VENDIM
Nr. 171, datë 3.8.2018

MBI FILLIMIN E PROCEDURËS PËR SHQYRTIMIN 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 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 16 dhe 63, të ligjit nr. 43/2015 "Për sektorin e energjisë elektrike"; i ndryshuar, nenit 167 të "Kodit të Transmetimit", miratuar me vendimin e Bordit të ERE-s nr. 186, datë 10.11.2017, nenit 156(11) të Rregullores së Komisionit të Bashkimit Evropian (BE) 2017/1485, të datës 2.8.2017, neneve 19 dhe 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 3.8.2018, 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 2.8.2017, 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".

- Kjo kërkesë vjen me qëllim zbatimin e detyrimeve për të gjitha vendet pjesëmarrëse/ anëtare në ENTSO-E.

- Operatori i sistemit të transmetimit të energjisë elektrike OST sh.a. është anëtar me të drejta të plota në ENTSO-E.

- 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 (FCR), njësitë ose grupet ofruese me Rezervuare të Kufizuar 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 2.8.2017, që përcakton një udhëzues mbi operimin e sistemit të transmetimit të energjisë elektrike.

- Metodologjia e analizës së kosto-përfitim (CBA) 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 për propozimin e rezervës së mbajtjes të frekuencës (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 rezervave të mbajtjes së frekuencës (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 konsumatoreve fundorë të energjisë elektrike.

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

Për gjithë sa më sipër, Bordi i ERE-s,

VENDOSI:

1. Të fillojë procedurën për shqyrtimin 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 2.8.2017, që përcakton një udhëzues mbi operimin e sistemit të transmetimit të energjisë elektrike.

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

DOKUMENTI SHPJEGUES

MBI PROPOZIMIN PËR SUPOZIMET DHE METODOLOGJINË PËR NJË ANALIZË KOSTO - PËRFITIM (CBA) NË PËRPUTHJE ME KËRKESAT E PËRMBAJTURA NË NENIN 156(11) TË RREGULLORES SË KOMISIONIT (BE) 2017/1485, TË DATËS 2 GUSHT 2017 PËR KRIJIMIN E NJË UDHËZUESI MBI OPERIMIN E SISTEMIT TË TRANSMETIMIT TË ENERGJISË ELEKTRIKE (RREGULLORJA E UDHËZIMIT PËR OPERIMIN E SISTEMIT - SOGR)

28 shkurt 2018

Përmbajtja

1. Lista e shkurtesave
2. Hyrja
3. Përshkrimi i FCR-së
4. Supozimi kryesor i metodologjisë
5. Metodologjia

1. Lista e shkurtesave

ACE	Gabimi i Kontrollit të Zonës
CE	Evropa Kontinentale
LER	Njësitë ose grupet siguruese të FCR-së me burime të kufizuara të energjisë
FCR	Rezerva e Mbajtjes së Frekuencës
FCP	Procesi i Mbajtjes së Frekuencës
FRR	Rezervat e Restaurimit të Frekuencës
FRP	Procesi i Restaurimit të Frekuencës
FSM	Mënyra në ndjeshmëri të frekuencës
Non-LER	Njësitë ose grupet siguruese të FCR-së me burime të pakufizuara të energjisë
NP RES	Burimet e energjisë së rinovueshme të paprogramueshme
RES	Burimet e Energjisë së Rinovueshme
SO GL	Udhëzuesi mbi Operimin e Sistemit
T_{min} LER	Sapo të nxitet gjendja e alarmit dhe gjatë gjendjes së alarmit, është koha për të cilën çdo sigurues i FCR-së do të sigurojë që njësitë e tij siguruese të FCR-së nga rezervuarë të kufizuar të energjisë janë në gjendje të aktivizojnë plotësisht FCR-në në mënyrë të vazhdueshme.

2. Hyrja

2.1 Konteksti dhe qëllimi i raportit

Udhëzuesi për operimin e sistemit (SO GL) i hartuar nga Rrjeti Evropian i Operatorëve të Sistemeve të Transmetimit për Energji Elektrike (ENTSO-E) nën drejtimin e Agjencisë për Bashkëpunimin e Rregullatorëve të Energjisë (ACER) u miratua në Komitet në maj 2016, dhe në gusht 2017 nga Komisioni Evropian.

Neni 156(11) i SO GL kërkon përcaktimin e një metodologjie për një analizë të kosto-përfitimit (CBA) për vlerësimin e periudhës kohore të kërkuar për njësitë ose grupet me Rezervuarë të Kufizuar të Energjisë (LER) që ofrojnë FCR-në në Evropën Kontinentale (CE) dhe zonat sinkrone nordike.

Brenda 12 muajve pas miratimit të supozimeve dhe metodologjisë nga të gjithë autoritetet rregullatore të rajonit në fjalë, OST-të e Evropës Qendrore dhe zonave sinkrone nordike do të paraqesin rezultatet e analizës së tyre të kosto-përfitimit, duke sugjeruar një periudhë kohore nga 15 deri në 30 minuta, që të

jetë e disponueshme gjatë gjendjes së alarmit të sistemit.

Objektivi kryesor i metodologjisë së CBA-së i përshkruar në këtë dokument është zgjedhja e zgjidhjes që minimizon kostot e FCR-së pa rrezikuar sigurinë operacionale. Periudha e lartpërmendur që do të identifikohet pas zbatimit të kësaj metodologjie do të përdoret si një kërkesë për Ofruesit e Shërbimit të Balancimit që përdorin burime me rezervuarë të kufizuar të energjisë për ofrimin e FCR-së. Ofruesit e Shërbimit të Balancimit do të duhet të sigurohen së në çdo moment gjatë gjendjes normale, burimet e LER-it kanë gjithmonë një kapacitet të energjisë që do t'u lejojë atyre të mbeten të disponueshëm për kohën minimale të përcaktuar nga studimi gjatë gjendjes së Alarmit, duke përdorur një strategji të menaxhimit të energjisë.

Sipas nenit 18 (2c) të SO GL sistemi i transmetimit do të konsiderohet në gjendje Alarmi kur:

- Vlera absolute e devijimit të frekuencës së sistemit në gjendje të qëndrueshme nuk është më e madhe se devijimi maksimal i frekuencës në gjendje të qëndrueshme; dhe
- Vlera absolute e devijimit të frekuencës së sistemit në gjendje të qëndrueshme ka tejkaluar vazhdimisht 50% të devijimit maksimal të frekuencës së gjendjes së qëndrueshme, për një periudhë kohore më të gjatë së koha e nxitjes (ngacmimit) së gjendjes së alarmit ose diapazonit standard të frekuencës për një periudhë kohe më të gjatë së koha për rivendosjen e frekuencës.

Përcaktimi i periudhës së kohës minimale nga zbatimi i kësaj metodologjisë të CBA-së është një kërkesë e cila duhet të përmbushet në gjendjen e alarmit, ndërsa ofruesi i FCR-së duhet të sigurojë që FCR-ja nga njësitë ose grupet me rezervuarë të kufizuar të energjisë siguruese të FCR-së, janë në mënyrë të vazhdueshmem të disponueshme gjatë gjendjes normale (neni 156 (9) i rregullores SO GL).

Rezultatet e këtij studimi do të përdoren nga OST-të për të përcaktuar rregullat e parakualifikimit për LER-të. Në fakt, pas këtij studimi, secili OST duhet të llogarisë kapacitetin total të energjisë minimale që një LER duhet të ketë për t'u parakualifikuar për sigurimin e FCR-së.

Kërkesat për operimin e burimeve të LER të lartpërmendura, kur frekuenca është brenda intervalit të frekuencës standarde janë jashtë fushëveprimit të kësaj metodologjie.

Ky dokument siguron përcaktimin e metodologjisë duke përmbushur kërkesat që ka neni 156(11) i Rregullores së udhëzuesit për operimin e sistemit, i cili përbën bazën për zbatimin e mëvonshëm të CBA-së.

2.2 Organizimi i raportit

Seksioni 3 ofron një pasqyrë të kërkesave të FCR-së dhe Rregullores së BE-së për ofrimin e tij. Seksioni 4 përshkruan supozimet kryesore të marra në konsideratë për hartimin e metodologjisë në lidhje me afatet kohore të përfshira në modelin e simulimit.

Seksioni 5 ilustron metodologjinë duke siguruar:

- Bllok-skemën e procedurës (skemat hyrëse-dalëse);
- Metodologjinë për llogaritjen e disbalancave për t'u balancuar nga procesi i mbajtjes së frekuencës, duke filluar nga të dhënat historike të frekuencës dhe propabilitetin e ndërprerjeve të elementeve të rrjetit.
- Metodën probabilistike për vlerësimin e sigurisë operacionale dhe qëndrueshmërisë së sistemit në lidhje me skenarë të ndryshëm, me një periudhë kohe minimale të përcaktuar;
- Hipotezat kryesore dhe përshkrimet e vlerësimit të kostos;
- Përshkrimin e skenarëve të miratuar për të paraqitur zhvillimet e ardhshme potenciale të sistemit energjetik dhe teknologjitë e gjenerimit;
- Përshkrimin e kritereve për vlerësimin e periudhës kohore të nevojshme për LER-in që të mbetet i disponueshëm gjatë gjendjes së alarmit duke përfshirë analizat e rrezikut të qëndrueshmërisë gjatë ngjarjeve më të rëndësishme të frekuencave reale.

3. Përshkrimi i FCR-së

Rezerva e mbajtjes së frekuencës (FCR) në tregun e balancimit të brendshëm të energjisë në Bashkimin Evropian i referohet rezervave operative të nevojshme për mbajtjen e vazhdueshme të devijimeve nga vlera nominale të frekuencës, në mënyrë që të ruajnë vazhdimisht balancën e fuqisë në të gjithë sistemin sinkron të interkonektuar.

Një përkufizim i FCR-së është dhënë në nenin 3 (6) të SO GL ku FCR-ja përfaqëson "rezervat e fuqisë aktive të disponueshme për të mbajtur frekuencën e sistemit pas shfaqjes së një disbalance".

Aktivizimi i kësaj rezerve rezulton në një restaurim të balancës së fuqisë, për një frekuencë që devijon nga vlera nominale. FCR-ja në një zonë të sinkronizuar është me rëndësi të veçantë për besueshmërinë operacionale të zonës, pasi ajo lejon stabilizimin e frekuencës së sistemit në afatin kohor të sekondave, në një vlerë stacionare të pranueshme në rast të një shqetësimi ose një incidenti. FCR-ja varet nga rezerva

e vënë në dispozicion të sistemit nga njësitë e sigurimit të FCR-së (p.sh. njësitë gjeneruese, burimet e kontrollueshme të ngarkesës dhe lidhjet HVDC). FCR-ja e siguruar nga njësitë gjeneruese është një funksion i shpejtë, automatik dhe i decentralizuar që rregullon prodhimin e fuqisë së njësive gjeneruese si pasojë e devijimit të frekuencës së sistemit. FCR-ja aktivizohet lokalisht dhe automatikisht në vendin e njësisë siguruese të FCR-së, pavarësisht nga aktivizimi i llojeve të tjera të rezervave.

Më shumë detaje mbi një temë të tillë mund të gjenden më tepër në Bashkimin Evropian SO GL. Veçanërisht, udhëzimet kërkojnë në nenin 156, së paku për zonat sinkrone për Evropën Kontinentale dhe Nordike, që:

- Njësia e sigurimit të FCR-së duhet të garantojë disponueshmërinë e vazhdueshme të FCR-së së saj gjatë periudhës së kohës në të cilën është e detyruar të ofrojë FCR (me përjashtim të një ndërprerjeje të detyruar);
- Një njësi e sigurimit të FCR-së me një rezervuar të energjisë që nuk kufizon aftësinë e tij për të siguruar FCR-në do të aktivizojë FCR-në e tij për aq kohë sa devijimi i frekuencës vazhdon;
- Një njësi e sigurimit të FCR-së me një rezervuar të energjisë që kufizon aftësinë e tij për të ofruar FCR-së duhet të aktivizojë FCR-në e saj për aq kohë sa devijimi i frekuencës vazhdon, përveç nëse rezervari i tij energjetik është shterur në drejtimin pozitiv ose negativ me sqarimet e mëposhtme:
- gjatë gjendjes normale, FCR-ja nga njësitë siguruese me rezervuare të kufizuar të energjisë të FCR-së, duhet të jetë e disponueshme në mënyrë të vazhdueshme.
- sapo të jetë nxitur gjendja e alarmit dhe si dhe gjatë gjendjes së alarmit, FCR-ja nga njësitë siguruese me rezervuarë të kufizuar të energjisë të FCR-së, do të aktivizohen plotësisht në mënyrë të vazhdueshme për një periudhë kohe që do të përcaktohet në përputhje me CBA-në. Kur nuk është përcaktuar asnjë periudhë, çdo ofrues i FCR-së duhet të sigurojë që njësitë ofruese me rezervuarë të kufizuar të energjisë të FCR-së, janë në gjendje të aktivizojnë plotësisht FCR në mënyrë të vazhdueshme për të paktën 15 minuta ose, në rast të devijimeve të frekuencës që janë më të vogla së një devijim i frekuencës që kërkon aktivizim të plotë të FCR-së, për një kohëzgjatje të barabartë ose për një periudhë të përcaktuar nga secila OST, e cila nuk duhet të jetë më e madhe së 30 ose më e vogël së 15 minuta.

4. Supozimi kryesor i metodologjisë

4.1 Simulimi i periudhës kohore

Metodologjia e tanishme e CBA-së do të bazohet në një model realist simulimi, i dobishëm për të kuptuar efektet aktuale të LER-së në rregullimin e frekuencave për skenarë të ndryshëm.

Një çështje kryesore që duhet të vlerësohet në mënyrë që të përcaktohet modeli i duhur i simulimit për analizën e sigurimit të FCR-së lidhet me afatet kohore të fenomeneve të përfshira.

Fenomeni dinamik dhe rregulloret relevante në sjelljen e frekuencës janë si në vijim:

- Inercia e sistemit (rrotulluese dhe sintetike së bashku) kufizon gradientin e frekuencës pas një shqetësimi në sistem. Ajo ka ndikim në një shkallë shumë të shkurtër kohore (0 ÷ 15s) dhe është vendimtare në kufizimin e vlerave maksimale/minimale të frekuencës gjatë rastit para hyrjes në operim të FCR-së.
- Përgjigja dinamike e FCR-së. Secila njësi që ofron FCR shpërndan kapacitetin e vet të FCR-së, me një prirje dinamike specifike në lidhje me çështjet e saj teknike. Koha maksimale e shpërndarjes është përcaktuar në nenin 154 të SO GL.
- Përgjigja dinamike e FRR-së. I referohet shkallës kohore në të cilën janë aktivizuar si FRR automatike ashtu edhe manual (1 ÷ 15 min).

Për objektivin e propozimit të metodologjisë aktuale të CBA-së, të dy inercitë e sistemit dhe fenomenet e përgjigjes dinamike të FCR-së do të neglizhohen. Metodologjia ka në fakt qëllimin për të hetuar efektet e rezervuarit të kufizuar të energjisë të një pjesë të ofruesve të FCR-së në kuadrin e rregullimit të frekuencës.

Për qëllime të kësaj metodologjie, prania e LER-it ka efekt në sistem sapo rezervuari i energjisë të jetë i zbrazur. Sipas SO GL neni 156 (10) kjo zbrazje duhet të ndodhë jo para 15 minutash pas nxitjes së një gjendje alarmi ose, në rast të devijimeve të frekuencës që janë më të vogla së një devijim frekuence që kërkon aktivizim të plotë FCR-së, për një kohëzgjatje ekuivalente.

Kjo do të thotë së efektet e zbrazjes së LER-së ndodhin në një kohë shumë më të madhe së afatet kohore në të cilën inercia dhe përgjigja dinamike e FCR-së tregojnë efektet e tyre.

Nëse në sistem ndodh një kontigjencë, frekuenca bie me një gradient në raport me inercinë e sistemit sinkron derisa FCR-ja të jetë aktivizuar plotësisht. Frekuenca minimale e arritur gjatë rastit kalimtar varet vetëm në dinamikën e inercisë së sistemit dhe aktivizimit të FCR-së. Prania e LER-së nuk ndikon në frekuencën e sistemit në këtë kontekst, përderisa LER-ja aktivizon rezervën e tij pavarësisht nga rezervuari i tij.

Në përputhje me këto fakte, problemi i lidhur me inercinë e kufizuar të sistemit, për shkak të penetrimit në rritje të teknologjive gjeneruese të bazuara në invertor, është i pavarur nga prania e LER-së dhe nga dimensionimi i rezervuarit të tyre të energjisë.

Për më tepër, metodologjia e tanishme CBA ka për qëllim të vëzhgojë efektin e LER pavarësisht nga teknologjia e tyre specifike. LER-ja mund të jetë i bazuar në inverter (p.sh. qelizat elektrokimike) ose rrotulluese (p.sh. hidrocentralet e vegjël); ata mund të kenë në fakt efekte të ndryshme në rastin kalimtar të frekuencës për shkak të inercive të tyre të ndryshme dhe përgjigjes dinamike të FCR-së.

Analiza e cilësisë së frekuencës në terma afatshkurtër (siç influencohet nga inercia dhe përgjigja dinamike e FCR-së) shkon përtej qëllimeve të kësaj metodologjie të CBA-së, sepse ajo nuk ndikon në përzgjedhjen e periudhës kohore.

Modeli i simulimit i implementuar duhet atëherë të marrë parasysh aktivizimin e FCR-së pa përgjigjen e tij dinamike (duke e konsideruar sistemin gjithmonë në gjendje të qëndrueshme në lidhje me FCR) dhe me aktivizimin e përgjigjes dinamike të FRR-së.

5. Metodologjia

Qëllimi kryesor i propozimit të metodologjisë CBA i përshkruar në këtë paragraf është të identifikojë kombinimin e periudhës minimale kohore (T_{min} LER) të aktivizimit të plotë gjatë gjendjes së alarmit, LER Share dhe sasisë totale të FCR-së që do të prokurohet në zonën sinkrone që përfshin koston më të ulët të FCR-së në terma kohorë afatshkurtër, pa rrezikuar sigurinë e sistemit. Rritja e FCR-së ka vetëm qëllimin për të vlerësuar rreziqet e qëndrueshmërisë së sistemit dhe koston totale të FCR-së në rast të rritjes së volumit total të FCR-së siç kërkohet nga neni 156 (11d) i SO GL. Duhet theksuar së dimensionimi i FCR-së është përcaktuar në nenin 153 të SO GL, prandaj nuk mund të jetë subjekt i kësaj metodologjie CBA.

Për të arritur këtë qëllim metodologjia është e organizuar në detyrat e mëposhtme:

- Vlerësimin e procesit të mbajtjes së frekuencës (FCP) në praninë e LER-së i bazuar në simulimet dhe duke marrë parasysh një metode propabilistike për shkaqet kryesore të devijimeve të frekuencës. Aktiviteti synon të përcaktojë sasinë e kostove totale të FCR-së dhe dimensionimin e FCR-së duke pasur parasysh skenarë të ndryshëm.

- Vlerësimin e qëndrueshmërisë së sistemit energjetik që simulon praninë e LER-së gjatë ngjarjeve reale më të rëndësishme të frekuencës. Ekzistojnë sekuenca komplekse të ngjarjeve të cilat mund të çojnë në disbalanca të rëndësishme të fuqisë që nuk mund të vëzhgohen me anë të simulimeve probabilistike. Qasja e propozuar për të kapërcyer këtë kompleksitet modelimi është simulimi i skenarëve të ndryshëm të pjesëmarrjes së LER-së në FCR gjatë ngjarjeve më të rëndësishme të ndodhura në të vërtetë duke filluar nga të dhënat e regjistruara të frekuencës. Veprimtaria synon të verifikojë që kombinimet e periudhës kohore, të LER-së Share dhe dimensionimi i FCR-së nuk rrezikojnë qëndrueshmërinë e sistemit, duke çuar potencialisht në një gjendje black-out-i, edhe gjatë shqetësimeve më të rëndësishme reale të frekuencës.

Metodologjia do të bazohet vetëm në vlerësimin e riskut të qëndrueshmërisë. Kjo nënkupton që përkeqësimi i mundshëm i cilësisë së frekuencës - që lidhet me periudha të ndryshme kohore - do të neglizhohet.

Paragrafi i mëposhtëm do të përshkruajë në detaje supozimet dhe metodologjinë e CBA-së, si dhe kriteret për vlerësim që duhet të miratohen.

5.1 Vlerësimi i FCP-së në praninë e LER-së: bllok-skema e procedurës

Në këtë paragraf është paraqitur bllok-skema e procedurës (*workflow*) për vlerësimin e FCP-së në praninë e LER-së.

Bllok-skema merr si hyrje një grup variablash që identifikojnë skenarin që do të vëzhgohet. Përveç periudhës së kohës minimale $T_{min\ LER}$, shumë variabla të tjerë janë të nevojshëm për vlerësimin e FCP - të gjithë këto variabla karakterizojnë një skenar. Një përshkrim i skenarëve që do të shqyrtohen në CBA dhe supozimet kryesore të tyre është treguar në paragrafin 5.7.

Rezultati i bllok-skemës është një kosto e lidhur me skenarin. Skenarë të ndryshëm mund të analizohen më pas duke krahasuar kostot e rezultateve. Për një skenar simulimi të përgjithshëm, bllok-skema e procesit ilustrohet në figurën 1.

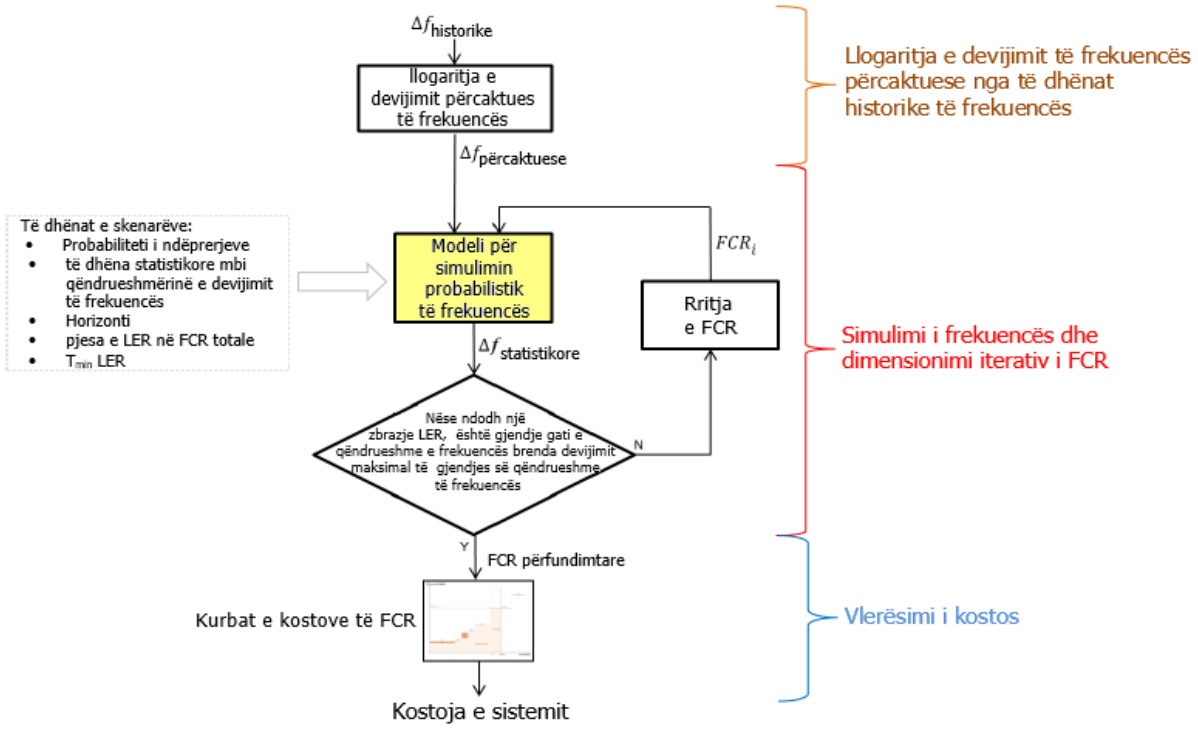


Figura 1. Bllok-skema e procesit

Procesi është përmbledhur në hapat e mëposhtëm:

1. Trendi historik i frekuencës ($\Delta f_{historike}$) është analizuar në mënyrë që të përcaktojë devijimin determinist të frekuencës siç përshkruhet në paragrafin 5.2.

2. Modeli propabilistik i simulimit (paragrafi 5.4) i përdorur me qellim që të llogarisë statistikat e frekuencës së simuluar (Δf_{sim}).

3. Statistikat e frekuencës së simuluar janë analizuar me qëllim që të llogarisin efektet potenciale të zbrazjes së LER në qëndrueshmërinë e sistemit.

4. Nëse analizat probabilistike nxjerrin në dukje që zbrazja e LER-së që detyron devijimin e frekuencës të arrije pragun maksimal të gjendjes së qëndrueshme, atëherë rritet dimensionimi i FCR-së (me një hap fuqie të përcaktuar) dhe vazhdohet me simulimin tjetër.

5. Hapat e mëparshëm 2, 3 dhe 4, përsëriten në një proces iterativ derisa të plotësohen kërkesat e përcaktuara në hapin 4.

Rezultati përfundimtar i këtij cikli përsëritës është vlera e fundit e dimensionimit të FCR-së (FCR_{final}). Kjo është vlera minimale e rritur e FCR-së e cila lejon të shmanget që zbrazja e LER të beje që frekuenca të arrije në pragun maksimal të gjendjes së qëndrueshme.

6. FCR_{final} është përdorur për të vlerësuar koston totale të sistemit duke përdorur kurbat e kostos së rezervës (siç përcaktohet në paragrafin 5.6.1.1).

7. Rezultati final i procesit është kosto totale e sistemit.

Siç theksohet në figurën 1, procedura mund të ndahet në katër seksione të ndryshme:

- Llogaritjet e devijimit të frekuencës deterministike nga të dhënat historike të frekuencës;
- Modeli për simulimin e frekuencës probabilistike;
- Dimensionimi i FCR-së përsëritëse;
- Vlerësimi i kostove.

Një përshkrim i detajuar i çdo seksioni është paraqitur në paragrafët në vijim.

5.2 Llogaritja e devijimit të frekuencës deterministike nga të dhënat historike

Disbalancat e fuqisë në një zonë sinkrone shkaktojnë devijimet e frekuencës që FCP-ja dhe FRP-ja duhet të mbajnë dhe rivendosin.

Disbalancat e fuqisë mund të përshkruhen si diferencë e menjëhershme midis ngarkesës dhe gjenerimit. Në disbalancimin e sistemit, mund të kenë ndikim shumë faktorë, për shembull:

- Efektet e nxitura nga tregu për shkak të diferencës së fuqisë midis linearitetit të vazhdueshëm të ngarkesës dhe gjenerimit jolinear /me shkallë në përputhje me skedulimin që rezulton nga tregu;

- Ndërprerjet në elementet e rëndësishëm të rrjetit (gjeneruesit, ngarkesat, lidhjet HVDC, etj.);
- Gabimet në parashikimin e ngarkesës;
- Gabimi i parashikimit të burimeve të rinovueshme të energjisë të paprogramueshme (NP RES) (p.sh. era dhe solari).

Disa nga këto fenomene janë përcaktuese (p.sh. efektet e nxitura të tregut)-ato mund të parashikohen me përafrim të mirë.

Disa fenome mund të vlerësohen vetëm nga pikëpamja statistikore - p.sh. teorikisht është e mundur të vlerësohet shpërndarja e probabilitetit të gabimeve të parashikimit duke parë gabimet tipike të bëra në të kaluarën.

Ka fenomene të tjera që janë vetëm statistikisht të parashikueshme (p.sh. ndërprerjet).

Një simulim i plotë i FCP dhe FRP duhet të marrë parasysh të gjitha këto efekte, megjithatë, mund të jetë e vështirë për të marrë informacion të besueshëm për të gjithë ata dhe është edhe më sfiduese për të vlerësuar evolucionin e tyre në të ardhmen.

Burimi kryesor i informacionit është sigurisht regjistrimi historik i frekuencave e çdo zone sinkrone. Këto të dhëna megjithatë janë rezultatet e kombinimit të të gjitha efekteve të ndryshme me reagimin e sistemit për shkak të FCP-së dhe FRP-së.

Përcaktimi i komponentëve të ndryshëm të disbalancave të fuqisë nga të dhënat e frekuencës mund të jetë me të vërtetë një proces shumë kompleks.

Disbalanca e energjisë që do të menaxhohet nga FCP-ja dhe FRP-ja në vlerësim do të llogaritet duke marrë parasysh vetëm efektet më të rëndësishme mbi frekuencën, të cilat janë ndërprerjet dhe efektet e nxitura nga tregu. Faktorë të tjerë që ndikojnë në disbalancimin e fuqisë në lidhje me gabimet e parashikimit të ngarkesës dhe NP-RES konsiderohen në mënyrë implicite në devijimin e qëndrueshëm të frekuencës (paragrafi 5.3) të cilat bazohen në analizën statistikore të të dhënave historike të frekuencës.

Ndërprerjet do të modelohen me metodën probabilistike të Montekarlos (paragrafi 5.4) – disbalancat e nxitura nga tregu do të llogariten duke filluar nga të dhënat historike të frekuencës.

Disbalancat e nxitura nga tregu janë disbalanca gjenerim-ngarkesë të shkaktuara nga ndryshimi në tarimet e gjenerimit në përputhje me rezultatet e të planifikimit të tregut. Këto janë një nga fenomenet më të rëndësishme të disbalancimit pasi ato mund të shkaktojnë një tejkalim të diapazonit të frekuencës standarde për disa herë çdo ditë.

Karakteristika kryesore e këtyre devijimeve është së ato ndodhin në periudha të caktuara gjatë ditës, me modele specifike prirje. Ata zakonisht ndodhin gjatë ndryshimit të orës.

Falë kësaj parashikueshmërie, fenomenet quhen devijime deterministe të frekuencës.

Devijimet deterministe të frekuencës do të analizohen duke filluar nga të dhënat historike të frekuencës të regjistruara nga OST-të gjatë 15 viteve të fundit, përfshirë 2017.

Një trend historik përcaktues i devijimit të frekuencës llogaritet duke filluar nga të dhënat e frekuencës të secilës zonë sinkron. Siç përshkruhet në figurën 2, devijimi deterministik i frekuencës i marrë në vlerësimin e FCP-së do të merret duke analizuar devijimin historik të frekuencës dhe duke marrë parasysh rregullat e faturimit së tregut.

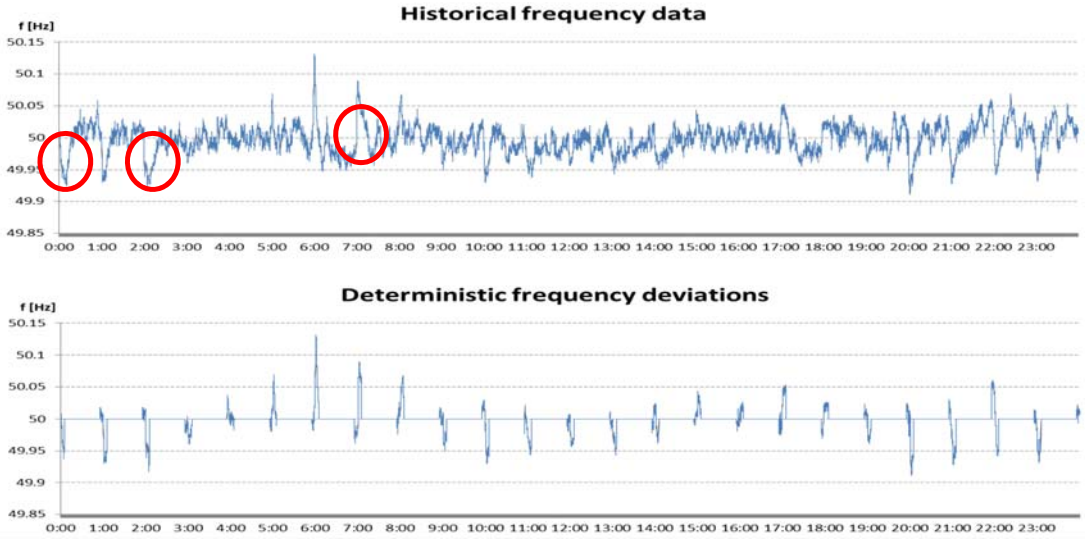


Figura 2. Shembull i një trendi ditor të të dhënave historike të frekuencës dhe devijimit deterministik të frekuencës

Trendi i devijimit të frekuencës deterministike analizohet më tej në mënyrë që të identifikojë mbivendosjen e mundshme me fenomenet e tjerë. Në veçanti do të identifikohen dhe eliminohen mbivendosjet me ndërprerjet e regjistruara specifike në zonën sinkrone.

Meqë ndërprerjet merren parasysh veçmas nëpërmjet qasjes së Montekarlos, ngjarjet faktike të identifikuara duhet të neglizhohen.

Devijimi determinist i frekuencës ($\Delta f_{\text{deterministike}}$) paraqet një nga të dhënat hyrëse të modelit probabilistik të simulimit.

5.3 Devijimet e qëndrueshme të frekuencës

Gjatë operimit të secilës zonë sinkrone, mund të ndodhin disa ngjarje në të cilat devijimi i frekuencës nuk mund të rikthehet në 50 Hz nga FRP (madje pa shkaktuar një gjendje alarmi).

Gjatë këtyre ngjarjeve (devijime të qëndrueshme të frekuencës), frekuenca mbetet rreth diapazonit të frekuencës standarde gjatë një periudhe të zgjatur pa nxitur gjendjen e alarmit.

Devijimet e qëndrueshme të frekuencës zakonisht lidhen me shterimin e FRR në një zonë të vetme LFC. Mund të ndodhë që, për shkak të kontigjencave në një zonë të vetme të LFC-së, aktivizohet sasia totale e FRR-së së disponueshme e kësaj zone - ky aktivizim mundet të mos jetë i mjaftueshëm për të rivendosur devijimin e frekuencës në zero, sepse FRR-ja e dimensionuar është më e vogël së disbalanca e fuqisë shkaktuar nga kontigjencat. Në këto kushte, një pjesë e disbalancës së fuqisë është e balancuar vazhdimisht nga FCR-ja e të gjithë zonës sinkrone që potencialisht shkakton një devijim të qëndrueshëm të frekuencës. FRR e zonave të tjera të LFC-së që nuk janë prekur nga kontigjencat nuk janë në gjendje të rivendosin devijimin e frekuencës në zero, sepse nuk aktivizohet vetëm në bazë të frekuencës.

Duke konsideruar shterimin e FRR-së me anë të devijimit të qëndrueshëm të frekuencës, lejon shmangien e marrjes në konsideratë të ngopjes së FRR në modelin e simulimit të diagramit të bllokut.

Kjo natyrë ngjarjesh do të merret parasysh, pasi ato mund të mbivendosen me burime të tjera të devijimit të frekuencës siç janë ndërprerjet e simuluara në procesin e Montekarlos.

Meqenëse devijimet e qëndrueshme të frekuencës janë ngjarje të paparashikuara, mënyra më e mirë për t'u marrë parasysh është nëpërmjet një metode probabilistike.

Duke analizuar tendencat historike të frekuencës të regjistruara nga OST-të gjatë 15 viteve të fundit, përfshirë vitin 2017, është e mundur që dukuria të përshkruhet nga pikëpamja statistikore.

Analiza do të konsiderojë si devijim të qëndrueshëm të frekuencës të gjitha ngjarjet me një devijim mesatar të frekuencës në gjendje të qëndrueshme të sistemit, më të madhe së sa devijimi standard i frekuencës gjatë një periudhe më të gjatë së koha për të rivendosur frekuencën.

Duke marrë parasysh trendin disavjeçar të frekuencës për secilën zonë sinkrone, analiza do të përcaktojë:

- Numrin e ndodhjes së këtyre ngjarjeve;
- Kohëzgjatjen tipike;
- Trendin përfaqësues të devijimit të frekuencës;
- Kohën tipike të ndodhjes, nëse nxirret në pah nga analiza statistikore.

Këto informacione statistikore sintetike do të përdoren si të dhëna hyrëse për modelin probabilistik të simulimit Montekarlos.

Modeli Montekarlos më pas simulon devijimet e qëndrueshme të frekuencës rastësore gjatë vitit dhe në përputhje me informacionin statistikor të lartpërmendur.

5.4 Modeli për simulimin probabilistik të frekuencës

Modeli i simulimit të frekuencës është mjeti kryesor për të analizuar efektet e LER-së mbi frekuencën krahasuar me kushtet aktuale të operimit për kontrollin ngarkesë-kontroll të frekuencës dhe rezervat.

Modeli i simulimit mund të përfaqësohet si një model input-output siç tregohet në figurën 3.

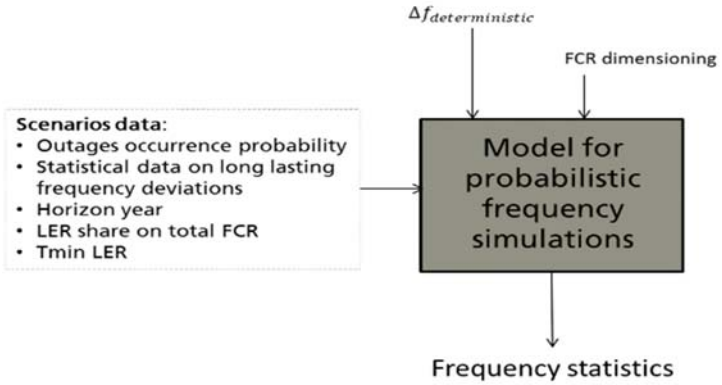


Figura 3

Qëllimi i modelit është të simulojë procesin e kontrollit ngarkesë - frekuencë duke adoptuar një metodë probabilistike. Modeli duhet të jetë në gjendje të simulojë si FCP edhe FRP për çdo zonë sinkrone dhe si pasojë të llogarisë një frekuencë probabilistike ($\Delta f_{probabilistike}$) për skenarë të ndryshëm.

Siç është trajtuar në 4.1, simulimet neglizhojnë inercinë e sistemit dhe përgjigjen dinamike të FCR-së, ndërkohë që merren parasysh efektet e FCR-së në gjendje të qëndrueshme dhe të FRR-së (me dinamikën e saj). Informacioni hyrës i dhënë që konsiderohet për llogaritjen e frekuencës probabilistike do të jetë:

- FCR: shuma totale e rezervës së mbajtjes së frekuencës në të gjithë zonën sinkrone. FCR-ja do të reduktohet kur një sasi e LER-së ndodh të shterojë, pasi FCR-ja e tyre nuk është më në dispozicion;
- Koha e aktivizimit të plotë të FRR-së;
- Një listë e ndërprerjeve të elementeve të rëndësishëm të rrjetit që sjell një ndryshim në disbalancimin e fuqisë. Probabiliteti i ndodhjes së ndërprerjeve sipas tipit të ngjarjes dhe teknologjisë së gjenerimit do të merret me anë të statistikave për të dhënat historike duke marrë parasysh së paku:
- të dhënat e platformës së transparencës të ENTSO-E;
- informacioni i mbledhur në raportin e LFC-së lidhur me disbalancat më të rëndësishme të fuqisë (disbalancat e fuqisë më të mëdha së 1000 mw);
- studime kërkimore të bazuara në statistikat e difektit të njësisë;
- Devijimet deterministike të frekuencës siç përshkruhet në 5.2;
- Informacion statistikor në lidhje me devijimet e qëndrueshme të frekuencës të përcaktuara në përputhje me paragrafin 5.3.

5.4.1 Metoda e Montekarlos

Metoda probabilistike ka për qëllim të llogarisë disa kushte operacionale për procesin e kontrollit ngarkesë-frekuencë, duke marrë parasysh devijimet deterministe të frekuencës, devijimin e qëndrueshëm të frekuencës dhe efektet e ndërprerjeve.

Kjo lloj metode mund të zbatohet duke përdorur algoritme të Montekarlos, në të cilat simulohen një numër i madh i viteve: kontigjenca do të ndodhë në varësi të probabilitetit të tyre.

Një rend i proceseve i paraqitur skematikisht për algoritmin është paraqitur në figurën 4.

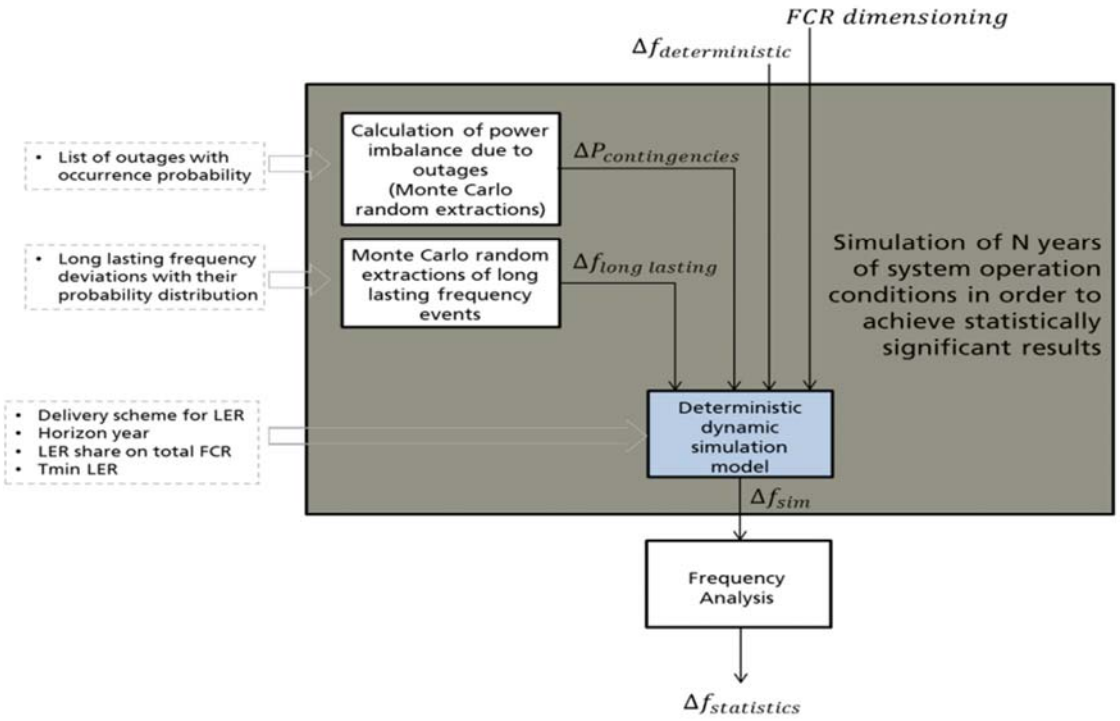


Figura 4. Rendi i proceseve i paraqitur skematikisht i Montekarlos

Zona me ngjyrë përfaqëson procesin që do të përsëritet N herë në mënyrë që të simulojë gjendjen më të gjerë operacionale të sistemit, të mundshme. Parametri N duhet të jetë mjaftueshëm i madh për të arritur rezultate statistikisht të rëndësishme.

Çdo simulim paraqet një gjendje të mundshme të sistemit gjatë vitit.

Disbalanca e fuqisë për shkak të ndërprerjeve llogaritet duke filluar nga një listë e kontingjencave të mundshme me probabilitetin e tyre të ndodhjes. Duhet të ketë një bllok në gjendje për të gjeneruar rastësisht ndërprerjet duke marrë parasysh shkallën aktuale të difektit të secilit element në listën e marrë parasysh.

Blloku, gjithashtu, duhet të jetë në gjendje të nxjerrë në mënyrë rastësore ngjarjet e devijimit të frekuencës së qëndrueshme, duke filluar nga shpeshtësia tipike e tyre e ndodhjes.

Ngjarjet e kontigjencave (kombinimi i ndërprerjeve dhe ngjarjet e devijimit të qëndrueshëm të frekuencës) do të konsiderohen si të pavarura dhe të përafruara nga njëri-tjetri. Kjo është një përafrim i operimit të sistemit në kohe reale, dhe praktikisht një korrelacion midis ndërprerjeve dhe devijimit të rëndësishëm të frekuencës të shkaktuar nga faktorë të tjerë që mund të ngjasin, p.sh. një ndërprerje e paplanifikuar e njësisë gjeneruese mund të shkaktohet nga aktivizimi i mbrojtjes së tij nga frekuencën, duke rritur kështu disbalancën e energjisë edhe gjatë kushteve kritike.

Kontigjencat dhe devijimi deterministik i frekuencës janë të dhëna hyrëse për modelin dinamik deterministik (5.4.2) që simulon një proces të thjeshtuar të procesit të rregullimit frekuencës-ngarkesë duke llogaritur devijimin e frekuencës. Çdo simulim gjeneron si rezultat një trend të devijimit të frekuencës.

Një bllok tjetër integron informacionin nga të gjitha vitet e simuluara. Vendimi nëse rritet ose nuk rritet FCR-ja, në mënyrë që të kompensohet një zbrazje e LER-së që nuk mund të tejkalohet nga ofruesit e mbetur të FCR-së do të bëhet duke marrë parasysh të gjitha vitet e simuluara në mënyrë që të jetë më përfaqësuesi i mundshëm i të gjitha kushteve të mundshme operacionale që FCP dhe FRP duhet të përballojë.

5.4.2 Bllok diagrami i modelit të simulimit

Një diagram logjik për modelin e simulimit është paraqitur në figurën 5 më poshtë.

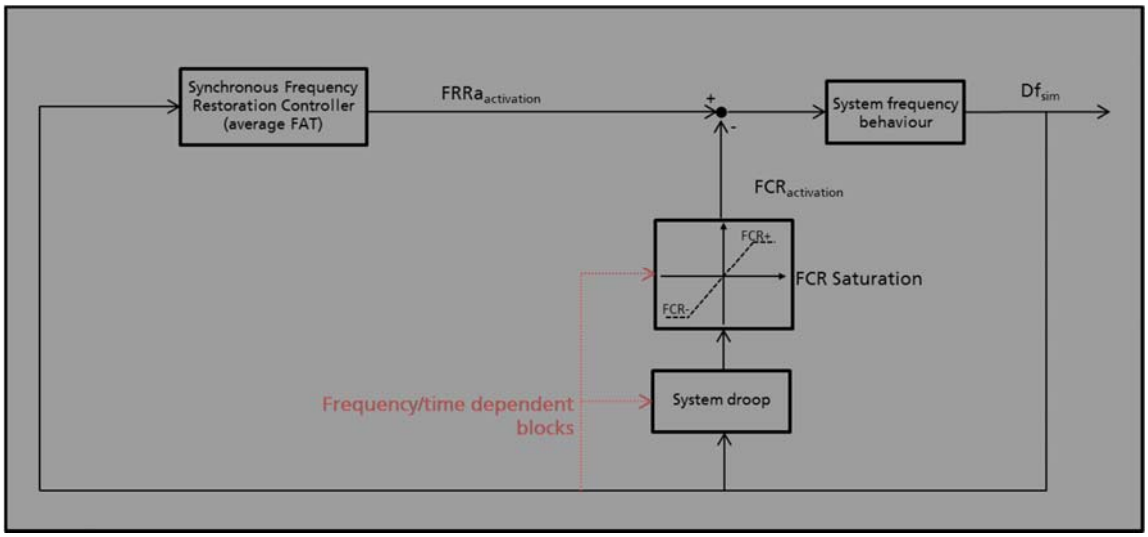


Figura 5

Modeli i referohet një sistemi të tërë sinkron. Çdo bllok përshkruhet në paragrafët e mëposhtëm.

Kontrolluesi i restaurimit të frekuencës sinkrone

FRP-ja ka për qëllim të kontrollojë gabimin e kontrollit të restaurimit të frekuencës në drejtim të zeros. Kur një zonë sinkrone përmban më shumë së një zonë LFC, gabimi i kontrollit të restaurimit të frekuencës - ose gabimi i kontrollit të zonës (ACE) - llogaritet nga devijimi ndërmjet shkëmbimit të planifikuar dhe aktual të një zone LFC (përfshirë Virtual Tie-Lines nëse ka) e korrigjuar nga faktori i frekuencës (K-faktori i zonës LFC shumëzuar me devijimin e frekuencës. Meqenëse modeli i implementuar simulon sistemin zonës sinkrone në tërësi, gjithë procesi i rregullimit ngarkesë-frekuencë ndërkufitar atëherë mund të neglizhohet.

Modelet e kontrolluesit të restaurimit të frekuencës sinkrone, simulon në fakt vetëm veprimin proporcional-integral të FRP-së mbi gabimin e frekuencës (Δf_{sim}).

I gjithë procesi i restaurimit të frekuencës i zonës sinkrone është modeluar me një rregullator të vetëm me një kohë të aktivizimit të plotë (FAT ose Full Activation Time) të llogaritur si mesatare e FAT-së e të gjitha zonave LFC që i përkasin zonës sinkrone konsideruar kontributin e K-faktorit në FRR.

Kontrolluesi i Restaurimit të Frekuencës Sinkrone nuk modelon ngopjen e FRR-së. Burimi konsiderohet pa kufizime pasi që fenomeni në lidhje me FRR-e shteruar janë marrë në konsideratë mënyrë implicite duke marrë parasysh ngjarjet e devijimit të qëndrueshëm të frekuencës.

FRP-ja e simuluar operon vetëm në shqetësime të shkaktuara nga ndërprerje si për devijimet standarde të frekuencës edhe për devijimet e qëndrueshme të frekuencës tashmë të përfshira në mënyrë implicite në aktivizimin e FRR-së. Modeli duhet të zhvillohet në mënyrë që dallojë dy llojet e ndryshme të shqetësimeve dhe të aktivizojë FRR-në vetëm në lidhje me ndërprerjet.

Ngopja e FCR-së

Modelet bllok të ngopjes tregojnë disponueshmërinë e kufizuar të FCR-së së zonës sinkrone.

Vlerat e ngopjes së FCR-së varen në kriterin e dimensionimit të përshtatur në çdo zonë sinkrone.

Me këtë bllok është e mundur të modelohet sjellja e LER-së për një kohe minimale të përcaktuar në të cilën ato duhet të sigurojnë FCR.

Ky bllok është në këtë mënyrë i varur nga frekuenca: nëse pjesë e FCR-së është siguruar nga LER-ja, vlerat e ngopjes duhet të reduktohen sapo të kenë shteruar rezervuarin e energjisë.

Pjerrësia e sistemit (droop)

Blloku i pjerrësisë (droop) paraqet kurbën totale mw/Hz të të gjithë zonës sinkrone në tërësi.

Kurba është shumatorja e kurbave të ndryshme mw/Hz të zonave LFC, të cilat janë pjesë e zonës sinkrone. Gjithashtu, ky bllok është varur nga frekuenca: nëse pjesë e siguruesve të FCR-së është dhënë nga LER-ja, pjerrësia ndryshon sapo ata të kenë shteruar rezervuarin e energjisë.

Sjellja e frekuencës së sistemit

Modelet bllok tregojnë lidhjen midis disbalancës së fuqisë dhe devijimit të frekuencës.

5.4.3 Simulimi i zbrazjes së energjisë nga LER-ja

Në SO GL neni 156 (9) është specifikuar se LER-ja duhet të jetë vazhdimisht në dispozicion gjatë gjendjes

normale.

LER-ja konsiderohen pa kufizime energjie, ndërsa frekuenca mbetet brenda intervalit të frekuencave standarde.

Nëse një tejkalim i vazhdueshëm i vargut të frekuencave standarde përfshin nxitjen e një gjendje alarmi, energjia e aktivizuar dhe energjia e mbetur në rezervuar llogaritet nga tejkalimi i parë i limiteve të frekuencës standarde.

Energjia e mbetur merret parasysh edhe nëse gjendja alarmuese nuk është shkaktuar ende; kjo zgjedhje e implementimit është për shkak të faktit se gjendja e alarmit shkaktohet pas kohës nxitëse të gjendjes të alarmit.

Duke marrë parasysh një situatë të përgjithshme në të cilën shkaktohet gjendja e alarmit, shkaku aktual i gjendjes së alarmit ndodh pas një periudhe me devijim të frekuencës përtej devijimit standard të frekuencës. Për shembull, në zonën sinkronike nordike, gjendja e alarmit mund të ndodhë për shkak të devijimit të frekuencës vazhdimisht mbi 250 mHz për të paktën 5 minuta.

Duke marrë parasysh pragjet e sistemit nordik si një shembull, edhe nëse periudha midis kapërcimit të ± 100mHz dhe shkaktarit të gjendjes së alarmit mund të konsiderohet si gjendje normale, është shumë e vështirë që LER të mund ta mbajë plotësisht rezervuarin e saj të energjisë në këtë situatë.

Konsumi aktual i energjisë gjatë këtij tranzicioni nga gjendja normale në gjendjen e alarmit duhet të merret parasysh. Figura 6 jep një shembull lidhur me zonën sinkronike nordike.

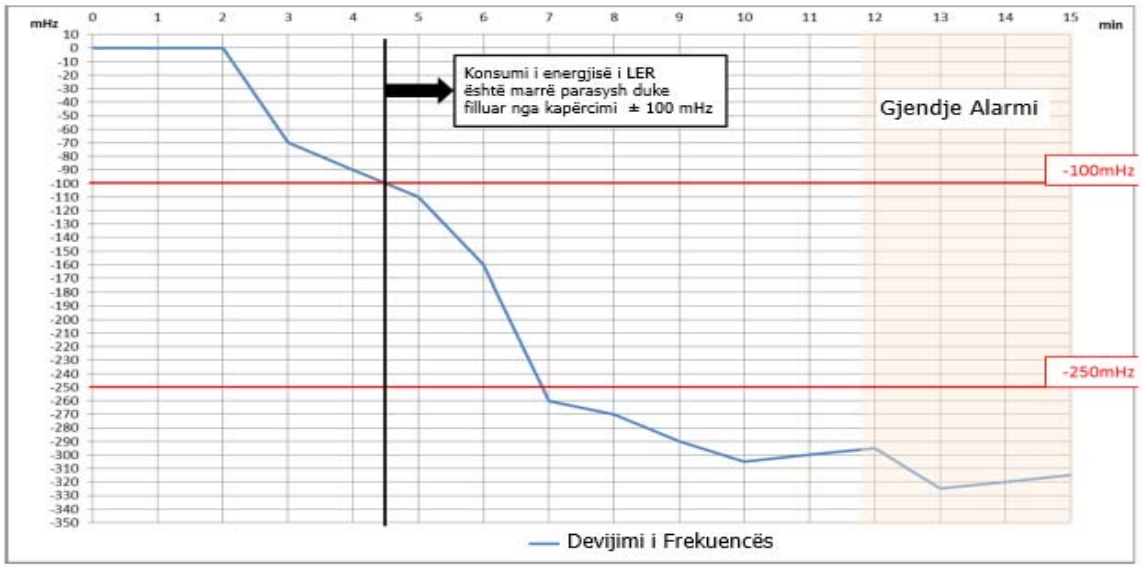


Figura 6. Pragjet fillestare për analizën e konsumit LER (shembull i referuar zonës sinkronike nordike)

Duhet të theksohet se marrja parasysh konsumin e energjisë para shkaktarit aktual të gjendjes alarmuese nuk nënkupton asnjë mbi dimensionimin të rezervuarit LER sipas SO GL neni 156. Energjia e siguruar nga LER-ja para momentit në të cilin është shkaktuar gjendja alarmuese llogaritet në llogaritjen e energjisë së kërkuar.

Në fakt, periudha kohore e përdorur në simulimet reflektohet në një përmbajtje të energjisë të kërkuar për rezervuarin LER. Kjo përmbajtje e energjisë është e barabartë me aktivizimin e plotë të FCR-së për periudhën kohore (p.sh. një periudhë kohore e barabartë me 15 minuta në sistemin nordik reflektohet në një përmbajtje të energjisë të barabartë me sigurimin e FCR-së për shkak të devijimit 500 mHz që zgjat për 15 minuta). Energjia e konsumuar përpara nxitësit të gjendjes së alarmit është përfshirë në këtë përmbajtje të energjisë.

Figura 7 e mëposhtme jep një shembull se si konsulimi i energjisë simulohet në këtë metodologji. Në këtë shembull, nëse simulohet një periudhë kohore prej 15 minuta, energjia ekuivalente e kërkuar (e barabartë me aktivizimin e plotë të FCR-së për 15 minuta) fillon të përdoret sapo devijimi i frekuencës të tejkalojë intervalin e frekuencës standarde. Kjo nënkupton që zbrazja e plotë mund të ndodhë para se të kalojnë 15 minuta të gjendjes së alarmit.

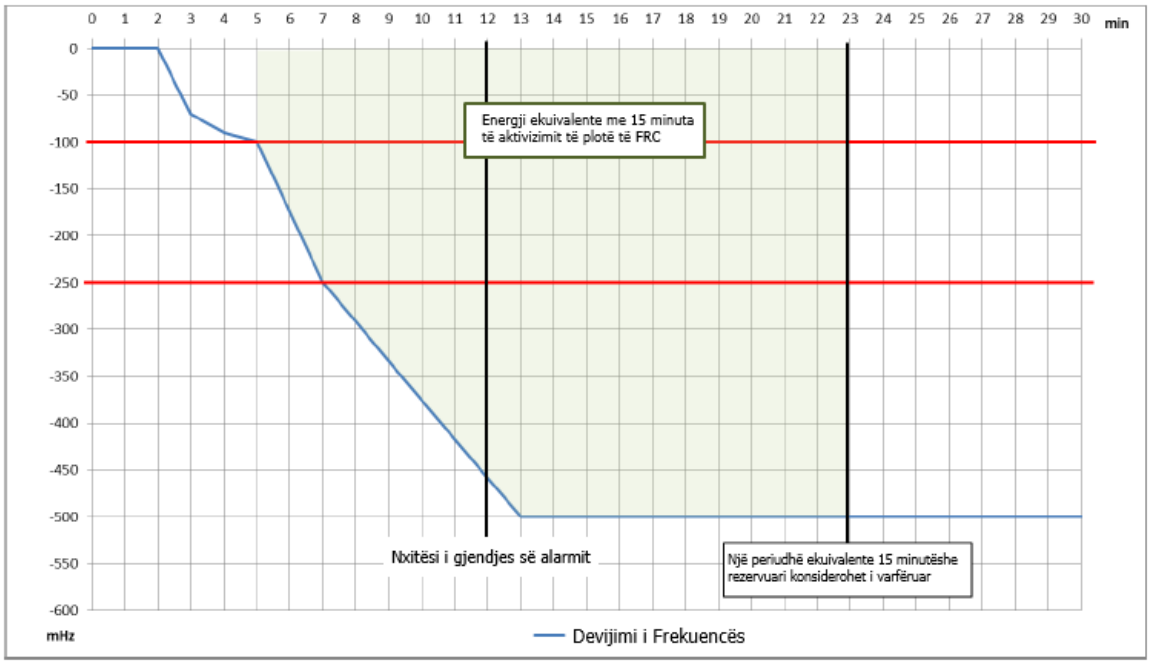


Figura 7. Shembull i zbrazjes për një rezervuar ekuivalent 15 minutësh në sistemin nordik

Në disponueshmërinë e plotë të rezervuarit, vlera fillestare e nivelit të energjisë do të jetë e barabartë me gjysmën e kapacitetit të energjisë kuivalente të rezervuarit. Kapaciteti ekuivalent i energjisë (E_{max}) llogaritet për çdo periudhë kohore ($T_{\min LER}$) me formulën e mëposhtme:

$$E_{max} = 2 * \frac{T_{\min LER}}{60} * FCR_{LER} \ [MWh]$$

Ku FCR_{LER} është FCR e siguruar nga LER [mw].

Në shterimin e rezervuarit të energjisë, LER-ja ndalet për të siguruar FCR - kjo do të thotë se të dyja kurbat mw/Hz dhe shuma totale e FCR-së në sistemin janë modifikuar.

5.5 Dimensionimi përsëritës i FCR-së

Qëllimi i CBA aktual është të vlerësojë kostot e sistemit të lidhura me periudhën minimale të ndryshme në të cilën LER duhet të ofrojë FCR duke marrë parasysh ndikimin e tyre në rrezikun e stabilitetit. Modeli i simulimit i përdorur për llogaritjen e gabimit probabilistik të frekuencës në prezencën e LER-së midis ofruesve të FCR-së pritet të vlerësojë një përkeqësim potencial të frekuencës në krahasim me një gjendje në të cilën të gjithë ofruesit e FCR-së janë pa kufizime energjie.

Pritet që sa më shumë të zvogëlohet $T_{\min LER}$ aq më shumë që është e mundur që LER-ja të mund të zbrazet si pasojë e një kombinimi të veçantë të ndërprerjeve dhe devijimeve përcaktuese të frekuencës.

Për arsyeve sigurie, supozohet se një zbrazje LER mund të jetë e pranueshme vetëm nëse nuk sjell kurrë një ngopje të FCR-së. Me fjalë të tjera, një zbrazje LER kurrë nuk do të përfshijë frekuencën e qëndrueshme të shtetit për të kapërcyer devijimin maksimal të gjendjes së qëndrueshme të frekuencës.

Nëse ndodh një zbrazje LER, FCR-ja e aktivizuar nga LER-ja do të zhduket. Ky FCR i aktivizuar duhet të zëvendësohet nga ofruesit e mbetur jo-LER. Ofruesit e mbetur jo-LER duhet të kenë një FCR të mjaftueshëm të pa aktivizuar për të zëvendësuar LER të varfëruar të aktivizuar FCR-në.

Dy shembuj të përgjithshëm që lidhen me zonën sinkrone të Evropës Kontinentale tregohen në figurën 8 dhe figurën 9 më poshtë.

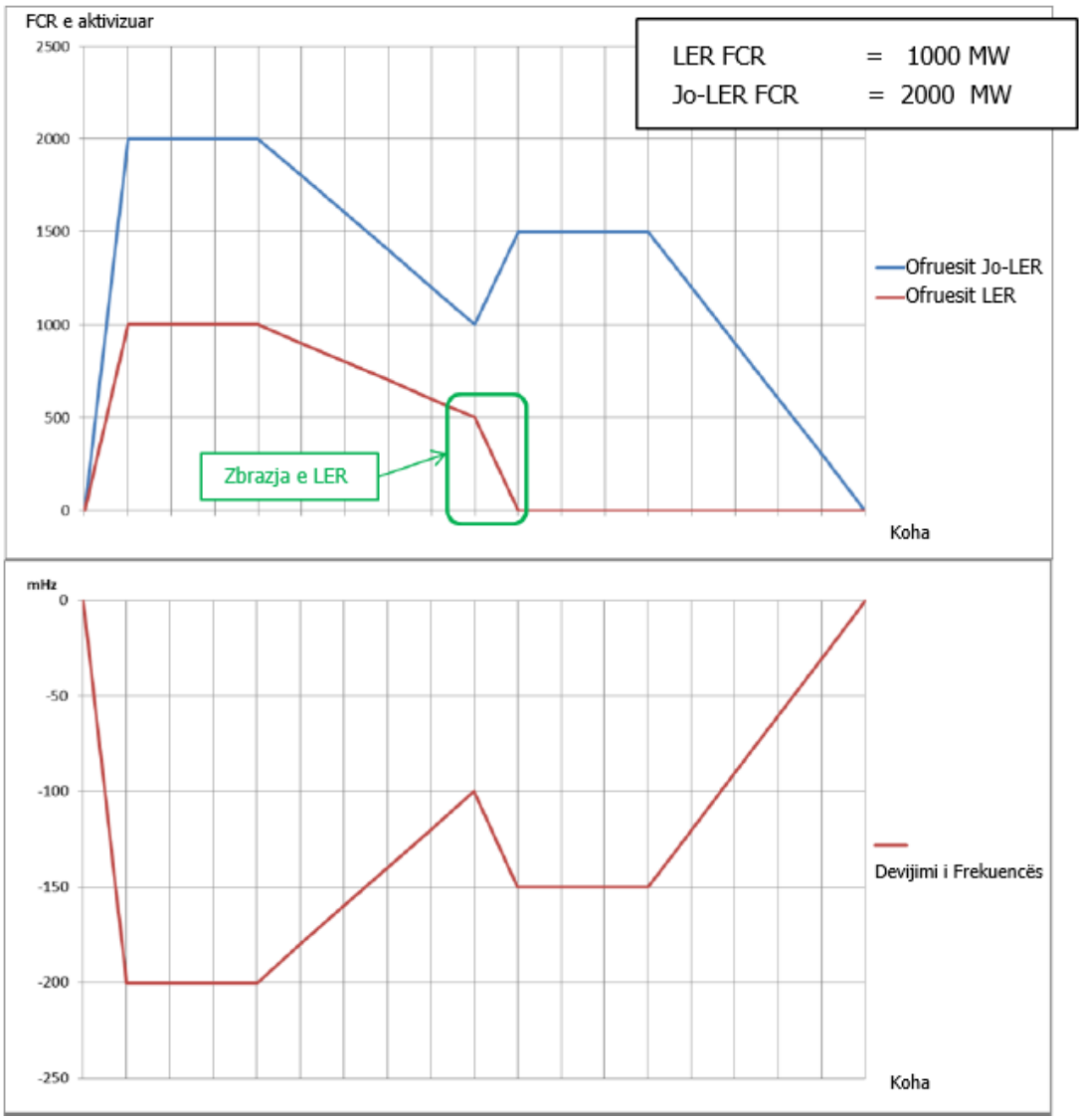


Figura 8. Situata e pranueshme - LER i zbrazur mund të zëvendësohet me jo-LER

Në figurën 8 është treguar një situatë ku zbrazja LER është e pranueshme pasi nuk rrezikon stabilitetin e sistemit. Ka 1000 mw LER FCR dhe 2000 mw jo-LER FCR.

Aktivizimi i plotë i FCR-së ndodh për shkak të një çekuilibri të energjisë. Devijimi i frekuencës arrin një vlerë të qëndrueshme të barabartë me devijimin maksimal të frekuencës së qëndrueshme të gjendjes (200 mHz në Evropën Kontientale).

FRR-ja fillon të rivendosë frekuencën.

Në momentin e zbrazjes LER, LER po sigurojnë 500 mw FCR. Ky kontribut mund të zëvendësohet nga jo-LER pasi këto burime nuk janë të ngopura: në total jo-LER FCR është 2000 mw, nga të cilat vetëm 1000 mw janë aktivizuar para zbrazjes të LER-së.

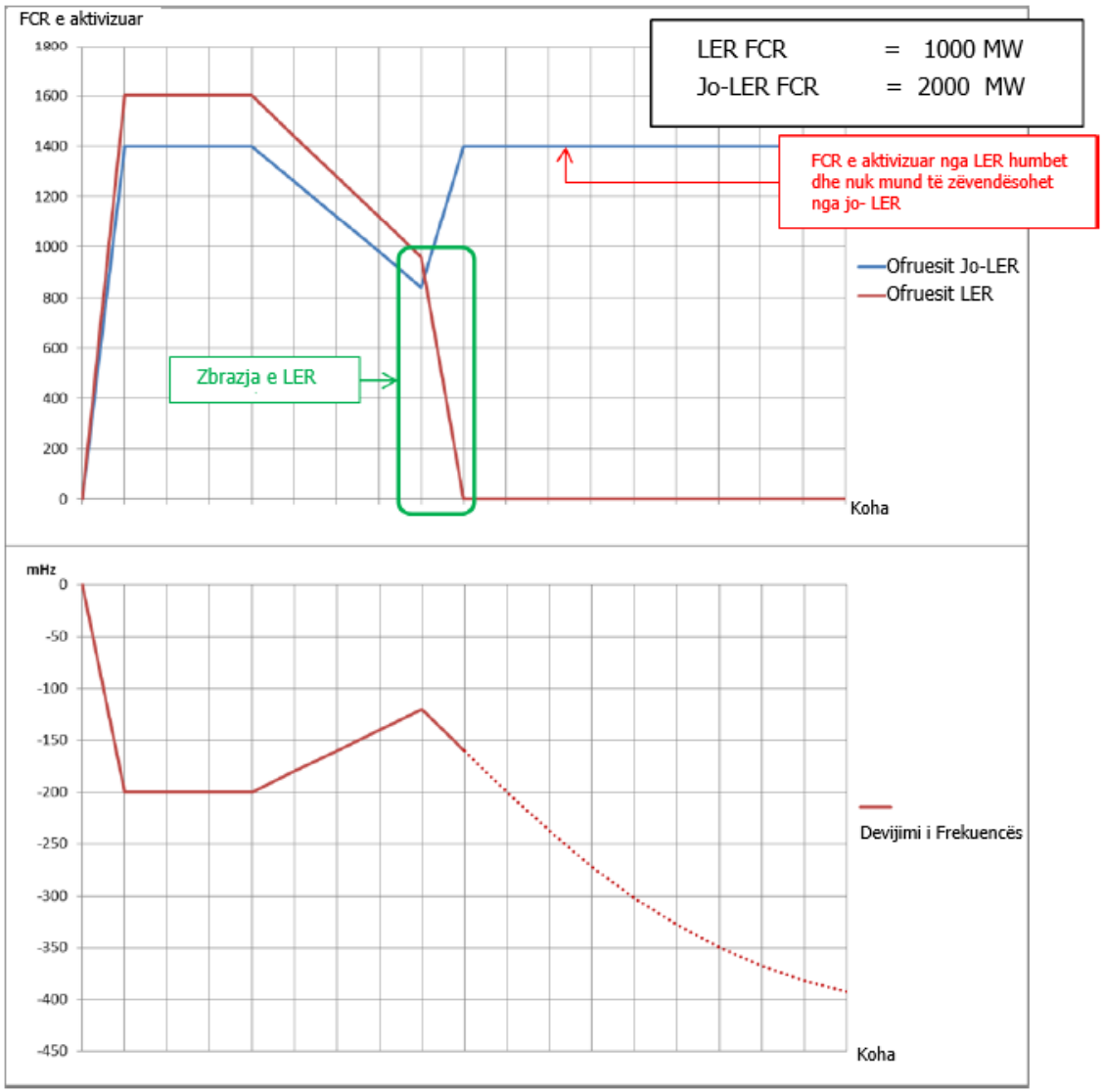


Figura 9. Situata e papranueshme - LER i zbrazur nuk mund të zëvendësohet nga jo-LER

Në figurën 9 është treguar një situatë ku shterimi i LER-së nuk është i pranueshëm. Ka 1600 mw LER FCR dhe 1400 mw jo-LER FCR.

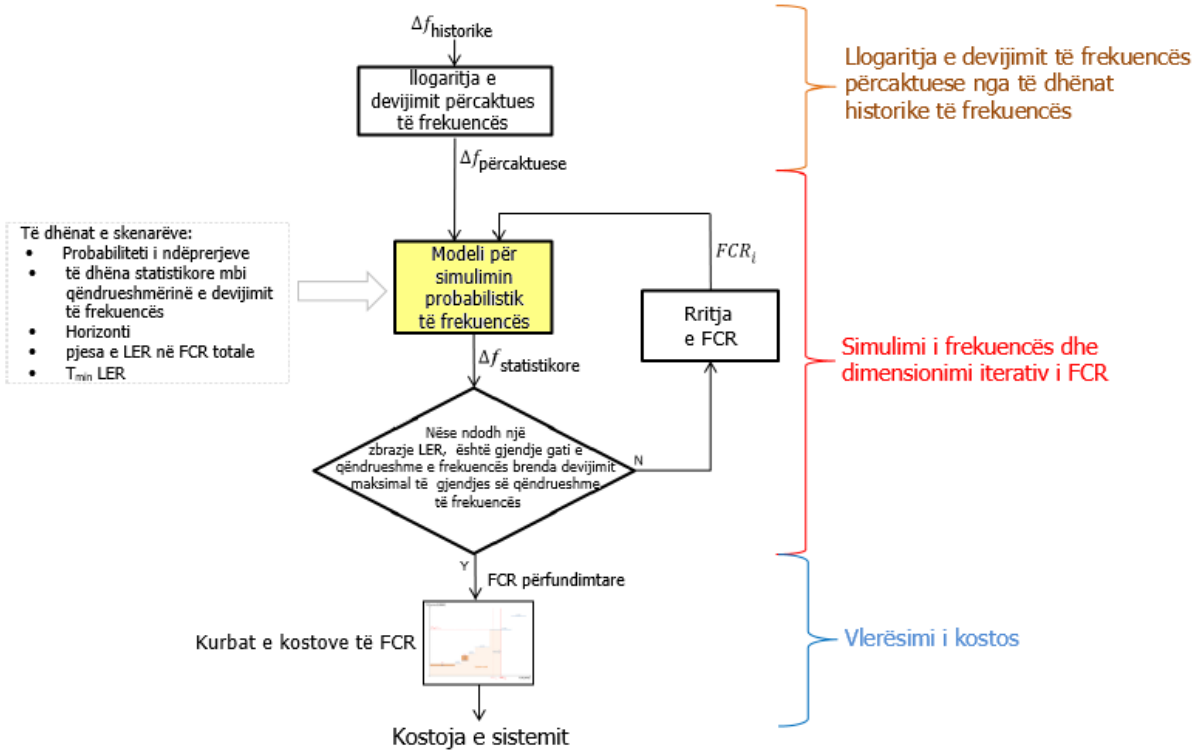
Zbrazja e LER-së ndodh pas aktivizimit të plotë FCR dhe rivendosjes të pjesshme të devijimit të frekuencës në saje të FRR-së.

Në momentin e shterimit, LER po sigurojnë 960 mw të FCR-së, ndërsa jo-LER po japin 840 mw të FCR-së.

960 mw LER zhduket, por ato nuk mund të zëvendësohen me jo-LER sepse ato mund të ofrojnë vetëm 1400 mw.

Çekuilibri i fuqisë i shkaktuar nga zbrazja e LER-së nuk mund të mbulohet nga mbetja jo-LER FCR. Si rrjedhojë, devijimi i frekuencës nuk mund të përmbahet dhe fillon të ulet (pjesërisht i kufizuar vetëm nga aktivizimi i FRR-së).

Në skenarë të depërtimit të lartë të LER-së, kërkesa e përshkruar nënkupton që nuk duhet të ndodhë kurrë një shterim i energjisë.



Rrjedha e punës përmban një proces përsëritës në të cilin, nëse kërkesat për zbrazjen e LER nuk plotësohen, shuma totale e FCR-së rritet gradualisht.

Procesi përsëritës ndalet pasi të plotësohen kërkesat për zbrazjen e LER-së.

5.6 Supozimi dhe përshkrimi i vlerësimit të kostos

Siç përcaktohet në "Udhëzuesin për analizën kosto-përfitim të projekteve të investimeve", të Komisionit Evropian, qëllimi kryesor i një CBA-je është përcaktimi i ndryshimeve të mirëqenies. Koncepti kryesor është të reflektojë koston e mundësive sociale të mallrave dhe shërbimeve (në këtë rast FCR), në vend të çmimeve të vërejtura në treg, të cilat mund të shtrembërohen.

Siç thuhet në udhëzues, burimet kryesore të shtrembërimit të çmimeve janë:

- Tregje joefikase, ku sjellja strategjike dhe fuqia e tregut mund të jenë të pranishme;
- Detyrat dhe kërkesat fiskale, të cilat nuk duhet të trajtohen në CBA;
- Tarifat e administruara.

Prandaj, brenda kontekstit FCR, CBA duhet të përcaktojë nëse dhe si ndryshojnë kostot e sistemit, duke marrë parasysh një mjedis konkurrues, ku nuk ekzistojnë forma të shtrembërimit. Për shembull, ky përcaktim analitik nënkupton që ofertat janë paraqitje e thjeshtë e kostove oportune margjinale. Prandaj, është e mundur që rezultatet aktuale të tregut mund të ndryshojnë në mënyrë të konsiderueshme nga simulimet e kryera brenda një CBA.

Për më tepër, duke pasur parasysh se CBA-ja ka një perspektivë të ardhshme, përkufizimi i kurbës së kostos do të bazohet në konceptin afatgjatë të kostos margjinale, ku të gjithë faktorët e prodhimit janë endogjene, duke përfshirë kostot e investimeve.

Në këtë drejtim, është e rëndësishme të theksohet se vetëm investimet e ardhshme do të merren parasysh pasi ato kanë një ndikim në mirëqenien. Nga ana tjetër, investimet si në LER ashtu edhe në jo-LER që kanë ndodhur tashmë do të konsiderohen si kosto të mbingarkuara.

Një rritje në FCR përfshin një rritje të kostove të sistemit që do të vlerësohen.

Vlerësimi i kostos që lidhet me secilin $T_{\min LER}$ në skenarë të ndryshëm është një vlerësim i kostove të sistemit FCR duke marrë parasysh sasinë totale të FCR-së të përcaktuar me procesin e dimensionimit iterativ.

Është e mundur që kur $T_{\min LER}$ të zvogëlohet, një vëllim më i madh i FCR-së është i nevojshëm për të përmbushur kërkesat e qëndrueshmërisë.

Duhet të theksohet se rritja në FCR nuk përfaqëson drejtpërdrejt një mundësi reale për të përballuar

energjinë e kufizuar të LER-it. Kjo qasje ka për qëllim vetëm të vlerësojë rreziqet e stabilitetit të sistemit dhe koston totale të FCR-së në rast të rritjes së volumit total të FCR-së, siç kërkohet nga neni 156 (11d) të SO GL.

5.6.1 Shpenzimet e lidhura me një rritje në FCR

Një kurbë ideale e kostos së ofruesve të FCR-së do të përcaktohet, duke supozuar që:

- Një treg konkurrues i FCR-së është zhvilluar për të pasqyruar kostot e ofrimit të FCR-së.
- Kufiri i ofruar i kostos së kostos shtrihet në të gjithë zonën sinkron pa kufizime midis zonave LFC dhe blloqeve LFC që i përkasin zonës sinkron.

Të dy ofruesit me rezervuar të kufizuar të energjisë (LER) dhe rezervuar të pakufizuar të energjisë (jo-LER) konsiderohen në përcaktimin e kurbës së kostos së ofruesve të FCR-së (figura 10).

Një kosto specifike (€/mw) është e lidhur më pas me ofruesit për FCR-në e tyre në dispozicion (mw).

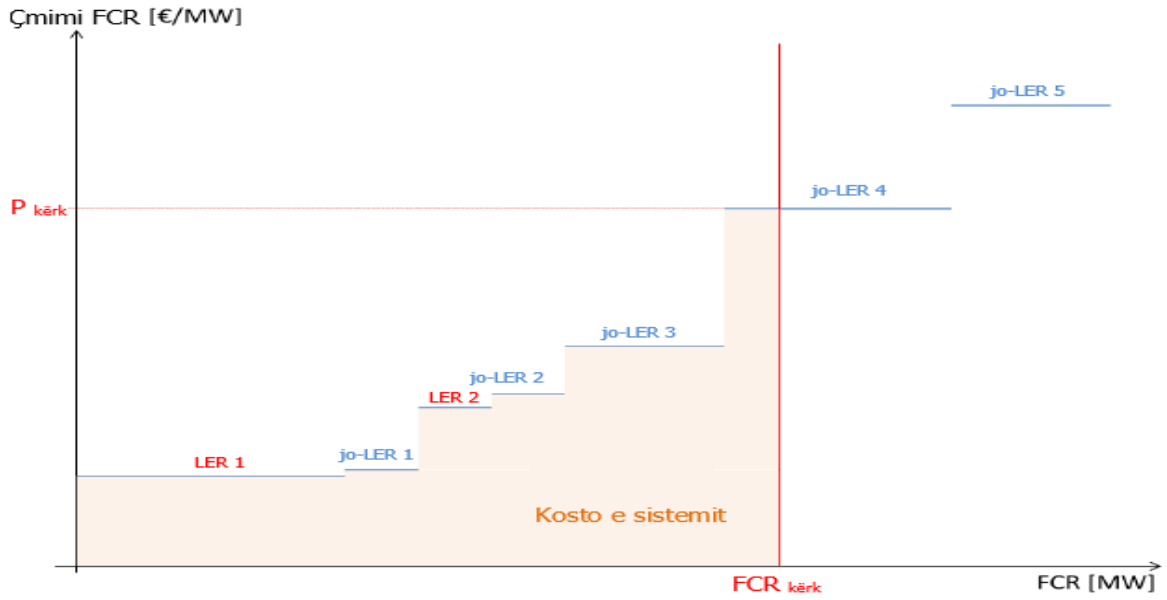


Figura 10. Kurba e kostos ideale të FCR

Kërkesat FCR të zonës sinkrone si rezultat i procesit përsëritës të përshkruar në 5.5 (FCR kërkuar) kapin kurbën e kostove në një kosto të përgjithshme margjinale P kërkuar dhe zona me ngjyrë të figurës 10 paraqet kostot FCR të zonës sinkron.

Një rënie e $T_{\min LER}$ mund të ketë një efekt të dyfishtë në kostot e FCR-së:

- Nëse sistemi ka nevojë për një sasi më të madhe të FCR-së për shkak të pranisë së LER-së me më pak kapacitet të rezervuarit, rritet FCR-ja e kërkuar;
- Një $T_{\min LER}$ më i vogël kërkon kosto më të ulëta të investimit për LER-në, atëherë kurba e kostove ndryshon: kostot e FCR-së të siguruara nga ulja e LER-së.

Këto efekte tregohen në figurën 11.

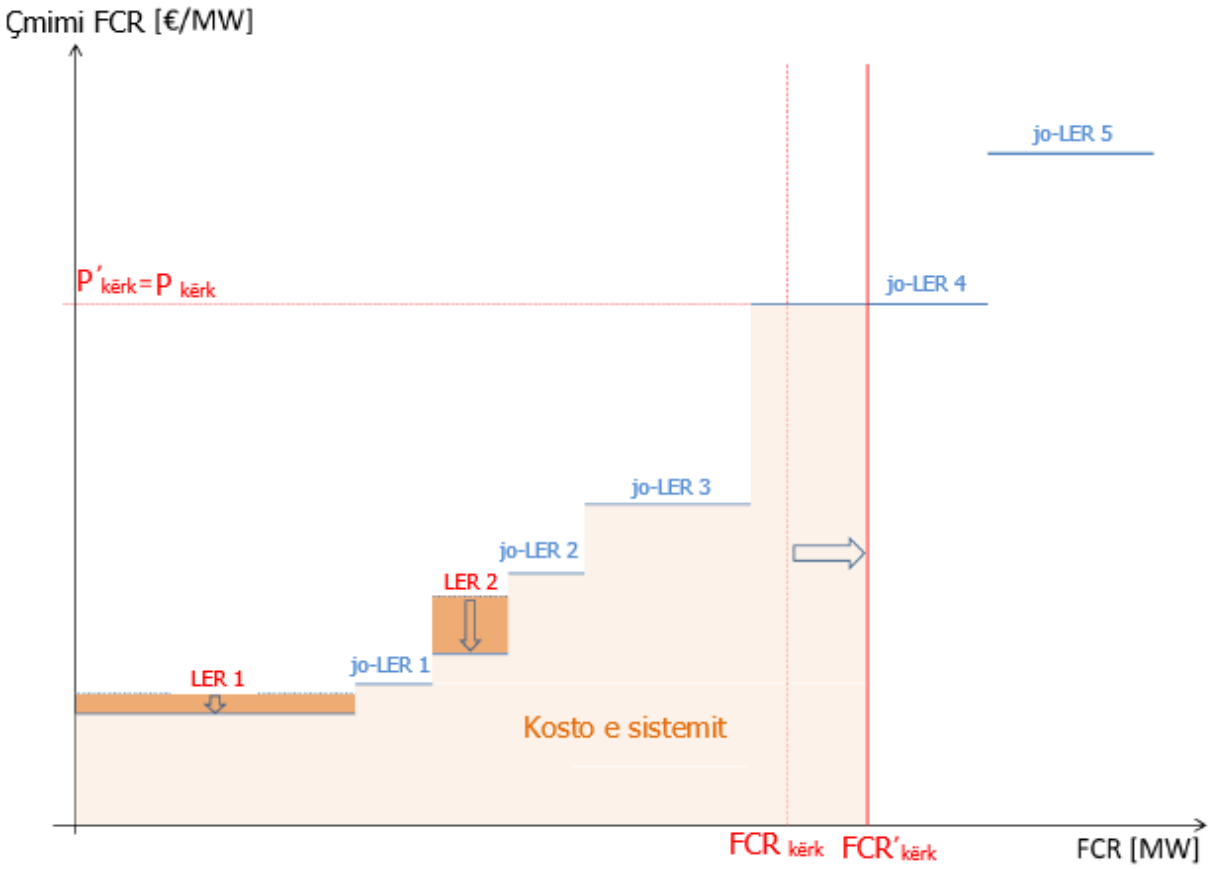


Figura 11. Kurba e kostos ideale të FCR-së me një ulje të $T_{min\,LER}$.

Një nivel më i lartë i $T_{min\,LER}$ përfshin si një reduktim të mundshëm të kostos së FCR-së (për shkak të rritjes më të vogël të volumit të FCR-së të nevojshëm) dhe një rritje për shkak të kostove më të larta të LER (lidhur me kostot më të mëdha të investimit).

Efekti global mbi koston totale lidhet me kombinimin e këtyre dy efekteve të ndara.

Duhet të theksohet se këto efekte bëhen edhe pa një ndryshim aktual në koston margjinale të FCR-së.

Varësia midis $T_{min\,LER}$ dhe kostot e sistemit duhet të hetohen thellësisht për të zbuluar $T_{min\,LER}$ që minimizon koston totale të FCR-së.

Aspektet kryesore që duhet të merren parasysh për të përshkruar këtë varësi janë:

- Marrëdhënia midis $T_{min\,LER}$ dhe FCR të kërkuar. FCR-ja e kërkuar është vlera që del nga një proces përsëritës dhe është i dimensionuar në mënyrë që të shmangen çështjet e stabilitetit në prezencën e LER-së;
- Një treg i rëndësishëm i FCR-së kushton kurba për të dy LER dhe jo-LER në një zonë të tërë sinkron (5.6.1.1);
- Ndryshimi i kostove të LER si $T_{min\,LER}$ ndryshon. Kjo ndryshim mund të lidhet me rritjen e kostos së investimeve për shkak të $T_{min\,LER}$ më të madhe (5.6.1.2).

5.6.1.1 Kurba e kostos FCR

Shpenzimet konvencionale të centraleve jo-LER

Ky lloj qasje është shumë i dobishëm pasi në këtë mënyrë është e mundur të modelohen kostot e ofruesve jo-LER FCR (centraleve hidro dhe termo), në drejtim të:

- Çmimit të energjisë;
- Kostos margjinale të prodhimit.

Të gjithë ofruesit pa kufizime të rezervuarit të energjisë konsiderohet si ofrues konvencional FCR - këto lloje të prodhuesve zakonisht veprojnë në të dy shërbimet ndihmëse (p.sh. FCR) dhe në tregjet e energjisë.

Ekziston një lidhje mes sasisë që ofrojnë këta ofrues në tregjet ndihmëse dhe energjinë që ata mund të ofrojnë në tregun e energjisë.

Shpenzimet e shërbimeve ndihmëse më pas lidhen me çmimin e energjisë të tregtuar në tregun e energjisë.

Marrëdhënia tipike midis kostove të FCR-së dhe kostove marxhinale të prodhimit është paraqitur në

figurën 12.

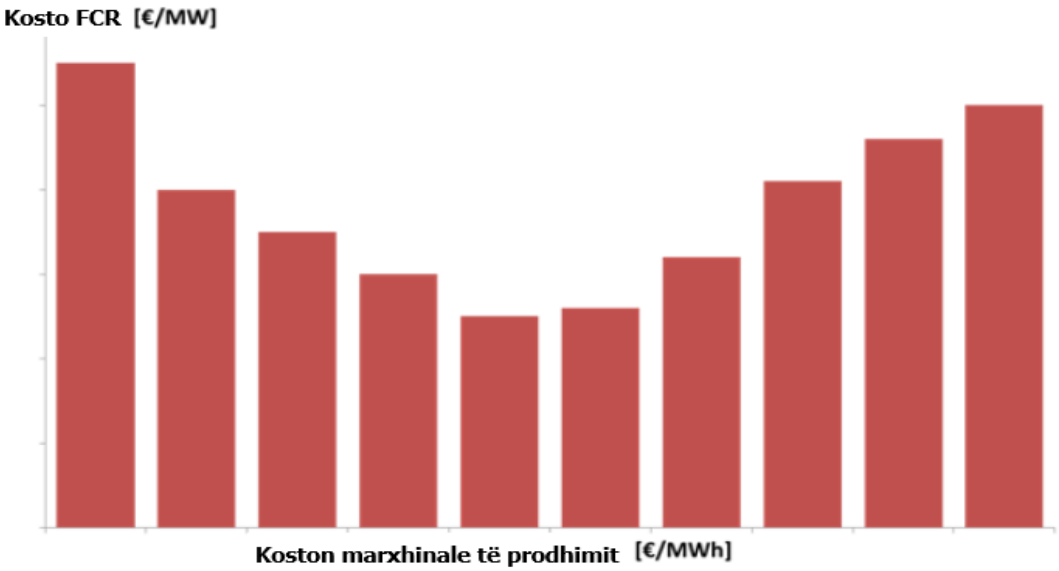


Figura 12. Varësia midis kostos së FCR-së dhe kostos së ndryshueshme për centrale konvencionale

Kostoja FCR ka një vlerë minimale në përputhje me çmimin margjinal të energjisë (siç përcaktohet në tregun e energjisë). Në figurën 12 çmimi i energjisë është pastaj rreth kolonave qendrore.

Struktura e ilustruar e kostos mund të shpjegohet duke pasur parasysh se FCR-ja është një shërbim simetrik: ofruesit duhet të udhëheqin impiantet e tyre në një nivel fuqie prej të cilit është e mundur të zvogëlohet dhe të rritet prodhimi i energjisë prej një sasie të barabartë me kapacitetin e FCR-së. Kjo nënkupton një kufizim në aspektin e fuqisë që mund të shitet në tregun e energjisë me shumicë.

Një fabrikë me kosto të ulët të ndryshueshme duhet të shesë sa më shumë energji nëse çmimi i energjisë (EP) është më i lartë se kosto margjinale (MC). Kjo nënkupton drejtimin e impianteve në prodhimin maksimal të tyre.

Shitja e FCR-së do të zvogëlonte energjinë e shitur në treg; kështu që kostoja e FCR-së mund të llogaritet si diferencë e penguar lidhur me këtë reduktim.

Kostoja për njësi e marzhit është:

$$EP - MC$$

Kjo është gjithashtu kostoja e lidhur me shitjen e shërbimit FCR për impiantet me kosto të ulët të ndryshueshme (kolonat majtas në figurën 12).

Impiantet me kosto të lartë të ndryshueshme (kolonat djathtas në figurën 12) janë në kushte të kundërta kur çmimi i energjisë është më i ulët se kostoja e tyre margjinale.

Neglizhimi i prodhimit minimal teknik, këto impiante janë jashtë tregut dhe duhet të mbahen jashtë (zero prodhimit të energjisë). Shitja e FCR-së do të thotë drejtimin e impianteve së paku në kapacitetin e ofruar FCR (në mënyrë që të garantohet rezerva në rënie). Ai përfshin një humbje ekonomike të barabartë me diferencën midis kostos margjinale të impianteve dhe çmimit të energjisë:

$$MC - EP$$

Kjo vlerë mund të konsiderohet si kosto për njësi të FCR-së për ato lloj të impianteve.

Nëse prodhimi minimal (MO) merret në konsideratë, ofruesi duhet vendosë fabrikën e tij në prodhim më të lartë të energjisë (MO + ofruar FCR) - duke rezultuar në një humbje më të madhe ekonomike dhe në të vërtetë në një kosto FCR për njësi më të lartë se MC-EP.

Meqenëse vendimi për të drejtuar ose jo një fabrikë me kosto relativisht të lartë me kosto të ulët gjatë periudhave të ulëta të çmimit të energjisë bëhet duke marrë parasysh disa faktorë (mundësia për të shitur FCR është vetëm njëri prej tyre), humbja ekonomike lidhur me prodhimin e prodhimit minimal duhet të ngarkohet vetëm pjesërisht me koston e FCR-së.

Bazuar në konsideratat e mëparshme është e mundur të supozohet se më jo-LER ekonomike janë ato me kosto margjinale më afër çmimit të energjisë.

Shpenzimet e centraleve LER

Siç është parashikuar më lart, kostoja e FCR-së për LER do të llogaritet si më poshtë:

- Kostoja FCR për LER të instaluar në të ardhmen do të llogaritet duke marrë parasysh: investimet, OPEX dhe kostot oportune (nëse ka). Këto kontribute do të konsiderohen vetëm nëse ato mbahen në mënyrë që të kualifikohen për ofrimin e FCR-së.

- Kostot e FCR-ve për LER tashmë ekzistuese do të llogariten duke marrë parasysh: OPEX dhe kostot oportune (nëse ka). Këto kontribute do të konsiderohen vetëm nëse ato mbahen në mënyrë që të kualifikohen për ofrimin e FCR-së.

Për ofruesit e rinj dhe ekzistues, shpenzimet do të ndryshojnë sipas kërkesës së përcaktuar kohore.

Një prirje ilustruese e kostos LER FCR është raportuar në figurën 13.

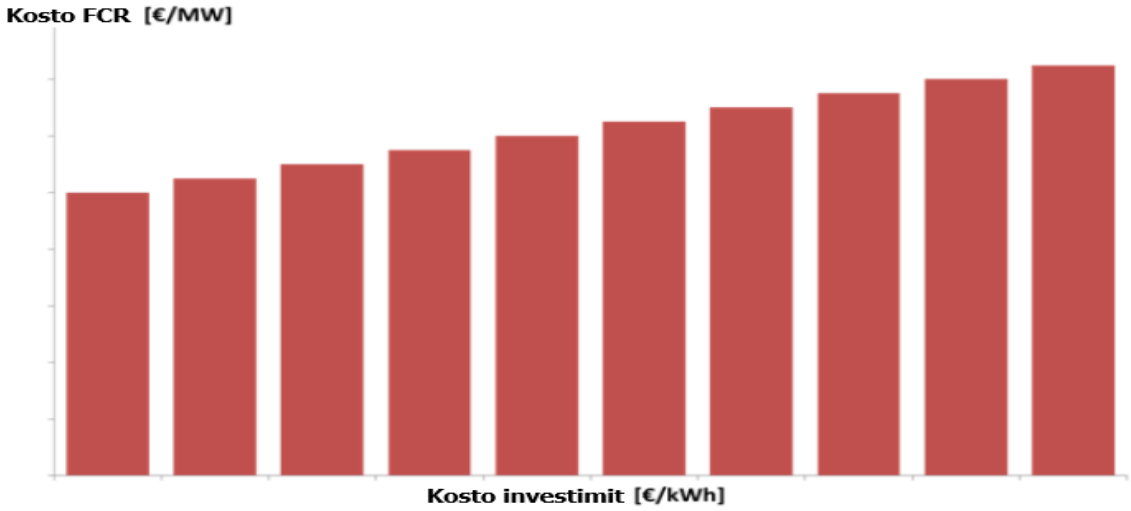


Figura 13. Varësia midis kostos së FCR-së dhe kostos së investimit për impiantet LER

Vlerësimi i kostos do të kryhet në metodologjinë duke marrë parasysh të paktën teknologjitë e mëposhtme LER:

- *Pumped storage;*

- Sistemi i magazinimit të energjisë të baterisë (BESS), duke përfshirë bateritë e automjeteve elektrike të pajisura me teknologjinë V2G;

- Teknologjitë e tjera të kufizuara të energjisë (p.sh., volantët dhe super kapacitorët) do të merren parasysh nëse kapaciteti i tyre i magazinimit të energjisë mund të përmbushë së paku me periudhën minimale (15 minuta).

Gjithashtu, evoluimi i kostove do të hetohet dhe shqyrtohet në skenarë të ndryshëm (siç detajohet në 5.7).

Është e mundur të hetohet edhe LER që mund të ofrojë shërbime të tjera pranë FCR-së, të tilla si reagimi i frekuencave të automjeteve elektrike, sistemet e baterive të shoqëruar me impiantet PV / Wind etj.

Në ato raste impiantet zhvillohen për shërbime që janë të ndryshme nga dhënia e FCR-së. Kostot e investimit duhet të ngarkohen vetëm pjesërisht me shpenzimet e FCR-së.

Nga ana tjetër, për ato impiante që ofrojnë FCR nënkupton shpërndarjen e një pjese të kapacitetit të energjisë dhe energjisë në këtë shërbim specifik, duke rezultuar në një reduktim të kapacitetit të energjisë dhe energjisë në dispozicion për "caktimin kryesor" të tyre. Kjo reduktim rezulton në kostot që duhet të ngarkohet në FCR-të e ofruara.

Sasia e ofruar

Është e mundur që të shoqërohet një sasi e disponueshme FCR për çdo teknologji tjetër konvencionale (bërthamore, qymyri, linjiti, turbina me gaz CC, hidro, bateri, etj.).

Sasia e disponueshme e FCR-së është e lidhur me:

- Mundësinë e çdo teknologjie të ndryshme për të siguruar FCR-në në përputhje me kërkesat teknike (d.m.th. vendosjen dinamike).

- Fuqinë e instaluar për çdo teknologji të ndryshme, të cilat mund të ndryshojnë në skenarët e ardhshëm.

Ndërtimi i kurbës së tregut të FCR-së

Duke marrë parasysh konsideratat e mëparshme, është e mundur të ndërtohet një kurbë kosto/sasi për zonën sinkron duke renditur të gjitha çiftet e kostos/sasisë.

Të dhënat e nevojshme për të ndërtuar kurbën janë:

- Rezultatet e tregut të energjisë (çmimet e tregut të energjisë);
- Një vlerësim i kostove margjinale të prodhimit të teknologjive të ndryshme gjeneruese të instaluara në zonën sinkron;
- Një vlerësim i shpenzimeve për impiantet LER.

5.6.1.2 Varësia e kostos së LER FCR nga periudha kohore minimale (T_{min} LER)

Nëse rritet T_{min} LER, LER duhet të jetë i pajisur me një rezervuar më të madh ose duhet të reduktojë raportin e saj ndërmjet FCR të ofruar dhe rezervuarin e energjisë. Kjo kërkesë ka një efekt në koston e FCR-së të siguruar nga impiantet LER, meqë përfshin një kosto më të madhe investimi ose të ardhura të reduktuara nga tregu FCR (figura 13).

Kjo varësi do të hetohet më tej në mënyrë që të bëhet dallimi midis impianteve ekzistuese (të cilat mund të përshtatin vetëm raportin e tyre të energjisë/energjisë) dhe impiantet e ardhshme (të cilat mund të investojnë në rezervuarë të mëdhenj).

5.7 Përshkrimin e skenarëve

Skenarët përcaktohen për të paraqitur zhvillimet e mundshme afatshkurtra të sistemit energjetik dhe rregulloreve. Skenarët, gjithashtu, përcaktohen për të adresuar pasiguritë dhe për të vlerësuar ndikimin e supozimeve të ndryshme që mund të ndikojnë në rezultatet e analizës së përfitimeve të kostos.

CBA-ja e tanishme do të shqyrtojë skenarë të ndryshëm në lidhje me pjesën e LER-së në kombinimin e ofrimit të FCR-së. Pjesa e LER-së mund të ndikohet nga efektiviteti i kostos së LER-së, por edhe nga faktorë të tjerë, siç është prania e një prokurimi të bazuar në treg të FCR-së, ose ndikime të tjera teknike dhe rregullative për vendosjen e LER-së. Për këtë arsye, qasja e propozuar është të analizojë aksionet e ndryshme të LER-së në kombinimin e dispozitave FCR (varg 10–100% me diskretizim 10%).

Për çdo periudhë kohore, të gjitha pjesët e mundshme LER duhet të analizohen, duke rezultuar në grupin e kombinimeve të përmbledhura në tabelën 1:

Pjesët e LER-it në totalin e ofruesve të FCR-së

		10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
T_{min} LER	15 min										
	20 min										
	25 min										
	30 min										

Tabela 1. Kombinimet e ndryshme të pjesëve të LER dhe T_{min} LER për t'u vlerësuar në CBA

Fluksi i punës i përshkruar në paragrafin 5.1 lejon për të llogaritur për çdo kombinim të dyja dimensionet FCR [mw] dhe kostot e saj [€].

5.8 Vlerësimi i stabilitetit të sistemit energjetik gjatë realitetit më të rëndësishëm frekuencave në prani të LER-së

Sipas nenit 156 (11d) të SO GL, do të konsiderohet gjithashtu ndikimi i LER-së në rreziqet e stabilitetit të sistemit për secilën zonë sinkron.

Qasja probabilitare e lartpërmendur ka për qëllim të vlerësojë efektet e zbrazjes së LER në një grup të gjerë të kushteve të mundshme të sistemit siç llogaritet me metodën Montekarlo.

Modeli i përdorur për qasjen probabilistike është thjeshtësimi i sistemit të vërtetë të energjisë - ajo neglizhon dukuri të rëndësishme (të tilla si mbingarkesa e linjave, probleme të tensionit etj.), në mënyrë të tillë qe të mund të merrte parasysh vetëm një simulim dinamik i zonës sinkron.

Në të vërtetë, ka sigurisht sekuenca të rëndësishme të mundshme të ngjarjeve që nuk mund të testohen me simulimin e propozuar Montekarlo, sepse periudha historike e vëzhgimit nuk garanton një

përfaqësueshmëri adekuate probabilitare të këtyre ngjarjeve të rralla.

Për të provuar efektet LER së paku në disa prej këtyre ngjarjeve të mundshme, është e nevojshme të simuloni çrregullimet më të rëndësishme të rrjetit aktual që secila zonë sinkron që përjetoi gjatë 15 viteve të fundit.

Për Evropën Kontinentale, për shembull, do të testohet çrregullimi i sistemit më 4 nëntor 2006 dhe 28 shtator 2003, ndërprerja në Itali (për efektet në pjesën tjetër të sistemit).

Gjatë këtyre ngjarjeve, FCP-ja kishte një rol vendimtar në shmangien e një përkeqësimi të mëtejshëm të kushteve të sistemit dhe në ndihmën për të rivendosur stabilitetin.

Meqenëse këto kushte ekstreme të punës janë të mundshme, është thelbësore të vlerësohet se si do të reagonte sistemi me LER.

Ky vlerësim do të bëhet duke testuar sistemin me LER në kushtet e njëjta të frekuencës që kanë ndodhur në të kaluarën. Me fjalë të tjera, çrregullimet reale të rrjetit do të simulohen duke pasur parasysh praninë e LER-së dhe duke vlerësuar se si do të kishte ndikuar varfëria potenciale e energjisë në frekuencën.

Të dhënat reale të frekuencës të regjistruara gjatë ngjarjeve duhet të përdoren si një input i modelit të simulimit të përshkruar në 5.4.2; ajo do të verifikohet nëse LER do të ishte zbrazur gjatë trazirave dhe nëse kjo zbrazje do të ishte shkaku i përkeqësimit të mëtejshëm kritik në kushtet e sistemit energjetik.

Pjesët e LER-it në totalin e ofruesve të FCR-së

		10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
T_{min} LER	15 min	Y/N	Y/N	Y/N	Y/N	Y/N	Y/N	Y/N	Y/N	Y/N	Y/N
	20 min	Y/N	Y/N	Y/N	Y/N	Y/N	Y/N	Y/N	Y/N	Y/N	Y/N
	25 min	Y/N	Y/N	Y/N	Y/N	Y/N	Y/N	Y/N	Y/N	Y/N	Y/N
	30 min	Y/N	Y/N	Y/N	Y/N	Y/N	Y/N	Y/N	Y/N	Y/N	Y/N

Tabela 2. Vlerësimi i stabilitetit të sistemit elektroenergjetik gjatë ngjarjeve më të rëndësishme të frekuencës reale për kombinime të ndryshme të pjesës LER dhe T_{min} LER - Kushti kalim/dështim (Y/N)

Çdo kombinim i pjesës LER - T_{min} LER të raportuar në tabelën 1 do të testohet në këto ngjarje. Për secilin skenar, rezultati i testit duhet të jetë një gjendje kalim/dështim (Y/N).

Kombinimi i pjesës LER - T_{min} LER kalon testin nëse nuk rrezikon stabilitetin e sistemit në simulimet më të rëndësishme të ngjarjeve reale. Nëse kombinimi i aksionit LER - T_{min} LER përkeqëson sigurinë operacionale potencialisht që çon në një gjendje ndërprerjeje gjatë këtyre ngjarjeve, pjesa LER-T_{min} LER kombinim të mos konsiderohet i pranueshëm (kushti i dështimit).

Vetëm kombinimi LER - T_{min} LER i cili ka kaluar vlerësimin e ngjarjeve relevante të frekuencave reale, merret parasysh për identifikimin e kombinimit më të mirë, duke miratuar si kriter për përzgjedhjen e kostos më të ulët të FCR-së.

5.9 Përcaktimi i periudhës kohore

Sipas nenit 156 (11), me 12 muaj pas miratimit të supozimeve dhe metodologjisë së paraqitur këtu nga të gjitha autoritetet rregullatore të rajonit përkatës, OST-të e Evropës Kontinentale dhe zonave sinkronike nordike duhet të dorëzojnë rezultatet e analizës së tyre kosto-përfitim në autoritetet rregullatore në fjalë, duke sugjeruar një periudhë kohe e cila nuk duhet të jetë më e madhe se 30 ose më e vogël se 15 minuta.

Sugjerimi duhet të bëhet në përputhje me rezultatet e metodologjisë në kuptimin e ndarjes së LER dhe dimensionimit/shpenzimeve të FCR-së (tabela 1). Përveç kësaj, periudha e propozuar kohore do të marrë në konsideratë edhe rezultatet në lidhje me stabilitetin e sistemit (tabela 2): periudha kohore e sugjeruar nuk do të rrezikojë stabilitetin e sistemit gjatë ngjarjeve më të rëndësishme të frekuencës reale.

Nëse supozimet e adoptuara në analizën e përfitimit të kostos do të ndryshojnë ndjeshëm pas hyrjes në fuqi të periudhës kohore, të gjitha OST-të e Evropës Kontinentale dhe zonave sinkronike nordike do të dorëzojnë rezultatet e një analize kosto-përfitim të përditësuar tek autoritetet përkatëse rregullatore, duke sugjeruar një përditësim periudhë kohore e cila nuk duhet të jetë më e madhe se 30 ose më e vogël se 15 minuta.

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
Neni 2. Përkufizimet dhe interpretimi
Neni 3. Rezultatet dhe proceset e metodologjisë së CBA-së
Neni 4. Modeli propabilistik i simulimit
Neni 5. Vlerësimi i kostos së FCR-së
Neni 6. Skenarët e simulimit
Neni 7. Simulimi i ngjarjeve më të rëndësishme të frekuencës reale në prezencën e LER-së
Neni 9. Përcaktimi dhe përditësimi i periudhës kohore
Neni 10. Hipotezat e analizës së kosto-përfitimit
Neni 11. Shtojca
Neni 12. Publikimi dhe zbatimi i metodolo-gjisë së CBA-së për propozimin e FCR-së
Neni 13. Gjuha

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 periudha 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 disponueshëm 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-së".

2. Metodologjia e CBA-së për propozimin e FCR-së 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 operacionale, 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 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 e tij ofruese të FCR-së 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 së 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 së 30 min ose më e vogël së 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 së 30 min ose më e vogël së 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-ja 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-së 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-së 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-së 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-së 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-së 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-së. Përcaktimi i një periudhe kohore minimale të aktivizimit që duhet të sigurohet nga ofruesit e FCR-së gjatë gjendjes së alarmit, kontribuon në përcaktimin e kërkesave dhe parimeve të përbashkëta të sigurisë operacionale, 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 operacionale 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 të energjisë elektrike në Union, siç është përcaktuar në nenin 4(1)(h) të Rregullores së udhëzuesit për operimin e sistemit. Metodologjia e CBA-së për propozimin e FCR-së 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-së 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-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.

PARAQESIN METODOLOGJINË E MËPOSHTME TË CBA-së PËR PROPOZIMIN E FCR-së TË GJITHA AUTORITETEVE RREGULLATORE TË ZONËS SË EVROPËS 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-së 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, termat e përdorur në këtë dokument kanë kuptimin e përkufizimeve të përfshira në nenin 3 të 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-së, përveç nëse konteksti e kërkon ndryshe, termat 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-së 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 e sistemit" (*system droop*) nënkupton "raportin midis devijimit të frekuencës dhe përgjigjes së fuqisë së gjendjes së qëndrueshme, të siguruar nga FCP-ja";

e) "Kurba e kostos së FCR-së" nënkupton "grupin e të gjithë sasive të ofruara të FCR-së 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-së duhet të sigurojë që njësitë ose grupet e tij siguruese 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 rimiratim të tij dhe më pas hyn në fuqi.

Neni 3. Rezultatet dhe proceset e metodologjisë së CBA-së

Për çdo kombinim të LER-së 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 kostos 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 propabilistik 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 gjitha elementeve 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 elementeve të rrjetit që do të shqyrtohen janë së paku: avaritë në centralet gjeneruese, difektet në zbarat kritike dhe çkyçjet 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-në 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 propabilistik i simulimit përdor një proces simulimi të Montekarlos 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. Procesi i simulimit të Montekarlos 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 ka për qëllim të gjenerojë një numër të madh të kombinimeve të rastësishme të të gjitha burimeve të mundshme të luhatjeve të frekuencës. Meqenëse procesi i simulimit i Montekarlos 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 Montekarlos 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 Montekarlos dhe simulon FCP-në dhe FRP-në.

7. Modeli Dinamik i Simulimit do të jetë në gjendje të simulojë shterimin e LER-së dhe efektet e tij në devijimin e frekuencës, duke marrë parasysh LER Share dhe Periudhën Kohore.

Neni 5. Vlerësimi i kostos së FCR-së

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 kostos së FCR-së.

2. Të gjitha OST-të e zonës sinkrone do të përcaktojnë kurbën e kostos 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-së.

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-së.

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 analizës 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 së 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-së, OST-të duhet të konsiderojnë një përafrim prej 5 minutash, kështu që duhet të vlerësohen rezultatet duke konsideruar periudhën kohore prej 15,20,25 dhe 30 minutash.

b) LER Share. Pjesa që ndahet e LER-ve mund të ndikohet nga efikasiteti i kostos së LER-së, 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 afatshkurtër.

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 frekuencës reale në prezencën e LER-së

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 së 30 minuta ose më e vogël së 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 së 30 minuta ose më e vogël së 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 Montekarlos 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-së, pjerrësinë e sistemit(*system droop*) dhe vetërregullimin e ngarkesës.

6. Nëse tejkalimi i vazhdueshëm i diapazonit të frekuencës standarde çon në nxitjen e një gjendje alarmi, energjia e aktivizuar dhe energjia e mbetur në rezervuar llogaritet nga tejkalimi i parë i kufijve standarde 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-së, 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-së tek autoritetet përkatëse rregullatore dhe duke sugjeruar një periudhë kohore për ofruesit e FCR-së me rezervuarë të kufizuar të energjisë gjatë së cilës ata duhet të jenë në gjendje të aktivizojnë plotësisht FCR-ja në vazhdimësi në gjendje alarmi, ku kjo periudhë kohore nuk duhet të jetë më e madhe së 30 min ose më e vogël së 15 minuta.

Neni 13. Gjuha

Gjuha referente për këtë metodologji të CBA-së mbi propozimin e FCR-së 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.

Explanatory document of the proposal for assumptions and methodology for a Cost Benefit Analysis (CBA) compliant with the requirements contained in Article 156(11) of Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation (System Operation Guideline Regulation – SOGR)

28 February 2018

Contents

1 List of acronyms .....
2 Introduction .....
2.1 Context and Scope of the Report .....
2.2 Organisation of the Report .....
3 Description of FCR .....
4 Main assumption of the methodology .....
4.1 Simulation timeframe .....
5 Methodology .....
5.1 FCP assessment in presence of LER: Workflow .....
5.2 Deterministic frequency deviation calculation from frequency historical data .....
5.3 Long lasting frequency deviations .....
5.4 Model for probabilistic frequency simulation .....
5.4.1 Monte Carlo approach .....
5.4.2 Simulation model block diagram .....
5.4.3 Simulation of energy depletion of LER .....
5.5 FCR iterative dimensioning .....
5.6 Assumption and description of cost estimation .....
5.6.1 Costs associated to an increase in FCR .....
5.7 Scenarios description .....
5.8 Assessment of power system stability during the most relevant real frequency events presence of LER .....
5.9 Determination of Time Period .....

1 List of acronyms

ACE	Area Control Error
CE	Continental Europe
LER	FCR providing units or groups with limited energy reservoir
FCR	Frequency Containment Reserve
FCP	Frequency Containment Process
FRR	Frequency Restoration Reserve
FRP	Frequency Restoration Process
FSM	Frequency Sensitive Mode
Non-LER	FCR providing units or groups without limited energy reservoir
NP RES	Non Programmable Renewable Energy Sources
RES	Renewable Energy Sources
SO GL	System Operation Guideline
$T_{min\ LER}$	As of triggering the alert state and during the alert state, time for which each FCR provider shall ensure that its FCR providing units with limited energy reservoirs are able to fully activate FCR continuously.

2 Introduction

2.1 Context and Scope of the Report

The System Operation Guideline (SO GL) drafted by European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) with guidance from the Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) was approved in comitology in May 2016 and adopted by European Commission in August 2017.

Article 156(11) of the SO GL requires the definition of a methodology for a Cost-Benefit-Analysis (CBA) for assessing the time period required for FCR providing units or groups with limited energy reservoirs (LER) to remain available during alert state in Continental Europe (CE) and Nordic synchronous areas.

Within 12 months after the approval of assumptions and methodology by all regulatory authorities of the interested region, the TSOs of the Central Europe and Nordic synchronous areas shall present the results of their cost-benefit analysis, suggesting a time period between 15 and 30 minutes to be available during Alert State.

The main objective of the CBA methodology described in this document is the selection of the solution which minimises FCR costs without jeopardising operational security. The aforementioned time period that will be identified after the application of this methodology will be used as a requirement for BSPs using resources with limited energy reservoirs for FCR provision. These BSPs will have to make sure that, at any point during normal state, the LER resources have always an energy content that will allow them to remain available for the minimum time defined by the study during alert state, by using an energy charging strategy.

According to the Article 18 (2c) of SO GL the transmission system shall be considered in alert state when:

- absolute value of the steady state system frequency deviation is not larger than the maximum steady state frequency deviation; and
- The absolute value of the steady state system frequency deviation has continuously exceeded 50 % of the maximum steady state frequency deviation for a time period longer than the alert state trigger time or the standard frequency range for a time period longer than time to restore frequency.

The minimum time period defined implementing the present CBA methodology is a requirement which shall be fulfilled in alert state while the FCR provider shall ensure that the FCR from its FCR providing units or groups with limited energy reservoirs are continuously available during normal state (Article 156 (9) of SO GL regulation).

The results of this study will be used by the TSOs to define the prequalification rules for LERs. In fact, after this study, each TSO should calculate the total minimum energy capacity that a LER should have in order to be prequalified for FCR provision.
The requirements for the operation of the above mentioned LER resources when frequency is within the standard frequency range are out of scope for this methodology.
This document provides the definition of the methodology meeting the requirements contained in Article 156 (11) of the System Operation Guideline Regulation, which shall constitute the basis for the subsequent implementation of the CBA.

2.2 Organisation of the Report

Section 3 provides an overview of FCR and EU regulation requirements for its provision. Section 4 outlines the key assumptions considered for the development of the methodology with respect to the timescale involved in the simulation model.

Section 5 illustrates the methodology, providing:

- The generic workflow of the procedure (input-output schemes);
- Methodology for the calculation of the power imbalance to be balanced by Frequency Containment Process (FCP) starting from historical frequency data and probability of grid elements outages;
- The probabilistic approach for assessing the operational security and system stability related to different scenarios with a defined minimum time period;
- Key hypotheses and descriptions of cost estimation;
- Description of the scenarios adopted to represent potential future developments of the power system and generation technologies.
- Outline of criteria for assessment of the time period required for LER to remain available during alert state including analyses of the stability risk during the most relevant real frequency events;

3 Description of FCR

Frequency Containment Reserve (FCR) in the European Union Internal Electricity Balancing Market refers to operating reserves necessary for continuous containment of frequency deviations from nominal value in order to constantly maintain the power balance in the entire synchronous interconnected system.

A definition of FCR is provided in Article 3(6) of the SO GL where the FCR represents "the active power reserves available to contain system frequency after the occurrence of an imbalance".

Activation of this reserve results in a restored power balance at a frequency deviating from nominal value.

The FCR in a synchronous area is of utmost importance for the operational reliability of the area since it allows the stabilization of the system frequency in the time-frame of seconds at an acceptable stationary value in case of a disturbance or an incident. FCR depends on the reserve made available to the system by FCR providing units (e.g. generating units, controllable load resources and HVDC links). FCR provided by generating units is a fast-action, automatic and decentralized function that adjusts the generating units' power output as a consequence of the system frequency deviation. FCR is activated locally and automatically at the site of the FCR providing unit, independently from the activation of other types of reserves.

Further details on such topic can rather be found in the European Union SO GL. Especially, the guidelines require at article 156, at least for the CE & Nordic synchronous areas, that:

- An FCR providing unit shall guarantee the continuous availability of its FCR during the period of time in which it is obliged to provide FCR (with the exception of a forced outage);
- An FCR providing unit with an energy reservoir that does not limit its capability to provide FCR shall activate its FCR for as long as the frequency deviation persists;
- A FCR providing unit with an energy reservoir that limits its capability to provide FCR shall activate its FCR for as long as the frequency deviation persists, unless its energy reservoir is exhausted in either the positive or negative direction with the following clarifications:
    - during normal state, the FCR from FCR providing units with limited energy reservoirs shall be continuously available.
    - as of triggering the alert state and during the alert state, the FCR from FCR providing units with limited energy reservoirs shall be fully activated continuously for a time period to be defined according to a CBA. Where no period has been determined, each FCR provider shall ensure that its FCR providing units 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.

4 Main assumption of the methodology

4.1 Simulation timeframe

The present CBA methodology shall be based on a realistic simulation model useful to understand the actual effects of LER on the frequency regulation in different scenarios.

A main issue that should be evaluated in order to define a proper simulation model for the FCR provision analysis is related to the timescale of phenomena involved.

The dynamic phenomena and regulations relevant in the frequency behaviour are the following:

- System inertia. The system inertia (both rotating and synthetic) limits the frequency gradient following a system disturbance. It has effect on a very short time scale (0÷15s) and it is crucial in limiting the frequency maximum/minimum values during a transient before the FCR comes in.
- FCR dynamic response. Each FCR providing unit delivers its FCR capacity with a specific dynamic trend related to its technical issues. The maximum delivering time is defined in SO GL Article154.
- FRR dynamic response. It is referred to the time scale in which both automatic and manual FRR are deployed (1÷15 min).

For the objective of the present CBA methodology proposal, both system inertia and FCR dynamic response phenomena will be neglected. The methodology has in fact the aim to investigate the effects of the limited energy reservoir of part of the FCR providers on the frequency regulation framework.

For the purpose of this methodology, the presence of LER has an effect on the system once the energy reservoir is depleted. According to the SO GL Article156(10) this depletion must occur not before 15 minutes after the triggering of an alert state or, in case of frequency deviations that are smaller than a frequency deviation requiring full FCR activation, for an equivalent length of time.

This means that the effects of LER depletion take place on a timescale much larger than the timescales in which inertia and FCR dynamic response show their effects.

If a contingency occurs on the system, the frequency drop with a gradient related to the synchronous system inertia until the FCR is completely deployed. The minimum frequency reached during the transient depends only on both system inertia and FCR delivery dynamics. The presence of LER does not affect the system frequency in this context, since LER deliver their reserve regardless of their reservoir.

According to these considerations, the problem related with the limited system inertia, due to the increasing penetration of inverter-based generation technologies, is independent from the presence of LER and from the dimensioning of their energy reservoir.

Moreover, the present CBA methodology has the aim to investigate the effect of LER regardless of their specific technology. LER could be inverter-based (e.g. electrochemical cells) or rotating (e.g. small hydro power plants); they could have indeed different effects on frequency transient due to their different inertia and FCR deployment dynamic.

The frequency quality analysis on short term (as affected by inertia and FCR deployment dynamic) goes therefore beyond the aims of this CBA methodology, because it does not affect the selection of the time period.

The simulation model implemented shall then take into account the FCR deployment without its dynamic response (considering the system always in a steady-state regarding the FCR) and the FRR deployment with its dynamic response.

5 Methodology

The main objective of the CBA methodology proposal described in this paragraph is to identify the combination of minimum time period ($T_{min\ LER}$) of full activation during alert state, LER share and total amount of FCR to be procured in the synchronous area which entails the lowest FCR cost in a short term time horizon without jeopardising the system security. The FCR increase has only the aim to assess system stability risks and total cost of FCR in case of increasing total volume of FCR as requested by Article 156 (11 d) of the SO GL. It must be highlighted the FCR dimensioning is defined in Article 153 of SO GL, therefore it cannot be the subject of this CBA methodology.

In order to reach that goal the methodology is organised in the following tasks:

- Frequency Containment Process (FCP) assessment in presence of LER based on simulations and considering a probabilistic approach for the main causes of frequency deviations. The activity aims to quantify the total FCR costs and FCR dimensioning considering different scenarios.
- Assessment of power system stability simulating the presence of LER during the most relevant real frequency events. There are complex sequences of events which can lead to significant power imbalances that cannot be investigated by means of probabilistic simulations. The proposed approach to overcome this modelling complexity is to simulate different scenarios of LER participation on FCR during the most relevant actually occurred events starting from recorded frequency data. The activity aims to verify that the combinations of time period, LER share and FCR dimensioning do not jeopardise system stability, potentially leading to a blackout state, even during most relevant real frequency disturbances.

The methodology will be based only on stability risk evaluation. It implies that the potential deterioration of frequency quality – related to different time periods - will be neglected.

The following paragraph will describe in detail the assumptions and methodology of in the CBA as well as the criteria for assessment to be adopted.

5.1 FCP assessment in presence of LER: Workflow

In this paragraph the workflow for assessing the FCP in presence of LER is presented.

The workflow takes as an input a set of variables identifying the scenario that shall be investigated. Besides the minimum time period $T_{min\ LER}$, several other variables are needed for FCP assessment – all this variables characterise a scenario. A description of the scenarios to be considered in the CBA and their main assumptions is reported in paragraph 5.7.

The output of the workflow is a cost associated to the scenario. The different scenarios can be then analysed by comparing these output costs. For a generic simulation scenario the process workflow is illustrated in Figure 1.

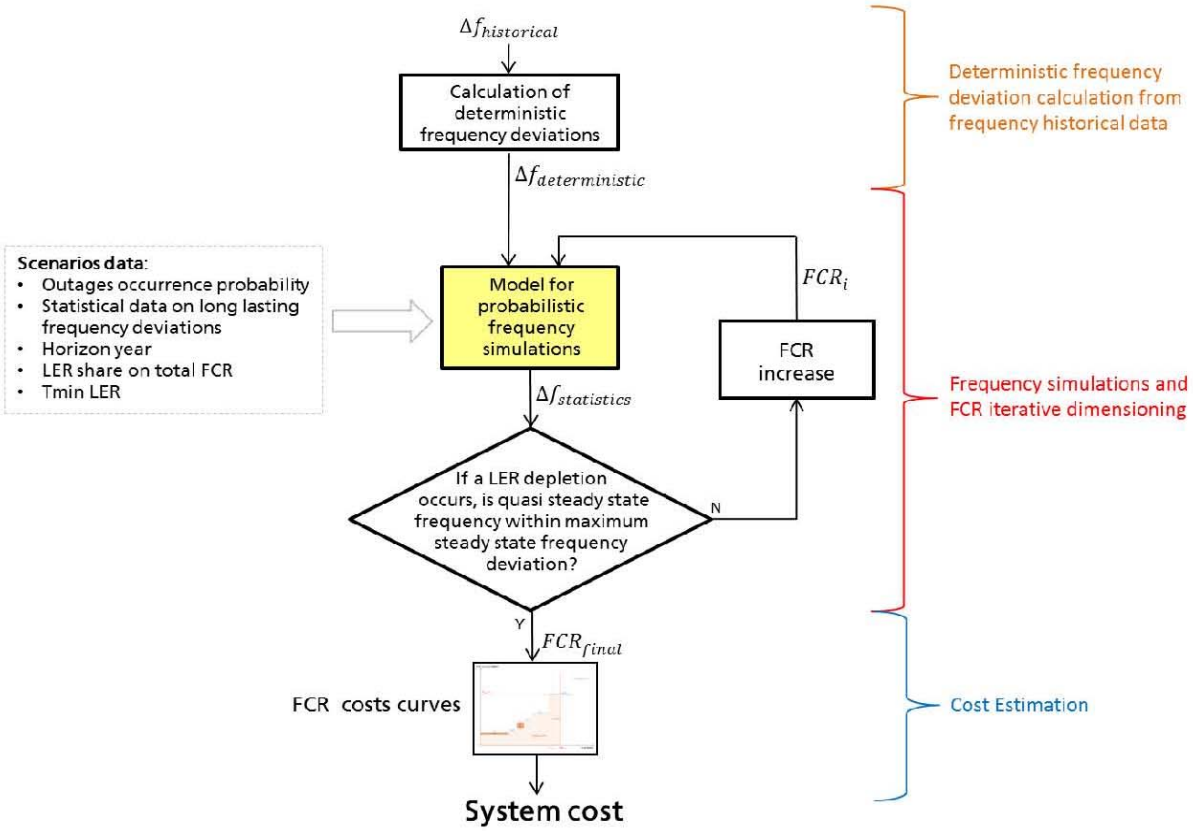


Figure 1 Process workflow

The process is summarized in the following steps:

1. The historical frequency trend ($\Delta f_{historical}$) is analyzed in order to define the deterministic frequency deviation as described in paragraph 5.2.
2. The probabilistic simulation model (paragraph 5.4) is used in order to calculate the statistics of simulated frequency (Δf_{sim}).
3. The simulated frequency statistics are analyzed in order to calculate the potential effects of LER depletion on system stability.
4. If the probabilistic analysis highlights LER depletions that entail the frequency deviation to reach the maximum steady state threshold, the FCR dimensioning is increased (by a defined power step) and another simulation is run.
5. The previous steps 2, 3 and 4 are repeated in an iterative process until the requirements defined in the step 4 are fulfilled.

   The final output of this iterative loop is the final FCR dimensioning value (FCR_{final}). This is the minimum increased FCR value that allows to avoid that LER depletion bring the frequency to reach the maximum steady state threshold.
6. The FCR_{final} is used to estimate the total system cost by using the reserve cost curves (as defined in paragraph 5.6.1.1).
7. The final output of the process is the total system cost.

As highlighted in Figure 1 the procedure can be split in four different sections:

- deterministic frequency deviation calculation from frequency historical data
- model for probabilistic frequency simulation
- FCR iterative dimensioning

- cost estimation

A detailed description of each section is provided in the next paragraphs.

5.2 Deterministic frequency deviation calculation from frequency historical data

The power imbalance on a synchronous area causes the frequency deviations that FCP and FRP must contain and restore.

The power imbalance can be described as the instantaneous difference between load and generation. Many factors can have an impact on power imbalance, for example:

- market induced effects due to the power difference between continuous ramping of load and discontinuous/stepwise ramping of generation according to the scheduling resulted from the market;
- outages of relevant grid elements (generators, loads, HVDC links, etc.);
- errors in load forecasts;
- forecast error of Non Programmable Renewable Energy Sources (NP RES) (e.g. Wind and solar);

Some of these phenomena are deterministic (e.g. market induced effects) - they can be predicted with good approximation.

Some phenomena can be evaluated only from a statistical point of view – e.g. it is theoretical possible to evaluate to probability distribution of forecast errors looking at the typical errors made in the past.

There are finally other phenomena that are only statistically foreseeable (e.g. outages).

A complete simulation of FCP and FRP should take into account all these effects, however, it can be difficult to get reliable information on all of them and it is even more challenging to estimate their evolution in the future.

The main source of information is of course the historical frequency records of each synchronous area. These data however are the results of the combination of all the different effects with the system reaction due to FCP and FRP.

Determining different power imbalance components from frequency data can be indeed a very complex process.

The power imbalance to be managed by FCP and FRP in the assessment will be calculated considering only the most relevant effects on the frequency, which are outages and the market induced effects. Other factors affecting power imbalance regarding forecast errors of loads and NP-RES are considered implicitly in long lasting frequency deviation (Paragraph 5.3) which are based on the statistical analysis on frequency historical data.

The outages will be modelled with a probabilistic Monte Carlo approach (Paragraph 5.4) – the market induced imbalances will be calculated starting from historical frequency data.

The market induced imbalances are generation-load imbalances caused by the change in generation set points according to the results of the market scheduling. These are one of the most important imbalance phenomena since they can cause an overcome of standard frequency range for several times every day.

The main characteristic of these deviations is that they occur in specific periods during the day, with specific trend patterns. They typically occur during the change of the hour.

Thanks to this predictability, the phenomena are called deterministic frequency deviations[1].

The deterministic frequency deviations will be analysed starting from the historical frequency data recorded by TSOs in the last 15 years, 2017 included.

A historical deterministic frequency deviation trend shall be calculated starting from frequency data of each synchronous area. As depicted in Figure 2, the deterministic frequency deviation considered in the FCP assessment will be obtained analysing historical frequency deviation and considering the settlement rules of the market.

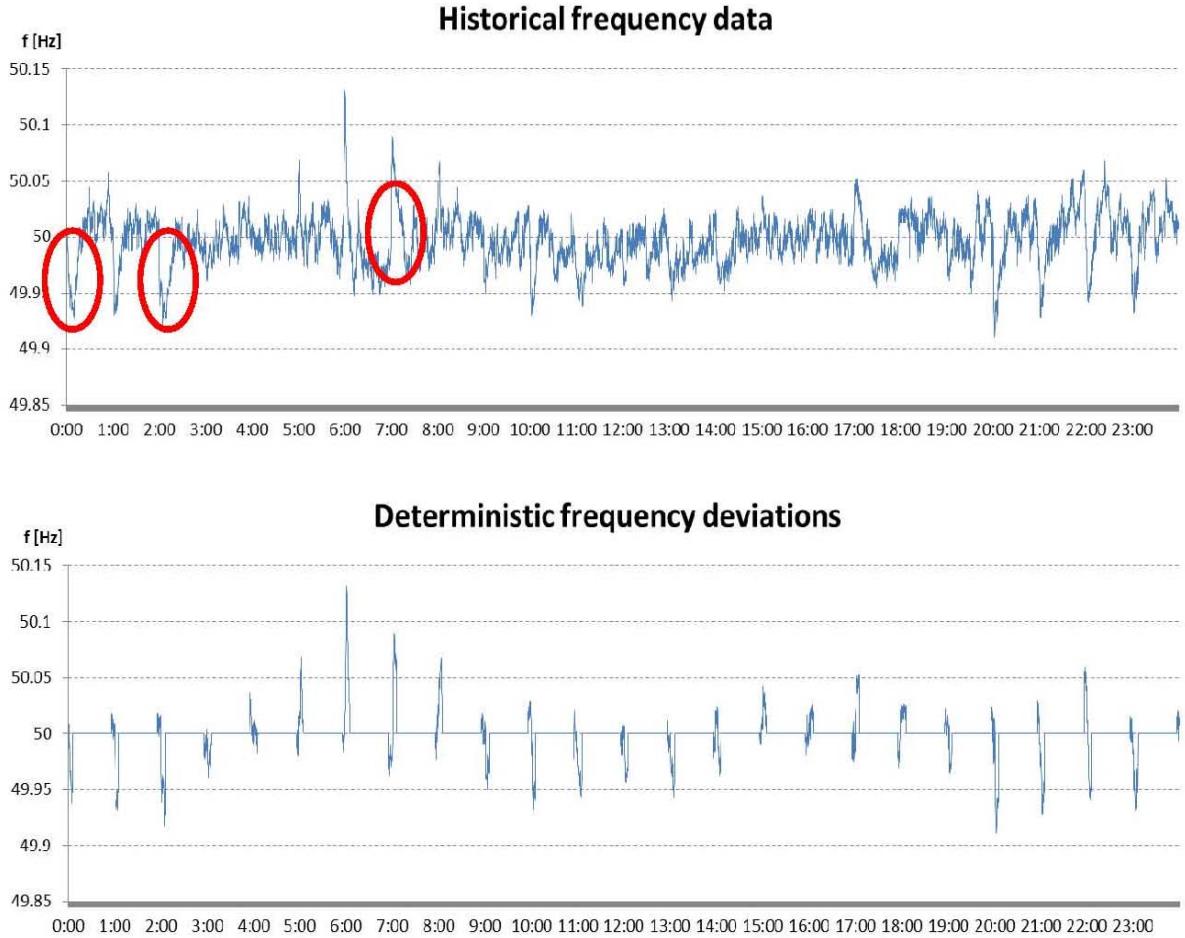


Figure 2: Example of a day trend of historical frequency data and deterministic frequency deviation

The deterministic frequency deviation trend is further analysed in order identify the potential overlap with other phenomena. In particular overlaps with specific recorded outages in the synchronous area shall be identified and eliminated.

Since the outages are taken into account separately via the Monte Carlo approach, the identified actually occurred events shall be neglected.

The deterministic frequency deviation ($\Delta f_{deterministic}$) represents one of the input of the probabilistic simulation model.

[1] ENTSO-E, "Supporting Document for the Network Code on Load-Frequency Control and Reserves", 2013.

5.3 Long lasting frequency deviations

During the operation of each synchronous area, some events in which the frequency deviation cannot be restored to 50 Hz by FRP can occur (even without the triggering of an alert state).
During these events (long lasting frequency deviations) the frequency remains around the standard frequency range over a prolonged period without triggering the alert state.
Long lasting frequency deviations are typically related to the exhaustion of FRR in a single LFC area. It may happen that, due to contingencies on a single LFC area, the total amount of available FRR of that area is activated – this activation can be however not enough to restore the frequency deviation to zero because the dimensioned FRR is less than the power imbalance caused by the contingencies. In this situation part of the power imbalance is constantly balanced by FCR in the whole synchronous area potentially causing a long lasting frequency deviation. The FRR of other LFC areas not affected by the contingencies are unable to restore the frequency deviation to zero because it is not only activated based on frequency.

Considering the exhaustion of FRR by the means of long lasting frequency deviation, allows to avoid taking into account the saturation of FRR in the simulation model block diagram.

This kind of events shall be taken into account since they may overlap with other sources of frequency deviation such as the outages simulated in the Monte Carlo process.

Since the long lasting frequency deviations are unpredictable events, the best way to consider them is via a probabilistic approach.

By analyzing the frequency historical trends recorded by TSOs in the last 15 years, 2017 included, is possible to characterize the phenomena from a statistical point of view.

The analysis will consider as long lasting frequency deviation all the events with an average steady state frequency deviation larger than the standard frequency deviation over a period longer than the time to restore frequency.

Taking into account several years of frequency trends for each synchronous area, the analysis shall determine:

- number of occurrences of these events;
- the typical duration;
- a representative frequency deviation trend.
- typical time of occurrence, if highlighted by statistical analysis.

These synthetic statistical information shall be used as an input for the probabilistic Monte Carlo simulation model.

The Monte Carlo model shall then simulates the long lasting frequency deviations randomly during the year and accordingly to the aforementioned statistical information.

5.4 Model for probabilistic frequency simulation

The frequency simulation model is the main tool to analyze the effects of LER on the frequency compared to the actual operational condition for Load-Frequency Control and Reserves.

The simulation model can be represented as an input-output model as shown in Figure 3

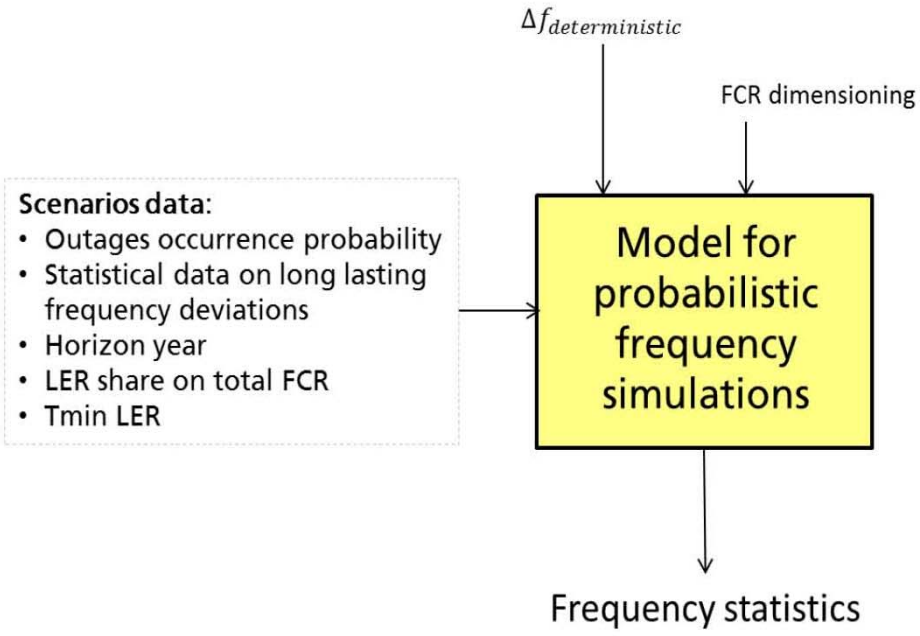


Figure 3

The aim of the model is to simulate the Load–Frequency Control Process adopting a probabilistic approach.

The model shall be able to simulate both FCP and FRP for each synchronous area and therefore to calculate a probabilistic frequency ($\Delta f_{probabilistic}$) in different scenarios.

As discussed in 4.1 the simulations neglect both system inertia and FCR dynamic response, while the steady state FCR effects and the FRR (with its dynamics) are taken into account.

The input data considered for calculating the probabilistic frequency shall be:

- FCR: total amount of frequency containment reserve in the whole synchronous area. The FCR will be reduced when a depletion of LER occurs, since their FCR is no longer available;
- FRR full activation time;
- A list of outages of relevant grid elements which bring to a change in power imbalance. Probability of occurrence of outages by type of event and by generation technology shall be obtained by means of statistics about historical data considering at least:
    - ENTSO-E transparency platform data;
    - Information collected in the LFC report related to the most relevant power imbalances (power imbalances greater than 1000 MW);
    - Research studies based on statistics of unit failure.
- The deterministic frequency deviations as described in 5.2;
- The statistical information related to long lasting frequency deviation defined according to paragraph 5.3.

5.4.1 Monte Carlo approach

The probabilistic approach has the objective to calculate several operational conditions for the Load-Frequency Control Process, taking into account deterministic frequency deviations, the long lasting frequency deviation and the outages effects.

This kind of approach can be implemented by using Monte Carlo algorithms in which a large number of years are simulated: contingency will then occur depending on their probability.

A schematic workflow for the algorithm is depicted in Figure 4.

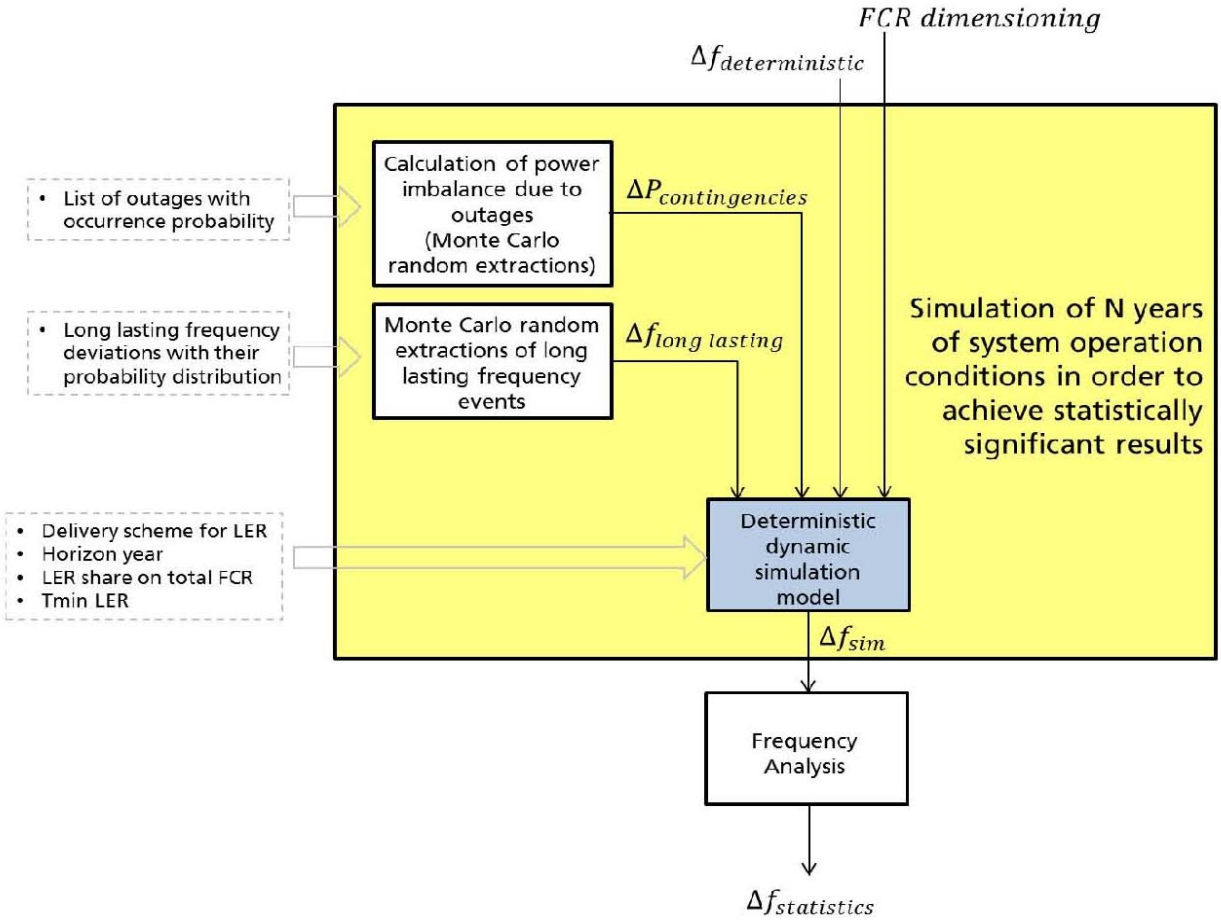


Figure 4 Monte Carlo simulation schematic workflow

The coloured area represents the process that shall be repeated N times in order to simulate the widest possible operational condition of the system. N parameter must be large enough to reach statistically significant results.

Each simulation represents a possible condition of the system over a year.

The power imbalance due to outages is calculated starting from a list of possible contingencies with their own probability of occurrence. There must be a block able to generate randomly the outages taking into account the actual failure rate of each element in the considered list.

The block shall also be able to randomly extract the long lasting frequency deviation events, starting from their typical frequency of occurrence.

Contingency events (combination of outages and long lasting frequency deviation events) will be considered as stochastically independent from each other. This is an approximation of the real system operation, in fact a correlation between outages and significant frequency deviation caused by other factors could occur, e.g. an unplanned outage of a generation unit can be caused by the activation of its under frequency protection, increasing the power imbalance even during critical conditions.

Contingencies and deterministic frequency deviation are input for the deterministic dynamic model (5.4.2) that simulates a simplified load frequency control process calculating the frequency deviation.

Each simulation generates as an output a trend of frequency deviation.

A further block integrates the information from all the simulated years. The decision of whether increase FCR or not in order to compensate a depletion of LER which cannot be outweighed by residual FCR providers will then be made considering all the simulated years in order to be the most representative as possible of all the potential operational conditions that FCP and FRP have to deal with.

5.4.2 Simulation model block diagram

A logical diagram for the simulation model is shown in the following Figure 5.

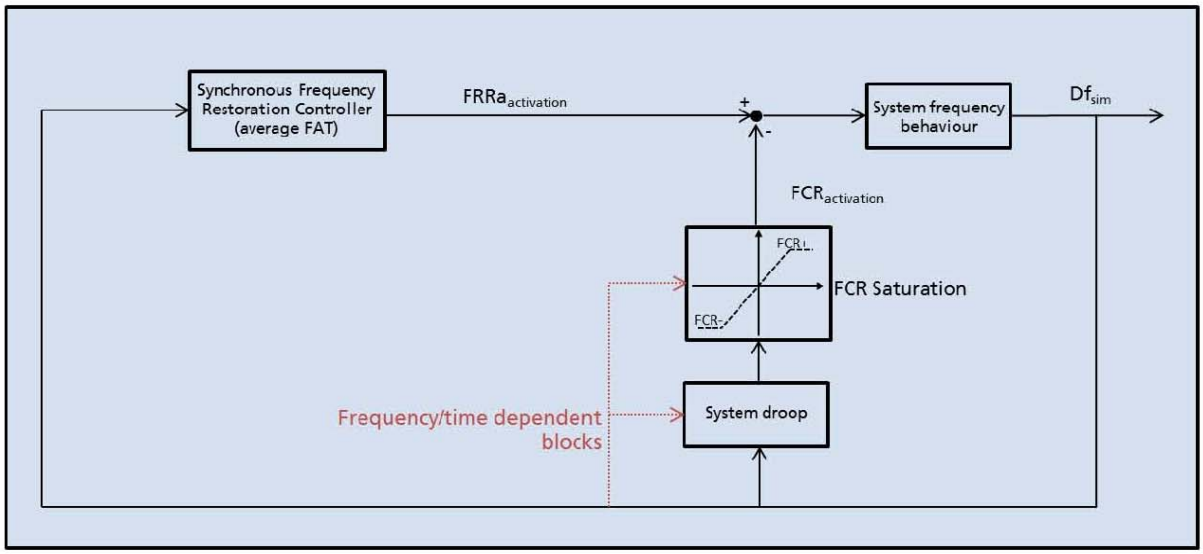


Figure 5

The model is referred to a whole synchronous system. Each block is described in the following paragraphs.

Synchronous Frequency Restoration Controller

The FRP has the aim to control the Frequency Restoration Control Error towards zero. Where a Synchronous Area contains more than one LFC Area the Frequency Restoration Control Error - or Area Control Error (ACE) - is calculated from the deviation between the scheduled and actual power interchange of a LFC Area (including Virtual Tie-Lines if any) corrected by the frequency bias (K-Factor of the LFC Area multiplied by the Frequency Deviation).

Since the implemented model simulates the system of the whole synchronous area the entire Cross-Border Load-Frequency Control Process could be then neglected.

The Synchronous Frequency Restoration Controller models indeed only the proportional–integral action of FRP on frequency error Δf_{sim}.

The whole Frequency Restoration Process of the synchronous area is modeled with a single controller with a Full Activation Time (FAT) calculated as an average of the FAT of all the LFC areas belonging to the synchronous area weighted on FRR K-factor.

The Synchronous Frequency Restoration Controller does not model the saturation of FRR. The resource is considered without limitations since the FRR-exhaustion-related phenomena are taken implicitly into account considering the Long Lasting Frequency Deviation events.

The simulated FRP operates only on the disturbances caused by the outages as both Standard Frequency Deviations and Long Lasting Frequency Deviations already implicitly involve an activation of FRR. The model shall be developed in order to distinguish the two different kind of disturbance and to activate FRR only in relation to the outages.

FCR Saturation

The saturation block models the limited availability of FCR of the synchronous area.

The FCR saturation values depend on the dimensioning criteria adopted in each synchronous area.

With this block is possible to model the behavior of LER with a defined minimum time period in which they must provide FCR.

This block is then frequency-dependent: if part of the FCR is provided by LER, the saturation values must be reduced once they have depleted the energy reservoir.

System droop

The system droop block represents the global MW/Hz curve of the whole synchronous area.

The curve is the sum of the different MW/Hz curves of LFC areas which are part of the synchronous area.

Also this block is frequency-dependent: if part of the FCR providers is given by LER, the droop varies once they have depleted the energy reservoir.

System frequency behavior

The block models the relationship between power imbalance and frequency deviation.

5.4.3 Simulation of energy depletion of LER

In the SO GL Art.156 (9) is specified that LER must be continuously available during normal state.

The LER are considered without energy limitations while frequency remains inside the standard frequency range.

If a continuous exceeding of the standard frequency range includes 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.

The residual energy is taken into account even if the alert state is not yet triggered; this choice of implementation is due to the fact that the alert state is triggered after the alert state trigger time.

Considering a generic situation in which the alert state is triggered, the actual trigger of the alert state occurs after a period with a frequency deviation beyond the standard frequency deviation. For example, in Nordic synchronous area, the alert state can occur due to a frequency deviation continuously above 250 mHz for at least 5 minutes.

Considering the Nordic system thresholds as an example, even if the period between the overcoming of ±100mHz and the trigger of alert state can be considered as normal state, it is very unlikely that the LER can keep their energy reservoir fully available in this situation.

The actual energy consumption during this transition from normal state to alert state shall be then taken into account. Figure 6 provides an example related to Nordic synchronous area.

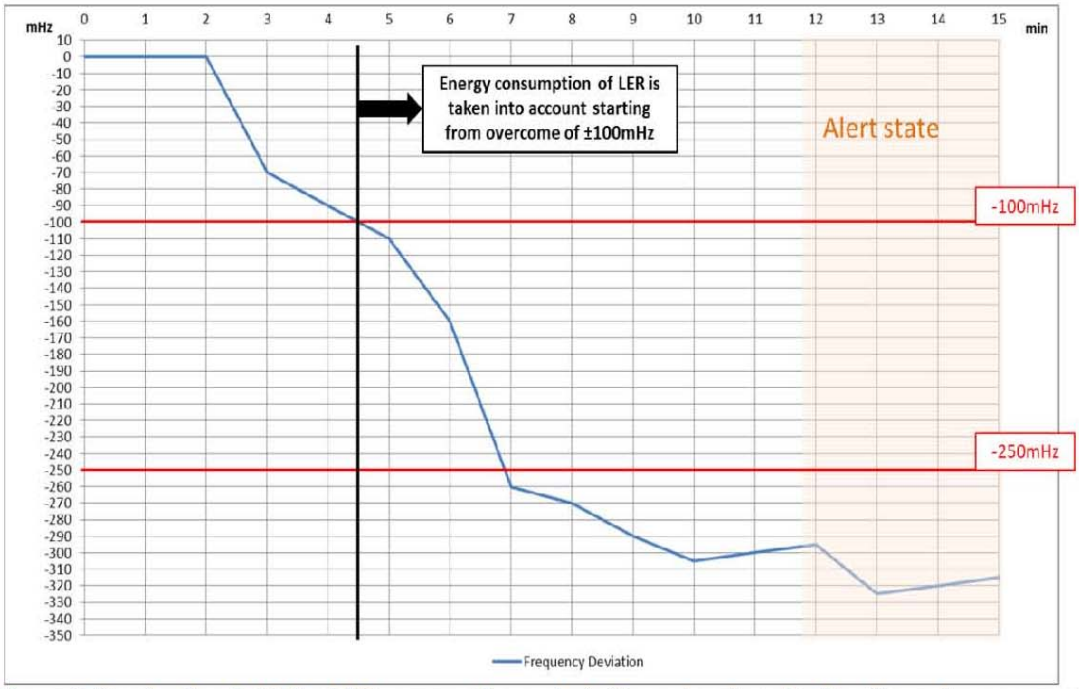


Figure 6: Starting thresholds for LER consumption analysis (Example referred to Nordic synchronous area)

It must be highlighted that taking into account the energy consumption before the actual trigger of alert state does not imply any over dimensioning of the LER reservoir according to SO GL Art.156. The energy provided by LER before the moment in which the alert state is triggered is accounted for in the calculation of the energy requested.

In fact, the time period used in the simulations is reflected in an energy content requested to LER reservoir. This energy content is equal to the full activation of FCR for the time period (e.g. a time period equal to 15 minutes in the Nordic system is reflected in an energy content equal to the provision of FCR due to 500 mHz deviation that lasts for 15 minutes). The energy consumed before the alert state trigger is included in this energy content.

The following Figure 7 provides an example of how the consumption of energy is simulated in the methodology. In this example, if a 15 minutes time period is simulated, the equivalent requested energy (equal to full activation of FCR for 15 minutes) starts to be used once the frequency deviation exceeds the standard frequency range. It implies that the complete depletion can occur before that 15 minutes of alert state have elapsed.

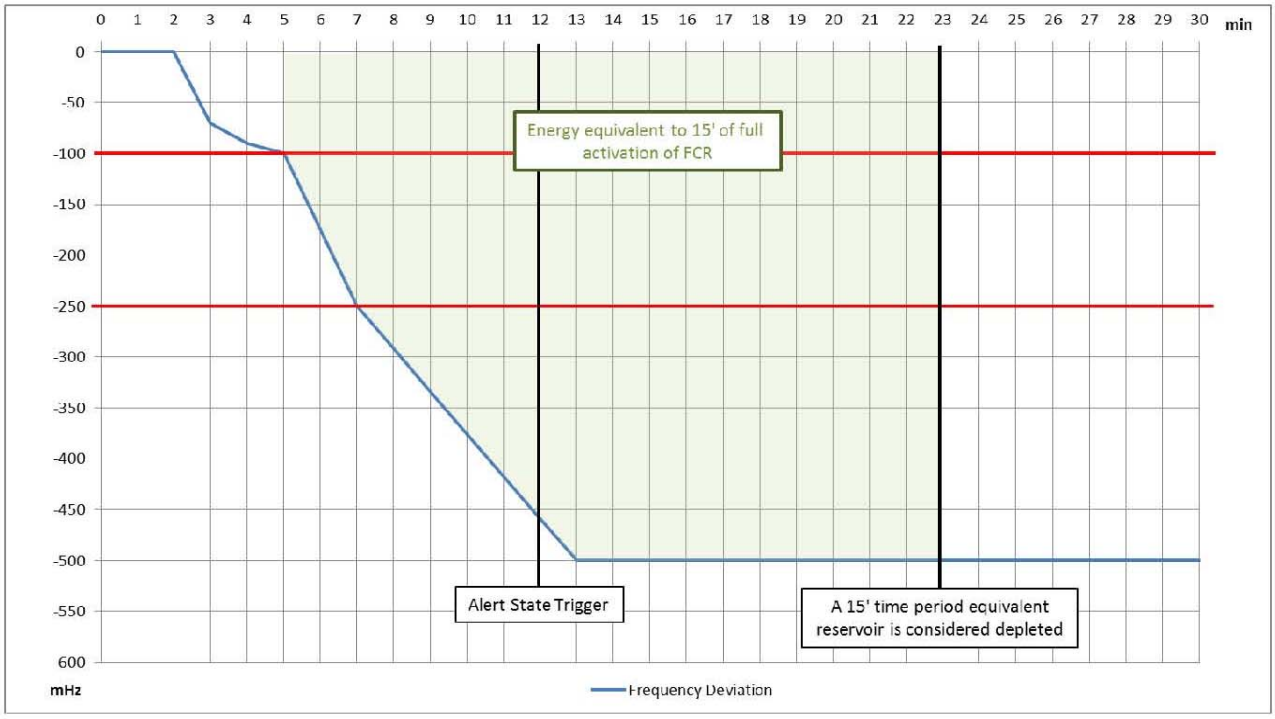


Figure 7: Example of depletion for a 15' equivalent reservoir in the Nordic system

At the full availability of the reservoir, the starting value of energy level will be equal to half of the equivalent reservoir energy capacity. The equivalent energy capacity (E_{max}) is calculated for each time period ($T_{\min LER}$) with the following formula:

$$E_{max} = 2 * \frac{T_{\min LER}}{60} * FCR_{LER} \qquad [MWh]$$

Where FCR_{LER} is the FCR provided by LER [MW].

At the depletion of energy reservoir, the LER stop to provide FCR – it means that both MW/Hz curve and the total amount of FCR on the system are modified.

5.5 FCR iterative dimensioning

The aim of the present CBA is to assess the system costs associated with different minimum time period in which LER must provide FCR considering their impact on stability risk. The simulation model used to calculate the probabilistic frequency error in presence of LER amongst FCR providers is expected to quantify a potential worsening of frequency compared to a condition in which all the FCR providers are without energy limitations.

It is expected that the more $T_{min\ LER}$ decreases the more it is possible that LER could deplete as a consequence of a particular combination of outages and deterministic frequency deviations.

Due to security reasons, it is assumed that a LER depletion can be acceptable only if it never brings to a saturation of FCR. In other words, a LER depletion shall never entails the steady state frequency to overcome the maximum steady state frequency deviation.

If a LER depletion occurs, the activated FCR provided by LER disappears. This activated FCR must be replaced by residual non-LER providers. The residual non-LER providers must have a sufficient not yet activated FCR to replace the depleted LER activated FCR.

Two generic examples related to CE synchronous area are reported in the following Figure 12 and Figure 13.

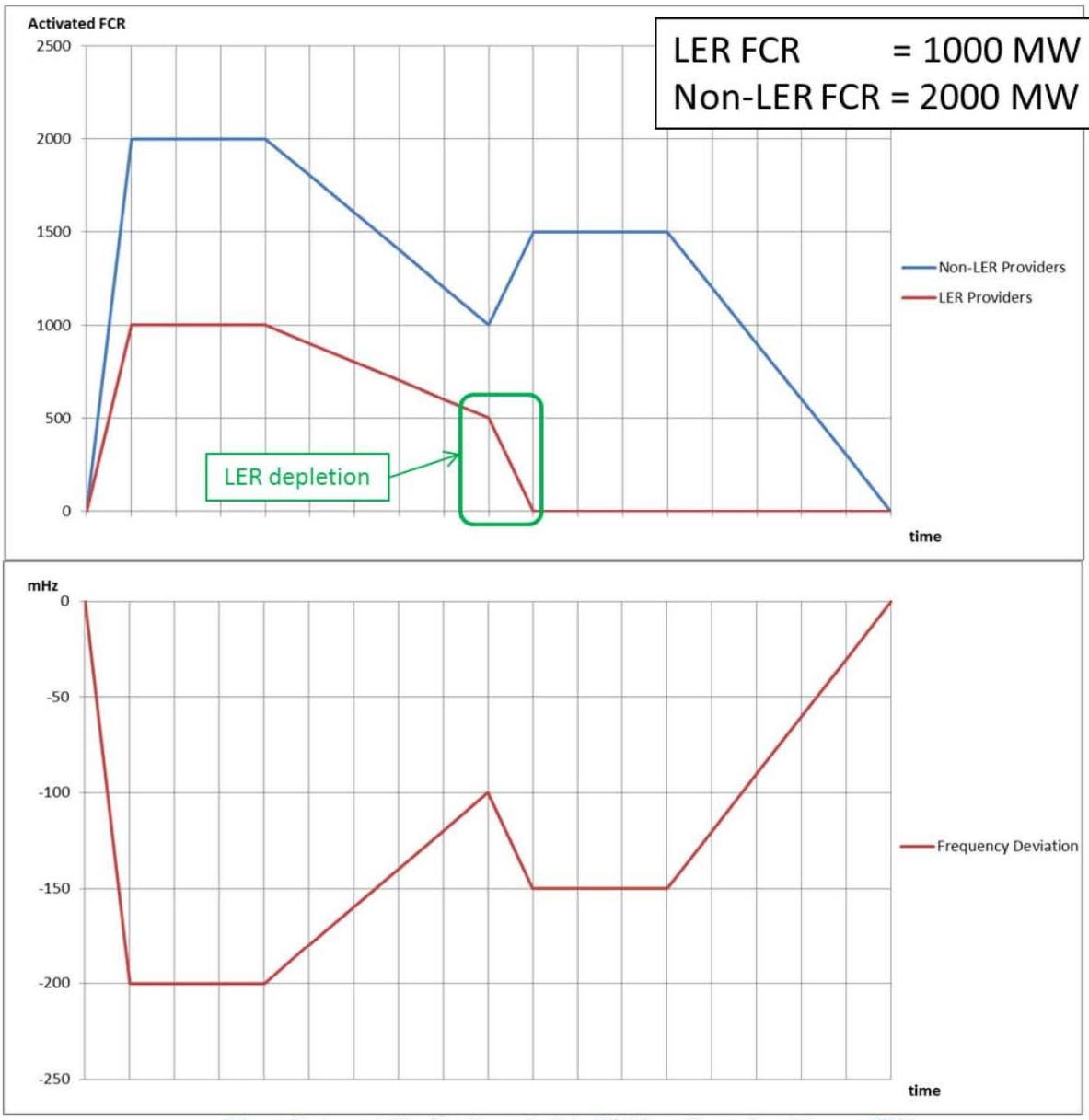


Figure 8: Acceptable situation - depleted LER can be replaced by non-LER

In Figure 12 is shown a situation where the LER depletion is acceptable since it does not jeopardise system stability. There are 1000 MW of LER FCR and 2000 MW of non LER FCR.

The full FCR activation occurs due to a power imbalance. The frequency deviation reaches a stable value equal to maximum steady state frequency deviation (200 mHz in CE).

The FRR starts to restore frequency.

At the moment of LER depletion, the LER are providing 500 MW of FCR. This contribution can be replaced by non LER since these sources are not saturated: the total non-LER FCR is 2000 MW, of which only 1000 MW were activated before LER depletion.

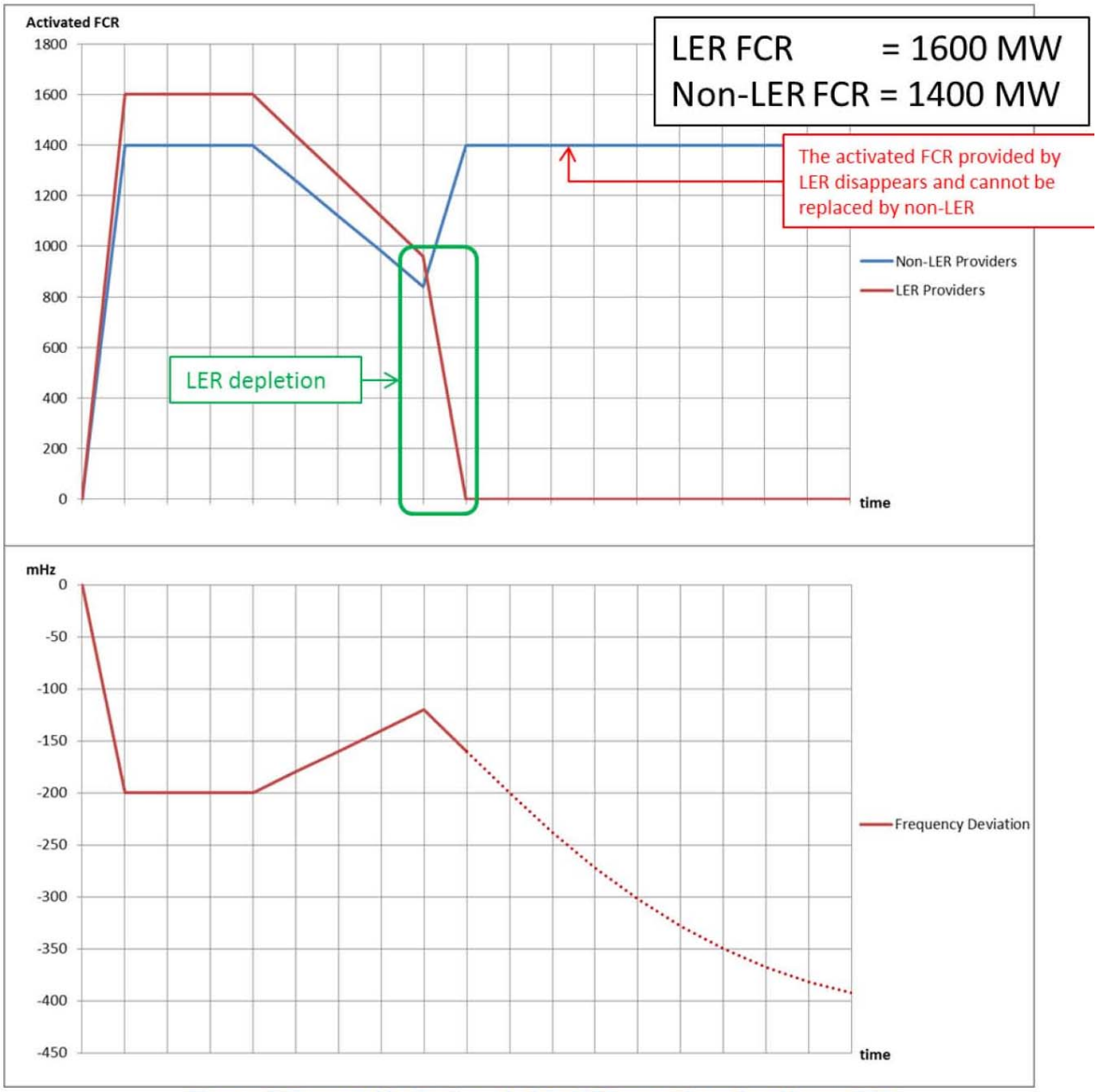


Figure 9: Not acceptable situation - depleted LER cannot be replaced by non-LER

In Figure 13 is shown a situation where the LER depletion is not acceptable. There are 1600 MW of LER FCR and 1400 MW of non LER FCR.

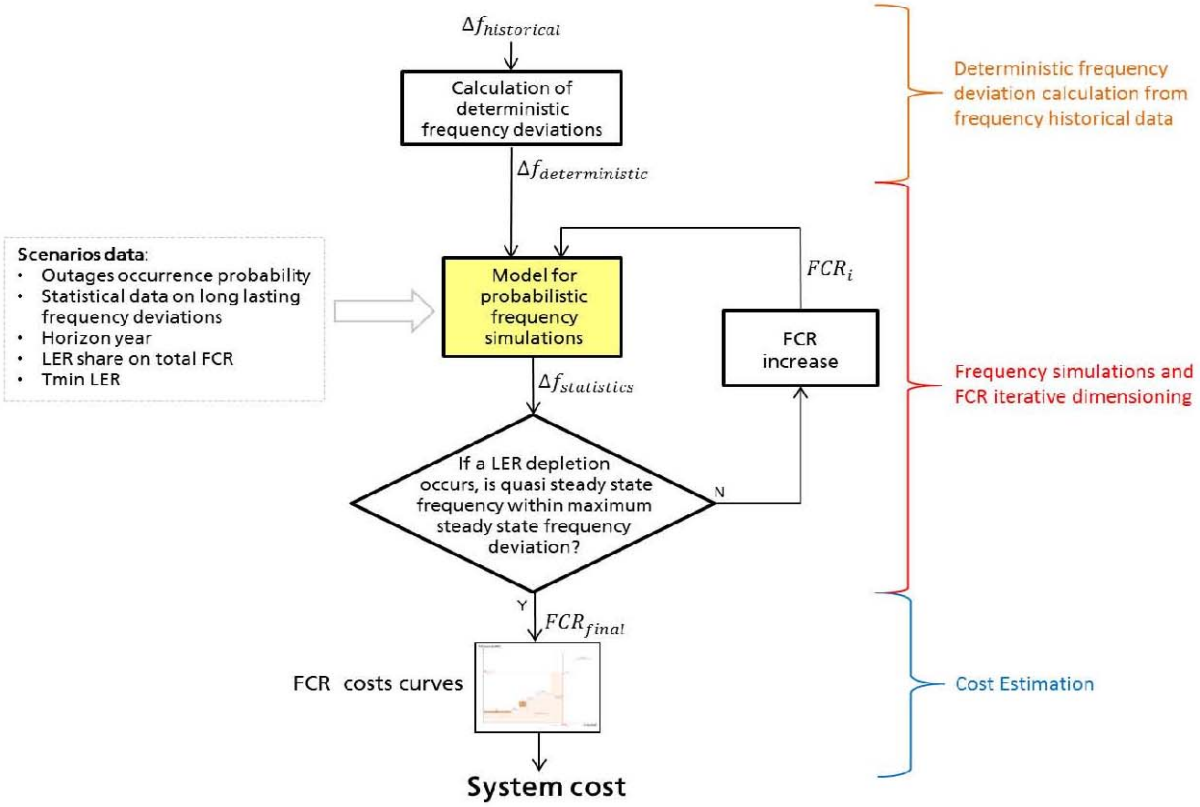
After the full FCR activation and a partial restoration of frequency deviation thanks to FRR, the LER depletion occurs.

At the moment of depletion the LER are providing 960 MW of FCR while the non-LER are providing 840 MW of FCR.

The 960 MW of LER disappears but they cannot be replaced by non LER since they can provide only up to 1400 MW.

The power imbalance caused by LER depletion cannot be covered by the residual non-LER FCR. As a consequence, the frequency deviation cannot be contained and starts to decrease (partially limited only by FRR activation).

In high LER penetration scenarios, the described requirement entails that an energy depletion must never occur.



The workflow contains an iterative process in which, if the requirements on LER depletion are not fulfilled, the FCR total amount is gradually increased.

The iterative process stops once the requirements on LER depletion are fulfilled.

5.6 Assumption and description of cost estimation

As set out in the European Commission's "Guide to Cost-Benefit Analysis for Investment Projects", the main aim of a CBA is to determine welfare changes. The key concept is to reflect the social opportunity cost of goods and services (in this case FCR), instead of prices observed in the market, which may be distorted.

As stated in the Guide, the main sources of price-distortion are:

- non-efficient markets, where strategic behavior and market power might be present;
- duties and fiscal requirements, which should never be accounted for in CBA;
- administered tariffs.

Hence, within the FCR context, the CBA has to determine if and how system costs change, taking into account a competitive setting, where no forms of distortion are present. For instance, this analytical setting implies that bids are the mere presentation of marginal opportunity costs. Therefore, it is possible that actual market outcomes could differ considerably from the simulations carried out within a CBA.

Furthermore, given that the CBA has a future perspective, the cost curve definition will be based on the long-run marginal cost concept, where all factors of production are endogenous, including investment costs.

To this respect, it is important to highlight that only prospective investments will be taken into account as they have an impact on welfare. On the other hand, investments both in LER and non-LER that have already taken place will be considered as sunk costs.

An increase in FCR entails an increase of system costs that shall be assessed.

The cost estimation related to each $T_{min\ LER}$ in different scenarios is an evaluation of FCR system costs considering the total amount of FCR defined with the iterative dimensioning process.

It is possible that when $T_{min\ LER}$ decreases, a greater volume of FCR is needed to fulfil the stability requirements.

It must be highlighted that the increase in FCR does not directly represents a real option to cope with the limited energy of LER. This approach has only the aim to assess system stability risks and total cost of FCR in case of increasing total volume of FCR as requested by Article 156 (11 d) of the SO GL.

5.6.1 Costs associated to an increase in FCR

An ideal FCR providers' cost curve shall be defined assuming that:

- A competitive FCR market is developed to reflect the costs of FCR provision.
- The offered cost curve perimeter extends to the whole synchronous area without constraints between LFC areas and LFC blocks belonging to the synchronous area.

Both providers with limited energy reservoir (LER) and unlimited energy reservoir (non-LER) are considered in the FCR providers cost curve definition (Figure 10).

A specific cost (€/MW) is then associated to the providers for their available FCR (MW).

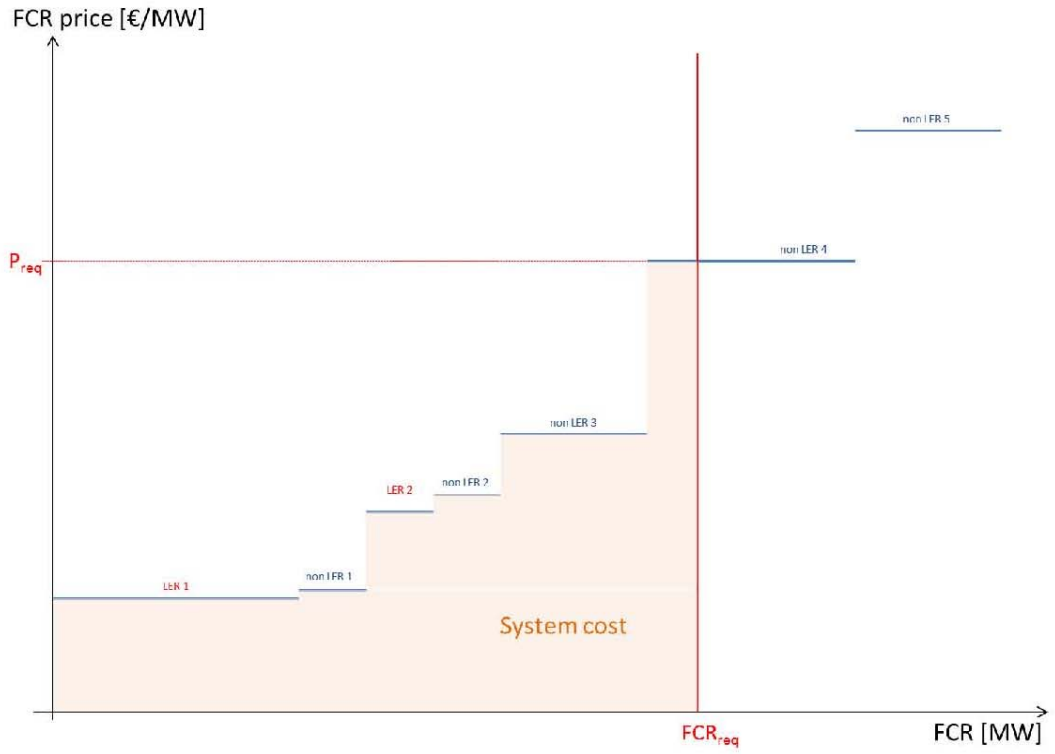


Figure 10: FCR ideal costs curve

The synchronous area FCR requirements as a result of the iterative process described in 5.5 (FCR_{req}) intercept the costs curve on a generic marginal cost P_{req} and the coloured area of Figure 10 represents the FCR costs of the synchronous area.

A decrease of $T_{min\ LER}$ can have a dual effect on the FCR costs:

- if the system need a larger amount of FCR because of the presence of LER with less reservoir capacity, the required FCR increases;
- a smaller $T_{min\ LER}$ entails lower investment costs for LER, then the costs curve varies: the costs of FCR provided by LER decrease.

These effects are shown in the Figure 11.

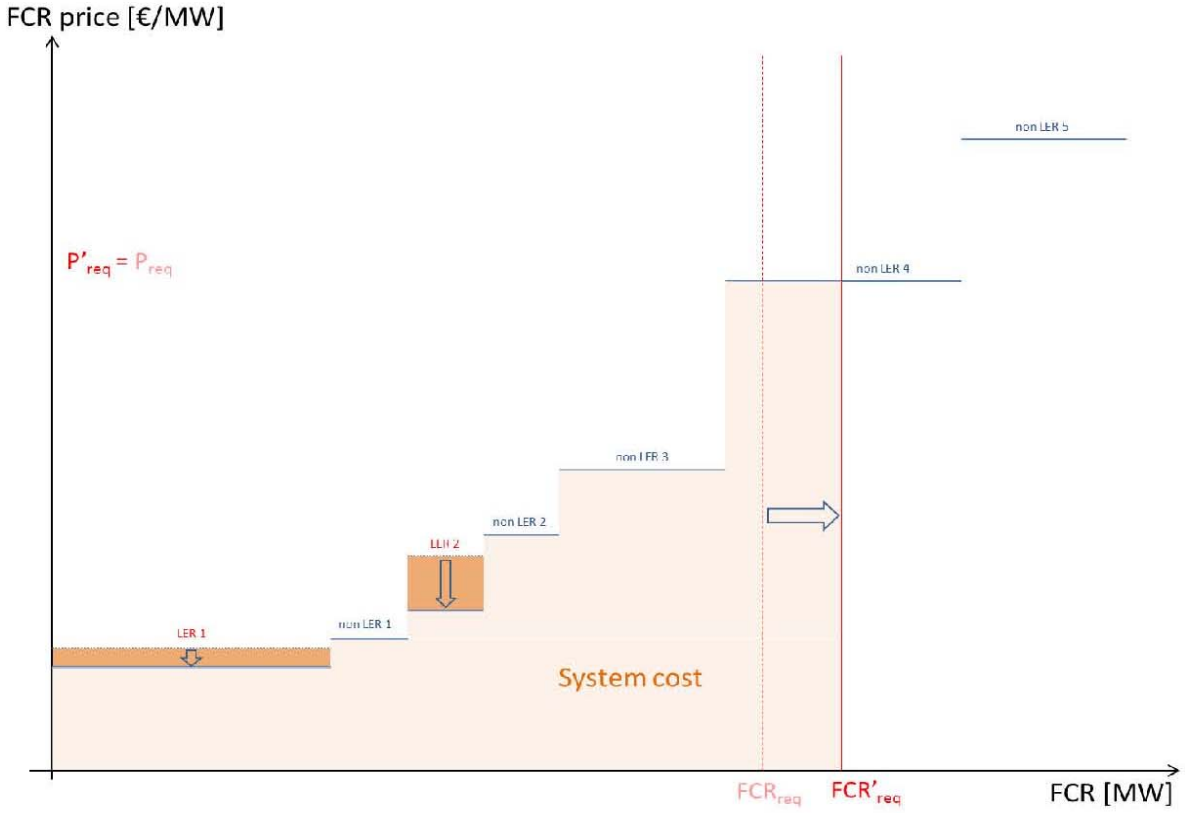


Figure 11: FCR ideal costs curve with a decrease of Tmin LER.

A higher $T_{min\ LER}$ entails both a potential reduction of FCR cost (due to the lesser increase of FCR volume needed) and an increase due to higher costs of LER (related to greater investment costs).

The global effect on the total cost is indeed related to the combination of these two separated effects.

It should be noted that these effects take place even without an actual variation in the FCR marginal cost.

The dependence between $T_{min\ LER}$ and system costs must be deeply investigated to find out the $T_{min\ LER}$ that minimise the total FCR costs.

The main aspects that should be taken into account to describe this dependence are:

- the relationship between $T_{min\ LER}$ and required FCR. The required FCR is the value resulting from an iterative process and is dimensioned in order to avoid stability issues in presence of LER.

- A significant FCR market costs curve for both LER and non-LER on a whole synchronous area. (5.6.1.1).
- The costs variation of LER as the $T_{min\ LER}$ varies. This variation can be related to the increased cost of investments due to greater $T_{min\ LER}$ (5.6.1.2)

5.6.1.1 FCR costs curve

Conventional non-LER plants costs

This kind of approach is very useful since in this way it is possible to model the costs of non-LER FCR providers (hydro and thermoelectric plants) in terms of:

- Energy price;
- Marginal production cost.

All the providers without energy reservoir limitations are considered as conventional FCR providers– these kind of producers typically operates on both ancillary services (e.g. FCR) and energy markets.

There is a relationship between the quantity that these providers can offer on ancillary markets and the energy that they can offer on the energy market.

The costs of ancillary services are then related to the price of energy as traded on energy market.

The typical relationship between the FCR costs and the marginal production costs is shown in Figure 12.

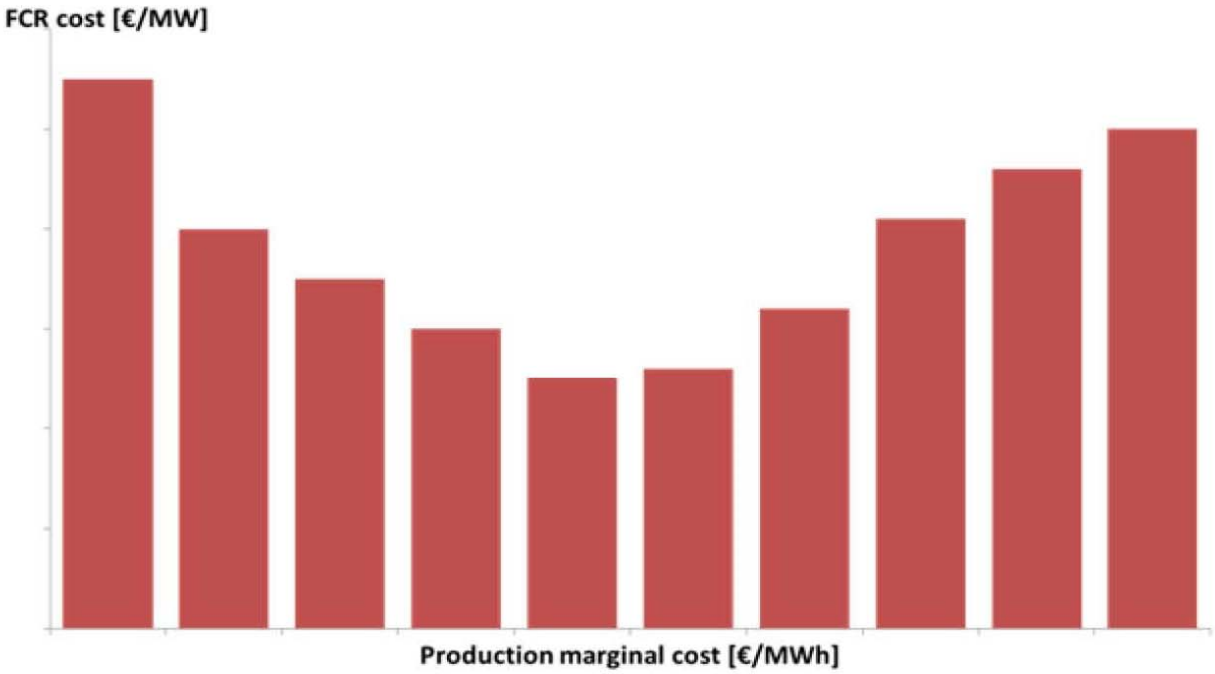


Figure 12: Dependence between FCR cost and variable cost for conventional plants

The FCR cost has a minimum value in correspondence to the marginal energy price (as determined on the energy market). In Figure 12 the energy price is then around the central columns.

The illustrated cost structure can be explained considering that FCR is a symmetrical service: providers must run their plants at a power level from which it is possible to decrease and increase power output of an

amount equal to the FCR capacity. This entails a constraint in terms of power that can be sold on the wholesale energy market.

A low-variable-cost plant should sell as much energy as possible if the energy price (EP) is higher than its marginal costs (MC). This implies running the plants at their maximum power output.

Selling FCR would reduce the energy sold on the market; thus the FCR cost can be calculated as the hindered margin related to this reduction.

The cost per unit of the margin is:

$$EP - MC$$

This is also the cost associated to the sale of FCR service for low-variable-cost plants (left columns in Figure 12).

The relatively high-variable-cost plants (right columns in Figure 12) are in the opposite conditions when the energy price is lower than their marginal costs.

Neglecting the technical minimum output, these plants are out of the market and should be kept off (zero power output). Selling FCR would mean running the plants at least at the offered FCR capacity (in order to guarantee the downward reserve). It entails an economic loss equal to the difference between plant's marginal cost and energy price:

$$MC - EP$$

This value can be considered as the cost per unit of FCR for those type of plants.

If the minimum output (MO) is taken into account, the provider must run its plant at a higher power output (MO + offered FCR) – resulting in a higher economic loss and indeed to a FCR cost per unit higher than MC – EP.

Since the decision to run or not a relatively high-variable-cost plant during low energy price periods is made taking into account several factors (the possibility to sell FCR is just one of them), the economic loss related to the production of minimum output should be only partially charged on FCR cost.

Based on the previous considerations it is possible to assume that the most economic non-LER are those with marginal costs closer to energy price.

LER plants costs

As anticipated above, the FCR cost for LER shall be calculated as follows:

- 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.

For both new and existing providers, costs will differ according to the defined time period requirement.

An illustrative trend of LER FCR cost is reported in Figure 13.

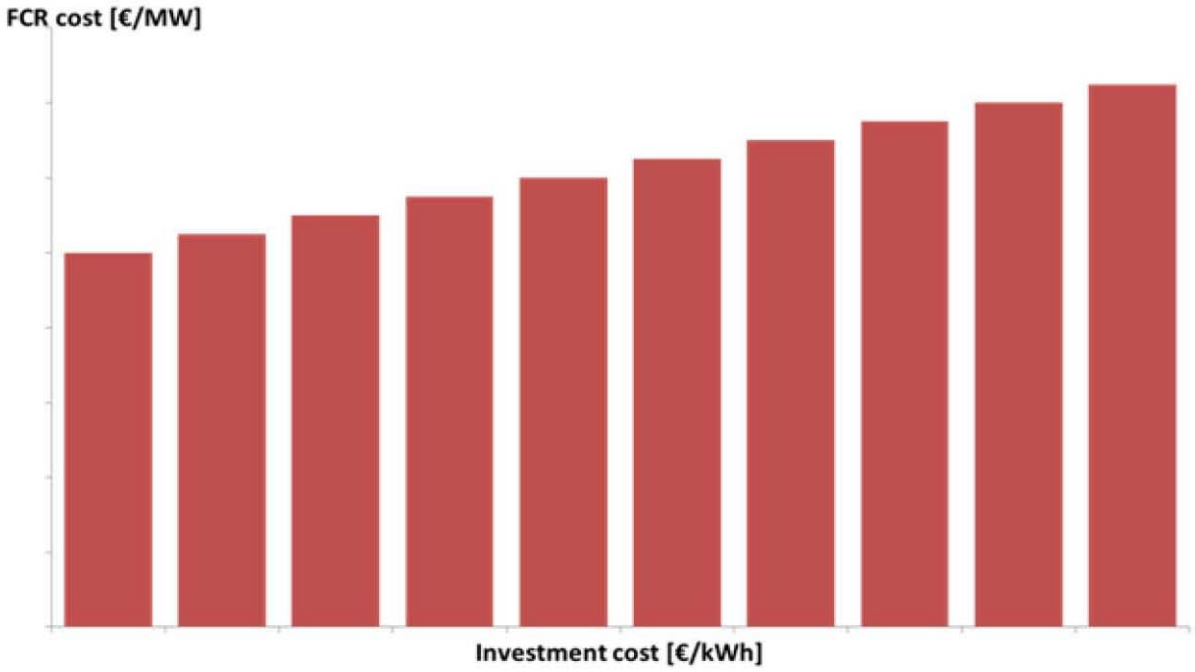


Figure 13: Dependence between FCR cost and investment cost for LER plants

The cost estimation will be performed in the methodology considering at least the following LER technologies:

- Pumped storage;
- Battery Energy Storage System (BESS), including electric vehicle batteries provided with V2G technology;
- Other limited energy technologies (e.g. flywheels and supercapacitors) will be considered if their energy storage capacity can fulfil at least with the minimum time period (15 minutes).

Also the evolution of the costs will be investigated and considered in the different scenarios (as detailed in 5.7).

It is possible to investigate also LER that can provide other services beside the FCR, such as electric vehicles frequency response, battery systems coupled to PV/Wind plants, etc.

In those cases the plants are developed for services that are different from providing FCR. The investment costs should be then only partially charged on the FCR costs.

On the other hand, for those plants providing FCR implies allocating part of the power and energy capacity to this specific service, resulting in a reduction of the power and energy capacity available for their "main assignment". This reduction results into costs that should be charged on the offered FCR.

Offering quantity

It is possible to associate an available FCR quantity for each different conventional technology (nuclear, coal, lignite, CC gas turbine, hydro, battery, etc.).

The available FCR quantity is related to:

- the possibility of each different technology to provide FCR in compliance with technical requirements (i.e. deployment dynamic).
- the installed power for each different technology, which can change in future scenarios.

Building of FCR market curve

Taking into account the previous considerations, it is possible to build a cost/quantity curve for the synchronous area by ordering all the cost/quantity pairs.

The data required to build the curve are:

- Energy market results (energy market prices);
- An estimate of production marginal costs of the different generation technologies installed in the synchronous area;
- An estimate of the costs for LER plants.

5.6.1.2 Dependence of LER FCR cost from minimum time period ($T_{min\ LER}$)

If the $T_{min\ LER}$ increases, the LER must be equipped with a larger reservoir or must reduce its ratio between offered FCR and energy reservoir. This requirement has an effect on the cost of FCR provided by LER plants, since it entails a greater investment cost or reduced revenue from FCR market (Figure 13).

This dependence shall be further investigated in order to distinguish between already existing plants (which can only adapt their energy/power ratio) and future plants (which can invest in larger reservoirs).

5.7 Scenarios description

Scenarios are defined to represent potential short term developments of the energy system and regulations. Scenarios are also defined in order to address uncertainties and assess the impact of different assumptions which can affect the results of the cost-benefits analysis.

The present CBA will explore different scenarios in terms of share of LER in the FCR provision mix. 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, the proposed approach is to analyse different shares of LER in the FCR provision mix (10-100% range with 10% discretization).

For each time period, all the different possible LER shares shall be analysed, resulting in the set of combinations summarized in Table 1:

		LER share on total FCR providers									
		10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
T_{min} LER	15 min										
	20 min										
	25 min										
	30 min										

Table 1 Different combinations of LER share and Tmin LER to be assessed in the CBA

The workflow described in paragraph 5.1 allows to calculate for each combination both FCR dimensioning [MW] and its costs [€].

5.8 Assessment of power system stability during the most relevant real frequency events in presence of LER

According to Article 156(11 d) of the SO GL, shall be considered also the LER impact on system stability risks for each synchronous area.

The probabilistic approach aforementioned has the aim to assess the effects of LER depletion on a wide set of possible system conditions as calculated by the Monte Carlo method.

The model used for the probabilistic approach is a simplification of the real power system – it neglects important phenomena (such as lines overload, voltage problems, etc.) that only a complete synchronous area dynamic simulation could take into account.

Indeed, there are certainly important possible sequences of events that cannot be tested with the proposed Monte Carlo simulation also because the historical period of observation does not guarantee an adequate probabilistic representativeness of those rare occurrences.

In order to test the LER effects at least in some of these possible sequence of events, it is needed to simulate the most important actual grid disturbances that each synchronous area experienced in the past 15 years.

For Continental Europe, for example, it will be tested the system disturbance on 4 November 2006 and 28 September 2003 blackout in Italy (for the effects on the rest of the system).

During these events the FCP had a crucial role in avoiding a further deteriorating of the system conditions and in help to restore the stability.

Since these extreme working conditions are possible, it is fundamental to assess how the system with LER would react.

This assessment shall be done testing the system with LER on the same frequency conditions that occurred in the past. In other words, the real grid disturbances shall be simulated considering the presence of LER and assessing how the potential energy depletion would have affected the frequency.

The real frequency data recorded during the events shall be used as an input of the simulation model described in 5.4.2; it shall be verified if the LER would have been depleted during the disturbance and if this depletion would have been the cause of further critical worsening in the power system conditions.

		LER share on total FCR providers									
		10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
T_{min} LER	15 min	Y/N	Y/N	Y/N	Y/N	Y/N	Y/N	Y/N	Y/N	Y/N	Y/N
	20 min	Y/N	Y/N	Y/N	Y/N	Y/N	Y/N	Y/N	Y/N	Y/N	Y/N
	25 min	Y/N	Y/N	Y/N	Y/N	Y/N	Y/N	Y/N	Y/N	Y/N	Y/N
	30 min	Y/N	Y/N	Y/N	Y/N	Y/N	Y/N	Y/N	Y/N	Y/N	Y/N

Table 2 Assessment of power system stability during the most relevant real frequency events for different combination of LER share and Tmin LER – Pass/fail condition (Y/N)

Each combination of LER share-$T_{min\ LER}$ reported in Table 1 shall be tested on these events. For each scenario, the result of the test shall be a pass/fail (Y/N) condition.

The combination of LER share-$T_{min\ LER}$ passes the test if it does not endanger system stability in the most relevant real frequency events simulations. If the combination of LER share-$T_{min\ LER}$ worsens operational security potentially leading to a blackout state during these events the LER share-$T_{min\ LER}$ combination will not be considered acceptable (fail condition).

Only the LER share-$T_{min\ LER}$ combination which passed the assessment of the most relevant real frequency events are taken into account for the identification of the best combination, adopting as a criteria for selection the lowest FCR cost.

5.9 Determination 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.

The suggestion shall be made in accordance to the results of the methodology in terms of LER share and FCR dimensioning / costs (Table 1). In addition the proposed time period shall also consider the results in terms of system stability (Table 2): the suggested time period shall not jeopardise the system stability during the most relevant real frequency events.

If the assumptions adopted in the cost benefit analysis will significantly change 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.

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

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 mantain 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 mantain 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 mantain 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.