



VPP “Enerģētika”
Projekts INGRIDO
VPP-EM-INFRA-2018/1-0006



RTU
ENERĢĒTIKAS UN
ELEKTROTEHNIKAS
FAKULTĀTE

Elektroenerģijas agregatori: risinājumu analīze un priekšlikumi to integrācijai pakalpojumu tirgū

1. starpziņojums

Pētījuma pasūtītājs: Ekonomikas ministrija

Pētījumu veica Rīgas Tehniskās universitātes Enerģētikas institūts

01.07.2019.

Saturs

SATURS	3
ATTĒĻU SARAKSTS	5
TABULU SARAKSTS	6
1. PROBLĒMA UN DEFINĪCIJAS	7
1.1. SAISTOŠIE TIESĪBU AKTI	7
1.2. EIROPAS TIESĪBU AKTU PAMATPRASĪBAS	7
1.2.1. Definīcijas	7
1.2.2. Energoefektivitātes direktīvas 2012/27 izvirzītās prasības	8
1.2.3. Galvenās CEP izvirzītās prasības	10
2. AGREGATORU REGULĒJUMA PAMATJAUTĀJUMI	12
2.1. NEATKARĪGĀ AGREGATORA UN PIEGĀDĀTĀJA ATTIECĪBAS	12
2.1.1. Piegādātāja nebalanss	12
2.1.2. Piegādātāja nepārdotā elektroenerģija	12
2.2. AGREGATORA UN AGREGĒTĀ ELEKTROENERĢIJAS LIETOTĀJA ATTIECĪBAS	12
2.3. PIEPRASĪJUMA REAKCIJAS PIEGĀDĀTĀ ENERĢIJAS APJOMA NOTEIKŠANA	13
2.4. TEHNISKĀS UN ADMINISTRATĪVĀS PRASĪBAS	13
2.5. KOPSAVILKUMS PAR PAMATJAUTĀJUMIEM	14
3. AGREGATORU DARBĪBA DAŽĀDOS ELEKTROENERĢIJAS TIRGOS	16
3.1. ELEKTROENERĢIJAS TIRGUS ORGANIZĀCIJA	16
3.1.1. Nākotnes tirgus	16
3.1.2. Nākamās dienas tirgus	16
3.1.3. Tekošās dienas tirgus	17
3.1.4. Balansēšanas tirgus	17
3.2. NEATKARĪGO AGREGATORU DARBĪBA BALANSĒŠANAS TIRGŪ	18
3.2.1. Citu valstu pieredze	18
3.2.2. Kompensācija DR ietekmētajiem tirgus dalībniekiem	19
3.2.3. Skaitliski aprēķini	19
3.2.3.1. <i>Ilustratīvs naudas plūsmu piemērs</i>	20
3.2.3.2. <i>Aprēķini ar reālajām tirgus cenām</i>	21
3.2.4. Ieviešanas jautājumi	29
3.3. NEATKARĪGO AGREGATORU DARBĪBA NĀKAMĀS DIENAS TIRGŪ	29
3.3.1. Citu valstu pieredze	29
3.3.2. Modeļa konceptuāls apraksts	29
3.3.3. Skaitliski aprēķini	30
3.3.3.1. <i>Teorētisks piemērs par DR potenciālo ietekmi uz Nord Pool biržas sistēmas cenu</i>	30
3.3.3.2. <i>DR dalības modeļu aplēses nākamās dienas tirgum</i>	33
3.3.3.3. <i>DR ietekme uz nākamās dienas tirgus cenu Latvijā</i>	38
3.3.3.4. <i>Neatkarīgā agregatora darbības nākamās dienas tirgū ietekme uz tirgotājiem</i>	40
3.3.4. Ieviešanas jautājumi	42
3.3.4.1. <i>DR dalības nākamās dienas tirgū veicināšana</i>	42
3.4. NEATKARĪGO AGREGATORU DARBĪBA TEKŠĀS DIENAS TIRGŪ	42
3.4.1. Citu valstu pieredze	42

3.4.2. Modeļa konceptuāls apraksts	42
3.5. KOPĒJIE RISKI.....	43
3.5.1. Atsitiens efekts	43
3.5.2. Pieprasījuma reakcijas ietvaros piegādātā enerģijas apjoma noteikšanas kļūdas	43
4. KOPSAVILKUMS	44

Attēlu saraksts

3.1. att. Elektroenerģijas tirgu iedalījums pēc attāluma laikā pirms piegādes brīža	16
3.2. att. Naudas plūsmu piemērs DR aktivizācijas stundā augšupvērstai regulācijai (bez kompensācijas).....	20
3.3. att. Naudas plūsmu piemērs DR aktivizācijas stundā augšupvērstai regulācijai (ar kompensāciju)	21
3.4. att. Nākamās dienas tirgus un balansēšanas tirgus cenu histogrammas 2018. gadā.....	22
3.5. att. Agregatora ieņ./izd. attiecībā pret aktivizētās DR enerģijas apjomu atkarībā no aktivizācijai nepieciešamās minimālās cenu starpības.	24
3.6. att. Tirgotāja ieņ./izd. attiecībā pret atsietna enerģijas apjomu atkarībā no DR aktivizācijai nepieciešamās cenu starpības	25
3.7. att. Tirgotāja ieņ./izd. attiecībā pret atsietna enerģijas apjomu atkarībā no atsietna efekta laika nobīdes	26
3.8. att. Enerģijas un naudas plūsmas lejupvērstas regulācijas aktivizācijas gadījumā	27
3.9. att. Tirgus līdzsvara punkts bez un ar DR (pie maksimālās NP sistēmas cenas un 1% DR).....	31
3.10. att. Tirgus līdzsvara punkts bez un ar DR (pie vidējās NP sistēmas cenas un 1% DR).....	31
3.11. att. Tirgus līdzsvara punkts bez un ar DR (pie minimālās NP sistēmas cenas un 1% DR)	32
3.12. att. Tipiska elektroenerģijas vairumtirgus piedāvājuma līkne.....	33
3.13. att. Centralizētajam norēķinu modelim analogs DR dalības modelis nākamās dienas tirgū.....	34
3.14. att. Naudas plūsmas pie DR dalības nākamās dienas tirgū, ja enerģijas pārnese notiek par nākamās dienas tirgus cenu.....	34
3.15. att. Lietotāja norēķinu modelis pieprasījuma reakcijas dalībai nākamās dienas tirgū.....	36
3.16. att. Naudas plūsmas lietotāju norēķinu modelī nākamās dienas tirgum, ja lietotāji maksā tirgotājam atbilstoši plānotajam (bez DR aktivizācijas) pieprasījumam.....	37
3.17. att. Modelētās vidējās un vidējās svērtās elektroenerģijas biržas cenas Latvijā samazinājums pie dažādiem DR apjomiem salīdzinājumā ar scenāriju bez DR	39
3.18. att. Potenciālais DR radītais elektroenerģijas izmaksu samazinājums Latvijā	39
3.19. att. Pieprasījuma reakcijas izraisīta nākamās dienas tirgus samazinājuma (€/MWh) histogramma pie dažādiem DR piedāvājuma apjomiem.	40

Tabulu saraksts

3.1. tab. DR aktivizācijas finansiālā ietekme uz dažādiem spēlētājiem summāri aktivizācijas stundās gada griezumā ...	22
3.2. tab. Agregatora gada summārā naudas plūsma balansēšanas tirgū (augšupvērstai regulācijai)	23
3.3. tab. Tirgotāja gada summārā naudas plūsma, ko izraisa atsītiena efekts pēc DR	25
3.4. tab. Tirgotāja gada summārā naudas plūsma, ko izraisa atsītiena efekts, atkarībā no atsītiena efekta laika nobīdes	26
3.5. tab. Naudas plūsmas DR aktivizācijas stundā (lejupvēsta regulācija – patēriņa palielināšana)	28
3.6. tab. Naudas plūsmas atsītiena stundā (kurā lietotājam ir mazāks patēriņš, nekā bija plānots)	28
3.7. tab. NP sistēmas cenas un enerģijas izmaksu izmaiņas atkarībā no pieprasījuma reakcijas dalības apjoma (maksimālās cenas scenārijs)	31
3.8. tab. NP sistēmas cenas un enerģijas izmaksu izmaiņas atkarībā no pieprasījuma reakcijas dalības apjoma (vidējās cenas scenārijs)	32
3.9. tab. NP sistēmas cenas un enerģijas izmaksu izmaiņas atkarībā no pieprasījuma reakcijas dalības apjoma (minimālās cenas scenārijs)	33
3.10. tab. Atlīdzība pieprasījuma reakcijas sniedzējiem (vai to agregatoriem) par NP sistēmas cenas samazināšanu atbilstoši Singapūras modelim	35
3.11. tab. DR ietekme uz nākamās dienas tirgus cenu Latvijā	38
3.12. tab. Potenciālais DR radītais elektroenerģijas izmaksu samazinājums Latvijā	39
3.13. tab. Neatkarīgā agregatora darbības ietekme uz tirgotāju naudas plūsmu nākamās dienas tirgū	41
3.14. tab. Neatkarīgo agregatoru ietekme uz tirgotājiem nākamās dienas tirgū robežgadījumos	41

1. Problēma un definīcijas

1.1. Saistošie tiesību akti

- Eiropas Parlamenta un Padomes **Energoefektivitātes direktīva**¹ (2012. g.) paredz pieprasījuma reakcijas veicināšanu un iespēju agregatoriem piedalīties elektroenerģijas tirgos. Direktīvas transponēšana dalībvalstīs bija jāveic līdz 05.06.2014.
- Atbilstoši šai direktīvai agregatora un pieprasījuma reakcijas jēdzieni iestrādāti LR **Elektroenerģijas tirgus likumā**², paredzot, ka “agregatora tiesības un pienākumus, norēķinus par tā pakalpojumiem un attiecības starp agregatoru un citiem sistēmas un tirgus dalībniekiem nosaka Ministru kabinets”.
- Pieprasījuma reakcija, agregēšana un neatkarīgā agregatora jēdziens detalizētāk iestrādāts pakotnē “**Tīra enerģija visiem eiropiešiem**” (*Clean Energy for All Europeans package* – CEP), it īpaši 2019. gada marta beigās Eiropas Parlamenta pieņemtās **Elektroenerģijas tirgus direktīvas**³ (turpmāk – Direktīvas) 17. pantā *Pieprasījumu reakcija, izmantojot agregēšanu*.
- Paredzēts, ka Elektroenerģijas tirgus regula stājas spēkā 01.01.2020., bet Elektroenerģijas tirgus direktīvas prasības dalībvalstīm jāievieš 18 mēnešu laikā⁴.

1.2. Eiropas tiesību aktu pamatprasības

Konspektīvs izklāsts, izmantojot aktuālās tiesību aktu redakcijas, galvenokārt – marta beigās Eiropas Parlamenta pieņemto Elektroenerģijas tirgus direktīvu.

1.2.1. Definīcijas

- **Pieprasījuma reakcija** – “galalietotāju veikta elektroenerģijas slodzes maiņa, atkāpjoties no to tipiskā vai pašreizējā patēriņa modeļa, reaģējot uz tirgus signāliem, tostarp reaģējot uz laikā mainīgām elektroenerģijas cenām vai stimulējošiem maksājumiem, vai reaģējot uz to, ka patstāvīgi vai agregēšanas ceļā ir akceptēts galalietotāja piedāvājums par noteiktu cenu pārdot pieprasījuma samazinājumu vai pieaugumu organizētos tirgos saskaņā ar Komisijas Īstenošanas regulas (ES) Nr. 1348/2014 12. panta 4. punktu”.
- **Netieša pieprasījuma reakcija** – pieprasījuma reakcija (angļu val. *demand response* – DR), reaģējot uz laikā mainīgām elektroenerģijas cenām (piemēram, atbilstoši dinamiskam tarifam).

¹ <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2012/27/oj/?locale=LV>

² <https://likumi.lv/doc.php?id=108834>

³ https://eur-lex.europa.eu/legal-content/LV/TXT/?qid=1558447810590&uri=CONSIL:PE_10_2019_INIT

⁴ http://europa.eu/rapid/press-release_IP-19-1836_en.htm

- **Tieša pieprasījuma reakcija** – pieprasījuma reakcija, reaģējot uz stimulējošiem maksājumiem vai akceptētu pieprasījuma izmaiņu piedāvājumu organizētos tirgos.
- **Agregēšana** – “funkcija, ko veic fiziska vai juridiska persona, kas apvieno vairāku lietotāju slodzes vai saražoto elektroenerģiju, lai to pārdotu, pirktu vai izolētu jebkurā elektroenerģijas tirgū”¹.
 - Direktīvā *agregēšana* paredz arī saražotās elektroenerģijas apvienošanu, taču tam LR likumdošanā jau pastāv nepieciešamais regulējums. Tāpēc turpmākajā šī pētījuma tekstā, runājot par agregēšanu un agregatoriem, domāta *lietotāju slodzes agregēšana* ar mērķi, lai tirgū piedāvātu pieprasījuma reakcijas pakalpojumu.
- **Neatkarīgs agregators** – “tirgus dalībnieks, kas veic agregēšanu un nav saistīts ar lietotāja piegādātāju”¹.
- Agregēšanu var veikt arī lietotāja esošais piegādātājs jeb tirgotājs (turpmāk – piegādātājs), un tādā gadījumā to dēvēsim par **integrētu agregatoru**.

1.2.2. Energoefektivitātes direktīvas 2012/27 izvirzītās prasības

(44) **Pieprasījuma reakcija** ir svarīgs instruments energoefektivitātes uzlabošanai, jo tā būtiski palielina patērētāju vai to izvēlētu trešo personu iespējas rīkoties saistībā ar patēriņa un rēķinu informāciju, un tādējādi nodrošina mehānismu, ar ko samazina vai pielāgo patēriņu, kā rezultātā ietaupa enerģiju gan enerģijas galapatēriņa posmā, gan – labāk izmantojot tīklus un ražošanas līdzekļus – enerģijas ražošanas, pārvades un sadales posmos.

(45) Pieprasījuma reakcija var būt **balstīta uz galalietotāju reakciju uz cenas signāliem vai uz ēku automatizāciju**. Būtu jāuzlabo pieprasījuma reakcijas nosacījumi un piekļuve tai, tostarp maziem galapatērētājiem. Tāpēc un ņemot vērā viedo tīku pastāvīgo paplašināšanu, dalībvalstīm būtu jānodrošina, lai valsts energoregulatori būtu spējīgi **garantēt, ka tīkla tarifi un noteikumi sekmē uzlabojumus energoefektivitātes jomā un atbalsta dinamisku cenu piemērošanu, lai nodrošinātu galalietotāju pieprasījuma reakciju**. Līdztekus elektroenerģijas ražošanai būtu jācenšas panākt tirgus integrāciju un vienlīdzīgas tirgus piekļuves iespējas pieprasījuma puses resursiem (piedāvājuma un patērētāju slodze). Turklāt dalībvalstīm būtu jānodrošina, lai valstu energoregulatoru pieeja būtu integrēta un ietvertu enerģijas ietaupījuma potenciālu enerģijas piegādes un galapatēriņa nozarēs.

15. pants. Enerģijas pārveide, pārvade un sadale

4. Dalībvalstis nodrošina, ka **tiekat atcelti tie pārvades un sadales tarifi iestrādātie stimuli**, kas negatīvi ietekmē elektrības ražošanas, pārvades, sadales un piegādes kopējo efektivitāti (tostarp energoefektivitāti) vai **kas varētu kavēt pieprasījuma reakcijas dalību balansēšanas tirgos un papildpakalpojumu iepirkumos**. Dalībvalstis nodrošina, ka tīklu operatoriem ir stimulē uzlabot infrastruktūras plānojuma un darbības efektivitāti un – Direktīvas 2009/72/EK ietvaros – tarifi ļauj piegādātājiem uzlabot patērētāju līdzdalību sistēmas efektivitātē, tostarp **pieprasījuma reakciju atkarībā no valsts apstākļiem**.

8. Dalībvalstis nodrošina, ka valsts **energoregulatori veicina** to, lai **vairumtirdzniecības un mazumtirdzniecības tirgos** līdzās piedāvājumam **piedalītos arī pieprasījuma puses resursi**, piemēram, **pieprasījuma reakcija**.

Ņemot vērā tīklu pārvaldībai piemītošos tehniskos ierobežojumus, dalībvalstis nodrošina, ka pārvades sistēmu un sadales sistēmu operatori, apmierinot prasības pēc līdzsvarošanas un papildu pakalpojumiem, **pret pieprasījuma reakcijas sniedzējiem, tostarp agregatoriem, izturas nediskriminējoši**, balstoties uz viņu **tehniskajām spējām**.

Ņemot vērā tīklu pārvaldībai piemītošos tehniskos ierobežojumus, dalībvalstis **veicina pieprasījuma reakcijas piekļuvi** līdzsvarošanas, rezerves un citu sistēmas pakalpojumu tirgum un līdzdalību šajos tirgos, inter alia, nosakot **valsts energoregulatoram** vai – ja tā paredzēts valsts regulējuma sistēmā – pārvades sistēmu operatoriem un sadales sistēmu operatoriem prasību **ciešā sadarbībā ar pieprasījuma pakalpojumu sniedzējiem un patērētājiem** formulēt **tehniskos nosacījumus dalībai minētajos tirgos**, balstoties uz minēto tirgu tehniskajām prasībām un pieprasījuma reakcijas sniedzēju spējām. Šādās specifikācijās ietilpst **agregatoru līdzdalība**.

XI PIELIKUMS. Energoefektivitātes kritēriji enerģijas tīkla regulēšanai un elektroenerģijas tīkla tarifi

1. Tīkla tarifi atspoguļo izmaksu ietaupījumu tīklos, kas panākts ar **pieprasījuma puses un pieprasījuma reakcijas pasākumiem** un ar dalītu ražošanu, ieskaitot ietaupījumu no piegādes izmaksu vai tīkla ieguldījumu izmaksu pazemināšanas un optimālākas tīkla darbības.

2. Tīkla regulēšana un tarifi **netraucē** tīkla operatoriem vai enerģijas mazumtirgotājiem darīt pieejamus **sistēmas pakalpojumus pieprasījuma reakcijas pasākumiem**, pieprasījuma pārvaldībai un dalītai ražošanai organizētos elektroenerģijas tirgos, jo īpaši:

- a) galalietotājiem slodzes pārvirzīšanu no maksimālā slodzes laika uz mazāk noslogotu laiku, ņemot vērā atjaunojamās enerģijas, koģenerācijas režīmā saražotas enerģijas un dalītas ražošanas pieejamību;
- b) enerģijas ietaupījumu no dalītu patērētāju pieprasījuma reakcijas, izmantojot enerģijas iepirkumu grupēšanu (agregatorus);
- c) pieprasījuma samazinājumu, pateicoties energoefektivitātes pasākumiem, ko veic energopakalpojumu sniedzēji, ieskaitot energopakalpojumu uzņēmumus;
- d) ražošanas avotu pieslēgšanu un izmantošanu ar zemāku sprieguma līmeni;
- e) patēriņa vietai tuvāku ražošanas avotu pieslēgšanu; un
- f) enerģijas uzglabāšanu

Šī noteikuma izpratnē termins “**organizēti elektroenerģijas tirgi**” ietver ārpusbiržas tirgus un elektroenerģijas biržas enerģijas, jaudas, līdzsvarošanas un papildu pakalpojumu tirdzniecībai visos laikposmos, tostarp nākotnes, nākamās dienas un diennakts tirgos.

3. Ar tīkla vai mazumtirdzniecības tarifiem **var atbalstīt dinamiskas cenas** galalietotāja pieprasījuma reakcijas pasākumiem, piemēram:

- a) lietošanas laika tarifu;
- b) kritiskās maksimālās slodzes cenas;
- c) reālā laika cenas; un

d) maksimālās slodzes laika atlaides.

1.2.3. Galvenās CEP izvirzītās prasības

- Galvenās prasības neatkarīgu agregatoru darbībai un pieprasījuma reakcijas dalībai elektroenerģijas tirgos iekļautas Direktīvas 17. pantā.

17. pants. Pieprasījumu reakcija, izmantojot agregēšanu

1. Dalībvalstis **atļauj un veicina iesaistīšanos pieprasījumu reakcijā**, izmantojot agregēšanu. Dalībvalstis atļauj galalietotājiem, tostarp tiem, kuri piedāvā pieprasījumu reakciju, izmantojot agregēšanu, nediskriminējošā veidā **iesaistīties visos elektroenerģijas tirgos** līdztekus ražotājiem.

2. Dalībvalstis nodrošina, ka pārvades sistēmu operatori un sadales sistēmu operatori palīgpakalpojumu iepirkumā pret tirgus dalībniekiem, kuri iesaistās pieprasījumu reakcijas agregēšanā, nodrošina **vienlīdzīgu attieksmi** līdztekus ražotājiem, pamatojoties uz to tehniskajām iespējām.

3. Dalībvalstis nodrošina, ka to atbilstīgajā tiesiskajā regulējumā ir vismaz šādi elementi:

a) tiesības katram tirgus dalībniekam, kas iesaistīts agregēšanā, tostarp neatkarīgiem agregatoriem, ienākt elektroenerģijas tirgos **bez citu tirgus dalībnieku piekrišanas**;

b) nediskriminējoši un pārredzami noteikumi, ar kuriem **skaidri nosaka visu elektroenerģijas uzņēmumu un lietotāju lomu un atbildību**;

c) nediskriminējoši un pārredzami noteikumi un procedūras datu apmaiņai starp tirgus dalībniekiem, kuri iesaistīti agregēšanā, un citiem elektroenerģijas uzņēmumiem, kas nodrošina **vieglu piekļuvi datiem ar vienlīdzīgiem un nediskriminējošiem nosacījumiem** un vienlaikus pilnībā **aizsargājot komerciāli sensitīvu informāciju** un lietotāju personas datus;

d) pienākums agregēšanā iesaistītiem tirgus dalībniekiem būt **finansiāli atbildīgiem par nelīdzsvarotībām**, ko tie rada elektroenerģijas sistēmā; šādā mērā tie ir **balansatbildīgās puses** vai **deleģē savu balansatbildību** saskaņā ar Regulas (ES) 2019/943 5. pantu;

e) noteikums, ka galalietotājiem, kuriem ir līgums ar neatkarīgiem agregatoriem, **to piegādātāji nevar uzlikt nepamatotus maksājumus, sodus vai citus nepamatotus līgumiskus ierobežojumus**;

f) **mehānisms strīdu izšķiršanai** starp tirgus dalībniekiem, kuri iesaistīti agregēšanā, un citiem tirgus dalībniekiem, ieskaitot atbildību par nelīdzsvarotību.

4. Dalībvalstis var pieprasīt elektroenerģijas uzņēmumiem vai iesaistītajiem galalietotājiem maksāt **finansiālu kompensāciju citiem tirgus dalībniekiem** vai to **balansatbildīgajām pusēm**, ja minētos tirgus dalībniekus vai to balansatbildīgās puses **tieši skar pieprasījumu reakcijas aktivizēšana**. Šāda finansiāla kompensācija nerada šķēršļus to tirgus dalībnieku ienākšanai tirgū, kuri ir iesaistīti agregēšanā, vai šķērslī elastīgumam. Šādos gadījumos finansiālā kompensācija ir stingri ierobežota, sedzot **tikai izmaksas**, kas iesaistīto lietotāju piegādātājiem vai piegādātāju balansatbildīgajām pusēm radušās **pieprasījumu reakcijas aktivizēšanas laikā**. Kompensācijas aprēķina metode **var**

ņemt vērā ieguvumus, ko neatkarīgie agregatori radījuši citiem tirgus dalībniekiem, un, ja tas tiek darīts, agregatoriem vai iesaistītajiem lietotājiem **var pieprasīt dot ieguldījumu šādā kompensācijā**, tomēr tikai tad un tikai tādā mērā, ciktāl ieguvumi visiem piegādātājiem, lietotājiem un to balansatbildīgajām pusēm nepārsniedz tiešās izmaksas, kas tiem radušās. Aprēķina metode ir jāapstiprina regulatīvajai iestādei vai citai kompetentajai valsts iestādei.

5. Dalībvalstis nodrošina, ka regulatīvās iestādes vai – ja to paredz dalībvalsts juridiskā sistēma – pārvades sistēmu operatori un sadales sistēmu operatori **ciešā sadarbībā ar tirgus dalībniekiem un galalietotājiem**, pamatojoties uz minēto tirgu tehniskajiem rādītājiem un pieprasījumureakcijas tehniskajām iespējām, **nosaka tehniskās prasības, kā visos elektroenerģijas tirgos var iesaistīties pieprasījumureakcijā**. Šādās prasībās iekļauj **agregētās slodzes** līdzdalību.

- Būtiski piebilst arī to, ka Direktīva paredz iespēju jebkuram lietotājam elektroenerģiju iegādāties **no vairākiem piegādātājiem vienlaicīgi** (kas var nebūt agregatori), ar piebildi – ja vien tas ir tehniski iespējams:

4. pants. Piegādātāja brīva izvēle

Dalībvalstis nodrošina to, ka visi lietotāji var iegādāties elektroenerģiju no pašu izvēlētā piegādātāja, un nodrošina, ka visiem lietotājiem var **vienlaicīgi būt vairāk nekā viens elektroenerģijas piegādes līgums**, ar noteikumu, ka ir izveidoti vajadzīgie savienojumi un uzskaites punkti.

2. Agregatoru regulējuma pamatjautājumi

Aplūkosim galvenos agregatoru darbības regulējumā nepieciešamos punktus, kas izriet no ES tiesību aktiem un ir jāatrisina, lai būtu iespējama pieprasījuma reakcijas agregēšana un agregatoru darbība dažādos elektroenerģijas tirgos. Pagaidām nevērtēsim ekonomisko izdevīgumu iesaistītajām pusēm un energosistēmai kopumā, kas sīkāk vērtēts 3. nodaļā.

2.1. Neatkarīgā agregatora un piegādātāja attiecības

2.1.1. Piegādātāja nebalanss

- Neatkarīgā agregatora darbības dēļ piegādātāja plānotais (prognozētais) lietotāja patēriņa grafiks atšķiras no faktiskā patēriņa, tādējādi potenciāli radot **nebalansu**, par ko piegādātājam būtu jānorēķinās ar savu balansēšanas pakalpojuma sniedzēju (BRP) vai pārvades sistēmas operatoru (PSO), ja piegādātājs pats ir BRP.
- Risinājums – **nebalansa korekcija** DR enerģijas apjomā, ko attiecīgajam BRP veic pārvades sistēmas operators. Līdzīgi šobrīd jau paredzēts PSO balansēšanas pakalpojuma līgumā, kur palīgpakalpojuma sniegšanas gadījumā tiek veikta korekcija.

2.1.2. Piegādātāja nepārdotā elektroenerģija

- Piegādātājs elektroenerģijas vairumtirdzniecības tirgū (t. i., biržā) iepircis noteiktu elektroenerģijas apjomu, balstoties uz prognozēm par savu klientu (elektroenerģijas lietotāju) sagaidāmo patēriņu. Neatkarīgā agregatora darbības dēļ – DR aktivizācijas rezultātā – konkrētā lietotāja patēriņš atšķiras no plānotā, kā rezultātā tirgotājam ir zaudējumi par **nepārdoto elektroenerģiju** (un arī nesāņemto tirdzniecības komisiju, ja tāda tiek piemērota).
- Iespējamais risinājums – **regulēta minimālā kompensācija**, ko agregators maksā piegādātājam.
- Nosakot taisnīgas kompensācijas apmēru, jāņem vērā, ka dažādiem lietotājiem ar piegādātāju iespējami atšķirīgi līgumi – klients norēķinus var veikt par **fiksētu cenu** vai arī par **dinamisku tarifu**, kas piesaistīts tirgus cenai. No tā atkarīgi piegādātājam (ne)radītie ienākumi un izdevumi.

2.2. Agregatora un agregētā elektroenerģijas lietotāja attiecības

- Pamatnosacījumi, kas izriet no Elektroenerģijas tirgus direktīvas 13. panta *Līgums par agregēšanu*:

13. pants. Līgums par agregēšanu

1. Dalībvalstis nodrošina, ka visi **lietotāji var brīvi pirkt un pārdot** elektroenerģijas **pakalpojumus, tostarp agregēšanu, kas nav piegāde, neatkarīgi no to elektroenerģijas piegādes līguma** un no to izvēlēta elektroenerģijas uzņēmuma.

2. Dalībvalstis nodrošina, ka, ja galalietotājs vēlas noslēgt līgumu par agregēšanu, galalietotājs ir **tiesīgs to darīt bez galalietotāja elektroenerģijas uzņēmumu piekrišanas**.

Dalībvalstis nodrošina, ka tirgus dalībnieki, kas iesaistīti agregēšanā, pilnībā informē lietotājus par līgumu noteikumiem, kurus tie tiem piedāvā.

3. Dalībvalstis nodrošina, ka galalietotāji **vismaz vienu reizi katrā maksāšanas periodā** ir tiesīgi pēc lietotāja pieprasījuma **bez maksas saņemt visus būtiskos pieprasījumu reakcijas datus** vai datus par piegādāto un pārdoto elektroenerģiju.

4. Dalībvalstis nodrošina, ka 2. un 3. punktā minētās tiesības galalietotājiem piešķir neatkarīgi no izmaksām, piepūles vai patērētā laika un bez diskriminācijas. Dalībvalstis jo īpaši nodrošina, ka **piegādātāji lietotājiem nenosaka diskriminējošas tehniskās un administratīvās prasības, procedūras un maksas**, pamatojoties uz to, vai viņiem ir **līgums ar tirgus dalībnieku**, kas iesaistīts agregēšanā.

2.3. Pieprasījuma reakcijas piegādātā enerģijas apjoma noteikšana

Vispārīgā gadījumā iespējami divi pamatveidi, kā aktivizēt pieprasījuma reakciju un noteikt to, vai (un kādā apjomā) lietotājs ir faktiski sniedzis pieprasījuma reakcijas pakalpojumu:

- **tieša pieprasījuma reakcijas aktivizācija**, izmantojot atbilstošu IKT aprīkojumu, kas ļauj, piemēram, agregatoram, attālināti ieslēgt/izslēgt konkrētas elektroierīces lietotāja īpašumā un iegūt reāllaika datus par to patēriņu. Šajā gadījumā nepieciešams uzstādīt papildu aprīkojumu, piemēram, apakšskaitītājus un vadības aprīkojumu, kas ļauj attālināti ieslēgt/izslēgt pieprasījuma reakcijai izmantotās ierīces. Apakšskaitītājus izmanto agregatori Igaunijā;
- **netieša pieprasījuma reakcijas aktivizācija**, ko veic lietotājs pats, saņemot atbilstošu rīkojumu no agregatora. Papildu aprīkojums netiek uzstādīts, tāpēc vienīgais veids, kā pārbaudīt, vai pieprasījuma reakcija ir notikusi, ir veikt aprēķinus un pēc noteiktas metodoloģijas salīdzināt plānoto (*baseline*) un faktisko patēriņu. Plānotā jeb atskaites patēriņa noteikšana ir aktuāla daudzviet, un tam tiek izmantotas ļoti atšķirīgas metodes. Tomēr tās visas balstās uz datiem par vēsturisko patēriņu. Aktuāls ir arī jautājums par to, kura institūcija ir atbildīga par pieprasījuma reakcijas aktivizācijas verifikāciju un kā tā tiek īstenota.

2.4. Tehniskās un administratīvās prasības

Gan atskaites patēriņa noteikšanai, gan pēcāk DR enerģijas apjoma aprēķinos nepieciešami pietiekamas izšķirtspējas dati par DR dalībnieka elektroenerģijas patēriņu. Primāri tas pagēr nepieciešamību pēc viedajiem skaitītājiem, to iegūto datu uzglabāšanu un pieejamību

iesaistītajām pusēm, tostarp pašiem elektroenerģijas lietotājiem, tirgotājiem, agregatoriem un par verifikāciju, kā arī par pušu savstarpējiem norēķiniem atbildīgajai iestādei. Tāpat nozīmīgs ir arī jautājums par to, kā sadalīt balansatbildību starp tirgotāju un neatkarīgo agregatoru.

2.5. Kopsavilkums par pamatjautājumiem

Lai būtu iespējama agregatoru un pieprasījuma reakcijas darbība elektroenerģijas tirgos, to attiecības ar citiem tirgus dalībniekiem vispārīgā gadījumā jāregulē ar divpusējiem līgumiem vai/un ar normatīvajiem aktiem. Galvenos problēmjautājumus, kuri tā vai citādi jāaplūko un jārisina šajos dokumentos, var iedalīt septiņās pamatgrupās⁵:

1. Mērījumi un datu validācija

Kā nomērīt vai aprēķināt slodzes elastīgumu un kurš to veic? Vai ir nepieciešami apakšskaitītāji (ja vienā pieslēgumpunktā ir >1 BRP (tirgotājs/-i, agregators/-i)? Kā nodrošināt precīzus un ticamus datus?

2. Bāzes patēriņa (baseline) noteikšanas metodoloģija

Nepieciešama, lai noskaidrotu sniegtā elastīguma pakalpojuma (enerģijas) apjomu, kā arī lai veiktu enerģijas pārneses aprēķinus. Kurš nosaka aprēķinu metodoloģiju? Kādi parametri jāizmanto, lai iegūtu pietiekami precīzus un replicējamus rezultātus?

3. Informācijas apmaiņa un datu konfidencialitāte

Lai veiktu patēriņa prognozes un norēķinus, nepieciešama informācijas apmaiņa starp tirgus dalībniekiem. Taču tā var saturēt arī tirgotāja komercnoslēpumu. Jārod kompromiss starp caurspīdīgumu un konfidencialitāti.

4. Enerģijas pārneses cenas noteikšanas metodoloģija

Vai nepieciešams norēķins starp tirgotāju (un/vai tā BRP) un agregatora BRP? Kā to organizēt? Kādas izmaksas vai negūtie ieņēmumi jāatlīdzina? Vai atšķirīgiem lietotājiem nepieciešams dažāds regulējums?

5. Tiešas un netiešas pieprasījuma reakcijas nošķiršana

Elastīgi lietotāji var sniegt gan tiešas, gan netiešas DR pakalpojumu. Vai un kā abus DR veidus iespējams nošķirt, un vai tie drīkst pastāvēt vienlaicīgi?

6. Atsitiena efekts (rebound)

Ja DR aktivizācijas laikā tiek samazināts patēriņš, vēlāk var būt nepieciešamība to «atgūt», tādējādi pārnesot konkrēto slodzi uz vēlāku laiku. Taču slodzes kompensācija var notikt arī pirms DR aktivizācijas. Vai un kā šī efekta radītās izmaksas ir jāatlīdzina tirgotājam / tā BRP?

⁵ USEF Aggregator Workstream final report (2017)

7. Agregatora klientu portfelis

Banalsatbildības sadalījums, ja agregators apvieno lietotājus no vairākiem tirgotājiem (BRP). Agregatora elastīguma portfeļa un/vai atsevišķu pieprasījumietaišu priekškvalifikācija, kas nepieciešama pieprasījuma reakcijas pakalpojuma sniegšanai.

3. Agregatoru darbība dažādos elektroenerģijas tirgos

3.1. Elektroenerģijas tirgus organizācija



3.1. att. Elektroenerģijas tirgu iedalījums pēc attāluma laikā pirms piegādes brīža⁶

3.1.1. Nākotnes tirgus

Tā saucamajos nākotnes tirgos to dalībnieki var tirgoties ar ilgtermiņa finanšu instrumentiem, kas palīdz nodrošināties pret elektroenerģijas cenu svārstībām līdzīgi kā tas notiek ar kurināmā (naftas, gāzes u. c.) biržas cenām.

Latvijā ir pieejami divi šādi risku ierobežošanas instrumenti:

- NASDAQ biržā tirgotās nodrošes pret tirdzniecības apgabalu cenas atšķirību no Nord Pool sistēmas cenas (*Electricity Area Price Differential – EPAD*);
- finansiālo pārvades tiesību *PTR-Limited* izsoles Igaunijas–Latvijas robežai, kas ļauj tirgus dalībniekiem ierobežot cenu atšķirību risku starp Igaunijas un Latvijas tirdzniecības apgabaliem.

Šādos tirgos notiek tirdzniecība ar finanšu instrumentiem, bet pašas elektroenerģijas tirdzniecība norisinās vairumtirgū.

3.1.2. Nākamās dienas tirgus

Lai gan pastāv iespēja elektroenerģijas ražotājam vai tirgotājam elektroenerģiju pārdot lietotājam par fiksētu cenu noteiktā laika periodā ar divpusēju vienošanos tā saucamo fiksēto piegāžu ietvaros, lielākoties elektroenerģijas vairumtirdzniecības darījumi notiek biržā.

Elektroenerģijas biržā notiek gan nākamās dienas, gan tekošās dienas darījumi. Nākošās dienas tirgus darbība balstās uz elektroenerģijas pircēju pieprasījumiem un pārdevēju piedāvājumiem. Attiecīgi tie tiek apkopoti pieprasījuma un piedāvājuma līknēs, kuru

⁶ <http://www.ast.lv/lv/content/elektroenerģijas-tirgus-organizacija>

krustpunkts nosaka tirgus līdzsvara cenu un pirkto/pārdoto enerģijas apjomu noteiktā laika intervālā. Šobrīd nākamās dienas tirgū, ko Latvijā (kā arī pārējās Baltijas valstīs un Ziemeļvalstīs) organizē *Nord Pool AS* kā nominētais elektroenerģijas tirgus operators, šis tirdzniecības periods ir viena stunda. Visi pieprasījumi, kuru cena ir vienāda vai lielāka par līdzsvara cenu, un visi piedāvājumi, kuru cena ir vienāda vai mazāka par līdzsvara cenu, tiek pieņemti, savukārt pārējie – noraidīti. Visi pieņemtie tirdzniecības darījumi notiek par tirgus līdzsvara cenu (*market clearing price – MCP*).

Nākamās dienas tirgus rezultāti katrai tās stundai ir zināmi iepriekšējā dienā plkst. 14.00 pēc Latvijas laika. Informācija par katra tirgus dalībnieka plānoto patēriņu vai ģenerācijas grafiku jānodod pārvades sistēmas operatoram (PSO). Tāpat PSO tiek nodota informācija par darījumiem tekošās dienas tirgū un fiksētajām piegādēm.

3.1.3. Tekošās dienas tirgus

Tekošās dienas tirgū tirdzniecība tiek organizēta nepārtraukti un var notikt līdz pat vienai stundai pirms operatīvās (piegādes) stundas. Atšķirībā no nākamās dienas tirgus, kur pieprasījumi un piedāvājumi tiek apkopoti un ikstundas cenas aprēķinātas reizi dienā, tekošās dienas tirgus darījumi notiek nepārtraukti. Tas nozīmē, ka darījumi tiek noslēgti, tiklīdz parādās divi savstarpēji atbilstoši elektroenerģijas piegādes pieprasījumi un piedāvājumi, savukārt šāda darījuma cenu nosaka princips, ka pirmais pieprasījums saņem labāko cenu no pārdevēju piedāvājumiem. Tātad vispārīgā gadījumā katrs konkrētais darījums notiek par atšķirīgu cenu. Tekošās dienas tirgus palīdz tirgus dalībniekiem “balansēt” savu tirdzniecības portfeli atbilstoši patēriņa/ģenerācijas novirzēm no iepriekšējā dienā prognozētā elektroenerģijas apjoma.

Arī tekošās dienas tirgu Latvijā organizē birža *Nord Pool*. Papildus jāpiebilst, ka *Nord Pool* tekošās dienas darījumu platforma kopš 2018. gada 12. jūnija ir savienota arī ar XBID platformu, kas apvieno tekošās dienas elektroenerģijas tirdzniecību daudzās Eiropas valstīs.

3.1.4. Balansēšanas tirgus

Iepriekš aprakstītie elektroenerģijas tirgi nodrošina to, ka plānotais elektroenerģijas patēriņa un ģenerācijas apjoms katrā stundā ir līdzsvarā, jo nav iespējams nopirkt vairāk elektroenerģijas, nekā tiek pārdots. Taču reālā laika darbībā parasti rodas gan patēriņa, gan ģenerācijas apjomu novirzes no iepriekš plānotā. Tas saistāms gan ar prognožu nepilnībām (piemēram, pieprasījuma, vēja ģenerācijas u. c.), gan ar tehniskiem iemesliem, piemēram, iekārtu atteices, u. c. apstākļiem.

Balanss starp ģenerāciju un patēriņu nepieciešams, lai nodrošinātu frekvences stabilitāti energosistēmā (jo lielāka starpība starp ģenerāciju un patēriņu, jo vairāk frekvence novirzās no vēlamajiem 50 Hz). Tā kā Baltijas valstu energosistēmas vēl līdz 2025. gadam strādās sinhroni ar Krievijas apvienoto sistēmu (IPS/UPS), tad frekvences noturēšanu pamatā nodrošina šī sistēma. Taču Baltijas valstu energosistēmām ir jānodrošina tas, lai to sistēmas līdzsvara novirze jeb nebalanss būtu noteiktās robežās. Kopš 2018. gada 1. janvāra tas tiek realizēts ar tā saucamo manuālo frekvences atjaunošanas rezervju (*manual frequency restoration reserve – mFRR*)

produktu vienotā Baltijas balansēšanas tirgus⁷ ietvaros. Šo tirgu organizē visi trīs Baltijas valstu operatori, un balansēšanas enerģiju tie pērk/pārdod par tirgus līdzsvara cenu.

3.2. Neatkarīgo agregatoru darbība balansēšanas tirgū

3.2.1. Citu valstu pieredze

- **Somijā** neatkarīgie agregatori pašlaik var piedalīties frekvences noturēšanas rezervju (*frequency containment reserve* – FCR) tirgū, taču manuālās frekvences atjaunošanas rezervju (mFRR) tirgū tas vēl nav iespējams. Kopš 2018. gada Somijas pārvades sistēmas operators *Fingrid* sadarbībā ar kompānijām *Helen Oy* un *Voltalis S.A.* īsteno centralizētā norēķinu modeļa pilotprojektu, neatkarīgajam agregatoram piedaloties Ziemeļvalstu balansēšanas tirgū. Taču tehnisku sarežģītumu dēļ praktiski rezultāti vēl nav iegūti, un pilotprojekta īstenošana tiek pagarināta⁸.
- **Lielbritānijā** 2017. gadā bija 22 neatkarīgie agregatori, kas piedalās sistēmas balansēšanā. Pašlaik agregatoriem nav jāmaksā nekādas kompensācijas tirgotājiem, bet tas varētu mainīties, ja agregatoru piedāvātās enerģijas apjoms palielinātos¹⁰.
- **Īrijā** agregētai pieprasījuma reakcijai ir iespējams piedalīties primāro, sekundāro un terciāro rezervju nodrošināšanā, taču to var darīt tikai industriāli patērētāji un minimālais agregētās DR apjoms ir 4 MW¹⁰. Neatkarīgajiem agregatoriem nav nepieciešama tirgotāja atļauja, lai izmantotu to klientu DR iespējas. Taču Īrijā tirgotājiem nav jāplāno savs elektroenerģijas pieprasījums iepriekš, līdz ar to neatkarīgo agregatoru darbība tiem nerada zaudējumus un nav arī nepieciešama kompensācija⁹.
- Neatkarīgo agregatoru dalība sistēmas balansēšanā iespējama arī **Beļģijā**, kur tie var piedalīties mFRR tirgū. aFRR tirgū pieprasījuma reakcija nav iespējama, jo tas atvērts tikai lieliem ģeneratoriem ar jaudu virs 25 MW¹⁰.
- **Igaunijā** agregatoru dalība ir atļauta, tiem noslēdzot standartizētu agregatoru darbības līgumu, taču līdz 2018. gada sākumam bija noslēgts tikai viens šāds līgums. Turklāt tiek atzīts, ka agregatoru darbībai barjeras ir drīzāk ekonomiskas, nevis tehniskas, proti, mFRR cenas ir pārāk mazas¹⁰.
- **Francijā** neatkarīgo agregatoru darbība ir skaidri definēta likumos. Turklāt ir iespējami trīs dažādi modeļi, kā risināt tirgotājam radīto zaudējumu jautājumu: (1) tiešs divpusējs kontrakts starp neatkarīgo agregatoru un tirgotāju; (2) regulēts režīms, kurā agregators maksā tirgotājam kompensāciju atbilstoši fiksētai atskaites cenai, ko noteicis pārvades

⁷ <https://dashboard-baltic.electricity-balancing.eu/en>

⁸ [Aggregation pilot project in the balancing energy market continues](https://electricenergyonline.com/article/energy/category/t-d/56/747336/aggregation-pilot-project-in-the-balancing-energy-market-continues.html) (<https://electricenergyonline.com/article/energy/category/t-d/56/747336/aggregation-pilot-project-in-the-balancing-energy-market-continues.html>)

⁹ Explicit Demand Response in Europe. Mapping the Markets 2017. SEDC

¹⁰ The Smarten Map. European Balancing Markets Edition 2018

sistēmas operators; (3) agregators norēķinās ar tirgotāju tā, it kā lietotāji būtu patērējuši plānoto elektroenerģiju¹¹.

- **Šveicē** arī neatkarīgo agregatoru darbību regulē normatīvie akti. Tirgotāja (tā BRP) pozīcija tiek koriģēta atbilstoši pieprasījuma reakcijas dalības apjomam balansēšanā, turklāt tirgotājs/BRP saņem kompensāciju par nepatērēto enerģiju atbilstoši nākamās dienas tirgus cenai šajā intervālā¹⁰.

3.2.2. Kompensācija DR ietekmētajiem tirgus dalībniekiem

- Dažādos iepriekš veiktos neatkarīgo agregatoru modeļu salīdzinājumos^{12,13} jau izkristalizējies tas, ka balansēšanas tirgus kontekstā ir jāveic piegādātājam (vai tā BRP) radītā “nebalansa” korekcija. To skaidri nosaka arī ES regula par elektroenerģijas balansēšanas vadlīnijām un Latvijā spēkā esošais Tīkla kodekss¹⁴.
- Elektroenerģijas tirgus direktīva skaidri nosaka arī to, ka agregatori ir finansiāli atbildīgi par to radīto nebalansu un zināmā mērā jākompensē radītie zaudējumi. Taisnīgu kompensāciju paredz arī Direktīvas 17. pants.
- Direktīvā noteikts arī tas, ka dalībvalstīs agregatoriem vai pieprasījuma reakcijas pakalpojuma sniegšanā iesaistītiem lietotājiem drīkst uzdot maksāt finansiālu kompensāciju citiem tirgus dalībniekiem, kurus tiešā veidā ietekmējusi DR aktivizācija. Taču Direktīva nenosaka šādu kompensāciju par obligātu.
- Kompensācija, ja tādu ievieš, varētu būt saistīta ar nākamās dienas tirgus cenu, jo tā ir cena, ko tirgotājs samaksājis par elektroenerģiju, kura agregētā DR dēļ tomēr netiek pārdota. Kompensāciju tad aprēķinātu, izmantojot atskaites cenu (*reference price*), kurai nevajadzētu pārsniegt nākamās dienas tirgus cenu. Kompensējamās enerģijas apjomu nosaka no faktiski piegādātās DR enerģijas un atskaites patēriņa profila vai izmantojot papildaprikojumu, piemēram, apakšskaitītājus.

3.2.3. Skaitliski aprēķini

Šajā sadaļā aplūkotas raksturīgās naudas plūsmas dažādiem agregatoru modeļiem un veikti aprēķini par to, kādu ietekmi agregatoru darbība atstāj uz tirgotājiem gan DR aktivizācijas, gan tai sekojošās atsietena stundās. Papildus tam veiktas aplēses par iespējamo teorētisko labumu, ko agregators/elektroenerģijas lietotājs varētu gūt no dalības balansēšanas tirgū pie dažādiem darbības nosacījumiem.

¹¹ Minniti, S., Haque, N., Nguyen, P., Pemen, G. Local Markets for Flexibility Trading: Key Stages and Enablers. *Energies*, vol. 11(11), No. 3074, 2018.

¹² Pöyry, Independent Aggregator Models, 2018 (<https://tem.fi/documents/1410877/3481825/Itsen%C3%A4isen+aggregaattorin+mallit+26.6.2018/f63589df-49ea-4232-b39a-bb6973407fe2/Itsen%C3%A4isen+aggregaattorin+mallit+26.6.2018.pdf>)

¹³ Elering, AST, Litgrid, Demand Response through Aggregation – A Harmonized Approach in Baltic Region ([http://www.ast.lv/sites/default/files/editor/Demand Response through Aggregation a Harmonized Approach in the Balti c.pdf](http://www.ast.lv/sites/default/files/editor/Demand%20Response%20through%20Aggregation%20a%20Harmonized%20Approach%20in%20the%20Baltic.pdf))

¹⁴ <https://likumi.lv/doc.php?id=257943>

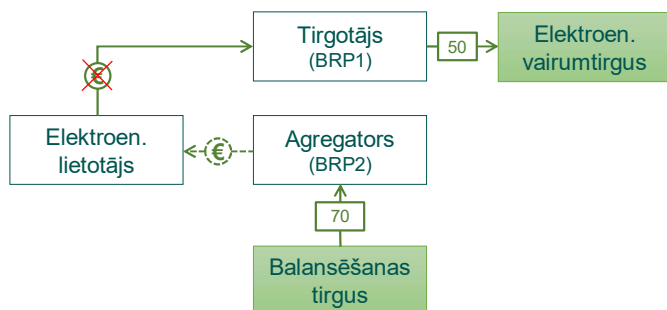
3.2.3.1. Ilustratīvs naudas plūsmu piemērs

Salīdzināsim divus vienkāršotus naudas plūsmu piemērus norēķinu modeļos, kas atšķiras ar to, vai tirgotājam tiek vai netiek kompensētas patēriņa reakcijas aktivizācijas dēļ radušās izmaksas. Pieņemsim, ka patēriņa reakcija tiek aktivizēta, agregatoram piedaloties augšupvērsta energosistēmas regulācijā, un attiecīgajā stundā elektroenerģijas nākamās dienas tirgus cena ir 50 €/MWh, bet augšupvērstās regulēšanas enerģijas cena – 70 €/MWh. Pieņemsim arī, ka norēķiniem starp agregatoru un tirgotāju tiek izmantotas nākamās dienas tirgus cenas. Apskatīsim ilustratīvu piemēru ar pieprasījuma reakcijas aktivizāciju, atbilstošu patēriņa samazinājumam par 1 MWh/h.

Šajos piemēros ar X apzīmēta atlīdzība, ko agregators izmaksā elektroenerģijas lietotājam, kurš piedalās pieprasījuma reakcijā. Tā var būt 0, pieņemot, ka lietotājs labumu gūst no kopumā samazinātā elektroenerģijas patēriņa (mazāka elektroenerģijas rēķina), taču tā var būt arī kāda lielāka fiksēta vai no balansēšanas vai nākamās dienas tirgus cenas atkarīga atlīdzība (proti, daļa no agregatora gūtā labuma). Par šīs samaksas apmēru agregatoram un pieprasījuma reakcijā iesaistītajam elektroenerģijas lietotājam jāvienojas savstarpējā līgumā.

Augšupvērsta regulācija

- Bez kompensācijas tirgotājam



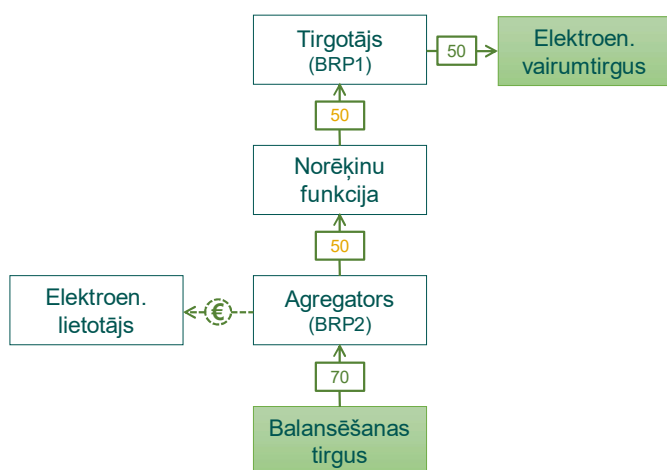
3.2. att. Naudas plūsmu piemērs DR aktivizācijas stundā augšupvērstai regulācijai (bez kompensācijas)

DR aktivizācijas finansiālā ietekme uz dažādiem spēlētājiem	
Bal. tirgus	-70 €
Agregators (BRP2 ¹⁵)	+70 € - X^{16}
Elektroen. lietotājs	+ X
Elektroen. vairumtirgus	+50 €
Tirgotājs (BRP1)	-50 €

¹⁵ Angļu val. *balance responsible party* – balansatbildīgā puse, kas var būt vai nu pats tirgotājs vai viņa deleģēts balansēšanas pakalpojuma sniedzējs.

¹⁶ X – agregatora iespējamā atlīdzība lietotājam, kas atkarīga no abu savstarpējās vienošanās un vispārīgā gadījumā var būt arī vienāda ar 0.

- Ar kompensāciju tirgotājam



3.3. att. Naudas plūsmu piemērs DR aktivizācijas stundā augšupvērstai regulācijai (ar kompensāciju)

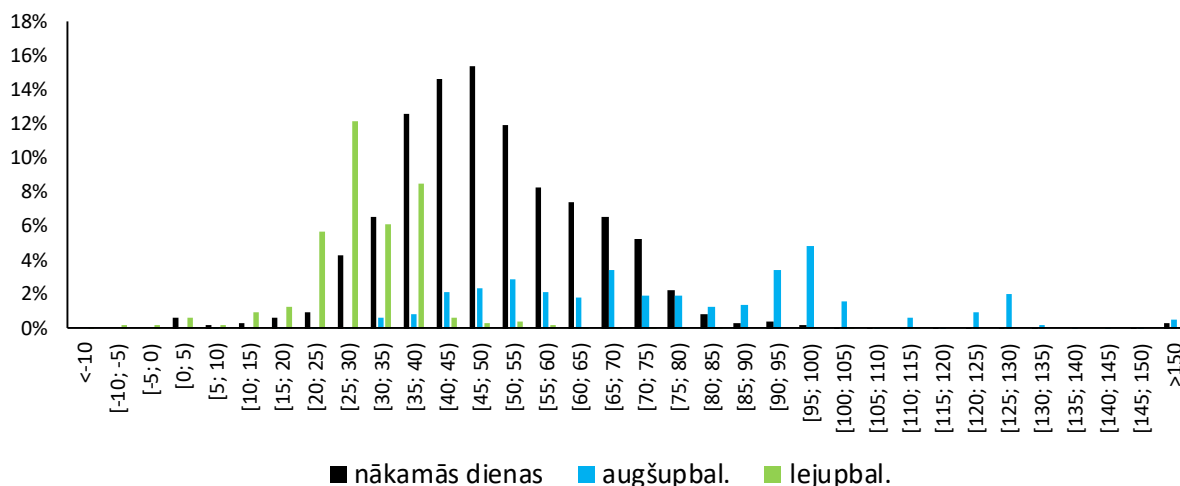
DR aktivizācijas finansiālā ietekme uz dažādiem spēlētājiem	
Bal. tirgus	-70 €
Agregators (BRP2)	+20 € -X
Elektroen. lietotājs	+X
Elektroen. vairumtirgus	+50 €
Tirgotājs (BRP1)	0 €

Salīdzinot variantus bez un ar kompensāciju tirgotājam, var redzēt, ka gadījumā, ja kompensācija tiek maksāta (turklāt tā ir vienāda ar nākamās dienas tirgus cenu), iespaids uz tirgotāju ir neitrāls, ja ņem vērā tikai tirgotāja tiešos izdevumus – enerģijas cenu nākamās dienas tirgū. Principā gan arī šajā gadījumā tirgotājam ir negūti ieņēmumi (t. i., negūtā tirdzniecības komisija no nepārdotās elektroenerģijas uzcenojuma) un citi netiešie izdevumi. Tomēr gadījums ar kompensāciju, kas vienāda ar nākamās dienas tirgus cenu, vislabāk atveido analoģu situāciju tādai, kurā tirgotājs būtu informēts par gaidāmu patēriņa samazinājumu un varētu attiecīgi koriģēt savu plānoto iepirkamās elektroenerģijas apjomu.

3.2.3.2. Aprēķini ar reālajām tirgus cenām

Tālākie aprēķini balstīti uz vairumtirdzniecības ikstundas cenas statistiku *Nord Pool* nākamās dienas biržā Latvijas tirdzniecības apgabalā un vienotā Baltijas balansēšanas tirgus augšupvērstas regulācijas ikstundas cenu datiem par 2018. gadu (3.4. att.).

Kopumā 2018. gadā vidējā elektroenerģijas nākamās dienas tirgus cena bija 49.89 €/MWh. Augšupvērstas regulācija (mFRR) tika aktivizēta 3622 gada stundās (41%), savukārt lejupvērstā – 3508 stundās (40%) (tātad 19% gada stundu balansēšanas tirgū darījumi nenotika). Vidējās balansēšanas cenas savukārt bija 74.38 €/MWh un 29.56 €/MWh attiecīgi augšupvērstai un lejupvērstai regulācijai. Stundās ar enerģijas “iztrūkumu” balansēšanas cena, par kādu PSO iepērk regulēšanas enerģiju, bija vidēji 1.52 reizes lielāka par nākamās dienas cenu, bet stundās ar enerģijas “pārpalikumu” balansēšanas cena, par kādu PSO pārdod regulēšanas enerģiju, bija vidēji 2.01 reizi mazāka par nākamās dienas cenu. Turklāt 2018. gadā bija kopumā 21 stunda ar negatīvu lejupvērstas regulācijas cenu.



3.4. att. Nākamās dienas tirgus un balansēšanas tirgus cenu histogrammas 2018. gadā

Aprēķiniem izmantosim naudas plūsmu shēmas no 3.2.3.1. apakšnodaļas un pieņemsim, ka neatkarīgais agregators piedalās balansēšanas tirgū, sniedzot regulēšanas pakalpojumu, un agregēto lietotāju pieprasījuma reakcijas kopējā spēja samazināt elektroenerģijas patēriņu jebkurā konkrētā stundā vienāda ar 1 MWh/h. Turklāt vienkāršības labad pieņemsim, ka DR aktivizācijas gadījumā agregatora pārdotais regulēšanas enerģijas apjoms arī ir 1 MWh/h. Vispārīgā gadījumā tas visticamāk būtu mazāks, jo regulēšanas pakalpojums parasti netiek sniegts visas konkrētās stundas garumā.

Augšupvērsta regulācija

Atkal aplūkosim abus robežgadījumus – bez un ar kompensāciju tirgotājam. Iesākumā aplūkojam situāciju, kad agregators piedalās augšupvērstā regulācijā vienmēr, kad tās cena ir augstāka par nākamās dienas cenu. 3.1. tab. attēloti summārie rezultāti par aktivizācijas stundām gada griezumā. Naudas plūsmas ir analogas vienas stundas piemēriem atbilstoši 3.2. un 3.3. attēliem.

3.1. tab. DR aktivizācijas finansiālā ietekme uz dažādiem spēlētājiem summāri aktivizācijas stundās gada griezumā

	Bez kompensācijas	Ar kompensāciju
Bal. tirgus	-243 452.28 €	-243 452.28 €
Agregators (BRP2)	+243 452.28 € – X	+83 788.17 € – X
Elektroen. lietotājs	+ X	+ X
Elektroen. vairumtirgus	+159 664.11 €	+159 664.11 €
Tirgotājs (BRP1)	-159 664.11 €	0 €

Tātad no balansēšanas tirgus saņemtā maksājuma par augšupvērstu regulāciju agregators šādā gadījumā patur apmēram 34.4%. No šīs summas tas arī var norēķināties ar pieprasījuma reakcijas pakalpojumu sniedzošo lietotāju (ja savstarpējais līgums to paredz).

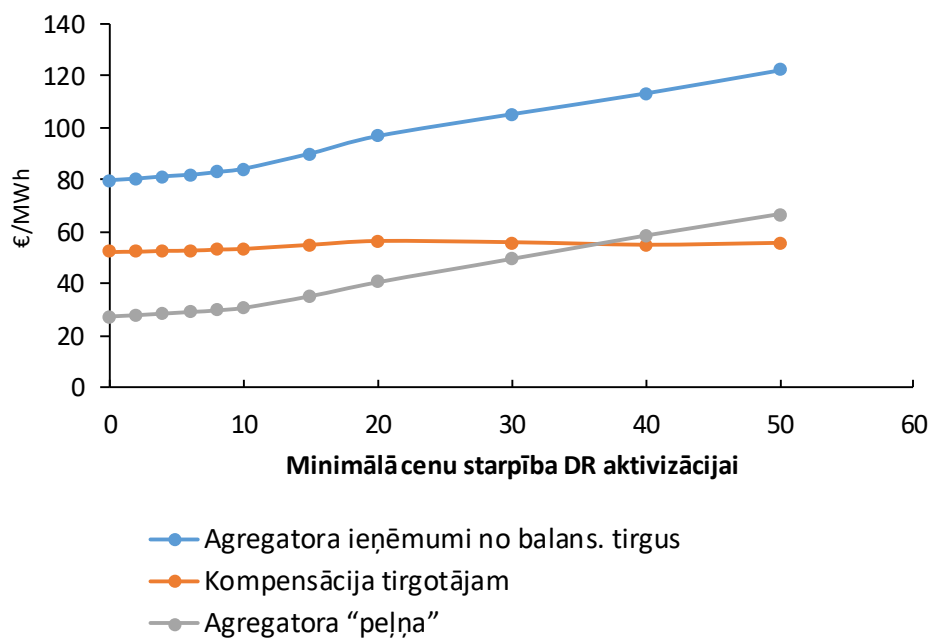
Taču ar to vien, ka balansēšanas cena ir augstāka par nākamās dienas cenu, var nebūt pietiekami, lai agregators piedalītos balansēšanā. Ņemot vērā ar DR aktivizāciju saistītās iespējamās izmaksas, var būt nepieciešama daudz lielāka starpība starp augšupvērstas regulācijas un nākamās dienas cenu, lai tas būtu ekonomiski izdevīgi. Turklāt jāpiebilst, ka tieši šādos gadījumos – pie augstākām tirgus cenām – parasti novērojams vislielākais kopējais labums no DR dalības enerģijas tirgū. Nākamās dienas tirgus kontekstā šis jautājums aplūkots 3.3.3. apakšnodaļā.

3.2. tab. Agregatora gada summārā naudas plūsma balansēšanas tirgū (augšupvērstai regulācijai)

Cenu starpība, € ¹⁷	Aktivizācijas stundas gadā	Agregatora ieņēmumi no balans. tirgus, €	Agregatora kompensācija tirgotājam, €	Agregatora "peļņa", €	Agregatora daļa no balans. ieņēmumiem
> 0	3057	243 452.28	159 664.11	83 788.17	34.42%
> 2	3005	241 061.34	157 337.42	83 723.92	34.73%
> 4	2925	237 396.49	153 905.69	83 490.80	35.17%
> 6	2864	234 171.02	150 988.90	83 182.12	35.52%
> 8	2776	229 939.50	147 378.22	82 561.28	35.91%
> 10	2644	222 509.33	141 180.60	81 328.73	36.55%
> 15	2124	191 389.11	116 597.19	74 791.92	39.08%
> 20	1628	157 612.23	91 499.14	66 113.09	41.95%
> 30	1053	110 849.10	58 715.46	52 133.64	47.03%
> 40	661	749 65.22	36 287.40	38 677.82	51.59%
> 50	411	50 281.33	22 840.62	27 440.71	54.57%

Šos rezultātus var attiecināt arī uz aktivizētās pieprasījuma reakcijas MWh:

¹⁷ Cenu starpība – minimālā starpība starp augšupvērstas regulācijas cenu un nākamās dienas tirgus cenu, pie kādas agregators piedalās balansēšanā.



3.5. att. Agregatora iep./izd. attiecībā pret aktivizētās DR enerģijas apjomu atkarībā no aktivizācijai nepieciešamās minimālās cenu starpības.

- Atsitiena efekts

Jāņem vērā, ka līdzšinējais piemērs aplūko tikai tās stundas, kurās notikusi DR aktivizācija. Taču jāievēro arī tas, ka patēriņa samazināšana kādās stundās sistēmas balansēšanas nolūkos var izsaukt patēriņa kāpumu nākamajās stundās (piemēram, ja pieprasījuma reakcija faktiski realizēta kā slodzes pārnesšana (*load shifting*), atliekot patēriņu uz vēlāku laiku, taču neatceļot to pavisam).

Šo procesu raksturo tā saucamais atsitiena (angļu val. *rebound*) efekts. Vispārīgā gadījumā, kad tirgotājs nezina, ka tekošajā stundā būs patēriņa samazinājums ar tam nākamajās stundās sekojošu patēriņa pieaugumu, šis pieaugums izraisīs nebalansu tirgotāja (BRP) portfeli, kas savukārt noved pie tirgotāja pienākuma maksāt par nebalansa enerģiju. Tomēr šis izmaksas tirgotājs var daļēji atgūt, iekasējot no lietotāja samaksu par patērēto enerģiju atbilstoši līgumā noteiktajam tarifam.

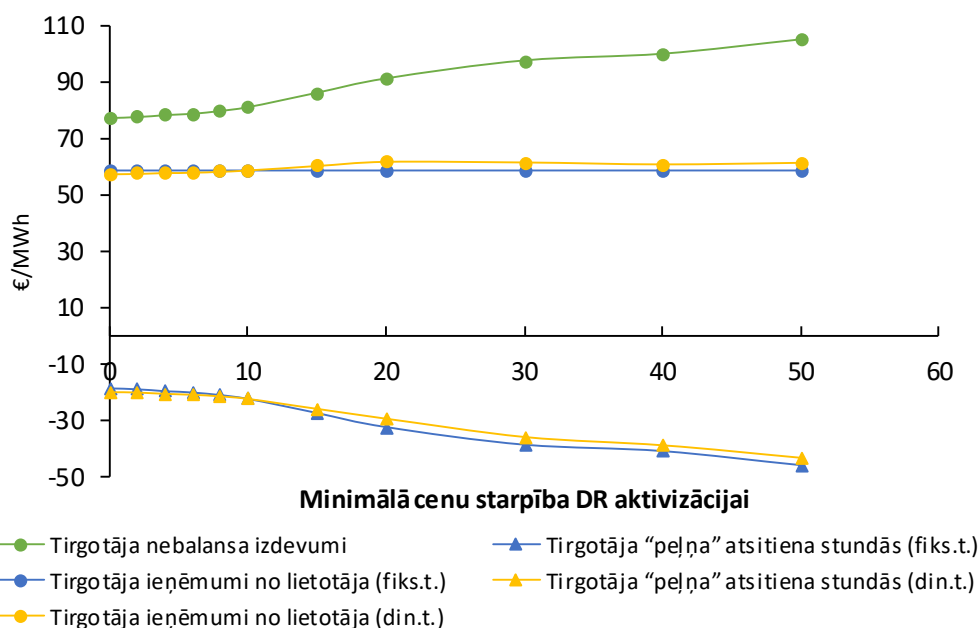
Apskatīsim tirgotāja ieņēmumus un izdevumus, kas rodas atsitiena efekta stundās, saglabājot tādus pašus pieņēmumus par agregatoru darbību balansēšanas tirgū kā iepriekš.

Papildu pieņēmumi: atsitiena efekts ir pilnīgi simetrisks DR aktivizācijai un realizējas nākamajā stundā; fiksētais tarifs lietotāja līgumā ar tirgotāju = 58.64 €/MWh; dinamiskā tarifa gadījumā – maksa par tirdzniecības pakalpojumu = 4.66 €/MWh.

3.3. tab. Tirgotāja gada summārā naudas plūsma, ko izraisa atsitiena efekts pēc DR

Cenu starpība (aktiv. stundā)	Tirgotāja nebalansa izdevumi, €	Tirgotāja ieņēmumi no lietotāja (fiks.t.), €	Tirgotāja ieņēmumi no lietotāja (din.t.), €	Tirgotāja “peļņa” atsitiena stundās, €	
				pie lietotāju fiks. tarifa	pie lietotāju din. tarifa
> 0	236 057.96	179 262.48	175 225.76	-56 795.48	-60 832.20
> 2	233 017.72	176 213.20	172 652.86	-56 804.52	-60 364.86
> 4	228 766.62	171 522.00	168 816.96	-57 244.62	-59 949.66
> 6	225 349.29	167 944.96	165 619.12	-57 404.33	-59 730.17
> 8	221 211.94	162 784.64	161 668.06	-58 427.30	-59 543.88
> 10	214 098.20	155 044.16	155 010.82	-59 054.04	-59 087.38
> 15	182 798.80	124 551.36	127 836.36	-58 247.44	-54 962.44
> 20	148 283.00	95 465.92	100 396.74	-52 817.08	-47 886.26
> 30	102 517.47	61 747.92	64 661.99	-40 769.55	-37 855.48
> 40	65 851.46	38 761.04	40 152.83	-27 090.42	-25 698.63
> 50	43 040.29	24 101.04	25 206.40	-18 939.25	-17 833.89

Šos rezultātus var attiecināt arī uz atsitiena enerģijas MWh:



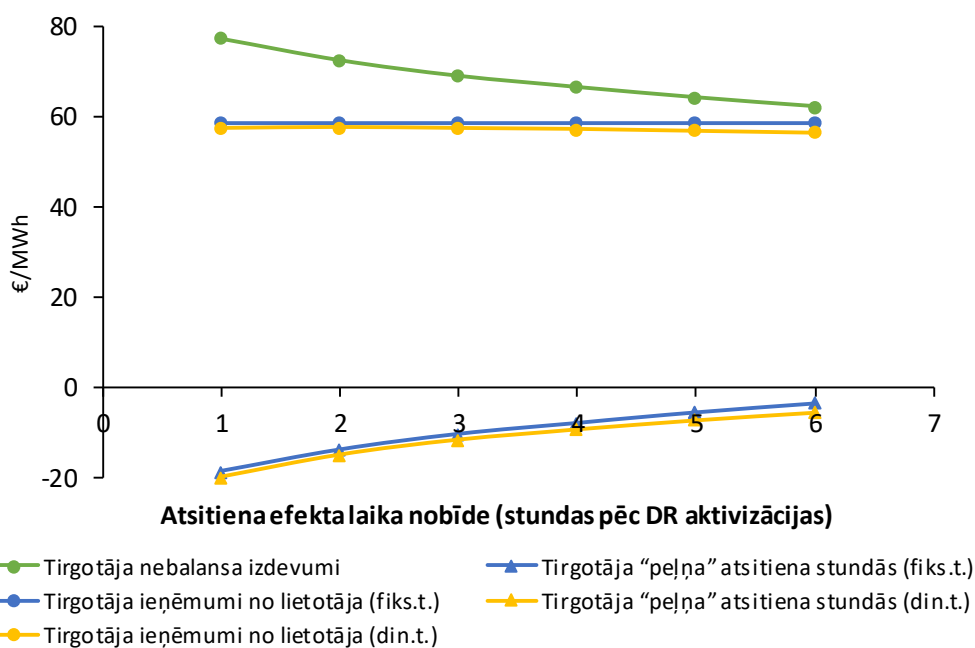
3.6. att. Tirgotāja ieņ./izd. attiecībā pret atsitiena enerģijas apjomu atkarībā no DR aktivizācijai nepieciešamās cenu starpības

3.3. tab. un 3.6. att. ataino gadījumu, kur atsitiena efekts realizējas 100% apmērā no DR apjoma (vissliktākais scenārijs), turklāt jau nākamajā stundā pēc DR aktivizācijas. Ja, pārējiem nosacījumiem nemainoties, pieņemtu citu procentuālo atsitiena apmēru, rezultāti 3.6. att. nemainītos, bet 3.3. tab. dotie rezultāti būtu jāmērogo proporcionāli atsitiena apmēram.

Rezultāti mainās arī atkarībā no atsitiena realizēšanās laika. Tas var notikt ne vien nākamajā stundā pēc DR aktivizācijas, bet arī 2, 3, ... stundas vēlāk. 3.4. tab. attēloti rezultāti, variējot atsitiena efekta laika nobīdi pēc DR aktivizācijas. Šajā piemērā minimālā cenu starpība, pie kādas notiek DR aktivizācija, iestatīta kā lielāka par 0.

3.4. tab. Tirgotāja gada summārā naudas plūsma, ko izraisa atsitiena efekts, atkarībā no atsitiena efekta laika nobīdes

Laika nobīde, stundas pēc DR aktiv.	Tirgotāja nebalansa izdevumi, €	Tirgotāja ieņēmumi no lietotāja (fiks.t.), €	Tirgotāja ieņēmumi no lietotāja (din.t.), €	Tirgotāja "peļņa" atsitiena stundās, €	
				pie lietotāju fiks. tarifa	pie lietotāju din. tarifa
1	236 057.96	179 262.48	175 225.76	-56 795.48	-60 832.20
2	221 297.47	179 262.48	175 719.18	-42 034.99	-45 578.29
3	210 704.29	179 262.48	175 309.72	-31 441.81	-35 394.57
4	203 145.19	179 262.48	174 742.40	-23 882.71	-28 402.79
5	195 990.86	179 262.48	173 848.80	-16 728.38	-22 142.06
6	189 852.93	179 262.48	172 937.17	-10 590.45	-16 915.76



3.7. att. Tirgotāja ieņ./izd. attiecībā pret atsitiena enerģijas apjomu atkarībā no atsitiena efekta laika nobīdes

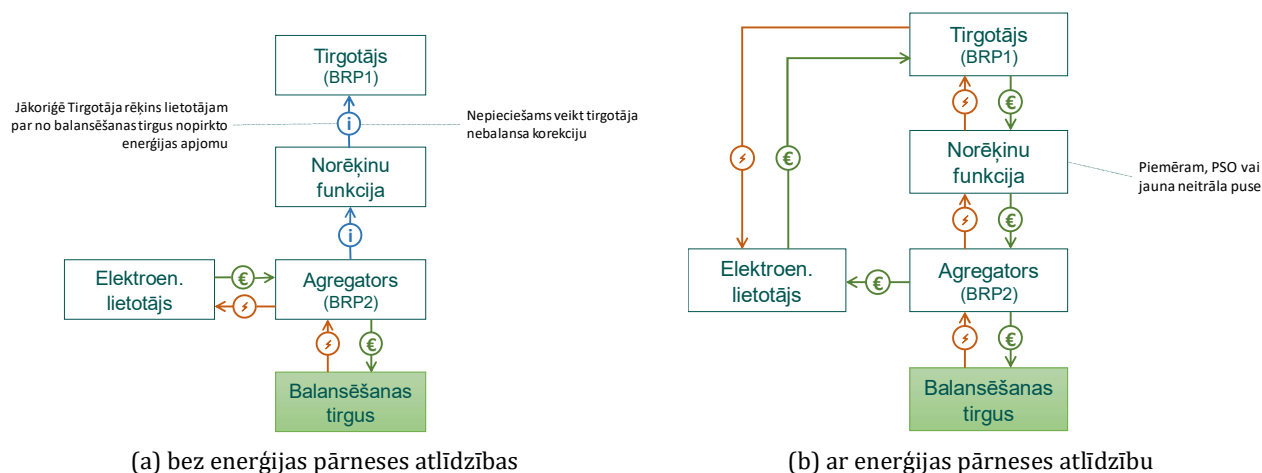
No 3.4. tab. un 3.7. att. izriet, ka, jo vēlāk pēc DR aktivizācijas realizējas atsitiena efekts, jo mazāku negatīvu finansiālo iespaidu tas atstāj uz tirgotāju. Šis rezultāts skaidrojams ar kopējam sistēmas nebalansam raksturīgu īpatnību – sistēmas kopējam nebalansam ir raksturīgi būt vienā

virzienā vairākas stundas pēc kārtas jeb, citiem vārdiem, ja tekošajā stundā ir negatīvs nebalanss, tad ir lielāka varbūtība, ka arī nākamajā stundā būs negatīvs nebalanss. Attiecīgi modelētajos aprēķinos tas bieži rezultējas ar to, ka atsitiena efekta laikā nebalansa enerģijas cena ir ievērojami augstāka par tās pašas stundas nākamās dienas tirgus cenu vai lietotājam noteikto fiksēto tarifu. Līdz ar to pastāv liela varbūtība, ka tirgotāja gūtie ieņēmumi pārsniegs enerģijas iepirkuma izmaksas.

No šajā sadaļā aplūkotajiem rezultātiem par DR dalību balansēšanas tirgū izriet, ka pie tādās koordinācijas shēmās, kur tirgotājs no agregatora saņem kompensāciju nākamās dienas tirgus cenas apmērā, taču atsitiena efekta laikā izmaksas par trūkstošo enerģiju jāsedz tirgotājam par nebalansa cenu, neatkarīga agregatora darbības iespaids uz tirgotāju ir kopumā negatīvs. Jāatgādina, ka šeit tika pieņemts, ka PSO koriģē to tirgotāja “nebalansu”, ko izraisījusi DR aktivizācija, bet ne to, ko radījis tai sekojošais atsitiena efekts – tas ir loģiski no sistēmas balansa saglabāšanas viedokļa. Tāpat jāuzsver, ka, ja tirgotājam ir iespējas paredzēt atsitiena efekta realizācijas laiku un apjomu, tas var nepieciešamo enerģiju iegūt arī tekošās dienas tirgū vai arī izmantojot sava portfeļa elastīgumu, piemēram, ja tajā arī ir pieprasījuma reakcijas pakalpojumu sniedzīgi lietotāji kā integrēta agregatora gadījumā.

Lejupvērsta regulācija

Veidojot lejupvērsta regulācijas naudas plūsmu shēmu simetrisku augšupvērsta regulācijas gadījumam, atkal aktuāls ir jautājums par enerģijas pārnesei (angļu val. *energy transfer*) realizāciju un tās cenu, taču šoreiz pretējā virzienā: tirgotājs → agregators.



3.8. att. Enerģijas un naudas plūsmas lejupvērsta regulācijas aktivizācijas gadījumā

(a) gadījumā agregators no balansēšanas tirgus pērk elektroenerģiju, ko (ar kādu uzcenojumu) tālāk pārdot lietotājam. Tirgotājs nepiestāda lietotājam rēķinu atbilstoši skaitītāja rādījumam, bet no tā atskaita enerģiju, ko lietotājs saņēmis DR aktivizācijas dēļ. DR radītais tirgotāja “nebalanss” tiek koriģēts. Lietotājam no šādas darbības ir jēga tad, ja agregatora piedāvātā enerģijas cena ir zemāka par to, ko lietotājs būtu maksājis tirgotājam savā normālā patēriņa stundā.

(b) gadījumā lietotājs maksā tirgotājam atbilstoši skaitītāja mērījumam, taču tirgotājs norēķinās ar agregatoru par DR enerģiju atbilstoši kādai atskaites cenai (piem., nākamās dienas tirgus cena). Tirgotājs nopelna tikai savu tirdzniecības komisiju (dinamiska tarifa gadījumā) vai komisiju + starpību starp fiksēto tarifu un nākamās dienas tirgus cenu (kas teorētiski var būt arī negatīva). Agregators faktiski iegūst starpību starp nākamās dienas tirgus cenu un lejuvpvērstas regulēšanas enerģijas cenu. Taču, lai lietotājam no šāda veida dalības DR būtu jēga, agregatoram ir jādalās šajā guvumā ar lietotāju.

Gan (a), gan (b) gadījumā atsitiena efekta dēļ (matemātiski idealizētā gadījumā) tirgotājam rodas zaudējumi no tā, ka nav iespējams realizēt no nākamās dienas tirgus iepirkto elektroenerģiju un faktiski izveidojas pozitīva nebalansa pozīcija (par kuru var saņemt nebalansa cenu, taču faktiskā 2018. gada cenu statistika rāda, ka neto efekts pat pie dažādiem atsitiena efekta nobīdes laikiem ir kopumā negatīvs).

Skaitlisks piemērs

Pieņemam, ka agregators pērk regulēšanas enerģiju balansēšanas tirgū tad, ja tās cena ir zemāka par nākamās dienas tirgus cenu. Attiecīgie rezultējošie finanšu rādītāji aktivizācijas stundās gada griezumā (b) modelim atainoti 3.5. tab. un atsitiena stundās – 3.6. tab.

3.5. tab. Naudas plūsmas DR aktivizācijas stundā (lejuvpvērsta regulācija – patēriņa palielināšana)

Agregatora maksājums par balansēšanas enerģiju, €	Tirgotāja maksājums agregatoram (pēc nāk. dienas cenas), €	Agregatora “peļņa” (jādalās ar lietotāju), €	Tirgotāja “peļņa” aktivizācijas stundā, €	
			ar fiks. t.	ar din. t.
91 593.49	161 343.86	69 750.37	29 294.78	15 149.66

3.6. tab. Naudas plūsmas atsitiena stundā (kurā lietotājam ir mazāks patēriņš, nekā bija plānots)

Laika nobīde, stundas pēc DR aktiv.	Tirgotāja maksājums par nākamās dienas tirgū iepirkto enerģiju, €	Tirgotājs par nepatērēto enerģiju saņem maksājumu par nebalansa cenu, €	Tirgotāja “peļņa” atsitiena stundā, €
1	160 583.03	82 966.90	-77 616.13
2	159 562.39	94 487.20	-65 075.19
3	158 323.36	102 200.76	-56 122.60
4	156 707.31	107 019.04	-49 688.27
5	155 277.47	112 068.39	-43 209.08
6	154 093.04	115 519.26	-38 573.78

Var secināt, ka šāda netkarīgā agregatora dalības lejuvpvērstas regulācijas pakalpojumā modeļa realizācija ļautu arī tirgotājam gūt labumu aktivizācijas stundā, proti, faktiski savu tirdzniecības komisiju. Taču atsitiena efekta radītie zaudējumi tirgotājam var būt daudz lielāki kā šis labums (sliktākajos scenārijos ar 100% atsitiena efektu un nebalansa norēķinu). Tiesa gan,

līdzīgi kā augšupvērstas regulācijas gadījumā – jo vēlāk īstenojas atsitiena efekts, jo mazāku negatīvu efektu tas atstāj uz tirgotāju.

3.2.4. Ieviešanas jautājumi

Neatkarīgo agregatoru darbības regulējumu būtu nepieciešams harmonizēt vismaz Baltijas valstu ietvaros, jo īpaši ņemot vērā vienoto Baltijas balansēšanas tirgu, ko kopš 2018. gada ieviesuši visu trīs Baltijas valstu PSO. Analizējot piemērotākos darbības modeļus, vēlams ņemt vērā arī praktisko pieredzi no neatkarīgo agregatoru pilotprojektiem, kas šobrīd tiek īstenoti Igaunijā un Somijā, kā arī no pieprasījuma reakcijas dalības Somijas tirgū līdz šim.

Pieprasījuma reakcijas pakalpojuma ieviešanu balansēšanas tirgū no administratīvā un regulatīvā viedokļa atvieglotu tas, ka Baltijas balansēšanas tirgus operatori ir trīs Baltijas valstu PSO, kas veic arī nebalansa norēķinus ar balansatbildīgajām pusēm. Līdz ar to priekšroka varētu būt centralizētajam norēķinu modelim. Vienlaikus no tehniskās puses jārisina līdzīgi jautājumi kā citos tirgos – bāzes patēriņa noteikšanas metodoloģija, vadības un mērīerīču uzstādīšanas nepieciešamība u.c. Tāpēc regulējuma izstrādē nepieciešama ne vien pārvades sistēmas operatora, bet arī sadales sistēmas operatoru un citu tirgus dalībnieku iesaiste.

3.3. Neatkarīgo agregatoru darbība nākamās dienas tirgū

3.3.1. Citu valstu pieredze

- **Francijā** ar NEBEF¹⁸ (*Block Exchange Notification of Demand Response*) mehānisma starpniecību DR var tieši piedalīties nākamās dienas tirgū kopš 2013. gada.
- **Singapūrā** agregēta DR var tieši piedalīties nākamās dienas tirgū (NEMS¹⁹), kā atlīdzību saņemot noteiktu daļu no kopējā rezultējošā elektroenerģijas izmaksu samazinājuma.
- **Īrijā, Nīderlandē, Šveicē** un citviet agregētas DR dalība nākamās dienas tirgū ir principiāli iespējama. Taču daudzviet neatkarīgajiem agregatoriem tā ir liegta vai praktiski sarežģīta un neizdevīga.

3.3.2. Modeļa konceptuāls apraksts

Iespējama dažāda pieeja:

- tirgotājs savus negūtos ieņēmumus var kompensēt, nepārvirzot visu no vairumtirdzniecības cenas samazinājuma gūto labumu uz saviem klientiem. Taču tas var radīt nevienlīdzīgu situāciju starp dažādiem tirgotājiem (piemēram, ja kāda tirgotāja klientu lokā ir daudz vairāk DR dalībnieku, nekā citā);
- alternatīva pieeja ir tāda, ka DR agregators pieprasījuma samazinājuma enerģiju “nopērk” no tirgotāja. Taču, ja šāda darījuma cena ir vienāda ar nākamās dienas tirgus cenu, agregators negūst nekādu neto labumu. Tāpēc šī cena varētu būt

¹⁸ https://clients.rte-france.com/lang/an/clients_produceurs/services_clients/dispositif_nebef.jsp

¹⁹ https://www.ema.gov.sg/cmsmedia/Electricity/Demand_Response/13jun16%20DR%20Factsheet.pdf

vienāda ar lietotāja elektroenerģijas tarifu, kāds noteikts līgumā ar tirgotāju (ja tas nav dinamiskais tarifs). Tad tirgotājam nav zaudējumu, bet agregators nopelna, ja nākamās dienas cena ir lielāka par lietotāja fiksēto tarifu. Šāds risinājums varētu būt pievilcīgs arī tiem lietotājiem, kas nav gatavi visu elektroenerģiju iegādāties par tirgus cenai piesaistītu tarifu, taču vēlas daļu sava patēriņa pielāgot tirgus cenām, piedāvājot tirgū DR pakalpojumu.

3.3.3. Skaitliski aprēķini

3.3.3.1. Teorētisks piemērs par DR potenciālo ietekmi uz Nord Pool biržas sistēmas cenu

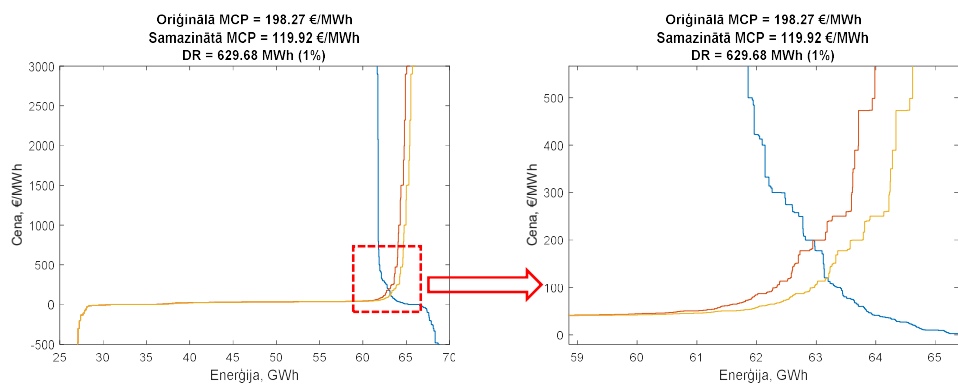
- Uzdevums. Aprēķināt Nord Pool sistēmas cenas izmaiņas dažās raksturīgās stundās (2018. gada maksimālās, vidējās un minimālās cenas gadījumos), ja tirgū piedalās arī noteikts apjoms tiešas pieprasījuma reakcijas (uzdots kā % no konkrētās stundas sākotnējā tirgus līdzsvara punktam atbilstošā enerģijas apjoma bez DR).
- Pieņēmumi. Izmantotas Nord Pool publicētās agregētās piedāvājuma un pieprasījuma ikstundas solījumu (*single hourly order*) līknes, kuras ērti izmantot sistēmas cenas aprēķinam. Lai modelētu pieprasījuma reakciju, piedāvājuma pusē tiek pievienots ģenerācijas (proti, negatīva patēriņa) solījums ar noteiktu apjomu un cenu. Uzskatāmības dēļ šajā posmā par cenu pieņemam 0 €/MWh, kas citiem vārdiem nozīmē, ka šis solījums praktiski vienmēr tiek pieņemts.
- Ierobežojumi. Pilnīgi precīzai aplēsei būtu jāņem vērā arī DR ietekme uz bloku solījumu (*block order*) akceptēšanu un Nord Pool importu/eksportu attiecībā pret trešajām valstīm. Diemžēl Nord Pool nepublicē informāciju, kas ļautu replicēt arī šos aprēķinu elementus, tāpēc tiek izdarīts vienkāršojums, ka DR neietekmē bloku solījumu akceptēšanu un ārējā importa/eksporta plūsmas. Tāpat arī netiek ņemti vērā starpvalstu pārvades ierobežojumi Nord Pool ietvaros, kuru dēļ cena konkrētos tirdzniecības apgabalos bieži vien atšķiras no sistēmas cenas. Diemžēl Nord Pool nepublicē pieprasījuma/piedāvājuma līknes konkrētiem tirdzniecības apgabaliem, bet gan tikai visai biržai kopumā.

Turpmāk doti skaitliski piemēri pie dažādiem sistēmas cenas līmeņiem.

A. Pie maksimālās sistēmas cenas

Aplūkota situācija 01.03.2018. plkst. 8–9 (CET), kurā cena bez DR – 198.27 €/MWh.

Grafisks tirgus līdzsvara cenas (MCP) pārbīdes attēlojums, pieņemot, ka DR apjoms ir 1% no Nord Pool tirgotā apjoma:



3.9. att. Tirgus līdzsvara punkts bez un ar DR (pie maksimālās NP sistēmas cenas un 1% DR)

Variējot ar dažādiem DR % apjomiem, iegūstam 3.7. tab. apkopotos rezultātus par tirgus cenas izmaiņām un kopējo izmaksu samazinājumu, ko aprēķina, reizinot cenas izmaiņas ar kopējo patēriņu visā *Nord Pool*. Elektroenerģijas patēriņš Latvijā vidēji ir ~1.7% no kopējā *Nord Pool* patēriņa, līdz ar to ieguvumi tieši lietotājiem Latvijā būtu daudzkārt mazāki. No otras puses, starpsavienojumu ierobežojumu ievērošana potenciālo ieguvumu varētu palielināt.

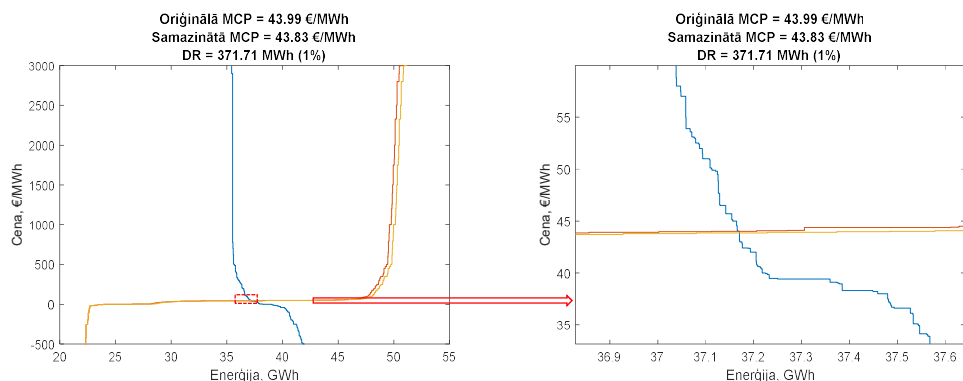
3.7. tab. NP sistēmas cenas un enerģijas izmaksu izmaiņas atkarībā no pieprasījuma reakcijas dalības apjoma (maksimālās cenas scenārijs)

DR, % no NP patēriņa	0.01	0.05	0.1	0.5	1	5
DR, MWh	6.30	31.48	62.97	314.84	629.68	3 148.40
Jaunā MCP, €/MWh	198.22	183.55	180.07	177.22	119.92	49.14
Δ MCP, €/MWh	-0.05	-14.72	-18.20	-21.05	-78.35	-149.13
Δ MCP, c/kWh	-0.005	-1.472	-1.820	-2.105	-7.835	-14.913
Kopējais izmaksu samazinājums visā NP, €	2 879	926 607	1 145 861	1 325 619	4 933 706	9 390 477

B. Pie vidējās sistēmas cenas

Aplūkota situācija 19.06.2018. plkst. 20–21 (CET), kurā cena bez DR – 43.99 €/MWh.

Grafisks tirgus līdzsvara cenas (MCP) pārbīdes attēlojums, pieņemot, ka DR apjoms ir 1% no *Nord Pool* tirgotā apjoma:



3.10. att. Tirgus līdzsvara punkts bez un ar DR (pie vidējās NP sistēmas cenas un 1% DR)

Variējot ar dažādiem DR % apjomiem, iegūstam 3.8. tab. apkopotos rezultātus par tirgus cenas izmaiņām un kopējo izmaksu samazinājumu, ko aprēķina, reizinot cenas izmaiņas ar kopējo patēriņu visā *Nord Pool*.

3.8. tab. NP sistēmas cenas un enerģijas izmaksu izmaiņas atkarībā no pieprasījuma reakcijas dalības apjoma (vidējās cenas scenārijs)

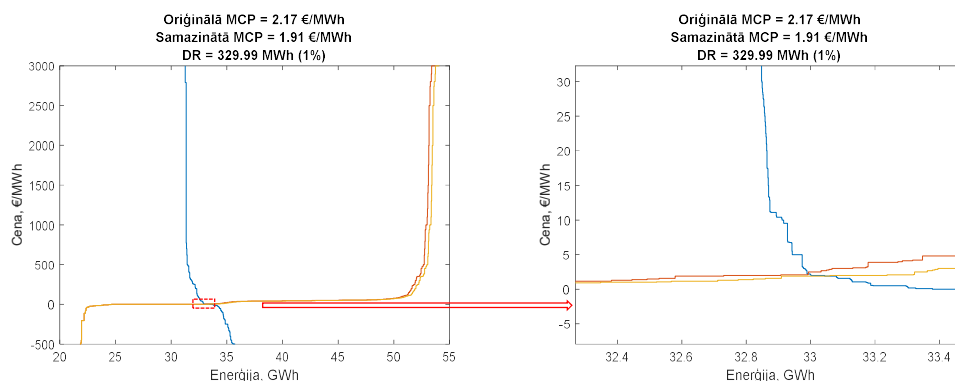
DR, % no NP patēriņa	0.01	0.05	0.1	0.5	1	5
DR, MWh	3.72	18.59	37.18	185.85	371.70	1 858.53
Jaunā MCP, €/MWh	43.99	43.98	43.97	43.90	43.83	42.97
Δ MCP, €/MWh	0.00	0.01	0.02	0.08	0.15	1.02
Δ MCP, c/kWh	0.000	0.001	0.002	0.008	0.015	0.102
Kopējais izmaksu samazinājums visā NP, €	0	316	632	3 125	5 743	37 807

C. Pie minimālās sistēmas cenas

Aplūkota situācija 15.10.2018. plkst. 0–1 (CET), kurā cena bez DR – 2.17 €/MWh.

Piemēram ir ilustratīva nozīme, jo DR nebūtu racionāli dot solījumu par 0 €/MWh. Praktiskos apsvērumos jāņem vērā, ka, ja solījuma cena ir augstāka par sākotnējo MCP, DR solījums netiks pieņemts un līdzsvara cenu DR neietekmēs.

Grafisks tirgus līdzsvara cenas (MCP) pārbīdes attēlojums, pieņemot, ka DR apjoms ir 1% no *Nord Pool* tirgotā apjoma:



3.11. att. Tirgus līdzsvara punkts bez un ar DR (pie minimālās NP sistēmas cenas un 1% DR)

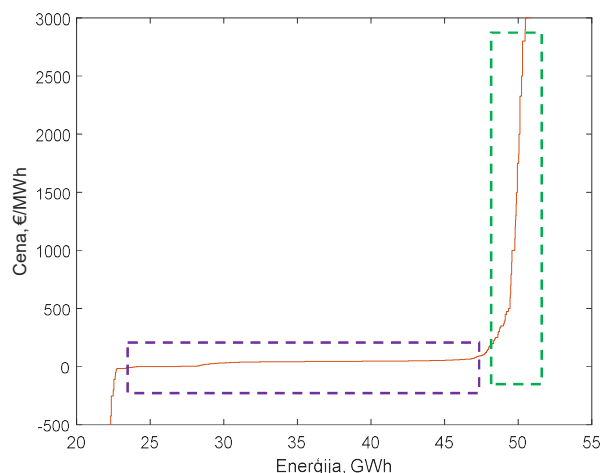
Variējot ar dažādiem DR % apjomiem, iegūstam 3.9. tab. apkopotos rezultātus par tirgus cenas izmaiņām un kopējo izmaksu samazinājumu, ko aprēķina, reizinot cenas izmaiņas ar kopējo patēriņu visā *Nord Pool*.

3.9. tab. NP sistēmas cenas un enerģijas izmaksu izmaiņas atkarībā no pieprasījuma reakcijas dalības apjoma (minimālās cenas scenārijs)

DR, % no NP patēriņa	0.01	0.05	0.1	0.5	1	5
DR, MWh	3.30	16.50	32.00	164.00	329.99	1 649.96
Jaunā MCP, €/MWh	2.15	2.10	2.08	1.99	1.91	0.81
Δ MCP, €/MWh	0.02	0.07	0.09	0.18	0.26	1.36
Δ MCP, c/kWh	0.003	0.007	0.009	0.018	0.026	0.136
Kopējais izmaksu samazinājums visā NP, €	882	2 587	2 996	6 080	8 652	45 125

Acīmredzot DR dalībai nākamās dienas tirgū nav būtiskas ietekmes uz *Nord Pool* sistēmas cenu tad, ja tirgus cena bez DR dalības ir maza vai pat atbilstoša vidējam *Nord Pool* cenu līmenim. Pie augstām cenām gan DR cenu samazinošais efekts ir nozīmīgāks. Tomēr maksimālā cenu piķa samazināšana tuvu vidējam līmenim prasītu ļoti lielu DR apjomu (piemērā – 5% no visa patēriņa).

Iemeslu šim efektam var ļoti labi saprast, aplūkojot tipisku liela elektroenerģijas vairumtirgus piedāvājuma līkni:



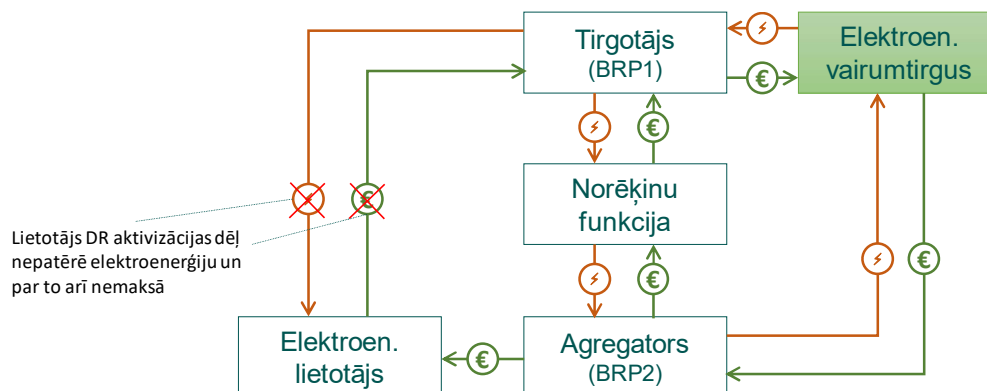
3.12. att. Tipiska elektroenerģijas vairumtirgus piedāvājuma līkne

Ja patēriņa līkne krusto piedāvājuma līkni ar zaļu iezīmētajā apgabalā, tad acīmredzami pat relatīvi maza līkņu pārbīde (pa x asi) var izsaukt strauju līdzsvara cenas izmaiņu. Savukārt piedāvājuma līknes ar violetu iezīmētajā daudz lēzenākajā apgabalā līkņu pārbīde pa x asi radītu daudz mazāku efektu.

3.3.3.2. DR dalības modeļu aplēses nākamās dienas tirgum

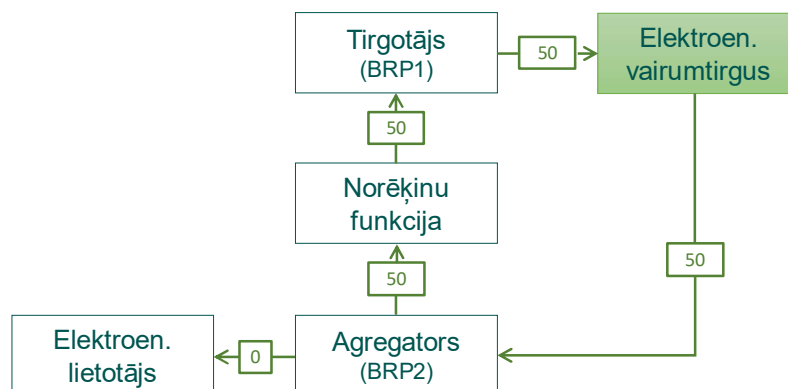
Aplūkosim dažus iespējamus variantus, kā principā varētu realizēt neatkarīga agregatora darbību nākamās dienas tirgū, ja DR tiek īstenota ar patēriņa samazinājumu.

- Apskatām piemēru, ja agregatoru dalība tiktu organizēta **analogi balansēšanas tirgum** piedāvātajam **centralizētajam norēķinu modelim**.



3.13. att. Centralizētajam norēķinu modelim analogs DR dalības modelis nākamās dienas tirgū

Ja par atskaites cenu atkal tiek izvēlēta nākamās dienas tirgus cena, tad, pieņemot, ka šī cena ir 50 €/MWh un DR apjoms ir 1 MWh, iegūstam 3.14. att. atainotās naudas plūsmas DR aktivizācijas stundā. Taču uzreiz redzams, ka šāds risinājums nedod peļņas iespējas agregatoram un padara to iesaisti tirgū mazticamu.



3.14. att. Naudas plūsmas pie DR dalības nākamās dienas tirgū, ja enerģijas pārnese notiek par nākamās dienas tirgus cenu

No piemēriem par DR ietekmi uz tirgus cenu izriet, ka pieprasījuma reakcijas (un agregatoru) darbība var izraisīt kopējās vairumtirgus cenas samazināšanos. Tādējādi tiešu labumu gūtu visi tirgotāji, kas iepērk enerģiju biržā, kā arī tie lietotāji, kuru elektroenerģijas tarifs piesaistīts tirgus cenai. Laika gaitā tirgotāji ar šo ieguvumu attiecīgi varētu dalīties vai nedalīties ar saviem klientiem, ņemot to vērā savu pakalpojumu izmaksu noteikšanā. Taču paša agregatora “peļņa” šajā gadījumā būtu 0, jo visu naudas summu, ko tas saņemtu no tirgus, nāktos izmaksāt kā atlīdzību tirgotājam.

- **Singapūras norēķinu modeļa piemērs**

Lai veicinātu DR pakalpojuma attīstību un dalību elektroenerģijas vairumtirgū, **Singapūrā** ieviests norēķinu modelis, kas paredz atlīdzību agregatoriem (DR sniedzējiem) atbilstoši to panāktajam efektam elektroenerģijas tirgus cenas samazināšanā. Agregatoru atlīdzība noteikta kā 1/3 no kopējā elektroenerģijas izmaksu samazinājuma, bet ne vairāk kā 4500 \$/MWh. Finansējumu šai atlīdzībai nodrošina pārējie tirgus dalībnieki (elektroenerģijas pircēji) ar speciāliem maksājumiem. Tādējādi šo dalībnieku rīcībā paliek 2/3 no kopējā DR radītā labuma, bet 1/3 tiek novirzīta kā atlīdzība agregatoriem.

Iepriekš apskatīto *Nord Pool* sistēmas cenas piemēru gadījumā izmaksājamā atlīdzība agregatoriem apkopota 3.10. tab.

3.10. tab. Atlīdzība pieprasījuma reakcijas sniedzējiem (vai to agregatoriem) par NP sistēmas cenas samazināšanu atbilstoši Singapūras modelim

A. Pie maksimālās sistēmas cenas²⁰

DR, % no NP patēriņa	0.01	0.05	0.1	0.5	1	5
ΔMCP, €/MWh	-0.05	-14.72	-18.20	-21.05	-78.35	-149.13
Kopējais izmaksu samazinājums visā NP, €	2 879	926 607	1 145 861	1 325 619	4 933 706	9 390 477
Atlīdzība DR sniedzējiem, €/MWh	152.33	9 811.60	6 065.65	1 403.48	2 611.75	994.21

B. Pie vidējas sistēmas cenas²¹

DR, % no NP patēriņa	0.01	0.05	0.1	0.5	1	5
ΔMCP, €/MWh	0.00	-0.01	-0.02	-0.08	-0.15	-1.02
Kopējais izmaksu samazinājums visā NP, €	0	316	632	3 125	5 743	37 807
Atlīdzība DR sniedzējiem, €/MWh	0.00	5.67	5.67	5.60	5.15	6.78

C. Pie minimālās sistēmas cenas²²

DR, % no NP patēriņa	0.01	0.05	0.1	0.5	1	5
ΔMCP, €/MWh	-0.02	-0.07	-0.09	-0.18	-0.26	-1.36
Kopējais izmaksu samazinājums visā NP, €	882	2 587	2 996	6 080	8 652	45 125
Atlīdzība DR sniedzējiem, €/MWh	89.09	52.26	31.21	12.36	8.74	9.12

Tomēr šāda modeļa praktiska realizācija saistīta ar ievērojamiem tehniskiem un regulatīviem izaicinājumiem. Piemēram, būtu nepieciešama *Nord Pool* biržas iesaiste, lai DR

²⁰ Aplūkota situācija 01.03.2018. plkst. 8–9 (CET), kurā cena bez DR – 198.27 €/MWh.

²¹ Aplūkota situācija 19.06.2018. plkst. 20–21 (CET), kurā cena bez DR – 43.99 €/MWh.

²² Aplūkota situācija 15.10.2018. plkst. 0–1 (CET), kurā cena bez DR – 2.17 €/MWh.

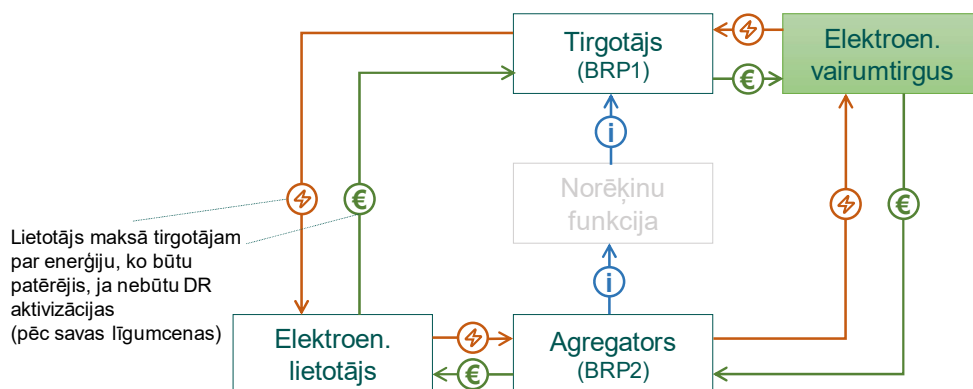
dalības stundās noteiktu arī to tirgus cenu, kāda būtu bez DR. Regulatīvi būtu vēlams arī noteikt zemāko cenu, pie kādas DR piedalās tirgū, lai nepieļautu “agresīvu” agregatoru darbību tirgū situācijās, kad kopējais DR radītais labums ir mazs un izdevumi par atlīdzību agregatoriem varētu būt pat lielāki par to pienesumu. Šāds cenas ierobežojums ir ieviests Singapūrā un nodrošina to, ka DR palīdz samazināt cenu “pīķus” situācijās, kad tirgus cena ir virs vidējās. Taču šāds ierobežojums iespējams būtu pretrunā ar prasību, ka agregētai pieprasījuma reakcijai un ģenerācijai jābūt līdzvērtīgām iespējām piedalīties elektroenerģijas tirgos.

Turklāt šāda modeļa gadījumā tā īstenošanā būtu vēlams iesaistīt visas konkrētās elektroenerģijas biržas dalībvalstis, jo DR darbība vienā tirdzniecības apgabalā varētu veicināt cenas samazināšanos arī citos apgabalos. Piemēram, ja DR darbotos Latvijā, gandrīz vienlīdz liela ietekme tai būtu arī uz cenu Lietuvā. Ietekme uz citiem tirdzniecības apgabaliem atkarīga no starpvalstu pārvades ierobežojumiem un situācijas katrā apgabalā konkrētajā stundā.

• Citi risinājumi

Cita alternatīva, kā panākt, lai neatkarīga agregatora dalība nākamās dienas tirgū ir tam izdevīga, būtu noteikt agregatora kompensāciju tirgotājam mazāku par nākamās dienas cenu, taču tas neizbēgami radītu tiešus finansiālus zaudējumus tiem tirgotājiem, kuriem ir liels tādu klientu īpatsvars, kas pieprasījuma reakcijā iesaistās caur neatkarīgu agregatoru.

Taču ir iespējams pielietot arī atšķirīgus modeļus palīgpakalpojumu (balansēšanas) tirgum un elektroenerģijas vairumtirgiem (nākamās dienas, tekošās dienas). Kā jau minēts iepriekš, balansēšanas tirgum tas varētu būt centralizētais norēķinu modelis, bet vairumtirgum aplūkosim tā saucamo lietotāja norēķinu modeli (*consumer settlement model*) (3.15. att.).



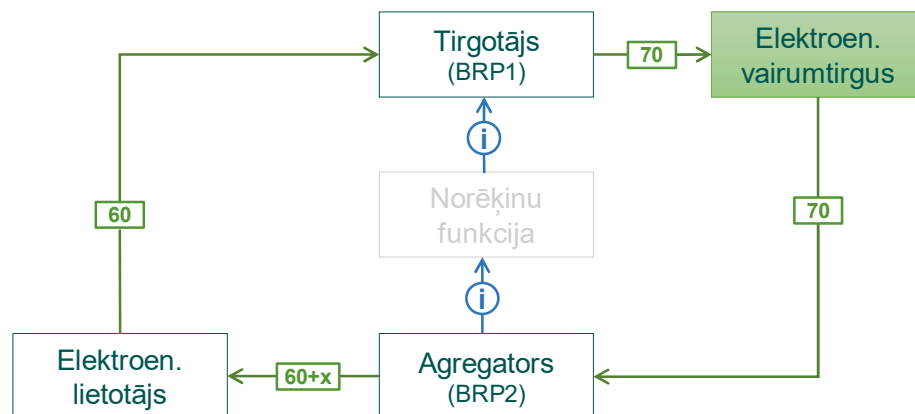
3.15. att. Lietotāja norēķinu modelis pieprasījuma reakcijas dalībai nākamās dienas tirgū

Šajā gadījumā elektroenerģijas lietotājs maksā saviem tirgotājam arī par to enerģiju, ko normālos apstākļos būtu patērējis, taču agregatora iniciēta DR dēļ (kas pārdots nākamās dienas tirgū kā alternatīva ģenerācijai) tomēr nepatērē. Šis norēķins starp lietotāju un tirgotāju notiktu par normālā patēriņa līgumcenu. Gadījumā, ja lietotājam ir nākamās dienas tirgus cenai piesaistīts tarifs, tad šāds modelis agregatoram joprojām nebūtu izdevīgs, taču fiksēta elektroenerģijas tarifa gadījumā agregators var nopelnīt starpību starp nākamās dienas tirgus

cenu un lietotāja līgumcenu, taču tikai tad, ja nākamās dienas tirgus cena ir ievērojami lielāka par šo līgumcenu. Līdz ar to agregatora tirgum piedāvātā DR cena noteikti būtu lielāka par tirgus vidējo cenu, kas tādējādi veicinātu DR dalību tirgū tieši tajās stundās, kad tas sistēmai visvairāk vajadzīgs. Tātad:

- agregatora “nepatēriņa” solījumi biržā faktiski tiktu akceptēti tikai tad, kad ir salīdzinoši augstas vairumtirgus cenas veidošanās varbūtība;
- lietotājam no šāda modeļa ir finansiāla jēga tikai tad, ja agregators dalās savā “peļņā” ne tikai par summu, kas atbilstoša lietotāja līgumcenai ar tirgotāju, bet gan lielākā apmērā, jo lietotājs tirgotājam maksā arī par nepatērēto enerģiju;
- netiešā pieprasījuma reakcija (*implicit demand response*), ko realizē ar dinamiskajiem tarifiem, jau dod Lietotājiem iespējas netieši piedalīties elektroenerģijas vairumtirgū, pielāgojot savu patēriņu atbilstoši tirgus cenai. Tomēr tādā gadījumā tie ir pakļauti ne tikai zemu cenu iespējai, bet arī augstu cenu riskiem. Šeit piedāvātais tiešas pieprasījuma reakcijas modelis nedod iespējas lietotājiem (ar fiksētu līgumcenu) gūt labumu no zemas konkrētās stundas elektroenerģijas biržas cenas, taču paver iespējas tiem gūt finansiālu labumu tieši no augsto cenu stundām, papildus samazinot elektroenerģijas iegādes izmaksas visiem tirgotājiem.

Naudas plūsmas lietotāja norēķinu modelim gadījumā, kad neatkarīgā agregatora iesniegts pieprasījuma reakcijas piedāvājums nākamās dienas biržā ir ticis pieņemts, atainotas 3.16. att. Pieņēmumi: lietotāja elektroenerģijas līgumcena ar tirgotāju ir 60 €/MWh, rezultējošā nākamās dienas cena ir 70 €/MWh, agregētais pieprasījuma reakcijas apjoms ir 1 MWh/h.



3.16. att. Naudas plūsmas lietotāju norēķinu modelī nākamās dienas tirgum, ja lietotāji maksā tirgotājam atbilstoši plānotajam (bez DR aktivizācijas) pieprasījumam

No 3.16. att. izriet, ka pie šiem pieņēmumiem tirgotājam ir nelieli zaudējumi (–10 €/MWh), taču tādi būtu bijuši arī bez neatkarīgā agregatora iesaistes, jo lietotājs tam maksā atbilstoši ieplānotajam/prognozētajam pieprasījumam par nolīgto līgumcenu. Agregatoram paša “peļņa” šādā situācijā ir $10 - X$ €/MWh. Ar X šajā gadījumā apzīmēts finansiālais labums, ko agregators nodod lietotājam, ja viņi par tādu ir savstarpēji vienojušies. Jāatzīmē, ka šī shēma neņem vērā

iespējamo ieguvumu, ko tirgotājs varētu gūt no agregatora izraisītās vairumtirgus cenas samazināšanās.

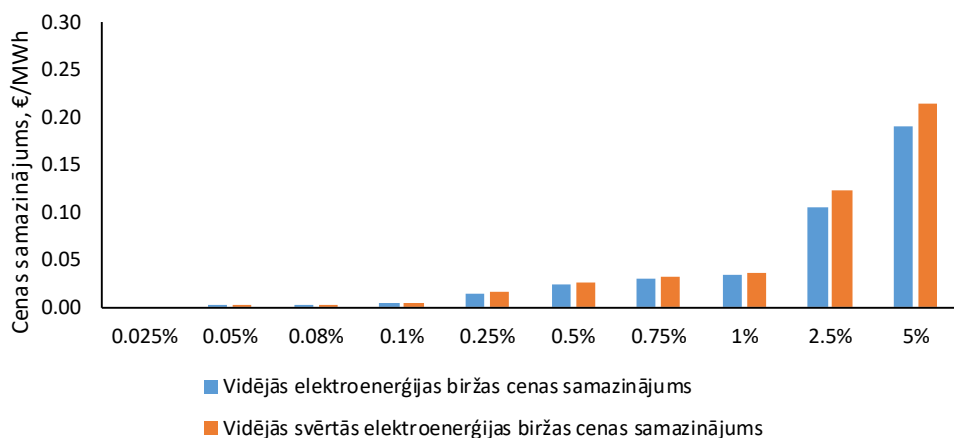
3.3.3.3. DR ietekme uz nākamās dienas tirgus cenu Latvijā

Iespējams, ka Latvijas tirdzniecības apgabalā starpvalstu ierobežojumu dēļ arī mazākiem lokāliem DR apjomiem būtu pozitīva ietekme uz cenu. Diemžēl *Nord Pool* nepublicē pieprasījuma/piedāvājuma līknes atsevišķiem tirgus apgabaliem. Tomēr ir iespējams veikt aplēses, izdarot pamatotus pieņēmumus par tirgum pieejamajām jaudām un to robežizmaksām. Modelētās elektroenerģijas vairumtirdzniecības cenas Latvijas tirdzniecības apgabalā, balstoties uz 2018. gada datiem par atjaunīgo avotu izstrādi, patēriņu, starpvalstu caurlaides spējām, importu, elektrostaciju pieejamību, kurināmā izmaksām, CO₂ izmaksām, elektroenerģijas cenām citos apgabalos un citiem faktoriem, ļauj iegūt turpmāk atainotos rezultātus.

Aprēķini, kas atainoti turpmāk, veikti visām 2018. gada stundām, variējot procentuālo daļu no Latvijas kopējā patēriņa, kura samazinājumu agregators(-i) varētu iesniegt *Nord Pool* biržā kā alternatīvu ģenerācijai. Turklāt, tā kā šī aprēķina mērķis pamatā ir analizēt ietekmi uz cenu vispārīgā gadījumā, pieņemsim, ka neatkarīgais agregators, iesniedzot “nepatēriņa” piedāvājumu biržā, ir spējīgs prognozēt, kad tas varētu ietekmēt rezultējošo cenu, un attiecīgi sagatavo savu piedāvājumu (proti, tas nepiedalās tirgū visās stundās). Aprēķinu modelis realizēts iteratīvi, katrai stundai sastādot piedāvājuma pakāpjveida līkni, kura tiek pārbīdīta pa labi atbilstoši DR enerģijas apjomam; ja pieprasījuma līkne pārbīdes rezultātā krusto citu piedāvājuma līknes pakāpienu, tiek fiksēts tirgus cenas samazinājums. 3.11. tab. ar zilu atzīmētajā kolonnā atainots bāzes scenārijs, kur pieprasījuma reakcijā nākamās dienas tirgū nepiedalās, un tam atbilstošā tirgus cena bez DR.

3.11. tab. DR ietekme uz nākamās dienas tirgus cenu Latvijā

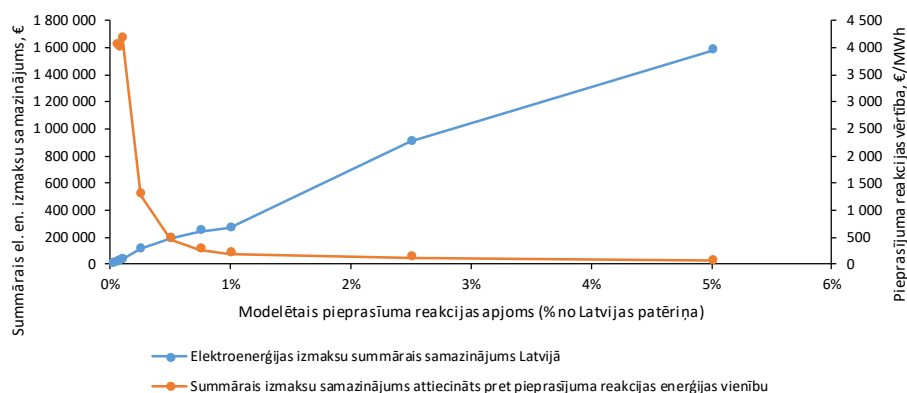
DR apjoms, %	0	0.025	0.05	0.075	0.1	0.25	0.5	0.75	1	2.5	5
Stundas ar cenas samazinājumu (aktiv. st.)	–	0	4	7	9	36	85	127	151	315	509
Vid. DR apjoms aktivizācijas stundās, MWh/h	0	0.000	0.491	0.724	0.934	2.410	4.740	7.001	9.266	23.694	46.128
Vidējā elektroen. cena gadā, €/MWh	48.55	48.55	48.55	48.54	48.54	48.53	48.52	48.52	48.51	48.44	48.36
Vidējās elektroen. cenas samazinājums, €/MWh	–	0.000	0.001	0.002	0.004	0.014	0.024	0.030	0.034	0.106	0.191
Vidējā svērtā elektroen. cena gadā, €/MWh	49.91	49.91	49.90	49.90	49.90	49.89	49.88	49.87	49.87	49.78	49.69
Vidējās svērtās elektroen. cenas samazinājums, €/MWh	–	0.000	0.001	0.003	0.005	0.015	0.025	0.033	0.036	0.123	0.215



3.17. att. Modelētās vidējās un vidējās svērtās elektroenerģijas biržas cenas Latvijā samazinājums pie dažādiem DR apjomiem salīdzinājumā ar scenāriju bez DR

3.12. tab. Potenciālais DR radītais elektroenerģijas izmaksu samazinājums Latvijā

DR apjoms, %	0.05	0.075	0.1	0.25	0.5	0.75	1	2.5	5
Summārais elektroenerģijas izmaksu samazinājums, €	7 953	20 284	35 107	111 218	187 168	239 824	266 310	905 014	1 577 190
Summārais elektroenerģijas izmaksu samazinājums attiecībā pret aktivizēto DR apjomu, €/MWh	4 052.27	4 003.76	4 175.45	1 281.68	464.59	269.74	190.34	121.26	67.17

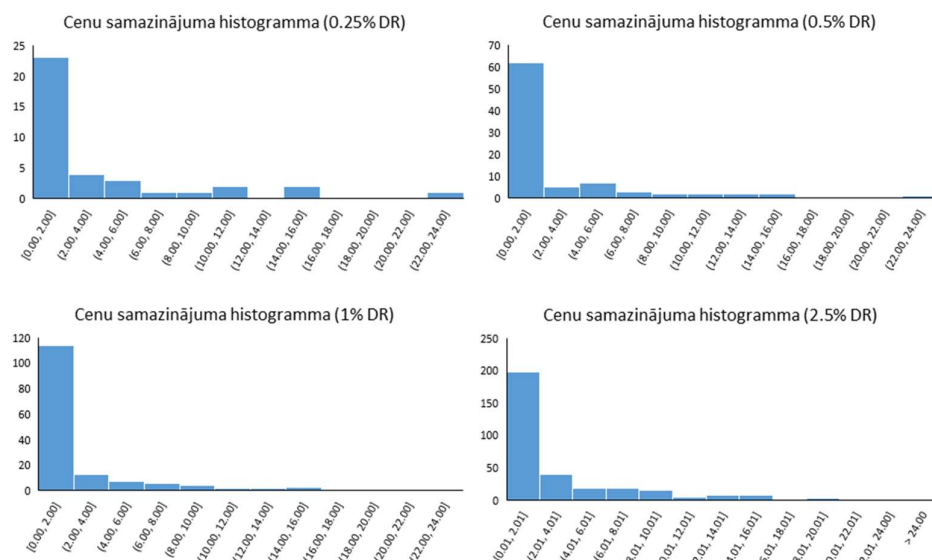


3.18. att. Potenciālais DR radītais elektroenerģijas izmaksu samazinājums Latvijā

3.18. att. labi izkristalizējas pieprasījuma reakcijas paškanibalizējošais efekts – t.i., jo lielāks pieprasījuma reakcijas kopējais apjoms, jo lielāki kopējie sistēmas ieguvumi, taču strauji samazinās katras atsevišķas pieprasījuma reakcijas enerģijas vienības “vērtība”.

Tomēr katrā konkrētā DR aktivizācijas stundā pieredzētais biržas cenu samazinājums var ļoti atšķirties un ir atkarīgs no situācijas tirgū tajā stundā. Tā, piemēram, scenārijā ar 1% DR

dalību nākamās dienas tirgū cenu samazinājums būtu robežās no 0.01 €/MWh līdz 22.04 €/MWh (3.19. att.). Taču, kā no šīm histogrammām izriet, ar DR gūstamais cenu samazinājums lielākoties nav liels. Protams, jāņem arī vērā, ka šim aprēķinu modelim tika veikts pieņēmums, ka DR piedalītos nākamās dienas tirgū jebkad, kad varētu panākt tirgus cenas samazinājumu. Praksē tam izdevīgāka varētu būt darbība tieši lielu cenu situācijās.



3.19. att. Pieprasījuma reakcijas izraisīta nākamās dienas tirgus samazinājuma (€/MWh) histogramma pie dažādiem DR piedāvājuma apjomiem.

3.3.3.4. Neatkarīgā agregatora darbības nākamās dienas tirgū ietekme uz tirgotājiem

3.13. tab. atainota summārā DR ietekme uz tirgotājiem nākamās dienas tirgū Latvijā, pieņemot, ka tirgotāji nesaņem kompensāciju no agregatora par enerģijas pārnesi²³. Aprēķins balstīts uz modelēto nākamās dienas cenu un reālo nebalansa cenu 2018. gadā, savukārt DR lietotāju fiksētais elektroenerģijas tarifs ar tirgotāju pieņemts 58.64 €/MWh, bet dinamiskā tarifa tirdzniecības uzcenojums – 4.66 €/MWh.

No 3.13. tab. izriet, ka summārā ietekme uz visiem tirgotājiem atkarībā no DR scenārijiem ir robežās no **7 871** līdz **403 190** € gadā. Tomēr tas ir summārais efekts.

Iespējams robežgadījums – visi lietotāji ar DR ir viena tirgotāja klienti, bet pārējo tirgotāju klientu lokā nav lietotāju, kas piedalās DR. Šādā situācijā hipotētisks tirgotājs, kura portfelī ir visi tie lietotāji, kam nav nekādu saistību ar neatkarīgajiem agregatoriem, bet lietotāji, kas piedalās patērīna reakcijā ar neatkarīga agregatora starpniecību, ir visiem pārējiem tirgotājiem, saņem kopējo (summāro) labumu **7 949 ... 1 498 331** € gadā.

Savukārt summārais efekts uz tādu tirgotāju, kura portfelī ir tikai tādi lietotāji, kas ir arī neatkarīgo agregatoru klienti (otrs robežgadījums), ir **-77 ... -1 356 353** € gadā. Gan summārais efekts, gan ietekme robežgadījumos apkopota 3.14. tab.

²³ Proti, tirgotājs ir nopircis enerģiju nāk. dienas tirgū, bet to nevar pārdot ne klientiem, ne citos tirgos, ne nebalansā (aktiv.st.)!

3.13. tab. Neatkarīgā agregatora darbības ietekme uz tirgotāju naudas plūsmu nākamās dienas tirgū

Pamatinformācija									
DR apjoms, %	0.05	0.075	0.1	0.25	0.5	0.75	1	2.5	5
Aktiv. stundas	4	7	9	36	85	127	151	315	509
Aktiv. enerģija, MWh/h	0.491	0.724	0.934	2.410	4.740	7.001	9.266	23.694	46.128
DR aktivizācijas stundās									
Tirgotāju izdevumi DA tirgū par DR lietotāju nepatērēto enerģiju, ko tirgotājs nevar pārdot tālāk, €	96	283	497	4 705	22 529	50 861	79 841	408 142	1 259 701
Tirgotāju kopējo enerģijas iepirkuma izmaksu samazinājums, pateicoties DR, €	7 953	20 284	35 107	111 218	187 168	239 824	266 310	905 014	1 577 190
Tirgotāju summārā balance DR aktiv. stundās, €	7 856	20 001	34 610	106 513	164 639	188 963	186 469	496 873	317 489
DR atsitiena stundās (sliktākais scenārijs – atsitiena 100% apmērā, nākamajā stundā, par nebalansa cenu)									
Tirgotāju kopējās izmaksas par palielināto patēriņu (nebal. cena), €	100	322	560	5 434	29 868	66 380	100 727	531 352	1 552 340
Tirgotāju kopējie ieņēmumi par atsitiena stundā papildus pārdoto enerģiju (par fiksētu vai dinamisku tarifu), €	115	297	493	5 088	23 624	52 137	82 046	437 670	1 376 829
	108	322	551	5 349	24 686	55 417	87 115	446 475	1 392 135
Tirgotāju summārā balance atsitiena stundās, €	15	-25	-67	-346	-6 244	-14 244	-18 681	-93 682	-175 511
Kopā DR aktivizācijas un atsitiena stundās (summāri visiem Tirgotājiem)									
BILANCE, €	7 871	19 976	34 543	106 167	158 395	174 719	167 788	403 190	141 978

3.14. tab. Neatkarīgo agregatoru ietekme uz tirgotājiem nākamās dienas tirgū robežgadījumos

DR apjoms, %	0.05	0.075	0.1	0.25	0.5	0.75	1	2.5	5
Summārais elektroenerģijas izmaksu samazinājums, €	7 953	20 284	35 107	111 218	187 168	239 824	266 310	905 014	1 577 190
Summārā ietekme uz Tirgotājiem caurmērā, €	7 871	19 976	34 543	106 167	158 395	174 719	167 788	403 190	141 978
<u>Robežgadījums:</u> maksimālā negatīvā ietekme uz atsevišķiem tirgotājiem, €	-77	-293	-529	-4 773	-27 837	-63 305	-95 859	-479 199	-1 356 353
<u>Robežgadījums:</u> maksimālā pozitīvā ietekme uz atsevišķiem tirgotājiem, €	7 949	20 269	35 072	110 940	186 232	238 025	263 647	882 389	1 498 331

Tātad faktiski šāda modeļa, kas paredz enerģijas pārnesi bez tās kompensācijas, ietekme uz katru konkrēto tirgotāju ir ļoti atkarīga no tā,

- cik liela daļa no viņa klientiem ir arī neatkarīgo agregatoru klienti;
- cik liela ir tirgotāja kopējā tirgus daļa;
- cik liela daļa no visiem neatkarīgo agregatoru klientiem ir tieši konkrētā tirgotāja portfeli;
- kad un cik liela mērā realizējas atsitiena efekts.

Attiecīgi, jo nevienmērīgāks agregatoru klientu sadalījums, jo nevienlīdzīgāks iespaids uz dažādiem tirgotājiem. Attiecinot šos rezultātus pret tirgotāja portfeļa MWh (summāro gada patēriņu), šis efekts var būt robežās no **-3.69 €/MWh** līdz **+0.21 €/MWh** (pie nereālistiskā 5% pieprasījuma reakcijas scenārija). Savukārt no 3.14. tab. redzams, ka, piemēram, pie 0.5% scenārija šī ietekme var būt robežās **-27 837 € ... +186 232 €** jeb **-0.76 €/MWh ... +0.03 €/MWh**, ja ieguvumu attiecina pret konkrētā hipotētiskā tirgotāja kopējo gada ietvaros pārdoto elektroenerģiju.

3.3.4. Ieviešanas jautājumi

3.3.4.1. DR dalības nākamās dienas tirgū veicināšana

- Ar Singapūras modelim līdzīgu pieeju, daļu no DR dalības izraisītā elektroenerģijas izmaksu samazinājuma novirzot DR sniedzējiem (agregatoriem), iespējams veicināt aktīvāku DR iesaisti tirgū.
- Tomēr šādas sistēmas ieviešanā ir zināmi sarežģījumi, piemēram, nepieciešams veikt atkārtotu tirgus līdzsvara cenas aprēķinu (bez DR solījumiem tirgum), lai varētu precīzi novērtēt DR doto efektu.
- Iespējamie ieguvumi jāsalīdzina ar potenciālajām papildu izmaksām. Tāpat jāvērtē, vai šāda kompensācija kopumā ir taisnīga pret citiem tirgus dalībniekiem (piemēram, elektroenerģijas ražotājiem) un vai ir vajadzīga ne vien ekonomisku, bet arī politisku apsvērumu dēļ.
- Elektroenerģijas lietotājiem, kas vēlas savu patēriņu pielāgot tirgus cenām, to ir iespējams darīt jau šobrīd, izvēloties dinamisku tirgus cenai piesaistītu tarifu.

3.4. Neatkarīgo agregatoru darbība tekošās dienas tirgū

3.4.1. Citu valstu pieredze

- Vairākās valstīs (piemēram, Francijā kopš 2017. gada) agregēta DR var piedalīties arī tekošās dienas tirgū.

3.4.2. Modeļa konceptuāls apraksts

- Ja neatkarīgais agregators tekošās stundas tirgū spēj pārdot nepatēriņu par lielāku cenu, nekā tirgotājs attiecīgo patēriņu bija nopircis nākamās dienas tirgū, tad iespējams tirgotājam kompensēt prognozētās, bet lietotāja nepatērētās elektroenerģijas pirkšanu (kā alternatīva

līmeņatzīme der arī lietotāja tarifs). Ja tiek maksāta kompensācija tirgotājam, tad modelis šajā gadījumā var būt tāds pats kā nākamās dienas tirgusm. Attiecīgi tam atbilst piemēri 3.14. att. (kompensācija par nākamās dienas tirgus cenu) un 3.16. att. (lietotāja norēķinu modelis jeb kompensācija pēc lietotāja līgumcenas).

- DR iespējamo ietekmi uz tekošās dienas tirgus cenas samazinājumu noteikt ir daudz sarežģītāk nekā nākamās dienas tirgū vai pat neiespējami, ņemot vērā šī tirgus īpatnības (nepārtrauktā tirdzniecība) un datu nepieejamību par konkrētiem noslēgtajiem darījumiem (enerģijas apjoms un tās cena). Tomēr kopumā var apgalvot, ka neatkarīga tirgotāja dalība tekošās dienas tirgū neradīs solidārus ieguvumus visiem tirgotājiem. Turklāt tekošās dienas tirgū kopumā notiek daudz mazāk darījumu nekā nākamās dienas tirgū.
- Rezumējot – neatkarīgā agregatora dalībai tekošās dienas tirgū der tāds pats modelis kā nākamās dienas tirgū, ja tiek maksāta kompensācija tirgotājam vai tā BRP. Taču jāņem vērā, ka, atšķirībā no nākamās dienas tirgus, tekošās dienas tirgū nevar runāt par kopēju elektroenerģijas izmaksu samazinājumu tirgotājiem, kas varētu būt teorētisks arguments kompensācijas nemaksāšanai.

3.5. Kopējie riski

3.5.1. Atsitiena efekts

Aplēses par to, kā atsitiena efekts var ietekmēt dažādu iesaistīto pušu naudas plūsmas, tika dotas piemēros par balansēšanas un nākamās dienas tirgu 3.3. tab., 3.4. tab. un 3.6. tab. Kopumā šis efekts viennozīmīgi atstāj negatīvu ietekmi uz tirgotāju, kura klienti ir snieguši DR pakalpojumu ar neatkarīga agregatora palīdzību. Tomēr atkarībā no tā, kādā tirgū neatkarīgais agregators ir pārdevis “nepatēriņu”, atšķiras tas, kā tirgotājs var sagatavoties atsitiena efektam. Proti, ja tas ir noticis nākamās dienas tirgus ietvaros, tad tirgotājam, ja tam ir informācija par atsitiena efekta realizēšanos, ir iespējams tam sagatavoties, iegādājoties elektroenerģiju tekošās dienas tirgū vai aktivizējot savā portfelī esošu pieprasījuma elastīgumu, kam kopumā būtu jārada mazāki zaudējumi nekā tad, ja jāveic nebalansa norēķins. Teorētiski tas iespējams arī pēc pieprasījuma reakcijas aktivizācijas balansēšanas tirgus ietvaros, taču tad ir mazāk laika vai pat neiespējami tam sagatavoties. Piemēram, tirgotāja portfeļa noviržu balansēšana tekošās dienas tirgus ietvaros nav pat iespējama, ja atsitiens notiek jau nākamajā stundā (vispārīgā gadījumā – nākamajā nebalansa norēķinu periodā) pēc DR aktivizācijas balansēšanai.

3.5.2. Pieprasījuma reakcijas ietvaros piegādātā enerģijas apjoma noteikšanas kļūdas

Izmantojot jebkuru no atskaites patēriņa noteikšanas metodēm, neizbēgami radīsies kļūdas, kuru rezultātā gadījumos, kad DR faktiski ir sniegts, pēc aprēķiniem tas neuzrādās, un otrādi. Tādēļ atskaites patēriņa aprēķinu metodoloģiju ir nepieciešams regulāri pārvērtēt, citādi tās sistēmiskas kļūdas gadījumā tirgus dalībnieki var konsekvēnti saņemt nepamatotu atlīdzību, vai tieši otrādi – netikt pienācīgi atlīdzināti. Jautājums ir it īpaši nozīmīgs, ņemot vērā to, ka atbilstoši Elektroenerģijas tirgus direktīvai neatkarīgajiem agregatoriem ir jābūt balansatbildīgiem.

4. Kopsavilkums

Ziņojumā doti skaitliski aprēķini par neatkarīgo agregatoru darbības modeļiem dažādos elektroenerģijas tirgos – gan vairumtirdzniecības (nākamās dienas), gan palīgpakalpojumu (balansēšanas) tirgos. Aprēķini sniedz ieskatu sagaidāmajās naudas plūsmās gan pieprasījuma reakcijas aktivizācijas laikā, gan tā saucamā atsitienu efekta laikā, kas ļauj vērtēt pieprasījuma reakcijas ietekmi uz dažādiem tirgus dalībniekiem.

Balansēšanas tirgum veiktie aprēķini liecina, ka, ja agregators nemaksā kompensāciju tirgotājam par enerģijas pārnesi, tad agregators varētu strādāt ar ievērojamiem ieņēmumiem (visoptimistiskākajā gadījumā 243 452.28 € gadā par kopumā 1 MWh/h pieprasījuma reakcijas aktivizāciju 3057 reizes gadā, tātad vidēji 79.6 €/MWh), tajā pat laikā potenciāli radot arī lielus zaudējumus tirgotājiem, kuru klienti sadarbojas ar neatkarīgo agregatoru (šajā pašā piemērā zaudējumi būtu 220 496.31 €, kombinējot enerģijas pārneses un atsitienu efekta radītās izmaksas). Ja kompensācija tomēr tiek maksāta, tad gan agregatora iespējamā peļņa, gan tirgotāja zaudējumi ievērojami samazinās. Tomēr pastāv iespēja, ka neatkarīgajam agregatoram dalība balansēšanas tirgū tad var kļūt neizdevīga, ja vien tas neapvieno agregācijas pakalpojumu arī ar citiem produktiem, piemēram, automatizācijas, energoefektivitātes vai viedo tehnoloģiju pakalpojumiem.

Nākamās dienas tirgus modelēšanas rezultātā var secināt, ka agregāta pieprasījuma reakcija tik tiešām var samazināt elektroenerģijas vairumtirdzniecības cenas, kas pozitīvi ietekmētu visus elektroenerģijas tirgotājus un līdz ar to vairāk vai mazāk – arī galalietotājus. Tomēr kopumā vērā ņemama cenu samazinošā efekta panākšanai ir nepieciešams liels apjoms pieprasījuma reakcijas enerģijas (piemēram, 5% no kopējā patēriņa jeb vidēji 46 MWh/h pieprasījuma reakcijas, ko aktivizē 509 stundas gadā, dod gada vidējās cenas samazinājumu par 0.191 €/MWh, bet šāda DR apjoma sasniegšana tuvākajā laikā ir mazticama). Pastāv dažādi iespējamie modeļi, kā īstenot neatkarīgo agregatoru dalību nākamās dienas tirgū. Kopējais radītais labums tirgotājiem var būt arguments tam, lai agregatori nemaksātu kompensāciju par enerģijas pārnesi, taču arī tādā gadījumā atkarībā no tā, kā neatkarīgo agregatoru klienti sadalīti pa dažādu tirgotāju portfeliem, efekts uz katru konkrēto tirgotāju var būt ļoti dažāds, tostarp kopumā negatīvs.

Tomēr jāņem vērā, ka neatkarīgo agregatoru modeļu ieviešana Eiropas valstīs kopumā ir tikko sākusies, un tai jābūt īstenotai līdz 2020. gada beigām. Tas nozīmē, ka pirms galīgā lēmuma pieņemšanas būtu lietderīgi turpināt analīzi par Latvijai piemērotākā modeļa izvēli, tostarp uzklusot visu iesaistīto pušu viedokli (pārvades un sadales sistēmu operatoriem, tirgotājiem, potenciālajiem agregatoriem, lietotājiem u.c.). Tāpat tas paver iespēju turpināt centienus harmonizēt neatkarīgo agregatoru darbības modeļus Baltijas valstīs un varbūt pat vēl plašākā mērogā, kas noteikti atvieglotu un veicinātu to attīstību reģionā.