

Balancing market rules	Balansēšanas tirgus noteikumi
1. Terms and abbreviations used in the Regulations	1. Noteikumos lietotie termini un saīsinājumi
1.1. Ancillary service agreement – agreement for provision of balancing services concluded between TSO and BPS	1.1. Palīgpakalpojumu līgums – līgums par regulēšanas pakalpojuma sniegšanu noslēgts starp PSO un RPS
1.2. AOF - activation optimization function	1.2. AOF - aktivizācijas optimizēšanas funkcija
1.3. Balancing energy reference price - balancing price that represents base cost for system balancing and is used for imbalance settlement price formation;	1.3. Regulēšanas elektroenerģijas cena – regulēšanas cena, kas atbilst sistēmas balansēšanas izmaksām un tiek izmantota nebalansa cenas aprēķinā;
1.4. control error (ACE) - the difference between measured physical flow and final external schedules of control area in MW;	1.4. Zonas kontroles kļūda – starpība starp izmērīto fizisko plūsmu un kontroles zonas un galējiem kontroles zonas grafikiem MW;
1.5. Merit order list (MOL) - a list of balancing product bids of TSO control area by product sorted in order of their bid prices;	1.5. Izdevīguma secības saraksts – kontroles zonas attiecīgā regulēšanas produkta solījumu saraksts, kas sarindots pēc to cenas;
1.6. Normal activation - activation of balancing energy bids for balancing purposes with aim of minimizing the ACE	1.6. Normālā aktivizācija – regulēšanas produkta solījumu aktivizācija balansēšanas vajadzībām ar mērķi mazināt ACE
1.7. Special activation - activation of balancing energy bids for other purposes than balancing purposes and can be specified as special activation countertrade or special activation other.	1.7. Speciālā aktivizācija - regulēšanas produkta solījumu aktivizācija ar balansēšanu nesaistītām vajadzībām, kas var tikt kvalificēta kā speciālā aktivizācija kompensācijas tirdzniecība vai cita speciālā aktivizācija
1.8. Local marginal price - the marginal price of mFRR standard product energy bids activated via normal local activation	1.8. Lokālā robežcena – mFRR standarta produktu solījumu, kas aktivizēti ar normālu lokālo aktivizāciju, robežcena
1.9. mFRR - manual frequency restoration reserve	1.9. mFRR – frekvences atjaunošanas rezerves ar manuālu aktivizāciju
1.10. mFRR standard product – balancing product defined in ancillary service agreement	1.10. mFRR standarta produkts – palīgpakalpojuma līgumā definētais regulēšanas produkts
1.11. TSO – transmission system operator	1.11. PSO – pārvades sistēmas operators
1.12. EB GL – Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23	1.12. EB GL – Komisijas 2017. gada 23.novembra Regula (EU)

November 2017 establishing a guideline on electricity balancing	2017/2195 ar ko izveido elektroenerģijas balansēšanas vadlīnijas
1.13. mFRR IF - implementation framework for the European platform for the exchange of balancing energy from frequency restoration reserves with manual activation in accordance with Article 20 of EB regulation	1.13. mFRR IF – īstenošanas satvars attiecībā uz Eiropas platformu apmaiņai ar balansēšanas enerģiju no frekvences atjaunošanas rezervēm ar manuālu aktivizāciju, kas izstrādāts saskaņā ar EB GL 20. pantu.
1.14. MARI platform - European platform for the exchange of balancing energy from frequency restoration reserves with manual activation	1.14. MARI platforma – Eiropas platforma regulēšanas enerģijas apmaiņai no grekvences atjaunošanas rezervēm ar manuālu aktivizāciju
1.15. MTU – balancing market time unit that is defined in mFRR IF	1.15. MTU – balansēšanas tirgus laika vienība, kas noteikta mFRR IF
1.16. CBMP – Cross border marginal price	1.16. CBMP - Pārrobežu robežcena
1.17. LMP - Local marginal price	1.17. LMP - Lokālā robežcena
1.18. Direct activation (DA) – type of mFRR standard product balancing bid activation, that can be initiated at any point of time following the point of scheduled activation of the market time unit for which the bid is submitted and until the point of scheduled activation of the subsequent market time unit.	1.18. Tiešā aktivizācija (DA) - mFRR standarta produkta regulēšanas solījuma aktivizācijas veids, kuru var iniciēt jebkurā laikā pēc plānotās aktivizācijas attiecīgajā balansēšanas tirgus laika vienībā līdz nākošās balansēšanas tirgus laika vienības plānotas aktivizācijas laikam saskaņā ar mFRR IF;
1.19. Scheduled activation (SA) - type of mFRR standard product balancing bid activation that can only be initiated at one specific point in time, i.e. the point of scheduled activation, with respect to the market time unit for which the balancing energy bid is submitted	1.19. Plānotā aktivizācija (SA) - mFRR standarta produkta regulēšanas solījuma aktivizācijas veids, kuru var iniciēt tikai vienā noteiktā laika brīdī (plānotās aktivizācijas brīdī) attiecīgajā balansēšanas tirgus laika vienībā saskaņā mFRR IF
1.20. ISP - Imbalance settlement period	1.20. ISP - Nebalansa norēķinu periods
2. Rights and obligations of the TSO and market participants regards organization and operation of balancing market	2. Tirgu dalībnieku un PSO tiesību un pienākumu kopums balansēšanas tirgus organizēšanas un darbības nodrošināšanai
2.1.The TSO in its control shall organize and operate balancing market, while complying with the requirements of the annex of these regulations. Balancing market consists of mFRR balancing energy market.	2.1.PSO savā kontroles zonā organizē un nodrošina balansēšanas tirgus darbību, vienlaikus ievērojot šī pielikuma prasības. Balansēšanas tirgus ietver mFRR balansēšanas tirgu.

2.2.The TSO as a Connecting TSO share all available balancing energy bids for activation by MARI accordance with mFRR IF.	2.2.PSO kā Pieslēdzošais PSO dalās ar visiem mFRR standarta regulēšanas produkta enerģijas solījumiem aktivizēšanai MARI platformas ietvaros saskaņā ar mFRR IF.
2.3.The TSO during any kind of outages with MARI or in case of unsatisfactory market results in terms of system needs in order to maintain secure and stable operation of its control area and to minimize ACE in the region may cooperate with neighboring TSOs in accordance with TSOs cooperation agreements. In this case TSO share available balancing energy bids for activation also to TSOs with whom a cooperation agreement has been concluded.	2.3.Jebkādos MARI platformas nepieejamības gadījumos vai neapmierinošu tirgus rezultātu gadījumā PSO sistēmas vajadzībām, lai uzturētu drošu un stabilu savas kontroles zonas darbību un samazinātu ACE reģionā, var sadarboties ar kaimiņu PSO saskaņā ar PSO sadarbības līgumiem. Šajā gadījumā PSO dalās ar pieejamiem mFRR standarta regulēšanas produkta solījumiem aktivizēšanai arī ar PSO, ar kuriem ir noslēgts sadarbības līgums.
2.4.The TSO considering the balancing need of its control or other system needs shall as a Requesting TSO submit requests for activation to MARI platform or in cases described in Article 3 to other TSOs.	2.4.PSO, ņemot vērā tā kontroles zonas balansēšanas vajadzības vai citas sistēmas vajadzības kā Pieprasošais PSO iesniedz aktivizācijas pieprasījumus MARI platformā vai 3. punktā minētajos gadījumos citiem PSO.
2.5.Information exchange with the RPS of its control area and settlement of activated RPS bids shall be carried out by the TSO in the order specified in the ancillary service contract.	2.5.Informācijas apmaiņu ar savas kontroles zonas RPS un norēķinu par RPS aktivizētajiem solījumiem PSO veic palīgpakalpojumu līgumā noteiktajā kārtībā.
	2.6.Tirgus dalībnieki, piedaloties balansēšanas tirgū, ievēro šo noteikumu pielikuma prasības.
3. Energy products	3.Enerģijas produkti
3.1.In the balancing market TSO shall use mFRR standard product that is defined in ancillary service agreement.	3.1.Balansēšanas tirgū PSO izmanto standarta mFRR produktu, kas ir nedefinēts palīgpakalpojuma līgumā.
3.2.BPS can participate in the balancing market only with such bids that meet the requirements of the standard mFRR product.	3.2.Balansēšanas tirgū RPS var piedalīties tikai ar tādiem regulēšanas produkta solījumiem, kas atbilst standarta mFRR produkta prasībām.
4. Bid activation	4.Solījumu aktivizēšana
4.1. TSO use following activation types: 4.1.1. normal activation; 4.1.2. normal local activation; 4.1.3. special activation.	4.1. PSO izmanto šādus aktivizāciju veidus: 4.1.1. normālā aktivizācija; 4.1.2. normālā lokālā aktivizācija; 4.1.3. speciālā aktivizācija.

<p>4.2. Bid activation can be performed in bidding zone:</p> <p>4.2.1. as a result of AOF of the MARI as defined in the mFRR IF (normal activation);</p> <p>4.2.2. in result of identification of need for bid activation locally from bidding zone TSO or neighboring TSOs (normal or special activation). Such situations can occur for example in case of MARI unavailability and/or not functional data exchange with MARI and/or in case TSO demand is not sufficiently satisfied by MARI.</p>	<p>4.2. Solījumu aktivizāciju solīšanas zonā veic:</p> <p>4.2.1. MARI AOF rezultātā, kā noteikts mFRR IF (normālā aktivizācija);</p> <p>4.2.2. ja tiek konstatēta nepieciešamība pēc solījuma lokālas aktivizēšanas solīšanas zonas PSO vai citu PSO vajadzību dēļ (normāla vai speciālā aktivizācija). Šādas situācijas var rasties, piemēram, MARI nepieejamības un/vai nefunkcionālas datu apmaiņas ar MARI gadījumā un/vai gadījumā, ja MARI nepietiekami apmierina PSO pieprasījumu.</p>
<p>4.2.3. Local activation of bids for balancing purposes is secondary option for TSO in case objective for minimizing ACE cannot be sufficiently reached using MARI.</p>	<p>4.2.3. Solījumu lokālu aktivizāciju balansēšanas vajadzībām PSO veic tikai tad, kad ar MARI pieejamiem solījumiem nav iespējams pietiekami sasniegt mērķi samazināt ACE.</p>
<p>4.2.4. Activation orders to BSPs are submitted by TSO.</p>	<p>4.2.4. PSO iesniedz aktivizācijas komandas RPS.</p>
<p>4.2.5. BSPs after receiving activation order shall confirm the activation.</p>	<p>4.2.5. Pēc aktivizācijas komandas saņemšanas RPS sniedz aktivizācijas apstiprinājumu.</p>
<p>4.2.6. Divisible bids shall be activated in minimum quantity of 1 MW and the incremental steps of 1 MW, from the minimum quantity up to the maximum quantity of the bid.</p>	<p>4.2.6 mFRR standarta produkta dalāmos solījumus aktivizē minimālajā daudzumā 1 MW apmērā un ar soli 1 MW, sākot no minimālā daudzuma līdz maksimālajam solījuma daudzumam.</p>
<p>4.2.7. Special activations are performed by activation of standard mFRR product or other product bids locally. Special activations can be used to solve operational security issues, for countertrading and re-dispatching to solve congestion issues on borders in accordance Baltic capacity calculation region TSOs' common methodology for coordinated redispatching and countertrading in accordance with Article 35 of the</p>	<p>4.2.7. Speciālās aktivizācijas tiek veiktas, aktivizējot standarta mFRR produktu vai citu produktu solījumus lokāli. Speciālas aktivizācijas var izmantot, lai risinātu sistēmas darbības drošības jautājumus, kompensācijas tirdzniecībai un pārdispečerēšanai, lai risinātu pārslodzes problēmas uz robežām saskaņā ar Baltijas jaudas aprēķināšanas reģiona PSO vienoto metodiku koordinētai</p>

<p>Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015.</p>	<p>pārdispečerēšanai un kompensācijas tirdzniecībai saskaņā ar Komisijas Regulas (ES) 35. pantu. 2015. gada 24. jūlija 2015/1222.</p>
<p>4.2.8. Local activations are executed considering: 4.2.8.1.submitted bid characteristics for the MTU – to the extent it is technically justified and appropriate, and considering most advantageous price criteria; 4.2.8.2.available balancing energy bids for activation for relevant validity period at point in time of decision for local activation.</p>	<p>4.2.8. Lokālās aktivizācijas tiek veiktas, ņemot vērā: 4.2.8.1. iesniegto solījumu parametrus MTU ietvaros – ciktāl to aktivizēšanas ir tehniski iespējama, un ievērojot izdevīgākās cenas kritēriju; 4.2.8.2. pieejamos solījumus aktivizēšanai solījuma derīguma periodā brīdī, kad tiek pieņemts lēmums par lokālo aktivizēšanu.</p>
<p>4.3. When executing normal local activation, the TSO shall initiate to activate: 4.3.1. available mFRR standard product bid with the lowest price for upward activation. In case such bid is not available – TSO activates other product bid with the lowest price for upward activation; 4.3.2. available mFRR standard balancing energy bid with the highest price for downward activation. In case such bid is not available – TSO activates other product bid with the highest price for downward activation; 4.3.3. all available bids with the same price in accordance with pro-rata principle (proportionally to the volume of the bid) for cases when the most advantageous price criteria is fulfilled by multiple bids.</p>	<p>4.3. Ja tiek veikta normālā lokālā aktivizācija, PSO aktivizē: 4.3.1. pieejamos mFRR standarta produktu solījumus ar zemāko cenu augšupvērstai aktivizēšanai. Ja šādi solījumi nav pieejami, PSO aktivizē citu produkta solījumu ar zemāko cenu augšupvērstai aktivizēšanai; 4.3.2. pieejamos mFRR standarta produktu solījumus ar augstāko cenu lejupvērstai aktivizēšanai. Ja šādi solījumi nav pieejami, PSO aktivizē cita produkta solījumus ar augstāko cenu lejupvērstai aktivizēšanai; 4.3.3. visus pieejamos solījumus ar vienādu cenu, ievērojot proporcionalitātes (pro-rata) principu (proporcionāli līdz solījuma apjomam) gadījumos, kad izdevīgākās cenas princips tiek ievērots ar vairākiem solījumiem.</p>
<p>4.4.Normal and special activation of bids locally can be performed not following most advantageous price criteria listed in paragraph 30 in following cases: 4.4.1. when the most price advantageous bid is an indivisible bid, which exceeds the activation needs. The</p>	<p>4.4. Solījumu lokālā normālā un speciālā aktivizācija var tikt veikta, neievērojot 30.punktā minēto izdevīgākās cenas principu, šādos gadījumos: 4.4.1.kad izdevīgākais solījums ir nedalāmais solījums un tas pārsniedz aktivizējamās jaudas nepieciešamību. Šādā gadījumā</p>

<p>indivisible bid shall be skipped, and the next available bid shall be activated in required volume. The indivisible bid can still be activated, if activation does not compromise system security and contributes to minimizing the balancing costs during a particular MTU;</p> <p>4.4.2. when the most price advantageous bid is technically or conditionally linked with another bid or in case of a complex bid that has a lower price advantage. The linked bids can still be activated, if activation does not compromise system security and contributes to minimizing the balancing costs during a particular MTU;</p> <p>4.4.3. when the most price advantageous bid for special activation purposes does not contribute towards the objective of the special activation;</p> <p>4.4.4. during alert state, emergency state, blackout state and restoration state of power system state, when the most price advantageous bid would not mitigate the severity of the current system state.</p>	<p>nedalāmais solījums tiek izlaists un tiek aktivizēts nākamais pieejamais solījums atbilstoši nepieciešamajam daudzumam. Nedalāmais solījums joprojām var tikt aktivizēts, ja aktivizēšana neapdraud sistēmas drošību un palīdz samazināt balansēšanas izmaksas konkrētā MTU;</p> <p>4.4.2. kad cenas ziņā visizdevīgākais mFRR standarta produkta solījums ir tehniski vai nosacīti saistīts ar citu solījumu vai kompleksa solījuma gadījumā, kuram ir zemākas cenas priekšrocība. Saistītais solījums joprojām var tikt aktivizēts, ja aktivizēšana neapdraud sistēmas drošību un palīdz samazināt balansēšanas izmaksas konkrētā MTU;</p> <p>4.4.3. kad cenas ziņā visizdevīgākais solījums speciālās aktivizācijas mērķiem neveicina speciālās aktivizācijas mērķa sasniegšanu;</p> <p>4.4.4. trauksmes stāvokļa, avārijas stāvokļa, atslēgšanas stāvokļa un energosistēmas stāvokļa atjaunošanas laikā, kad cenas ziņā izdevīgākais solījums nemazinātu pašreizējā sistēmas stāvokļa smagumu.</p>
<p>4.4.3. Balancing energy bids shall not be activated or reserved before the corresponding balancing energy GCT and the intraday cross-zonal GCT, except cases of alert system state or emergency system state to mitigate the severity of these system states.</p>	<p>4.4.3. Regulēšanas produkta solījumus neaktivizē vai nerezervē pirms atbilstošā regulēšanas produkta solījumu iesniegšanas beigu laika (GCT) un tekošās dienas starpzonas GCT, izņemot sistēmas trauksmes stāvokļa vai sistēmas avārijas stāvokļa gadījumos, lai mazinātu šo sistēmas stāvokļu nopietnību.</p>
<p>5. Cross-zonal capacity within the balancing timeframe</p>	<p>5. Starpzonas jauda balansēšanas laika posmam</p>
<p>5.1. Cross-zonal capacities within the balancing timeframe are calculated separately for each cross-border and for each direction in accordance with Baltic Capacity Calculation</p>	<p>5.1. Starpzonu jauda balansēšanas laika posmam tiek aprēķināta atsevišķi katram robežai un katram virzienam saskaņā ar Baltijas jaudas aprēķināšanas reģiona metodiku,</p>

Region methodology pursuant to Article 37(3) of EB regulation.	kas izstrādāti saskaņā ar EB regulas 37. panta 3. punktu.
5.2. Cross-zonal capacities within the balancing timeframe are used as an input data for MARI AOF in accordance with mFRR IF as well as for balancing energy activations outside MARI.	5.2. Starpzonu jaudas balansēšanas laika posmam tiek izmantotas kā ievaddati MARI AOF saskaņā ar mFRR IF, kā arī regulēšanas produkta solījumu aktivizēšanai ārpus MARI.
5.3. The cross-zonal capacity for the balancing energy exchange resulting from MARI AOF is priced as difference between the CBMP of the respective areas on the balancing borders in accordance with Methodology for pricing.	5.3. Starpzonu jaudas cena regulēšanas enerģijas apmaiņai, kas izriet no MARI AOF, tiek noteikta kā attiecīgo balansēšanas robežu zonu robežcenu CBMP starpība saskaņā ar cenu noteikšanas metodiku.
6. Balancing price determination	6. Balansēšanas enerģijas cenas noteikšana
6.1. CBMP is used for balancing energy bids activated as a result of AOF of MARI as defined in the mFRR IF. CBMP is determined by the MARI, according to Methodology for pricing, considering mentioned: 6.1.1. Separate CBMP for each activation type (direct (DA) and scheduled (SA)) is determined; 6.1.2. Separate CBMP for each activation direction upward and downward is determined. For SA price for upward and downward activation is the same. 6.1.3. CBMP is calculated for each MTU separately.	6.1. mFRR regulēšanas produkta solījumiem, kas aktivizēti MARI AOF rezultātā, izmanto CBMP - kā noteikts mFRR IF. CBMP nosaka MARI saskaņā ar cenu noteikšanas metodiku, ievērojot sekojošo: 6.1.1. Katram aktivizācijas veidam (tiešajam (DA) vai plānotajam (SA)) tiek noteikta atsevišķa CBMP; 6.1.2. Katram aktivizēšanas virzienam uz augšu un uz leju tiek noteikts atsevišķs CBMP. SA veidam CBMP cena aktivizēšanai uz augšu un uz leju ir vienāda. 6.1.3. CBMP tiek aprēķināts katram MTU atsevišķi.
6.2. The pricing of mFRR standard product energy bids for normal local activation shall be based on LMP, considering mentioned: 6.2.1. LMP for upward activation shall be determined by the most expensive locally activated upward energy bid for normal activation and shall not be lower than CBMP for respective MTU 6.2.2. LMP for downward activation balancing energy bids shall be determined by the least expensive locally activated downward energy bid for normal activation	6.2. mFRR regulēšanas produkta solījumiem, kas aktivizēti normāli lokāli izmanto LMP, ievērojot sekojošo: 6.2.1. LMP augšupvērstām aktivizācijām nosaka pēc visdārgākā lokāli aktivizētā augšupvērtā regulēšanas produkta solījuma cenas, un tā nav zemāka par jebkuru (SA, DA) CBMP attiecīgajam MTU un virzienam. 6.2.2. LMP lejupvērstām nosaka pēc vislētākā lokāli aktivizētā lejupvērstā regulēšanas produkta solījuma cenas, un tā nedrīkst būt

<p>and shall not be higher than CBMP for the respective MTU.</p> <p>6.2.3. LMP is the same for DA and SA for the respective MTU and for part of energy delivered in the subsequent MTU as result of DA.</p>	<p>augstāka par jebkuru (SA,DA) CBMP attiecīgajam MTU un virzienam.</p> <p>6.2.3. LMP ir vienāda gan SA, gan DA attiecīgajā MTU un ar daļu no enerģijas, kas tika piegādāta secīgajā MTU DA rezultātā.</p>
<p>6.3. In case MARI does not determine the CBMP for the bidding zone and no normal local activations were performed, the Balancing reference price is set as Value of Avoided activations.</p>	<p>6.3. Gadījumā, ja ISP ietvaros PSO nav veicis aktivizācijas pieprasījumu MARI un nav veiktas normālās lokālās aktivizācijas, balansēšanas atsaucis cena tiek noteikta kā ietaupītās aktivizācijas vērtība.</p> <p>6.4. Ietaupītās aktivizācijas vērtību augšupvērstam virzienam aprēķina kā vidējo cenu no katra nebalansa norēķinu perioda augšupvērstas regulēšanas solījumu zemākās cenas katrā MTU.</p> <p>6.5. Ietaupītās aktivizācijas vērtību lejupvērstam virzienam aprēķina kā vidējo cenu no katra nebalansa norēķinu perioda lejupvērstas regulēšanas solījumu augstākās cenas katrā MTU.</p> <p>6.6. Ja kādā no MTU nav attiecīgā virziena regulēšanas produkta solījumu, tad to neietver ietaupītās aktivizācijas vērtību aprēķinā.</p> <p>6.7. Ja kādā no ISP nav attiecīgā virziena regulēšanas produkta solījumu, tad ietaupītās aktivizācijas vērtība attiecīgajam virzienam ir 0 EUR/MWh.</p>
<p>6.8. The pricing of all bids for special activation shall be based on pay-as-bid principle.</p>	<p>6.8. Speciāli aktivizēto regulēšanas produktu solījumu cenu nosaka pēc solījumā norādītās cenas (solījuma cenas princips).</p>
<p>6.9. Balancing reference price is determined based on weighted average price for TSOs satisfied demand via normal activations from AOF in MARI or locally for each ISP, using prices determined in paragraphs 35 and 36. Balancing reference price is determined for each direction according to weights of demands in each direction and if there are</p>	<p>6.9. Regulēšanas elektroenerģijas cena katram virzienam tiek noteikta, pamatojoties uz vidējo svērto cenu atbilstoši visiem PSO nosegtajiem mFRR aktivizācijas pieprasījumiem (SA un DA tipiem), veicot aktivizāciju no MARI AOF vai normālo lokālo aktivizāciju, katram nebalansa norēķinu periodam, izmantojot cenas, kas noteiktas saskaņā ar 35.</p>

<p>no normal activation demand during in ISP in during particular direction, the Balancing reference price is set as Value of Avoided activations. For imbalance price calculations used Balancing reference price is determined:</p> <p>6.9.1. If only demand for upward activations for balancing have been made within ISP, the upward direction Balancing reference price is used;</p> <p>6.9.2. If only demand for downward activations for balancing have been made within ISP, the downward direction Balancing reference price is used;</p> <p>6.9.3. If demand for both (downward and upward) activations or no demand for balancing have been made within ISP the Balancing reference price used is determined as follows:</p> <p>6.9.3.1. if without activation within the ISP the control area would have had energy shortage, upward direction Balancing reference price is used;</p> <p>6.9.3.2. if without activation within the ISP control area would have had energy surplus, downward direction Balancing reference price is used;</p>	<p>un 36. punktiem. Nebalansa cenas aprēķinos izmantoto Regulēšanas elektroenerģijas cenu nosaka:</p> <p>6.9.1. Ja ISP ietvaros ir veikts pieprasījums tikai pēc augšupvērtas aktivizēšanas balansēšanas vajadzībām, tiek izmantota Regulēšanas elektroenerģijas cena augšupvērstām aktivizācijām;</p> <p>6.9.2. Ja ISP ietvaros ir veikts pieprasījums tikai pēc lejupvērstas aktivizēšanas balansēšanas vajadzībām, tiek izmantota Regulēšanas elektroenerģijas cena lejupvērstā aktivizācijām;</p> <p>6.9.3. Ja ISP ietvaros ir veikts pieprasījums pēc abām abu virzienu (augšupvērstu un lejupvērstu) aktivizācijām vai pieprasījums balansēšanai nav izteikts, izmantotā Regulēšanas elektroenerģijas cena tiek noteikta šādi:</p> <p>6.9.3.1. ja bez aktivizēšanas ISP ietvaros kontroles zonā būtu bijis enerģijas deficīts, tiek izmantota virziena uz augšu Regulēšanas elektroenerģijas cena;</p> <p>6.9.3.2. ja bez aktivizēšanas ISP kontroles zonā būtu bijis enerģijas pārpalikums, tiek izmantota Regulēšanas elektroenerģijas cena virzienā uz leju.</p>
<p>6.9.3.3. CBMP for energy delivered within the respective MTU in result of bid activation via normal activation with DA type is determined separately from the CBMP for energy delivered in result of the same activation in the subsequent MTU.</p>	<p>6.9.3.3. CBMP par enerģiju, kas piegādāta attiecīgajā MTU ietvaros standarta mFRR produkta solījumu DA tipa normālās aktivizācijas rezultātā, tiek noteikta atsevišķi no CBMP enerģijai, kas piegādāta tādas pašas aktivizācijas rezultātā nākamajā MTU.</p>
<p>7. Balancing energy and payment determination</p>	<p>7. Regulēšanas enerģijas un maksājuma noteikšana</p>
<p>7.1. The amount of the mFRR balancing energy of the bid purchased or sold by the TSO in the control</p>	<p>7.1. PSO kontroles zonā pirtās vai pārdotās mFRR regulēšanas enerģijas apjoms, kas piegādāts,</p>

area, delivered as normal activation, normal local activation or special activation, is calculated as the product of the activated balancing bid power and the activation period within the MTU (from the start time fixed in the activation order to the end of the activation in the MTU) for each balancing product

as follows:

$$\begin{aligned} E_{SA} &= h_{MTU1} * P, \\ E_{DA1} &= h_{MTU1_1} * P, \\ E_{DA2} &= h_{MTU2} * P, \end{aligned}$$

where

E_{SA} – the amount of the mFRR balancing energy of the bid purchased or sold by the TSO in the control area, delivered as normal activation, normal local activation, or special activation with SA type in the respective mFRR MTU (MWh);

E_{DA1} – the amount of the mFRR balancing energy of the bid purchased or sold by the TSO in the control area, delivered as normal activation, normal local activation, or special activation with DA type within the respective mFRR MTU (from the start time fixed in the activation order to the end of the respective mFRR MTU) (MWh);

E_{DA2} – the amount of the mFRR balancing energy of the bid purchased or sold by the TSO in the control area, delivered as normal activation, normal local activation, or special activation with DA type in the subsequent mFRR MTU (MWh);

h_{MTU1} – respective mFRR MTU (h);

h_{MTU1_1} – DA period within the respective mFRR MTU(h);

h_{MTU2} – subsequent mFRR MTU (h);

P – balancing power requested in the TSO activation order (MW).

veicot normālo aktivizāciju, normālo lokālo aktivizāciju vai speciālo aktivizāciju, tiek aprēķināts kā aktivizētās solījuma jaudas un aktivizācijas perioda reizinājums attiecīgā MTU ietvaros (no aktivizācijas komandā noteiktā sākuma laika līdz aktivizācijas beigām MTU ietvaros) katram aktivizācijas veidam šādi:

$$\begin{aligned} E_{SA} &= h_{MTU1} * P, \\ E_{DA1} &= h_{MTU1_1} * P, \\ E_{DA2} &= h_{MTU2} * P, \end{aligned}$$

kur

E_{SA} – PSO pirktās vai pārdotās mFRR regulēšanas enerģijas apjoms kontroles zonā, kas piegādāts veicot normālo aktivizāciju, normālo lokālo aktivizāciju vai speciālo aktivizāciju ar SA tipu attiecīgajā mFRR MTU (MWh);

E_{DA1} – PSO pirktās vai pārdotās mFRR regulēšanas enerģijas apjoms kontroles zonā, kas piegādāts veicot normālo aktivizāciju, normālo lokālo aktivizāciju vai speciālo aktivizāciju ar DA tipu attiecīgā mFRR MTU ietvaros (no aktivizācijas komandā fiksētā sākuma laika līdz attiecīgā mFRR MTU beigām) (MWh);

E_{DA2} – PSO pirktās vai pārdotās mFRR regulēšanas enerģijas apjoms kontroles zonā, kas piegādāts nākamajā mFRR MTU, veicot normālo aktivizāciju, normālo lokālo aktivizāciju vai speciālo aktivizāciju ar DA tipu attiecīgajā MTU (MWh);

h_{MTU1} – attiecīgais mFRR MTU (h);

h_{MTU1_1} – DA periods attiecīgā mFRR MTU(h) ietvaros;

h_{MTU2} – sekojošais mFRR MTU (h);

P – PSO aktivizācijas komandā pieprasītā mFRR regulēšanas jauda (MW).

7.2. Payment for mFRR balancing energy product bids, which are purchased or sold within the MTU by the TSO in the control area, delivered as normal activation, is calculated as the product of the amount of energy and CBMP

as follows:

$$M_{SA_n} = E_{SA} * CBMP_{SA},$$

$$M_{DA1_n} = E_{DA1} * CBMP_{DA1},$$

$$M_{DA2_n} = E_{DA2} * CBMP_{DA2},$$

where

E_{SA} - the amount of the mFRR balancing energy of the bid purchased or sold by the TSO, delivered as normal activation with SA type in the respective mFRR MTU (MWh);

E_{DA1} - within the framework of the balancing service, the amount of the mFRR balancing energy of the bid purchased or sold by the TSO, delivered as normal activation with DA type within the respective mFRR MTU (from the start time fixed in the activation order to the end of the respective mFRR MTU) (MWh);

E_{DA2} - within the framework of the balancing service, the amount of the mFRR balancing energy of the bid purchased or sold by the TSO, delivered as normal activation with DA type in the subsequent mFRR MTU (MWh);

M_{SA_n} - payment for mFRR balancing energy product bids with SA type, delivered as normal activation for the respective mFRR MTU and direction (EUR);

M_{DA1_n} - payment for mFRR balancing energy product bids with DA type, delivered as normal activation within the respective mFRR MTU (from the start time fixed in the activation command to the end of the respective mFRR MTU) and direction (EUR);

7.2. Maksa par mFRR regulēšanas enerģiju, kuru PSO kontroles zonā pircis vai pārdevis MTU ietvaros, kas piegādāta mFRR regulēšanas produktu normālā aktivizācijā, tiek aprēķināta kā mFRR regulēšanas enerģijas apjoma un CBMP reizinājums.

šādi:

$$M_{SA_n} = E_{SA} * CBMP_{SA},$$

$$M_{DA1_n} = E_{DA1} * CBMP_{DA1},$$

$$M_{DA2_n} = E_{DA2} * CBMP_{DA2},$$

kur

M_{SA_n} - maksa par regulēšanas enerģiju mFRR produktu solījumiem, kas aktivizēti ar SA tipu, veicot normālo aktivizāciju attiecīgajam mFRR MTU un virzienam (EUR);

M_{DA1_n} - maksa par regulēšanas enerģiju mFRR produktu solījumiem, kas aktivizēti ar DA tipu, kas tiek piegādāti veicot normālo aktivizāciju attiecīgajam mFRR MTU (no aktivizācijas komandā fiksētā sākuma laika līdz attiecīgā mFRR MTU beigām) un virzienam (EUR);

M_{DA2_n} - maksa par regulēšanas enerģiju mFRR produktu solījumiem, kas aktivizēti ar DA tipu, kas tiek piegādāti veicot normālo aktivizāciju attiecīgajam mFRR MTU un virzienam, kas piegādāts secīgajā mFRR MTU (EUR);

$CBMP_{SA}$ - pārrobežu robežcena attiecīgajā mFRR MTU par mFRR regulēšanas produktu solījumiem ar SA tipu kā noteikts cenu aprēķināšanas metodikā (EUR/MWh);

$CBMP_{DA1}$ - pārrobežu robežcena attiecīgajā mFRR MTU par mFRR regulēšanas produktu solījumiem ar DA tipu kā noteikts cenu aprēķināšanas metodikā (EUR/MWh);

$CBMP_{DA2}$ - pārrobežu robežcena secīgajā mFRR MTU par mFRR regulēšanas produktu solījumiem, kas aktivizēti attiecīgajā mFRR MTU ar DA tipu attiecīgajā virzienā, kā noteikts

<p>M_{DA2_n} – payment for mFRR balancing energy product bids with DA type, delivered as normal activation in the subsequent mFRR MTU and respective direction (EUR);</p> <p>$CBMP_{1SA}$ – cross-border marginal price for the respective mFRR MTU for mFRR balancing energy product bids with SA type as determined in the methodology for pricing (EUR/MWh);</p> <p>$CBMP_{1DA_1}$ – cross-border marginal price for the respective mFRR MTU for mFRR balancing energy product bids with DA type for respective direction as determined in the methodology for pricing (EUR/MWh);</p> <p>$CBMP_{DA_2}$ – cross-border marginal price for the subsequent mFRR MTU for mFRR balancing energy product bids with DA type for respective direction as determined in the methodology for pricing (EUR/MWh).</p>	<p>cenu aprēķināšanas metodikā (EUR/MWh);</p>
<p>7.3. Payment for mFRR balancing energy product bids, which are purchased or sold within the MTU by the TSO in the control area, delivered as normal local activation, is calculated as the product of the amount of energy and LMP as follows:</p> $M_{SA_l} = E_{SA} * LMP,$ $M_{DA1_l} = E_{DA1} * LMP,$ $M_{DA2_l} = E_{DA2} * LMP,$ <p>where</p> <p>M_{SA_l} – payment for mFRR balancing energy product bids with SA type, delivered as normal local activation for the respective mFRR MTU and direction (EUR);</p>	<p>7.3. Maksa par regulēšanas enerģiju, kuru PSO kontroles zonā pircis vai pārdevis MTU ietvaros, kas piegādāta mFRR regulēšanas produktu lokālā aktivizācijā, tiek aprēķināta kā mFRR regulēšanas enerģijas apjoma un LMP reizinājums šādi:</p> $M_{SA_l} = E_{SA} * LMP,$ $M_{DA1_l} = E_{DA1} * LMP,$ $M_{DA2_l} = E_{DA2} * LMP,$ <p>kur</p> <p>M_{SA_l} – maksa par regulēšanas enerģiju mFRR produktu solījumiem, kas aktivizēti ar SA tipu, veicot normālo lokālo aktivizāciju attiecīgajam mFRR MTU un virzienam (EUR);</p> <p>M_{DA1_l} - maksa par regulēšanas enerģiju mFRR produktu solījumiem, kas aktivizēti ar DA tipu, veicot normālo</p>

<p>M_{DA1l} – payment for mFRR balancing energy product bids with DA type, delivered as normal local activation within the respective mFRR MTU (from the start time fixed in the activation command to the end of the respective mFRR MTU) and direction (EUR);</p> <p>M_{DA2l} – payment for mFRR balancing energy product bids with DA type, delivered as normal local activation for the subsequent mFRR MTU and respective direction (EUR);</p> <p>LMP – local marginal price for the respective mFRR MTU (EUR/MWh).</p>	<p>lokālo aktivizāciju attiecīgajam mFRR MTU (no aktivizācijas komandā fiksētā sākuma laika līdz attiecīgā mFRR MTU beigām) un virzienam (MWh);</p> <p>M_{DA2l} - maksa par regulēšanas enerģiju mFRR produktu solījumiem, kas aktivizēti ar DA tipu, veicot normālo lokālo aktivizāciju attiecīgajam mFRR MTU un virzienam, kas piegādāts secīgajā mFRR MTU (EUR);</p> <p>LMP – lokālā robežcena attiecīgajā mFRR MTU (EUR/MWh)</p>
<p>8. Market information and transparency</p>	<p>8. Tirgus informācija un caurskatāmība</p>
<p>8.1. After the end of ISP TSO ensure that all information regarding activation orders is complete and publicly available on Baltic transparency dashboard and on the central ENTSO-E information transparency platform.</p>	<p>8.1. Pēc ISP beigām PSO nodrošina, ka informācija par veiktajām aktivizācijām ir pilnīga un publiski pieejama Baltijas pārredzamības platformā un centrālajā ENTSO-E pārredzamības platformā.</p>
<p>8.2. Continuously the following information is available at Baltic transparency dashboard: current balancing state.</p>	<p>8.2. Baltijas pārredzamības platformā pieejama informācija tekoši par: Pašreizējo balansēšanas stāvokli</p>
<p>8.3. As the result of a ISP the following information is available at Baltic transparency dashboard:</p> <p>8.3.1. balancing energy reference prices;</p> <p>8.3.2. imbalance volumes;</p> <p>8.3.3. direction of system balancing;</p> <p>8.3.4. imbalance prices;</p> <p>8.3.5. neutrality component.</p>	<p>8.3. Par katru ISP Baltijas pārredzamības platformā pieejama sekojoša informācija:</p> <p>8.3.1. balansēšanas atsauces cenas (augšupvērsti un lejupvērsti);</p> <p>8.3.2. nebalansa apjomi;</p> <p>8.3.3. sistēmas nebalansa virziens;</p> <p>8.3.4. nebalansa cenas;</p> <p>8.3.5. neitralitātes komponente.</p>
<p>8.4. As the result of the MTU the following information is available at Baltic transparency dashboard:</p> <p>8.5. the volumes of offered aggregated balancing energy bids (upward and downward):</p> <p>8.5.1. mFRR standard product bid volumes;</p>	<p>8.4. Par katru balansēšanas tirgus MTU Baltijas pārredzamības platformā pieejama sekojoša informācija:</p> <p>8.5. agregēti iesniegto regulēšanas produkta solījumu apjomi (augšupvērsti un lejupvērsti):</p> <p>8.5.1. mFRR standarta produkta piedāvājumu apjomi;</p>

<p>8.5.2. local mFRR (ER) bid volumes; 8.5.3. unavailable mFRR bid volumes; 8.6. the minimum and maximum offered prices of balancing energy bids (upward and downward): 8.6.1. mFRR standard product bid volumes; 8.6.2. local mFRR (ER) bid prices.</p> <p>8.7. aggregated activated volume of balancing energy bids (upward and downward), performing normal activation: 8.7.1. SA mFRR normal activations; 8.7.2. DA mFRR normal activations; 8.7.3. local mFRR normal activations; 8.8. aggregated activated volume of balancing energy bids (upward and downward), performing special activation in the control area; 8.9. aggregated balancing energy prices (upward and downward): 8.9.1. CBMP; 8.9.2. LMP; 8.10. Cross border capacity limits (CBCL); 8.11. netted and exchanged volumes from activation in MARI platform; 8.12. Baltic TSO-TSO exchange; 8.13. total satisfied demand for balancing purposes.</p>	<p>8.5.2. lokālo mFRR (ER) piedāvājumu apjomi; 8.5.3. nepieejamie mFRR standarta produktu piedāvājumu apjomi; 8.6. Minimālās un maksimālās regulēšanas enerģijas cenas: 8.6.1. mFRR standarta produkta piedāvājumu cenas; 8.6.2. lokālo mFRR (ER) piedāvājumu cenas.</p> <p>8.7. agregētie kontroles zonā aktivizēto regulēšanas produkta solījumu apjomi (augšupvērsti un lejupvērsti), veicot normālo aktivizāciju: 8.7.1. mFRR standarta produktiem ar SA aktivizācijas tipu; 8.7.2. mFRR standarta produktiem ar DA aktivizācijas tipu; 8.7.3. lokālo mFRR produktu aktivizāciju apjomi; 8.8. agregētie kontroles zonā aktivizētie regulēšanas produkta solījumu apjomi (augšupvērsti un lejupvērsti), veicot speciālo aktivizāciju; 8.9. regulēšanas enerģijas cenas (augšupvērsti un lejupvērsti): 8.9.1. CBMP; 8.9.2. LMP; 8.10. Starpzonas jauda balansēšanas laika posmam (pārrobežu jaudas limiti – CBCL); 8.11. Aktivizācijas pieprasījumu ieskaits un regulēšanas enerģijas apmaiņas apjoms MARI platformas darbības rezultātā; 8.12. Baltijas PSO-PSO regulēšanas enerģijas apmaiņas apjoms; 8.13. Kopējais kontroles zonas PSO nosegtais aktivizācijas pieprasījums.</p>
---	---