПСО ќе му обезбеди на РКЕ или на друг надлежен орган анализа за причините за отсуството на адекватност и ќе предложи корективни мерки.
- Проценка на регионална адекватност**
- (386) (1) МЕПСО му обезбедува на регионалниот координатор за сигурност информации потребни за проценки на регионална адекватност, вклучувајќи:  
очекувано вкупно оптоварување и расположливи ресурси за одговор на потрошувачката;
- (a) расположливост на модули за производство на електрична енергија и
  - (b) оперативни сигурносни ограничувања.

## Глава 5 - Системски услуги

### Системски услуги

#### Член 107

1. Секој ОЕПС ја следи расположливоста на помошните (системските) услуги.
2. Во однос на услугите за активна и реактивна моќност и, каде што е соодветно, во координација со други ОЕПСи, секој ОЕПС:
  - (a) го дизајнира, воспоставува и управува процесот на набавка на помошни (системски) услуги;
  - (b) следи, врз основа на податоците доставени согласно Наслов 2 од Дел II, дали нивото и локацијата на расположливите помошни (системски) услуги овозможуваат обезбедување оперативна сигурност; и
  - (v) ги користи сите расположливи економски ефикасни и изводливи средства за да го набави потребното ниво на помошни (системски) услуги.
3. Секој ОЕПС ги објавува нивата на капацитет на резерви потребни за одржување на оперативна сигурност.
4. Секој ОЕПС, по барање, им го соопштува на другите ОЕПСи расположливото ниво на резерви на активна моќност.

**Помошни (системски) услуги за реактивна моќност****Член 108**

1. За секоја временска рамка на оперативно планирање, секој ОЕПС оценува, во однос на своите прогнози, дали расположливите помошни (системски) услуги за реактивна моќност се доволни за одржување на оперативната сигурност на електропреносниот систем.

2. За да ја зголеми ефикасноста на работењето на елементите на електропреносниот систем, секој ОЕПС следи:

(а) расположливите капацитети на реактивна моќност на постројките за производство на електрична енергија;

(б) расположливите капацитети на реактивна моќност на потрошувачките капацитети приклучени на преносниот систем;

(в) расположливите капацитети на реактивна моќност на ОДС;

(г) расположливата опрема приклучена на преносниот систем наменета за обезбедување реактивна моќност; и

;

(а) ги информира соседните ОЕПСи; и

(б) подготвува и активира корективни мерки согласно член 23.

**Глава 6 - Планирање на трансакции (планирање)****Воспоставување процеси за планирање на трансакции (процеси на планирање)****Член 109**

(387) (1) При воспоставување на процесот за планирање на трансакции, кога е потребно, МЕПСО ги зема предвид и ги надополнува оперативните услови за производство и потрошувачка на електрична енергија во согласност со Регулативата (ЕУ) 2015/1222 за доделување на капацитет и управување со загушувањата.

(388) (2) Кога зоната на наддавање опфаќа само една контролна област, географскиот опсег на областа за планирање на трансакции (планирање) е еднаков на зоната на наддавање. Кога контролната област опфаќа повеќе зони на наддавање, географскиот опсег на областа за планирање на трансакции (планирање) е еднаков на зоната на наддавање. Кога зоната на наддавање опфаќа повеќе контролни области, ОЕПСите во таа зона на наддавање можат заеднички да одлучат да спроведуваат заеднички процес на планирање на трансакции (планирање); во спротивно, секоја контролна област во таа зона на наддавање се смета за посебна област за планирање на трансакции (планирање).

## Глава 7 - Оперативно-планирачка податочна средина на ЕНТСО-Е за електрична енергија

### Член 115

Оперативно-планирачка податочна средина на ЕНТСО-Е за електрична енергија

- (389) 1. Оперативно-планирачката податочна средина на ЕНТСО-Е за електрична енергија ги чува сите индивидуални мрежни модели и поврзаните релевантни информации за сите релевантни временски рамки утврдени во овие Правила, во член 14(1) од Регулативата (ЕУ) 2015/1222, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2022/03/МС-ЕпС на Министерскиот совет, и во член 9 од Регулативата (ЕУ) 2016/1719, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2022/03/МС-ЕпС на Министерскиот совет.
- (390) 2. Информациите за индивидуалните мрежни модели содржани во оперативно-планирачката податочна средина на ЕНТСО-Е за електрична енергија овозможуваат нивно спојување во заеднички мрежни модели.
- (391) 3. Заедничкиот мрежен модел изработен за секоја од временските рамки се става на располагање во оперативно-планирачката податочна средина на ЕНТСО-Е за електрична енергија.
- (392) 4. За временската рамка „година-однапред“, следниве информации се достапни во оперативно-планирачката податочна средина на ЕНТСО-Е за електрична енергија:
- (а) (а) индивидуален мрежен модел „година-однапред“ по ОЕПС и по сценарио утврдено во согласност со член 66; и
  - (б) (б) заеднички мрежен модел „година-однапред“ по сценарио утврдено во согласност со член 67.
- (393) 5. За временските рамки „ден-однапред“ и „во текот на денот“, следниве информации се достапни во оперативно-планирачката податочна средина на ЕНТСО-Е за електрична енергија:
- (а) (а) индивидуални мрежни модели „ден-однапред“ и „во текот на денот“ по ОЕПС и согласно временската резолуција утврдена согласно член 70(1);
  - (б) (б) планирани размени во релевантните временски моменти по област за планирање или по граница на области за планирање, во зависност од тоа што ОЕПСите ќе го сметаат за релевантно, како и по HVDC систем што поврзува области за планирање;
  - (в) (в) заеднички мрежни модели „ден-однапред“ и „во текот на денот“ согласно временската резолуција утврдена согласно член 70(1); и
  - (д) (д) листа на подготвени и договорени корективни мерки идентификувани за справување со ограничувања што имаат прекугранична релевантност.
  - (е) (а) индивидуален мрежен модел „година-однапред“ по ОЕПС и по сценарио утврдено во согласност со член 66; и
  - (ф) (б) заеднички мрежен модел „година-однапред“ по сценарио утврдено во согласност со член 67.
- (394) 5. За временските рамки „ден-однапред“ и „во текот на денот“, следниве информации се достапни во оперативно-планирачката податочна средина на ЕНТСО-Е за електрична енергија:
- (а) (а) индивидуални мрежни модели „ден-однапред“ и „во текот на денот“ по ОЕПС и согласно временската резолуција утврдена согласно член 70(1);

(b) (б) планирани размени во релевантните временски моменти по област за планирање или по граница на области за планирање, во зависност од тоа што ОЕПСите ќе го сметаат за релевантно, како и по HVDC систем што поврзува области за планирање;

(c) (в) заеднички мрежни модели „ден-однапред“ и „во текот на денот“ согласно временската резолуција утврдена согласно член 70(1); и

(d) (д) листа на подготвени и договорени корективни мерки идентификувани за справување со ограничувања што имаат прекугранична релевантност.

(e) (а) индивидуален мрежен модел „година-однапред“ по ОЕПС и по сценарио утврдено во согласност со член 66; и

#### Член 116

(395) Те молам ископирај го текстот на Член 116 на англиски (или испрати слика/извадок), па ќе го преведам и ќе го внесам тука.

(a) (б) заеднички мрежен модел „година-однапред“ по сценарио утврдено во согласност со член 67.

(396) 5. За временските рамки „ден-однапред“ и „во текот на денот“, следниве информации се достапни во оперативно-планирачката податочна средина на ENTSO-E за електрична енергија:

(a) (а) индивидуални мрежни модели „ден-однапред“ и „во текот на денот“ по ОЕПС и согласно временската резолуција утврдена согласно член 70(1);

(b) (б) планирани размени во релевантните временски моменти по област за планирање или по граница на области за планирање, во зависност од тоа што ОЕПСите ќе го сметаат за релевантно, како и по HVDC систем што поврзува области за планирање;

(c) (в) заеднички мрежни модели „ден-однапред“ и „во текот на денот“ согласно временската резолуција утврдена согласно член 70(1); и

(d) (д) листа на подготвени и договорени корективни мерки идентификувани за справување со ограничувања што имаат прекугранична релевантност.

(397) 4. За временската рамка „година-однапред“, следниве информации се достапни во оперативно-планирачката податочна средина на ENTSO-E за електрична енергија:

(a) (а) индивидуален мрежен модел „година-однапред“ по ОЕПС и по сценарио утврдено во согласност со член 66; и

(b) (б) заеднички мрежен модел „година-однапред“ по сценарио утврдено во согласност со член 67.

(398) 5. За временските рамки „ден-однапред“ и „во текот на денот“, следниве информации се достапни во оперативно-планирачката податочна средина на ENTSO-E за електрична енергија:

(a) (а) индивидуални мрежни модели „ден-однапред“ и „во текот на денот“ по ОЕПС и согласно временската резолуција утврдена согласно член 70(1);

(b) (б) планирани размени во релевантните временски моменти по област за планирање или по граница на области за планирање, во зависност од тоа што ОЕПСите ќе го сметаат за релевантно, како и по HVDC систем што поврзува области за планирање;

(c) (в) заеднички мрежни модели „ден-однапред“ и „во текот на денот“ согласно временската резолуција утврдена согласно член 70(1); и

(d) (д) листа на подготвени и договорени корективни мерки идентификувани за справување со ограничувања што имаат прекугранична релевантност.

(399) 5. За временските рамки „ден-однапред“ и „во текот на денот“, следниве информации се достапни во оперативно-планирачката податочна средина на ENTSO-E за електрична енергија:

(а) (а) индивидуални мрежни модели „ден-однапред“ и „во текот на денот“ по ОЕПС и согласно временската резолуција утврдена согласно член 70(1);

(б) (б) планирани размени во релевантните временски моменти по област за планирање или по граница на области за планирање, во зависност од тоа што ОЕПСите ќе го сметаат за релевантно, како и по HVDC систем што поврзува области за планирање;

(в) (в) заеднички мрежни модели „ден-однапред“ и „во текот на денот“ согласно временската резолуција утврдена согласно член 70(1); и

(д) (д) листа на подготвени и договорени корективни мерки идентификувани за справување со ограничувања што имаат прекугранична релевантност.

***Известување за распоредот на трансакции во областите на планирање на трансакции***

**Член 110**

(400) (1) Секој претставник за планирање на трансакции, ги доставува до МЕРСО, следните распореди на трансакции:

распоред на трансакции за производство;

(а) распоред на трансакции за потрошувачка;

(б) распоред на трансакции за внатрешна трговија и

(в) распоред на трансакции за надворешна трговија.

(401) 2. Секој агент за распоредување на агент за номинирање (shipping agent) или, кога е применливо, централна договорна страна, доставува до ОЕПС кој управува со област за планирање опфатена со пазарно спојување (market coupling), доколку тоа го побара засегнатиот ОЕПС, и кога е применливо до трета страна, следниве распореди:

(а) надворешни комерцијални трговски распореди, и тоа:

(i) (i) мултилатерални размени помеѓу областа за планирање и група други области за планирање;

(ii) (ii) билатерални размени помеѓу областа за планирање и друга област за планирање;

(б) (б) внатрешни комерцијални трговски распореди помеѓу агентот за номинирање и централните договорни страни;

(в) (в) внатрешни комерцијални трговски распореди помеѓу агентот за номинирање и други агенти за номинирање.

***Усогласеност на распоредите на трансакции***

**Член 111**

(402) (1) МЕРСО проверува дали производството, потрошувачката, распоредот на трансакции за внатрешна трговија и распоредот на трансакции за надворешна трговија на операторот на електропреносниот систем во неговата област на планирање трансакции се балансирани.

(403) (2) За надворешните распореди на трансакции на операторите на електропреносните системи, МЕРСО се усогласува со вредностите на распоредот на трансакции со соодветниот оператор на електропреносен систем. Во отсуство на договор, се применува пониската вредност.

- (404) 3. За билатерални размени помеѓу две области за планирање, секој ОЕПС се договара за надворешните комерцијални трговски распореди со соодветниот ОЕПС. Доколку не се постигне договор за вредностите на комерцијалните трговски распореди, се применува пониската вредност.
- (405) 4. Сите ОЕПСи што управуваат со области за планирање проверуваат дали сите агрегирани нетирани надворешни распореди помеѓу сите области за планирање во рамките на синхроната област се избалансирани. Доколку се појави неусогласеност и ОЕПСите не се договорат за вредностите на агрегираните нетирани надворешни распореди, се применуваат пониските вредности
- (406) 5. Секој агент за распоредување на балансна група или, кога е применливо, централна договорна страна, на барање на ОЕПС, им ги доставува на ОЕПСите вредностите на надворешните комерцијални трговски распореди на секоја област за планирање вклучена во пазарното спојување, во форма на агрегирани нетирани надворешни распореди.
- (407) 6. Секој пресметувач на планирани размени, на барање на ОЕПС, им ги доставува на ОЕПСите вредностите на планираните размени поврзани со областите за планирање вклучени во пазарното спојување, во форма на агрегирани нетирани надворешни распореди, вклучително и билатерални размени помеѓу две области за планирање.

**Обезбедување на информации на други оператори на електропреносни системи**

**Член 112**

- (408) (1) По барање на друг оператор на електропреносен систем, МЕПСО пресметува и обезбедува:
- агрегирани нетирани надворешни распореди на трансакции и
- (а) нетирана позиција на областа.
- (409) (2) Кога е потребно, за креирање на заеднички модели на електропреносната мрежа, во согласност со член 70(1), на секој оператор на електропреносен систем кој ќе побара, МЕПСО ќе му обезбеди:
- распореди на трансакции за производство и
- (а) распореди на трансакции за потрошувачка.

**Глава 7 - Околина за размена на оперативни податоци на ENTSO-E**

**Основни барања за околината за размена на оперативни податоци на ENTSO-E**

**Член 113**

1. <..>
2. <..>
- (410) 3. Сите ОЕПС и регионалниот координативен центар имаат пристап до сите информации содржани во околината за податоци за оперативно планирање на ENTSO-E за електрична енергија.
- .
4. <..>
5. <..>

**Индивидуални мрежни модели, заеднички модели и анализи за оперативна сигурност**

**Член 114**

1

- (411) Околината за податоци за оперативно планирање на ENTSO за електрична енергија треба да ги чува сите индивидуални мрежни модели и поврзаните релевантни информации за сите релевантни временски рамки утврдени во оваа Регулатива, во член 14(1) од Регулативата (ЕУ) 2015/1222, како што е адаптирано и усвоено со Одлуката на Министерскиот совет 2022/03/МС-ЕнС и во член 9 од Регулативата (ЕУ) 2016/1719, како што е адаптирано и усвоено со Одлуката на Министерскиот совет 2022/03/МС-ЕнС.
- (412) Информациите за индивидуалните мрежни модели содржани во околината за податоци за оперативно планирање на ENTSO за електрична енергија треба да овозможат нивно спојување во заеднички мрежни модели.
- (413) Заедничкиот мрежен модел воспоставен за секоја од временските рамки треба да биде достапен во околината за податоци за оперативно планирање на ENTSO за електрична енергија.
- За временската рамка за една година однапред, следните информации треба да бидат достапни во околината на податоци за оперативно планирање на ENTSO за електрична енергија:
- (a) (a) поединечен модел на мрежа за една година однапред по TSO и по сценарио определен во согласност со член 66 од овој закон; и
  - (b) (b) заеднички модел на мрежа за една година однапред по сценарио дефиниран во согласност со член 67 од овој закон.
  - (c) За временските рамки за еден ден однапред и вондневните, следните информации треба да бидат достапни во околината на податоци за оперативно планирање на ENTSO за електрична енергија:
    - (d) (a) поединечни модели на мрежа за еден ден однапред и вондневните по TSO и според временската резолуција дефинирана согласно член 70(1);
    - (e) (b) закажани размени во соодветните временски инстанции по област за закажување или по граница на област за закажување, што и да се смета за релевантно од TSO, и по HVDC систем што ги поврзува областите за закажување;
    - (f) (в) модели на заедничка мрежа за еден ден однапред и вондневни модели според временската резолуција дефинирана согласно член 70(1); и
    - (g) (г) список на подготвени и договорени корективни мерки идентификувани за справување со ограничувањата што имаат прекугранично значење.

**Координација со исклучувањата****Член 115**

- (414) 1 Околината за податоци за оперативно планирање на ENTSO за електрична енергија треба да содржи модул за складирање и размена на сите релевантни информации за координација на прекини.
- (415) Информациите наведени во став 1 треба да вклучуваат барем статус на достапност на релевантните средства и информации за плановите за достапност наведени во член 92.

**Адекватност на системот****Член 116**

- (416) Околината на податоци за оперативно планирање на ENTSO за електрична енергија треба да содржи модул за складирање и размена на сите релевантни информации за извршување на координирана анализа на адекватност.
- (417) Информациите наведени во став 1 треба да вклучуваат најмалку:
- (a) (a) податоците за адекватност на системот за сезоната напред обезбедени од секој ОПС;
  - (b) (b) извештајот за анализа на адекватноста на пан-европскиот систем за сезоната напред;
  - (c) (в) прогнози што се користат за адекватност во согласност со член 104; и
  - (d) (г) информации за недостаток на адекватност во согласност со член 105(4).

**ДЕЛ IV – РЕГУЛАЦИЈА НА ОПТОВАРУВАЊЕ И ФРЕКВЕНЦИЈА И РЕЗЕРВИ****Глава 1 – Регулација на оптоварување и фреквенција и резерви****Оперативни договори на синхрони области****Член 118**

- (418) (1) Во рок од 12 месеци по влегувањето во сила на овие Правила, сите ОЕПСи од секоја синхрона област заеднички изготвуваат заеднички предлози, освен ако веќе не се усвоени на договорна основа, за:
- (a) (a) правила за димензионирање на FCR во согласност со член 153;
  - (b) (б) дополнителни карактеристики на FCR во согласност со член 154 став 2;
  - (c) (в) параметри за одредување на квалитетот на фреквенцијата и параметрите за квалитет на целната фреквенција во согласност со член 127;
  - (d) (г) за синхроната област на континентална Европа и Скандинавската синхрона област, целни параметри на FRCE за секој LFC-блок, во согласност со член 128;
  - (e) (д) методологија за процена на ризикот и ризикот од исцрпување на FCR на синхроната област во согласност со член 131 став 2;

- (f) (f) мониторинг на синхроната област согласно член 133;
- (g) (e) пресметка на програмата за регулирање од нетирана моќност на АС размена со заеднички период на брзина на промената за пресметување на ACE за синхрона област што има повеќе од една LFC-област во согласност со член 136;
- (h) (ж) доколку е применливо, ограничувања на излезната активна моќност на HVDC-интерконективните далекуводи помеѓу синхроните области во согласност со член 137;
- (i) (з) структура на LFC во согласност со член 139;
- (j) (s) доколку е применливо, методологија за намалување на синхроните временски отстапувања во согласност со член 181;
- (k) (и) секогаш кога синхроната област е управувана од повеќе од ОЕПС, специфична распределба на одговорностите помеѓу ОЕПС во согласност со член 141;
- (l) (j) оперативни постапки во случај на исцрпување на FCR во согласност со член 152 став 7;
- (m) (к) за синхроните области на Велика Британија и Ирска и Северна Ирска, мерки со кои се обезбедува враќање на капацитетите за складирање на енергија во согласност со член 156 став 6 алинеја б;
- (n) (л) оперативни постапки за да се намалат отстапувањата на фреквенцијата на системот со цел да се врати нормалниот режим на работа и да се ограничи ризикот од префрлување во состојба на тревога во согласност со член 152 став 10;
- (o) (љ) улоги и одговорности на ОЕПС кои применуваат процес на порамнување на отстапувања, процес на прекугранично активирање на FRR или процес на прекугранично активирање на RR во согласност со член 149 став 2;
- (p) (м) барања во врска со достапноста, сигурноста и вишокот на техничка инфраструктура во согласност со член 151 став 2;
- (q) (н) заеднички правила за работа при нормален режим на работа и состојба на тревога во согласност со член 152 став 6 и мерките наведени во член 152 став 15;
- (r) (њ) за синхроната област на континентална Европа и Скандинавската синхрона област, минимално време на активирање што е потребно да го обезбедат давателите на FCR во согласност со член 156 став 10;
- (s) (о) за синхроната област на континентална Европа и Скандинавската синхрона област, минимално време на активирање што треба да го обезбедат давателите на FCR во согласност со член 156 став 11;
- (t) (п) за синхроните области освен континентална Европа, доколку е применливо, оперативни ограничувања за размена на FCR помеѓу ОЕПС во согласност со член 163 став 2);
- (u) (р) улоги и одговорности на ОЕПС кој дава резерви, ОЕПС кои примаат резерви и засегнатите ОЕПС во врска со распределбата на FRR и RR утврдени во согласност со член 165 став 1;
- (v) (с) улоги и одговорности на ОЕПС кој обезбедува способност за регулација, ОЕПС кој прима резерви и засегнатите ОЕПС во врска со распределбата на FRR и RR утврдени во согласност со член 166 став 1;
- (w) (т) улоги и одговорности на ОЕПС кој обезбедува способност за регулација, ОЕПС кој прима резерви и засегнатите ОЕПС поврзани со размената на резерви помеѓу синхроните области за таа улога и одговорностите на ОЕПС кој обезбедува способност за регулација, ОЕПС кој прима резерви и засегнатите ОЕПС во врска со распределбата на резервите меѓу синхроните области утврдени во согласност со член 171 став 2;

- (x) (к) методологија за утврдување на оперативните ограничувања за количината на размена на FCR помеѓу синхроните области утврдена во согласност со член 174 став 2;
- (y) (у) за синхроните области на Велика Британија и Ирска и Северна Ирска, методологија за утврдување на распределбата на минималниот резервен капацитет за FCR во согласност со член 174 став 2 алинеја б;
- (z) (ф) методологија за поставување на оперативни ограничувања за количината на размена на FRR помеѓу синхроните области утврдена во согласност со член 176, став 1 и методологија за поставување на оперативни ограничувања за количината на распределба на FRR помеѓу синхроните области утврдена во согласност со член 177 став 1; и
- (aa) (аа) методологија за поставување на оперативни ограничувања за количината на размена на RR помеѓу синхроните области утврдена во согласност со член 178 став 1 и методологија за поставување оперативни ограничувања за количината на распределба на RR помеѓу синхроните области утврдена во согласност со член 179 став 1.
- (419) (2) Сите ОЕПСи од секоја синхрона област ги доставуваат методологиите и условите наведени во член 6(3)(г) за одобрување од страна на сите регулаторни органи на засегнатата синхрона област. Во рок од 1 месец по одобрувањето на овие методологии и услови, сите ОЕПСи од секоја синхрона област склучуваат оперативен договор за синхрона област, кој стапува во сила во рок од 3 месеци по одобрувањето на методологиите и условите.

**Оперативни договори во LFC блок**

**Член 119**

- (1) (1) Во рок од 12 месеци по влегувањето во сила на овие Правила, сите ОЕПСи од секој LFC-блок заеднички изготвуваат заеднички предлози за:
- (a) (а) кога LFC-блокот се состои од повеќе од една LFC-област, целни параметри на FRCE за секоја LFC-област, утврдени во согласност со член 128(4);
- (b) (б) мониторинг на LFC-блокот во согласност со член 134(1);
- (c) (в) ограничувања на брзината на промена на излезната активна моќност во согласност со член 137(3) и (4);
- (d) (г) кога LFC-блокот е управуван од повеќе од еден ОЕПС, конкретна распределба на одговорностите помеѓу ОЕПС во рамките на LFC-блокот во согласност со член 141(9);
- (e) (д) доколку е применливо, назначување на ОЕПС одговорен за задачите наведени во член 145(6);
- (f) (ф) дополнителни барања во врска со достапноста, сигурноста и вишокот на техничката инфраструктура, утврдени во согласност со член 151(3);
- (g) (е) оперативни постапки во случај на исцрпување на FRR или RR во согласност со член 152(8);
- (h) (ж) правилата за димензионирање на FRR утврдени во согласност со член 157(1);
- (i) (з) правилата за димензионирање на RR утврдени во согласност со член 160(2);
- (j) (и) кога LFC-блокот е управуван од повеќе од еден ОЕПС, конкретна распределба на одговорностите утврдена во согласност со член 157(3) и, доколку е применливо, конкретна распределба на одговорностите утврдена во согласност со член 160(6);

- (к) (ј) ескалациска постапка утврдена во согласност со член 157(4) и, доколку е применливо, ескалациска постапка утврдена во согласност со член 160(7);
- (л) (к) барања за достапност на FRR, барања за квалитет на регулацијата утврдени во согласност со член 158(2) и, доколку е применливо, барања за достапност на RR и барања за квалитет на регулацијата утврдени во согласност со член 161(2);
- (м) (л) доколку е применливо, сите ограничувања за размената на FCR помеѓу LFC-областите на различни LFC-блокови во рамките на синхроната област на континентална Европа и размената на FRR или RR помеѓу LFC-областите на LFC-блок на синхроната област што се состои од повеќе од еден LFC-блок, утврдени во согласност со член 163(2), член 167 и член 169(2);
- (н) (љ) улоги и одговорности на ОЕПС кој дава резерви, ОЕПС кој прима резерви и засегнатите ОЕПС во однос на размената на FRR и/или RR со ОЕПС од други LFC-блокови утврдени во согласност со член 165(6);
- (о) (м) улоги и одговорности на ОЕПС кој обезбедува способност за регулација, ОЕПС кој прима способност за регулација и засегнатите ОЕПС во однос на распределбата на FRR и RR утврдени во согласност со член 166(7);
- (р) (н) улоги и одговорности на ОЕПС кој обезбедува способност за регулација, ОЕПС кој прима способност за регулација и засегнатите ОЕПС во однос на распределбата на FRR и RR помеѓу синхроните области во согласност со член 175(2);
- (q) (њ) координациски активности со цел намалување на FRCE, како што е утврдено во член 152(14); и
- (r) (о) мерки за намалување на FRCE со барање промени во производството или потрошувачката на активна моќност на модулите за производство на електрична енергија и потрошувачките единици, во согласност со член 152(16).
- (2) (2) Сите ОЕПСи од секој LFC-блок ги доставуваат методологиите и условите наведени во член 6(3)(е) за одобрување од страна на сите регулаторни органи на засегнатиот LFC-блок. Во рок од 1 месец по одобрувањето на овие методологии и услови, сите ОЕПСи од секој LFC-блок склучуваат оперативен договор за LFC-блок, кој стапува во сила во рок од 3 месеци по одобрувањето на методологиите и условите.

#### **Оперативен договор за LFC област**

##### **Член 120**

- (1) (1) Во рок од 12 месеци од влегувањето во сила на овие Правила, сите ОЕПСи од секоја LFC област склучуваат оперативен договор за LFC област, кој содржи најмалку:
- (а) а) конкретна распределба на одговорностите меѓу ОЕПС во рамките на LFC областа, согласно член 141, став 8;
- (б) б) определување на ОЕПС одговорен за спроведување и управување со процесот на обновување на фреквенцијата, согласно член 143, став 4.

#### **Мониторинг на Оперативен договор за контролна област**

##### **Член 121**

- (1) (1) Во рок од 12 месеци од влегувањето во сила на овие Правила, сите ОЕПСи од секоја контролната област склучуваат оперативен договор, кој ја содржи најмалку распределбата на одговорностите меѓу ОЕПСи во рамките на истата контролна област, согласно член 141, став 7.

**Договор за порамнување на отстапувања (Договор за нетирање на нерамнотежи)****Член 122**

- (1) (1) Сите ОЕПСи коишто учествуваат во истиот процес на порамнување на отстапувања мора да склучат договор за порамнување на отстапувања што ќе ги опфаќа најмалку улогите и одговорностите на ОЕПСите во согласност со член 149 став 3.

**Договор за прекугранично активирање на FRR****Член 123**

- (1) (1) Сите ОЕПСи коишто учествуваат во истиот процес на прекугранично активирање на FRR мора да склучат договор за прекугранично активирање на FRR што ќе ги опфаќа најмалку улогите и одговорностите на ОЕПСите во согласност со член 149 став 3.

**Договор за активирање на прекугранична RR****Член 124**

- (1) (1) Сите ОЕПСи кои учествуваат во истиот процес на активирање прекугранично RR мора да склучат прекуграничен договор за активирање на RR што ќе ги опфаќа најмалку улогите и одговорностите на ОЕПС во согласност со член 149(3).

**Договор за распределба на резерви****Член 125**

- (1) (1) Сите ОЕПСи што учествуваат во истиот процес на распределба на FCR, FRR или RR мора да склучат договор за распределба што ќе го вклучува најмалку следново:
- (a) (a) ако станува збор за распределба на FRR или RR во рамките на синхроната област, улоги и одговорности на ОЕПС кој прима резерва, ОЕПС што обезбедува способност за регулирање и засегнатите ОЕПС во согласност со член 165 став 3; или
- (b) (b) во случај на распределба на резерви помеѓу синхроните области, улоги и одговорностите на ОЕПС кои примаат резерви и ОЕПС што можат да регулираат во согласност со член 171 став 4; во реално време во согласност со член 171 став 9.

**Договор за размена на резерви****Член 126**

- (1) All TSOs participating in the same exchange of FCR, FRR or RR shall establish an exchange agreement that shall include at least:
- (a) (a) in case of exchange of FRR or RR within a synchronous area, the roles and responsibilities of
- (b) the reserve connecting and reserve receiving TSOs in accordance with to Article 165(3); or
- (c) (b) in case of exchange of reserves between synchronous areas, the roles and responsibilities of the reserve connecting and reserve receiving TSOs in accordance with Article 171(4) and the procedures in case the exchange of reserves between synchronous areas is not executed in real-time in accordance with Article 171(9).

## ГЛАВА 2 – Квалитет на фреквенција

### Параметри за дефинирање на квалитетот на фреквенцијата и целните параметри

#### Член 127

- (1) (1) Параметри за одредување на квалитетот на фреквенцијата се:
- (a) (a) номинална фреквенција за сите синхрони области;
  - (b) (б) стандарден опсег на фреквенција за сите синхрони области;
  - (c) (в) максимално моментално отстапување на фреквенцијата за сите синхрони области;
  - (d) (г) максимално отстапување на фреквенцијата во стационарна состојба за сите синхрони области;
  - (e) (д) време за обнова на фреквенцијата за сите синхрони области;
  - (f) (ф) Не е применливо.
  - (g) (е) Не е применливо.
  - (h) (ж) Не е применливо.
  - (i) (з) време на активирање на состојба на тревога за сите синхрони области
- <..> не е применливо  
<..> не е применливо  
<..> не е применливо
- (2) Номиналната фреквенција е 50 Hz за сите синхрони области.
- (3) Стандардните вредности на параметрите за дефинирање на квалитетот на фреквенцијата наведени во став 1 се дадени во Табела 1 од Анекс III во врска со синхроната област на континентална Европа. ОЕПС на Договорните страни што работат во други синхрони области се изземени од обврската да ги постигнат овие вредности и работат согласно правилата на тие синхрони области.
- (4) Целниот параметар за квалитет на фреквенцијата е максималниот број на минути надвор од стандардниот опсег на фреквенција по година, по синхрона област, а неговите стандардни вредности по синхрона област се утврдени во Табела 2 од Анекс III.
- (5) Вредностите на параметрите за одредување на квалитетот на фреквенцијата од Табела 1 од Анекс III и целниот параметар за квалитет на фреквенцијата од Табела 2 од Анекс III се применуваат освен ако сите ОЕПС од синхрона област не сугерираат различни вредности засновани на ставовите од 6, 7 и 8.
- (6) Сите ОЕПСи од синхроните области на континентална Европа имаат право да предложат во оперативниот договор за синхроната област различни вредности од оние утврдени во табелите 1 и 2 од Анекс III во однос на:
- (a) (a) време на активирање на состојба на тревога;
  - (b) (б) максимален број на минути надвор од стандардниот опсег на фреквенција.
- (7) Не е применливо.
- (8) Предложената промена на вредностите во согласност со ставовите 6 и 7 мора да се заснова на процена на забележаните вредности на системската фреквенција за период од најмалку една година и развојот во рамките на синхрона област и да ги исполнува следниве барања:

- (a) (a) во предложените измени на параметрите за одредување на квалитетот на фреквенцијата од Табела 1 од Анекс III или целниот параметар за квалитет на фреквенцијата утврден во Табела 2 од Анекс III се зема предвид:
- (i) (i) големина на системот заснована на потрошувачката и производството на синхроната област и нејзината инерција;
  - (ii) (ii) референтен инцидент;
  - (iii) (iii) структура на мрежна и/или топологија на мрежа;
  - (iv) (iv) оптоварување и однесување на производството;
  - (v) (v) број и одзив на модулите за производство со ограничен начин на работа чувствителен на фреквенција – подфреквенција и ограничен начин на чувствителност на фреквенцијата – над фреквенција како што е дефинирано во член 13(2) и член 15(2)(в) од Регулативата (ЕУ) 2016/631;
  - (vi) (vi) број и одзив на потрошувачките единици кои работат со активиран систем за регулација на фреквенцијата во рамките на управувањето со потрошувачката или систем за многу брза регулација на активната моќност во рамките на управувањето со потрошувачката, како што е дефинирано во членовите 29 и 30 од Регулативата (ЕУ) 2016/1388; и
  - (vii) (vii) технички способности на модулите и потрошувачките единици;
- (b) (б) сите ОЕПСи во рамките на синхроната област спроведуваат јавна консултација за влијанието на предложените измени во параметрите за утврдување на квалитетот на фреквенцијата од Табела 1 од Анекс III или целниот параметар за квалитет на фреквенцијата утврден во Табела 2 од Анекс III на засегнатите страни.
- (9) Сите ОЕПС настојуваат да ги почитуваат вредностите на параметрите за одредување на квалитетот на фреквенцијата или целниот параметар за квалитет на фреквенцијата. Сите ОЕПС најмалку еднаш годишно го проверуваат постигнувањето на целниот параметар за квалитет на фреквенцијата.

#### **FRCE целни параметри**

##### **Член 128**

- (1) (1) Сите ОЕПСи од синхроната област на континентална Европа <...> во оперативниот договор за синхронна област ги наведуваат вредностите на опсегот на FRCE ниво 1 и опсегот на FRCE ниво 2 за секој LFC-блок на синхроната област на континентална Европа <...> најмалку еднаш годишно.
- (2) (2) Сите ОЕПСи од синхроната област на континентална Европа <...>, доколку се состои од повеќе од еден LFC-блок, обезбедуваат дека опсезите на FRCE ниво 1 и опсезите на FRCE ниво 2 на LFC-блоковите на тие синхронни области се пропорционални на квадратниот корен од збирот на почетните обврски за FCR на ОЕПСите што ги сочинуваат LFC-блоковите, во согласност со член 153.
- (3) (3) Сите ОЕПСи од синхроната област на континентална Европа <...> настојуваат да ги почитуваат следниве целни параметри на FRCE за секој LFC-блок на синхроната област:
1. (а) бројот на временски интервали годишно надвор од опсегот на FRCE ниво 1, во временски интервал еднаков на времето за обнова на фреквенцијата, мора да биде помал од 30 % од временските интервали во годината; и

2. (б) бројот на временски интервали годишно надвор од опсегот на FRCE ниво 2, во временски интервал еднаков на времето за обнова на фреквенцијата, мора да биде помал од 5 % од временските интервали во годината.

**Постапка за примена на критериуми**

**Член 129**

- (1) Постапката за примена на критериуми вклучува:
- (a) (a) собирање податоци за да се оцени квалитетот на фреквенцијата; и
  - (b) (б) пресметка на критериумите за процена на квалитетот на фреквенцијата.

**Податоци за процена на квалитетот на фреквенцијата**

**Член 130**

- (1) (1) Податоци за процена на квалитетот на фреквенцијата се:
- (a) (a) за синхрона област:
    - (i) (i) моментални податоци за фреквенцијата; и
    - (ii) (ii) податоци за моменталното отстапување на фреквенцијата;
  - (b) (б) за секој LFC-блок во рамките на синхрона област, податоци за тековното FRCE.
- (2) (2) Точноста на мерењето на моменталните податоци на фреквенцијата и податоци на тековното FRCE, доколку се мерат во Hz, треба да биде 1 mHz или повеќе.

**Критериум за процена на квалитетот на фреквенцијата**

**Член 131**

- (1) (1) Критериумите за процена на квалитетот на фреквенцијата се:
- (a) (a) за синхроната област, за време на работа во нормален режим на работа или во состојба на тревога како што е дефинирано во член 18(1) и (2), на месечно ниво за моменталните податоци за фреквенцијата:
    - (i) (i) средна вредност;
    - (ii) (ii) стандардно отстапување;
    - (iii) (iii) 1-, 5-, 10-, 90-, 95- и 99-перцентил;
    - (iv) (iv) вкупно време во кое апсолутната вредност на моменталното отстапување на фреквенцијата било поголемо од стандардното отстапување на фреквенцијата, при кое треба да се прави разлика помеѓу негативни и позитивни моментални отстапувања на фреквенцијата;
    - (v) (v) вкупно време во кое апсолутната вредност на моменталното отстапување на фреквенцијата било поголема од максималното моментално отстапување на фреквенцијата, при кое треба да се прави разлика помеѓу негативните и позитивните моментални отстапувања на фреквенцијата;
    - (vi) (vi) број на настани во кои апсолутната вредност на тековното отстапување на фреквенција на синхроната област надмина 200 % од стандардното отстапување на фреквенцијата, а тековното отстапување на фреквенцијата не се врати на 50 % стандардно отстапување на фреквенцијата за синхроната област на континентална Европа, во времето за повторно воспоставување на фреквенцијата. Податоците прават разлика помеѓу негативни и позитивни отстапувања на фреквенцијата;

- (vii) (vii) за секој LFC-блок во рамките на синхроната област на континентална Европа, за време на работа во нормален режим на работа или во состојба на тревога во согласност со член 18(1) и (2), на месечно ниво:
- (1) (i) за збир на податоци што ги содржи просечните вредности на FRCE во LFC-блокот во временски интервали еднакви на времето за обнова на фреквенцијата:
- средна вредност;
  - стандардно отстапување;
  - 1-, 5-, 10-, 90-, 95- и 99-перцентил;
  - број на временски интервали во кои просечната вредност на FRCE е надвор од опсегот на FRCE на ниво 1, со правење разлика помеѓу негативна и позитивна FRCE; и
  - број на временски интервали во кои просечната вредност на FRCE е надвор од опсегот на FRCE на ниво 2, со правење разлика помеѓу негативна и позитивна FRCE.
- (ii) за збир на податоци што содржи просечни вредности на FRCE во LFC-блокот за едноминутни интервали: месечен број на настани во кои FRCE надминува 60 % од резервниот капацитет на FRR и не се враќа на 15 % од резервниот капацитет на FRR во времето на повторното обновување на фреквенциите, правејќи разлика помеѓу негативна и позитивна FRCE;
- (b) (v) Не е применливо.
- (2) (2) Сите ОЕПСи од секоја синхрона област во оперативниот договор за синхрона област наведуваат заедничка методологија за процена на ризикот и развој на ризик од исцрпување на FCR во рамките на синхроната област. Оваа методологија се спроведува најмалку еднаш годишно и се базира најмалку на минатите податоци за тековната фреквенција на системот најмалку една година. Сите ОЕПС од секоја синхрона област ги даваат потребните влезни податоци за оваа проценка.

**Постапка за прибирање и доставување податоци**

**Член 132**

- (1) (1) Постапката за собирање и доставување податоци се состои од следново:
- (a) (a) мерење на фреквенцијата на системот;
  - (b) (b) пресметување на податоци за процена на квалитетот на фреквенцијата; и
  - (c) (c) обезбедување податоци за процена на квалитетот на фреквенцијата за процесот на примена на критериумите.
- (2) (2) Постапката за собирање и доставување на податоци ја спроведува координаторот за синхрони области назначен во согласност со член 133.

**Мониторинг над синхрона област**

**Член 133**

- (1) (1) Сите ОЕПС од синхрона област назначуваат еден ОЕПС од таа синхрона област како мониторинг на синхроната област во оперативниот договор за синхроната област.
- (2) (2) Мониторинг на синхроната област ја спроведува постапката за собирање и доставување податоци за синхроната област од член 132.
- (3) (3) Мониторинг на синхроната област воведува процес на примена на критериумите од член 129.
- (4) (4) Мониторинг на синхроната област собира податоци за процена на квалитетот на фреквенцијата од својата синхрона област и го спроведува процесот на примена на критериумите, вклучително и пресметката на критериумите за процена на квалитетот, на секои три месеци и во рок од три месеци по завршувањето на анализираниот период.

**Мониторинг на LFC блок****Член 134**

- (1) (1) Сите ОЕПС од LFC-блок именуваат во оперативниот договор за LFC-блок, еден ОЕПС од тој LFC-блок како координатор на блок.
- (2) (2) Координаторот на блокот собира податоци за процена на квалитетот на фреквенцијата за LFC-блокот во согласност со процесот на примена на критериумите утврдени во член 129.
- (3) (3) Секој ОЕПС од еден LFC-блок му ги доставува на координаторот резултатите од мерењето потребни за да се соберат податоци за процена на квалитетот на фреквенцијата за LFC-блокот.
- (4) (4) Координаторот обезбедува податоци за процена на квалитетот на фреквенцијата од неговиот LFC-блок и неговите LFC-области на секои три месеци и во рок од два месеци по завршувањето на анализираниот период.

**Информации за оптоварување и производство****Член 135**

- (1) (1) Во согласност со член 40, секој приклучен ОЕПС има право да ги побара од ЗКМ информациите потребни за следење на однесувањето на оптоварувањето и потрошувачката поврзани со отстапувањата. Овие информации може да вклучуваат:
  - (a) (a) временски означена зададена вредност за активна моќност за работа во реално време и во иднина; и
  - (b) (b) временски означена вкупна излезна активна моќност.

**Периоди на Грдиент во синхрона област****Член 136**

- (1) (1) Сите ОЕПСи од секоја синхрона област со повеќе од една LFC-области во оперативниот договор за синхрона област наведуваат заеднички период на брзина на промената на вкупните нетирани дневни распореди меѓу LFC-областите од синхроната област. Контролната програма од нетирана моќност на AC-размена за ACE-пресметки се пресметува врз основа на заедничкиот период на брзина на промената.

**Грдиент на ограничувања за активна моќност****Член 137**

- (1) (1) Сите ОЕПС со две синхрони области имаат право да ги наведат во оперативниот договор за синхроната област рестрикциите за излезната активна моќност на HVDC-интерконективните далекуводи помеѓу синхроните области со цел да се ограничи нивното влијание врз постигнувањето на целните параметри на квалитетот на фреквенцијата на синхроната област со одредување на комбинирана максимална стапка на брзина на промената за сите HVDC-интерконективни далекуводи што поврзуваат две синхрони области.
- (2) (2) Ограничувањата наведени во став 1 нема да се применуваат за процесот на порамнување на отстапувања, на спојување на фреквенцијата и прекугранично активирање на FRR и RR преку HVDC-интерконективните далекуводи.
- (3) (3) Сите поврзани ОЕПСи на HVDC-интерконективните далекуводи имаат право да утврдат во оперативниот договор од LFC-блокот заеднички ограничувања за излезната активна моќност на тие HVDC-интерконективни далекуводи за да се ограничи нивното влијание врз исполнување на целиот параметар FRCE на поврзаните LFC-блокови со

- договарање за периоди на брзина на промената и/или максимални стапки на брзина на промената за овие HVDC-интерконективни далекуводи. Тие заеднички ограничувања нема да важат за порамнување на отстапувања, спојување на фреквенцијата, како и прекугранично активирање на FRR и RR преку HVDC-интерконективните далекуводи. Сите ОЕПС од синхрона област ќе ги координираат овие мерки во рамките на синхроната област.
- (4) (4) Сите ОЕПСи од LFC-блок имаат право да ги наведат во оперативниот договор за LFC-блок следниве мерки за поддршка на постигнувањето на целниот параметар FRCE од тој LFC-блок и мерките за ублажување на детерминистичките отстапувања на фреквенцијата, земајќи ги предвид техничките ограничувања на модулите за производство и потрошувачките единици:

#### **Ублажување**

##### **Член 138**

- (1) (1) Ако вредностите поврзани со целните параметри за квалитет на фреквенцијата или целните параметри на FRCE се пресметани за период од една календарска година надвор од целните вредности наведени за синхрона област или LFC-блок, сите ОЕПС од таа синхрона област или LFC-блок:
- (а) (а) анализираат дали целните параметри за квалитет на фреквенцијата или целните параметри на FRCE остануваат надвор од целните вредности поставени за синхроната област или LFC-блокот и, доколку постои оправдан ризик дека тоа ќе се случи, ги анализираат причините и даваат препораки; и
- (б) (б) подготвуваат мерки за ублажување за да се осигурат дека целните вредности за синхроната област или LFC-блокот може во иднина да се постигнат.

### **ГЛАВА 3 - СТРУКТУРА НА РЕГУЛАЦИЈА НА ОПТОВАРУВАЊЕ И ФРЕКВЕНЦИЈА**

#### **Основна структура**

##### **Член 139**

- (1) (1) Сите ОЕПСи од секоја синхрона област ја наведуваат структурата за регулација на оптоварувањето и фреквенцијата за синхроната област во оперативниот договор за синхрона област. Секој ОЕПС е одговорен за примена на структурата на регулацијата на оптоварувањето и фреквенцијата од својата синхрона област.
- (2) (2) Структурата на регулацијата на оптоварувањето и фреквенцијата за секоја синхрона област вклучува:
- (а) (а) структура за активирање на процесот во согласност со член 140; и
- (б) (б) структура на одговорности во процесите во согласност со член 141.
- (3) (3) Одредбите што се однесуваат на структурата за контрола на оптоварувањето и фреквенција се применуваат само на ОЕПС што работат во синхроната област Континентална Европа. ОЕПС на Договорните страни што работат во други синхронни области се изземени од обврската да ги постигнат целите утврдени во овие одредби од Глава 3 и работат согласно правилата на тие синхронни области.

**Структура на процесот на активирање на резервна моќност****Член 140**

- (1) (1) Структурата на процесот на активирање на резервната моќност вклучува:
- (a) (a) FCP во согласност со член 142;
  - (b) (б) FRP во согласност со член 143; и
  - (c) (в) за синхроната област на континентална Европа, корекција на синхроно време во согласност со член 181.
- (2) (2) Структурата на процесот на активирање на резервната моќност може да вклучува:
- (a) (a) RRP во согласност со член 144;
  - (b) (б) процес на порамнување на отстапувања во согласност со член 146;
  - (c) (в) процес на прекугранично активирање на FRR во согласност со член 147;
  - (d) (г) процес на прекугранично активирање на RR во согласност со член 148; и
  - (e) (д) освен синхроната област на континентална Европа, корекција на синхроно време во согласност со член 181.

**Структура на одговорноста во процесите****Член 141**

- (1) (1) При утврдување на структурата на одговорност во процесите, сите ОЕПС од секоја синхрона област ги земаат предвид најмалку следниве критериуми:
- (a) (a) големина и целокупна инерција, вклучително и виртуелната инерција на синхроната област;
  - (b) (б) мрежна структура и/или мрежна топологија; и
  - (c) (в) оптоварување, производство и однесување на HVDC.
- (2) (2) Најдоцна во рок од четири месеци по влегувањето во сила на оваа регулатива, сите ОЕПСи во рамките на дадена синхрона област мора заеднички да подготват заеднички предлог за назначување од LFC-блокови што мора да ги исполнуваат следниве барања:
- (a) (a) контролна област што се совпаѓа или е дел од само една LFC-област;
  - (b) (б) LFC-област што се совпаѓа или е дел од само еден LFC-блок;
  - (c) (в) LFC-блок што се совпаѓа или е дел од само една синхрона област; и
  - (d) (г) секој елемент на мрежата е дел од само една контролна област, само една LFC-област и само еден LFC-блок.
- (3) (3) Сите ОЕПСи од секоја контролна област континуирано пресметуваат и ја следат размената на активна моќност во контролната област во реално време.
- (4) (4) Сите ОЕПСи од секоја LFC-област:
- (a) (a) континуирано го следат FRCE во LFC-областа;
  - (b) (б) го спроведуваат и водат FRP за LFC-област;
  - (c) (в) бараат да се постигнат целните параметри на FRCE во LFC-областа, како што е утврдено во член 128; и
  - (d) (г) имаат право да извршат еден или повеќе од процесите наведени во член 140(2).

- (5) (5) Сите ОЕПСи од секој LFC-блок:
- (a) (a) настојуваат да ги постигнат целните параметри на FRCE во LFC-блокот, како што е утврдено во член 128; и
- (b) (b) се усогласуваат со правилата за димензионирање на FRR во согласност со член 157 и правилата за димензионирање на RR во согласност со член 160.
- (6) (6) Сите ОЕПСи од секоја синхрона област:
- (a) (a) го спроведуваат и водат FCR за синхрона област;
- (b) (b) се усогласуваат со правилата за димензионирање на FCR во согласност со член 153; и
- (c) (c) настојуваат да се постигнат целните параметри за квалитет на фреквенцијата во согласност со член 127.
- (7) (7) Сите ОЕПСи од секоја контролна област во оперативниот договор за контролна област ја одредуваат распределбата на одговорностите меѓу ОЕПС од засегнатата контролна област за исполнување на обврските утврдени во став 3.
- (8) (8) Сите ОЕПСи од секоја LFC-област во оперативниот договор за LFC-областа ја одредуваат распределбата на одговорностите меѓу ОЕПС од засегнатата LFC-област за да ги исполнат обврските утврдени во став 4.
- (9) (9) Сите ОЕПСи од секој LFC-блок ја наведуваат во оперативниот договор за LFC-блок распределбата на одговорностите меѓу ОЕПС од засегнатиот LFC-блок за исполнување на обврските утврдени во став 5.
- (10) (10) Сите ОЕПСи од секоја синхрона област во оперативниот договор за синхрона област ја одредуваат распределбата на одговорностите меѓу ОЕПС од соодветната синхрона област за исполнување на обврските утврдени во став 6.
- (11) (11) Сите ОЕПСи од две или повеќе соседни LFC-области поврзани со интерконективните далекуводи имаат право да воспостават LFC-блок доколку се исполнети условите за LFC-блок утврдени во став 5.

#### **Процес на примарна регулација (FCP)**

##### **Член 142**

- (1) (1) Регулацијата на процесот на FCP се обидува да ја стабилизира фреквенцијата на системот со активирање на FCR.
- (2) (2) Општата карактеристика за активирање на FCR во рамките на синхроната област го рефлектира монотоното намалување на активирањето на FCR како функција на отстапување на фреквенцијата.

#### **Процес а обновување на фреквенцијата (FRP)**

##### **Член 143**

- (1) (1) Регулацијата на FRP се обидува да:
- (a) (a) го регулира FRCE кон нула во рамките на времето за обнова на фреквенцијата;
- (b) (b) за синхроната област на континентална Европа и Скандинавската синхрона област, го замени прогресивно активираниот FCR со активирање на FRR во согласност со член 145.
- (2) (2) FRCE е:

- (a) (a) грешка на контролна област на LFC-област, каде што има повеќе од една LFC-област во синхрона област; или
  - (b) (b) отстапување на фреквенцијата ако една LFC-област се совпаѓа со LFC-блокот и синхроната област.
- (3) (3) Грешка на контролна област на LFC-област се пресметува како збир на производот на факторот K на LFC-областа со отстапување на фреквенцијата плус одземање на:
- (a) (a) вкупен проток на активна моќност на интерконективен далекувод и виртуелен далекувод; и
  - (b) (b) програмата за регулирање во согласност со член 136.
- (4) (4) Ако LFC-областа се состои од повеќе од една контролна област, сите ОЕПС од таа LFC-област назначуваат еден ОЕПС одговорен за спроведување и управување со FRP во оперативниот договор за LFC-област.
- (5) (5) Ако LFC-областа се состои од повеќе контролни области, FRP во таа LFC-област овозможува размената на активна моќност на секоја контролна област да се регулира до вредност за која се утврдува дека е безбедна врз основа на анализа на оперативната сигурност во реално време.

**Процес на резерва на активна моќност (RRP)**

**Член 144**

- (1) (1) Регулацијата на RRP има за цел да исполни најмалку една од следниве цели со активирање на RR:
- (a) (a) прогресивно повторно воспоставување на активиран FRR;
  - (b) (b) поддршка за активирање на FRR;
  - (c) (c) Не е применливо.
- (2) (2) Со RRP се управува во согласност со упатствата за активирање на мануелниот RR со цел да се постигне регулацијата во согласност со став 1.

**Автоматска и мануелна постапка за обнова на фреквенција**

**Член 145**

- (1) (1) Секој ОЕПС од секоја LFC-област спроведува автоматски и мануелен FRP.
- (2) (2) Не е применливо.
- (3) (3) Доколку LFC-областа се состои од повеќе контролни области, сите ОЕПС во таа LFC-област ја одредуваат постапката за спроведување на автоматскиот и мануелен FRP во оперативниот договор за LFC-област. Ако LFC-блокот се состои од повеќе од една LFC-област, сите ОЕПС од овие LFC-области воспоставуваат мануелна постапка за спроведување на FRP во оперативниот договор за LFC-област.
- (4) (4) Автоматскиот FRP се изведува како затворена јамка, каде FRCE е влезната вредност и зададената вредност за активирање на автоматскиот FRR е излезната вредност. Зададената вредност за активирање на автоматскиот FRR се пресметува со единечен контролер за автоматска обнова на фреквенција регулиран од ОЕПС во неговата LFC-област. За контролните области во континентална Европа контролорот за обнова на фреквенција треба:
- (a) (a) да биде уред за автоматска контрола дизајниран да го намали FRCE на нула;
  - (b) (b) да дејствува пропорционално-интегрално;

- (c) (v) да има контролен алгоритам што спречува интегралниот член на пропорционално-интегралниот регулатор да ја акумулира контролната грешка и да ја надмине зададената точка; и
- (d) (r) да има функционалност за режим на работа во случај на вонредна и состојба на тревога.
- (5) (5) Со mFRP се управува во согласност со упатствата за активирање на мануелниот FRR со цел да се постигне контрола во согласност со член 143 став 1.
- (6) (6) Покрај спроведувањето на автоматскиот FRP во LFC-областите, сите ОЕПС од LFC-блок кој се состои од повеќе од една LFC-област имаат право да назначат еден ОЕПС од тој LFC-блок во оперативниот договор за LFC-блокот за:
- (a) (a) пресметка и следење на FRCE на целиот LFC-блок; и
- (b) (b) земање предвид на FRCE на целиот LFC-блок при пресметување на зададената вредност за активирање на автоматскиот FRR во согласност со член 143(3) покрај FRCE од неговата LFC-област.

### **Процес на нетирање на нерамнотежи**

#### **Член 146**

- (1) (1) Целта на процесот на нетирање на нерамнотежи е намалување на обемот на истовремени спротивставени активации на FRR во различните LFC области преку размена на моќност за нетирање на нерамнотежи.
- (2) (2) Секој ОЕПС има право да го имплементира процесот на нетирање на нерамнотежи за LFC области во рамките на ист LFC блок, помеѓу различни LFC блокови или помеѓу различни синхрони области, со склучување договор за нетирање на нерамнотежи.
- (3) (3) ОЕПС го имплементираат процесот на нетирање на нерамнотежи на начин што не влијае на:
- (c) (a) стабилноста на FCP на синхроната област или синхроните области вклучени во процесот на нетирање на отстапувања;
- (d) (b) стабилноста на FRP и RRP на секоја LFC област управувана од ОЕПС што учествуваат или се засегнати; и
- (e) (v) оперативната сигурност.
- (4) (4) ОЕПС ја имплементираат размената на моќност за нетирање на нерамнотежи помеѓу LFC области во рамките на една синхрона област на најмалку еден од следните начини:
- (f) (a) со дефинирање проток на активна моќност преку виртуелна врзна линија, кој е дел од пресметката на FRCE;
- (g) (b) со прилагодување на протокот на активна моќност преку HVDC интерконектори.
- (5) (5) ОЕПС ја имплементираат размената на моќност за нетирање на нерамнотежи помеѓу LFC области од различни синхрони области преку прилагодување на протокот на активна моќност преку HVDC интерконектори.
- (6) (6) ОЕПС ја имплементираат размената на моќност за нетирање на нерамнотежи на LFC област на начин што не го надминува реалниот обем на активација на FRR потребен за регулирање на FRCE на таа LFC област на нула без размена на моќност за нетирање на нерамнотежи.

- (7) (7) Сите ОЕПС што учествуваат во ист процес на нетирање на нерамнотежи обезбедуваат збирот на сите разменети моќности за нетирање на нерамнотежи да биде еднаков на нула.
- (8) (8) Процесот на нетирање на нерамнотежи вклучува резервен механизам кој обезбедува размената на моќност за нетирање на нерамнотежи за секоја LFC област да биде нула или ограничена на вредност за која може да се гарантира оперативна сигурност.
- (9) (9) Кога LFC блок се состои од повеќе од една LFC област и резервниот капацитет за FRR, како и резервниот капацитет за RR, се пресметува врз основа на нерамнотежите на LFC блокот, сите ОЕПС од истиот LFC блок имплементираат процес на нетирање на нерамнотежи и разменуваат максимален обем на моќност за нетирање на нерамнотежи утврден во став б со други LFC области од истиот LFC блок.
- (10) (10) Кога процесот на нетирање на нерамнотежи се имплементира за LFC области од различни синхрони области, сите ОЕПС разменуваат максимален обем на моќност за нетирање на нерамнотежи утврден во став б со други ОЕПС од истата синхрона област што учествуваат во тој процес.
- (11) (11) Кога процесот на нетирање на нерамнотежи се имплементира за LFC области што не се дел од ист LFC блок, сите ОЕПС од вклучените LFC блокови постапуваат согласно обврските од член 141, став 5, независно од размената на моќност за нетирање на нерамнотежи.

**Процес на прекугранично активирање на FRR**

**Член 147**

- (1) (1) Регулацијата на процесот на прекугранично активирање на FRR му овозможува на ОЕПС да изврши FRP за размена на енергија за обновување на фреквенција помеѓу LFC-областите.
- (2) (2) ОЕПС има право, склучувајќи договор за прекугранично активирање на FRR, да спроведе процес на прекугранично активирање на FRR за LFC-областите од истиот LFC-блок, помеѓу различни LFC-блокови или помеѓу различни синхрони области.
- (3) (3) ОЕПС го спроведуваат процесот на прекугранично активирање на FRR на начин што не влијае на:

**Процес на прекугранично активирање на RR**

**Член 148**

- (1) Регулацијата на процесот на прекугранично активирање на RR се обидува да му овозможи на ОЕПС да изврши RRP преку програмата за регулирање меѓу LFC-областите.
- (2) (2) ОЕПС има право, со склучување договор за прекугранично активирање на RR, да го спроведе процесот на прекугранично активирање на RR за LFC-областите од истиот LFC-блок, помеѓу различни LFC-блокови или помеѓу различни синхрони области.
- (3) (3) ОЕПС го спроведува процесот на прекугранично активирање на RR на начин што не влијае на:
- (a) (a) стабилноста на FCP од синхроните области кои учествуваат во процесот на прекугранично активирање на RR;
  - (b) (b) стабилноста на FRP и RRP на секоја LFC-област управувана од учесници на ОЕПС или засегнати ОЕПС; и
  - (c) (c) оперативната сигурност.

- (4) (4) ОЕПС ја спроведува програмата за регулирање помеѓу LFC-областите од истата синхрона област преку едно од следниве дејства:
- (a) (a) одредување на протокот на активна моќност преку виртуелниот далекувод што е дел од пресметката на FRCE;
  - (b) (b) приспособување на програмата за регулирање; или
  - (c) (c) приспособување на протоците на активна моќност низ HVDC-интерконективните далекуводи.
- (5) (5) ОЕПС ја спроведува програмата за регулирање помеѓу LFC-областите од различни синхрони области со приспособување на протоци на активна моќност преку HVDC-интерконективните далекуводи.
- (6) (6) ОЕПС коишто учествуваат во истиот процес на прекугранично активирање на RR се осигуруваат дека збирот на сите програми за регулирање е еднаков на нула.
- (7) (7) Процесот на прекугранично активирање на RR вклучува механизам за замена за да се осигури дека програмата за регулирање на секоја LFC-област е еднаква на нула или ограничена на вредност за која може да се гарантира оперативна сигурност.

**Општи барања за процесот на прекугранична регулација**

**Член 149**

- (1) Сите ОЕПСи вклучени во размената или распределбата на FRR или RR, доколку е соодветно, спроведуваат процес на прекугранично активирање на FRR или RR.
- (2) Сите ОЕПСи од синхрона област во оперативниот договор за синхрона област ги дефинираат улогите и одговорностите на ОЕПС кои го спроведуваат процесот на порамнување на отстапувања, прекуграничен процес на активирање на FRR или прекуграничен процес на активирање на RR помеѓу LFC-области од различни LFC-блокови или различни синхрони области.
- (3) Сите ОЕПС кои учествуваат во истиот процес на порамнување на отстапувања, истиот процес на прекугранично активирање на FRR или истиот процес на прекугранично активирање на RR во соодветните договори ги дефинираат улогите и одговорностите на сите ОЕПСи, вклучително и:
- (a) (a) доставување на сите влезни податоци потребни за:
- (i) (i) пресметка на размената на моќност во однос на оперативните сигурносни ограничувања; и
  - (ii) (ii) анализа на оперативната сигурност во реално време извршена од оператори коишто се учесници или засегнатите;
- (b) (b) обврска да се пресмета размената на моќност; и
  - (c) (c) спроведување на оперативни постапки за да се обезбеди оперативна сигурност.
- (4) Без да е во спротивност со член 146 став 9, 10 и 11 и во рамките на договорот наведен во членовите од 122 до 124, сите ОЕПСи кои учествуваат во истиот процес на порамнување на отстапувања, прекуграничен процес на активирање на FRR или прекуграничен процес на активирање на RR, имаат право да определат последователен пристап за пресметување на размена на моќност. Секвенцијалната пресметка на размена на моќност им овозможува на секоја група на ОЕПСи што управуваат со LFC-области или LFC-блокови приклучени со интерконективни далекуводи меѓусебно да разменуваат моќност за порамнување на отстапувања, моќност за обнова на фреквенцијата или моќност за надолнување на резервите пред размена со други ОЕПСи.

**Известувања на операторите на електропреносните системи****Член 150**

- (a) (a) ОЕПС кои што се вклучени;
  - (b) (б) очекувана количина на размена на моќност како резултат на процесот на порамнување на отстапувања, процес на прекугранично активирање на FRR или процес на прекугранично активирање на RR;
  - (c) (в) вид на резервите и максималната количина на размена или дистрибуција на резерви; и
  - (d) (г) временската рамка на размената или споделувањето на резерви.
- (5) (2) Доколку се спроведе процес на порамнување на отстапувања, процес на прекугранично активирање на FRR или процес на прекугранично активирање на RR за LFC-области кои не се дел од истиот LFC-блок, секој ОЕПС од соодветните синхрони области има право според анализа на оперативната сигурност во рок од еден месец по приемот на известувањата од став 1 да се прогласи за засегнат ОЕПС и да го објави тоа на другите ОЕПС од таа синхрона област.
- (6) (3) Засегнатиот ОЕПС има право:
- (a) (a) да бара испорака на вредности во реално време за размена на моќност во процесот на порамнување на отстапувања, размена на моќност за обнова на фреквенција и програма за регулирање потребни за анализа на оперативна сигурност во реално време; и
  - (b) (б) да бара спроведување на оперативна постапка што му овозможува да постави ограничувања за размена на моќност за порамнување на отстапувања, размена на моќност за обнова на фреквенција и програма за регулирање помеѓу соодветните LFC-области.

**Инфраструктура****Член 151**

- (1) (1) Сите ОЕПСи проценуваат каква техничка инфраструктура е потребна за спроведување и управување со процесите од член 140 кои се сметаат за клучни според безбедносниот план од член 26.
- (2) (2) Сите ОЕПСи од синхрона област ќе ги наведат во оперативниот договор за синхроната област минималните барања за достапност, сигурност и вишок на техничката инфраструктура наведени во став 1, вклучително и:
- (a) (a) точност, резолуција, достапност и вишок на мерења на протокот на активна моќност и виртуелниот далекувод;
  - (b) (б) достапност и вишок на системи за дигитална регулација;
  - (c) (в) достапност и вишок на комуникациска инфраструктура; и
  - (d) (г) протоколи за комуникација.
- (3) (3) Сите ОЕПСи од LFC-блок во оперативниот договор со LFC-блок утврдуваат дополнителни барања во врска со достапноста, сигурноста и вишокот на техничката инфраструктура.
- (4) (4) Секој ОЕПС од синхрона област на LFC-област:
- (a) (a) обезбедува доволен квалитет и достапност на пресметките за FRCE;
  - (b) (б) го следи квалитетот на пресметките за FRCE во реално време;
  - (c) (в) презема мерки во случај на погрешна пресметка за FRCE; и
  - (d) (г) ако FRCE е определен од ACE, најмалку еднаш годишно последователно да се следи квалитетот на пресметката на FRCE со споредување на FRCE со референтните вредности.

## ГЛАВА 4 - РАБОТЕЊЕ НА РЕГУЛАЦИЈАТА НА ОПТОВАРУВАЊЕТО И ФРЕКВЕНЦИЈАТА

### *Состојби на системот поврзани со фреквенција на системот*

#### Член 152

- (1) (1) Секој ОЕПС управува со својата контролна област со доволна позитивна и негативна резерва на активна моќност, која може да вклучува резерви на размена или дистрибуција, за да може да ги издржи отстапувањата помеѓу побарувачката и потрошувачката во неговата контролна област. Секој ОЕПС го следи FRCE како што е утврдено во член 143 со цел да се постигне потребниот квалитет на фреквенцијата во рамките на синхроната област и ќе соработува со сите ОЕПС во истата синхрона област.
- (2) (2) Секој ОЕПС ги следи дневните планови за производство и размена блиску до реално време, протокот на енергија, внесувања и повлекувања на јазли и други параметри во неговата контролна област кои се од суштинско значење за предвидување на ризикот од отстапување на фреквенцијата, во координација со другите ОЕПС од својата синхрона област, презема мерки за ограничување на нивните негативни ефекти врз балансот на производството и потрошувачката.
- (3) (3) Сите ОЕПС од секоја синхрона област ја одредуваат размената на податоци во реално време во согласност со член 42 кои мора да вклучуваат:
- (a) (a) состојба на преносниот систем во согласност со член 18; и
  - (b) (b) податоци за мерење во реално време поврзани со FRCE од LFC-блоковите и LFC-областите од засегнатата синхрона област.
- (4) Координаторот за синхрона област ја одредува состојбата на системот во однос на фреквенцијата на системот во согласност со член 18(1) и (2).
- (5) Координаторот за синхрона област гарантира дека сите ОЕПС од секоја синхрона област се известени во случај девијацијата на фреквенцијата на системот да исполнува еден од критериумите за состојба на тревога наведени во член 18.
- (6) Сите ОЕПС од синхрона област во оперативниот договор за синхрона област одредуваат заеднички правила за работењето на регулацијата на оптоварувањето и фреквенцијата при нормален режим на работа и состојба на тревога.
- (7) <..>
- (8) Сите ОЕПС од LFC-блок во оперативниот договор за LFC-блок ги специфицираат оперативните постапки за случаи на исцрпување на FRR или RR. Според овие оперативни постапки, ОЕПС од LFC-блок имаат право да бараат промени во производството или потрошувачката на активната моќност на модулите за производство и потрошувачките единици.

- (9) ОЕПС од LFC-блок имаат тенденција да избегнуваат FRCE кои траат подолго од времето за повторно обновување на фреквенцијата.
- (10) Сите ОЕПСи од синхрона област во оперативниот договор со синхроната област ги специфицираат оперативните постапки за состојба на тревога предизвикана од надминување на ограничувањата на фреквенцијата на системот. Целта на оперативните постапки е да се намали отстапувањето на фреквенцијата на системот со цел да се врати нормалниот режим на работа и да се ограничи ризикот од вклучување во вонредна состојба. Оперативните постапки вклучуваат право на ОЕПС да отстапуваат од обврската во согласност со член 143 став 1.
- (11) Доколку системот работи во состојба на тревога поради недоволни резерви на активна моќност во согласност со член 18, ОЕПС од LFC-блоковите поврзани со оваа состојба ќе работат во тесна соработка со други ОЕПС од таа синхрона област и ОЕПС во други синхрони области да ги воспостават и заменат потребните нивоа на резерви на активна моќност. Затоа, ОЕПС од LFC-блок имаат право да побараат промени во производството или потрошувачката на активна моќност на модулите за производство или потрошувачките единици во нивната контролна област со цел да се намалат или да се отстранат прекршувањата на барањата за резервите на активна моќност.
- (12) Ако едноминутната просечна FRCE од LFC-блок е над опсегот на ниво 2 FRCE најмалку за време на повторно обновување на фреквенцијата, а ОЕПС од LFC-блокот не очекуваат FRCE да биде доволно намалена со преземање на мерките во став 15, тие имаат право да бараат промени во производството или потрошувачката на активната моќност на модулите за производство или потрошувачките единици во нивните области со цел да се намали FRCE, како што е утврдено во став 16.
- (13) За континентална Европа, каде што FRCE од LFC-блок надминува 25 % од референтниот инцидент на синхроната област за повеќе од 30 последователни минути и ако ОЕПС од тој LFC-блок не очекуваат да го намалат доволно FRCE со мерките преземени во согласност со став 15, ОЕПС бараат измени во производството на активна моќност или потрошувачката на модули за производство на енергија и потрошувачки единици во нивните области за да се намали FRCE, како што е наведено во став 16.
- (14) Координаторот на LFC-блок е одговорен за откривање на секое надминување на оперативните сигурносни ограничувања наведени во ставовите 12 и 13 и:
- (a) (a) ги известува другите ОЕПС од LFC-блокот; и
  - (b) (b) заедно со ОЕПС од тој LFC-блок спроведува координирани мерки за намалување на FRCE што се утврдени во оперативниот договор за LFC-блок.
- (15) Во случаите наведени во ставовите од 11 до 13, сите ОЕПС од секоја синхрона област во оперативниот договор за синхрона област треба да наведат мерки за да им се овозможи на ОЕПС од LFC-блок активно да го намалат отстапувањето на фреквенцијата со активирање на прекуграничната резерва. Во случаите наведени во ставовите од 11 до 13, сите ОЕПС од таа синхрона област ќе се обидат да им овозможат на ОЕПС во засегнатиот LFC-блок да ја намалат нивната FRCE.
- (16) ОЕПС од LFC-блок ќе ги специфицираат мерките за оперативниот договор за LFC-блок за намалување на FRCE со промени во производството или потрошувачката на активната моќност на модулите за производство или потрошувачките единици во нивната област.

## ГЛАВА 5 - ПРИМАРНА РЕЗЕРВА (FCR)

### Димензионирање на FCR

#### Член 153

- (1) Сите ОЕПСи од секоја синхрона област го утврдуваат најмалку еднаш годишно капацитетот на резерви на FCR за синхроната област и индивидуалниот удел на FCR на секој ОЕПС во согласност со став 2.
- (2) Сите ОЕПСи од секоја синхрона област ги одредуваат правилата за димензионирање во оперативниот договор на синхроната област според следниве критериуми:
  - (a) (a) резервниот капацитет за FCR потребен за синхроната област мора да опфаќа најмалку референтен инцидент и, за синхроната област на континентална Европа и Скандинавската синхрона област, резултатите од веројатниот пристап за димензионирање за FCR извршен во согласност со точка (в);
  - (b) (б) големината на референтниот инцидент се одредува во согласност со следниве барања:
    - (i) (i) за синхроната област на континентална Европа, референтниот инцидент е 3.000 MW во позитивна насока и 3.000 MW во негативна насока;
    - (ii) (ii) Не е применливо.
  - (c) (в) за синхроната област на континентална Европа, сите ОЕПСи од таа синхрона област имаат право да дефинираат веројатен пристап кон димензионирање за FCR земајќи ги предвид моделот за оптоварувањето, производството и инерцијата, вклучително и виртуелната инерција и достапните средства за користење на минимална инерција во реално време во согласност со методологијата утврдена во член 39 за да се намали веројатноста за недоволно FCR најмногу еднаш на секои 20 години; и
  - (d) (д) распределбата на резервниот капацитет на FCR потребна за секој ОЕПС како индивидуален удел на FCR мора да се заснова на збирот на нето-производство и потрошувачка во неговата контролна област поделено со збирот на нето-производство и потрошувачка од таа синхрона област за една година.

### Барања за технички минимум на FCR

#### Член 154

- (1) Секој ОЕПС кој дава резерви мора да се осигури дека FCR е во согласност со карактеристиките наведени за неговата синхрона област во Табелата од Анекс V.
- (2) Сите ОЕПС од синхрона област имаат право да наведат во оперативниот договор за синхроната област дополнителните заеднички карактеристики на FCR потребни за да се обезбеди оперативна сигурност во рамките на синхроната област врз основа на техничките параметри и во рамките на опсегот наведен во член 15(2)(г) од Регулацијата (ЕУ) 2016/631 и членовите 27 и 28 од Регулацијата (ЕУ) 2016/1388. Овие дополнителни заеднички карактеристики на FCR ги земаат предвид инсталираниот капацитет, структурата и моделот на производство и потрошувачка во рамките на синхроната област. За да воведат дополнителни карактеристики, ОЕПС применуваат преоден рок, дефиниран во договор со погодените даватели на FCR.

- (3) ОЕПС надлежен за приклучување на резерви има право да утврди дополнителни барања за групите што обезбедуваат FCR, во рамките на опсезите утврдени во Прилог 3 – Барања за приклучување на производни единици и Прилог 4 – Барања за приклучување на потрошувачи, со цел да се обезбеди оперативна сигурност. Овие дополнителни барања се засноваат на технички причини, како што е географската распределба на производните модули или објектите за потрошувачка што припаѓаат на групата што обезбедува FCR. Давателот на FCR обезбедува можност за следење на активацијата на FCR на единиците што обезбедуваат FCR во рамките на групата што обезбедува резерви.
- (4) За да се осигури оперативната сигурност, ОЕПС кој дава резерви има право да ги исклучи давателите на услуги за FCR од одредбите за FCR. Ова исклучување мора да се засноваат на технички причини како што се географската локација на модулите за производство или потрошувачките единици кои припаѓаат на група на даватели на услуги за FCR.
- (5) Секоја FCR и секоја група на даватели на услуги за FCR примаат резерви од само еден ОЕПС.
- (6) Секоја балансна единица FCR и секоја група на даватели на услуги за FCR треба да бидат во согласност со својствата потребни за FCR во Табелата од Анекс V и сите дополнителни карактеристики или барања утврдени во согласност со ставовите 2 и 3 и да го активираат договорениот FCR со пропорционален регулатор што реагира на отстапувања на фреквенцијата или, алтернативно, врз основа на монотона и по делови линеарна карактеристика на моќност-фреквенција во случај на релативно активиран FCR. Тие мора да бидат способни да го активираат FCR во опсегот на фреквенции наведени во Прилог 3 – Барања за приклучување на производни единици.
- (7) Секој ОЕПС во рамките на синхроната област на континентална Европа гарантира дека комбинираниот одговор на FCR на одредена LFC-област ги исполнува следниве барања:
- (a) (a) активирањето на FCR не смее да се одложува вештачки и мора да започне што е можно побрзо по отстапувањето на фреквенцијата;
  - (b) (b) ако отстапувањето на фреквенцијата е 200 mHz или повеќе, се обезбедува најмалку 50 % од целиот капацитет на FCR по 15 секунди;
  - (c) (c) ако отстапувањето на фреквенцијата е 200 mHz или повисоко, 100% од целиот капацитет на FCR се обезбедува по 30 секунди;
  - (d) (d) ако отстапувањето на фреквенцијата е 200 mHz или повисоко, активирањето на целиот капацитет на FCR се зголемува линеарно за најмалку 15 до 30 секунди; и
  - (e) (e) ако отстапувањето на фреквенцијата е помало од 200 mHz, приклучениот активиран FCR капацитет ќе биде пропорционален на најмалку времето на одговор од точките од (a) до (g).
- (8) Секој ОЕПС кој дава резерва го следи својот придонес кон FCR и своето активирање на FCR во однос на потребната количина FCR, што вклучува балансни единици за FCR и групи даватели на услуги за FCR. Секој давател на услуги за FCR ќе ги стави на располагање на ОЕПС кој дава резерви, за секоја од неговите балансни единици за FCR и групите даватели на услуги за FCR, најмалку следниве информации:
- (a) (a) временски означен статус за да се види дали FCR е активиран;
  - (b) (b) временски означени податоци за активна моќност потребни за да се потврди активирањето на FCR, вклучително и временски означена тековна активна моќност;

- (с) (в) статизмот на регулаторот за модули за производство тип С и D, како што е дефинирано во Прилог 3 – Барања за приклучување на производни единици, кои дејствуваат како балансни единици за FCR или еквивалентен параметар за групи даватели на услуги за FCR кои се состојат од модули за производство тип А и/или тип В, како што е дефинирано во член 28 од Прилог 4 - Барања за приклучување на потрошувачи.
- (9) Секој давател на услуги за FCR има право да собере релевантни податоци за повеќе од една балансна единица за FCR ако максималната моќност на вкупните единици е помала од 1,5 MW и ако е можна јасна проверка на активирање на FCR.
- (10) На барање на ОЕПС кој дава резерви, давателот на услуги за FCR ги прави информациите наведени во став 9 достапни во реално време, со временска резолуција од најмалку 10 секунди.
- (11) На барање на ОЕПС кој дава резерва и доколку е потребно за да се потврди активирањето на FCR, давателот на услуги за FCR ги става на располагање информациите наведени во став 9 за техничките инсталации што се дел од истата балансна единица за FCR.

### **Процес на преквалификација на FCR**

#### **Член 155**

- (1) Не подоцна од 12 месеци по влегувањето во сила на оваа регулатива, секој ОЕПС мора да подготви процес на претквалификација на FCR и да ги објави деталите за истиот.
- (2) Потенцијалниот давател на услуги за FCR му ја докажува на ОЕПС кој дава резерва својата усогласеност со техничките барања и дополнителните барања утврдени во член 154 по успешното завршување на процес на претквалификација на можни балансни единици за FCR или групи даватели на услуги за FCR опишани во ставовите од 3 до 6 од овој член.
- (3) Потенцијалниот давател на услуги за FCR доставува официјално барање до ОЕПС кој дава резерви заедно со потребните информации за можните балансни единици или групи даватели на FCR. Во рок од осум недели по приемот на барањето, ОЕПС кој дава резерви мора да потврди дека барањето е целосно. Доколку ОЕПС кој дава резерви смета дека барањето е нецелосно, потенцијалниот давател на услуги за FCR мора да ги обезбеди дополнителните потребни информации во рок од четири недели од приемот на барањето за дополнителни информации. Доколку потенцијалниот давател на услуги за FCR не ги обезбеди бараните информации во тој период, барањето ќе се смета за повлечено.
- (4) Во рок од три месеци по потврдувањето дека барањето е целосно, ОЕПС кој дава резерви мора да ги процени дадените информации и да одлучи дали балансните единици или групите даватели на услуги за FCR ги исполнуваат критериумите за претквалификација на FCR. ОЕПС кој дава резерви ќе го извести потенцијалниот давател на услуги за FCR за својата одлука.
- (5) Ако ОЕПС кој дава резерва веќе ја потврди усогласеноста со одредени барања од овие Правила, ова ќе се признае во процесот на претквалификација.
- (6) Квалификацијата на балансните единици или групите даватели на услуги за FCR се проценува повторно:
- (a) (a) најмалку на секои пет години;
  - (b) (б) ако се променат техничките барања или барањата за достапност или опремата;
- и
- (c) (в) ако е надградена опрема поврзана со активирање на FCR.

**Обезбедување на FCR****Член 156**

- (1) Секој ОЕПС обезбедува гарантирање на најмалку потребната количина на FCR договорена од сите ОЕПС во истата синхрона област во согласност со членовите 153, 163, 173 и 174.
- (2) Сите ОЕПС во рамките на дадена синхрона област ја одредуваат, најмалку еднаш годишно, големината на контролниот фактор K на таа синхрона област земајќи ги предвид најмалку следниве фактори:
  - (a) (a) резервниот капацитет на FCR поделен со максималното отстапување на фреквенцијата во стационарна состојба;
  - (b) (b) автоматското регулирање на производството;
  - (c) (c) саморегулацијата на оптоварување, земајќи го предвид придонесот во согласност со членовите 27 и 28 од Регулативата (ЕУ) 2016/1388;
  - (d) (d) фреквенциски одзив на HVDC конекторите наведени во член 172; и
  - (e) (e) активирањето на LFSM и FSM во согласност со членовите 13 и 15 од Регулативата (ЕУ) 2016/631.
- (3) Сите ОЕПС од синхрона област што се состои од повеќе од една LFC-област во оперативниот договор за синхрона област ги одредуваат уделите на контролниот фактор K за секоја LFC-област, кои мора да се базираат најмалку на:
  - (a) (a) првичните обврски за FCR;
  - (b) (b) автоматското регулирање на производството;
  - (c) (c) саморегулацијата на оптоварување;
  - (d) (d) поврзувањето на процесот на одржување на фреквенцијата помеѓу синхроните области преку HVDC-интерконективни далекуводи;
  - (e) (e) размената на FCR.
- (4) Давателот на услуги за FCR гарантира постојана достапност на FCR, освен во случај на присилни исклучувања на балансната единица за FCR за време на периодот кога е должен да го обезбеди FCR.
- (5) Секој давател на услуги за FCR ќе го извести својот ОЕПС кој дава резерва што е можно поскоро за промени во реалната достапност на неговата балансна единица за FCR и/или целата или дел од групата даватели на услуги за FCR што се релевантни за резултатите од претквалификацијата.
- (6) Секој ОЕПС гарантира или бара од давателот на услуги за FCR да се осигури дека загубата на балансната единица за FCR не ја нарушува оперативната сигурност со:
  - (a) (a) ограничување на уделот на FCR обезбеден од балансна единица за FCR на 5 % од резервниот капацитет на FCR потребен за синхроната област на континентална Европа и Скандинавската синхрона област;
  - (b) (b) Не е применливо.
- (7) Балансната единица за FCR или група на даватели на услуги за FCR која располага со енергетски резервоар што не ја ограничува нејзината способност за обезбедување FCR го активира својот FCR сè додека трае отстапувањето на фреквенцијата.

- (8) Единица што обезбедува FCR или група што обезбедува FCR со енергетски резервоар што ја ограничува способноста за обезбедување FCR го активира својот FCR сè додека трае отстапувањето на фреквенцијата, освен во случај кога енергетскиот резервоар се исцрпи во позитивна или негативна насока. За синхроната област Континентална Европа, секој давател на FCR обезбедува FCR од своите единици или групи со ограничени енергетски резервоари да биде континуирано достапен во нормална состојба на системот. За синхроната област Континентална Европа <...>, од моментот на активирање на состојба на тревога и за време на состојбата на тревога, секој давател на FCR обезбедува неговите единици или групи со ограничени енергетски резервоари да можат континуирано и целосно да го активираат FCR во временски период утврден согласно ставовите 10 и 11. Доколку временскиот период не е утврден согласно ставовите 10 и 11, секој давател на FCR обезбедува неговите единици или групи со ограничени енергетски резервоари да можат континуирано и целосно да го активираат FCR во траење од најмалку 15 минути или, во случај на отстапувања на фреквенцијата помали од отстапување што бара целосна активација на FCR, за еквивалентен временски период, или за временски период утврден од секој ОЕПС, кој не смее да биде подолг од 30 минути ниту пократок од 15 минути.
- (9) За синхроната област на континентална Европа секој давател на FCR ќе осигури дека FCR од неговите балансни единици за FCR ја применуваат методологијата што се однесува на минималниот период за активација за да се обезбеди од страна на FCR давателите прилагодена според овие правила.
- (10) Не е применливо.
- (11) Давателот на FCR ги утврдува ограничувањата на резервите на своите единици што обезбедуваат FCR или групи што обезбедуваат FCR во постапката на преквалификација, согласно член 155.
- (12) Давателот на FCR што користи единици или групи со енергетски резервоар што ја ограничува нивната способност за обезбедување FCR обезбедува обновување на енергетските резервоари во позитивна или негативна насока согласно следните критериуми:
- (a) а) Не е применливо.
  - (b) б) за синхроната област Континентална Европа <...>, давателот на FCR обезбедува обновување на енергетските резервоари што е можно побрзо, најдоцна во рок од 2 часа по завршувањето на состојбата на тревога.

## **ГЛАВА 6 – Резерва за обновување на фреквенцијата (FRR)**

### ***Димензионирање на FRR***

#### **Член 157**

- (1) Сите ОЕПСи на еден LFC-блок ги утврдуваат правилата за димензионирање на FRR во оперативниот договор за LFC-блок.
- (2) Правилата за димензионирање на FRR вклучуваат најмалку:
- (a) (а) сите ОЕПСи на LFC-блок во синхроната област на континентална Европа <...> го утврдуваат потребниот резервен капацитет на FRR за LFC-блокот врз основа на последователни историски записи што ги опфаќаат најмалку историските вредности на нерамнотежата на LFC-блокот. Земањето примероци од тие историски записи опфаќа

најмалку време за обнова на фреквенцијата. Временскиот период што се зема предвид за тие записи е репрезентативен и вклучува најмалку целосен период од една година, кој завршува не порано од 6 месеци пред датумот на пресметката;

(b) (б) сите ОЕПСи на LFC-блок во синхроната област на континентална Европа <...> го утврдуваат резервниот капацитет на FRR за LFC-блокот доволен за да се почитуваат тековните целни параметри на FRCE од член 128 за временскиот период наведен во точка (a), врз основа најмалку на веројатносна методологија. При користење на таа методологија, ОЕПСите ги земаат предвид ограничувањата утврдени во договорите за распределба или размена на резерви поради можни нарушувања на оперативната сигурност и барањата за достапност на FRR. Сите ОЕПСи на LFC-блок ги земаат предвид сите очекувани значајни промени во распределбата на нерамнотежите на LFC-блокот или други релевантни влијателни фактори во однос на разгледуваниот временски период;

(c) (в) сите ОЕПСи на LFC-блок го утврдуваат односот помеѓу автоматска FRR и мануелна FRR, целосното време на активирање на автоматската FRR и целосното време на активирање на мануелната FRR, со цел да се исполни барањето од точка (б). За таа цел, целосното време на активирање на автоматската FRR на LFC-блокот и целосното време на активирање на мануелната FRR на LFC-блокот не смеат да бидат подолги од времето за обнова на фреквенцијата;

(d) (г) ОЕПСите на LFC-блок ја утврдуваат големината на референтниот инцидент, кој претставува најголема нерамнотежа што може да настане од моментална промена на активната моќност на еден модул за производство на електрична енергија, еден потрошувачки објект, или еден HVDC-интерконектор, или од испад на AC-далекувод во рамките на LFC-блокот;

(e) (д) сите ОЕПСи на LFC-блок го утврдуваат позитивниот резервен капацитет на FRR, кој не смее да биде помал од позитивниот димензионирачки инцидент на LFC-блокот;

(f) (ф) сите ОЕПСи на LFC-блок го утврдуваат негативниот резервен капацитет на FRR, кој не смее да биде помал од негативниот димензионирачки инцидент на LFC-блокот;

(g) (е) сите ОЕПСи на LFC-блок го утврдуваат резервниот капацитет на FRR на LFC-блокот, сите можни географски ограничувања за неговата распределба во рамките на LFC-блокот и сите можни географски ограничувања за размена или распределба на резерви со други LFC-блокови, со цел да се почитуваат ограничувањата на оперативната сигурност;

(h) (ж) сите ОЕПСи на LFC-блок обезбедуваат дека позитивниот резервен капацитет на FRR или комбинација од резервен капацитет на FRR и RR е доволна да ги покрие позитивните нерамнотежи на LFC-блокот најмалку во 99 % од времето, врз основа на историските записи наведени во точка (a);

(i) (з) сите ОЕПСи на LFC-блок обезбедуваат дека негативниот резервен капацитет на FRR или комбинација од резервен капацитет на FRR и RR е доволна да ги покрие негативните нерамнотежи на LFC-блокот најмалку во 99 % од времето, врз основа на историските записи наведени во точка (a);

(j) (и) сите ОЕПСи на LFC-блок имаат право да го намалат позитивниот резервен капацитет на FRR на LFC-блокот кој произлегува од процесот на димензионирање на FRR, со склучување договор за распределба на FRR со други LFC-блокови во согласност со одредбите од Наслов 8. За тој договор за распределба се применуваат следниве барања:

- (k) (j) сите ОЕПСи на LFC-блок имаат право да го намалат негативниот резервен капацитет на FRR на LFC-блокот кој произлегува од процесот на димензионирање на FRR со склучување договор за распределба на FRR со други LFC-блокови во согласност со одредбите од Наслов 8. За тој договор за распределба се применуваат следниве барања:
- (3) Сите ОЕПСи на LFC-блок, кога LFC-блокот се состои од повеќе од еден ОЕПС, во оперативниот договор за LFC-блок ја утврдуваат конкретната распределба на одговорностите меѓу ОЕПСите на LFC-областите за спроведување на обврските утврдени во став 2.
- (4) Сите ОЕПСи на LFC-блок во секое време располагаат со доволен резервен капацитет на FRR во согласност со правилата за димензионирање на FRR. ОЕПСите на LFC-блок во оперативниот договор за LFC-блок утврдуваат ескалациска постапка за случаи на сериозен ризик од недоволен резервен капацитет на FRR во LFC-блокот.

**Минимални технички барања за FRR**

**Член 158**

- (1) Минималните технички барања за FRR се следниве:
- (a) (a) секоја единица што обезбедува FRR и секоја група што обезбедува FRR мора да биде поврзана само со еден ОЕПС надлежен за приклучување на резерви;
- (b) (б) единица што обезбедува FRR или група што обезбедува FRR ја активира FRR во согласност со зададената вредност (задавање) примена од ОЕПС кој издава инструкции за резерви;
- (c) (в) ОЕПС кој издава инструкции за резерви е ОЕПС надлежен за приклучување на резерви или ОЕПС назначен од ОЕПС надлежен за приклучување на резерви во договор за размена на FRR согласно член 165(3) или 171(4);
- (d) (г) единица што обезбедува FRR или група што обезбедува FRR за автоматска FRR има доцнење на активирање на автоматската FRR кое не надминува 30 секунди;
- (e) (д) давателот на FRR обезбедува дека активирањето на FRR на единиците што обезбедуваат FRR во рамките на група што обезбедува резерви може да се следи. За таа цел, давателот на FRR мора да биде способен да му доставува на ОЕПС надлежен за приклучување на резерви и на ОЕПС кој издава инструкции за резерви мерења во реално време на точката на приклучување или на друга точка на интеракција договорена со ОЕПС надлежен за приклучување на резерви, во врска со:
- (i) (i) временски означена планирана излезна активна моќност;
- (ii) (ii) временски означена моментална активна моќност за:
- секоја единица што обезбедува FRR; — секоја група што обезбедува FRR; и
- секој модул за производство на електрична енергија или потрошувачка единица што е дел од група што обезбедува FRR со максимална излезна активна моќност поголема или еднаква на 1,5 MW;
- (f) (ф) единица што обезбедува FRR или група што обезбедува FRR за автоматска FRR мора да биде способна да го активира целиот свој резервен капацитет за автоматска FRR во рамките на целосното време на активирање на автоматската FRR;
- (g) (е) единица што обезбедува FRR или група што обезбедува FRR за мануелна FRR мора да биде способна да го активира целиот свој резервен капацитет за мануелна FRR во рамките на целосното време на активирање на мануелната FRR;
- (h) (ж) давателот на FRR ги исполнува барањата за достапност на FRR; и

- (i) (з) единица што обезбедува FRR или група што обезбедува FRR ги исполнува барањата за брзина на промена на LFC-блокот.
- (2) Сите ОЕПСи на еден LFC-блок во оперативниот договор за LFC-блок согласно член 119 ги утврдуваат барањата за достапност на FRR и барањата за квалитет на регулацијата за единиците што обезбедуваат FRR и групите што обезбедуваат FRR за нивниот LFC-блок.
- (3) ОЕПС надлежен за приклучување на резерви ги усвојува техничките барања за приклучување на единици што обезбедуваат FRR и групи што обезбедуваат FRR, со цел да се обезбеди сигурна и безбедна испорака на FRR.
- (4) Секој давател на FRR:
- (a) (а) обезбедува неговите единици што обезбедуваат FRR и групи што обезбедуваат FRR да ги исполнуваат минималните технички барања за FRR, барањата за достапност на FRR и барањата за брзина на промена наведени во ставовите 1 до 3; и
- (b) (б) го известува својот ОЕПС кој издава инструкции за резерви за намалување на реалната достапност на неговата единица што обезбедува FRR, или на неговата група што обезбедува FRR, или на дел од неговата група што обезбедува FRR, што е можно побрзо.
- (5) Секој ОЕПС кој издава инструкции за резерви обезбедува следење на усогласеноста со минималните технички барања за FRR од став 1, барањата за достапност на FRR од став 2, барањата за брзина на промена од став 1 и барањата за приклучување од став 3, од страна на неговите единици што обезбедуваат FRR и групи што обезбедуваат FRR.

### **Процес на претквалификација за FRR**

#### **Член 159**

- (1) Во рок од 12 месеци по влегувањето во сила на овие Правила, секој ОЕПС изготвува процес на претквалификација за FRR и ги појаснува и јавно ги објавува неговите детали.
- (2) Потенцијален давател на FRR му докажува на ОЕПС надлежен за приклучување на резерви или на ОЕПС назначен од ОЕПС надлежен за приклучување на резерви во договорот за размена на FRR дека ги исполнува минималните технички барања за FRR од член 158(1), барањата за достапност на FRR од член 158(2), барањата за брзина на промена од член 158(1) и барањата за приклучување од член 158(3), со успешно завршување на процесот на претквалификација на потенцијални единици што обезбедуваат FRR или потенцијални групи што обезбедуваат FRR, опишан во ставовите 3 до 6 од овој член.
- (3) Потенцијален давател на FRR поднесува формално барање до релевантниот ОЕПС надлежен за приклучување на резерви или до назначениот ОЕПС, заедно со потребните информации за потенцијалните единици што обезбедуваат FRR или потенцијалните групи што обезбедуваат FRR. Во рок од 8 недели од приемот на барањето, ОЕПС надлежен за приклучување на резерви или назначениот ОЕПС потврдува дали барањето е целосно. Доколку ОЕПС надлежен за приклучување на резерви или назначениот ОЕПС смета дека барањето е нецелосно, тој бара дополнителни информации, а потенцијалниот давател на FRR ги доставува бараните дополнителни информации во рок од 4 недели од приемот на барањето. Доколку потенцијалниот давател на FRR не ги достави бараните информации во наведениот рок, ќе се смета дека барањето е повлечено.
- (4) Во рок од 3 месеци откако ОЕПС надлежен за приклучување на резерви или назначениот ОЕПС ќе потврди дека барањето е целосно, ОЕПС надлежен за приклучување на резерви или назначениот ОЕПС ги оценува доставените информации и одлучува дали

потенцијалните единици што обезбедуваат FRR или групи што обезбедуваат FRR ги исполнуваат критериумите за претквалификација за FRR. ОЕПС надлежен за приклучување на резерви или назначениот ОЕПС ја известува својата одлука на потенцијалниот давател на FRR.

- (5) Квалификацијата на единиците што обезбедуваат FRR или групите што обезбедуваат FRR, извршена од ОЕПС надлежен за приклучување на резерви или од назначениот ОЕПС, важи за целиот LFC-блок.
- (6) Квалификацијата на единиците што обезбедуваат FRR или групите што обезбедуваат FRR повторно се оценува:
  - (a) (a) најмалку еднаш на секои 5 години; и
  - (b) (б) доколку се променат техничките барања или барањата за достапност или опремата.
- (7) Со цел да се обезбеди оперативна сигурност, ОЕПС надлежен за приклучување на резерви има право да ги исклучи групите што обезбедуваат FRR од обезбедувањето на FRR, врз основа на технички аргументи како што се географската распределба на модулите за производство на електрична енергија или потрошувачките единици што припаѓаат на група што обезбедува FRR.

## Глава 7 – РЕЗЕРВИ ЗА ЗАМЕНА (RR)

### Димензионирање на RR

#### Член 160

- (1) Сите ОЕПСи на еден LFC-блок имаат право да имплементираат процес на замена на резерви (RRP).
- (2) Со цел да се исполнат целните параметри на FRCE наведени во член 128, сите оператори на електропреносни системи (ОЕПС) во рамките на LFC блок со процес на замена на резерви (RRP), кои спроведуваат комбиниран процес на димензионирање на FRR и RR за да ги исполнат барањата од член 157(2), ги дефинираат правилата за димензионирање на RR во оперативниот договор за LFC блок.
- (3) Правилата за димензионирање на RR содржат најмалку следниве барања:
  - (a) (a) за синхроната област на континентална Европа <...> постои доволен позитивен резервен капацитет на RR за да се обнови потребната количина на позитивна FRR. <...>
  - (b) (б) за синхроната област на континентална Европа <...> постои доволен негативен резервен капацитет на RR за да се обнови потребната количина на негативна FRR. <...>
  - (c) (в) постои доволен резервен капацитет на RR, кога тоа се зема предвид за димензионирање на резервниот капацитет на FRR со цел да се почитува целиот параметар за квалитет на FRCE за разгледуваниот временски период; и
  - (d) (г) почитување на оперативната сигурност во рамките на LFC-блок при утврдување на резервниот капацитет на RR.
- (4) Сите ОЕПСи на еден LFC-блок можат да го намалат позитивниот резервен капацитет на RR на LFC-блокот, кој произлегува од процесот на димензионирање на RR, со изготвување договор за споделување на RR за тој позитивен резервен капацитет на RR со други LFC-блокови во согласност со одредбите од Наслов 8 од Дел IV. ОЕПС кој прима способност за регулација го ограничува намалувањето на својот позитивен резервен капацитет на RR со цел да:

- (a) (a) гарантира дека и понатаму може да ги исполни целните параметри на FRCE утврдени во член 128;
- (b) (б) обезбеди дека оперативната сигурност не е загрозена; и
- (c) (в) обезбеди дека намалувањето на позитивниот резервен капацитет на RR не го надминува преостанатиот позитивен резервен капацитет на RR на LFC-блокот.
- (5) Сите ОЕПСи на еден LFC-блок можат да го намалат негативниот резервен капацитет на RR на LFC-блокот, кој произлегува од процесот на димензионирање на RR, со изготвување договор за споделување на RR за тој негативен резервен капацитет на RR со други LFC-блокови во согласност со одредбите од Наслов 8 од Дел IV. ОЕПС кој прима способност за регулација го ограничува намалувањето на својот негативен резервен капацитет на RR со цел да:
- (a) (a) гарантира дека и понатаму може да ги исполни целните параметри на FRCE утврдени во член 128;
- (b) (б) обезбеди дека оперативната сигурност не е загрозена; и
- (c) (в) обезбеди дека намалувањето на негативниот резервен капацитет на RR не го надминува преостанатиот негативен резервен капацитет на RR на LFC-блокот.
- (6) Кога LFC-блокот е управуван од повеќе од еден ОЕПС и доколку процесот е потребен за LFC-блокот, сите ОЕПСи на тој LFC-блок во оперативниот договор за LFC-блок ја утврдуваат распределбата на одговорностите меѓу ОЕПСите на различни LFC-области за спроведување на правилата за димензионирање наведени во став 3.
- (7) ОЕПС располага со доволен резервен капацитет на RR во секое време, во согласност со правилата за димензионирање на RR. ОЕПСите на LFC-блок во оперативниот договор за LFC-блок утврдуваат ескалациска постапка за случаи на сериозен ризик од недоволен резервен капацитет на RR во LFC-блокот.

#### **Минимални технички барања за RR**

##### **Член 161**

- (1) Единиците што обезбедуваат RR и групите што обезбедуваат RR мора да ги исполнуваат следниве минимални технички барања:
- (a) (a) приклучување само на еден ОЕПС надлежен за приклучување на резерви;
- (b) (б) активирање на RR во согласност со зададената вредност (задавање) примена од ОЕПС кој издава инструкции за резерви;
- (c) (в) ОЕПС кој издава инструкции за резерви е ОЕПС надлежен за приклучување на резерви или ОЕПС назначен од ОЕПС надлежен за приклучување на резерви во договор за размена на RR согласно член 165(3) или 171(4);
- (d) (г) активирање на целиот резервен капацитет на RR во рамките на времето на активирање определено од ОЕПС кој издава инструкции;
- (e) (д) деактивирање на RR во согласност со зададената вредност (задавање) примена од ОЕПС кој издава инструкции за резерви;
- (f) (ф) давателот на RR обезбедува дека активирањето на RR на единиците што обезбедуваат RR во рамките на група што обезбедува резерви може да се следи. За таа цел, давателот на RR мора да биде способен да му доставува на ОЕПС надлежен за приклучување на резерви и на ОЕПС кој издава инструкции за резерви мерења во реално време на точката на приклучување или на друга точка на интеракција договорена со ОЕПС надлежен за приклучување на резерви, во врска со:

- (i) (i) временски означена планирана излезна активна моќност, за секоја единица што обезбедува RR и група што обезбедува RR и за секој модул за производство на електрична енергија или потрошувачка единица од група што обезбедува RR со максимална излезна активна моќност поголема или еднаква на 1,5 MW;
- (ii) (ii) временски означена моментална активна моќност, за секоја единица што обезбедува RR и група што обезбедува RR и за секој модул за производство на електрична енергија или потрошувачка единица од група што обезбедува RR со максимална излезна активна моќност поголема или еднаква на 1,5 MW;
  - (g) (e) исполнување на барањата за достапност на RR.
- (2) Сите ОЕПСи на еден LFC-блок во оперативниот договор за LFC-блок ги утврдуваат барањата за достапност на RR и барањата за квалитет на регулацијата за единиците што обезбедуваат RR и групите што обезбедуваат RR.
- (3) ОЕПС надлежен за приклучување на резерви ги усвојува техничките барања за приклучување на единици што обезбедуваат RR и групи што обезбедуваат RR, со цел да се обезбеди сигурна и безбедна испорака на RR во описот на процесот на претквалификација.
- (4) Секој давател на RR:
  - (a) (a) обезбедува неговите единици што обезбедуваат RR и групи што обезбедуваат RR да ги исполнуваат минималните технички барања за RR и барањата за достапност на RR наведени во ставовите 1 до 3; и
  - (b) (б) го известува својот ОЕПС кој издава инструкции за резерви за намалување на реалната достапност или за присилен испад на неговата единица што обезбедува RR, или на неговата група што обезбедува RR, или на дел од неговата група што обезбедува RR, што е можно побрзо.
- (5) Секој ОЕПС кој издава инструкции за резерви обезбедува усогласеност со техничките барања за RR, барањата за достапност на RR и барањата за приклучување наведени во овој член, во однос на неговите единици што обезбедуваат RR и групи што обезбедуваат RR.

### **Процес на претквалификација за RR**

#### **Член 162**

- (1) Секој ОЕПС на LFC-блок кој имплементирал RRP развива процес на претквалификација за RR во рок од 12 месеци по влегувањето во сила на овие Правила и ги појаснува и јавно ги објавува неговите детали.
- (2) Потенцијален давател на RR му докажува на ОЕПС надлежен за приклучување на резерви во договорот за размена на RR дека ги исполнува минималните технички барања за RR, барањата за достапност на RR и барањата за приклучување наведени во член 161, со успешно завршување на процесот на претквалификација на потенцијални единици што обезбедуваат RR или потенцијални групи што обезбедуваат RR, опишан во ставовите 3 до 6.
- (3) Потенцијален давател на RR поднесува формално барање до релевантниот ОЕПС надлежен за приклучување на резерви или до назначениот ОЕПС, заедно со потребните информации за потенцијалните единици што обезбедуваат RR или потенцијалните групи што обезбедуваат RR. Во рок од 8 недели од приемот на барањето, ОЕПС надлежен за приклучување на резерви или назначениот ОЕПС потврдува дали барањето е целосно. Доколку ОЕПС надлежен за приклучување на резерви или назначениот ОЕПС смета дека

барањето е нецелосно, потенцијалниот давател на RR ги доставува дополнителните потребни информации во рок од 4 недели од приемот на барањето за дополнителни информации. Доколку потенцијалниот давател на RR не ги достави бараните информации во наведениот рок, ќе се смета дека барањето е повлечено.

- (4) Во рок од 3 месеци од потврдувањето дека барањето е целосно, ОЕПС надлежен за приклучување на резерви или назначениот ОЕПС ги оценува доставените информации и одлучува дали потенцијалните единици што обезбедуваат RR или групи што обезбедуваат RR ги исполнуваат критериумите за претквалификација за RR. ОЕПС надлежен за приклучување на резерви или назначениот ОЕПС ја известува својата одлука на потенцијалниот давател на RR.
- (5) Квалификацијата на единиците што обезбедуваат RR или групите што обезбедуваат RR повторно се оценува:
- (а) (а) најмалку еднаш на секои 5 години; и
  - (б) (б) доколку се променат техничките барања или барањата за достапност или опремата.
- (6) Со цел да се обезбеди оперативна сигурност, ОЕПС надлежен за приклучување на резерви има право да го одбие обезбедувањето на RR од страна на групи што обезбедуваат RR, врз основа на технички аргументи како што се географската распределба на модулите за производство на електрична енергија или потрошувачките единици што ја формираат групата што обезбедува RR.

## Глава 8 – РАЗМЕНА И СПОДЕЛУВАЊЕ НА РЕЗЕРВИ

### ПОГЛАВЈЕ 1 – Размена и споделување на резерви во рамките на

#### синхрона област

#### *Размена на FCR во рамките на синхрона област*

#### **Член 163**

- (1) Сите ОЕПСи вклучени во размената на FCR во рамките на една синхрона област мора да ги почитуваат барањата наведени во ставовите 2 до 9. Размената на FCR подразбира пренос на обврската за FCR од ОЕПС кој прима резерви кон ОЕПС надлежен за приклучување на резерви за соодветниот резервен капацитет на FCR.
- (2) Сите ОЕПСи вклучени во размената на FCR во рамките на една синхрона област мора да ги почитуваат ограничувањата и барањата за размена на FCR во рамките на синхроната област наведени во табелата од Анекс VI.
- (3) Во случај на размена на FCR, ОЕПС надлежен за приклучување на резерви и ОЕПС кој прима резерви ја доставуваат нотификацијата согласно член 150.
- (4) Секој ОЕПС надлежен за приклучување на резерви, ОЕПС кој прима резерви или засегнат ОЕПС вклучен во размената на FCR може да ја одбие размената на FCR доколку таа би резултирала со протоци на моќност што ги нарушуваат ограничувањата на оперативната сигурност при активирање на резервниот капацитет на FCR што е предмет на размена на FCR.

- (5) Секој засегнат ОЕПС проверува дека неговата маргина на сигурност (маргина на доверливост), утврдена согласно член 22 од Правилата за доделување на меѓузонскиот капацитет, е доволна за да ги покрие протоците на моќност што произлегуваат од активирањето на резервниот капацитет на FCR што е предмет на размена на FCR.
- (6) Сите ОЕПСи на една LFC-област ги приспособуваат параметрите за пресметка на FRCE за да ја земат предвид размената на FCR.
- (7) ОЕПС надлежен за приклучување на резерви е одговорен за барањата наведени во членовите 154 и 156 во однос на резервниот капацитет на FCR што е предмет на размена на FCR.
- (8) Единицата или групата што обезбедува FCR е одговорна пред својот ОЕПС надлежен за приклучување на резерви за активирањето на FCR.
- (9) Засегнатите ОЕПСи обезбедуваат дека размената на FCR не го спречува ниту еден ОЕПС да ги исполни барањата за резерви од член 156.

#### **Споделување на FCR во рамките на синхрона област**

##### **Член 164**

- (10) ОЕПС не смее да споделува FCR со други ОЕПСи од својата синхрона област за да ја исполни својата обврска за FCR и да го намали вкупниот износ на FCR на синхроната област согласно член 153.

#### **Општи барања за размена на FRR и RR во рамките на синхрона област**

##### **Член 165**

- (1) Сите ОЕПСи на една синхрона област во оперативниот договор за синхрона област ги утврдуваат улогите и одговорностите на ОЕПС надлежен за приклучување на резерви, ОЕПС кој прима резерви и засегнатиот ОЕПС за размена на FRR и/или RR.
- (2) Доколку се врши размена на FRR/RR, ОЕПС надлежен за приклучување на резерви и ОЕПС кој прима резерви ја доставуваат нотификацијата за таа размена согласно барањата за известување од член 150.
- (3) ОЕПС надлежен за приклучување на резерви и ОЕПС кој прима резерви што учествуваат во размената на FRR/RR во договор за размена на FRR или RR ги утврдуваат своите улоги и одговорности, вклучително и:
- (a) (a) одговорноста на ОЕПС кој издава инструкции за резерви за резервниот капацитет на FRR и RR што е предмет на размената на FRR/RR;
  - (b) (b) количината на резервниот капацитет на FRR и RR што е предмет на размената на FRR/RR;
  - (c) (c) спроведување на процесот на прекугранично активирање на FRR/RR во согласност со членовите 147 и 148;
  - (d) (d) минимални технички барања за FRR/RR поврзани со процесот на прекугранично активирање на FRR/RR во случаи кога ОЕПС надлежен за приклучување на резерви не е ОЕПС кој издава инструкции за резерви;

- (е) (д) спроведување на претквалификацијата за FRR/RR за резервниот капацитет на FRR и RR што е предмет на размена, во согласност со членовите 159 и 162;
- (ф) (ф) одговорност за следење на исполнувањето на техничките барања за FRR/RR и барањата за достапност на FRR/RR за резервниот капацитет на FRR и RR што е предмет на размена, во согласност со членовите 158(5) и 161(5); и
- (г) (е) постапки за да се обезбеди дека размената на FRR/RR не доведува до протоци на моќност што ги нарушуваат ограничувањата на оперативната сигурност.
- (4) Секој ОЕПС надлежен за приклучување на резерви, ОЕПС кој прима резерви или засегнат ОЕПС вклучен во размената на FRR или RR може да ја одбие размената наведена во став 2 доколку таа би резултирала со протоци на моќност што ги нарушуваат ограничувањата на оперативната сигурност при активирање на резервниот капацитет на FRR и RR што е предмет на размената на FRR или RR.
- (5) Засегнатите ОЕПСи обезбедуваат дека размената на FRR/RR не го спречува ниту еден ОЕПС да ги исполни барањата за резерви утврдени во правилата за димензионирање на FRR или RR во членовите 157 и 160.
- (6) Сите ОЕПСи на еден LFC-блок во оперативниот договор за LFC-блок ги утврдуваат улогите и одговорностите на ОЕПС надлежен за приклучување на резерви, ОЕПС кој прима резерви и засегнатиот ОЕПС за размена на FRR и/или RR со ОЕПСи од други LFC-блокови.

**Општи барања за споделување на FRR и RR во рамките на синхрона област**

**Член 166**

- (1) Сите ОЕПСи на една синхрона област во оперативниот договор за синхрона област ги утврдуваат улогите и одговорностите на ОЕПС кој обезбедува способност за регулација, ОЕПС кој прима способност за регулација и засегнатиот ОЕПС за споделување на FRR/RR.
- (2) Доколку се врши споделување на FRR/RR, ОЕПС кој обезбедува способност за регулација и ОЕПС кој прима способност за регулација го известуваат тоа споделување согласно барањата за известување од член 150.
- (3) ОЕПС кој прима способност за регулација и ОЕПС кој обезбедува способност за регулација што учествуваат во споделувањето на FRR/RR во договор за споделување на FRR или RR ги утврдуваат своите улоги и одговорности, вклучително и:
- (а) (а) количината на резервниот капацитет на FRR и RR што е предмет на споделувањето на FRR/RR;
- (б) (б) спроведување на процесот на прекугранично активирање на FRR/RR во согласност со членовите 147 и 148; и
- (в) (в) постапки за да се обезбеди дека активирањето на резервниот капацитет на FRR и RR што е предмет на споделувањето на FRR/RR не доведува до протоци на моќност што ги нарушуваат ограничувањата на оперативната сигурност.
- (4) Секој ОЕПС кој обезбедува способност за регулација, ОЕПС кој прима способност за регулација или засегнат ОЕПС вклучен во споделувањето на FRR/RR може да го одбие споделувањето на FRR/RR доколку тоа би резултирало со протоци на моќност што ги нарушуваат ограничувањата на оперативната сигурност при активирање на резервниот капацитет на FRR и RR што е предмет на споделувањето на FRR/RR.

- (5) Во случај на споделување на FRR/RR, ОЕПС кој обезбедува способност за регулација му става на располагање на ОЕПС кој прима способност за регулација удел од својот резервен капацитет на FRR и RR потребен за да ги исполни своите барања за резерви за FRR и/или RR кои произлегуваат од правилата за димензионирање на FRR/RR во членовите 157 и 160. ОЕПС кој обезбедува способност за регулација може да биде:
- (a) (a) ОЕПС кој издава инструкции за резерви за резервниот капацитет на FRR и RR што е предмет на споделувањето на FRR/RR; или
  - (b) (b) ОЕПС кој има пристап до својот резервен капацитет на FRR и RR што е предмет на споделувањето на FRR/RR преку имплементиран процес на прекугранично активирање на FRR/RR како дел од договор за размена на FRR/RR.
- (6) Секој ОЕПС кој прима способност за регулација е одговорен за справување со инциденти и нерамнотежи во случај резервниот капацитет на FRR и RR што е предмет на споделувањето на FRR/RR да е недостапен поради:
- (a) (a) ограничувања за обезбедување на обновување на фреквенцијата или приспособување на програмата за регулирање поврзани со оперативната сигурност; и
  - (b) (b) делумно или целосно користење на резервниот капацитет на FRR и RR од страна на ОЕПС кој обезбедува способност за регулација.
- (7) Сите ОЕПСи на еден LFC-блок во оперативниот договор за LFC-блок ги утврдуваат улогите и одговорностите на ОЕПС кој обезбедува способност за регулација, ОЕПС кој прима способност за регулација и засегнатиот ОЕПС за споделување на FRR и RR со ОЕПСи од други LFC-блокови.

**Размена на FRR во рамките на синхрона област**

**Член 167**

- (8) Сите ОЕПСи во синхрона област што се состои од повеќе од еден LFC-блок, вклучени во размената на FRR во рамките на синхроната област, мора да ги почитуваат барањата и ограничувањата за размена на FRR наведени во табелата од Анекс VII.

**Споделување на FRR во рамките на синхрона област**

**Член 168**

- (9) Секој ОЕПС на еден LFC-блок има право да споделува FRR со други LFC-блокови од својата синхрона област во рамките на ограничувањата утврдени со правилата за димензионирање на FRR во член 157(1) и во согласност со член 166.

**Размена на RR во рамките на синхрона област**

**Член 169**

- (10) Сите ОЕПСи во синхрона област што се состои од повеќе од еден LFC-блок, вклучени во размената на RR во рамките на синхроната област, мора да ги почитуваат барањата и ограничувањата за размена на RR наведени во табелата од Анекс VIII.

**Споделување на RR во рамките на синхрона област****Член 170**

- (11) Секој ОЕПС на еден LFC-блок има право да споделува RR со други LFC-блокови од истата синхрона област во рамките на ограничувањата утврдени со правилата за димензионирање на RR во член 160(4) и (5) и во согласност со член 166.

**ПОГЛАВЈЕ 2 – Размена и споделување на резерви помеѓу синхрони области****Општи барања****Член 171**

- (12) Секој оператор и/или сопственик на HVDC-интерконектор кој поврзува синхрони области им обезбедува на ОЕПСите за приклучување можност да вршат размена и споделување на FCR, FRR и RR, доколку оваа технологија е инсталирана.
- (13) Сите ОЕПСи на синхроната област во оперативниот договор за синхрона област ги утврдуваат улогите и одговорностите на ОЕПС надлежен за приклучување на резерви, ОЕПС кој прима резерви и засегнатиот ОЕПС за размена на резерви, како и улогите и одговорностите на ОЕПС кој обезбедува способност за регулација, ОЕПС кој прима способност за регулација и засегнатиот ОЕПС за споделување на резерви помеѓу синхрони области.
- (14) ОЕПС надлежен за приклучување на резерви и ОЕПС кој прима резерви, или ОЕПС кој обезбедува способност за регулација и ОЕПС кој прима способност за регулација, ја известуваат размената или споделувањето на FCR, FRR или RR во согласност со член 150.
- (15) ОЕПС надлежен за приклучување на резерви и ОЕПС кој прима резерви вклучени во размената на резерви, во договор за размена ги утврдуваат своите улоги и одговорности, вклучително и:
- (a) (a) одговорноста на ОЕПС кој издава инструкции за резерви за резервниот капацитет што е предмет на размената на резерви;
  - (b) (b) количината на резервниот капацитет што е предмет на размената на резерви;
  - (c) (c) спроведување на процесот на прекугранично активирање на FRR/RR во согласност со членовите 147 и 148;
  - (d) (d) спроведување на претквалификација за резервниот капацитет што е предмет на размената на резерви во согласност со членовите 155, 159 и 162;
  - (e) (e) одговорноста за следење на усогласеноста со техничките барања и барањата за достапност на резервниот капацитет што е предмет на размената на резерви, согласно членовите 158(5) и 161(5); и
  - (f) (f) постапки за да се обезбеди дека размената на резерви не доведува до протоци на моќност што ги нарушуваат ограничувањата на оперативната сигурност.
- (16) ОЕПС кој обезбедува способност за регулација и ОЕПС кој прима способност за регулација вклучени во споделувањето на резерви, во договор за споделување ги утврдуваат своите улоги и одговорности, вклучително и:
- (a) (a) количината на резервниот капацитет што е предмет на споделувањето на резерви;
  - (b) (b) спроведување на процесот на прекугранично активирање на FRR/RR во согласност со членовите 147 и 148; и

- (c) (в) постапки за да се обезбеди дека споделувањето на резерви не доведува до протоци на моќност што ги нарушуваат ограничувањата на оперативната сигурност.
- (17) Доколку е применливо, ОЕПС надлежен за приклучување на резерви и ОЕПС кој прима резерви вклучени во размената на резерви, или ОЕПС кој обезбедува способност за регулација и ОЕПС кој прима способност за регулација вклучени во споделувањето на резерви, изготвуваат и усвојуваат договор за работење и координација на HVDC со сопствениците и/или операторите на HVDC-интерконекторите или со правни субјекти што ги опфаќаат сопствениците и/или операторите на HVDC-интерконекторите, кој вклучува:
- (a) (a) интеракции низ сите временски скали, вклучително планирање и активирање;
  - (b) (б) фактор на чувствителност MW/Hz, функција на линеарност/динамички или статички/степенест (step) одзив на секој HVDC-интерконектор кој поврзува синхроните области; и
  - (c) (в) удел/интеракција на овие функции низ повеќе HVDC-патеки помеѓу синхроните области.
- (18) Секој ОЕПС надлежен за приклучување на резерви, ОЕПС кој прима резерви, ОЕПС кој обезбедува способност за регулација, ОЕПС кој прима способност за регулација или засегнат ОЕПС вклучен во размената или споделувањето на резерви може да ја одбие размената или споделувањето на резерви доколку тоа би резултирало со протоци на моќност што ги нарушуваат ограничувањата на оперативната сигурност при активирање на резервниот капацитет што е предмет на размената или споделувањето на резерви.
- (19) Вклучените ОЕПСи обезбедуваат дека размената на резерви помеѓу синхроните области не го спречува ниту еден ОЕПС да ги исполни барањата за резерви од членовите 153, 157 и 160.
- (20) ОЕПС надлежен за приклучување на резерви и ОЕПС кој прима резерви, како и ОЕПС кој обезбедува способност за регулација и ОЕПС кој прима способност за регулација, во договор за размена или договор за споделување утврдуваат постапки за случаи кога размената или споделувањето на резерви помеѓу синхроните области не може да се изврши во реално време.

### **Фреквентно спојување помеѓу синхроните области**

#### **Член 172**

- (21) Сите ОЕПСи на синхроните области поврзани преку HVDC-интерконектор имаат право да имплементираат процес на фреквентно спојување за да обезбедат поврзан фреквентен одзив. Процесот на фреквентно спојување може да се користи од ОЕПСите за да овозможи размена и/или споделување на FCR помеѓу синхроните области.
- (22) Сите ОЕПСи на секоја синхронна област го наведуваат техничкиот дизајн на процесот на фреквентно спојување во оперативниот договор за синхронна област. Процесот на фреквентно спојување мора да ги земе предвид:
- (a) (a) оперативното влијание помеѓу синхроните области;
  - (b) (б) стабилноста на FCR на синхроната област;
  - (c) (в) способноста на ОЕПСите на синхроната област да ги почитуваат целните параметри за квалитет на фреквенцијата утврдени во согласност со член 127; и
  - (d) (г) оперативната сигурност.

- (23) Доколку е применливо, секој оператор на HVDC-интерконектор го контролира протокот на активна моќност преку HVDC-интерконекторот во согласност со имплементираниот процес на фреквентно спојување.

**Размена на FCR помеѓу синхрони области**

**Член 117**

- (24) Сите ОЕПСи на синхрона област вклучени во процес на фреквентно спојување имаат право да го користат процесот на размена на FCR за да разменуваат FCR помеѓу синхрони области.
- (25) Сите ОЕПСи од синхроните области вклучени во размената на FCR помеѓу синхрони области ја организираат таа размена така што ОЕПСите на една синхрона област ќе добијат од друга синхрона област удел од вкупниот резервен капацитет на FCR што е потребен за нивната синхрона област согласно член 153.
- (26) Уделот од вкупниот резервен капацитет на FCR потребен за синхроната област во која се врши размената, се обезбедува во втората синхрона област дополнително на вкупниот резервен капацитет на FCR потребен за таа втора синхрона област во согласност со член 153.
- (27) Сите ОЕПСи на синхроната област во оперативниот договор за синхроната област ги утврдуваат ограничувањата за размена на FCR.
- (28) Сите ОЕПСи на вклучените синхрони области развиваат договор за размена на FCR, со кој ги утврдуваат условите за размена на FCR.

**Споделување на FCR помеѓу синхрони области**

**Член 174**

- (29) Сите ОЕПСи на синхрона област вклучени во процес на фреквентно спојување имаат право да го користат тој процес за да споделуваат FCR помеѓу синхрони области.
- (30) Сите ОЕПСи на синхроната област во оперативниот договор за синхроната област ги утврдуваат ограничувањата за споделување на FCR, во согласност со следните критериуми:
- (31) Сите ОЕПСи на вклучените синхрони области ги утврдуваат условите за споделување на FCR помеѓу вклучените синхрони области во нивните соодветни оперативни договори за синхроната област.

**Општи барања за споделување на FRR и RR помеѓу синхрони области**

**Член 175**

- (32) Во случај на споделување на FRR или RR, ОЕПСот што ја обезбедува управувачката способност на ОЕПСот што ја прима управувачката способност му става на располагање удел од сопствениот резервен капацитет за FRR и RR, потребен за исполнување на барањата за резерви за FRR и/или RR што произлегуваат од правилата за димензионирање на FRR/RR наведени во членовите 157 и 160. ОЕПСот што ја обезбедува управувачката способност може да биде:

- (1) (а) ОЕПСот што издава инструкции за резервата за резервниот капацитет на FRR и RR што е предмет на споделување на FRR или RR; или

- (2) (б) ОЕПСот што има пристап до својот резервен капацитет за FRR и RR што е предмет на споделување на FRR/RR преку спроведен прекуграничен процес за активирање на FRR/RR, како дел од договор за размена на FRR/RR.
- (33) Сите ОЕПСи на LFC-блок определуваат во оперативниот договор за LFC-блок нивни улоги и одговорности на ОЕПСот што ја обезбедува управувачката способност, ОЕПСот што ја прима управувачката способност и засегнатиот ОЕПС, за споделување на FRR и RR со ОЕПСи од други LFC-блокови во други синхрони области.

#### **Размена на FRR помеѓу синхрони области**

##### **Член 176**

- (34) Сите ОЕПСи на секоја синхрона област во оперативниот договор за синхроната област утврдуваат метод за определување на ограничувањата за размена на FRR со други синхрони области. Тој метод зема предвид:
- (а) оперативното влијание помеѓу синхроните области;
  - (б) стабилноста на FRP на синхроната област;
  - (в) способноста на ОЕПСите на синхроната област да ги исполнат целните параметри за квалитет на фреквенцијата утврдени во согласност со член 127 и целните параметри за FRCE утврдени во согласност со член 128; и
  - (г) оперативната сигурност.
- (35) Сите ОЕПСи на LFC-блоковите вклучени во размена на FRR помеѓу синхрони области ја организираат таа размена така што ОЕПСите на LFC-блок во првата синхрона област може да примат удел од вкупниот резервен капацитет на FRR потребен за нивниот LFC-блок, определен во согласност со член 157(1), од LFC-блок во втората синхрона област.
- (36) Уделот од вкупниот резервен капацитет на FRR потребен за LFC-блокот во синхроната област во која се врши размената, се обезбедува од LFC-блокот во втората синхрона област дополнително на вкупниот резервен капацитет на FRR потребен за тој втор LFC-блок, во согласност со член 157(1).
- (37) Ако е применливо, секој оператор на HVDC интерконектор го контролира текот на активната моќност преку HVDC интерконекторот следејќи ги инструкциите дадени или од ОЕПСот што ја поврзува резервата или од ОЕПСот што ја прима резервата, во согласност со техничките минимални барања за FRR наведени во член 158.
- (38) Сите ОЕПСи на LFC-блоковите на кои им припаѓаат ОЕПСот што ја поврзува резервата и ОЕПСот што ја прима резервата ги утврдуваат условите за размена на FRR во договор за размена на FRR.

#### **Споделување на FRR помеѓу синхрони области**

##### **Член 177**

- (39) Сите ОЕПСи на секоја синхрона област во оперативниот договор за синхроната област утврдуваат методологија за определување на ограничувањата за споделување на FRR со други синхрони области. Таа методологија зема предвид:
- (а) оперативното влијание помеѓу синхроните области;
  - (б) стабилноста на FRP на синхроната област;

- (в) максималното намалување на FRR што може да се земе предвид при димензионирањето на FRR во согласност со член 157, како резултат на споделувањето на FRR;
- (г) способноста на синхроната област да ги исполнува целните параметри за квалитет на фреквенцијата утврдени во согласност со член 127 и целните параметри за FRCE утврдени во согласност со член 128; и
- (д) оперативната сигурност.
- (40) Сите ОЕПСи на LFC-блоковите вклучени во споделување на FRR помеѓу синхрони области го организираат тоа споделување така што ОЕПСите на LFC-блок во првата синхрона област може да примат удел од вкупниот резервен капацитет на FRR потребен за нивниот LFC-блок, утврден во согласност со член 157(1), од LFC-блок во втората синхрона област.
- (41) Ако е применливо, секој оператор на HVDC интерконектор го контролира текот на активната моќност преку HVDC интерконекторот следејќи ги инструкциите дадени или од ОЕПСот што ја обезбедува управувачката способност или од ОЕПСот што ја прима управувачката способност, во согласност со техничките минимални барања за FRR од член 158(1).
- (42) Сите ОЕПСи на LFC-блоковите на кои им припаѓаат ОЕПСот што ја обезбедува управувачката способност и ОЕПСот/ОЕПСите што ја примаат управувачката способност ги утврдуваат условите за споделување на FRR во договор за споделување на FRR.
- (3) (г) способноста на синхроната област да ги исполнува целните параметри за квалитет на фреквенцијата утврдени во согласност со член 127 и целните параметри за FRCE утврдени во согласност со член 128; и

#### **Размена на RR помеѓу синхрони области**

##### **Член 178**

- (43) Сите ОЕПСи на секоја синхрона област во оперативниот договор за синхроната област утврдуваат метод за определување на ограничувањата за размена на RR со други синхрони области. Тој метод зема предвид:
- (4) (а) оперативното влијание помеѓу синхроните области;
- (5) (б) стабилноста на RRP на синхроната област;
- (6) (в) способноста на синхроната област да ги исполнува целните параметри за квалитет на фреквенцијата утврдени во согласност со член 127 и целните параметри за FRCE утврдени во согласност со член 128; и
- (7) (г) оперативната сигурност.
- (44) Сите ОЕПСи на LFC-блоковите вклучени во размена на RR помеѓу синхрони области ја организираат таа размена така што ОЕПСите на LFC-блок во првата синхрона област може да примат удел од вкупниот резервен капацитет на RR потребен за нивниот LFC-блок, како што е утврдено во член 160(2), од LFC-блок во втората синхрона област.
- (45) Уделот од вкупниот резервен капацитет на RR потребен за LFC-блокот во синхроната област во која се врши размената, се обезбедува од LFC-блокот во втората синхрона област дополнително на вкупниот резервен капацитет на RR потребен за тој втор LFC-блок, во согласност со член 160(2).
- (46) Ако е применливо, секој оператор на HVDC интерконектор го контролира текот на активната моќност преку HVDC интерконекторот следејќи ги инструкциите дадени или од ОЕПСот што ја поврзува резервата или од ОЕПСот што ја прима резервата, во согласност со техничките минимални барања за RR од член 161.

- (47) Сите ОЕПСи на LFC-блоковите на кои им припаѓаат ОЕПСот што ја поврзува резервата и ОЕПСот што ја прима резервата ги утврдуваат условите за размена на RR во договор за размена на RR.

**Споделување на RR помеѓу синхрони области**

**Член 179**

- (48) Сите ОЕПСи на секоја синхрона област во оперативниот договор за синхроната област утврдуваат метод за определување на ограничувањата за споделување на RR со други синхрони области. Тој метод зема предвид:
- (8) (а) оперативното влијание помеѓу синхроните области;
  - (9) (б) стабилноста на RRP на синхроната област;
  - (10) (в) максималното намалување на RR што може да се земе предвид во правилата за димензионирање на RR во согласност со член 160, како резултат на споделувањето на RR;
  - (11) (г) способноста на ОЕПСите на синхроната област да ги исполнуваат целните параметри за квалитет на фреквенцијата утврдени во согласност со член 127 и способноста на LFC-блоковите да ги исполнуваат целните параметри за грешка на FRCE утврдени во согласност со член 128; и
  - (12) (д) оперативната сигурност.
- (49) Сите ОЕПСи на LFC-блоковите вклучени во споделување на RR помеѓу синхрони области го организираат тоа споделување така што ОЕПСите на LFC-блок во првата синхрона област може да примат удел од вкупниот резервен капацитет на RR потребен за нивниот LFC-блок, утврден во согласност со член 160(2), од LFC-блок во втората синхрона област.
- (50) Секој оператор на HVDC интерконектор го контролира текот на активната моќност преку HVDC интерконекторот следејќи ги инструкциите дадени или од ОЕПСот што ја обезбедува управувачката способност или од ОЕПСот што ја прима управувачката способност, во согласност со техничките минимални барања за RR од член 161.
- (51) Сите ОЕПСи на секој LFC-блок на кои им припаѓаат ОЕПСот што ја обезбедува резервната управувачка способност и ОЕПСот што ја прима резервната управувачка способност ги утврдуваат условите за споделување на RR во договор за споделување на RR.

**ПОГЛАВЈЕ 3 - Прекуграничен процес за активирање на FRR/RR**

**Прекуграничен процес за активирање на FRR/RR**

**Член 180**

- (52) Сите ОЕПСи вклучени во прекуграничното активирање на FRR и RR во исти или различни синхрони области се придржуваат кон барањата утврдени во членовите 147 и 148.

**Глава 9 - ПРОЦЕС НА КОНТРОЛА НА ВРЕМЕТО**

**Процес на контрола на времето**

**Член 181**

- (53) Целта на контролата во процесот на контрола на електричното време е да се контролира средната вредност на фреквенцијата на системот кон номиналната фреквенција.

- (54) Каде што е применливо, сите ОЕПСи на синхроната област во оперативниот договор за синхроната област ја утврдуваат методологијата за корекција на отстапувањето на електричното време, која вклучува:
- (13) (а) временските опсеги во кои ОЕПСите настојуваат да го одржуваат отстапувањето на електричното време;
  - (14) (б) прилагодувањата на зададената вредност на фреквенцијата за враќање на отстапувањето на електричното време на нула; и
  - (15) (в) дејствијата за зголемување или намалување на просечната фреквенција на системот со помош на резерви на активна моќност.
- (55) Мониторот на синхроната област:
- (16) (а) го следи отстапувањето на електричното време;
  - (17) (б) ги пресметува прилагодувањата на зададената вредност на фреквенцијата; и
  - (18) (в) ги координира дејствијата на процесот на контрола на времето.

## Глава 10 - СОРАБОТКА СО ОДС

### *Групи или единици што обезбедуваат резерви поврзани на мрежата на ОДС*

#### Член 182

- (56) ОЕПСите и ОДСите соработуваат со цел да се олесни и овозможи испораката на резерви на активна моќност од групи што обезбедуваат резерви или единици што обезбедуваат резерви, сместени во дистрибутивните системи.
- (57) За целите на процесите на преквалификација за FCR од член 155, за FRR од член 159 и за RR од член 162, секој ОЕПС развива и утврдува, во договор со ОДСите што ја поврзуваат резервата и посредните ОДСи, услови за размена на информации потребни за овие процеси на преквалификација за единици или групи што обезбедуваат резерви, сместени во дистрибутивните системи, и за испорака на резерви на активна моќност. Процесите на преквалификација за FCR од член 155, за FRR од член 159 и за RR од член 162 ги утврдуваат информациите што треба да ги обезбедат потенцијалните единици или групи што обезбедуваат резерви, кои вклучуваат:
- (19) (а) напонски нивоа и точки на приклучување на единиците или групите што обезбедуваат резерви;
  - (20) (б) видот на резервите на активна моќност;
  - (21) (в) максималниот резервен капацитет што го обезбедуваат единиците или групите што обезбедуваат резерви на секоја точка на приклучување; и
  - (22) (г) максималната стапка на промена на активната моќност за единиците или групите што обезбедуваат резерви.
- (58) Процесот на преквалификација се заснова на договорената временска рамка и правилата во врска со размената на информации и испораката на резерви на активна моќност помеѓу ОЕПСот, ОДСот што ја поврзува резервата и посредните ОДСи. Процесот на преквалификација има максимално траење од 3 месеци од поднесувањето на целосна формална апликација од страна на единицата или групата што обезбедува резерви.

- (59) За време на преквалификацијата на единица или група што обезбедува резерви, поврзана на својот дистрибутивен систем, секој ОДС што ја поврзува резервата и секој посреден ОДС, во соработка со ОЕПСот, има право да утврди ограничувања или да ја исклучи испораката на резерви на активна моќност сместени во неговиот дистрибутивен систем, врз основа на технички причини како што е географската локација на единиците и групите што обезбедуваат резерви.
- (60) Секој ОДС што ја поврзува резервата и секој посреден ОДС има право, во соработка со ОЕПСот, пред активирањето на резервите, да утврди привремени ограничувања на испораката на резерви на активна моќност сместени во неговиот дистрибутивен систем. Соодветните ОЕПСи се договараат со своите ОДСи што ја поврзува резервата и посредните ОДСи за применливите постапки.

## Глава 11 - ТРАНСПАРЕНТНОСТ НА ИНФОРМАЦИИТЕ

### *Општи барања за транспарентност*

#### **Член 183**

- (61) Сите ОЕПСи обезбедуваат информациите наведени во овој Наслов да се објавуваат во време и во формат што не создава реална или потенцијална конкурентска предност или неповолност за која било поединечна страна или категорија на страни, имајќи ги предвид чувствителните комерцијални информации.
- (62) Секој ОЕПС го користи расположливото знаење и алатки за да ги надмине техничките ограничувања и да ја обезбеди достапноста и точноста на информациите што се ставаат на располагање на ENTSO за електрична енергија во согласност со член 16 и член 185(3).
- (63) Секој ОЕПС ја обезбедува достапноста и точноста на информациите што се ставаат на располагање на ENTSO за електрична енергија во согласност со членовите 184 до 190.
- (64) Сите материјали за објавување наведени во членовите 184 до 190 се ставаат на располагање на ENTSO за електрична енергија најмалку на англиски јазик. ENTSO за електрична енергија ги објавува овие материјали на платформата за транспарентност на информации воспоставена во согласност со член 3 од Регулативата (ЕУ) бр. 543/2013, како што е приспособена и усвоена со Одлука 2015/01/PHLG-EnC на Постојаната висока група.

### *Информации за оперативните договори*

#### **Член 184**

- (65) Секој ОЕПС ја споделува содржината на својот оперативен договор за синхроната област со својот регулаторен орган или, каде што е применливо, со друг надлежен орган, најдоцна 1 месец пред неговото стапување во сила.
- (66) Сите ОЕПСи на секоја синхрона област ја доставуваат содржината на својот оперативен договор за синхроната област до ENTSO за електрична енергија за објавување најдоцна 1 недела по неговото стапување во сила.
- (67) Секој ОЕПС на секој LFC-блок ја споделува содржината на својот оперативен договор за LFC-блокот со својот регулаторен орган или, каде што е применливо, со друг надлежен орган.

### *Информации за квалитетот на фреквенцијата*

#### **Член 185**

- (1) Кога ОЕПСите на синхрона област предлагаат да ги изменат вредностите на параметрите што го дефинираат квалитетот на фреквенцијата или целиот параметар за квалитет на фреквенцијата во согласност со член 127, тие ги доставуваат изменетите вредности до ENTSO за електрична енергија за објавување најмалку 1 месец пред стапување во сила на оперативниот договор за синхроната област.

- (68) Каде што е применливо, сите ОЕПСи на секоја синхрона област ги доставуваат вредностите на целните параметри за FRCE за секој LFC-блок и секоја LFC-област до ENTSO за електрична енергија за објавување најмалку 1 месец пред нивната примена.
- (69) Сите ОЕПСи на секоја синхрона област ја доставуваат методологијата што се користи за определување на ризикот од исцрпување на FCR до ENTSO за електрична енергија за објавување најмалку 3 месеци пред примената на оперативниот договор за синхроната област.
- (70) Мониторот на синхроната област на секоја синхрона област ги доставува резултатите од процесот на примена на критериумите за својата синхрона област до ENTSO за електрична енергија за објавување во рок од 3 месеци по последната временска ознака на мерниот период и најмалку четири пати годишно. Тие резултати вклучуваат најмалку:
- (а) вредностите на критериумите за оценка на квалитетот на фреквенцијата пресметани за синхроната област и за секој LFC-блок во рамки на синхроната област, во согласност со член 133(3); и
  - (б) мерната резолуција, мерната точност и методот на пресметка утврдени во согласност со член 132.
- (71) Сите ОЕПСи на секоја синхрона област го доставуваат периодот на рампирање утврден во согласност со член 136 до ENTSO за електрична енергија за објавување најмалку 3 месеци пред неговата примена.

***Информации за структурата на контролата на оптоварување и фреквенција***

**Член 186**

- (1) Сите ОЕПСи на секоја синхрона област ги доставуваат следните информации до ENTSO за електрична енергија за објавување најмалку 3 месеци пред примената на оперативниот договор за синхроната област:
- (а) информации за структурата за активирање на процесите во синхроната област, вклучително најмалку информации за дефинираните области за мониторинг, LFC-области и LFC-блокови и нивните соодветни ОЕПСи; и
  - (б) информации за структурата за одговорност за процесите во синхроната област, вклучително најмалку информации за процесите развиени во согласност со член 140(1) и (2).
- (72) Сите ОЕПСи што спроведуваат процес на порамнување на небаланси (imbalance netting) објавуваат информации во врска со тој процес, кои вклучуваат најмалку список на ОЕПСите-учесници и датумот на започнување на процесот на порамнување на небаланси.

***Информации за FCR***

**Член 187**

- (73) Сите ОЕПСи на секоја синхрона област го доставуваат пристапот за димензионирање на FCR за нивната синхрона област во согласност со член 153(2) до ENTSO за електрична енергија за објавување најмалку 1 месец пред неговата примена.
- (74) Каде што е применливо, сите ОЕПСи на секоја синхрона област го доставуваат вкупниот износ на резервен капацитет на FCR и уделите од резервниот капацитет на FCR потребни за секој ОЕПС, утврдени во согласност со член 153(1) како почетна обврска за FCR, до ENTSO за електрична енергија за објавување најмалку 1 месец пред нивната примена.

- (75) Сите ОЕПСи на секоја синхрона област ги доставуваат својствата на FCR утврдени за нивната синхрона област во согласност со член 154(2) и дополнителните барања за групи што обезбедуваат FCR во согласност со член 154(3) до ENTSO за електрична енергија за објавување најмалку 3 месеци пред нивната примена.

**Информации за FRR**

**Член 188**

- (76) Сите ОЕПСи на секој LFC-блок ги доставуваат барањата за достапност на FRR и барањата за квалитетот на контролата утврдени во согласност со член 158(2), како и техничките барања за приклучување утврдени во согласност со член 158(3), за нивниот LFC-блок до ENTSO за електрична енергија за објавување најмалку 3 месеци пред нивната примена.
- (77) Сите ОЕПСи на секој LFC-блок ги доставуваат правилата за димензионирање на FRR утврдени за нивниот LFC-блок во согласност со член 157(1) до ENTSO за електрична енергија за објавување најмалку 3 месеци пред примената на оперативниот договор за LFC-блокот.
- (78) Сите ОЕПСи на секоја синхрона област, до 30 ноември секоја година, доставуваат прогноза на резервните капацитети на FRR на секој LFC-блок за следната година до ENTSO за електрична енергија за објавување.
- (79) Сите ОЕПСи на секоја синхрона област, во рок од 30 дена по завршувањето на кварталот, ги доставуваат реалните резервни капацитети на FRR на секој LFC-блок за изминатиот квартал до ENTSO за електрична енергија за објавување.

**Информации за RR**

**Член 189**

- (80) Сите ОЕПСи на секој LFC-блок што спроведува процес на замена на резерви ги доставуваат барањата за достапност на RR утврдени во согласност со член 161(2) и техничките барања за приклучување утврдени во согласност со член 161(3) за нивниот LFC-блок до ENTSO за електрична енергија за објавување во рок од 3 месеци пред нивната примена.
- (81) Сите ОЕПСи на секоја синхрона област, до 30 ноември секоја година, доставуваат прогноза на резервните капацитети на RR на секој LFC-блок за следната година до ENTSO за електрична енергија за објавување.
- (82) Сите ОЕПСи на секоја синхрона област, во рок од 30 дена по завршувањето на кварталот, ги доставуваат реалните резервни капацитети на RR на секој LFC-блок за изминатиот квартал до ENTSO за електрична енергија за објавување.

**Информации за споделување и размена**

**Член 190**

- (83) Сите ОЕПСи на секоја синхрона област ги доставуваат годишните компилации на договорите за споделување на FRR и за споделување на RR за секој LFC-блок во рамки на синхроната област до ENTSO за електрична енергија за објавување, во согласност со членовите 188(3) и 189(2). Тие компилации ги вклучуваат следните информации:
- (а) идентитетот на LFC-блоковите каде што постои договор за споделување на FRR или RR;
- и
- (б) уделот на FRR и RR намален поради секој договор за споделување на FRR или RR.

- (84) Сите ОЕПСИ на секоја синхрона област ги доставуваат информациите за споделувањето на FCR помеѓу синхрони области до ENTSO за електрична енергија за објавување во согласност со член 187(1). Тие информации ги вклучуваат следните:
- (а) износот на споделиениот резервен капацитет на FCR помеѓу ОЕПСите што склучиле договори за споделување на FCR; и
  - (б) ефектите од споделувањето на FCR врз резервниот капацитет на FCR на вклучените ОЕПСИ.
- (85) Каде што е применливо, сите ОЕПСИ ги објавуваат информациите за размената на FCR, FRR и RR.

## **ДЕЛ V - ЗАВРШНИ ОДРЕДБИ**

### *Измени на договори и општи услови*

#### **Член 118**

- (86) Сите релевантни клаузули во договорите и општите услови на ОЕПСите, ОДСите и значајните корисници на мрежата што се однесуваат на управувањето со системот треба да бидат во согласност со барањата од овие Правила. За таа цел, овие договори и општи услови соодветно се изменуваат.

### *Стапување на сила*

#### **Член 119**

- (87) Со денот на отпочнување на примената на овие Правила престануваат да важат Мрежните Правила за пренос на електрична енергија („Службен весник на Република Македонија“ бр. 04/22)
- (88) Овие правила влегуваат во сила осмиот ден од денот на нивното објавување во „Службен весник на Република Северна Македонија“, а ќе се применуваат по истек на една година од денот на нивното влегување во сила.
- (89) ОЕПС е должен, по нивното донесување, да достави известување за овие правила до Секретаријатот на Енергетската заедница, во согласност со обврските кои произлегуваат од примената на овие Правила и релевантните одлуки на Енергетската заедница.
- (90) Одредбите од членот 77 на овие Правила ќе се применуваат од денот на пристапување на Република Северна Македонија во Европската Унија.
- (91) До отпочнување со примена на овие правила ќе се применуваат Мрежните Правила за пренос на електрична енергија („Службен весник на Република Македонија“ бр. 04/22).

Бр. 09-2606/4  
30 април 2026 година  
Скопје

АД МЕПСО  
Генерален директор,  
Доц. д-р **Бурим Латифи**, с.р.

## АНЕКС II

Опсези на напон наведени во член 27:

Табела 1

**Опсези на напон на точката на приклучување помеѓу 110 kV и 300 kV**

Синхрона област	Опсег на напон
Континентална Европа	0,90 pu - 1,118 pu
Скандинавија	0,90 pu - 1,05 pu
Велика Британија	0,90 pu - 1,10 pu
Ирска и Северна Ирска	0,90 pu - 1,118 pu
Балтички земји	0,90 pu - 1,118 pu

Табела 2

**Опсези на напон на точката на приклучување помеѓу 300 kV и 400 kV**

Синхрона област	Опсег на напон
Континентална Европа	0,90 pu - 1,05 pu
Скандинавија	0,90 pu - 1,05 pu
Велика Британија	0,90 pu - 1,05 pu
Ирска и Северна Ирска	0,90 pu - 1,05 pu
Балтички земји	0,90 pu - 1,097 pu

## АНЕКС III

Параметри за утврдување на квалитетот на фреквенцијата наведени во член 127:

## Табела 1

**Параметри за одредување на квалитетот на фреквенцијата од синхроните области**

	Континентална Европа	Велика Британија	Ирска и Северна Ирска	Скандинавија
Стандарден опсег на фреквенцијата	± 50 mHz	± 200 mHz	± 200 mHz	± 100 mHz
Максимално моментално отстапување на фреквенцијата	800 mHz	800 mHz	1 000 mHz	1 000 mHz
Максимално отстапување на фреквенцијата во стационарна состојба	200 mHz	500 mHz	500 mHz	500 mHz
Време за обнова на фреквенцијата	Не се користи	1 минута	1 минута	Не се користи
Опсег на обнова на фреквенцијата	Не се користи	± 500 mHz	± 500 mHz	Не се користи
Потребно време за повторно обновување на зададената фреквенцијата	15 минути	15 минути	15 минути	15 минути
Дозволен опсег на отстапување на фреквенцијата	Не се користи	± 200 mHz	± 200 mHz	± 100 mHz
Време на активирање на состојба на тревога	5 минути	10 минути	10 минути	5 минути

Целни параметри на квалитет наведени во член 127:

Табела 2

**Целни параметри на квалитет на фреквенцијата од синхроните области**

	Континентална Европа	Велика Британија	Ирска и Северна Ирска	Скандинавија
Максимален број на минути надвор од стандардниот опсег на фреквенцијата	15 000	15 000	15 000	15 000

## АНЕКС IV

Целни параметри на FRCE наведени во член 128:

## Табела

## Целни параметри на FRCE за Велика Британија, Ирска и Северна Ирска

	Велика Британија	Ирска и Северна Ирска
Ниво 1	3 %	3 %
Ниво 2	1 %	1 %

## АНЕКС V

Минимални технички барања за FCR наведени во член 154:

## Табела

## Својства на FCR во различните синхрони области

Минимална точност на мерењето на фреквенцијата	Континентална Европа, Велика Британија, Ирска и Северна Ирска и Скандинавија	10 mHz или индустрискиот стандард ако е потребен
Максимален комбиниран ефект на својствена нечувствителност на одзив на фреквенцијата и можна намерна мртва зона на одзив на фреквенцијата на регулаторите на балансните единици за FCR или групите за обезбедување на FCR.	Континентална Европа	10 mHz
	Велика Британија	15 mHz
	Ирска и Северна Ирска	15 mHz
	Скандинавија	10 mHz
Време за целосно активирање на FCR	Континентална Европа	30 секунди
	Велика Британија	10 секунди
	Ирска и Северна Ирска	15 секунди
Отстапување на фреквенцијата за целосно активирање на FCR.	Скандинавија	30 секунди ако фреквенцијата на системот е надвор од стандардниот опсег на фреквенција
	Континентална Европа	$\pm 200$ mHz
	Велика Британија	$\pm 500$ mHz
	Ирска и Северна Ирска	Динамички FCR $\pm 500$ mHz Статички FCR $\pm 1\,000$ mHz
	Скандинавија	$\pm 500$ mHz

## АНЕКС VI

Ограничувања и барања за размена на FCR наведени во член 163:

## Табела

## Ограничувања и барања за размена на FCR

Синхрона област	Размена на FCR дозволена помеѓу:	Ограничувања за размена на FCR
Синхрона област на Континентална Европа	ОЕПС на соседните LFC- блокови	ОЕПС од LFC-блокови гарантираат дека најмалку 30 % од нивната вкупна комбинирана индивидуални акции на FCR се физички обезбедени во рамките на нивниот LFC-блок; и дека количината на резервниот капацитет на FCR што е физички лоцирана во некој LFC-блок поради размена на FCR со другите LFC-блокови ограничени на максимум 30 % од вкупните комбинирани индивидуални акции на FCR на ОЕПС од LFC-блокот на кој физички е приклучен резервниот капацитет на FCR; и 00 MW резервен капацитет на FCR.

	ОЕПС од LFC-областа од истиот LFC-блок	ОЕПС од LFC-областите кои го сочинуваат LFC-блокот имаат право во оперативниот договор за LFC-блок да постават внатрешни ограничувања за размена на FCR помеѓу LFC-областите од истиот LFC-блок со цел: да се избегнат внатрешни загушувања во случај на активирање на FCR; да се обезбеди рамномерна дистрибуција на резервниот капацитет на FCR во случај на исклучувања на мрежата; и да се избегне нестабилност на FCR или несигурност во работењето.
Други синхронни области	ОЕПС од синхроната област	ОЕПС од синхроните области имаат право во оперативниот договор за синхроната област да постават ограничувања за размена на FCR со цел: да се избегнат внатрешни загушувања во случај на активирање на FCR, да се обезбеди рамномерна дистрибуција на FCR во случај на исклучувања на мрежата; и да се избегне нестабилност на FCR или оперативна нестабилност

## АНЕКС VII

Барања и ограничувања за размена на FRR во рамките на синхроните области наведени во член 167:

Табела

**Барања и ограничувања за размена на FRR во рамките на синхроните области**

Синхрона област	Размена на FRR дозволена помеѓу:	Ограничувања за размена на FRR
Сите синхрони области кои се состојат од неколку LFC-блокови	ОЕПС од различни LFC-блокови	ОЕПС од LFC-блок гарантираат најмалку 50 % од нивниот вкупен комбиниран резервен капацитет на FRR што произлегува од правилата за димензионирање на FRR во согласност со член 157(1) и пред какво било намалување поради распределба на FRR во согласност со член 157(2) остануваат во рамките на нивниот LFC-блок.

	ОЕПС од LFC-областа од истиот LFC-блок	ОЕПС од LFC-областите кои го сочинуваат LFC-блокот, ако е потребно, имаат право во оперативниот договор за LFC-блок да постават внатрешни ограничувања за размена на FRR помеѓу LFC-областите од истиот LFC-блок со цел: а се избегнат внатрешни загушувања поради активирање на резервниот капацитет на FRR, предмет на размена на FRR, а се обезбеди рамномерна дистрибуција на FRR низ синхроните области и LFC-блокови во случај на исклучувања на мрежата; а се избегне нестабилност на FRP или оперативна нестабилност.
--	--	--

## АНЕКС VIII

Барања и ограничувања за размена на RR од синхроните области од член 169:

## Табела

**Барања и ограничувања за размена на RR од синхроните области**

Синхрона област	Размена на RR дозволена помеѓу:	Ограничувања за размена на RR
Сите синхрони области кои се состојат од повеќе LFC-блокови	ОЕПС од различни LFC-блокови	ОЕПС од LFC-областите кои го сочинуваат LFC-блокот гарантираат најмалку 50 % од нивниот вкупен комбиниран капацитет на RR резерва што произлегува од правилата за димензионирање на RR во согласност со член 160(3) и пред какво било намалување на резервниот капацитет на RR кој е резултат на распределбата на RR во согласност со член 160(4) и (5) и понатаму останува во рамките на нивниот LFC-блок.

	ОЕПС од LFC-областите на истиот LFC-блок	ОЕПС од LFC-областите што го сочинуваат LFC-блокот може, доколку е потребно, во оперативниот договор за LFC-блокот да одредат внатрешни ограничувања за размена на RR помеѓу LFC-областите од LFC-блокот со цел: а се избегнат внатрешни загушувања поради активирање на резервниот капацитет на RR предмет на размена на RR, а се обезбеди рамномерна дистрибуција на RR низ синхроните области во случај на исклучувања на мрежата; и а се избегне нестабилност на RRP или оперативна нестабилност.
--	--	--