

**РЕГЛАМЕНТ (ЕС) 2016/1447 НА КОМИСИЯТА от 26 август 2016 година за установяване на Мрежов кодекс за изискванията за присъединяване към електроенергийната мрежа на системи за постоянен ток с високо напрежение и модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за постоянен ток**

**Обн. L ОВ. бр.241 от 8 Септември 2016г.**

(текст от значение за ЕИП)

ЕВРОПЕЙСКАТА КОМИСИЯ,

като взе предвид Договора за функционирането на Европейския съюз,

като взе предвид Регламент (ЕО) № 714/2009 на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 г. относно условията за достъп до мрежата за трансграничен обмен на електроенергия и за отмяна на Регламент (ЕО) № 1228/20031, и по-специално член 6, параграф 11 от него,

като има предвид, че:

(1) Бързото изграждане на напълно функциониращ взаимосвързан вътрешен енергиен пазар е от решаващо значение за поддържането на сигурността на енергийните доставки, повишаването на конкурентоспособността и гарантирането на възможност за всички потребители да купуват енергия на достъпни цени.

(2) В Регламент (ЕО) № 714/2009 се определят недискриминационни правила, регулиращи достъпа до мрежата за трансграничен обмен на електроенергия, с цел да се гарантира правилното функциониране на вътрешния пазар на електроенергия. Освен това в член 5 от Директива 2009/72/ЕО на Европейския парламент и на Съвета 2 се изисква държавите членки или, когато държавите членки имат съответни разпоредби, регулаторните органи, да гарантират, *inter alia*, че се разработват обективни и недискриминационни технически правила, които определят минимални изисквания за техническо проектиране и експлоатация по отношение на свързването към системата. Когато изискванията определят реда и условията за присъединяване към националните мрежи, в член 37, параграф 6 от същата директива се изисква регулаторните органи да отговарят за определяне и одобряване най-малкото на методиките, използвани за изчисляване или установяване на тези ред и условия: С цел осигуряване сигурността на системата в рамките на взаимосвързаната преносна система, от основно значение е да се създаде общо разбиране на изискванията за системи за постоянен ток с високо напрежение (ПТВН) и модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за постоянен ток (ПТ). Изискванията, които допринасят за поддържане, запазване и възстановяване на сигурността на системата, с цел да се улесни доброто функциониране на вътрешния пазар на електроенергия в отделните синхронни зони и между тях и да се постигне ефективност на разходите, следва да се считат за въпроси, свързани с трансграничната мрежа и въпроси, свързани с пазарната интеграция.

(3) Следва да бъдат определени хармонизирани правила за присъединяване към мрежата на системи за ПТВН и модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ с

цел да се осигури ясна правна рамка за присъединяванията към мрежата, да се улесни търговията с електроенергия в целия Съюз, да се гарантира сигурността на системата, да се улесни интегрирането на възобновяеми източници на енергия, да се засили конкуренцията и да се даде възможност за по-ефективно използване на мрежата и ресурсите, в полза на потребителите.

(4) Сигурността на системата зависи отчасти от техническите възможности на системите за ПТВН и модулите от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ. Следователно основни предпоставки за сигурността на системата са редовно координиране на равнището на преносните и разпределителните мрежи и адекватни показатели на оборудването, свързано към преносните и разпределителните мрежи, което трябва да е с достатъчна устойчивост, за да издържа на смущения и да спомага за възстановяване на системата след разпадане.

(5) Сигурна експлоатация на системата е възможна единствено ако съществува тясно сътрудничество между собствениците на системи за ПТВН и модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, и системните оператори. В частност, работата на системата при извънредни условия на експлоатация зависи от реакцията на системите за ПТВН и модулите от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, на отклоненията от базовите стойности за изчисляване в относителни единици (отн.ед.) на напрежението и номиналната честота. В контекста на сигурността на системата, мрежите и системите за ПТВН и модулите от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, следва да се разглеждат като един обект от гледна точка на проектиране на системата, предвид факта, че тази части са взаимозависими. Следователно, като предпоставка за присъединяване към електроенергийната мрежа, за системите за ПТВН и модулите от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, следва да бъдат определени съответни технически изисквания.

(6) Регулаторните органи следва да вземат предвид разумните разходи, действително правени от системните оператори при прилагането на настоящия регламент, когато определят или одобряват тарифи за пренос или разпределение или своите методики или когато одобряват условията и реда за присъединяване и достъп до националните мрежи в съответствие с член 37, параграфи 1 и 6 от Директива 2009/72/ЕО, както и с член 14 от Регламент (ЕО) № 714/2009.

(7) Различните синхронни електроенергийни системи в Съюза имат различни характеристики, които трябва да бъдат взети предвид при определянето на изискванията за системите за ПТВН и модулите от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ. Следователно при установяването на правила за присъединяване към мрежата е целесъобразно да се вземат предвид регионалните особености, както се изисква в член 8, параграф 6 от Регламент (ЕО) № 714/2009.

(8) С оглед на необходимостта да се осигури регулаторна сигурност изискванията на настоящия регламент следва да се прилагат за нови системи за ПТВН и модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, но не следва да се прилагат за системи за ПТВН и модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, които вече съществуват или вече са в напреднал стадий на планиране, но са все още незавършени, освен ако съответният регулаторен орган или държава членка не реши друго въз основа на развитието на изискванията към системата и пълен анализ на ползите и разходите, или когато е имало значителна модернизация на споменатите съоръжения.

(9) Поради своето трансгранично въздействие, настоящият регламент следва да цели въвеждането на едни и същи изисквания по отношение на честота за всички напрежения, поне в рамките на дадена синхронна зона. Това е необходимо, тъй като в рамките на една синхронна зона промяната на честотата в една държава членка незабавно би се отразила на честота и би могла да повреди оборудване във всички останали държави членки.

(10) За да се гарантира сигурността на системата, следва да е възможно системите за ПТВН и модулите от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, във всяка синхронна зона на взаимосвързаната система да остават свързани към системата за конкретни обхвати на честотата и напрежението.

(11) Обхватите на напрежението следва да бъдат координирани между взаимосвързаните системи, тъй като те са от решаващо значение за сигурното планиране и експлоатация на електроенергийната система в дадена синхронна зона. Прекъсвания поради проблеми с напрежението оказват влияние върху съседните системи. Неспецифицирането на обхватите на напрежението може да доведе до широка неопределеност в планирането и експлоатацията на системата по отношение на експлоатацията извън нормалните условия на експлоатация.

(12) Следва да се въведат подходящи и пропорционални изпитвания за съответствие, така че системните оператори да могат да гарантират експлоатационната сигурност. В съответствие с член 37, параграф 1, буква б) от Директива 2009/72/ЕО регулаторните органи отговарят за гарантирането на съвместимостта на системните оператори с настоящия регламент.

(13) Регулаторните органи, държавите членки и системните оператори следва да гарантират, че в процеса на разработването и приемането на изискванията за присъединяването към мрежата те са хармонизирани във възможно най-голяма степен, с цел да се гарантира пълна интеграция на пазара. При разработването на изисквания за присъединяването към мрежата следва да бъдат взети под специално внимание установените технически стандарти.

(14) В настоящия регламент следва да бъде определена процедура за предоставяне на дерогации от правилата, за да се вземат предвид местните обстоятелства, когато по изключение например спазването на този правила може да застраши стабилността на местната мрежа или когато безопасната експлоатация на система за ПТВН или модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, може да изисква условия на експлоатация, които не са в съответствие с регламента.

(15) В случай на модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, нови модули в бъдеще биха могли да съставляват част от морска електроенергийна мрежа с много затворени контури, свързана с повече от една синхронни зони. В този случай следва да бъдат установени някои технически изисквания с цел да се поддържа сигурността на системата и да се гарантира, че в бъдеще ще могат да бъдат разработвани икономически ефективни мрежи с много затворени контури. При някои изисквания обаче, за модулите от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, следва единствено да се изисква оборудването, необходимо за сигурността на системата, да бъде инсталирано в момента, в който това стане необходимо.

(16) Следователно, собствениците на модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, които са или ще бъдат присъединени към една синхронна зона

чрез радиална връзка, трябва да имат възможността да кандидатстват посредством ускорена процедура за дерогации от изискванията, необходими само в случаи, в които модулите от вида „електроенергиен парк“ се присъединяват към електроенергийна мрежа с много затворени контури като чрез дерогациите се вземат предвид обстоятелствата при конкретните случаи. Те (модулите) също така трябва да бъдат уведомявани възможно най-скоро дали отговарят на изискванията за дерогация за целите на инвестиционните им решения.

(17) На системните оператори следва да бъде позволено да предлагат дерогации за определени класове системи за ПТВН и модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, след одобряване на дерогациите от съответния регулаторен орган или, ако е приложимо в дадена държава членка, от друг орган.

(18) Настоящият регламент е приет въз основа на Регламент (ЕО) № 714/2009, който той допълва и от който е неразделна част. Позоваванията на Регламент (ЕО) № 714/2009 в други правни актове следва да се разбират като отнасящи се и до настоящия регламент.

(19) Мерките, предвидени в настоящия регламент, са в съответствие със становището на комитета, посочен в член 23, параграф 1 от Регламент (ЕО) № 714/2009,

## **ПРИЕ НАСТОЯЩИЯ РЕГЛАМЕНТ:**

### **ДЯЛ I**

### **ОБЩИ РАЗПОРЕДБИ**

#### **Член 1**

#### **Предмет**

С настоящия регламент се установява мрежов кодекс, който определя изискванията за присъединяване към електроенергийната мрежа на системи за ПТВН и модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ. Следователно той спомага за гарантиране на справедливи условия на конкуренция на вътрешния пазар на електроенергия, гарантиране на сигурността на системата и интегрирането на възобновяеми източници на електроенергия, както и за улесняване на търговията с електроенергия в целия Съюз.

Настоящият регламент също така определя по прозрачен и недискриминационен начин задълженията, с които да се гарантира, че операторите използват по подходящ начин системите за ПТВН и възможностите на модулите от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, за да се осигурят условия на равнопоставеност в целия Съюз.

#### **Член 2**

#### **Определения**

За целите на настоящия регламент се прилагат определенията, посочени в член 2 от Регламент (ЕО) № 714/2009, член 2 от Регламент (ЕС) 2015/12223 на Комисията, член 2 от Регламент (ЕС) № 543/20134 на Комисията, член 2 от Регламент (ЕС) 2016/631 на Комисията 5, член 2 от Регламент (ЕС) 2016/1388 на Комисията 6, както и в член 2 от Директива 2009/72/ЕО. Освен това се прилагат и следните определения:

1) „система за ПТВН“ означава система за електроснабдяване, която пренася енергия под формата на постоянен ток с високо напрежение между две или повече шини за променлив ток и обхваща поне две преобразователни подстанции за ПТВН с въздушни или кабелни електропроводи за постоянен ток между преобразователните подстанции за ПТВН;

2) „модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ“ означава модул от вида „електроенергиен парк“, който е присъединен през една или повече гранични точки за ПТВН към една или повече системи за ПТВН;

3) „вградена система за ПТВН“ означава система за ПТВН, свързана в рамките на контролна зона, която по време на инсталирането не е инсталирана за целите на присъединяването на модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, и не е инсталирана за целите на присъединяването на потребяващо съоръжение;

4) „преобразователна подстанция за ПТВН“ означава част от система за ПТВН, която се състои от една или повече преобразователни единици за ПТВН, инсталирани на едно място заедно със сгради, реактори, филтри, устройства за реактивна мощност, управление, следене, защитно, измервателно и спомагателно оборудване;

5) „гранична точка за ПТВН“ означава точка, в която оборудване за ПТВН е свързано към мрежа за променливо напрежение и за която могат да бъдат предписани технически спецификации, оказващи влияние върху показателите на оборудването;

6) „собственик на модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ“ означава физическо или юридическо лице, което притежава модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ;

7) „максимална способност за пренасяне на активна мощност чрез ПТВН“ ( $P_{max}$ ) означава максималната продължителна активна мощност, която може да обменя с мрежата система за ПТВН във всяка точка на присъединяване, както е специфицирана (мощността) в споразумението за присъединяване или както е договорено между съответния системен оператор и собственика на системата за ПТВН;

8) „минимална способност за пренасяне на активна мощност чрез ПТВН“ ( $P_{min}$ ) означава минималната продължителна активна мощност, която може да обменя с мрежата система за ПТВН във всяка точка на присъединяване, както е специфицирана в споразумението за присъединяване или както е договорено между съответния системен оператор и собственика на системата за ПТВН;

9) „максимален ток на система за ПТВН“ означава най-високият фазов ток, съответстващ на работна точка в рамките на характеристиката  $U-Q/P_{max}$  на преобразователната подстанция за ПТВН при максимална способност за пренасяне на активна мощност чрез ПТВН;

10) „преобразувателна единица за ПТВН“ означава единица, състояща се от един или повече преобразувателни мостове, заедно с един или повече преобразувателни трансформатори, реактори, оборудване за управление на преобразувателната единица, главни защитни и комутационни устройства и спомагателни устройства, ако има такива, използвани за преобразуването.

### Член 3

#### Обхват на прилагане

1. Изискванията на настоящото правило се прилагат за:

а) системи за ПТВН, свързващи синхронни зони или контролни зони, включително схеми с преобразуватели, преобразуващи от променливо в променливо напрежение в рамките на една подстанция;

б) системи за ПТВН, свързващи модули от вида „електроенергиен парк“ с преносна мрежа или разпределителна мрежа съгласно параграф 2;

в) вградени системи за ПТВН в рамките на една контролна зона и свързани с преносната мрежа; както и

г) вградени системи за ПТВН в рамките на една контролна зона и свързани към разпределителната мрежа при доказано от съответния оператор на преносна система (ОПС) трансгранично въздействие. При тази оценка съответният ОПС разглежда дългосрочното развитие на мрежата.

2. Съответните системни оператори, при съгласуване със съответните ОПС, предлагат на компетентните регулаторни органи прилагането на настоящия регламент за модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, с една-единствена точка на свързване към преносна мрежа или разпределителна мрежа, която не е част от синхронна зона, за одобряване в съответствие с член 5. Всички други модули от вида „електроенергиен парк“, свързани със събирателната мрежа за променливо напрежение, но присъединени чрез връзка за ПТ към синхронна зона, се считат за модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, и попадат в обхвата на настоящия регламент.

3. Членове 55—59, 69—74 и 84 не се прилагат за системите за ПТВН в рамките на една контролна зона, посочени в параграф 1, букви в) и г), когато:

а) системата за ПТВН има поне една преобразувателна подстанция за ПТВН, притежавана от съответния ОПС;

б) системата за ПТВН е собственост на организация, която упражнява контрол върху съответния ОПС;

в) системата за ПТВН е собственост на субект, който се контролира пряко или непряко от организация, която също така упражнява контрол върху съответния ОПС.

4. Изискванията за присъединяване на системи за ПТВН, предвидени в дял II, се прилагат в точките на променливотокова връзка на такива системи, с изключение на изискванията, предвидени в член 29, параграфи 4 и 5 и член 31, параграф 5, които могат да бъдат прилагани в други точки на присъединяване, както и член 19, параграф 1, който може да се прилага на изводите на преобразователната подстанция за ПТВН.

5. Изискванията (предвидени в дял III) за присъединяване на модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, и на отдалечени преобразователни подстанции за ПТВН, се прилагат в граничните точки за ПТВН между такива системи, с изключение на изискванията, предвидени в член 39, параграф 1, буква а) и член 47, параграф 2, които се прилагат в точката на присъединяване в синхронната зона, за която се осигурява регулиране в зависимост от честотата.

6. Съответният системен оператор отказва да разреши присъединяването на нова система за ПТВН или модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, която/който не е в съответствие с изискванията, формуирани в настоящия регламент, и която/който не попада в обхвата на дерогация, предоставена от регулаторния орган или, ако е приложимо в дадена държава членка, от друг орган, съгласно дял VII. Съответният системен оператор съобщава този отказ чрез обосновано становище, в писмена форма, на собственика на системата за ПТВН или на собственика на модула от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, както и, освен ако не е указано друго от регулаторния орган, на регулаторния орган.

7. Настоящият регламент не се прилага за:

а) системи за ПТВН, чиято точка на присъединяване е на напрежение под 110 kV, освен ако от съответния ОПС е доказано трансгранично въздействие. При тази оценка съответният ОПС разглежда дългосрочното развитие на мрежата;

б) Системите за ПТВН и модулите от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, свързани към преносната система и разпределителните системи, или към части от преносната система или разпределителни системи, на „островите“ на държави членки, които не се експлоатират синхронно със синхронната зона на континентална Европа, Великобритания, Скандинавието, Ирландия и Северна Ирландия или с Балтийската синхронна зона.

Член 4

Прилагане за съществуващи системи за ПТВН и модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ

1. С изключение на членове 26, 31, 33 и 50, съществуващите системи за ПТВН и съществуващите модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, не са предмет на изискванията на настоящия регламент, освен ако:

а) системата за ПТВН или модульът от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ е бил изменен в такава степен, че неговото споразумение за присъединяване трябва да бъде основно преразгледано в съответствие със следната процедура:

i) собствениците на системата за ПТВН или на модула от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, които възнамеряват да предприемат модернизиранието на установка или смяна на оборудване, която се отразява на техническите възможности на системата за ПТВН или на модула от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, съобщават своите планове на съответния системен оператор предварително;

ii) ако съответният системен оператор счете, че степента на модернизиране или смяна на оборудването е такава, че е необходимо ново споразумение за присъединяване, системен оператор на мрежата уведомява за това съответния регулаторен орган или, когато е приложимо, държавата членка; както и

iii) съответният регулаторен орган или, когато е приложимо, държавата членка решава дали съществуващото споразумение за присъединяване трябва да бъде преразгледано или е необходимо ново споразумение за присъединяване и кои изисквания на настоящия регламент се прилагат; или

б) регулаторният орган или, когато е приложимо, държавата членка решава да направи съществуваща система за ПТВН или съществуващ модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, обект на всички или само на някои от изискванията на настоящия регламент след предложение от съответния ОПС в съответствие с параграфи 3, 4 и 5.

2. За целите на настоящия регламент система за ПТВН или модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, се счита за съществуващ/а ако:

а) той/тя вече е свързан/а към мрежата на датата на влизане в сила на настоящия регламент; или

б) собственикът на системата за ПТВН или собственикът на модула от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, е сключил окончателен и обвързващ договор за закупуването на главната генерираща установка или оборудването за ПТВН в срок до две години след влизането в сила на регламента. Собственикът на системата за ПТВН или собственикът на модула от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, трябва да уведоми съответния системен оператор и съответния ОПС за сключването на договора в срок от 30 месеца след влизането в сила на регламента.

В уведомлението, изпратено на съответния системен оператор и на съответния ОПС от собственика на системата за ПТВН или собственика на модула от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, се посочват най-малко заглавието на договора, датата на подписването и датата на влизането му в сила, както и спецификациите на главната генерираща установка или оборудването за ПТВН, които ще се изградят, сглобят или закупят.

Държавите членки могат да предвидят при определени обстоятелства регулаторният орган да може да определя дали системата за ПТВН или модульът от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, се счита за съществуващ/а или нов/а система за ПТВН или модул



от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ.

3. След обществена консултация в съответствие с член 8 и с цел да се реагира на съществените фактически промени в обстоятелствата, като например развитие в системните изисквания, включително навлизане на възобновяеми енергийни източници, интелигентни електроенергийни мрежи, разпределено електропроизводство или реагиране на потребителите, съответният ОПС може да предложи на регулаторния орган или, когато е приложимо, на държавата членка, да разшири прилагането на настоящия регламент и за съществуващи системи за ПТВН и/или модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ.

За тази цел се извършва надежден и прозрачен количествен анализ на разходите и ползите в съответствие с член 65 и член 66. В анализа се посочват:

а) разходите по отношение на съществуващите системи за ПТВН и модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, за изискване на съответствие с настоящия регламент;

б) Социално-икономическите ползи, произтичащи от прилагане на изискванията, определени в настоящия регламент; както и

в) потенциалът на алтернативни мерки за постигане на изискваните показатели.

4. Преди извършването на количествения анализ на разходите и ползите, посочен в параграф 3, съответният ОПС трябва:

а) да извърши предварително качествено сравнение на разходите и ползите;

б) да получи одобрение от съответния регулаторен орган или, когато е приложимо, от държавата членка.

5. Съответният регулаторен орган или, когато е приложимо, държавата членка взема решение за разширяването на приложимостта на настоящия регламент и за съществуващите системи за ПТВН или модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, в рамките на шест месеца от получаването на доклада и препоръката от съответния ОПС в съответствие с член 65, параграф 4. Решението на регулаторния орган или, когато е приложимо, на държавата членка, се публикува.

6. Съответният ОПС взема предвид оправданите правни очаквания на собствениците на система за ПТВН и модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, като част от оценката на прилагането на настоящия регламент за съществуващите системи за ПТВН или модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ.

7. Съответният ОПС може да направи оценка на прилагането на някои или всички разпоредби на настоящия регламент за съществуващи системи за ПТВН или модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, на всеки три години в съответствие с критериите и процедурата, формулирани в параграфи 3 до 5.

## Член 5

### Регулаторни аспекти

1. Изискванията с общо приложение, определяни от съответните системни оператори или оператори на преносни системи съгласно настоящия регламент, подлежат на одобряване от организацията, определена от държавата членка, и се публикуват. Определената организация трябва да бъде регулаторният орган, освен ако не е предвидено друго от държавата членка.

2. За изисквания, специфични за дадения обект, определяни от съответните системни оператори или оператори на преносни системи съгласно настоящия регламент, държавите членки могат да изискват одобрение от страна на набелязаната организация.

3. При прилагането на настоящия регламент, държавите членки, компетентните организации и системните оператори трябва:

а) да прилагат принципите на пропорционалност и за недопускане на дискриминация;

б) да гарантират прозрачност;

в) да прилагат принципа на оптимизация между най-високата обща ефективност и най-ниските общи разходи за всички участващи страни;

г) да се съобразяват със задълженията за гарантиране на сигурността на системата, носени от съответния ОПС, с цел да се гарантира сигурността на системата, включително съгласно изискванията на националното законодателство;

д) да се консултират със съответните ОРС и да вземат предвид потенциалните въздействия върху тяхната система;

е) да вземат под внимание договорените европейски стандарти и технически спецификации.

4. Съответният системен оператор или ОПС внася предложение за изисквания с общо приложение или за методиката, използвана за изчисляването или определянето им, за одобряване от компетентната организация в рамките на две години от влизането в сила на настоящия регламент.

5. Когато в настоящия регламент се изисква съответният системен оператор, съответният ОПС, собственикът на система за ПТВН, собственикът на модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ и/или операторът на разпределителна система, да постигнат съгласие, те се стремят да направят това в срок от шест месеца след постъпването на първото предложение от една от страните към другите страни. Ако не е постигнато споразумение в рамките на този срок, всяка страна може да поиска от съответния регулаторен орган да вземе решение в срок от шест месеца.

6. Компетентните организации вземат решения по предложенията за изисквания или методики в срок от шест месеца след получаването на тези предложения.

7. Ако съответният системен оператор или ОПС счете, че е необходимо изменение на изискванията или методиките, както са предвидени и одобрени съгласно параграфи 1 и 2, изискванията, предвидени в параграфи 3—8, се прилагат за предложеното изменение. Системните оператори и операторите на преносни системи, които предлагат изменение, трябва да вземат под внимание оправданите правни очаквания, ако има такива, на собствениците на система за ПТВН и собствениците на модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, производителите на оборудване и други заинтересовани страни въз основа на първоначално определените или договорени изисквания или методики.

8. Всяка страна, която има оплакване срещу съответен системен оператор или ОПС във връзка със задълженията на въпросния съответен оператор на мрежа или ОПС по настоящия регламент, може да отнесе жалбата си до регулаторния орган, който, действайки като орган за разрешаване на спорове, издава решение в срок от два месеца след получаване на жалбата. Този срок може да бъде удължен с два месеца ако регулаторният орган изиска допълнителна информация. Този удължен срок може да бъде удължен допълнително със съгласието на жалбоподателя. Решението на регулаторния орган има обвързваща сила, ако и докато не бъде отменено при обжалване.

9. Когато изискванията съгласно настоящия регламент се определят от съответен системен оператор, който не е ОПС, държавите членки могат да предвидят вместо него отговорен за определянето на съответните изисквания да бъде ОПС.

## Член 6

### Множество ОПС

1. Когато в държава членка има повече от един ОПС, настоящият регламент се прилага за всички тези ОПС.

2. В рамките на националния регулаторен режим държавите членки могат да предвидят отговорността на ОПС да изпълни едно, няколко или всички задължения по настоящия регламент да бъде възложена на един или повече конкретни ОПС.

## Член 7

### Възстановяване на разходите

1. Разходите на системни оператори (които са обект на регулиране на мрежовите тарифи), произтичащи от задълженията, формулирани в настоящия регламент, се оценяват от съответните регулаторни органи. Разходи, оценени като разумни, ефективни и съразмерни се възстановяват чрез мрежовите тарифи или други подходящи механизми.

2. По искане на съответните регулаторни органи, системните оператори, споменати в параграф 1, предоставят, в срок от три месеца от искането, необходимата информация, за да се улесни оценяването на направените разходи.

## Член 8

### Обществена консултация

1. Съответните системни оператори и съответните ОПС провеждат консултации със заинтересованите страни, включително с компетентните органи на всяка държава членка, относно предложения за разширяване на приложимостта на настоящия регламент за съществуващите системи за ПТВН и модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, в съответствие с член 4, параграф 3, относно доклада, подготвен в съответствие с член 65, параграф 3, и анализа на разходите и ползите, направен в съответствие с член 80, параграф 2. Консултацията продължава най-малко един месец.

2. Съответните системни оператори или съответни ОПС вземат надлежно под внимание становищата на заинтересованите страни, получени в резултат на консултациите, преди представянето на проектопредложението, доклада или анализа на разходите и ползите за одобряване от регулаторния орган или, ако е приложимо, от държавата членка. Във всички случаи, своевременно преди или заедно с публикуването на предложението се предоставя солидна обосновка за включването или невключването на гледищата на заинтересованите страни.

## Член 9

### Участие на заинтересованите страни

Агенцията за сътрудничество между енергийните регулатори (Агенцията), в тясно сътрудничество с Европейската мрежа на операторите на преносни системи за електроенергия (ЕМОПС за електроенергия), организира участието на заинтересованите страни във връзка с изискванията за присъединяване към електроенергийната мрежа на системи за ПТВН и модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, и с други аспекти на прилагането на настоящия регламент. Това включва провеждането на редовни срещи със заинтересованите страни, за да се набележат проблемите и да се предложат подобрения, по-специално по отношение на изискванията за присъединяване към електроенергийната мрежа на системи за ПТВН и модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ.

## Член 10

### Задължения за поверителност

1. Всяка поверителна информация, която се получава, обменя или предава съгласно настоящия регламент, е предмет на разпоредбите за професионална тайна, установени в параграфи 2, 3 и 4.

2. Задължението за професионална тайна важи за всички лица, регулаторни органи или организации, които са обект на разпоредбите на настоящия регламент.

3. Поверителна информация, получена от посочените в параграф 2 лица, регулаторни органи или организации в хода на изпълнение на техните задължения, не може да се разкрива на друго лице или орган, без да се засягат случаите, уредени от националното право, другите разпоредби на настоящия регламент или други съответни законодателни актове на Съюза.

4. Без да се засягат случаите, обхванати от националното право или правото на Съюза, регулаторните органи, организациите или лицата, които получават поверителна информация съгласно настоящия регламент, могат да я използват единствено за целите на изпълнението на своите функции по настоящия регламент.

## ДЯЛ II

### ОБЩИ ИЗИСКВАНИЯ ЗА ВРЪЗКИ ЗА ПТВН

#### ГЛАВА 1

##### Изисквания за регулирането на активната мощност и поддържането на честотата

#### Член 11

##### Обхвати за честотата

1. Една система за ПТВН трябва да може да остава свързана към мрежата и да продължава да функционира в рамките на обхватите за честотата и времевите интервали, специфицирани в таблица 1 от приложение I за обхвата на мощността на късо съединение, както е специфицирано в член 32, параграф 2.

2. Съответният ОПС и собственикът на системата за ПТВН могат да се споразумеят за по-големи обхвати за честотата или по-дълги минимални периоди на експлоатация, ако това е необходимо за запазване или за възстановяване на сигурността на системата. Ако са икономически и технически осъществими по-големи обхвати за честотата или по-дълги минимални периоди на експлоатация, собственикът на системата за ПТВН не може без основателни причини да откаже споразумение;

3. Без да се засяга параграф 1, една система за ПТВН трябва да може да се изключва автоматично при честотите, посочени от съответния ОПС.

4. Съответният ОПС може да специфицира максимално допустимо намаление на генерираната активна мощност спрямо работната ѝ точка, ако честота в системата спадне под 49 Hz.

## Член 12

### Устойчивост по отношение на скоростта на изменение на честотата

Една система за ПТВН трябва да може да остава свързана към мрежата и да функционира ако честота в мрежата се мени със скорост между  $- 2,5$  и  $+ 2,5$  Hz/s (измервано във всеки момент като средна стойност на скоростта на изменение на честотата за предходната 1s).

## Член 13

Регулируемост и обхват на регулиране на активната мощност и скорост на линейно изменение

### 1. По отношение на способността за регулиране на пренасяната активна мощност:

а) една система за ПТВН трябва да може да регулира пренасяната активна мощност до максималната си способност за пренасяне на активна мощност чрез ПТВН във всяка посока след указание от съответния ОПС.

Съответният ОПС:

i) може да специфицира максимална и минимална големина на стъпката за регулиране на пренасяната активна мощност;

ii) може да специфицира минимална способност за пренасяне на активна мощност чрез ПТВН за всяка посока, под която не се изисква да има преносна способност за активна мощност; както и

iii) специфицира максималното закъснение, в рамките на което системата за ПТВН трябва да може да регулира пренасяната активна мощност при получаване на заявка от съответния ОПС.

б) съответният ОПС специфицира как дадена система за ПТВН трябва да може да променя подаваната пренасяна активна мощност в случай на смущения в работата на една или повече от мрежите за променливо напрежение, към които е свързана. Ако първоначалното закъснение от получаването на сигнала за задействане до началото на изменението е повече от 10 милисекунди, изпратен от съответния ОПС, това трябва да бъде логично обосновано от собственика на системата за ПТВН пред съответния ОПС.

в) съответният ОПС може да специфицира, че дадена система за ПТВН трябва да позволява бързо обръщане на посоката на пренасяне на активната мощност. Трябва да бъде възможно посоката на пренасяне на мощността да се обръща (от състояние на максималната преносна способност за активна мощност в едната посока до постигане на максималната преносна способност за активна мощност в другата посока) толкова бързо, колкото е технически осъществимо, и ако времето за това обръщане надвишава 2 секунди, това трябва да бъде логично

обосновано от собственика на системата за ПТВН пред съответните ОПС.

г) при системи за ПТВН, свързващи различни контролни зони или синхронни зони, системата за ПТВН трябва да бъде оборудвана с функции за управление, даващи възможност на съответните ОПС да променят пренасяната активна мощност за целите на трансграничното балансиране.

2. Една система за ПТВН трябва да може да регулира промените в скоростта на линейно изменение на активната мощност в рамките на техническите си възможности в съответствие с указания, изпратени от съответните ОПС. В случай на изменение на активната мощност в съответствие с букви б) и в) от параграф 1, не се извършва регулиране на скоростта на линейно изменение.

3. Ако са специфицирани от съответния ОПС при съгласуване със съседните ОПС, функциите за управление на дадена система за ПТВН трябва да могат да предприемат автоматични коригиращи действия, включително, но не само, спиране на линейното изменение и блокиране на режимите FSM, LFSM-O, LFSM-U и регулирането на честотата. Критериите за задействане и блокиране трябва да са специфицирани от съответния ОПС и подлежат на съобщаване на регулаторния орган. Условието за това съобщаване се определят в съответствие с приложимата национална нормативна уредба.

#### Член 14

##### Изкуствен инерционен момент

1. Ако е указано от съответния ОПС, дадена система за ПТВН трябва да е в състояние да осигурява изкуствен инерционен момент в зависимост от измененията на честотата, като тази способност трябва да се задейства в режими на ниска и/или висока честота чрез бързо регулиране на активната мощност, подавана или отвеждана от мрежата за променливо напрежение, с цел да ограничи скоростта на изменение на честотата. Изискването трябва да взема предвид най-малко резултатите от изследванията, извършвани от операторите на преносни системи, за да установят дали е необходимо да се определи минимален инерционен момент.

2. Принципът на тази система за регулиране и съответните експлоатационни параметри се договарят между съответния ОПС и собственика на системата за ПТВН.

#### Член 15

Изисквания, свързани с честотно зависимия режим, честотно зависимия режим с ограничаване при повишена честота и честотно зависимия режим с ограничаване при понижена честота

Изискванията, прилагани за честотно зависимия режим, честотно зависимия режим с ограничаване при повишена честота и честотно зависимия режим с ограничаване при понижена честота, трябва да бъдат както е определено в приложение II.

## Член 16

### Регулиране на честотата

1. Ако е указано от съответния ОПС, една система за ПТВН трябва да има предвиден независим режим на регулиране за изменение на генерираната активна мощност от преобразователната подстанция за ПТВН в зависимост от честотите във всички точки на присъединяване на системата за ПТВН, с цел да поддържа устойчиви честотите на системата.

2. Съответният ОПС специфицира принципа на действие, съответните експлоатационни параметри и критериите за задействане на регулирането на честотата, посочено в параграф 1.

## Член 17

### Максимална загуба на активна мощност

1. Една система за ПТВН се конфигурира по такъв начин, че спадът на подаваната от нея активна мощност в дадена синхронна зона да се ограничи до стойност, специфицирана от съответните ОПС за съответната им зона на регулиране на товара и честотата, въз основа на въздействието на системата за ПТВН върху електроенергийната система.

2. Когато система за ПТВН свързва две или повече зони на регулиране, съответните ОПС се консултират помежду си, за да определят съгласувана стойност за максималния спад в подаването на активна мощност, както е посочено в параграф 1, като вземат предвид повредите с обща причина.

## ГЛАВА 2

### Изисквания за регулирането на реактивната мощност и поддържането на напрежението

## Член 18

### Обхвати за напрежението

1. Без да се засяга член 25, една преобразователна подстанция за ПТВН трябва да може да остава свързана към мрежата и да бъде експлоатирана при максималния ток на системата за ПТВН в обхватите на мрежовото напрежение в точката на присъединяване, изразени чрез напрежението в точката на присъединяване, отнесено към базовата стойност на напрежението за изчисляване в относителни единици, и за периодите, посочени в таблици 4 и 5 от приложение III. Установяването на базовото напрежение за изчисляване в относителни единици, трябва да бъде обект на съгласуване между съседните съответни системни оператори.



2. Собственикът на системата за ПТВН и съответният системен оператор, при съгласуване със съответния ОПС, може да се споразумеят за по-широки обхвати за напрежението или по-дълги минимални периоди на експлоатация от посочените в параграф 1, за да се гарантира най-доброто използване на техническите възможности на системата за ПТВН, ако е необходимо за запазване или възстановяване на сигурността на системата. Ако са икономически и технически осъществими по-широки обхвати за напрежението или по-дълги минимални периоди на експлоатация, собственикът на системата за ПТВН не може без основателни причини да откаже споразумение.

3. Една преобразователна подстанция за ПТВН трябва да може да се изключва автоматично при напреженията на точката на присъединяване, специфицирани от съответния системен оператор в сътрудничество със съответния ОПС. Условието и настройките за автоматично изключване се договарят между съответния системен оператор, при съгласуване със съответния ОПС, и собственика на системата за ПТВН.

4. За точки на присъединяване с базовите променливи напрежения за изчисляване в относителни единици, които не са включени в обхвата, определен в приложение III, съответният системен оператор, при съгласуване със съответните ОПС, посочва приложимите изисквания в точките на присъединяване.

5. Независимо от разпоредбите на параграф 1, съответните ОПС в Прибалтийската синхронна зона може, след консултиране със съответните съседни ОПС, да изискват преобразователните подстанции за ПТВН да остават свързани към мрежата 400 kV при границите на обхвата за напреженията и за времевите интервали, важащи за синхронната зона на континентална Европа.

## Член 19

### Допринасяне към късото съединение по време на повреда

1. Ако е указано от съответния системен оператор, при съгласуване със съответния ОПС, една система за ПТВН трябва да може да осигурява бърз ток на късо съединение в точката на присъединяване в случай на симетрични (3-фазни) повреди.

2. Когато се изисква една система за ПТВН да има възможността, посочена в параграф 1, съответният системен оператор, при съгласуване със съответния ОПС, специфицира следното:

а) как и кога се определя отклонение в напрежението както и краят на отклонението в напрежението;

б) характеристиките на бързия ток на късо съединение;

в) моментът и точността за бързия ток на късо съединение, който може да включва няколко етапа.

3. Съответният системен оператор, при съгласуване със съответния ОПС, може да

формулира изискване за несиметрично подаване на ток в случай на несиметрични (1-фазни или 2-фазни) повреди.

## Член 20

### Способност за генериране на реактивна мощност

1. Съответният системен оператор, при съгласуване със съответния ОПС, формулира изискванията за способността за осигуряване на реактивна мощност в точките на присъединяване, в контекста наменящо се напрежение. Предложението за тези изисквания трябва да включва характеристика  $U-Q/P_{max}$ , в границите на която преобразувателната подстанция за ПТВН трябва да може да осигурява реактивна мощност при максималната си способност за пренасяне на активна мощност чрез ПТВН.

2. Характеристиката  $U-Q/P_{max}$ , посочена в параграф 1, трябва да отговаря на следните принципи:

а) характеристиката  $U-Q/P_{max}$  не трябва да излиза извън обвивката на характеристиката  $U-Q/P_{max}$ , представена с вътрешната обвивка на фигурата, дадена в приложение IV, и не е нужно да бъде правоъгълна;

б) за размерите на обвивката на характеристиката  $U-Q/P_{max}$ , трябва да са спазени стойностите, установени за всяка синхронна зона в таблицата в приложение IV; както и

в) положението на обвивката на характеристиката  $U-Q/P_{max}$  трябва да бъде в рамките на непроменящата се външна обвивка на фигурата от приложение IV.

3. Една система за ПТВН трябва да може да се придвижва във всяка работна точка в рамките на своята характеристика  $U-Q/P_{max}$  във времевите интервали, указани от съответния системен оператор при съгласуване със съответния ОПС.

4. При експлоатация с генерирана активна мощност по-малка от максималната способност за пренасяне на активна мощност чрез ПТВН ( $P < P_{max}$ ), преобразувателната подстанция за ПТВН трябва да може да работи във всяка възможна работна точка, както е специфицирано от съответния системен оператор при съгласуване със съответния ОПС, и в съответствие със способността за осигуряване на реактивна мощност, определена от характеристиката  $U-Q/P_{max}$ , специфицирана в параграфи 1—3.

## Член 21

### Реактивна мощност, обменяна с мрежата

1. Собственикът на системата за ПТВН гарантира, че реактивната мощност на неговата преобразувателна подстанция за ПТВН, която се обменя с мрежата в точката на присъединяване, е ограничена до стойностите, специфицирани от съответния системен оператор при съгласуване

със съответния ОПС.

2. Измененията на реактивната мощност, причинени от експлоатацията на преобразователната подстанция за ПТВН в режим на регулиране на реактивната мощност, посочена в член 22, параграф 1, не трябва да води до стъпково изменение в напрежението, с което се надвишава допустимата стойност в точката на присъединяване. Съответният системен оператор, при съгласуване със съответния ОПС, специфицира тази максимално допустима стойност на стъпковото изменение.

## Член 22

### Режим на регулиране на реактивната мощност

1. Една преобразователна подстанция за ПТВН трябва да може да се експлоатира в един или повече от следните три режима на регулиране, както е специфицирано от съответния системен оператор в сътрудничество със съответния ОПС:

- а) режим на регулиране на напрежението;
- б) режим на регулиране на реактивната мощност;
- в) режим на регулиране на фактора на мощността.

2. Една преобразователна подстанция за ПТВН трябва да може да се експлоатира в допълнителни режими на регулиране, специфицирани от съответния системен оператор в сътрудничество със съответния ОПС:

3. За целите на режима на регулиране на напрежението, всяка преобразователна подстанция за ПТВН трябва да може да допринася за регулирането на напрежението в точката на присъединяване, използвайки своите възможности, при спазване на членове 20 и 21, в съответствие със следните характеристики на регулирането:

а) специфицира се зададена стойност за напрежението в точката на присъединяване, така че да се покрие конкретен експлоатационен диапазон, било то непрекъснато или на степени, от съответния системен оператор, при съгласуване със съответния ОПС;

б) регулирането на напрежението може да бъде извършвано със или без зона на нечувствителност около зададената стойност, избираема в обхват от нула до  $\pm 5$  % от базовото мрежово напрежение за изчисляване в отн. ед. Зоната на нечувствителност трябва да може да се регулира на степени, както е специфицирано от съответния системен оператор при съгласуване със съответния ОПС;

в) след стъпална промяна в напрежението, преобразователната подстанция за ПТВН трябва да може:

- і) да постига 90 % от изменението на генерираната реактивна мощност в рамките на

времето  $t_1$ , специфицирано от съответния системен оператор при съгласуване със съответния ОПС. Времето  $t_1$  трябва да бъде в интервала 0,1—10 секунди; както и

ii) да се установява на стойността, определена от експлоатационния наклон, в рамките на времето  $t_2$ , специфицирано от съответния системен оператор при съгласуване със съответния ОПС. Времето  $t_2$  трябва да бъде в интервала 1—60 секунди, със специфициран толеранс при стационарни условия, даден в % от максималната реактивна мощност.

г) Режимът на регулиране на напрежението трябва да включва способността за изменение на генерираната реактивна мощност въз основа на комбинация от променена зададена стойност за напрежението и допълнителен указан компонент за реактивната мощност. Наклонът трябва да е специфициран с обхват и стъпка, специфицирани от съответния системен оператор в сътрудничество със съответния ОПС.

4. По отношение на режима на регулиране на реактивната мощност, съответният системен оператор специфицира обхват за реактивната мощност в MVA<sub>r</sub> или в % от максималната реактивна мощност, както и съответна точност за точката на присъединяване, използвайки възможностите на системата за ПТВН, при спазване на членове 20 и 21.

5. За целите на режима на регулиране на фактора на мощността, преобразователната подстанция за ПТВН трябва да може да регулира фактора на мощността до целева стойност в точката на присъединяване, при спазване на членове 20 и 21. Наличните зададени стойности следва да бъдат на разположение на стъпки, не по-големи от максимално допустимата стъпка, специфицирана от съответния системен оператор.

6. Съответният системен оператор, при съгласуване със съответния ОПС, специфицира всякакво оборудване, необходимо, за да се позволи дистанционна избиране на режимите на регулиране и съответните зададени стойности.

## Член 23

### Приоритет на приноса на активна или реактивна мощност

Отчитайки възможностите на системата за ПТВН, специфицирани в съответствие с настоящия регламент, съответният ОПС определя дали с приоритет се ползва приносът на активна мощност или приносът на реактивна мощност при експлоатация на ниско или на високо напрежение и по време на повреди, за които се изисква способност за поддържане на непрекъснатостта на електроснабдяването. Ако се даде приоритет на приноса на активна мощност, осигуряването ѝ трябва да бъде в рамките на времеви интервал след възникването на повредата, както е специфицирано от съответния ОПС.

## Член 24

### Качество на електроенергията

Собственикът на система за ПТВН трябва да гарантира, че присъединяването на неговата система за ПТВН към мрежата не води до нарушаване или колебания в захранващото напрежение на мрежата в точката на присъединяване, надхвърлящи нивото, специфицирано от съответния системен оператор при съгласуване сътрудничество със съответния ОПС. Процесът за провеждане на необходимите изследвания и предоставяне на съответните данни от всички потребители на електроенергийната мрежа, както и определените и осъществени действия за смекчаване, трябва да е в съответствие с процедурата от член 29.

## ГЛАВА 3

### Изисквания за способността за поддържане на непрекъснатост на електроснабдяването

#### Член 25

##### Способност за поддържане на непрекъснатост на електроснабдяването

1. Съответният ОПС специфицира, при спазване на член 18, характеристика на напрежението във функция от времето, както е определено в приложение V, и като взема предвид характеристиката на напрежението във функция от времето, специфицирана за модули от вида „електроенергиен парк“ в съответствие с Регламент (ЕС) 2016/631. Тази характеристика важи за точки на присъединяване при състояния на повреда, в които преобразователната подстанция за ПТВН трябва да може да остане свързана към мрежата и да продължава стабилната си работа, след като електроенергийната система се е възстановила след отстраняване на повредата. Характеристиката на напрежението във функция от времето трябва да изразява долна граница на действителното изменение на линейните (междуфазните) напрежения при стойността на мрежовото напрежение в точката на присъединяване, при симетрична повреда, като функция на времето преди, по време на и след повредата. Всеки период на поддържане на непрекъснатостта на електроснабдяването, по-дълъг от  $t_{res2}$ , се специфицира от съответния ОПС в съответствие с член 18.

2. При поискване от собственика на системата за ПТВН, съответният системен оператор предоставя предаварийните и следаварийните условия, предвидени в член 32 по отношение на:

а) предаварийната минимална мощност на късо съединение във всяка точка на присъединяване, изразена в MVA;

б) предаварийната работна точка на преобразователната подстанция за ПТВН, изразена като генерирана активна и генерирана реактивна мощност в точката на присъединяване при напрежението в точката на присъединяване; както и

в) следаварийната минимална мощност на късо съединение във всяка точка на присъединяване, изразена в MVA.

Като алтернатива, от съответния системен оператор могат да бъдат предоставени обобщени стойности за горните състояния, получени за типични случаи.

3. Преобразувателната подстанция за ПТВН трябва да може да остава свързана към мрежата и да продължава да работи стабилно, когато действителното изменение на линейните напрежения на нивото на мрежовото напрежение в точката на присъединяване по време на симетрична повреда, при дадените предаварийни и следаварийни условия от параграф 32, остава над долната граница, определена на фигурата от приложение V, освен ако последователността от действия на защитата за вътрешни повреди не изисква изключването на преобразувателната подстанция за ПТВН от мрежата. Последователностите от действия на защитата и настройките за вътрешни повреди трябва да са предвидени така, че да не застрашават показателите за способността за поддържане на непрекъснатостта на електроснабдяването.

4. Съответният ОПС може да специфицира напрежения (Ublock) в точките на присъединяване при специфични условия на мрежата, при които за системата за ПТВН е позволено да блокира. Да блокира означава да остане свързана към мрежата без принос от активна и реактивна енергия за период от време, който трябва да бъде толкова кратък, колкото е технически осъществимо и който се договаря между съответните ОПС и собственика на системата за ПТВН.

5. В съответствие с член 34, от собственика на системата за ПТВН се задава минималнонапреженова защита според максималните технически възможности на преобразувателната подстанция за ПТВН. Съответният системен оператор, при съгласуване със съответния ОПС, може да специфицира по тесни настройки съгласно член 34.

6. Съответният ОПС специфицира способности за поддържане на непрекъснатостта на електроснабдяването в случай на асиметрични повреди.

## Член 26

### Възстановяване на активната мощност след повреда

Съответният ОПС специфицира големината и характеристиката във времето за възстановяването на активната мощност, което системата за ПТВН трябва да може да осигурява, в съответствие с член 25.

## Член 27

### Бързо възстановяване от постояннотокови повреди

Системи за ПТВН, включително въздушните линии за ПТ, трябва да могат да се възстановяват бързо от преходни повреди в системата за ПТВН. Подробностите около тази способност подлежат на съгласуване и договаряне относно последователностите от действия за защита и настройките съгласно член 34.

## ГЛАВА 4

### Изисквания за регулиране

## Член 28

### Електрозахранване и синхронизиране на преобразователни подстанции за ПТВН

Освен ако не е указано друго от съответния системен оператор, по време на електрозахранването или синхронизирането на преобразователна подстанция за ПТВН с мрежата за променливо напрежение или при свързването на захранена преобразователна подстанция за ПТВН към система за ПТВН, преобразователната подстанция за ПТВН трябва да има способността да ограничава всякакви изменения на напрежението до стационарно ниво, специфицирано от съответния системен оператор при съгласуване със съответния ОПС. Специфицираното ниво не трябва да надвишава 5 процента от напрежението преди синхронизирането. Съответният системен оператор, при съгласуване със съответния ОПС, определя максимална големина, продължителност и времеви интервал на измерване на напрежението при преходните процеси.

## Член 29

### Взаимодействие между системите за ПТВН и други установки и оборудване

1. Когато няколко преобразователни подстанции за ПТВН или други установки и оборудване са в непосредствена електрическа близост, съответният ОПС може да укаже, че е необходимо изследване, както и обхвата и размера на въпросното изследване, за да се докаже, че няма да възникне неблагоприятно взаимодействие. Ако се открие неблагоприятно взаимодействие, изследванията трябва да определят възможни смекчаващи мерки, които да бъдат приложени, за да се гарантира съответствие с изискванията на настоящия регламент.

2. Изследванията се извършват от собственика на системата за ПТВН, която осигурява връзката, с участието на всички други страни, набелязани от операторите на преносни системи като съответни на всяка точка на присъединяване. Държавите членки могат да предвидят отговорността за извършването на изследванията в съответствие с настоящия член да се носи от оператора на преносна система. Всички страни трябва да бъдат информирани за резултатите от изследванията.

3. Всички страни, определени от съответния ОПС като съответни на всяка точка на присъединяване, включително съответният ОПС, допринасят за изследванията и предоставя всички съответни данни и модели, необходими в рамките на разумното, за постигането на целите на изследването. Съответният ОПС събира тези входни данни и ги предава, когато е приложимо, на страната, отговорна за изследванията в съответствие с член 10.

4. Съответният ОПС прави оценка на резултатите от изследванията въз основа на техния обхват и размер, както е определено в съответствие с параграф 1. Ако е необходимо за оценяването, съответният ОПС може да изиска собственикът на системата за ПТВН да направи допълнителни изследвания в съответствие с обхвата и размера, специфицирани в съответствие с параграф 1.

5. Съответният ОПС може да преразгледа или повтори някое или всички изследвания. Собственикът на системата за ПТВН предоставя на съответния ОПС всички съответни данни и модели, които позволяват извършването на такова изследване.

6. Всички необходими действия за смекчаване, набелязани от изследванията, извършени в съответствие с параграфи 2 и 5 и преразгледани от съответния ОПС, се предприемат от собственика на системата за ПТВН като част от присъединяването на новата преобразователна подстанция за ПТВН.

7. Съответният ОПС може да специфицира преходни нива на показателите (свързани с работните събития) за отделната система за ПТВН или колективно за всички общо засегнати системи за ПТВН. Тази спецификация може да бъде предоставена с цел да се запази работоспособността както на оборудването на ОПС, така и на оборудването на потребителите на електроенергийната мрежа по начин, който е съвместим с неговия национален правилник.

## Член 30

### Способност за погасяване на колебания на мощността

Системата за ПТВН трябва да може да допринася за погасяването на колебанията на мощността в свързаните мрежи за променливо напрежение. Системата за регулиране на системата за ПТВН не трябва да намалява погасяването на колебанията на мощността. Съответният ОПС определя обхвата на честотата на колебанията, които последователността от действия за регулиране трябва принудително да погаси, както и условията на мрежата, при които това се осъществява, като взема предвид най-малко евентуални изследвания за оценка на динамичната стабилност, предприети от операторите на преносни системи за определяне на границите на стабилност и потенциални проблеми със стабилността в техните преносни системи. Подборът на настройките за параметри на регулиране се договаря между съответния ОПС и собственика на системата за ПТВН.

## Член 31

### Способност за погасяване на подсинхронното взаимодействие при усукване

1. По отношение на регулирането на погасяването на подсинхронното взаимодействие при усукване (SSTI) системата за ПТВН трябва да може да допринася за електрическото погасяване на честотите на колебателно усукване.

2. Съответният ОПС указва необходимия размер на изследванията на SSTI и предоставя входящи параметри, доколкото са налични, свързани с оборудването и съответните системни условия в неговата мрежа. Изследванията на SSTI се осигуряват от собственика на системата за ПТВН. В изследванията се определят условията, ако има такива, при които има SSTI, и се предлагат всякакви необходими процедури за намаляване на риска. Държавите членки могат да предвидят отговорността за извършването на изследванията в съответствие с настоящия член да



се носи от оператора на преносна система. Всички страни трябва да бъдат информирани за резултатите от изследванията.

3. Всички страни, определени от съответния ОПС като съответни на всяка точка на присъединяване, включително съответният ОПС, допринасят за изследванията и предоставя всички съответни данни и модели според логичните изисквания за постигане на целите на изследването. Съответният ОПС събира тези входни данни и ги предава, когато е приложимо, на страната, отговорна за изследванията в съответствие с член 10.

4. Съответният ОПС прави оценка на резултата от изследванията на SSTI. Ако е необходимо за оценяването, съответният ОПС може да поиска собственикът на системата за ПТВН да направи допълнителни изследвания в съответствие със същия обхват и размер.

5. Съответният ОПС може да преразгледа или повтори изследването. Собственикът на системата за ПТВН предоставя на съответния ОПС всички съответни данни и модели, които позволяват извършването на такова изследване.

6. Всички необходими действия за смекчаване, набелязани от изследванията, извършени в съответствие с параграфи 2 или 4 и преразгледани от съответните ОПС, се предприемат като част от присъединяването на новата преобразователна подстанция за ПТВН.

## Член 32

### Характеристики на мрежата

1. Съответният системен оператор специфицира и оповестява публично метода и предаварийните и следаварийните условия за изчисляване поне на минималната и максималната мощност на късо съединение в точките на присъединяване.

2. Системата за ПТВН трябва да може да работи в рамките на мощността на късо съединение и характеристиките на мрежата, специфицирани от съответния системен оператор.

3. Всеки съответен системен оператор осигурява на собственика на системата за ПТВН еквиваленти на мрежа, описващи поведението на мрежата в точката на присъединяване, давайки възможност на собствениците на системата за ПТВН да разработят системата си с оглед най-малкото (но не само) на хармониците и динамичната стабилност през срока на експлоатация на системата за ПТВН.

## Член 33

### Устойчивост на системата за ПТВН

1. Системата за ПТВН трябва да може да открива стабилни работни точки при минимално изменение на потока на активна мощност и стойността на напрежението, по време на и след всяка планова или непланова промяна в системата за ПТВН или в мрежата за променливо

напрежение, към която тя е присъединена. Съответният ОПС специфицира измененията на системните условия, за които системите за ПТВН трябва да остават в стабилна експлоатация.

2. Собственикът на системата за ПТВН гарантира, че задействането на защитата или изключването на преобразователна подстанция за ПТВН, като част от някоя многоизводна (с повече от две крайни точки) или вградена система за ПТВН, не води до преходни процеси в точката на присъединяване отвъд границата, специфицирана от съответния ОПС.

3. Системата за ПТВН трябва да издържа преходни повреди по линиите за променлив ток с високо напрежение (ПрТВН) в мрежата, в съседство или в близост до системата за ПТВН, и не трябва да предизвиква изключване от мрежата на каквото и да било оборудване в системата за ПТВН, дължащо се на автоматично повторно включване на линии в мрежата.

4. Собственикът на системата за ПТВН трябва да предостави информация на съответния системен оператор относно устойчивостта на системата за ПТВН към смущения в работата на системата за променливо напрежение.

## ГЛАВА 5

### Изисквания за устройствата за защита и настройките

#### Член 34

##### Последователности от действия и настройки за електрическа защита

1. Съответният системен оператор специфицира, при съгласуване със съответния ОПС, последователностите от действия и настройките, необходими за защита на мрежата, като взема предвид характеристиките на системата за ПТВН. Последователности от действия на защитата, които са от значение за системата за ПТВН и мрежата, и настройки, които са от значение за системата за ПТВН, се съгласуват и договарят между съответния системен оператор, съответния ОПС и собственика на системата за ПТВН. Последователностите от действия и настройките за защита от вътрешни електрически повреди трябва да са предвидени така, че да не застрашават показателите на системата за ПТВН в съответствие с настоящия регламент.

2. Електрическата защита на системата за ПТВН трябва да е с приоритет спрямо органите за управление на експлоатацията, като отчита сигурността на системата, здравето и безопасността на личния състав и населението и ограничаването на щетите за системата за ПТВН.

3. Всяка промяна в последователностите от действия на защитата или техните настройки, които са от значение за системата за ПТВН и мрежата, се договаря между съответния системен оператор, съответния ОПС и собственика на системата за ПТВН преди да бъде приложена от собственика на системата за ПТВН.

#### Член 35

## Йерархия на приоритетите за защитата и регулирането

1. Между съответния ОПС, съответния системен оператор и собственика на системата за ПТВН се съгласува и договоря последователност от действия за регулиране, специфицирана от собственика на системата за ПТВН, състояща се от различни режими на регулиране, включително настройки на специфичните параметри

2. Що се отнася до йерархията на приоритетите за защитата и регулирането, собственикът на системата за ПТВН организира своите устройства за защита и управление в съответствие със следната йерархия на приоритетите, представени в низходящ ред по степен на важност, освен ако не е посочено друго от съответните ОПС, при съгласуване със съответния системен оператор:

- а) защита на мрежовата система и системата за ПТВН;
- б) регулиране на активната мощност с цел подпомагане в извънредни ситуации;
- в) изкуствен инерционен момент, ако е приложимо;
- г) автоматични коригиращи действия, както е посочено в член 13, параграф 3;
- д) режим LFSM;
- е) режим FSM и регулиране на честотата; както и
- ж) ограничение за изменението на мощността.

## Член 36

### Промени в последователностите от действия и настройките за защитата и регулирането

1. Параметрите на различните режими на регулиране и настройките на защитата на системата за ПТВН трябва да могат да бъдат променяни в преобразувателната подстанция за ПТВН, ако това се изисква от съответния системен оператор или съответния ОПС, и в съответствие с параграф 3.

2. Всяка промяна в последователностите или настройките на параметрите на различните режими на регулиране и на защитата на системата за ПТВН, включително процедурата за това, се съгласува и договоря между съответния системен оператор, съответния ОПС и собственика на системата за ПТВН.

3. Режимите на регулиране и съответните зададени стойности на системата за ПТВН трябва да могат да бъдат променяни от разстояние, както е специфицирано от съответния системен оператор, при съгласуване със съответния ОПС.

## ГЛАВА 6

### Изисквания за възстановяване на електроенергийната система

#### Член 37

##### Пускане без външно захранване

1. Съответните ОПС могат да получат оферта за способност за пускане без външно захранване от собственик на система за ПТВН.

2. В случай че едната преобразователна подстанция е захранена, дадена система за ПТВН със способност за пускане без външно захранване трябва да може да захранва шината на подстанцията за променливо напрежение, към която е свързана друга преобразователна подстанция, в рамките на времеви интервал след изключване на системата за ПТВН, определен от съответните ОПС. Системата за ПТВН трябва да може да се синхронизира в рамките на ограниченията за честотата, определени в член 11, и в рамките на ограниченията за напрежението, специфицирани от съответния ОПС или, както е предвидено в член 18, когато е приложимо. От съответния ОПС могат да бъдат специфицирани по-широки обхвати за напрежението и честотата, когато това е необходимо, за да се възстанови сигурността на системата.

3. Съответният ОПС и собственикът на системата за ПТВН се договарят за обхвата и разполагаемостта на способността за пускане без външно захранване и за процедурата за експлоатация.

#### ДЯЛ Ш

ИЗИСКВАНИЯ ЗА МОДУЛИ ОТ ВИДА „ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЕН ПАРК“, ПРИСЪЕДИНЕНИ ЧРЕЗ ВРЪЗКА ЗА ПТ, И ЗА ОТДАЛЕЧЕНИ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛНИ ПОДСТАНЦИИ ЗА ПТВН

## ГЛАВА 1

### Изисквания за модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ

#### Член 38

##### Обхват

Изискванията, приложими за модули от вида „електроенергиен парк“, разположени в морето, съгласно членове 13—22 от Регламент (ЕС) 2016/631, се прилагат за модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, които са предмет на конкретни

изисквания, предвидени в членове 41—45 от настоящия регламент. Тези изисквания се прилагат в граничните точки за ПТВН между модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, и системите за ПТВН. Категоризацията в член 5 от Регламент (ЕС) 2016/631 се прилага за модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ.

## Член 39

### Изисквания за стабилност на честотата

#### 1. По отношение на регулирането в зависимост от честотата:

а) Един модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, трябва да може да получава бърз сигнал от точка на присъединяване в синхронната зона, в която се осигурява регулиране в зависимост от честотата, и да може да обработва този сигнал в рамките на 0,1 секунда от изпращането до приключване на обработката на сигнала за задействане на изменението. Честотата трябва да се измерва в точката на присъединяване в синхронната зона, за която се осигурява регулиране в зависимост от честотата;

б) Модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, които са свързани през системи за ПТВН, свързващи повече от една контролна зона, трябва да могат да осигуряват координирано регулиране на честотата, както е специфицирано от съответния ОПС.

#### 2. По отношение на обхватите и изменението на честотата:

а) Един модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, трябва да може да остава свързан към мрежата на отдалечена преобразователна подстанция за ПТВН и да се експлоатира в рамките на обхватите за честотата и на периодите, специфицирани в приложение VI за системата с номинална честота 50 Hz. Когато се използва номинална честота, различна от 50 Hz, или честота, за която е предвидено да бъде променлива, според споразумението със съответния ОПС, приложимите обхвати за честотата и периодите трябва да бъдат специфицирани от съответния ОПС, като се вземат предвид особеностите на системата и изискванията, определени в приложение VI;

б) Между съответния ОПС и собственика на модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, могат да бъдат договорени по-широки обхвати за честотата или по-дълги минимални периоди на експлоатация, за да се гарантира най-добро използване на техническите възможности на модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, ако е необходимо да се запази или възстанови сигурността на системата. Ако са икономически и технически осъществими по-широки обхвати за честотата или по-дълги минимални периоди на експлоатация, собственикът на модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, не може без основателни причини да откаже споразумение;

в) при спазване на разпоредбите на параграф 2, буква а), един модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, трябва да може да се изключва автоматично на указани честоти, ако е специфицирано от съответния ОПС. Условието и настройките за автоматично изключване се договарят между съответния ОПС и собственика на

модула от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ.

3. Що се отнася до устойчивостта към скоростта на изменение на честотата, един модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, трябва да може да остава свързан към мрежата на отдалечена преобразователна подстанция за ПТВН и да се експлоатира, ако честотата в системата се мени със скорост до  $\pm 2 \text{ Hz/s}$  (измервано във всеки момент като средна стойност на скоростта на изменение на честотата за предходната 1 секунда) в граничната точка за ПТВН на модула от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, при отдалечената преобразователна подстанция за ПТВН за системата с номинална честота 50 Hz.

4. Модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ трябва да имат възможност за честотно зависим режим с ограничаване при повишена честота (LFSM-O) в съответствие с член 13, параграф 2 от Регламент (ЕС) 2016/631, във връзка с реакцията на бързи сигнали, както е специфицирано в параграф 1 за системата с номинална честота 50 Hz.

5. За модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, се определя способност да поддържат постоянна мощност в съответствие с член 13, параграф 3 от Регламент (ЕС) 2016/631 за системата с номинална честота 50 Hz.

6. За модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, се определя способност за регулиране на активната мощност в съответствие с член 15, параграф 2, буква а) от Регламент (ЕС) 2016/631 за системата с номинална честота 50 Hz. Трябва да бъде възможно ръчно управление, в случай че автоматичните устройства за управление от разстояние не работят.

7. За модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, се определя способност за работа в честотно зависим режим с ограничаване при понижена честота (LFSM-U) в съответствие с член 15, параграф 2, буква в) от Регламент (ЕС) 2016/631, във връзка с реакцията на бързи сигнали, както е специфицирано в параграф 1 за системата с номинална честота 50 Hz.

8. За модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, се определя способност за работа в честотно зависим режим в съответствие с член 15, параграф 2, буква г) от Регламент (ЕС) 2016/631, във връзка с реакцията на бързи сигнали, както е специфицирано в параграф 1 за системата с номинална честота 50 Hz.

9. За модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, се определя способност за възстановяване на честотата в съответствие с член 15, параграф 2, буква д) от Регламент (ЕС) 2016/631 за системата с номинална честота 50 Hz.

10. Когато се използва постоянна номинална честота, различна от 50 Hz, или честота, за която е предвидено да бъде променлива, или постоянно напрежение на системата, според споразумението на съответния ОПС, изброените в параграфи 3—9 способности и параметрите, свързани с такива способности, трябва да бъдат специфицирани от съответния ОПС.

## Изисквания за реактивната мощност и напрежението

### 1. По отношение на обхватите за напрежението:

а) един модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, трябва да може да остава свързан към мрежата на отдалечена преобразователна подстанция за ПТВН и да се експлоатира в рамките на обхватите за напрежението (в относителни единици) за периодите, специфицирани в таблици 9 и 10 от приложение VII. Приложимият обхват за напрежението и специфицираните периоди, са избрани въз основа на базовото напрежение за изчисляване в отн. ед.;

б) между съответния системен оператор, съответния ОПС и собственика на модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, могат да бъдат договорени по-широки обхвати за напрежението или по-дълги минимални периоди на експлоатация, за да се гарантира най-добро използване на техническите възможности на модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, ако е необходимо да се запази или възстанови сигурността на системата. Ако са икономически и технически осъществими по-големи обхвати за напрежението или по-дълги минимални периоди на експлоатация, собственикът на модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, не може без основателни причини да откаже споразумение;

в) за модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, които имат гранична точка за ПТВН с мрежата на отдалечена преобразователна подстанция за ПТВН, съответният системен оператор, при съгласуване със съответния ОПС, може да специфицира напреженията в граничната точка за ПТВН, при които даден модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, трябва да може да се изключва автоматично. Условието и настройките за автоматично изключване се договарят между съответния системен оператор, съответния ОПС и собственика на модула от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ;

г) за гранични точки за ПТВН с променливи напрежения, които не са включени в обхвата, определен в приложение VII, съответният системен оператор, при съгласуване със съответния ОПС, формулира приложимите изисквания за точката на присъединяване;

д) когато се използват честоти, различни от номиналните 50 Hz, според споразумението със съответния ОПС, обхватите за напреженията и периодите специфицирани от съответния системен оператор, при съгласуване със съответния ОПС, трябва да бъдат пропорционални на тези от таблици 9 и 10 в приложение VII.

### 2. По отношение на способността за генериране на реактивна мощност на модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ:

а) Ако собственикът на модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, може да стигне до двустранно споразумение със собствениците на системите за ПТВН, свързващи гореспоменатия модул към една единствена точка на свързване към мрежа за променливо напрежение, той трябва да отговаря на всички следни изисквания:

i) той трябва да може с допълнителна установка или оборудване и/или софтуер, да отговори на изискванията за генериране на реактивна мощност, предписани от съответния системен оператор, при съгласуване със съответния ОПС, в съответствие с буква б), и трябва:

— към момента на първоначалното присъединяване и пускане в експлоатация да притежава способностите за генериране на реактивна мощност за някои или всички негови съоръжения в съответствие с буква б), които вече са инсталирани като част от присъединяването (към мрежата за променливо напрежение) на модула от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, или

— да докаже пред съответния системен оператор и съответния ОПС, и след това да постигне споразумение с тях за начина, по който ще се осигури способността за генериране на реактивна мощност, когато модульът от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, е свързан към повече от една точка за свързване в мрежата за променливо напрежение, или към мрежата за променливо напрежение при отдалечената преобразователна подстанция за ПТВН е свързан или друг модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, или система за ПТВН с различен собственик. Това споразумение трябва да включва договореност със собственика на модула от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ (или всеки последващ собственик), че той ще финансира и инсталира способности за генериране на реактивна мощност, изисквани съгласно настоящия член за неговите модули от вида „електроенергиен парк“, в определен момент от време, определен от съответния системен оператор, при съгласуване със съответния ОПС. Съответният системен оператор, при съгласуване със съответния ОПС, уведомява собственика на модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, за предлаганата крайна дата за евентуална възложена разработка, която ще наложи собственикът на модула от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, да инсталира пълната способност за генериране на реактивна мощност;

ii) съответният системен оператор, при съгласуване със съответния ОПС, отчита времевия график за разработката във връзка с модернизиранието на способността за генериране на реактивна мощност на модула от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, като посочи момента, към който това модернизиране на способността за генериране на реактивна мощност трябва да се състои. Времевият график за разработката се предоставя от собственика на модула от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, към момента на присъединяване към мрежата за променливо напрежение.

б) Модулите от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, трябва да отговарят на следните изисквания, свързани със стабилността на напрежението, или в момента на присъединяване или впоследствие, в съответствие със споразумението, посочено в буква а):

i) по отношение на способността за генериране на реактивна мощност при максимална способност за пренасяне на активна мощност за ПТВН, модулите от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, трябва да отговарят на изискванията за способността за осигуряване на реактивна мощност, специфицирани от съответния системен оператор, при съгласуване със съответния ОПС, в контекста наменящо се напрежение. Съответният системен оператор специфицира характеристика  $U-Q/P_{max}$ , която може да приема всякаква форма с обхвати в съответствие с таблица 11, приложение VII, в границите на която модульът от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, трябва да може да осигурява реактивна



мощност при максималната си способност за пренасяне на активна мощност за ПТВН. Съответният системен оператор, при съгласуване със съответния ОПС, разглежда дългосрочното развитие на мрежата при определяне на тези обхвати, както и потенциалните разходи за предоставянето от модули от вида „електроенергиен парк“ на способност за генериране на реактивна мощност при високи напрежения и консумиране на реактивна мощност при ниски напрежения.

Ако в десетгодишния план за развитие на мрежата, разработен в съответствие с член 8 от Регламент (ЕО) № 714/2009, или в национален план, разработен и одобрен в съответствие с член 22 от Директива 2009/72/ЕО, се указва, че модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, ще бъде присъединен чрез връзка за ПрТ към синхронната зона, съответният ОПС може да укаже, че:

— модулът от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, трябва да разполага със способностите, предписани в член 25, параграф 4 от Регламент (ЕС) 2016/631 за тази синхронна зона, които да са инсталирани към момента на първоначалното присъединяване на въпросния модул към мрежата за променливо напрежение и пускането му в експлоатация, или

— собственикът на модула от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, трябва да докаже пред съответния системен оператор и съответния ОПС и след това да постигне споразумение с тях за начина, по който ще се осигури способността за генериране на реактивна мощност, предписана в член 25, параграф 4 от Регламент (ЕС) 2016/631 за тази синхронна зона, в случай, че модулът от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, ще бъде присъединен чрез връзка за ПрТ към синхронната зона;

ii) по отношение на способността за генериране на реактивна мощност, съответният системен оператор може да определи допълнителна реактивна мощност, която да се осигурява, ако точката на присъединяване на модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, не се намира нито на клемите на високата страна на повишаващия (до стойността на напрежението на точката на присъединяване) трансформатор, нито на клемите на синхронния генератор, ако повишаващ трансформатор няма. Тази допълнителна реактивна мощност трябва да компенсира обмена на реактивна мощност на въздушния или кабелен електропровод за високо напрежение между клемите на високата страна на повишаващия трансформатор на модула от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, или неговите клеми от страната на синхронния генератор, ако повишаващ трансформатор няма, и точката на присъединяване, и се предоставя от отговорния собственик на въпросния въздушен или кабелен електропровод.

3. По отношение на приоритета на приноса на активна или на реактивна мощност при модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, съответният системен оператор, при съгласуване със съответния ОПС, указва дали с приоритет се ползва приносът на активна или този на реактивна мощност по време на повреди, за които се изисква способност за поддържане на непрекъснатостта на електроснабдяването. Ако се даде приоритет на приноса на активна мощност, осигуряването ѝ трябва да бъде в рамките на времеви интервал след възникването на повреда, както е специфицирано от съответният системен оператор, при съгласуване със съответния ОПС.

## Изисквания за регулирането

1. По време на синхронизирането на модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, със събирателната мрежа за променливо напрежение, този модул трябва да притежава способността да ограничава всякакви изменения на напрежението до стационарна стойност, специфицирана от съответния системен оператор, при съгласуване със съответния ОПС. Специфицираното ниво не трябва да надвишава 5 процента от напрежението преди синхронизирането. Съответният системен оператор, при съгласуване със съответния ОПС, определя максимална големина, продължителност и времеви интервал на измерване на напрежението при преходните процеси.

2. Собственикът на модула от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, осигурява изходните сигнали, специфицирани от съответния системен оператор при съгласуване със съответния ОПС;

## Член 42

### Характеристики на мрежата

По отношение на характеристиките на мрежата, за модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, се прилага следното:

а) всеки системен оператор специфицира и оповестява публично метода и предаварийните и следаварийните условия за изчисляване на минималната и максималната мощност на късо съединение в граничната точка за ПТВН;

б) модулет от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, трябва да може да се експлоатира стабилно в рамките на минималния до максималния обхват за мощността на късо съединение и характеристиките на късо съединение на мрежата в граничната точка за ПТВН, специфицирани от съответния системен оператор при съгласуване със съответния ОПС;

в) всеки съответен системен оператор и собственик на система за ПТВН предоставя на собственика на модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, еквиваленти на мрежа, представляващи системата, които позволяват на собствениците на модула от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, да проектират своята система по отношение на хармониците.

## Член 43

### Изисквания за защитите

1. Когато мрежата е тази на синхронната зона, се определят последователности от действия и настройки за електрическа защита на модулите от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, в съответствие с член 14, параграф 5, буква б) от Регламент (ЕС)

2016/631. Последователностите от действия за защита трябва да бъдат проектирани, като се вземат предвид показателите на системата, особеностите на електроенергийната мрежа, както и техническите особености на технологията на модула от вида „електроенергиен парк“, и да бъдат договорени със съответния системен оператор, при съгласуване със съответния ОПС.

2. Когато мрежата е тази на синхронната зона, йерархията на приоритетите за защитата и регулирането на модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, се определя в съответствие с член 14, параграф 5, буква в) от Регламент (ЕС) 2016/631 и се договаря със съответния системен оператор, при съгласуване със съответния ОПС.

#### Член 44

##### Качество на електроенергията

Собствениците на модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, трябва да гарантират, че свързването на техните подстанции към мрежата не води до нарушаване или колебания в захранващото напрежение на мрежата в точката на присъединяване, надхвърлящи стойността, специфицирана от съответния системен оператор, при съгласуване със съответния ОПС. Необходимият принос от страна на потребителите на мрежата, включително, но не само, на съществуващите модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, и съществуващите системи за ПТВН, в такива изследвания не може да бъде отказван безпричинно. Процесът за провеждане на необходимите изследвания и предоставяне на съответните данни от всички потребители на електроенергийната мрежа, както и определените и осъществени действия за смекчаване, трябва да е в съответствие с процедурата от член 29.

#### Член 45

Изисквания за общо управление на системата, приложими за модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ

По отношение на изискванията за общо управление на системата, за всеки модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, се прилагат член 14, параграф 5, член 15, параграф 6 и член 16, параграф 4 от Регламент (ЕС) 2016/631.

## ГЛАВА 2

### Изисквания за отдалечени преобразователни подстанции за ПТВН

#### Член 46

##### Обхват

Изискванията от членове 11—39 се прилагат за отдалечени преобразователни подстанции за ПТВН, съобразно специфичните изисквания, предвидени в членове 47—50.

## Член 47

### Изисквания за стабилност на честотата

1. Когато в мрежата, свързваща модулите от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, се използва номинална честота, различна от 50 Hz, или честота, за която е предвидено да бъде променлива, според споразумението със съответния ОПС, член 11 се прилага за отдалечената преобразователна подстанция за ПТВН с приложимите обхвати за честотата и периодите, специфицирани от съответния ОПС, като се вземат предвид особеностите на системата и изискванията, формулирани в приложение I.

2. По отношение на регулирането в зависимост от честотата, собственикът на отдалечената преобразователна подстанция за ПТВН и собственикът на модула от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, се договарят за техническите условия за комуникацията с бързи сигнали в съответствие с член 39, параграф 1. Ако съответният ОПС изисква, системата за ПТВН трябва да може да осигурява сигнал, даващ информация за мрежовата честота в точката на присъединяване. За система за ПТВН, свързваща модул от вида „електроенергиен парк“, регулирането на активната мощност в зависимост от честотата се ограничава от възможностите на модулите от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ.

## Член 48

### Изисквания за реактивната мощност и напрежението

1. По отношение на обхватите за напрежението:

а) една отдалечена преобразователна подстанция за ПТВН трябва да може да остава свързана към мрежата на отдалечената преобразователна подстанция за ПТВН и да се експлоатира в рамките на обхватите за напрежението (в относителни единици) за периодите, специфицирани в таблици 12 и 13 от приложение VIII. Приложимият обхват за напрежението и специфицираните периоди, са избрани въз основа на базовото напрежение за изчисляване в отн. ед.;

б) между съответния системен оператор, при съгласуване със съответния ОПС, и собственика на модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, може да бъдат договорени по-големи обхвати за напрежението или по-дълги минимални периоди на експлоатация в съответствие с член 40;

в) за гранични точки за ПТВН с променливи напрежения, които не са включени в обхвата на таблица 12 и таблица 13 от приложение VIII, съответният системен оператор, при съгласуване със съответния ОПС, формулира приложимите изисквания за точките на присъединяване;

г) когато се използват честоти, различни от номиналните 50 Hz, в зависимост от

споразумението със съответния ОПС, обхватите за напреженията и периодите специфицирани от съответния системен оператор, при съгласуване със съответния ОПС, трябва да бъдат пропорционални на тези от приложение VIII.

2. По отношение на способността за генериране на реактивна мощност една отдалечена преобразователна подстанция за ПТВН трябва да отговаря на следните изисквания, във връзка със стабилността на напрежението в точките на присъединяване:

а) съответният системен оператор, при съгласуване със съответния ОПС, специфицира изискванията за способността за осигуряване на реактивна мощност при различни стойности на напрежението. По този начин съответният системен оператор, при съгласуване със съответния ОПС, специфицира характеристика  $U-Q/P_{\max}$  с някаква форма, в границите на която отдалечената преобразователна подстанция за ПТВН трябва да може да осигурява реактивна мощност при максималната си способност за пренасяне на активна мощност чрез ПТВН;

б) характеристиката  $U-Q/P_{\max}$  трябва да се специфицира от всеки съответен системен оператор при съгласуване със съответния ОПС. Характеристиката  $U-Q/P_{\max}$  трябва да е в обхватите за  $Q/P_{\max}$  и стационарното напрежение, специфицирани в таблица 14 от приложение VIII, а обвивката на характеристиката  $U-Q/P_{\max}$  трябва да се намира в границите на непроменящата се външна обвивка, специфицирана в приложение IV. При определянето на тези обхвати съответният системен оператор, при съгласуване със съответния ОПС, взема предвид дългосрочното развитие на мрежата.

#### Член 49

##### Характеристики на мрежата

По отношение на характеристиките на мрежата собственикът на отдалечена преобразователна подстанция за ПТВН трябва да предоставя съответните данни на всеки собственик на модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, в съответствие с член 42.

#### Член 50

##### Качество на електроенергията

Собствениците на отдалечени преобразователни подстанции за ПТВН трябва да гарантират, че присъединяването на техните подстанции към мрежата не води до изкривявания или колебания в захранващото напрежение на мрежата в точката на присъединяване, надхвърлящи нивото, определеното за тях от съответния системен оператор, при съгласуване със съответния ОПС. Необходимият принос от страна на потребителите на мрежата към такива изследвания не може да бъде отказван безпричинно, включително, но не само, за съществуващите модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, и съществуващите системи за ПТВН. Както процедурата за провеждане на необходимите изследвания и предоставяне на съответните данни от всички потребители на мрежата, така и определените и

предприети действия за смекчаване, трябва да са в съответствие с процедурата, предвидена в член 29.

## ДЯЛ IV

### ОБМЕН НА ИНФОРМАЦИЯ И СЪГЛАСУВАНЕ

#### Член 51

##### Експлоатация на системи за ПТВН

1. Що се отнася до експлоатационните съоръжения, всяка преобразователна единица за ПТВН на система за ПТВН трябва да бъде оборудвана с автоматичен регулатор, който може да получава инструкции от съответния системен оператор и от съответния ОПС. Този автоматичен регулатор трябва да може да съгласува работата на преобразователните единици за ПТВН на системата за ПТВН. Съответният системен оператор трябва да определи йерархията на автоматичните регулатори за всяка преобразователна единица за ПТВН.

2. Автоматичният регулатор на системата за ПТВН, посочен в параграф 1, трябва да може да изпраща следните видове сигнали на съответния системен оператор:

а) оперативни сигнали, включващи най-малко следното:

i) сигнали за пускане;

ii) измервания на постоянно и променливо напрежение;

iii) измервания на променлив и постоянен ток;

iv) измервания на активната и реактивната мощност откъм страната на променливото напрежение;

v) измервания на постояннотокова мощност;

vi) експлоатация на ниво преобразователна единица за ПТВН при многополюсни преобразователи на ПТВН;

vii) състояние на елементите и топологията; както и

viii) обхвати на активната мощност в режимите FSM, LFSM-O и LFSM-U;

б) алармени сигнали, включващи най-малко следното:

i) аварийно блокиране;

ii) блокиране на линейното изменение;

iii) бързо обръщане на посоката на пренасяне на активната мощност;

3. Автоматичният регулатор, посочен в параграф 1, трябва да може да приема следните видове сигнали от съответния системен оператор:

а) оперативни сигнали, включващи най-малко следното:

i) инструкция за пускане;

ii) зададени стойности за активната мощност;

iii) настройки на честотно зависимия режим;

iv) зададени стойности за реактивна мощност, напрежение или подобни параметри;

v) режими на регулиране на реактивната мощност;

vi) регулиране на погасяването на колебания на мощността; както и

vii) изкуствен инерционен момент;

б) алармени сигнали, включващи най-малко следното:

i) инструкция за аварийно блокиране;

ii) инструкция за блокиране на линейното изменение;

iii) посока на пренасяне на активната мощност; както и

iv) инструкция за бързо обръщане на посоката на пренасяне на активната мощност.

4. За всеки от сигналите съответният системен оператор може да определя качеството на подавания сигнал.

## Член 52

### Параметри и настройки

Параметрите и настройките на основни функции за управление на една система за ПТВН се договарят между собственика на системата за ПТВН и съответния системен оператор, при съгласуване със съответния ОПС. Параметрите и настройките трябва да бъдат приложени в рамките на такава йерархия на функциите на управление, която при необходимост позволява тяхното изменение. Тези основни функции на управление са най-малкото:

- а) изкуствен инерционен момент, ако е приложимо, както е посочено в членове 14 и 41;
- б) честотно зависими режими (FSM, LFSM-O, LFSM-U), посочени в членове 15, 16 и 17;
- в) регулиране на честотата, ако е приложимо, както е посочено в член 16;
- г) режим на регулиране на реактивната мощност, ако е приложимо, както е посочено в член 22;
- д) способност за погасяване на колебания на мощността, както е посочено в член 30;
- е) способност за погасяване на подсинхронното взаимодействие при усукване, както е посочено в член 31.

## Член 53

### Регистриране на повреди и следене

1. Една система за ПТВН трябва да разполага с устройство, което осигурява регистрирането на повреди и следенето на следните параметри на динамичното поведение на системата за всяка от нейните преобразователни подстанции за ПТВН:

- а) променливо и постоянно напрежение;
- б) променлив и постоянен ток;
- в) активна мощност;
- г) реактивна мощност; както и
- д) честота.

2. Съответният системен оператор може да определя параметрите за качество на електроснабдяването, на които трябва да съответства една система за ПТВН, при условие че е извършено предварително уведомление в приемлив срок.

3. Подробностите относно оборудването за регистриране на повреди, посочено в параграф 1, включително аналоговите и цифровите канали, настройките, в това число критериите за задействане и честотата на снемане на отчети, трябва да се съгласуват между собственика на системата за ПТВН, съответния системен оператор и съответния ОПС.

4. Оборудването за наблюдение на динамичното поведение на системата трябва да включва задействащо устройство при откриване на колебания, специфицирано от съответния системен оператор, при съгласуване със съответния ОПС, с цел откриване на недостатъчно



погасени колебания на мощността.

5. Съоръженията за следене на качеството на доставката и на динамичното поведение на системата трябва да включват устройства, позволяващи на собственика на системата за ПТВН и съответния системен оператор да осъществяват достъп до информацията по електронен път. Комуникационните протоколи за записаните данни се определят по взаимно съгласие между собственика на системата за ПТВН, съответния системен оператор и съответния ОПС.

## Член 54

### Модели за симулация

1. Съответният системен оператор, при съгласуване със съответния ОПС, може да специфицира, че собственикът на системата за ПТВН трябва да предостави модели за симулация, които отразяват по подходящ начин поведението на системата за ПТВН както при симулации в стационарно и динамично състояние (при основната честота), така и при симулации на електромагнитни преходни процеси.

Форматът, в който се предоставят моделите, и правилата за предоставяне на документация за структурата на модела и за предоставяне на блоксхеми се определят от съответния системен оператор, при съгласуване със съответния ОПС.

2. За целите на динамичното симулиране, предоставените модели трябва да обхващат най-малко следните подмодели, без да се ограничават до тях, в зависимост от наличието на посочените компоненти:

а) модели на преобразователната единица за ПТВН;

б) модели на променливотоковата част;

в) модели на постояннотоковата мрежа;

г) регулатор на напрежение и на мощност;

д) специални способности за регулиране, ако е приложимо, например функция за погасяване на колебания на мощността (ПКМ), управление на подсинхронното взаимодействие при усукване (SSTI);

е) многоизводно регулиране, ако е приложимо;

ж) моделите на защита на системата за ПТВН, съгласувани между съответния ОПС и собственика на системата за ПТВН.

3. Собственикът на системата за ПТВН извършва проверка на моделите спрямо резултатите от изпитванията за съответствие, проведени съгласно дял VI, и представя на съответния ОПС доклад от тази проверка. Тези модели се използват след това при проверката на

съответствието с изискванията на настоящия регламент, включително (но не само) на симулациите за съвместимост, както е предвидено в дял VI и както се използват при изследванията с цел текуща оценка в рамките на планирането и експлоатацията на системата.

4. Собственикът на система за ПТВН предоставя записи на параметрите на системата на съответния системен оператор или съответния ОПС, ако те бъдат поискани, с цел да се сравнят измененията на мощността в зависимост от честотата при моделите с тези записи.

5. При поискване от съответния системен оператор или съответния ОПС, собственикът на система за ПТВН предоставя еквивалентен модел на системата за регулиране, когато при регулирането могат да възникнат неблагоприятни взаимодействия между преобразователни подстанции за ПТВН и други електрически връзки в непосредствена близост. В еквивалентния модел трябва да се съдържат всички необходими данни за реалистична симулация на неблагоприятните взаимодействия при регулирането.

## ДЯЛ V

# ПРОЦЕДУРА ЗА УВЕДОМЛЕНИЕ ЗА ЕКСПЛОАТАЦИЯ ВЪВ ВРЪЗКА С ПРИСЪЕДИНЯВАНЕ

## ГЛАВА 1

### Присъединяване на нови системи за ПТВН

#### Член 55

#### Общи разпоредби

1. Собственикът на система за ПТВН трябва да докаже на съответния системен оператор, че е спазил изискванията, формуирани в дялове II—IV, в съответната точка на присъединяване, като е приключил успешно процедурата за уведомяване за експлоатация във връзка с присъединяването на система за ПТВН, както е описано в членове 56—59.

2. Съответният системен оператор специфицира подробно всички разпоредби на процедурата за уведомяване за експлоатация и публикува тази подробна информация.

3. Процедурата за уведомяване за експлоатация във връзка с присъединяването на всяка нова система за ПТВН трябва да включва:

- а) уведомление за експлоатация във връзка с електрозахранване (УЕЕ);
- б) временно уведомление за експлоатация (ВУЕ); както и
- в) окончателно уведомление за експлоатация (ОУЕ).

## Член 56

### УЕЕ за системи за ПТВН

1. УЕЕ дава право на собственика на система за ПТВН да захранва нейната вътрешна мрежа и спомагателни устройства и да я присъединява към мрежата в определените за него точки на присъединяване.

2. УЕЕ се издава от съответния системен оператор, след като е приключила подготовката и са изпълнени изискванията, специфицирани от съответния системен оператор в съответните оперативни процедури. Тази подготовка включва споразумение за регулирането за настройките за защитата и регулирането в точката на присъединяване между съответния системен оператор и собственика на системата за ПТВН;

## Член 57

### ВУЕ за системи за ПТВН

1. ВУЕ дава право на собственика на система или преобразователна единица за ПТВН да експлоатира тази система или преобразователна единица за ПТВН, като използва определените за него точки на присъединяване за ограничен период от време.

2. ВУЕ се издава от съответния системен оператор след приключването на процедурата по преглед на данните и изследването.

3. За целите на приключването на прегледа на данните и изследването собственикът на системата за ПТВН или преобразователната единица за ПТВН трябва да предостави следното при поискване от съответния системен оператор:

а) декларация за съответствие по позиции;

б) подробни технически данни за системата за ПТВН по отношение на присъединяването към мрежата, определено по отношение на точките на присъединяване, както е специфицирано от съответния системен оператор, при съгласуване със съответните ОПС;

в) сертификати за оборудване за системи за ПТВН или преобразователни единици за ПТВН, когато те представляват част от доказателствата за съответствие;

г) модели за симулация или точно копие на системата за регулиране, както е посочено в член 54 и от съответния системен оператор, при съгласуване със съответните ОПС;

д) изследвания, доказващи очакваните стационарни и динамични показатели съгласно изискванията на дялове II, III и IV;

е) подробности за предвидените изпитвания за съответствие съгласно член 72;

ж) подробности за предвидения практически метод за провеждане на изпитвания за съответствие, съгласно дял VI.

4. С изключение на случаите, в които се прилага параграф 5, максималният период, през който собственик на система за ПТВН или преобразователна единица за ПТВН може да остане със статут на ВУЕ, не превишава двадесет и четири месеца. Съответният системен оператор може да определи по-кратък срок на валидност на ВУЕ. Срокът на валидност на ВУЕ се съобщава на регулаторния орган в съответствие с приложимата национална правна рамка. Удължаване на валидността на ВУЕ се разрешава само ако собственикът на система за ПТВН е постигнал значителен напредък към пълно съответствие. В момента на удължаване на ВУЕ, нерешените въпроси трябва да бъдат изрично посочени.

5. Максималният период, през който даден собственик на система за ПТВН или преобразователна единица за ПТВН може да остане със статут на ВУЕ, може да бъде удължен на повече от 24 месеца след подаване на искане за дерогация до съответния системен оператор в съответствие с процедурата в дял VII. Искането трябва да бъде отправено преди изтичането на срока от двадесет и четири месеца.

## Член 58

### ОУЕ за системи за ПТВН

1. ОУЕ дава право на собственик на система за ПТВН да експлоатира система за ПТВН или преобразователни единици за ПТВН, като използва точките на присъединяване към мрежата.

2. ОУЕ се издава от съответния системен оператор, след като бъдат отстранени всички несъответствия, набелязани за целите на статута на ВУЕ, и след като приключи процедурата по преглед на данните и изследването съгласно изискванията на настоящия регламент.

3. За целите на приключването на прегледа на данните и изследването собственикът на система за ПТВН трябва да предостави следното при поискване от съответния системен оператор, при съгласуване със съответния ОПС:

а) декларация за съответствие по позиции; както и

б) актуализация на приложимите технически данни, модели за симулация, точно копие на системата за контрол и изследвания, както е посочено в член 57, включително използване на действително измерените стойности по време на изпитване.

4. В случай на несъвместимост, с цел предоставяне на ОУЕ може да се предостави дерогация в резултат на искане до съответния системен оператор, в съответствие с членове 79 и 80. ОУЕ се издава от съответния системен оператор, ако системата за ПТВН отговаря на изискванията на дерогацията.

При отхвърляне на искане за дерогация, съответният системен оператор има правото да откаже експлоатацията на система или преобразователни единици за ПТВН, ако искането за дерогация на нейния/техния собственик е било отхвърлено, докато собственикът на системата за ПТВН и съответният системен оператор преодолеят несъвместимостта и съответният системен оператор счете, че системата за ПТВН е в съответствие с разпоредбите на настоящия регламент.

Ако съответният системен оператор и собственикът на система за ПТВН не отстранят несъвместимостта в приемлив срок, но във всички случаи не по-късно от шест месеца след уведомлението за отхвърляне на искането за дерогация, всяка страна може да отнесе въпроса до регулаторния орган.

## Член 59

### Уведомление за експлоатация с ограничено действие за системи за ПТВН/дерогации

1. Собствениците на система за ПТВН, на които е издадено ОУЕ, незабавно информират съответния системен оператор в следните случаи:

а) системата за ПТВН е засегната временно от значителна промяна или пълна загуба на мощност поради прилагането на една или повече промени от значение за нейните показатели; или

б) в случай на неизправности на оборудването, водещи до неспазване на някои съответни изисквания.

2. Собственикът на системата за ПТВН кандидатства за уведомление за експлоатация с ограничено действие (УЕОД) при съответния системен оператор, ако собственикът на системата за ПТВН има основания да очаква, че обстоятелствата, описани в параграф 1, ще продължат повече от три месеца.

3. УЕОД се издава от съответния системен оператор и съдържа ясно обозначение на:

а) нерешените проблеми, обосноваващи издаването на УЕОД;

б) отговорностите и сроковете за очакваното решение; както и

в) максималния срок на валидност, който не трябва да надвишава дванадесет месеца. Първоначалният разрешен период може да бъде по-кратък, с възможност за удължаване, ако по удовлетворителен за съответния системен оператор начин бъде доказано, че е постигнат значителен напредък към постигането на пълно съответствие с изискванията.

4. ОУЕ се отменя за срока на валидност на УЕОД по отношение на позициите, за които е било издадено УЕОД.

5. Може да бъде предоставено допълнително удължаване на срока на валидност на УЕОД при искане за дерогация, отправено към съответния системен оператор преди изтичането на въпросния срок в съответствие с членове 79 и 80.

6. Съответният системен оператор може да откаже експлоатацията на система или преобразователни единици за ПТВН, ако срокът на УЕОД изтича и обстоятелствата, довели до неговото издаване, не са отстранени. В такива случаи ОУЕ автоматично става невалидно.

7. Ако съответният системен оператор не предостави удължаване на срока на валидност на УЕОД в съответствие с параграф 5 или ако откаже да позволи експлоатацията на системата за ПТВН след изтичането на срока на валидност на УЕОД в съответствие с параграф 6, собственикът на системата за ПТВН може да отнесе този въпрос до регулаторния орган в срок от шест месеца след съобщаването на решението на съответния системен оператор.

## ГЛАВА 2

Присъединяване на нови модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ

### Член 60

#### Общи разпоредби

1. Разпоредбите на настоящата глава се прилагат за нови модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ.

2. Собственикът на модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, доказва на съответния системен оператор, че е спазил изискванията, посочени в дял III, в съответните точки на присъединяване, като приключи успешно процедурата за уведомяване за експлоатация във връзка с присъединяването на модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, в съответствие с членове 61—66.

3. Съответният системен оператор специфицира допълнителни подробни данни за процедурата за уведомяване за експлоатация и публикува тези подробни данни.

4. Процедурата за уведомление за експлоатация във връзка с присъединяването на всеки нов модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, трябва да включва:

а) уведомление за експлоатация във връзка с електрозахранване (УЕЕ);

б) временно уведомление за експлоатация (ВУЕ); както и

в) окончателно уведомление за експлоатация (ОУЕ).

### Член 61

УЕЕ за модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ

1. УЕЕ дава право на собственика на модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, да запазва неговата вътрешна мрежа и спомагателни устройства, като използва връзката към електроенергийната мрежа, определена от точките на присъединяване.

2. УЕЕ се издава от съответния системен оператор, при условие че е завършена подготовката, включително споразумението за настройките за защитата и регулирането, съответстващи на точките на присъединяване между съответния системен оператор и модула от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ;

## Член 62

ВУЕ за модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ

1. ВУЕ дава право на собственика на модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, да експлоатира този модул и да генерира електроенергия като използва връзката към електроенергийната мрежа за ограничен период от време.

2. ВУЕ се издава от съответния системен оператор след приключването на процедурата по преглед на данните и изследването.

3. По отношение на прегледа на данните и изследването, собственикът на модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, предоставя следното при поискване от съответния системен оператор:

а) декларация за съответствие по позиции;

б) подробни технически данни за модула от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, по отношение на връзката с електроенергийната мрежа, определена от точките на присъединяване, както е специфицирано от съответния системен оператор, при съгласуване със съответния ОПС;

в) сертификати за оборудване за модула от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, когато те представляват част от доказателствата за съответствие;

г) модели за симулация, както е посочено в член 54 и както се изисква от съответния системен оператор, при съгласуване със съответните ОПС;

д) изследвания, доказващи очакваните стационарни и динамични показатели съгласно изискванията на дял III; както и

е) подробности за предвидените изпитвания за съответствие съгласно член 73.

4. С изключение на случаите, в които се прилага параграф 5, максималният период, през който собственик на модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, може да остане със статут на ВУЕ, не може да надвишава двадесет и четири месеца. Съответният

системен оператор може да определи по-кратък срок на валидност на ВУЕ. Срокът на валидност на ВУЕ се съобщава на регулаторния орган в съответствие с приложимата национална правна рамка. Удължаване на валидността на ВУЕ се разрешава само ако собственикът на модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, покаже значителен напредък към пълно съответствие. В момента на удължаване на ВУЕ, нерешените въпроси трябва да бъдат изрично посочени.

5. Максималният период, през който даден собственик на модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, може да остане със статут на ВУЕ, може да бъде удължен на повече от 24 месеца след подаване на искане за дерогация до съответния системен оператор в съответствие с процедурата в дял VII.

## Член 63

ОУЕ за модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ

1. ОУЕ дава право на собственика на модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, да експлоатира този модул, като използва връзката към електроенергийната мрежа, определена от точката на присъединяване.

2. ОУЕ се издава от съответния системен оператор, след като бъдат отстранени всички несъответствия, набелязани за целите на статута на ВУЕ, и след като приключи процедурата по преглед на данните и изследването съгласно изискванията на настоящия регламент.

3. За целите на приключването на прегледа на данните и изследването собственикът на модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, трябва да предостави следното при поискване от съответния системен оператор:

а) декларация за съответствие по позиции; както и

б) актуализация на приложимите технически данни, модели за симулация и изследвания, както е посочено в член 62, параграф 3, включително използването на действително измерени стойности по време на изпитвания.

4. В случай на несъвместимост с условията за предоставяне на ОУЕ може да се предостави дерогация, ако бъде отправено искане до съответния системен оператор в съответствие с процедурата за издаване на дерогации съгласно дял VII. ОУЕ се издава от съответния системен оператор, ако модулът от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, отговаря на изискванията на дерогацията. Съответният системен оператор има правото да откаже експлоатацията на модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, ако искането за дерогация, подадено от неговия собственик, е било отхвърлено, докато собственикът на модула от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, и съответният системен оператор преодолеят несъвместимостта и съответният системен оператор счете, че модулът е в съответствие.



## Член 64

Уведомление за експлоатация с ограничено действие за модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ

1. Собствениците на модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, на които е издадено ОУЕ, незабавно информират съответния системен оператор в следните случаи:

а) модулът от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, е засегнат временно от значителна промяна или пълна загуба на мощност поради прилагането на една или повече промени от значение за неговите показатели; или

б) в случай на неизправности на оборудването, водещи до неспазване на някои съответни изисквания.

2. Собственикът на модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, кандидатства за уведомление за експлоатация с ограничено действие (УЕОД) при съответния системен оператор, ако собственикът на модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, има основания да очаква, че обстоятелствата, описани в параграф 1, ще продължат повече от три месеца.

3. УЕОД се издава от съответния ОПС и съдържа ясно обозначение на:

а) нерешените проблеми, обосноваващи издаването на УЕОД;

б) отговорностите и сроковете за очакваното решение; както и

в) максималния срок на валидност, който не трябва да надвишава дванадесет месеца. Първоначалният разрешен период може да бъде по-кратък, с възможност за удължаване, ако по удовлетворителен за съответния системен оператор начин бъде доказано, че е постигнат значителен напредък към постигането на пълно съответствие с изискванията.

4. ОУЕ се отменя за срока на валидност на УЕОД по отношение на позициите, за които е било издадено УЕОД.

5. Може да бъде предоставено допълнително удължаване на срока на валидност на УЕОД при искане за дерогация, отправено до съответния системен оператор преди изтичането на въпросния срок в съответствие с процедурата по предоставяне на дерогации, описана в дял VII.

6. Съответният системен оператор може да откаже експлоатацията на модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, ако срокът на УЕОД изтича и обстоятелствата, довели до неговото издаване, не са отстранени. В такива случаи ОУЕ автоматично става невалидно.

## ГЛАВА 3

## Анализ на разходите и ползите

### Член 65

Определяне на разходите и ползите от прилагане на изискванията за съществуващи системи за ПТВН или модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ

1. Преди прилагането на изисквания, формулирани в настоящия регламент, за съществуващите системи за ПТВН или модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, в съответствие с член 4, параграф 3 съответният ОПС предприема качествено сравнение на разходите и ползите, свързани с разглежданото изискване. При това сравнение се вземат предвид наличните алтернативи, основаващи се на мрежата или на пазара. Съответният ОПС може да продължи с извършването на количествен анализ на разходите и ползите в съответствие с параграфи от 2 до 5 само ако качествено сравнение сочи, че вероятните ползи надхвърлят вероятните разходи. Ако обаче разходите бъдат сметени за високи или ползите за ниски, съответният ОПС не предприема по-нататъшни действия.

2. След приключване на подготвителния етап, проведен съгласно параграф 1, съответният ОПС извършва количествен анализ на разходите и ползите по отношение на прилагането на всяко разглеждано изискване за съществуващи системи за ПТВН или модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, за които резултатите от подготвителния етап сочат потенциални ползи в съответствие с параграф 1.

3. В рамките на три месеца след приключване на анализа на разходите и ползите, съответният ОПС обобщава констатациите в доклад, който:

а) включва анализа на разходите и ползите и препоръка за начина на действие;

б) включва предложение за преходен период за прилагане на изискването за съществуващи системи за ПТВН или модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ. Този преходен период не трябва да продължава след изтичането на две години, считано от датата на решението на регулаторния орган или, когато е приложимо, на държавата членка, относно приложимостта на изискването;

в) е предмет на обществена консултация в съответствие с член 8.

4. Не по-късно от шест месеца след края на обществената консултация съответният ОПС изготвя доклад, в който се обясняват резултатите от консултацията и се прави предложение относно разглежданото изискване за съществуващи системи за ПТВН или модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ. Докладът и предложението се съобщават на регулаторния орган или, когато е приложимо, на държавата членка, а собственикът на система за ПТВН, собственикът на модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, или, когато е приложимо, трета страна се уведомява за неговото съдържание.

5. Предложението, направено от съответния ОПС на регулаторния орган или, когато е приложимо, на държавата членка съгласно параграф 4, включва следното:

а) процедура за уведомление за експлоатация за доказване изпълнението на изискванията от страна на собственика на съществуваща система за ПТВН или съществуващ модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ;

б) преходен период за изпълнение на изискванията, за който се вземат предвид категорията на системата за ПТВН или модула от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, и евентуални основни пречки пред ефективното изпълнение на изменението/преоборудването.

## Член 66

### Принципи на анализа на разходите и ползите

1. Собствениците на системи за ПТВН, на модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, и ОРС, включително ОЗРМ, подпомагат и допринасят за анализа на разходите и ползите, осъществяван в съответствие с членове 65 и 80, и предоставят необходимите данни, поискани от съответния системен оператор или съответния ОПС, в срок от три месеца след получаване на искането, освен ако не е договорено друго със съответния ОПС. За подготвянето на анализ на разходите и ползите от настоящ или предполагаем бъдещ собственик на система за ПТВН или модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, за оценка на потенциална дерогация съгласно член 79, съответните ОПС и съответните ОРС, включително ОЗРМ, подпомагат и допринасят за анализа на разходите и ползите и предоставят необходимите данни, поискани от настоящия или предполагаемия бъдещ собственик на система за ПТВН или модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, в срок от три месеца след получаване на искането, освен ако не е договорено друго с настоящия или предполагаемия бъдещ собственик на система за ПТВН или модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ.

2. Анализът на разходите и ползите трябва да бъде в съответствие със следните принципи:

а) съответният ОПС или настоящ или предполагаем бъдещ собственик на система за ПТВН или модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, трябва да основава своя анализ на разходите и ползите на един или повече от следните принципи за изчисляване:

i) нетната настояща стойност

ii) възвръщаемостта на инвестицията;

iii) нормата на възвръщаемост;

iv) времето, необходимо за достигане на точката на рентабилност;

б) съответният ОПС или настоящият или предполагаемият бъдещ собственик на система за ПТВН или модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, също така

определя количествено социално-икономическите ползи по отношение на повишаването на сигурността на електроснабдяването и включва като минимум:

i) съответното намаляване на вероятността за отпадане на електроснабдяването през експлоатационния срок на изменението;

ii) вероятния обхват и продължителност на това отпадане на електроснабдяването;

iii) щетите за обществото за час, причинени от такова отпадане на електроснабдяването;

в) съответният ОПС или настоящ или предполагаем бъдещ собственик на система за ПТВН или модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, определя количествено ползите за вътрешния пазар на електроенергия, трансграничната търговия и интегрирането на възобновяемите енергийни източници, включително като минимум:

i) регулирането на активната мощност в зависимост от честотата;

ii) резервите за балансиране;

iii) осигуряването на реактивна мощност;

iv) управление на претоварването;

v) защитни мерки;

г) съответният ОПС определя количествено разходите за прилагане на необходимите правила за съществуващи системи за ПТВН или модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, включително като минимум:

i) преките разходи, направени за изпълнение на дадено изискване;

ii) разходите, свързани със съответни пропуснати ползи;

iii) разходите, свързани с произтичащите промени в поддръжката и експлоатацията.

ДЯЛ VI

СЪОТВЕТСТВИЕ

ГЛАВА 1

Наблюдение за съответствие

Член 67

## Общи разпоредби за изпитването за съответствие

1. Изпитването на експлоатационните показатели на системи за ПТВН и модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, има за цел да докаже, че изискванията на настоящия регламент са спазени.

2. Без да се засягат минималните изисквания за изпитвания за съответствие, определени в настоящия регламент, съответният системен оператор има правото:

а) да позволява на собственика на система за ПТВН или на собственика на модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, да извършва алтернативен набор от изпитвания, при условие че тези изпитвания са ефикасни и достатъчни, за да се докаже, че системата за ПТВН или модулът от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, е в съответствие с изискванията на настоящия регламент, и

б) да изисква от собственика на система за ПТВН или на собственика на модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, да извършва набор от допълнителни или алтернативни изпитвания в случаи, когато информацията, предоставена на съответния системен оператор за изпитвания за съответствие съгласно разпоредбите на дял VI, глава 2, не е достатъчна, за да се докаже спазването на изискванията на настоящия регламент.

3. Собственикът на система за ПТВН или на модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, е отговорен за провеждане на изпитванията в съответствие с условията, определени в дял VI, глава 2. Съответният системен оператор съдейства на собственика и не забавя необосновано провеждането на изпитванията.

4. Съответният системен оператор може да участва в изпитванията за съответствие или на място или от разстояние, от своя контролен център. За тази цел собственикът на система за ПТВН или на модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, осигурява оборудването за наблюдение, необходимо за записване на всички съответни изпитвателни сигнали и измервания, и гарантира, че необходимите представители на собственика на система за ПТВН или на собственика на модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, са на разположение на обекта през целия период на изпитване. Осигуряват се сигналите, определени от съответния системен оператор, ако за избрани изпитвания той желае да използва свое собствено оборудване за регистриране на показателите. Единствено съответният системен оператор може да вземе решение за участието си.

## Член 68

### Общи разпоредби относно симулациите за съответствие

1. Симулирането на експлоатационните показатели на системи за ПТВН и модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, има за цел да докаже, че изискванията на настоящия регламент са изпълнени.

2. Без да се засягат минималните изисквания, установени в настоящия регламент по

отношение на симулациите за съответствие, съответният системен оператор може:

а) да позволява на собственика на система за ПТВН или на собственика на модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, да извършва алтернативен набор от симулации, при условие че тези симулации са ефикасни и достатъчни, за да се докаже, че системата за ПТВН или модулът от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, е в съответствие с изискванията на настоящия регламент или на националното законодателство; както и

б) да изисква от собственика на система за ПТВН или на собственика на модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, да извършва набор от допълнителни или алтернативни симулации в случаи, когато информацията, предоставена на съответния системен оператор за симулации за съответствие съгласно разпоредбите на дял VI, глава 3, не е достатъчна, за да се докаже спазването на изискванията на настоящия регламент;

3. За да докажат съответствието с изискванията на настоящия регламент, собственикът на система за ПТВН и собственикът на модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, представят протокол с резултатите от симулацията. Собственикът на система за ПТВН и собственикът на модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, трябва да изготвят и предоставят валидиран модел за симулация за дадена система за ПТВН или модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ. Обхватът на моделите за симулация е представен в член 38 и член 54.

4. Съответният системен оператор има право да се увери, че системата за ПТВН и модулът от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, отговарят на изискванията на настоящия регламент, като проведе свои собствени симулации за съответствие въз основа на предоставените протоколи от симулации, модели за симулации и измервания от изпитвания за съответствие.

5. Съответният системен оператор предоставя на собственика на система за ПТВН или на собственика на модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, технически данни и модел за симулация на мрежата в степента, в която това е необходимо, за да се извършат изискваните симулации в съответствие с дял VI, глава 3.

## Член 69

Задължения на собственика на система за ПТВН и на собственика на модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ

1. Собственикът на система за ПТВН гарантира, че системата и преобразователните подстанции за ПТВН са в съответствие с изискванията, предвидени в настоящия регламент. Това съответствие се поддържа през целия срок на експлоатация на съоръжението.

2. Собственикът на модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, гарантира, че модулът е в съответствие с изискванията, предвидени в настоящия регламент. Това съответствие се поддържа през целия срок на експлоатация на съоръжението.

3. Планираните изменения на техническите възможности на система за ПТВН, преобразувателна подстанция за ПТВН или модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, които може да имат въздействие върху нейното/неговото съответствие с изискванията, предвидени в настоящия регламент, се съобщават на съответния системен оператор от собственика на системата за ПТВН или модула от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, преди започването на тези изменения.

4. Всички възникнали експлоатационни произшествия или повреди на дадена система за ПТВН, дадена преобразувателна подстанция за ПТВН или даден модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, които може да имат въздействие върху нейното/неговото съответствие с изискванията, предвидени в настоящия регламент, се съобщават на съответния системен оператор от собственика на системата за ПТВН или модула от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, възможно най-бързо и без забавяне след възникването на произшествието.

5. Всички графици и процедури за предвидени изпитвания с цел проверка на съответствието на дадена система за ПТВН, дадена преобразувателна подстанция за ПТВН или даден модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, с изискванията на настоящия регламент, се съобщават на съответния системен оператор от собственика на системата за ПТВН или модула от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, своевременно и преди започването им и се одобряват от съответния системен оператор.

6. Съответният системен оператор трябва да бъде улеснен да участва в такива изпитвания и може да регистрира показателите на системата за ПТВН, преобразувателната подстанция за ПТВН или модула от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ.

## Член 70

### Задачи на съответния системен оператор

1. Съответният системен оператор трябва да оценява съответствието на дадена система за ПТВН, дадена преобразувателна подстанция за ПТВН или даден модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, с изискванията на настоящия регламент, през целия срок на експлоатация на системата за ПТВН, преобразувателната подстанция за ПТВН или модула от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ. Собственикът на системата за ПТВН или модула от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, се уведомява за резултатите от тази оценка.

2. При поискване от съответния системен оператор собственикът на система за ПТВН или модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, трябва да провежда изпитвания и симулации за установяване на съответствието не само по време на процедурата за уведомяване за експлоатация в съответствие с дял V, но и повторно, през целия срок на експлоатация на системата за ПТВН, преобразувателната подстанция за ПТВН или модула от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, следвайки план или обща схема за повторни изпитания и специфицирани симулации, или след всяка неизправност, изменение или замяна на оборудване, които могат да повлияят върху съответствието с изискванията на

настоящия регламент. Собственикът на системата за ПТВН или модула от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, се уведомява за резултатите от тези изпитвания и симулации за съответствие.

3. Съответният системен оператор публикува списъка на информацията и документите, които трябва да се представят, както и на изискванията, които трябва да бъдат изпълнени от собственика на система за ПТВН или модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, в рамките на процеса на привеждане в съответствие. Този списък обхваща най-малко следната информация, документи и изисквания:

а) всички документи и удостоверения, които трябва да бъдат предоставени от собственика на система за ПТВН или модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ;

б) подробни технически данни за системата за ПТВН, преобразователната подстанция за ПТВН на енергия или модула от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, които са от значение за присъединяването към мрежата;

в) изисквания към моделите за изследвания на системи в стационарно и динамично състояние;

г) график за предоставяне на данните за системата, необходими за извършване на изследванията;

д) изследвания, извършени от собственика на система за ПТВН или модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, за да се докаже достигането на очакваните стационарни и динамични показатели в съответствие с изискванията, формулирани в дялове II, III и IV;

е) условия и процедури, включително техният обхват, за регистриране на сертификати за оборудване; както и

ж) условия и процедури за използване на съответни сертификати за оборудване, издадени от упълномощен сертифициращ орган, от собственика на модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ.

4. Съответният системен оператор публикува задълженията на собственика на система за ПТВН или модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, и тези на системния оператор относно провеждането на изпитвания, симулации и наблюдение на съответствието.

5. Съответният системен оператор може частично или напълно да делегира изпълнението на своите задължения за наблюдение на съответствието на трети страни. В такъв случай съответният системен оператор гарантира спазването на член 10, като възлага подходящи задължения за поверителност на изпълнителя.

6. Съответният системен оператор не следва безпричинно да отказва издаването на



уведомление за експлоатация в съответствие с дял V, ако изпитвания или симулации за съответствие не могат да бъдат извършени, както е договорено между съответния системен оператор и собственика на система за ПТВН или модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, поради причини, които са под едноличния контрол на съответния системен оператор.

7. Съответният системен оператор предоставя на съответния ОПС при поискване резултатите от изпитванията и симулациите за съответствие, посочени в настоящата глава.

## ГЛАВА 2

### Изпитване за съответствие

#### Член 71

#### Изпитване за съответствие на системи за ПТВН

1. Вместо част от посочените по-долу изпитвания може да бъдат използвани сертификати за оборудването, при условие че такива са предоставени на съответния системен оператор.

2. По отношение на изпитването на способността за генериране на реактивна мощност:

а) трябва да бъде доказана способността на дадена преобразователна единица или подстанция за ПТВН да генерира реактивна мощност при изпреварващ и изоставащ фазов ъгъл в съответствие с член 20;

б) изпитването за генериране на реактивна мощност трябва да се проведе при максимална реактивна мощност, както с изпреварващ, така и с изоставащ фазов ъгъл, и при него трябва да бъдат проверени следните параметри:

i) работа при минимална способност за пренасяне на активна мощност за ПТВН;

ii) работа при максимална способност за пренасяне на активна мощност за ПТВН;

iii) работа при зададена стойност на активната мощност, намираща се между минималната и максималната способност за пренасяне на активна мощност за ПТВН;

в) изпитването се счита за успешно, ако са изпълнени съвкупно следните условия:

i) преобразователната единица или подстанция за ПТВН е работила не по-малко от 1 час при максимална реактивна мощност, както с изпреварващ, така и с изоставащ фазов ъгъл, за всеки параметър, както е посочено в буква б);

ii) преобразователната единица или подстанция за ПТВН показва своята способност да премине към всяка зададена стойност на реактивната мощност в приложимия обхват на

реактивната мощност в рамките на определените зададени стойности от съответната последователност за регулиране на реактивната мощност; както и

iii) не се предприемат действия за защита в експлоатационните граници, специфицирани чрез графиката на реактивната мощност.

3. По отношение на изпитването в режим на регулиране на напрежението:

а) трябва да бъде доказана способността на преобразователната единица или подстанция за ПТВН да работи в режим на регулиране на напрежението в условията, посочени в член 22, параграф 3;

б) при изпитването в режим на регулиране на напрежението се проверяват следните параметри:

i) прилаганият наклон и прилаганата зона на нечувствителност на статичната характеристика;

ii) точността на регулирането;

iii) нечувствителността на регулирането;

iv) времето за задействане на реактивната мощност;

в) изпитването се счита за успешно, ако са изпълнени съвкупно следните условия:

i) обхватът на регулирането и регулируемостта на статизма и зоната на нечувствителност са в съответствие с договорените или определени характерни параметри, посочени в член 22, параграф 3;

ii) нечувствителността на регулирането на напрежението не надвишава 0,01 отн.ед.;

iii) след стъпална промяна на напрежението, 90 % от промяната на реактивната мощност са постигнати в рамките на времеви интервал и допустимите отклонения съгласно член 22, параграф 3.

4. По отношение на изпитването в режим на регулиране на реактивната мощност:

а) трябва да бъде доказана способността на преобразователната единица или подстанция за ПТВН да работи в режим на регулиране на реактивната мощност при условията, посочени в член 22, параграф 4;

б) изпитването в режим на регулиране на реактивната мощност допълва изпитването за генериране на реактивна мощност;

в) при изпитването в режим на регулиране на реактивната мощност се проверяват

следните параметри:

i) обхватът на зададената стойност на реактивната мощност и нейната стъпка;

ii) точността на регулирането; както и

iii) времето за задействане на реактивната мощност;

г) изпитването се счита за успешно, ако са изпълнени съвкупно следните условия:

i) обхватът на зададената стойност на реактивната мощност и нейната стъпка са гарантирани в съответствие с член 22, параграф 4;

ii) точността на регулирането е в съответствие с условията, посочени в член 22, параграф 3.

5. По отношение на изпитването в режим на регулиране на фактора на мощността:

а) трябва да бъде доказана способността на преобразователната единица или подстанция за ПТВН да работи в режим на регулиране на фактора на мощността при условията, посочени в член 22, параграф 5.

б) при изпитването в режим на регулиране на фактора на мощността се проверяват следните параметри:

i) обхватът на зададената стойност за фактора на мощността;

ii) точността на регулирането;

iii) изменението на реактивната мощност в резултат на стъпално изменение на активната мощност.

в) изпитването се счита за успешно, ако са изпълнени съвкупно следните условия:

i) обхватът на зададената стойност на фактора на мощността и неговата стъпка са гарантирани в съответствие с член 22, параграф 5;

ii) времето за задействане на реактивната мощност в резултат на стъпална промяна на активната мощност не надхвърля стойностите, определени в съответствие с член 22, параграф 5;

iii) точността на регулирането е в съответствие със стойността, посочена в член 22, параграф 5.

6. По отношение на изпитването за изменение в режим FSM:

а) трябва да бъде доказана способността на една система за ПТВН да изменя

непрекъснато активната мощност в целия работен обхват между минималната и максималната способност за пренасяне на активна мощност за ПТВН, така че да подпомага регулирането на честотата, и да бъдат проверени стационарните параметри на регулировките, като статизъм и зона на нечувствителност, и параметрите за динамично състояние, включително устойчивостта при стъпално изменение на честотата и при големи, бързи промени на честотата;

б) изпитването се провежда чрез симулиране на стъпални и линейни изменения на честотата, достатъчно големи, за да задействат поне 10 % от целия обхват на регулиране на активната мощност в зависимост от честотата, във всяка от посоките, като се вземат предвид настройките за статизъм и зоната на нечувствителност. Към устройството за регулиране на преобразувателната единица или подстанция за ПТВН се подават симулирани сигнали за отклонение на честотата;

в) изпитването се счита за успешно, ако е изпълнено всяко от следните условия:

i) времето за пълно задействане на регулирането на активната мощност в отговор на стъпална промяна на честотата не надхвърля предвиденото в приложение II;

ii) не настъпват непогасени колебания след изменение, предприето в отговор на стъпална промяна;

iii) началното закъснение съответства на предвиденото в приложение II;

iv) настройките за статизъм са достъпни в границите, определени в приложение II, а (праговете на) зоната на нечувствителност не надхвърля(т) стойността, определена в приложение II;

v) нечувствителността на регулирането на активната мощност в зависимост от честотата във всяка съответна работна точка не надвишава границите, посочени в приложение II.

7. По отношение на изпитването за изменение в режим LFSM-O:

а) трябва да бъде доказана способността на система за ПТВН да изменя непрекъснато активната мощност, така че да подпомага регулирането на честотата в случай на голямо нарастване на честотата в системата, и да бъдат проверени стационарните параметри на регулировките, като статизъм и зона на нечувствителност, и параметрите за динамично състояние, включително реакцията на стъпална промяна на честотата;

б) изпитването се провежда чрез симулиране на стъпални и линейни изменения на честотата, достатъчно големи, за да задействат поне 10 % от целия обхват на активната мощност, като се вземат предвид настройките за статизъм и зоната на нечувствителност. Към устройството за регулиране на преобразувателната единица или подстанция за ПТВН се подават симулирани сигнали за отклонение на честотата;

в) изпитването се счита за успешно, ако са изпълнени следните две условия:

i) резултатите от изпитването, както за динамични, така и за статични параметри, са в

съответствие с изискванията, посочени в приложение II;

ii) не настъпват непогасени колебания след изменение, предприето в отговор на стъпална промяна.

8. По отношение на изпитването за изменение в режим LFSM-U:

а) трябва да бъде доказана способността на система за ПТВН да изменя непрекъснато активната мощност в работни точки под максималната способност за пренасяне на активна мощност за ПТВН, така че да подпомага регулирането на честотата в случай на голям спад в честотата в системата;

б) изпитването се провежда чрез симулиране при подходящи точки на активен товар на стъпални и линейни изменения на честотата при ниска честота, достатъчно големи, за да доведат до изменение на активната мощност в размер на поне 10 % от целия работен обхват за активната мощност, като се вземат предвид настройките за статизъм и зоната на нечувствителност. Към устройството за регулиране на преобразувателната единица или подстанция за ПТВН се подават симулирани сигнали за отклонение на честотата;

в) изпитването се счита за успешно, ако са изпълнени следните две условия:

i) резултатите от изпитването, както за динамични, така и за статични параметри, са в съответствие с изискванията, посочени в приложение II;

ii) не настъпват непогасени колебания след изменение, предприето в отговор на стъпална промяна.

9. По отношение на изпитването за регулируемост на активна мощност:

а) трябва да бъде доказана способността на системата за ПТВН да изменя активната мощност през целия работен обхват съгласно член 13, параграф 1, буква а) и буква г);

б) изпитването трябва да се извърши чрез изпращане на ръчни и автоматични инструкции от съответния ОПС;

в) изпитването се счита за успешно, ако са изпълнени съвкупно следните условия:

i) системата за ПТВН показва стабилна работа;

ii) времето на регулиране на активната мощност е по-малко от закъснението, определено в съответствие с член 13, параграф 1, буква а);

iii) демонстрирано е динамичното регулиране на системата за ПТВН при получаване на инструкции за целите на обмена или съвместното ползване на резерви или за участието в процеси на уравниване на дисбалансите, ако тя е в състояние да отговори на изискванията за тези продукти, определени от съответния ОПС.

10. По отношение на изпитването за изменение на скоростта на линейно изменение:

а) трябва да бъде доказана способността на системата за ПТВН да регулира скоростта на линейно изменение в съответствие с член 13, параграф 2;

б) изпитването трябва да се извърши от съответния ОПС чрез изпращане на инструкции за изменение на скоростта на линейно изменение;

в) изпитването се счита за успешно, ако са изпълнени съвкупно следните условия:

i) скоростта на линейно изменение може да се изменя;

ii) системата за ПТВН показва стабилна работа в периодите на изменение на скоростта.

11. Що се отнася до изпитването за пускане без външно захранване, ако е приложимо:

а) трябва да бъде доказана способността на системата за ПТВН да захранва събирателната шина на отдалечената подстанция за променлив ток, към която е свързана, в срока, определен от съответния ОПС, в съответствие с член 37, параграф 2;

б) изпитването трябва да се извърши по време на пускането на системата за ПТВН след спиране;

в) изпитването се счита за успешно, ако са изпълнени съвкупно следните условия:

i) системата за ПТВН е показала, че е способна да захранва събирателната шина на отдалечената подстанция за променливо напрежение, към която е свързана;

ii) системата за ПТВН работи в стабилна работна точка при договорената мощност, в съответствие с процедурата от член 37, параграф 3.

## Член 72

Изпитване за съответствие за модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, и за отдалечени преобразователни единици за ПТВН

1. Вместо част от посочените по-долу изпитвания може да бъдат използвани сертификати за оборудването, при условие че такива са предоставени на съответния системен оператор.

2. По отношение на изпитването на способността за генериране на реактивна мощност на модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ:

а) трябва да бъде доказана способността на модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, да генерира реактивна мощност при изпреварващ и изоставащ фазов ъгъл в съответствие с член 40, параграф 2;

б) изпитването за генериране на реактивна мощност трябва да се проведе при максимална реактивна мощност, както с изпреварващ, така и с изоставащ фазов ъгъл, и при него трябва да бъдат проверени следните параметри:

i) работа в продължение на 30 минути при над 60 % от максималната мощност;

ii) работа в продължение на 30 минути при мощност между 30 и 50 % от максималната; както и

iii) работа в продължение на 60 минути при мощност между 10 и 20 % от максималната;

в) изпитването се счита за успешно, ако са изпълнени съвкупно следните условия:

i) модулът от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, е работил не по-малко от изискваната продължителност при максимална реактивна мощност, както с изпреварващ, така и с изоставащ фазов ъгъл, за всеки параметър, както е посочено в буква б);

ii) доказана е способността на модула от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, да преминава към всяка зададена стойност на реактивната мощност от договорения или определения за нея обхват, в рамките на специфицираните целеви експлоатационни показатели на съответната последователност за регулиране на реактивната мощност; както и

iii) не се предприемат действия за защита в експлоатационните граници, специфицирани чрез графиката на реактивната мощност.

3. По отношение на изпитването на способността за генериране на реактивна мощност на отдалечени преобразователни единици за ПТВН:

а) трябва да бъде доказана способността на преобразователната единица или подстанция за ПТВН да генерира реактивна мощност при изпреварващ и изоставащ фазов ъгъл в съответствие с член 48, параграф 2;

б) изпитването се счита за успешно, ако са изпълнени съвкупно следните условия:

i) преобразователната единица или подстанция за ПТВН е работила не по-малко от 1 час при максимална реактивна мощност, както с изпреварващ, така и с изоставащ фазов ъгъл, за всеки параметър при:

— минимална способност за пренасяне на активна мощност за ПТВН;

— максимална способност за пренасяне на активна мощност за ПТВН; както и

— работна точка за активната мощност, намираща се в обхвата между посочената минимална и максимална способност за пренасяне;

ii) преобразувателната единица или подстанция за ПТВН показва своята способност да преминава към всяка зададена стойност на реактивна мощност от приложимия обхват на реактивната мощност, определен по споразумение или чрез решение, в рамките на определените целеви експлоатационни показатели от съответната последователност за регулиране на реактивната мощност; както и

iii) не се предприемат действия за защита в експлоатационните граници, специфицирани чрез графиката на реактивната мощност.

#### 4. По отношение на изпитването в режим на регулиране на напрежението:

а) трябва да бъде доказана способността на модула от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, да работи в режим на регулиране на напрежението в условията, посочени в член 21 от Регламент (ЕС) 2016/631.

б) при изпитването в режим на регулиране на напрежението се проверяват следните параметри:

i) прилаганият наклон и прилаганата зона на нечувствителност на статичната характеристика;

ii) точността на регулирането;

iii) нечувствителността на регулирането;

iv) времето за задействане на реактивната мощност;

в) изпитването се счита за успешно, ако са изпълнени съвкупно следните условия:

i) обхватът на регулирането и регулируемостта на статизма и зоната на нечувствителност са в съответствие с договорените или определени характерни параметри, посочени в член 21, параграф 3, буква г) от Регламент (ЕС) 2016/631;

ii) нечувствителността на регулирането на напрежението не надвишава 0,01 отн.ед. в съответствие с член 21, параграф 3, буква г) от Регламент (ЕС) 2016/631;

iii) след стъпална промяна в напрежението, 90 % от промяната на реактивната мощност са постигнати в рамките на времеви интервал и допуските съгласно член 21, параграф 3, буква г) от Регламент (ЕС) 2016/631.

#### 5. По отношение на изпитването в режим на регулиране на реактивната мощност:

а) трябва да бъде доказана способността на модула от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, да работи в режим на регулиране на реактивната мощност в съответствие с условията, посочени в член 21, параграф 3, буква г), подточка iii) от Регламент (ЕС) 2016/631.



б) изпитването в режим на регулиране на реактивната мощност допълва изпитването за генериране на реактивна мощност;

в) при изпитването в режим на регулиране на реактивната мощност се проверяват следните параметри:

i) обхватът на зададената стойност на реактивната мощност и нейната стъпка;

ii) точността на регулирането;

iii) времето за задействане на реактивната мощност;

г) изпитването се счита за успешно, ако са изпълнени съвкупно следните условия:

i) обхватът на зададената стойност на реактивната мощност и нейната стъпка са гарантирани в съответствие с член 21, параграф 3, буква г) от Регламент (ЕС) 2016/631;

ii) точността на регулирането е в съответствие с условията, посочени в член 21, параграф 3, буква г) от Регламент (ЕС) 2016/631.

6. По отношение на изпитването в режим на регулиране на фактора на мощността:

а) трябва да бъде доказана способността на модула от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, да работи в режим на регулиране на фактора на мощността в съответствие с условията, посочени в член 21, параграф 3, буква г), подточка iv) от Регламент (ЕС) 2016/631;

б) при изпитването в режим на регулиране на фактора на мощността се проверяват следните параметри:

i) обхватът на зададената стойност за фактора на мощността;

ii) точността на регулирането;

iii) изменението на реактивната мощност в резултат на стъпално изменение на активната мощност.

в) изпитването се счита за успешно, ако са изпълнени съвкупно следните условия:

i) обхватът на зададената стойност на фактора на мощността и неговата стъпка са гарантирани в съответствие с член 21, параграф 3, буква г) от Регламент (ЕС) 2016/631;

ii) времето за задействане на реактивната мощност в резултат на стъпална промяна на активната мощност не надвишава времето, изисквано съгласно член 21, параграф 3, буква г) от Регламент (ЕС) 2016/631;

iii) точността на регулирането е в съответствие със стойността, посочена в член 21, параграф 3, буква г) от Регламент (ЕС) 2016/631;

7. По отношение на изпитванията, посочени в параграфи 4, 5 и 6, съответният ОПС може да избере за изпитване само два от трите варианта за регулиране.

8. По отношение на изменението в режим LFSM-O при модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, изпитванията се провеждат в съответствие с член 47, параграф 3 от Регламент (ЕС) 2016/631.

9. По отношение на изменението в режим LFSM-U при модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, изпитванията се провеждат в съответствие с член 48, параграф 3 от Регламент (ЕС) 2016/631.

10. По отношение на регулируемостта на активната мощност на модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, изпитванията се провеждат в съответствие с член 48, параграф 2 от Регламент (ЕС) 2016/631.

11. По отношение на изменението в режим FSM при модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, изпитванията се провеждат в съответствие с член 48, параграф 4 от Регламент (ЕС) 2016/631.

12. По отношение на регулирането за възстановяване на честотата на модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, изпитванията се провеждат в съответствие с член 45, параграф 5 от Регламент (ЕС) 2016/631.

13. По отношение на изменението в отговор на бързи сигнали при модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, изпитването се счита за успешно, ако изменението при модула от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, настъпи в рамките на периода от време, посочен в член 39, параграф 1, буква а).

14. По отношение на изпитванията на модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, когато събирателната мрежа за променливо напрежение не работи с номиналната честота от 50 Hz, съответният системен оператор, при съгласуване със съответния ОПС, трябва да договори със собственика на модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, необходимите изпитвания за съответствие.

## ГЛАВА 3

### Симулации за съответствие

#### Член 73

### Симулации за съответствие на системи за ПТВН

1. Вместо част от посочените по-долу симулации може да бъдат използвани сертификати

за оборудването, при условие че такива са предоставени на съответния системен оператор.

2. По отношение на симулацията на подаване на бърз ток на късо съединение:

а) собственикът на преобразователна единица или подстанция за ПТВН трябва да симулира нейната способност за подаване на бърз ток на късо съединение при условията, посочени в член 19;

б) симулацията се счита за успешна, ако се докаже съответствие с изискванията, специфицирани в съответствие с член 19.

3. По отношение на способността за подържане на непрекъснатостта на електроснабдяването:

а) собственикът на система за ПТВН трябва да симулира нейната способност да поддържа непрекъснатостта на електроснабдяването при условията, посочени в член 25; както и

б) симулацията се счита за успешна, ако се докаже съответствие с изискванията, специфицирани в съответствие с член 25.

4. По отношение на симулацията на възстановяване на активната мощност след повреда:

а) собственикът на система за ПТВН трябва да симулира нейната способност да възстановява активната мощност след повреда при условията, посочени в член 26;

б) симулацията се счита за успешна, ако се докаже съответствие с изискванията, специфицирани в съответствие с член 26.

5. По отношение на симулацията на способността за генериране на реактивна мощност:

а) собственикът на преобразователна единица или подстанция за ПТВН трябва да симулира нейната способност за генериране на реактивна мощност, както с изпреварващ, така и с изоставащ фазов ъгъл, при условията, посочени в член 20, параграфи 2—4;

б) симулацията се счита за успешна, ако са изпълнени съвкупно следните условия:

i) моделът за симулация на преобразователна единица или подстанция за ПТВН е утвърден посредством изпитванията за съответствие на способността за генериране на реактивна мощност, предвидени в член 71;

ii) доказано е съответствие с изискванията, определени в член 20, параграфи 2—4.

6. По отношение на симулацията за регулиране на погасяването на колебания на мощността:

а) собственикът на система за ПТВН трябва да докаже ефективността на нейната

функция за погасяване на колебания на мощността (функция ПКМ) при условията, посочени в член 30;

б) настройването трябва да води до подобряване на погасяването на колебанията при съответното регулиране на активната мощност в системата за ПТВН, когато действа в комбинация с функцията ПКМ, в сравнение с регулирането на активната мощност в системата за ПТВН без функцията ПКМ;

в) симулацията се счита за успешна, ако са изпълнени съвкупно следните условия:

i) функцията ПКМ погасява съществуващите колебания на мощността на системата за ПТВН в честотен обхват, посочен от съответния ОПС. Този обхват за честотата включва честотите, възникващи локално в системата за ПТВН, и честотите на колебанията, които се очаква да възникват в мрежата; както и

ii) изменение на прехвърляната активна мощност към системата за ПТВН, както е определено от съответния ОПС, не води до непогасени колебания на активната или реактивната мощност на системата за ПТВН.

7. По отношение на симулацията за изменение на активната мощност в случай на смущения в работата на системата:

а) собственикът на системата за ПТВН трябва да симулира нейната способност да променя бързо активната мощност, съгласно член 13, параграф 1, буква б); както и

б) симулацията се счита за успешна, ако са изпълнени съвкупно следните условия:

i) системата за ПТВН показва стабилна работа в рамките на предварително определена последователност от изменения на активната мощност;

ii) първоначалното закъснение при регулирането на активната мощност не надвишава стойността, посочена в член 13, параграф 1, буква б), или, ако я надвишава, това е логично обосновано.

8. По отношение на симулацията за бързо обръщане на посоката на пренасяне на активната мощност, когато е приложимо:

а) собственикът на системата за ПТВН трябва да симулира нейната способност да обръща бързо посоката на пренасяне на активната мощност, съгласно член 13, параграф 1, буква в);

б) симулацията се счита за успешна, ако са изпълнени съвкупно следните условия:

i) системата за ПТВН показва стабилна работа;

ii) времето за регулиране на активната мощност не надвишава стойността, посочена в член 13, параграф 1, буква в), или, ако я надвишава, това е логично обосновано.

## Член 74

Симулации за съответствие за модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, отдалечени преобразователни единици за ПТВН

1. Модулите от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, се подлагат на симулациите, определени подробно в настоящия параграф. Вместо част от посочените по-долу симулации може да бъдат използвани сертификати за оборудването, при условие че такива са предоставени на съответния системен оператор.

2. По отношение на симулацията на подаване на бърз ток на късо съединение:

а) собственикът на модула от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, трябва да симулира способността на модула да подава бърз ток на късо съединение при условията, посочени в член 20, параграф 2, буква б) от Регламент (ЕС) 2016/631; както и

б) симулацията се счита за успешна, ако се докаже съответствие с изискването по член 20, параграф 2, буква б) от Регламент (ЕС) 2016/631.

3. По отношение на симулацията на възстановяване на активната мощност след повреда:

а) собственикът на модула от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, трябва да симулира способността на модула да възстановява активната мощност след повреда при условията, посочени в член 20, параграф 3, буква а) от Регламент (ЕС) 2016/631; както и

б) симулацията се счита за успешна, ако се докаже съответствие с изискването по член 20, параграф 3, буква а) от Регламент (ЕС) 2016/631.

4. По отношение на симулацията на способността за генериране на реактивна мощност на модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ:

а) собственикът на модула от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, трябва да симулира способността на модула да генерира реактивна мощност, както с изпреварващ, така и с изоставащ фазов ъгъл, при условията, посочени в член 40, параграф 2; както и

б) симулацията се счита за успешна, ако са изпълнени съвкупно следните условия:

i) моделът за симулация на модула от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, е утвърден посредством изпитванията за съответствие на способността за генериране на реактивна мощност, предвидени в член 72, параграф 2;

ii) доказано е съответствие с изискванията, определени в член 40, параграф 2.

5. По отношение на симулацията на способността за генериране на реактивна мощност

на отдалечени преобразователни единици за ПТВН:

а) собственикът на отдалечена преобразователна единица или подстанция за ПТВН трябва да симулира нейната способност за генериране на реактивна мощност, както с изпреварващ, така и с изоставащ фазов ъгъл, при условията, посочени в член 48, параграф 2; както и

б) симулацията се счита за успешна, ако са изпълнени съвкупно следните условия:

i) моделът за симулация на отдалечената преобразователна единица за ПТВН или отдалечената преобразователна подстанция е утвърден посредством изпитванията за съответствие на способността за генериране на реактивна мощност, предвидени в член 72, параграф 3;

ii) доказано е съответствие с изискванията, определени в член 48, параграф 2.

6. По отношение на симулацията за регулиране на погасяването на колебания на мощността:

а) собственикът на модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, трябва да симулира способността да се погасяват колебания на мощността в съответствие с условията, посочени в член 21, параграф 3, буква е) от Регламент (ЕС) 2016/631; както и

б) симулацията се счита за успешна, ако се докаже съответствие на модела с условията, посочени в член 21, параграф 3, буква е) от Регламент (ЕС) 2016/631.

7. По отношение на способността за поддържане на непрекъснатостта на електроснабдяването:

а) собственикът на модула от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, трябва да симулира способността за поддържане на непрекъснатостта на електроснабдяването в съответствие с условията, посочени в член 16, параграф 3, буква а) от Регламент (ЕС) 2016/631;

б) симулацията се счита за успешна, ако се докаже съответствие на модела с условията, посочени в член 16, параграф 3, буква а) от Регламент (ЕС) 2016/631.

## ГЛАВА 4

### Незадължителни насоки и наблюдение на изпълнението

#### Член 75

### Незадължителни насоки относно изпълнението

1. Не по-късно от шест месеца след датата на влизане в сила на настоящия регламент

ЕМОПС за електроенергия изготвя и предоставя на своите членове и на други оператори на системи незадължителни писмени насоки относно елементите на настоящия регламент, които изискват решения на национално равнище. След това тези насоки се предоставят периодично на всеки две години. ЕМОПС за електроенергия публикува насоките на своята интернет страница.

2. ЕМОПС за електроенергия се консултира със заинтересованите страни при предоставянето на незадължителни насоки.

3. Незадължителните насоки разясняват техническите въпроси, условията и взаимозависимостите, които трябва да бъдат взети под внимание, за да се постигне съвместимост с изискванията на настоящия регламент на национално равнище.

## Член 76

### Наблюдение

1. ЕМОПС за електроенергия наблюдава изпълнението на настоящия регламент в съответствие с член 8, параграф 8 от Регламент (ЕО) № 714/2009. Наблюдението обхваща по-специално следните теми:

а) установяване на всички различия в изпълнението на настоящия регламент на национално равнище;

б) оценка на това дали избраните стойности и обхвати, посочени в изискванията, приложими за системи за ПТВН и модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, съгласно настоящия регламент, продължават да бъдат валидни.

2. Агенцията, в сътрудничество с ЕМОПС за електроенергия, изготвя в срок от 12 месеца след датата на влизане в сила на настоящия регламент списък на съответната информация, която да бъде съобщена от ЕМОПС за електроенергия на Агенцията в съответствие с член 8, параграф 9 и член 9, параграф 1 от Регламент (ЕО) № 714/2009. Списъкът на съответната информация подлежи на актуализиране. ЕМОПС за електроенергия поддържа пълен архив за изискваната от Агенцията информация под формата на цифрови данни в стандартизиран формат.

3. Съответните ОПС представят на ЕМОПС за електроенергия информацията, необходима за изпълнението на задачите, посочени в параграфи 1 и 2.

При искане от страна на регулаторния орган ОПС предоставят на ОПС информация съгласно параграф 2, освен ако регулаторните органи, Агенцията или ЕМОПС вече са получили тази информация във връзка със съответните си задачи за наблюдение, като в такъв случай, с оглед избягване на дублирането на информацията, това не се прави.

4. Когато ЕМОПС или Агенцията определят области в обхвата на настоящия регламент, при които въз основа на развитието на пазара или на опита, събран при прилагането на настоящия регламент, е препоръчително да се задълбочи хармонизирането на изискванията в рамките на настоящия регламент, с цел да се насърчи интеграцията на пазара, те трябва да предлагат

проектоизменения към настоящия регламент в съответствие с член 7, параграф 1 от Регламент (ЕО) № 714/2009.

## ДЯЛ VII

### ДЕРОГАЦИИ

#### Член 77

##### Правомощия за предоставяне на дерогации

1. Регулаторните органи могат, по искане на настоящ или предполагаем бъдещ собственик на система за ПТВН или модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, съответния системен оператор или съответния ОПС, да предоставят на тези настоящи или предполагаеми бъдещи собственици, на съответните системни оператори или съответните ОПС дерогации от една или повече разпоредби на настоящия регламент за нови и съществуващи системи за ПТВН и/или модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, в съответствие с членове 78—82.

2. Дерогации могат да се предоставят и оттеглят в съответствие с членове 78—81 от институции, различни от регулаторните органи, когато това е приложимо в дадена държава членка.

#### Член 78

##### Общи разпоредби

1. Всеки регулаторен орган определя след консултации със съответните системни оператори, собственици на системи за ПТВН и собственици на модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, и други заинтересовани страни, които той счита за засегнати от настоящия регламент, критериите за предоставяне на дерогации по силата на членове 79—81. Той публикува тези критерии на своята интернет страница и ги съобщава на Комисията в срок от девет месеца след датата на влизане в сила на настоящия регламент. Комисията може да поиска от даден регулаторен орган да измени критериите, ако счете, че те не са в съответствие с разпоредбите на настоящия регламент. Възможността да се преработват и изменят критериите за предоставяне на дерогации не трябва да засяга вече предоставени дерогации, които трябва да продължат да се прилагат до датата на валидност, посочена в решението, с което те са предоставени.

2. Ако прецени, че е необходимо поради промяна в обстоятелствата във връзка с развитието на системните изисквания, регулаторният орган може да преразглежда и изменя най-много веднъж годишно критериите за предоставяне на дерогации, в съответствие с параграф 1. Измененията на критериите не се прилагат за дерогации, за които вече е подадено искане.

3. Регулаторният орган може да реши, че системите за ПТВН и модулите от вида



„електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, за които е внесено искане за дерогация по силата на членове 79—81, не е необходимо да съответстват на изискванията на настоящия регламент, от които е поискана дерогация, считано от деня на подаване на искането до деня на публикуване на решението на регулаторния орган.

## Член 79

Искане за дерогация от страна на собственик на система за ПТВН или модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ

1. Настоящи или предполагаеми бъдещи собственици на системи за ПТВН и на модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, могат да поискат дерогации от едно или повече изисквания на настоящия регламент.

2. Искането за дерогация се подава до съответния системен оператор и включва:

а) идентификация на настоящ или предполагаем бъдещ собственик на система за ПТВН или модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, и лице за контакти с цел комуникация от всякакъв вид;

б) описание на системата за ПТВН или модула от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, за която/който е поискана дерогация;

в) посочване на разпоредбите на настоящия регламент, от които се иска дерогация, и подробно описание на поисканата дерогация;

г) подробна обосновка, придружена от съответни подкрепящи документи, и анализ на разходите и ползите в съответствие с изискванията на член 66;

д) доказателства, че исканата дерогация няма да има неблагоприятно въздействие върху трансграничната търговия;

е) в случай на модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, свързан с една или повече отдалечени преобразователни подстанции за ПТВН, доказателства, че преобразователната подстанция няма да бъде засегната от исканата дерогация, или, като алтернатива, съгласие от собственика на преобразователната подстанция с предложената дерогация.

3. В срок от две седмици след получаването на искане за дерогация съответният системен оператор информира настоящия или предполагаемия бъдещ собственик на система за ПТВН или модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, дали искането е пълно. Ако съответният системен оператор счита, че искането е непълно, настоящият или предполагаемият бъдещ собственик на система за ПТВН или модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, внася исканата допълнителна информация в срок от един месец след получаване на искането за допълнителна информация. Ако настоящ или предполагаем бъдещ собственик на система за ПТВН или модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен

чрез връзка за ПТ, не предостави исканата информация в посочения срок, искането за дерогация се счита за оттеглено.

4. Съответният системен оператор оценява, при съгласуване със съответния ОПС и всички засегнати съседни ОРС, искането за дерогация и предоставения анализ на разходите и ползите, като взема предвид критериите, определени от регулаторния орган съгласно член 78.

5. Ако искането за дерогация засяга система за ПТВН или модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, свързан/а към разпределителна система, включително затворена разпределителна система, оценката на съответния системен оператор трябва да бъде придружена от оценка на искането за дерогация от съответния ОПС. Съответният ОПС предоставя своята оценка в срок от два месеца, след като тя му бъде поискана от съответния системен оператор.

6. В срок от шест месеца след получаването на искане за дерогация, съответният системен оператор трябва да препрати искането до регулаторния орган и да представи оценката/ите, изготвена/и в съответствие с параграфи 4 и 5. Този срок може да бъде удължен с един месец, когато съответният системен оператор изисква допълнителна информация от настоящия или предполагаемия бъдещ собственик на система за ПТВН или модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, както и с два месеца, когато съответният системен оператор поиска от съответния ОПС да представи оценка на искането за дерогация.

7. Регулаторният орган приема решение относно всяко искане за дерогация в срок от шест месеца от деня, следващ получаването на искането. Преди да е изтекъл, този срок може да бъде удължен с три месеца, ако регулаторният орган изиска допълнителна информация от настоящия или предполагаемия бъдещ собственик на системата за ПТВН или модула от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, или от която и да е друга заинтересована страна. Този допълнителен срок започва да тече, след като бъде получена цялата информация.

8. Настоящият или предполагаемият бъдещ собственик на система за ПТВН или модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, предоставя всякаква допълнителна информация, изисквана от регулаторния орган, в срок от два месеца от това искане. Ако настоящият или предполагаемият бъдещ собственик на система за ПТВН или модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, не предостави исканата информация в посочения срок, искането за дерогация се счита за оттеглено, освен ако преди изтичането му:

а) регулаторният орган реши да предостави удължаване на срока; или

б) настоящият или предполагаемият бъдещ собственик на системата за ПТВН или модула от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, информира посредством обосновано искане регулаторния орган, че искането за дерогация е пълно.

9. Регулаторният орган издава обосновано решение относно искането за дерогация. Когато регулаторният орган предостави дерогация, той посочва нейната продължителност.

10. Регулаторният орган уведомява за своето решение настоящия или предполагаемия бъдещ собственик на система за ПТВН или модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен

чрез връзка за ПТ, съответния системен оператор и съответния ОПС.

11. Даден регулаторен орган може да оттегли решението за предоставяне на дерогация, ако обстоятелствата и причините за искането на дерогацията вече не са приложими, или въз основа на обоснована препоръка на Комисията или обоснована препоръка на Агенцията в съответствие с член 83, параграф 2.

## Член 80

### Искане за дерогация от съответен системен оператор или съответен ОПС

1. Съответните системни оператори или съответните ОПС могат да поискат дерогация за категории системи за ПТВН или модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, които са или ще бъдат присъединени към техните мрежи.

2. Съответните системни оператори или съответните ОПС подават своите искания за дерогация до регулаторния орган. Всяко искане за дерогация включва:

а) идентификация на съответния системен оператор или съответния ОПС и лице за контакт за комуникация от всякакъв вид;

б) описание на системите за ПТВН или модулите от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, за които е поискана дерогация, както и общата инсталирана мощност и броя на системите за ПТВН или модулите от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ;

в) изискването или изискванията на настоящия регламент, от които се иска дерогация, наред с подробно описание на поисканата дерогация;

г) подробна обосновка, заедно с всички съответни съпътстващи документи;

д) доказателства, че исканата дерогация няма да има неблагоприятно въздействие върху трансграничната търговия;

е) анализ на разходите и ползите, изготвен съгласно изискванията на член 66. Ако е приложимо, анализът на разходите и ползите се извършва при съгласуване със съответния ОПС и всички съседни ОПС.

3. Когато искането за дерогация е подадено от съответния ОПС или ОЗРМ, регулаторният орган, в срок от две седмици, считано от деня след получаването на това искане, изисква от съответния ОПС да изготви оценка на искането за дерогация в светлината на критериите, определени от регулаторния орган, в съответствие с член 78.

4. В срок от две седмици, считано от деня след получаването на това искане за оценка, съответният ОПС трябва да информира съответния ОПС или съответния ОЗРМ дали искането за дерогация е пълно. Ако съответният ОПС счита, че искането е непълно, съответният ОПС или

ОЗРМ внася исканата допълнителна информация в срок от един месец след получаване на искането за допълнителна информация.

5. В срок от шест месеца след получаването на искане за дерогация, съответният ОПС предоставя на регулаторния орган своята оценка, включително всякаква съответна документация. Шестмесечният срок може да бъде удължен с един месец, ако съответният ОПС поиска допълнителна информация от съответния ОРС или съответния ОЗРМ.

6. Регулаторният орган приема решение относно искане за дерогация в срок от шест месеца от деня, следващ получаването на искането. Когато искането за дерогация е подадено от съответния ОРС или ОЗРМ, шестмесечният срок започва да тече от деня след получаването на оценката съгласно параграф 5 от съответния ОПС.

7. Преди да е изтекъл шестмесечният срок, посочен в параграф 6, той може да бъде удължен с още три месеца, ако регулаторният орган поиска допълнителна информация от съответния системен оператор, който е поискал дерогацията, или от която и да е друга заинтересована страна. Този допълнителен срок започва да тече от деня, следващ датата на получаване на пълната информация.

Съответният системен оператор предоставя допълнителната информация, изисквана от регулаторния орган, в срок от два месеца от датата на това искане. Ако съответният системен оператор не предостави исканата допълнителна информация в посочения срок, искането за дерогация се счита за оттеглено, освен ако преди изтичането на срока:

а) регулаторният орган реши да предостави удължаване на срока; или

б) съответният системен оператор информира посредством мотивирано искане регулаторния орган, че искането за дерогация е пълно.

8. Регулаторният орган издава обосновано решение относно искането за дерогация. Когато регулаторният орган предостави дерогация, той посочва нейната продължителност.

9. Регулаторният орган съобщава своето решение на съответния системен оператор, поискал дерогацията, съответния ОРС и Агенцията.

10. Регулаторните органи могат да установят допълнителни изисквания, засягащи подготовката на исканията за дерогации от съответните системни оператори. При това регулаторните органи трябва да вземат предвид необходимостта от разграничаване между преносната система и разпределителната система на национално равнище и да се консултират със системни оператори, собственици на системи за ПТВН или модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, и заинтересовани лица, включително производители.

11. Даден регулаторен орган може да оттегли решението за предоставяне на дерогация, ако обстоятелствата и причините за искането на дерогацията вече не са приложими, или въз основа на обоснована препоръка на Комисията или обоснована препоръка на Агенцията в съответствие с член 83, параграф 2.

## Член 81

Искане за дерогация от разпоредбите на дял III от собственик на модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ

1. За искане за дерогация от разпоредбите на член 40, параграф 1, букви б) и в), член 40, параграф 2, букви а) и б) и членове 41—45 не се прилагат разпоредбите на член 79, параграф 2, букви г) и д), когато то се отнася до модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, който има или ще има една единствена връзка с една единствена синхронна зона.

2. Регулаторният орган може да поставя всякакви условия в решението относно искането за дерогация, посочено в параграф 1. Сред тях може да бъде например условие, че доразвиването на връзката до многоизводна мрежа или присъединяването на допълнителен модул от вида „електроенергиен парк“ в същата точка ще доведе до повторна оценка на дерогацията от регулаторния орган или до нейното изтичане. Регулаторният орган взема предвид необходимостта от оптимизиране на конфигурацията на свързването между модула от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, и отдалечената преобразователна подстанция за ПТВН, както и оправданите правни очаквания на собственика на модула от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, при приемането на решение относно дадено искане за дерогация.

## Член 82

Регистър на дерогациите от изискванията на настоящия регламент

1. Регулаторните органи поддържат регистър на всички дерогации, които са предоставили или отказали, и предоставят на Агенцията актуализиран и консолидиран регистър поне веднъж на всеки шест месеца, като копие от този регистър се предоставя на ЕМОПС за електроенергия.

2. Регистърът съдържа по-специално:

а) изискването или изискванията, по отношение на които е предоставена или отказана дерогацията;

б) съдържанието на дерогацията;

в) причините за предоставянето или отказването на дерогацията;

г) следствията от предоставянето на дерогация.

## Член 83

Наблюдение на дерогациите

1. Агенцията наблюдава процедурата за предоставяне на дерогации със съдействието на регулаторните органи или съответните органи на държавата членка. Тези органи или съответните органи на държавата членка предоставят на Агенцията цялата информация, необходима за тази цел.

2. Агенцията може да издаде обоснована препоръка до даден регулаторен орган да отмени дерогация поради липсата на обосновка. Комисията може да издаде мотивирана препоръка до даден регулаторен орган или съответен орган на държавата членка да отмени дерогация поради липса на обосновка.

3. Комисията може да поиска от Агенцията да докладва относно прилагането на параграфи 1 и 2 и да представи основанията си да поиска или да не поиска отказ на определени дерогации.

## ДЯЛ VIII

### ЗАКЛЮЧИТЕЛНИ РАЗПОРЕДБИ

#### Член 84

##### Изменение на договори и общи условия

1. Регулаторните органи трябва да гарантират, че всички съответни клаузи в договорите и общите условия, отнасящи се до присъединяването към мрежата на нови системи за ПТВН или нови модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, се привеждат в съответствие с изискванията на настоящия регламент.

2. Всички съответни клаузи в договорите и съответните клаузи в общите условия, отнасящи се до присъединяването към мрежата на съществуващи системи за ПТВН или съществуващи модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, обект на всички или някои от изискванията на настоящия регламент в съответствие с член 1, параграф 4, се изменят, за да се съобразят с изискванията на настоящия регламент. Съответните клаузи се изменят в срок от три години след решението на регулаторния орган или държавата членка, както е посочено в член 4, параграф 1.

3. Регулаторните органи гарантират, че националните споразумения между системните оператори и собствениците на нови или съществуващи системи за ПТВН и модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, попадащи в обхвата на настоящия регламент, по-специално вписаните в националните правилници за електроенергийни мрежи изисквания за присъединяване към мрежата на системи за ПТВН и модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, са отговарят на изискванията, изложени в настоящия регламент.

#### Член 85

Системи за ПТВН или модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, които са свързани към синхронни зони или контролни зони, които не са обвързани със законодателството на ЕС

1. Когато система за ПТВН, към която се прилагат изискванията на настоящия регламент, свързва синхронни или контролни зони с най-малко една синхронна или контролна зона, която не попада в обхвата на законодателството на Съюза, съответният ОПС или, когато е приложимо, съответният собственик на система за ПТВН се стреми да сключи споразумение, чрез което да гарантира сътрудничеството и на собствениците на системи за ПТВН, които нямат правно задължение да спазват настоящия регламент.

2. Ако не може да бъде постигнато споразумение, както е посочено в параграф 1, съответният ОПС или, според случая, съответният собственик на въпросната система за ПТВН използва всички налични средства, за да се съобрази с изискванията на настоящия регламент.

## Член 86

### Влизане в сила

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

Без да се засягат разпоредбите на член 4, параграф 2, буква б), член 5, член 75, член 76 и член 78, разпоредбите на настоящия регламент започват да се прилагат три години след датата на публикуване.

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

Съставено в Брюксел на 26 август 2016 година.

За Комисията

Председател

Jean-Claude JUNCKER

## ПРИЛОЖЕНИЕ I

Обхвати за честотата, посочени в член 11

Обхват за честотата

Период на експлоатация

47,0 Hz — 47,5 Hz	60 секунди
47,5 Hz — 48,5 Hz	Специфицира се от всеки съответен ОПС, но трябва да е по-дълъг от периодите, определени за генериране и потребление съответно съгласно Регламент (ЕС) 2016/631 и Регламент (ЕС) 2016/1388, и по-дълъг от периода, определен за модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, съгласно член 39.
48,5 Hz — 49,0 Hz	Специфицира се от всеки съответен ОПС, но трябва да е по-дълъг от периодите, определени за генериране и потребление съответно съгласно Регламент (ЕС) 2016/631 и Регламент (ЕС) 2016/1388, и по-дълъг от периода, определен за модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, съгласно член 39.
49,0 Hz — 51,0 Hz	Неограничен
51,0 Hz — 51,5 Hz	Специфицира се от всеки съответен ОПС, но трябва да е по-дълъг от периодите, определени за генериране и потребление съответно съгласно Регламент (ЕС) 2016/631 и Регламент (ЕС) 2016/1388, и по-дълъг от периода, определен за модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, съгласно член 39.
51,5 Hz — 52,0 Hz	Специфицира се от всеки съответен ОПС, но трябва да е по-дълъг от периода, определен за модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за ПТ, съгласно член 39.

Таблица 1: Минимални периоди от време, през които една система за ПТВН трябва да може да работи при различни отклонения на честотата от номиналната стойност, без да се изключва от мрежата.

## ПРИЛОЖЕНИЕ II

Изисквания, приложими за честотно зависим режим, честотно зависим режим с ограничаване при повишена честота и честотно зависим режим с ограничаване при понижена честота

### А. Честотно зависим режим

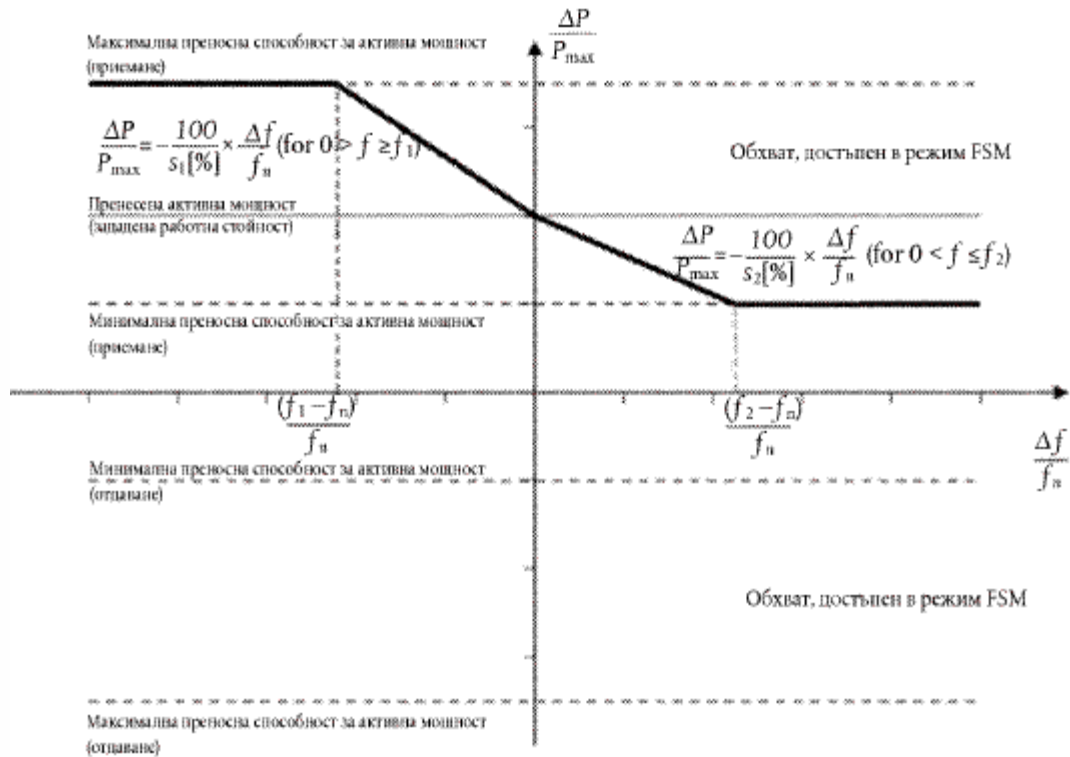
#### 1. Когато работи в честотно зависим режим (FSM):

а) една система за ПТВН трябва да може да реагира на честотни отклонения във всяка присъединена мрежа за променливо напрежение, като регулира пренасянето на активна мощност, както е показано на фигура 1 и в съответствие с параметрите, специфицирани от всеки ОПС в обхватите, посочени в таблица 2. Тази спецификация трябва да бъде съобщена на регулаторния орган. Условиата за това съобщаване се определят в съответствие с приложимата национална нормативна уредба;

б) регулирането на изменението на активната мощност в зависимост от честотата трябва



да се ограничава от минималната и максималната способност за пренасяне на активна мощност чрез ПТВН на системата за ПТВН (във всяка посока);



**Фигура 1:** Способност на система за ПТВН да регулира активната мощност в зависимост от честота. Зона на нулева зона на нечувствителност и нечувствителност с положителна зададена стойност (приемане на енергия от мрежата).  $\Delta P$  е промяната в активната мощност на системата за ПТВН.  $f$  е променливо напрежение, където се предоставя услугата FSM, а  $\Delta f$  е отклонението на честотата в мрежата, където се предоставя услугата FSM.

Параметри	
Зона на нечувствителност при регулиране в зависимост от честотата	$0 \pm 500$
Статизъм $s_1$ (регулиране нагоре)	Минимум
Статизъм $s_2$ (регулиране надолу)	Минимум
Нечувствителност при регулиране в зависимост от честотата	Максимум

Таблица 2: Параметри за регулирането на активната мощност в зависимост от честотата в режим FSM

в) системата за ПТВН трябва да може, след получаване на инструкции от съответния ОПС, да приспособява стойностите за статизъм при регулиране нагоре и надолу, зоната на нечувствителност на регулирането в зависимост от честотата, както и експлоатационния обхват на измененията в обхвата на активната мощност, достъпен в режим FSM, определен на фигура 1, и в по-общ план в границите, посочени в букви а) и б). Тези стойности трябва да бъдат съобщени на регулаторния орган. Условиата за това съобщаване се определят в съответствие с приложимата

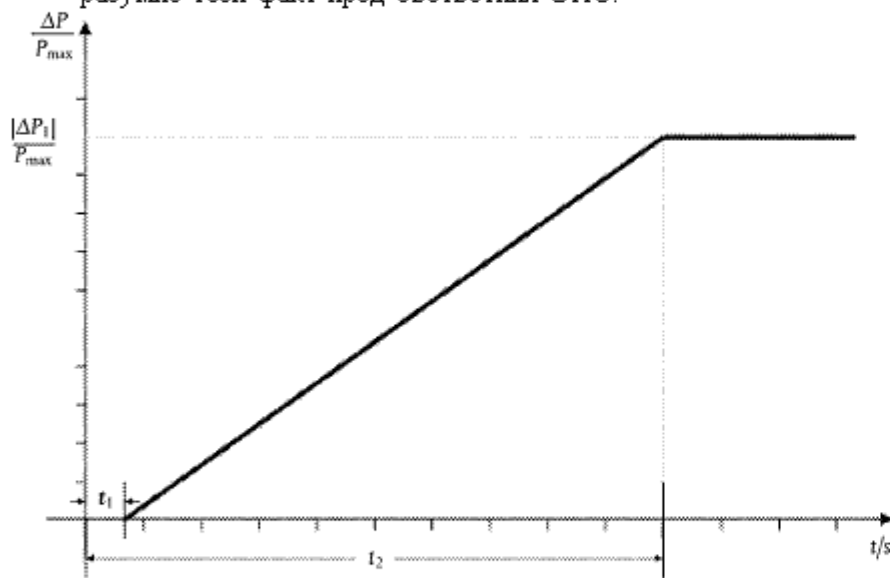
национална нормативна уредба;

г) в резултат на стъпална промяна на честотата системата за ПТВН трябва да може да изменя активната мощност така, че да постигне определеното чрез фигура 1 регулиране на активната мощност при изменение на честотата, по такъв начин, че изменението да е:

i) толкова бързо, колкото позволяват техническите характеристики; и

ii) описващата го крива да съвпада със или да бъде над плътната линия, изобразена на фигура 2, в съответствие с параметрите, специфицирани от всеки съответен ОПС, в рамките на обхватите, определени в таблица 3:

- системата за ПТВН трябва да може да регулира активната мощност  $\Delta P$  до границите на съответния ОПС, в съответствие с времената  $t_1$  и  $t_2$ , посочени в таблица 3, където  $t_1$  е първото време за пълно задействане. Стойностите  $t_1$  и  $t_2$  се специфицират от съответния ОПС и регулаторния орган. Условието за това съобщаване се определят в съответствие с приложимата
- ако първоначалното закъснение при задействане е над 0,5 секунди, собственикът на системата разумно този факт пред съответния ОПС.



**Фигура 2:** Способност на система за ПТВН да регулира активната мощност в зависимост от честотата, предизвикано от стъпалната промяна на честотата.

Параметри	
Максимално допустимо първоначалното закъснение $t_1$	0,5 секунди
Максимално допустимо време за пълно задействане $t_2$ , освен ако от съответния ОПС са специфицирани по-дълги времена за задействане	30 секунди

Таблица 3: Параметри за пълно задействане на регулирането на активната мощност при стъпални промени на честотата.

д) при експлоатация в честотно зависим режим една система за ПТВН, свързваща

различни контролни или синхронни зони, трябва да бъде в състояние да осъществява пълно регулиране на активната мощност в зависимост от честотата по всяко време и за продължителен период от време;

е) докато отклонението на честотата продължава, управлението на активната мощност не трябва да оказва никакво неблагоприятно въздействие върху регулирането на активната мощност в зависимост от честотата.

#### Б. Честотно зависим режим с ограничаване при повишена честота

1. В допълнение към изискванията на член 11 по отношение на честотно зависимия режим с ограничаване при повишена честота (LFSM-O) се прилага следното:

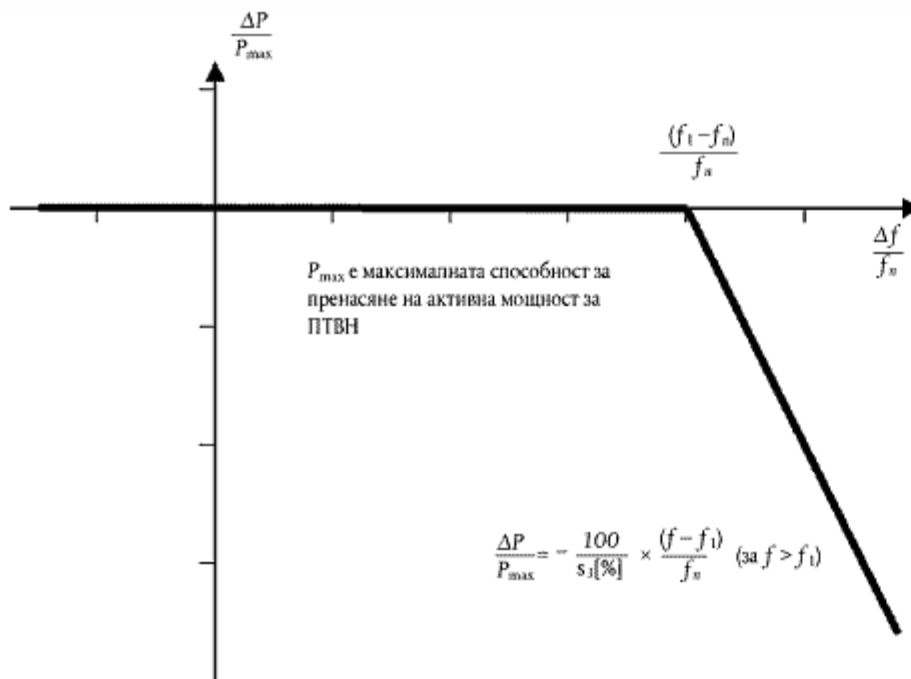
а) системата за ПТВН трябва да може да регулира в зависимост от честотата активната мощност в мрежата или мрежите за променливо напрежение, както при приемане, така и при отдаване на мощност, съгласно фигура 3, при честотен праг  $f_1$  в границите 50,2—50,5 Hz, включително, със статизъм  $S_3$ , който се регулира от 0,1 % нагоре;

б) системата за ПТВН трябва да може да понижава активната мощност до минималната си способност за пренасяне на активна мощност чрез ПТВН;

в) системата за ПТВН трябва да може да регулира активната мощност в зависимост от честотата толкова бързо, колкото позволяват техническите характеристики, като първоначалното закъснение и времето за пълно задействане се определят от съответния ОПС и се съобщават на регулаторния орган в съответствие с приложимата национална нормативна уредба;

г) системата за ПТВН трябва да може да се експлоатира стабилно в режим LFSM-O. Когато е активен режимът LFSM-O, йерархията на функциите за управление трябва да е в съответствие с член 35.

2. Настройките за праг на честотата и за статизъм, посочени в буква а) от параграф 1, се определят от съответния ОПС и се съобщават на регулаторния орган в съответствие с приложимата национална нормативна уредба.



**Фигура 3:** Способност на система за ПТВН да регулира активната мощност в зависимост от честотата.  $P_{\max}$  е максималната способност за пренасяне на активна мощност за ПТВН, а  $\Delta f$  е изменението на честотата на мрежата или мрежите за променливо напрежение. При повишени честоти, когато стойността  $f$  е по-голяма от  $f_1$ , системата за ПТВН трябва да работи в настройката за статизъм.

### В. Честотно зависим режим с ограничаване при понижена честота

1. В допълнение към изискванията на член 11 по отношение на честотно зависимия режим с ограничаване при понижена честота (LFSM-O) се прилага следното:

а) системата за ПТВН трябва да може да регулира активната мощност в зависимост от честотата според мрежата или мрежите за променливо напрежение, както при приемане, така и при отдаване на мощност, съгласно фигура 4, при честотен праг  $f_2$  в границите 49,8—49,5 Hz, включително, със статизъм S4, който се регулира от 0,1 % нагоре;

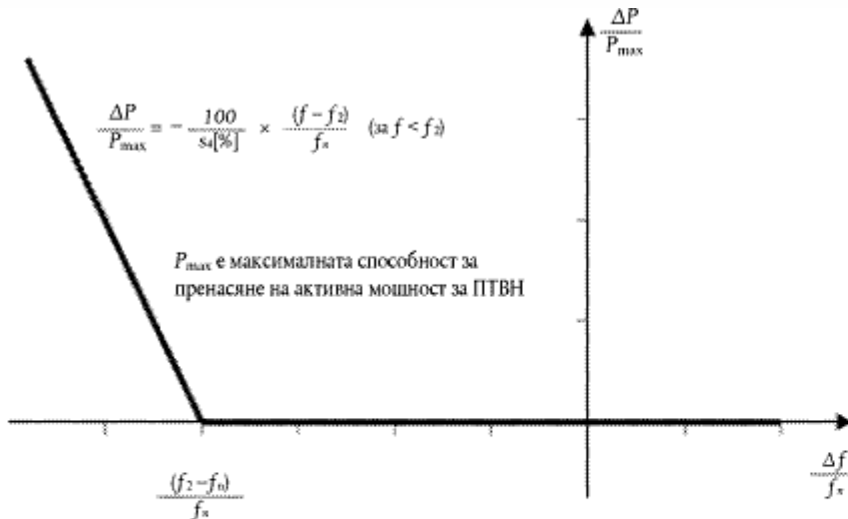
б) системата за ПТВН, работеща в режим LFSM-U, трябва да може да повишава активната мощност до максималната си способност за пренасяне на активна мощност чрез ПТВН;

в) изменението на активната мощност в зависимост от честотата трябва да се задейства толкова бързо, колкото позволяват техническите характеристики, като първоначалното закъснение и времето за пълно задействане се определят от съответния ОПС и се съобщават на регулаторния орган в съответствие с приложимата национална нормативна уредба;

г) системата за ПТВН трябва да може да се експлоатира стабилно в режим LFSM-U. Когато е активен режимът LFSM-U, йерархията на функциите за управление трябва да е в

съответствие с член 35.

2. Настройките за праг на честотата и за статизъм, посочени в буква а) от параграф 1, се определят от съответния ОПС и се съобщават на регулаторния орган в съответствие с приложимата национална нормативна уредба.



**Фигура 4:** Способност за регулиране на активната мощност в зависимост от честотата в системата за активната мощност на ПТВН. В зависимост от режима на работа това може да бъде намалявано от отдаваната мощност.  $f_n$  е номиналната честота на мрежата или мрежите за променливо напрежение, към които е приложена честота, когато стойността  $f$  е по-малка от  $f_2$ , системата за ПТВН трябва да увеличава активната мощност.

### ПРИЛОЖЕНИЕ III

Обхвати за напрежението, посочени в член 18

Синхронна зона	Обхват за напрежението		Период на експлоатация	
Континентална Европа	0,85 — 1,118 отн.ед.		Неограничен	
	1,118 — 1,15 отн.ед.		Определя се от всеки съответен системен оператор, при съгласуване със съответния ОПС, но не е по-малък от 20 минути	
Скандинавски район	0,90 — 1,05 отн.ед.		Неограничен	
	1,05 — 1,10 отн.ед.		60 минути	
Великобритания	0,90 — 1,10 отн.ед.		Неограничен	
Ирландия и Северна Ирландия	0,90 — 1,118 отн.ед.		Неограничен	
Прибалтика	0,85 — 1,118 отн.ед.		Неограничен	
	1,118 — 1,15 отн.ед.		20 минути	

Таблица 4: Минимални периоди от време, през които една система за ПТВН трябва да може да се експлоатира при напрежение, което се отклонява от базовата стойност за изчисляване

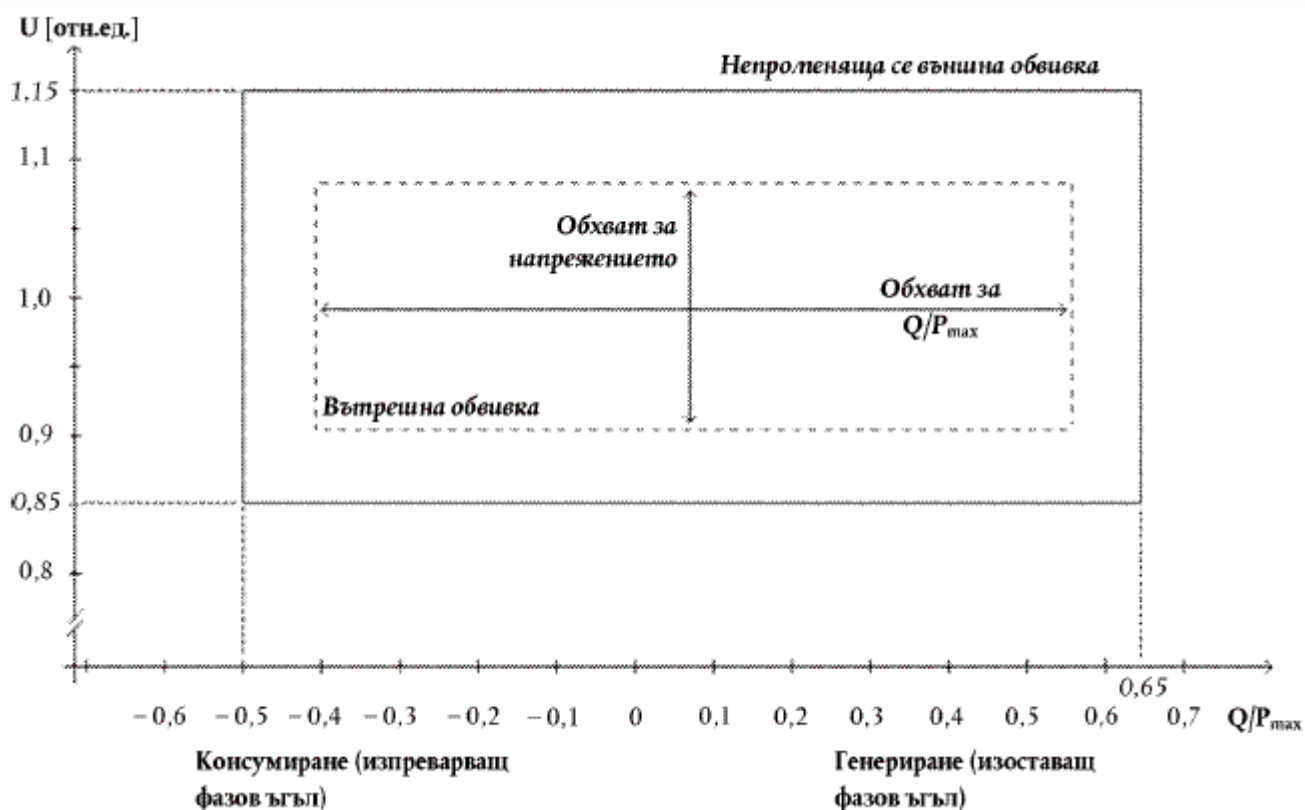
в относителни единици в точките на присъединяване, без да се изключва от мрежата. Тази таблица се прилага при стойности на базовото напрежение в отн. ед., от 110 kV или повече, но под 300 kV.

Синхронна зона Континентална Европа	Обхват за напрежението	Период на експлоатация
		0,85 — 1,05 отн.ед.
	1,05 — 1,0875 отн.ед.	Специфицира се от всеки ОПС, но не е по-малък от 60 минути
	1,0875 — 1,10 отн.ед.	60 минути
Скандинавски район	0,90 — 1,05 отн.ед.	Неограничен
	1,05 — 1,10 отн.ед.	Специфицира се от всеки ОПС, но не е по-голям от 60 минути
Великобритания	0,90 — 1,05 отн.ед.	Неограничен
	1,05 — 1,10 отн.ед.	15 минути
Ирландия и Северна Ирландия	0,90 — 1,05 отн.ед.	Неограничен
Прибалтика	0,88 — 1,097 отн.ед.	Неограничен
	1,097 — 1,15 отн.ед.	20 минути

Таблица 5: Минимални периоди от време, през които една система за ПТВН трябва да може да се експлоатира при напрежение, което се отклонява от базовата стойност за изчисляване в относителни единици в точките на присъединяване, без да се изключва от мрежата. Тази таблица се прилага при стойности на базовото напрежение в отн. ед., които се намират между 300 kV и 400 kV (включително).

#### ПРИЛОЖЕНИЕ IV

Изисквания относно характеристиката U-Q/P<sub>max</sub>, посочени в член 20



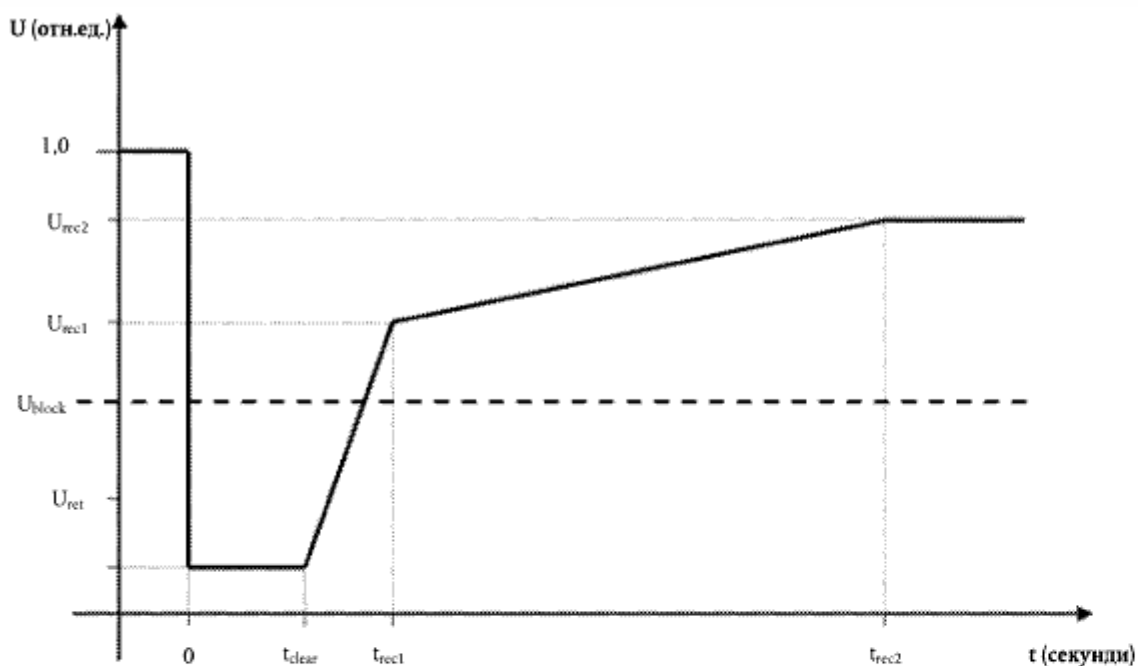
Фигура 5: На схемата са дадени границите на характеристиката  $U-Q/P_{\max}$ , като  $U$  е напрежението в отн. ед. в точките на присъединяване, изразено като отношението на неговата действителна стойност към базовата му стойност за изчисляване в относителни единици, а  $Q/P_{\max}$  е отношението на реактивна мощност на система за ПТВН към нейната максимална способност за пренасяне на активна мощност чрез ПТВН. Положението, размерът и формата на вътрешната обвивка са само примерни и се допуска използването на форми, различни от правоъгълната, в рамките на вътрешната обвивка. За форми на характеристиката, различни от правоъгълната, обхватът на напрежението представлява разликата между най-високата и най-ниската стойност на напрежението в тази форма. Такава характеристика не позволява използването на всички стойности от обхвата на реактивна мощност, които са на разположение в обхвата на напрежението в стационарни условия.

Синхронна зона	Максимален обхват на $Q/P_{\max}$	Максимален обхват на напрежението в стационарни условия в отн.ед.
Континентална Европа	0,95	0,225
Скандинавски район	0,95	0,15
Великобритания	0,95	0,225
Ирландия и Северна Ирландия	1,08	0,218
Прибалтийски държави	1,0	0,220

Таблица 6: Параметри за вътрешната обвивка на фигурата.

## ПРИЛОЖЕНИЕ V

Характеристика на напрежението във функция от времето, посочена в член 25



**Фигура б:** Характеристика на способността за подържане на непрекъснатостта на електроснабдяването схемата е представена в отн. ед. долната граница на характеристиката на напрежението във функция от времето е отношението на неговата действителна стойност към базовата му стойност за изчисляване в относително напрежението, запазено в точката на присъединяване по време на повреда,  $t_{clear}$  е моментът, в който напрежението е по-ниски стойности на възстановяване на напрежението след отстраняването на повреда.  $U_{block}$  е напрежението, което е необходимо за подържане на непрекъснатостта на електроснабдяването. Посочените стойности за времето се измерват от момента на повреда  $t_{fault}$ .

Параметри за напрежението [отн.ед.]		
$U_{ret}$	0,00 — 0,30	$t_{clear}$
$U_{rec1}$	0,25 — 0,85	$t_{rec1}$
$U_{rec2}$	0,85 — 0,90	$t_{rec2}$

Таблица 7: Параметри за фигура б за способността за подържане на непрекъснатостта на електроснабдяването на преобразователна подстанция за ПТВН.

## ПРИЛОЖЕНИЕ VI

Обхвати за честотата и периоди от време, посочени в член 39, параграф 2, буква а)



Обхват за честотата	Период на експлоатация
47,0 Hz — 47,5 Hz	20 секунди
47,5 Hz — 49,0 Hz	90 минути
49,0 Hz — 51,0 Hz	Неограничен
51,0 Hz — 51,5 Hz	90 минути
51,5 Hz — 52,0 Hz	15 минути

Таблица 8: Минимални периоди от време за система с номинална честота 50 Hz, през които модул от вида „електроенергиен парк“ трябва да може да се експлоатира при различни отклонения на честотата от номиналната стойност, без да се изключва от мрежата.

## ПРИЛОЖЕНИЕ VII

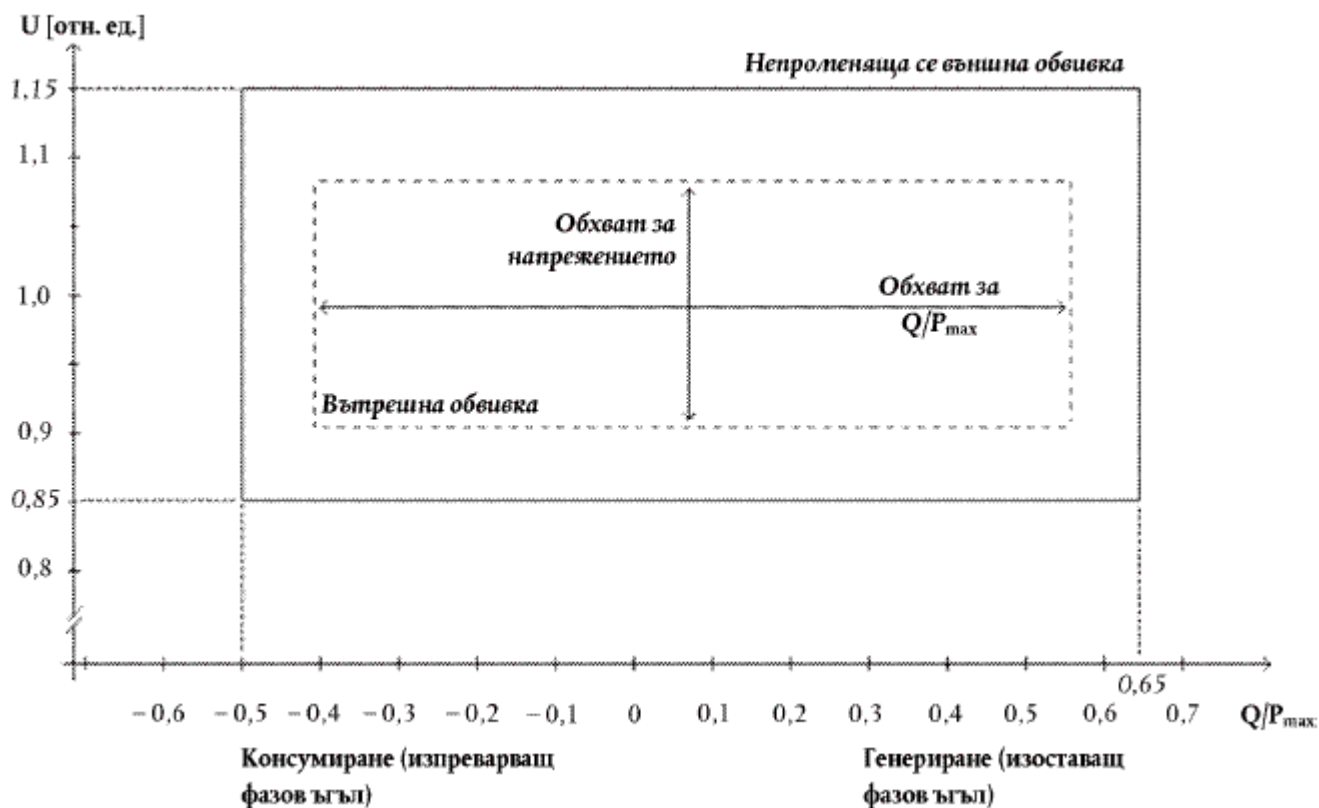
Обхвати за напрежението и периоди от време, посочени в член 40

Обхват за напрежението	Период на експлоатация
0,85 — 0,90 отн.ед.	60 минути
0,90 — 1,10 отн.ед.	Неограничен
1,10 — 1,118 отн.ед.	Неограничен, освен ако не е специфицирано друго от съответния системен оператор, при съгласуване със съответния ОПС.
1,118 — 1,15 отн.ед.	Специфицира се от съответния системен оператор при съгласуване със съответния ОПС.

Таблица 9: Минимални периоди от време, през които един модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, трябва да може да се експлоатира, без да се изключва от мрежата, при различни напрежения, които се отклоняват от базовата стойност за изчисляване в относителни единици, когато тази базова стойност е от 110 kV до 300 kV (без стойността 300 kV).

Обхват за напрежението	Период на експлоатация
0,85 — 0,90 отн.ед.	60 минути
0,90 — 1,05 отн.ед.	Неограничен
1,05 — 1,15 отн.ед.	Специфицира се от съответния системен оператор при съгласуване със съответния ОПС. Могат да бъдат специфицирани различни подобхвати за устойчивостта на отклонения в напрежението.

Таблица 10: Минимални периоди от време, през които един модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, трябва да може да се експлоатира без да се изключва от мрежата при различни напрежения, които се отклоняват от базовата стойност за изчисляване в относителни единици, когато тази базова стойност е от 300 kV до 400 kV (включително).



Фигура 7: Характеристика  $U-Q/P_{\max}$  на модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ, в точката на присъединяване. На диаграмата са представени в отн. ед. граници за характеристиката  $U-Q/P_{\max}$  на напрежението в точката(ите) на присъединяване, изразено чрез отношението на действителната му стойност към базовата му стойност за изчисляване в относителни единици, в зависимост от отношението на реактивната мощност ( $Q$ ) към максималната активна мощност ( $P_{\max}$ ). Положението, размерът и формата на вътрешната обвивка са само примерни и се допуска използването на форми, различни от правоъгълната, в рамките на вътрешната обвивка. За форми на характеристиката, различни от правоъгълна, обхватът за напрежението представлява най-високата и най-ниската стойности на напрежението. Такава характеристика не позволява използването на всички стойности от обхвата на реактивна мощност, които са на разположение в обхвата на напрежението в стационарни условия.

Обхват за широчината на характеристиката $Q/P_{\max}$ 0 — 0,95	Обхват за напрежението в стационарни условия в отн.ед. 0,1 — 0,225
---	---

Таблица 11: Максимален и минимален обхват на  $Q/P_{\max}$  и напрежението в стационарни условия за модул от вида „електроенергиен парк“, присъединен чрез връзка за ПТ

## ПРИЛОЖЕНИЕ VIII

Изискванията по отношение на реактивната мощност и напрежението, посочени в член

Обхват за напрежението	Период на експлоатация
0,85 — 0,90 отн.ед.	60 минути
0,90 — 1,10 отн.ед.	Неограничен
1,10 — 1,12 отн.ед.	Неограничен, освен ако не е специфицирано друго от съответния системен оператор, при съгласуване със съответния ОПС.
1,12 — 1,15 отн.ед.	Специфицира се от съответния системен оператор при съгласуване със съответния ОПС.

Таблица 12: Минимални периоди от време, през които една отдалечена преобразователна подстанция за ПТВН трябва да може да се експлоатира, без да се изключва от мрежата, при различни напрежения, които се отклоняват от базовата стойност за изчисляване в относителни единици, когато тази базова стойност е 110 kV или повече, но остава под 300 kV.

Обхват за напрежението	Период на експлоатация
0,85 — 0,90 отн.ед.	60 минути
0,90 — 1,05 отн.ед.	Неограничен
1,05 — 1,15 отн.ед.	Специфицира се от съответния системен оператор при съгласуване със съответния ОПС. Могат да бъдат специфицирани различни подобхвати за устойчивостта на отклонения в напрежението.

Таблица 13: Минимални периоди от време, през които една отдалечена преобразователна подстанция за ПТВН трябва да може да се експлоатира, без да се изключва от мрежата, при различни напрежения, които се отклоняват от базовата стойност за изчисляване в относителни единици, когато тази базова стойност е от 300 kV до 400 kV (включително).

Максимален обхват за Q/Pmax	Максимален обхват за напрежението в стационарни условия в отн.ед.
0,95	0,225

Таблица 14: Максимален обхват за Q/Pmax и напрежението в стационарни условия за отдалечена преобразователна подстанция за ПТВН.

1 ОВ L 211, 14.8.2009 г., стр. 15.

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

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

4 Регламент (ЕС) № 543/2013 на Комисията от 14 юни 2013 г. за представяне и

публикуване на данни на пазарите за електроенергия и за изменение на приложение I към Регламент (ЕО) № 714/2009 на Европейския парламент и на Съвета (ОВ L 163, 15.6.2013 г., стр. 1.)

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

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