

VENDIM
Nr. 252, datë 11.12.2018

**MBI MIRATIMIN E PROPOZIMIT TË TË GJITHA OST-ve TË EVROPËS
KONTINENTALE DHE NORDIKE PËR HIPOTEZAT DHE NJË METODOLOGJI TË
ANALIZËS SË KOSTO-PËRFITIMIT NË PËRPUTHJE ME NENIN 156 (11) TË
RREGULLORES SË KOMISIONIT TË BASHKIMIT EVROPIAN (BE) 2017 /1485, TË
DATËS 2 GUSHT 2017, QË PËRCAKTON NJË UDHËZUES MBI OPERIMIN E SISTEMIT
TË TRANSMETIMIT TË ENERGJISË ELEKTRIKE**

Në mbështetje të neneve 7, 16, 56 dhe nenit 63 të ligjit nr. 43/2015, “Për sektorin e energjisë elektrike”, i ndryshuar, nenit 156(11) të Rregullores së Komisionit të Bashkimit Evropian (BE) 2017 /1485, të datës 2 gusht 2017; nenit 167 të “Kodit të Transmetimit”, miratuar me vendimin e Bordit të ERE-s nr. 186, datë 10.11.2017, dhe nenit 26 të “Rregullave të organizimit, funksionimit dhe procedurave të ERE-s”, miratuar me vendimin e Bordit të ERE-s nr. 96, datë 17.6.2016, Bordi i ERE-s, në mbledhjen e tij të datës 11.12.2018, mbasi shqyrtoi relacionin e drejtorive teknike në lidhje me propozimin e të gjitha OST-ve të Evropës Kontinentale dhe Nordike për hipotezat dhe një metodologji të analizës së kosto-përfitimit në përputhje me nenin 156(11) të Rregullores së Komisionit të Bashkimit Evropian (BE) 2017/1485, të datës 2 gusht 2017, që përcakton një udhëzues mbi operimin e sistemit të transmetimit të energjisë elektrike,

konstatoi se:

- OST sh.a., me shkresën nr. 5020 prot., datë 9.7.2018, protokolluar në ERE me nr. 500 prot., datë 10.7.2018, ka kërkuar miratimin e “Propozimit të të gjitha OST-ve të Evropës Kontinentale dhe Nordike, për hipotezat dhe një Metodologji të Analizës Kosto-Përfitim, në përputhje me nenin 156(11) të Rregullores së Komisionit të Bashkimit Evropian (BE) 2017/1485, të datës 2 gusht 2017, që përcakton një udhëzues mbi operimin e sistemit të transmetimit të energjisë elektrike.

- Kjo kërkesë vjen si detyrim i zbatimit të parashikimeve të vendeve pjesëmarrëse në ENTSO-E, ku Operatori i Sistemit të Transmetimit të energjisë elektrike (OST sh.a.) është anëtar me të drejta të plota.

- Ky dokument është një propozim i përbashkët i hartuar nga të gjithë Operatorët e Sistemit të Transmetimit të Evropës Kontinentale dhe zonave sinkrone nordike, në lidhje me përcaktimin e hipotezave dhe një metodologjie për një analizë të kosto përfitimit që do të kryhet, me qëllim që të vlerësohet periudha kohore e kërkuar për rezervat e mbajtjes së frekuencës, njësitë ose grupet ofruese me rezervuare të kufizuara të energjisë për të mbetur të disponueshëm gjatë gjendjes së alarmit, në përputhje me nenin 156 (11) të Rregullores së Komisionit të Bashkimit Evropian (BE) 2017/1485, të datës 2 gusht 2017, që përcakton një udhëzues mbi operimin e sistemit të transmetimit të energjisë elektrike.

- Metodologjia e analizës së kosto-përfitim (CBA-së) për propozimin e Rezervës së Mbajtjes të Frekuencës (FCR), merr në konsideratë parimet dhe qëllimet e përgjithshme të përcaktuara në Rregulloren e udhëzimit për operimin e sistemit, si dhe Rregulloren e komunitetit të energjisë (EC) nr. 714/2009, të Parlamentit Evropian dhe të Këshillit të datës 13.7.2009, mbi kushtet e aksesit në rrjet për shkëmbimet ndërkufitare të energjisë elektrike.

- Metodologjia e analizës së kosto-përfitim (CBA-së) për propozimin e rezervës së mbajtjes të frekuencës (FCR) kontribuon në ndjekjen e objektivave të përgjithshëm të Rregullores së udhëzuesit për operimin e sistemit për ruajtjen e sigurisë operationale duke përcaktuar periudhën e duhur kohore për aktivizimin e plotë të FCR-së në gjendjen e alarmit duke marrë parasysh kostot dhe përfitimet e periudhës kohore të përcaktuar, në të mirën e të gjithë pjesëmarrësve të tregut dhe konsumatorëve fundorë të energjisë elektrike.

- Kjo metodologji do të zbatohet për të gjitha OST-të e vendeve anëtare të Bashkimit Evropian, të cilat e përcjellin për miratim tek autoritet rregullatore respektive.

- Me vendimin nr. 171, datë 3.8.2018, Bordi i ERE-s ka vendosur të fillojë procedurën për miratimin e këtij propozimi.

- Me shkresën nr. 55/64 prot., datë 2.11.2018, ERE ka publikuar në median e shkruar njoftimin për vendimin e sipërcituar.

- Me shkresën nr. 500/1 prot., datë 5.11.2018, ERE-s i është drejtuar Ministrisë së Infrastrukturës dhe Energjisë për dhënie mendimi lidhur me propozimin e mësipërm. Me shkresën nr. 13638/1 prot., datë 3.12.2018, MIE është shprehur parimisht dakord për këtë propozim.

Për gjithë sa më sipër Bordi i ERE-s

VENDOSI:

1. Të miratojë propozimin e të gjitha OST-ve të Evropës Kontinentale dhe Nordike për hipotezat dhe një Metodologji të Analizës së Kosto-Përfitimit, në përputhje me nenin 156 (11) të Rregullores së Komisionit të

Bashkimit Evropian (BE) 2017/1485, të datës 2 gusht 2017, që përcakton një udhëzues mbi operimin e sistemit të transmetimit të energjisë elektrike. (Bashkëlidhur këtij vendimi.)

2. Versioni në gjuhën e origjinës (anglisht) ka përparësi në rast mosdakordësie nga palët në interpretim të versionit shqip.

3. Drejtoria Juridike dhe e Mbrojtjes së Konsumatorit të njoftojë palët e interesit për vendimin e Bordit të ERE-s.

Ky vendim hyn në fuqi menjëherë.

Ky vendim botohet në Fletoren Zyrtare.

Ky vendim mund të ankimohet në Gjykatën Administrative Tiranë, brenda 30 ditëve kalendarike nga botimi në Fletoren Zyrtare.

KRYETARI
Petrit Ahmeti

Propozimi i të gjitha OST-ve të Evropës Kontinentale dhe Nordike për hipotezat dhe një metodologji të Analizës së Kosto-Përfitimit në përputhje me Nenin 156 (11) të Rregullores së Komisionit (BE) 2017/1485 të datës 2 gusht 2017, që përcakton një udhëzues mbi operimin e sistemit të transmetimit të energjisë elektrike

Datë: 2 Mars 2018

Përmbajtja

Neni 1. Objekti i lëndës dhe fushëveprimi	4
Neni 2. Përkufizimet dhe interpretimi.....	4
Neni 3. Rezultatet dhe proceset e metodologjisë së CBA	5
Neni 4. Modeli Propabilistik i Simulimit.....	5
Neni 5. Vlerësimi i kostos së FCR	7
Neni 6. Skenarët e simulimit.....	7
Neni 7. Simulimi i ngjarjeve më të rëndësishme të frekuences reale në prezencën e LER	8
Neni 9. Përcaktimi dhe përditësimi i Periudhës Kohore	8
Neni 10. Hipotezat e Analizës së Kosto Përfitimit	8
Neni 11. Shtojca.....	9
Neni 12. Publikimi dhe zbatimi i metodologjisë së CBA-së për Propozimin e FCR-së.....	9
Neni 13. Gjuha	9

Të gjitha OST-të e Evropës Kontinentale dhe vendeve Nordike, duke marrë parasysh si më poshtë që:

1. Ky dokument është një propozim i përbashkët i hartuar nga të gjithë Operatorët e Sistemit të Transmetimit të Evropës Kontinentale dhe zonave sinkrone Nordike (këtej e tutje referuar si "OST-të") në lidhje me përcaktimin e hipotezave dhe një metodologjie për një Analizë të Kosto-Përfitimit (këtej e tutje referuar si "CBA") që do të kryhet, me qëllim që të vlerësohet periodha kohore e kërkuar për rezervat e mbajtjes së frekuencës (këtej e tutje referuar si "FCR") njësitë ose grupet ofruese (këtej e tutje referuar si "ofruesit e FCR-së") me Rezervuarë të Kufizuar të Energjisë për të mbetur të disponueshem gjatë gjendjes së alarmit, në përputhje me nenin 156 (11) të Rregullores së Komisionit (BE) 2017/1485 të datës 2 gusht 2017, që përcakton një udhëzues mbi operimin e sistemit të transmetimit të energjisë elektrike (këtej e tutje referuar si "Rregullorja e Udhëzuesit për Operimin e Sistemit"). Këtij propozimi këtej e tutje i referohemi si "Metodologjia e CBA-së për Propozimin e FCR".
2. Metodologjia e CBA-së për Propozimin e FCR merr në konsideratë parimet dhe qëllimet e përgjithshme të përcaktuara në Rregulloren e Udhëzimit për Operimin e Sistemit si dhe Rregulloren (EC) Nr 714/2009 të Parlamentit Evropian dhe të Këshillit të datës 13 korrik 2009 mbi kushtet e aksesit në rrjet për shkëmbimet ndërkufitare të energjisë elektrike (këtej e tutje referuar si "Rregullorja KE, Nr 714/2009"). Qëllimi i Rregullores së Udhëzuesit për Operimin e Sistemit është ruajtja e sigurisë operationale, cilësisë së frekuencës dhe përdorimi efikas i sistemit dhe burimeve të ndërlidhura. Ai përcakton për këtë qëllim kërkesat për ofruesit e FCR-së, duke siguruar që njësitë ose grupet ofruese të tyre të FCR-së me Rezervuarë të Kufizuar të Energjisë të jenë në gjendje të aktivizojnë plotësisht FCR-në në mënyrë të vazhdueshme në gjendje alarmi, për një periudhë kohore minimale që do të përcaktohet në përputhje me Nenin 156 (10) dhe (11) të Rregullores së Udhëzuesit për Operimin e Sistemit.
3. Neni 156 (9) i Rregullores së Udhëzuesit për Operimin e Sistemit parashikon që, në rast se nuk është përcaktuar asnjë afat kohor në paitim me Nenin 156 (10) dhe (11) të Rregullores së udhëzimit të operimit të sistemit.

e tij ofruese të FCR me Rezervuarë të Kufizuar të Energjisë janë në gjendje të aktivizojnë plotësisht FCR në mënyrë të vazhdueshme së paku për 15 minuta ose, në rast të devijimeve të frekuencës që janë më të vogla se një devijim i frekuencës që kërkon aktivizimin e plotë të FCR-së, për një periudhë kohe të barabartë ose për një periudhë të përcaktuar nga secili OST, e cila nuk duhet të jetë më e madhe se 30 min ose më e vogël se 15 minuta. Për më tepër, parashikohet që, nëse është përcaktuar një periudhë kohe në pajtim me Nenin 156 (10) dhe (11) të Rregullores së Udhëzuesit për Operimin e Sistemit, secili ofrues i FCR-së duhet të sigurojë që njësitë ose grupet ofruese të FCR-së së tij me Rezervuarë të Kufizuar të Energjisë duhet të jenë në gjendje të aktivizojnë plotësisht FCR në mënyrë të vazhdueshme në gjendjen e alarmit për atë periudhë kohe të vlerësuar.

4. Neni 156 (10) i Rregullores së Udhëzuesit për Operimin e Sistemit kërkon që të gjithë OST-të e Evropës Kontinentale dhe Nordike të hartojnë një propozim në lidhje me periudhën minimale të aktivizimit që duhet të sigurohet nga ofruesit e FCR-së dhe specifikon që periudha e përcaktuar nuk duhet të jetë më e madhe se 30 min ose më e vogël se 15 minuta. Propozimi i tillë duhet të marrë parasysh plotësisht rezultatet e CBA-së së kryer në pajtim me Nenin 156 (11) të Rregullores së Udhëzuesit për Operimin e Sistemit.
5. CBA do të marrë parasysh së paku:
 - a) përvojat e mbledhura me afatet kohore dhe pjesëmarrjes së teknologjive në zhvillim në blloqe të ndryshme të LFC;
 - b) ndikimin e një periudhe kohore të përcaktuar në koston totale të rezervave të FCR në zonën sinkrone;
 - c) ndikimin e një periudhe kohore të përcaktuar në rrezikimin e qëndrueshmërisë së sistemit, në veçanti gjatë ngjarjeve të zgjatura ose të përsëritura të frekuencës;
 - d) ndikimin mbi rrezikimin e sigurisë së sistemit dhe koston totale të FCR-së në rast të rritjes së volumit total të FCR-së;
 - e) ndikimin e zhvillimeve teknologjike në kostot e periudhave të disponueshmërisë për FCR-në nga njësitë ose grupet ofruese të FCR-së së tij me Rezervuarë të Kufizuar të Energjisë.
6. Kjo metodologji e CBA-së për Propozimin e FCR është e lidhur ekskluzivisht me njësitë ose grupet ofruese të FCR-së me Rezervuarë të Kufizuar të Energjisë.

Sipas nenit 6 (6) të Rregullores së Udhëzuesit për Operimin e Sistemit, duhet përshkruar ndikimi i pritshëm i metodologjisë së CBA-së për Propozimin e FCR mbi objektivat e Rregullores së Udhëzuesit për Operimin e Sistemit (siç është e listuar në Nenin 4 (1) të Rregullores së Udhëzuesit për Operimin e Sistemit). Metodologjia e propozuar e CBA-së për Propozimin e FCR në përgjithësi kontribuon në arritjen e objektivave të Nenit 4 (1) të Rregullores së Udhëzuesit për Operimin e Sistemit. Në mënyrë të veçantë, metodologjia e CBA-së për Propozimin e FCR iu siguron OST-ve të zonave sinkrone të Evropës Kontinentale dhe Nordike një metodologji për të vlerësuar dhe hartuar një propozim në lidhje me periudhën minimale të aktivizimit që duhet të sigurohet nga ofruesit e FCR. Përcaktimi i një periudhe kohore minimale të aktivizimit që duhet të sigurohet nga ofruesit e FCR gjatë gjendjes së alarmit, kontribuon në përcaktimin e kërkesave dhe parimeve të përbashkëta të sigurisë operationale, të përcaktuara në nenin 4 (1) (a) të Rregullores së Udhëzuesit për Operimin e Sistemit. Për më tepër, ai kontribuon në sigurimin e kushteve për ruajtjen e sigurisë operationale në të gjithë Unionin siç parashikohet në nenin 4 (1) (d) të Rregullores së Udhëzuesit për Operimin e Sistemit. Së fundmi ai kontribuon në operimin efikas dhe zhvillimin e sistemit të transmetimit të energjisë elektrike dhe të sektorit

Udhëzuesit për Operimin e Sistemit. Metodologjia e CBA-së për Propozimin e FCR nuk ndikon në objektivat e tjerë të listuara në Nenin 4 (1) të Rregullores së Udhëzuesit për Operimin e Sistemit.

7. Në përfundim, metodologjia CBA-së për Propozimin e FCR kontribuon në ndjekjen e objektivave të përgjithshme të Rregullores së Udhëzuesit për Operimin e Sistemit për ruajtjen e sigurisë operacionale duke përcaktuar periudhën e duhur kohore për aktivizimin e plotë të FCR në gjendjen e alarmit duke marrë parasysh kostot dhe përfitimet e periudhës kohore të përcaktuar, në të mirën e të gjithë pjesëmarrësve të tregut dhe konsumatorëve fundorë të energjisë elektrike.

PARAQESIN METODOLOGJINË E MËPOSHTME TË CBA-së PËR PROPOZIMIN E FCR TË GJITHA AUTORITETEVE RREGULLATORE TË ZONËS SË EVROPES KONTINENTALE DHE NORDIKE:

Neni 1. Objekti i lëndës dhe fushëveprimi

Hipotezat dhe metodologjia e CBA-së siç përcaktohet në këtë metodologji të CBA-së për Propozimin e FCR do të konsiderohet si propozimi i përbashkët i të gjithë OST-ve të Evropës Kontinentale dhe Nordike në përputhje me nenin 156 (11) të Rregullores së Udhëzuesit për Operimin e Sistemit dhe do të përbëjë bazën mbi të cilën OST-të e zonave sinkrone të Evropës Kontinentale dhe Nordike duhet të vlerësojnë periudhën kohore minimale të aktivizimit që duhet të sigurohet nga ofruesit e FCR-së në përputhje me Nenin 156 (10) të Rregullores së Udhëzuesit për Operimin e Sistemit.

Neni 2. Përkufizimet dhe interpretimi

1. Për qëllime të metodologjisë së CBA-së për Propozimin e FCR-së, termit e përdorur në këtë dokument kanë kuptimin e përkufizimeve të përfshira në nenin 3 të Rregullores së Rregullores së Udhëzuesit për Operimin e Sistemit, Rregullores të (KE) 714/2009, Direktivës 2009/72 / KE dhe Rregullores (BE) 543/2013.
2. Përveç kësaj, në këtë metodologji të CBA-së për Propozimin e FCR, përveç nëse konteksti e kërkon ndryshe, termit e mëposhtëm kanë kuptimin si vijon:
 - a) "LER" nënkupton "njësitë ose grupet gjeneruese të FCR-së me Rezervuarë të Kufizuar të Energjisë";
 - b) "LER Share" nënkupton "pjesën e LER në ofruesit totalë të FCR-së";
 - c) "Disbalancat e nxitura nga tregu" nënkuptojnë "disbalanca gjenerim-ngarkesë e shkaktuar nga ndryshimi në tarimet e gjenerimit në përputhje me rezultatet e skedulimit të tregut".
 - d) "Pjerrësia i sistemit" (*system droop*) nënkupton "raportin midis devijimit të frekuencës dhe përgjigjes së fuqisë së gjendjes së qëndrueshme, të siguruar nga FCP";
 - e) "Kurba e kostos së FCR" nënkupton "grupin e të gjithë sasive të ofruara të FCR me kostot e tyre respektive";
 - f) "Periudha kohore", në përputhje me Nenin 156 (9) të Rregullores së Udhëzuesit për Operimin e Sistemit, nënkupton "koha për të cilën secili ofrues i FCR duhet të sigurojë në njësitë ose arunet e tii shtuar me Rezervuarë të Kufizuar të Energjisë të FCR-

së, janë në gjendje të aktivizojnë plotësisht FCR-në në mënyrë të vazhdueshme, sapo nxitet gjendja e alarmit dhe gjatë gjendjes së alarmit”;

- g) “Devijimi i qëndrueshëm i frekuencës” nënkupton një “ngjarje me një devijim të qëndrueshëm mesatar të frekuencës më të madh se sa diapazoni standard i frekuencës, kundrejt një periudhe më të gjatë se sa koha për rivendosjen e frekuencës”.
- h) “FAT” do të thotë “Koha e aktivizimit të FRR-së plotësisht” siç përcaktohet në nenin 3 (101) dhe (143) të Rregullores së Udhëzuesit për Operimin e Sistemit.
“Kapaciteti ekuivalent i rezervuarit të energjisë” nënkupton kërkesën për energji për LER-ët lidhur me Periudhën Kohore dhe do të konsiderohet sa dyfishi i energjisë së siguruar nga aktivizimi i plotë i LER për Periudhën Kohore.

3. Në këtë metodologji të CBA-së për Propozimin e FCR-së, përveç nëse konteksti kërkon ndryshe:

- a) njëjësi tregon shumësin dhe anasjelltas;
- b) përveç nëse nuk parashikohet ndryshe, çdo referencë në një Nen nënkupton një Nen të kësaj metodologjie të CBA-së për Propozimin e FCR-së;
- c) tabela e përmbajtjes dhe titujt janë vendosur vetëm për lehtësi dhe nuk ndikojnë në interpretimin e kësaj metodologjie të CBA-së për Propozimin e FCR-së; dhe
- d) çdo referencë në legjislacion, rregullore, direktivë, urdhër, instrument, kod ose ndonjë akt tjetër do të përfshijë çdo modifikim, shtesë ose ri-miratim të tij dhe më pas hyn në fuqi.

Neni 3. Rezultatet dhe proceset e metodologjisë së CBA

Për çdo kombinim të LER Share dhe Periudhës Kohore (siç përshkruhet në Nenin 6 (2) (a) dhe Nenin 6 (2) (b)), rezultatet e metodologjisë së CBA-së janë:

- a) kosto e FCR-së (siç përshkruhet në Nenin 4 dhe Nenin 5);
- b) pranimi i kombinimit kundrejt ngjarjeve reale më të rëndësishme të frekuencës (siç përshkruhet në Nenin 7).

Kostoja e FCR-së llogaritet me anë të dy proceseve vijuese.

Procesi i parë është një Model Probabilistik Simulimi (i përshkruar në Nenin 4), rezultati i të cilit është sasia e FCR-së.

Procesi i dytë është një Vlerësim i kostonë së FCR-së (i përshkruar në Nenin 5) i cili lidh një kosto me sasinë e kërkuar të FCR-së ë llogaritur nga Modeli Probabilistik i Simulimit.

Pranimi i kombinimit kundrejt ngjarjeve reale më të rëndësishme të frekuencës vlerësohet me anë të një procesi të dedikuar (i përshkruar në Nenin 7).

Neni 4. Modeli Probabilistik i Simulimit

1. Të gjithë OST-të e një zone sinkrone do të hartojnë një Model Probabilistik Simulimi i cili të jetë në gjendje të llogarisë sasinë minimale të FCR-së së nevojshme për të ruajtur frekuencën në gjendje të qëndrueshme brenda devijimit maksimal të frekuencës në gjendje të qëndrueshme.
2. Burimet e mëposhtme të shqetësimeve të frekuencës janë informacion hyrës i Modelit Probabilistik të Simulimit:

a. Devijimi deterministik i frekuencës

OST-të do të marrin në konsideratë disbalancat e nxitura nga tregu, do të analizojnë trendin historik të frekuencës të secilës zonë sinkrone gjatë disa viteve dhe pastaj do të përcaktojnë statistikisht tendencat dhe amplitudat tipike të këtyre devijimeve të frekuencës, në mënyrë që ato të përdoren si informacion hyrës në Modelin Probabilistik Simulues.

b. Devijimi i qëndrueshëm i frekuencës.

OST-të do të marrin në konsideratë parasysh devijimet e qëndrueshme të frekuencës.

Ata do të analizojnë trendin historik të frekuencës në mënyrë që të karakterizojnë fenomenin nga pikëpamja statistikore. Analiza do të përcaktojë:

- numrin e ndodhjes së këtyre ngjarjeve;
- kohëzgjatjen tipike;
- trendin e devijimit përfaqësues të frekuencës
- koha tipike e ndodhjes, nëse nxirret në pah nga analiza statistikore.

c. Ndërprerjet e elementeve të rëndësishëm të rrjetit.

OST-të do të përcaktojnë një listë të të gjithë elementëve të rrjetit, ndërprerjet e të cilëve çojnë në humbje të rëndësishme të ngarkesës ose gjenerimit dhe praktikisht në aktivizimin përkatës të FCR-së.

Ndërprerjet e elementëve të rrjetit që do të shqyrtohen janë së paku: avaritë në centralet gjeneruese, difektet në zbarat kritike dhe çkycjet e nënstacionit të rëndësishëm. Për çdo ndërprerje duhet të përcaktohet probabiliteti i humbjes.

I gjithë informacioni në dispozicion në lidhje me ndërvarësinë midis tre burimeve të shqetësimeve të frekuencës të listuara më sipër do të merret parasysh në mënyrë që të shmanget numërimi i dyfishtë i fenomenit.

3. Modeli Probabilistik i Simulimit do të përdoret për të llogaritur FCR e kërkuar për secilin skenar të përshkruar në Nenin 6. Prandaj, për modelin edhe variablat e mëposhtëm paraqesin informacion hyrës:

- a. Periudha Kohore;
- b. LER Share;

Për më tepër, edhe mesatarja e FAT e zonës sinkrone është një parametër hyrës për Modelin Probabilistik të Simulimit.

4. Modeli probabilistik simulues llogarit FCR-në e kërkuar duke përdorur metodën iterative. Në çdo përsëritje, Modeli Probabilistik i Simulimit përdor një Proçes Simulimi të Monte Carlo-s në mënyrë që të verifikojë nëse frekuenca e gjendjes së qëndrueshme është brenda devijimit maksimal të frekuencës së gjendjes së qëndrueshme. Nëse kushti nuk është plotësuar, Modeli Probabilistik i Simulimit rrit gradualisht FCR-në dhe llogarit përsëritjen e radhës. Iteracionet ndalojnë sapo të plotësohet kushti. Përfundimi i nxjerrë nga Modeli Probabilistik i Simulimit është FCR-ja e duhur për të ruajtur frekuencën e gjendjes së qëndrueshme brenda devijimit maksimal të frekuencës së gjendjes së qëndrueshme.

5. Proçesi i simulimit të Monte Karlos duhet të jetë në gjendje të simulojë disa vite të kushteve të operimit të secilës zonë sinkrone me anë të tërheqjeve të rastësishme të devijimeve të qëndrueshme të frekuencës dhe ndërprerjeve të elementeve të rëndësishëm të rrjetit. Ai

burimeve të mundshme të luhatjeve të frekuencës. Meqenëse procesi i simulimit i Monte Carlos punon në fushën e kohës, kjo metodë kërkon simulimin e një periudhe të gjatë të operimit të sistemit. Periudha e operimit që do të simulohet duhet të jetë e gjatë mjaftueshëm sa për të gjeneruar rezultate statistikisht të rëndësishme.

6. Procesi i simulimit i Monte Carlo-s përdor një model dinamik simulimi për të llogaritur devijimin e frekuencës. Modeli i simulimit dinamik përdor si informacion hyrës burimet e shqetësimeve të frekuencës, të gjeneruara rastësisht nga procesi i Simulimit i Monte Carlo-s dhe simulon FCP-në dhe FRP-në.
7. Modeli Dinamik i Simulimit do të jetë në gjendje të simulojë shterimin e LER dhe efektet e tij në devijimin e frekuencës, duke marrë parasysh LER Share dhe Periudhën Kohore.

Neni 5. Vlerësimi i kostos së FCR

1. Sasia minimale e FCR-së së nevojshme për të ruajtur gjendjen e qëndrueshme të frekuencës brenda devijimit maksimal të frekuencës në gjendje në qëndrueshme të llogaritur nga Modeli Probabilistik Simulues, do të përdoret për të vlerësuar koston e FCR-së lidhur me secilin skenar me anë të një kurbe të koston së FCR-së.
2. Të gjitha OST-të e zonës sinkrone do të përcaktojnë kurbën e koston së FCR-së, e cila përfshin ofruesit e LER dhe Jo-LER të FCR-së.
3. Kostoja e FCR-së për ofruesit Jo-LER të FCR-së do të llogaritet të paktën duke krahasuar koston marxhinale të ofruesit të FCR-së me çmimin marxhinal të energjisë së zonës ofertuese. Krahasimi lejon të vlerësohet kostoja e kapacitetit rezervë për sigurimin e FCR-së.
4. Kostoja e FCR-së për LER-ët e ardhshëm të instaluar do të llogaritet duke marrë në konsideratë: investimet, OPEX dhe kostot oportune (nëse ka). Këto kontribute duhet të merren parasysh vetëm nëse janë të qëndrueshme në mënyrë që të kualifikohen për ofrimin e FCR.
5. Kostot e FCR-së për LER-ët tashmë ekzistuese do të llogariten duke marrë në konsideratë: OPEX dhe kostot oportune (nëse ka). Këto kontribute do të konsiderohen vetëm nëse ato janë të qëndrueshme me qëllim që të klasifikohen për sigurimin e FCR.
6. Ndikimi mbi koston e FCR-së për LER-ët duhet të merret në konsideratë për shkak të kërkesave të ndryshueshme të rezervuarëve të energjisë (të lidhura me Periudhën Kohore).

Neni 6. Skenarët e simulimit

1. Analizat dhe proceset e përshkruara në nenin 4 dhe 5 duhet të realizohen duke marrë në konsideratë skenarë të ndryshëm dhe që lejojnë të llogaritet dimensionimi i FCR-së dhe kosto e FCR-së duke marrë parasysh supozime të ndryshme. Skenarët kanë si qëllim të adresojnë pasiguritë dhe të vlerësojnë impaktin e hipotezave të ndryshme të cilat mund të ndikojnë rezultatet e Analizes së Kosto-Përfitimit.
2. Grupi i skenarëve duhet të përfshijë të gjitha kombinimet e supozimeve në vijim:
 - a. Periudha kohore. Në mënyrë që të vlerësohet zgjidhja më e mirë në termat të periudhës minimale të aktivizimit, e cila nuk është më e madhe se 30 min. ose më e vogël se 15 min., intervali i zgjidhjeve të mundshme duhet të hulumtohet duke miratuar një përafrim të mundshëm. Kur zbatohet metodologjia e CBA-së për Propozimin e FCR, OST-të duhet të konsiderojnë një përafrim prej 5 minutash, kështu që duhet të vlerësohen rezultatet duke konsideruar periudhën kohore prej prej 15, 20, 25 dhe 30 minuta

- b. LER Share. Pjesa që ndahet e LER-ve mund të ndikohet nga efikasiteti i kostos së LER, por gjithashtu edhe nga faktorë të tjerë, si prezenca e prokurimit të FCR-së me bazë tregu ose impaktet e tjera teknike dhe rregullatore të shkarkimit të LER. Për këtë arsye, do të analizohen LER Share të ndryshme në diapazonin 10-100% me 10% përafrim.
3. Të gjitha analizat do të kryhen duke marrë parasysh zhvillimet e mundshme të ardhshme të sistemit energjetik dhe rregulloret në terma afat- shkurtër.
4. Përpunimi i rezultateve të përfituara nga kryerja e analizave të përshkruara në nenet 4 dhe 5 në tërësinë e skenarëve duhet të lejojë, përfitimin e dimensionimit të FCR-së dhe kostot e FCR-së për çdo kombinim mes Periudhës Kohore dhe LER Share.

Neni 7. Simulimi i ngjarjeve më të rëndësishme të frekuences reale në prezencën e LER

1. Çrregullimet më të rëndësishme të frekuencës të ndodhura në të kaluarën do të simulohen duke modeluar praninë e LER-vë dhe duke vlerësuar se si shterimi i energjisë potenciale do të kishte ndikuar në qëndrueshmërinë e sistemit.
2. Simulimi i ngjarjeve reale më të rëndësishme të frekuencës, do të kryhet për çdo kombinim të Periudhës Kohore dhe LER Share në përcaktuar Nenin 6 (2a) dhe (2b). Nëse një kombinim i Periudhës Kohore dhe LER Share përkeqëson potencialisht sigurinë operacionale duke çuar në gjendje black-out, kombinimi do të konsiderohet i papranueshëm.

Neni 9. Përcaktimi dhe përditësimi i Periudhës Kohore

Sipas Nenit 156 (11), 12 muaj pas miratimit të supozimeve dhe metodologjisë së paraqitur këtu nga të gjitha autoritetet rregullatore të rajonit respektiv, OST-të e Evropës Kontinentale dhe zonave sinkrone Nordike duhet të dorëzojnë në autoritetet rregullatore përkatëse, rezultatet e analizës së tyre të kosto-përfitimit, duke sugjeruar një Periudhë Kohore që nuk duhet të jetë më e madhe se 30 minuta ose më e vogël se 15 minuta.

Në çdo rast, pas çdo ndryshimi të rëndësishëm të supozimeve për analizën e kosto-përfitimit, pas hyrjes në fuqi të Periudhës Kohore, të gjitha OST-të e Evropës Kontinentale dhe zonave sinkrone nordike duhet të paraqesin rezultatet e një analize të kosto-përfitim të përditësuar tek autoritetet përkatëse rregullatore, duke sugjeruar një Periudhë Kohore të përditësuar e cila nuk duhet të jetë më e madhe se 30 minuta ose më e vogël se 15 minuta.

Neni 10. Hipotezat e Analizës së Kosto-Përfitimit

1. Modeli Probabilistik i Simulimit i përshkruar në Nenin 4 (1) (2) (3) (4), procesi i Simulimit i Monte Karlo-s i përshkruar në Nenin 4 (1) (5) (6) dhe Modelin Dinamik Simulues të përshkruar në Nenin 4) (7) duhet t'i referohet një zone të tërë sinkrone.
2. Modeli Dinamik Simulues do të simulojë FRP-në me një kontrollues të vetëm të FRP-së pa kufizime të FRR-së.
3. Modeli Dinamik Simulues mund të neglizhojë të gjithë procesin Ndërkufitar të Kontrollit Ngarkesë-Frekuencë.
4. Modeli Dinamik Simulues mund të neglizhojë inercinë e sistemit dhe dinamikën e vendosjes së FCP-së.

5. Modeli Dinamik Simulues do të simulojë së paku dinamikën e vendosjes së FRP, pjerrësinë e sistemit(*system droop*) dhe vetë-rregullimin e ngarkesës.
6. Nëse tejkalimi i vazhdueshëm i diapazonit të frekuencës standarte çon në nxitjen e një gjendje alarmi, energjia e aktivizuar dhe energjia e mbetur në rezervuar llogaritet nga tejkalimi i parë i kufijve standarte të frekuencës.
7. Në disponueshmërinë e plotë të rezervuarit, niveli i energjisë do të konsiderohet i barabartë me gjysmën e kapacitetit të energjisë së rezervuarit Ekuivalent.

Neni 11. Shtojca

Dokumenti i shtojcës ka për qëllim t'u ofrojë palëve të interesuara informacionin, shpjegimin dhe hollësitë e mëtejshme mbi kërkesat e specifikuara në metodologjinë e CBA-së për Propozimin e FCR-së dhe duhet të lexohet së bashku me metodologjinë CBA-së për Propozimin e FCR-së.

Neni 12. Publikimi dhe zbatimi i metodologjisë së CBA-së për Propozimin e FCR-së

1. Pasi të gjitha ERE-të e kanë miratuar metodologjinë e propozuar të CBA-së për Propozimin e FCR, në përputhje me nenin 8 të Rregullores së Udhëzimit për Operimin e Sistemit, çdo OST e Evropës Kontinentale dhe Nordike do të publikojnë metodologjinë e CBA-së për Propozimin e FCR-së pa vonesa të panevojshme.
2. OST-të e Evropës Kontinentale dhe Nordike duhet të zbatojnë metodologjinë e miratuar të CBA-së për Propozimin e FCR-së, 12 muaj pas miratimit të saj nga të gjitha autoritetet rregullatore të zonave sinkrone të Evropës Kontinentale dhe zonave Nordike. Zbatimi do të bëhet duke paraqitur rezultatet e CBA-së së kryer nga OST-të e zonave sinkrone të Evropës Kontinentale dhe Nordike sipas metodologjisë së miratuar CBA-së për Propozimin e FCR tek autoritetet përkatëse rregullatore dhe duke sugjeruar një periudhë kohore për ofruesit e FCR me Rezervuarë të Kufizuar të Energjisë gjatë së cilës ata duhet të jenë në gjendje të aktivizojnë plotësisht FCR në vazhdimësi në gjendje alarmi , ku kjo periudhë kohore nuk duhet të jetë më e madhe se 30 min ose më e vogël se 15 minuta.

Neni 13. Gjuha

Gjuha referente për këtë metodologji të CBA-së mbi Propozimin e FCR duhet të jetë Anglisht. Për shmangien e dyshimit, atje ku OST-të duhet të përkthejnë këtë metodologji të CBA-së për Propozimin e FCR-së në gjuhën(t) e tyre kombëtare, në rast të mospërputhjeve mes versionit në gjuhën angleze të botuar nga OST-të në pajtim me Nenin 8 (1) të Rregullores së Udhëzimit për Operimin e Sistemit dhe çdo versioni në një gjuhë tjetër, OST-të përkatëse në përputhje me legjislacionin kombëtar duhet t'i ofrojë autoriteteve përkatëse kombëtare rregullatore një përkthim të përditësuar të metodologjisë së CBA-së për Propozimin e FCR-së.

**All Continental Europe and Nordic TSOs' proposal for
assumptions and a Cost Benefit Analysis methodology
in accordance with Article 156(11) of the Commission
Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017
establishing a guideline on electricity transmission
system operation**

Date: 2 March 2018

Contents

Whereas.....	3
Article 1 Subject matter and scope.....	4
Article 2 Definitions and interpretation.....	5
Article 3 CBA methodology outcomes and processes	5
Article 4 Probabilistic Simulation Model.....	6
Article 5 Assessment of cost of FCR	7
Article 6 Simulation scenarios	8
Article 7 Simulation of the most relevant real frequency events in presence of LER.....	8
Article 9 Determination and update of Time Period	8
Article 10 CBA assumptions	9
Article 11 Annex	9
Article 12 Publication and implementation of the CBA methodology for FCR Proposal	9
Article 13 Language	9

All Continental Europe and Nordic TSOs, taking into account the following,

Whereas

- (1) This document is a common proposal jointly developed by all Transmission System Operators of the Continental Europe and the Nordic synchronous areas (hereafter referred to as the “TSOs”) regarding the determination of assumptions and a methodology for a Cost Benefit Analysis (hereafter referred to as “CBA”) to be conducted, in order to assess the time period required for frequency containment reserves (hereafter referred to as “FCR”) providing units or groups (hereafter referred to as “FCR providers”) with limited energy reservoirs to remain available during alert state, in accordance with Article 156(11) of Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation (hereafter referred to as “System Operation Guideline Regulation”). This proposal is hereafter referred to as “CBA methodology for FCR Proposal”.
- (2) The CBA methodology for FCR Proposal takes into account the general principles and goals set in the System Operation Guideline Regulation as well as Regulation (EC) No 714/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity (hereafter referred to as “Regulation (EC) No 714/2009”). The goal of the System Operation Guideline Regulation is safeguarding operational security, frequency quality and the efficient use of the interconnected system and resources. It sets for this purpose requirements to FCR providers ensuring that their FCR providing units or groups with limited energy reservoirs are able to fully activate FCR continuously in alert state for a minimum time period to be defined pursuant to Article 156 (10) and (11) of the System Operation Guideline Regulation.
- (3) Article 156(9) of the System Operation Guideline Regulation provides that, in case no time period has been determined pursuant to Article 156 (10) and (11) of the System Operation Guideline Regulation, each FCR provider shall ensure that its FCR providing units or groups with limited energy reservoirs are able to fully activate FCR continuously for at least 15 minutes or, in case of frequency deviations that are smaller than a frequency deviation requiring full FCR activation, for an equivalent length of time, or for a period defined by each TSO, which shall not be greater than 30 or smaller than 15 minutes. Furthermore, it provides that, if a time period has been determined pursuant to Article 156(10) and (11) of the System Operation Guideline Regulation, each FCR provider shall ensure that its FCR providing units or groups with limited energy reservoirs shall be able to fully activate FCR continuously in alert state for that time period assessed.
- (4) Article 156(10) of the System Operation Guideline Regulation requires all Continental Europe and Nordic TSOs to develop a proposal concerning the minimum activation period to be ensured by FCR providers, and specifies that the period determined shall not be greater than 30 or smaller than 15 minutes. Such proposal shall take full account of the results of the CBA conducted pursuant to Article 156(11) of the System Operation Guideline Regulation.
- (5) Article 156(11) of the System Operation Guideline Regulation requires the TSOs of the Continental Europe and Nordic synchronous areas to propose assumptions and methodology for a CBA to be conducted, in order to assess the time period required for FCR providing units or groups with limited energy reservoirs to remain available during alert state.

The CBA shall take into account at least:

- (a) experiences gathered with different timeframes and shares of emerging technologies in different LFC blocks;
 - (b) the impact of a defined time period on the total cost of FCR reserves in the synchronous area;
 - (c) the impact of a defined time period on system stability risks, in particular through prolonged or repeated frequency events;
 - (d) the impact on system stability risks and total cost of FCR in case of increasing total volume of FCR;
 - (e) the impact of technological developments on costs of availability periods for FCR from its FCR providing units or groups with limited energy reservoirs.
- (6) This CBA methodology for FCR Proposal is exclusively related to FCR providing units or group with limited energy reservoirs.

According to Article 6(6) of the System Operation Guideline Regulation, the expected impact of the CBA methodology for FCR Proposal on the objectives of the System Operation Guideline Regulation (as listed in Article 4(1) of the System Operation Guideline Regulation) has to be described. The proposed CBA methodology for FCR Proposal generally contributes to the achievement of the objectives of Article 4(1) of the System Operation Guideline Regulation. Specifically, the CBA methodology for FCR Proposal provides the TSOs of the CE and Nordic synchronous areas with a methodology to assess and develop a proposal concerning the minimum activation period to be ensured by FCR providers. The determination of a minimum activation period to be ensured by FCR providers during alert state contributes to the determination of common operational security requirements and principles as set in the Article 4 (1) (a) of System Operation Guideline Regulation. It furthermore contributes to ensuring the conditions for maintaining operational security throughout the Union as set in Article 4 (1) (d) of System Operation Guideline Regulation. Finally it contributes to the efficient operation and development of the electricity transmission system and electricity sector in the Union as set in Article 4 (1) (h) of System Operation Guideline Regulation. The CBA methodology for FCR Proposal does not impact on the other objectives listed in Article 4(1) of the System Operation Guideline Regulation.

- (7) In conclusion, the CBA methodology for FCR Proposal contributes to pursue the general objectives of the System Operation Guideline Regulation of safeguarding operational security by defining the proper time period for the full FCR activation in the alert state taking into account costs and benefits of the defined time period, to the benefit of all market participants and electricity end consumers.

SUBMIT THE FOLLOWING CBA METHODOLOGY FOR FCR PROPOSAL TO ALL REGULATORY AUTHORITIES OF THE CE AND NORDIC SYNCHRONOUS AREA:

Article 1

Subject matter and scope

The CBA assumptions and methodology as determined in this CBA methodology for FCR Proposal shall be considered as the common proposal of all Continental Europe and Nordic TSOs in accordance with Article 156(11) of the System Operation Guideline Regulation and shall form the basis on which the TSOs of the CE and Nordic synchronous areas shall assess the minimum activation period to be ensured by FCR providers in accordance with Article 156(10) of the System Operation Guideline Regulation.

Article 2

Definitions and interpretation

1. For the purposes of the CBA methodology for FCR Proposal, terms used in this document shall have the meaning of the definitions included in Article 3 of the System Operation Guideline Regulation, of Regulation (EC) 714/2009, Directive 2009/72/EC and Regulation (EU) 543/2013.
2. In addition, in this CBA methodology for FCR Proposal, unless the context requires otherwise, the following terms shall have the meaning below:
 - a) 'LER' means 'FCR production units or groups with limited energy reservoirs';
 - b) 'LER Share' means the 'share of LER on the total FCR providers';
 - c) 'Market induced imbalances' means the 'generation-load imbalance caused by the change in generation set points according to the results of the market scheduling'.
 - d) 'System droop' means 'the ratio between frequency deviation and steady state power response provided by FCP';
 - e) 'FCR cost curve' means 'the set of all the offered quantity of FCR with their corresponding cost';
 - f) 'Time Period', according to Article 156 (9) of System Operation Guideline Regulation, means 'the time for which each FCR provider shall ensure that its FCR providing units or groups with limited energy reservoirs are able to fully activate FCR continuously, as of triggering the alert state and during the alert state';
 - g) 'Long lasting frequency deviation' means an 'event with an average steady state frequency deviation larger than the standard frequency range over a period longer than the time to restore frequency'.
 - h) 'FAT' means 'FRR Full Activation Time' as defined in Article 3 (101) and (143) of System Operation Guideline Regulation.
 - i) 'Equivalent reservoir energy capacity' means the energy requirement for LER associated to the Time Period and shall amount to twice the energy provided by the full activation of LER for the Time Period.
3. In this CBA methodology for FCR Proposal, unless the context requires otherwise:
 - a) the singular indicates the plural and vice versa;
 - b) unless otherwise provided, any reference to an Article means an article of this CBA methodology for FCR Proposal;
 - c) the table of contents and headings are inserted for convenience only and do not affect the interpretation of this CBA methodology for FCR Proposal; and
 - d) any reference to legislation, regulation, directive, order, instrument, code or any other enactment shall include any modification, extension or re-enactment of it then in force.

Article 3

CBA methodology outcomes and processes

For each combination of LER Share and Time Period (as described in Article 6 (2)(a) and Article 6 (2)(b)), the outcomes of the CBA methodology are:

- a) the FCR cost (as described in Article 4 and Article 5);
- b) the acceptability of the combination against the most relevant real frequency events (as described in Article 7).

The FCR cost is calculated by means of two sequential processes.

The first process is a Probabilistic Simulation Model (described in Article 4) whose outcome is the amount of FCR.

The second process is an Assessment of cost of FCR (described in Article 5) which associates a cost to the required amount of FCR calculated by the Probabilistic Simulation Model.

The acceptability of the combination against the most relevant real frequency events is assessed by means of a dedicated process (described in Article 7).

Article 4

Probabilistic Simulation Model

1. All TSOs of a synchronous area shall develop a Probabilistic Simulation Model able to calculate the minimum amount of FCR needed to maintain the steady state frequency within maximum steady state frequency deviation.
2. The following sources of frequency disturbance are inputs of the Probabilistic Simulation Model:
 - a. Deterministic frequency deviation.
The TSOs shall consider the market induced imbalances, analyse frequency historical trend of each synchronous area over several years, and then statistically determine the typical trends and amplitudes of these frequency deviations in order to use them as an input of the Probabilistic Simulation Model.
 - b. Long lasting frequency deviation.
The TSOs shall take into account Long lasting frequency deviations.
They shall analyse frequency historical trends in order to characterize the phenomena from a statistical point of view. The analysis shall determine:
 - the number of occurrences of these events;
 - the typical duration;
 - a representative frequency deviation trend;
 - typical time of occurrence, if highlighted by statistical analysis.
 - c. Outages of relevant grid elements.
The TSOs shall define a list of all the grid elements whose outages lead to relevant load or generation losses and indeed to relevant FCR activation.
The grid elements outages to be investigated are at least: generation plants failure, critical busbar fault and critical substation blackout. For each outage a probability of failure shall be defined.

All the available informations related to the dependence amongst the three sources of frequency disturbance listed above shall be taken into account in order to avoid the double counting of phenomena.
3. The Probabilistic Simulation Model shall be used to calculate the requested FCR in each scenario described in Article 6. Therefore also the following variables represent inputs for the model:
 - a. Time Period;
 - b. LER Share;

Moreover, also the average FAT of the synchronous area is an input parameter for the Probabilistic Simulation Model.
4. The Probabilistic Simulation Model calculates the required FCR using an iterative method. At every iteration the Probabilistic Simulation Model uses a Monte Carlo Simulation Process in order to verify if the steady state frequency is within maximum steady state frequency deviation. If the condition is not fulfilled, the Probabilistic Simulation Model increases gradually the FCR and calculates the next iteration. The iterations stop once the condition is fulfilled. The output of the Probabilistic Simulation

Model is the FCR required to maintain the steady state frequency within maximum steady state frequency deviation.

5. The Monte Carlo Simulation Process shall be able to simulate several years of operation conditions of each synchronous area by means of random draws of long lasting frequency deviations and outages of relevant grid elements. It has the aim to generate a large number of random combinations of all the possible sources of frequency disturbance. Since the Monte Carlo Simulation Process works on the time domain, this approach requires to simulate a long system operation period. The operation period to be simulated shall be long enough to generate statistically significant results.
6. The Monte Carlo Simulation Process uses a Dynamic Simulation Model in order to calculate the frequency deviation. The Dynamic Simulation Model uses as input the sources of frequency disturbance as randomly generated by Monte Carlo Simulation Process and simulates the FCP and FRP.
7. The Dynamic Simulation Model shall be able to simulate the depletion of LER and its effects on the frequency deviation, taking into account the LER Share and the Time Period.

Article 5

Assessment of cost of FCR

1. The minimum amount of FCR needed to maintain the steady state frequency within maximum steady state frequency deviation calculated by the Probabilistic Simulation Model shall be used to assess the FCR cost associated to each scenario by means of a FCR cost curve.
2. All TSOs of a synchronous area shall define a FCR cost curve which includes both LER and non-LER FCR providers.

The FCR cost for non-LER FCR providers shall be calculated at least by comparing the marginal cost of the FCR provider with the energy marginal price of the bidding zone. The comparison allows to estimate the cost of reserving capacity for FCR provision.

The FCR cost for future installed LER shall be calculated considering: investment, OPEX and opportunity costs (if any). These contributions shall be considered only if they are sustained in order to qualify for FCR provision.

The FCR cost for already existing LER shall be calculated considering: OPEX and opportunity costs (if any). These contributions shall be considered only if they are sustained in order to qualify for FCR provision.

The impact on FCR cost for LER due to variations of energy reservoir requirement (associated to the Time Period) shall be taken into account.

Article 6

Simulation scenarios

1. The analyses and processes described in Articles 4 and 5 shall be performed considering different scenarios and allow to calculate both FCR dimensioning and cost of FCR taking into account different assumptions. Scenarios are aimed to address uncertainties and assess the impact of different hypotheses which can affect the results of the CBA.
2. The set of scenarios shall include all the combinations of the following assumptions:
 - a) Time Period. In order to evaluate the best solution in terms of minimum activation period which is not greater than 30 or smaller than 15 minutes, the interval of possible solutions have to be explored adopting an opportune discretization. When implementing the CBA methodology for FCR Proposal, the TSOs shall consider a discretization of 5 minutes, thus the results considering Time Periods of 15, 20, 25 and 30 minutes shall be assessed.
 - b) LER Share. The share of the LER can be affected by the cost effectiveness of LER but also by other factors, such as the presence of a market based procurement of FCR, or other technical and regulatory impacts on LER deployment. For this reason, different LER Shares shall be analysed in the 10-100% range with 10% discretization.
3. All the analyses shall be performed considering potential future developments of the energy system and regulations in the short term.
4. The elaboration of the results obtained performing the analyses described in Articles 4 and 5 to the whole set of scenarios shall allow to obtain FCR dimensioning and costs of FCR for each combination of Time Period and LER Share.

Article 7

Simulation of the most relevant real frequency events in presence of LER

1. The most relevant frequency disturbances occurred in the past shall be simulated modelling the presence of LER and assessing how the potential energy depletion would have affected the system stability.
2. Simulation of the most relevant real frequency events shall be performed for each combination of Time Period and LER Share defined in Article 6 (2a) and (2b). If a combination of Time Period and LER Share worsens operational security potentially leading to a blackout state, the combination shall be considered not acceptable.

Article 9

Determination and update of Time Period

According to Article 156 (11), by 12 months after approval of the assumptions and methodology contained herein by all regulatory authorities of the concerned region, the TSOs of the CE and Nordic synchronous areas shall submit the results of their cost-benefit analysis to the concerned regulatory authorities, suggesting a Time Period which shall not be greater than 30 or smaller than 15 minutes.

In any case following any significant change of the assumptions for the cost benefit analysis after entering into force of the Time Period, all TSOs of the CE and Nordic synchronous areas shall submit the results of an updated cost-benefit analysis to the concerned regulatory authorities, suggesting an updated Time Period which shall not be greater than 30 or smaller than 15 minutes.

Article 10

CBA assumptions

1. The Probabilistic Simulation Model described in Article 4(1)(2)(3)(4), the Monte Carlo Simulation Process described in Article 4(1)(5)(6) and the Dynamic Simulation Model described in Article 4(6)(7) shall be referred to a whole synchronous area.
2. The Dynamic Simulation Model shall simulate the FRP with a single FRP controller without FRR limitations.
3. The Dynamic Simulation Model can neglect the entire Cross-Border Load-Frequency Control Process.
4. The Dynamic Simulation Model can neglect both system inertia and FCP deployment dynamic.
5. The Dynamic Simulation Model shall simulate at least the FRP deployment dynamic, the system droop and the self-regulation of load.
6. If a continuous exceeding of the standard frequency range leads to the triggering of an alert state, the activated energy and the residual energy in the reservoir is calculated from the first exceeding of the standard frequency range limits.
7. At the full availability of the reservoir, the energy level will be considered equal to half of the Equivalent reservoir energy capacity.

Article 11

Annex

The annexed document aims to provide interested parties with the background information, explanation and further details about the requirements specified in the CBA methodology for FCR Proposal and should be read in conjunction with CBA methodology for FCR Proposal.

Article 12

Publication and implementation of the CBA methodology for FCR Proposal

1. Each Continental Europe and Nordic TSO shall publish the CBA methodology for FCR Proposal without undue delay after all NRAs have approved the proposed CBA methodology for FCR Proposal, in accordance with Article 8 of the System Operation Guideline Regulation.
2. The Continental Europe and Nordic TSOs shall have implemented the adopted CBA methodology for FCR Proposal by 12 months after its approval by all regulatory authorities of the CE and Nordic synchronous areas. The implementation shall take place by submitting the results of the CBA conducted by the TSOs of the CE and Nordic synchronous areas according to the adopted CBA methodology for FCR Proposal to the concerned regulatory authorities suggesting a time period for FCR providers with limited energy reservoirs during which they shall be able to fully activate FCR continuously in alert state, whereas this time period shall not be greater than 30 or smaller than 15 minutes.

Article 13

Language

The reference language for this CBA methodology for FCR Proposal shall be English. For the avoidance of doubt, where TSOs need to translate this CBA methodology for FCR Proposal into their national language(s), in the event of inconsistencies between the English version published by TSOs in accordance with Article 8(1) of the System Operation Guideline Regulation and any version in another language, the relevant TSOs shall, in accordance with national legislation, provide the relevant national regulatory authorities with an updated translation of the CBA methodology for FCR Proposal.

