FLETORJA ZYRTARE
E REPUBLIKËS SË SHQIPËRISË

www.qbz.gov.al

Botim i Qendrës së Botimeve Zyrtare

Viti: 2018 – Numri: 108

Tiranë – E martë, 24 korrik 2018

PËRMBAJTJA

		Faqe
Vendim i Këshillit të Ministrave nr. 437, datë 18.7.2018	Për disa shtesa në vendimin nr. 115, datë 5.3.2014, të Këshillit të Ministrave, "Për përcaktimin e procedurës disiplinore dhe të rregullave për krijimin, përbërjen e vendimmarrjen në komisionin disiplinor në shërbimin civil"	6669
Vendim i Këshillit të Ministrave nr. 438, datë 18.7.2018	Për kalimin e funksioneve të Agjencisë Kombëtare për Zhvillimin Rajonal (AKZHR), Agjencisë së Zhvillimit Ekonomik Rajonal (AZHER) dhe agjencive të zhvillimit rajonal (AZHR) te Fondi Shqiptar i Zhvillimit (FSHZH)	6669
Vendim i Këshillit të Ministrave nr. 439, datë 18.7.2018	Për shpronësimin, për interes publik, të pronarëve të pasurive të paluajtshme, pronë private, që preken nga realizimi i projektit "Ndërtim i ri i shkollës tip 2 + tip 4 në Njësinë Administrative nr. 11, sheshi 11/1", në Bashkinë Tiranë	6670
Vendim i Këshillit të Ministrave nr. 440, datë 18.7.2018	Për shpronësimin, për interes publik, të pronarëve të pasurive të paluajtshme, pronë private, që preken nga realizimi i projektit "Ndërtimi i shkollës 9-vjeçare Marqinet dhe ambienteve sportive në funksion të saj", në Bashkinë Vorë	6671
Vendim i Këshillit të Ministrave nr. 441, datë 18.7.2018	Për ndryshimin e varësisë së klubit sportiv shumësportësh "Partizani" dhe klubit sportiv "Studenti" nga Ministria e Arsimit, Sportit dhe Rinisë te Bashkia Tiranë	6672
Vendim i Këshillit të Ministrave nr. 442, datë 18.7.2018	Për përcaktimin e procedurës së kalimit të pronësisë e të regjistrimit të pasurive të paluajtshme, të ndërtuara deri më 10.8.1991 dhe të truallit funksional të tyre	6673
Vendim i Këshillit të Ministrave nr. 443, datë 18.7.2018	Për mbulimin e shpenzimeve të mjekimit të z. Arian Kraja	6679

Urdhër i drejtorit të Sigurimit të Informacionit të Klasifikuar nr. 170, datë 20.7.2018	Për delegim të përkohshëm të kompetencave.....	6679
Vendim i Entit Rregullator të Energjisë nr. 151, datë 3.7.2018	Mbi licencimin e shoqërisë "Domi TEC" sh.p.k. në veprimtarinë e prodhimit të energjisë elektrike nga HEC "Plepi", me fuqi të instaluar 2285 kw.....	6680
Vendim i Entit Rregullator të Energjisë nr. 152, datë 3.7.2018	Mbi fillimin e procedurës për shqyrtimin e aplikimit të shoqërisë *"Renergy Trading Group"* sh.p.k., për licencim në veprimtarinë e tregtimit të energjisë elektrike.....	6681
Vendim i Entit Rregullator të Energjisë nr. 153, datë 3.7.2018	Mbi fillimin e procedurës për shqyrtimin e aplikimit të shoqërisë "Uradrin" sh.p.k., për licencim në veprimtarinë e tregtimit të energjisë elektrike.....	6681
Vendim i Entit Rregullator të Energjisë nr. 154, datë 3.7.2018	Mbi fillimin e procedurës për shqyrtimin e aplikimit të shoqërisë "Oberaldi Energjitik" sh.p.k., për licencim në aktivitetin e prodhimit të energjisë nga HEC-et: "Kryezi 3", me fuqi të instaluar 122.2 kw; "Kryezi 4", me fuqi të instaluar 310.7 kw dhe "Kryezi 5", me fuqi të instaluar 886.5 kw, me fuqi totale 1320 kw.....	6682
Vendim i Entit Rregullator të Energjisë nr. 155, datë 3.7.2018	Mbi fillimin e procedurës për miratimin e "Propozimit të të gjithë OST-ve për një metodologji të modelit të përbashkët të rrjetit, në përputhje me nenin 18, të Rregullores së Komisionit (BE) 2016/1719, të datës 26 shtator 2016, për krijimin e një udhëzuesi mbi alokimin e kapaciteteve në avancë".....	6683
Vendim i Entit Rregullator të Energjisë nr. 156, datë 9.7.2018	Mbi pranimin e kërkesës së shoqërisë "EFT Albania" sh.p.k. për heqjen e licencës së veprimtarisë së tregtimit të energjisë elektrike.....	6734
Vendim i Entit Rregullator të Energjisë nr. 157, datë 9.7.2018	Mbi licencimin e shoqërisë "Blac Energy" sh.p.k., në veprimtarinë e prodhimit të energjisë nga HEC "Blac", me fuqi të instaluar 1300 kw.....	6735
Vendim i Entit Rregullator të Energjisë nr. 158, datë 9.7.2018	Mbi licencimin e shoqërisë "DON–UCD" sh.p.k., në veprimtarinë e tregtimit të energjisë elektrike.....	6736

VENDIM
Nr. 437, datë 18.7.2018

PËR DISA SHTESA NË VENDIMIN NR. 115, DATË 5.3.2014, TË KËSHILLIT TË MINISTRAVE, "PËR PËRCAKTIMIN E PROCEDURËS DISIPLINORE DHE TË RREGULLAVE PËR KRIJIMIN, PËRBËRJEN E VENDIMMARRJEN NË KOMISIONIN DISIPLINOR NË SHËRBIMIN CIVIL"

Në mbështetje të nenit 100 të Kushtetutës dhe të neneve 59, pika 10, e 69, të ligjit nr. 152/2013, "Për nëpunësin civil", të ndryshuar, me propozimin e Kryeministrit, Këshilli i Ministrave

VENDOSI**:**

Në kreun II, të vendimit nr. 115, datë 5.3.2014, të Këshillit të Ministrave, bëhen shtesat, si më poshtë vijon:

1. Pas pikës 6 shtohet pika 6/1, me këtë përmbajtje:

"6/1 Përjashtimisht, për rastet kur shkeljet disiplinore të pretenduara janë konstatuar nga Agjencia për Dialog dhe Bashkëqeverisje, si dhe Task-Forca Ndërinstitucionale Antikorrupsion, kërkesa/rekomandimi i depozituar në institucion, sipas pikës 3, të kreut II, të këtij vendimi, i dërgohet komisionit disiplinor.".

2. Pas pikës 7 shtohet pika 7/1, me këtë përmbajtje:

"7/1 Komisioni disiplinor, në rastet kur vihet në dijeni të një pretendimi për shkelje disiplinore, sipas pikës 6/1, të kreut II, të këtij vendimi, e vlerëson paraprakisht atë. Nëse nga vlerësimi i informacionit të marrë nuk rezulton të ketë elemente që mund të klasifikohen si shkelje disiplinore, komisioni disiplinor vendos të mos e fillojë ecurinë disiplinore.".

3. Pas pikës 9 shtohet pika 9/1, me këtë përmbajtje:

"9/1 Në rast se nga informacioni i marrë, sipas pikës 6/1, të kreut II, të këtij vendimi, rezulton të ketë elemente të klasifikuara si shkelje disiplinore, komisioni disiplinor bën klasifikimin e shkeljeve sipas pikës 1, të nenit 57, të ligjit nr. 152/2013, të ndryshuar. Në rast se nga vlerësimi rezulton se:

a) Shkelja klasifikohet në shkeljet e rënda apo shumë të rënda, komisioni disiplinor fillon ecurinë disiplinore;

b) Shkelja klasifikohet në shkeljet e lehta, komisioni disiplinor i kërkon eprorit direkt të fillojë ecurinë disiplinore.".

Ky vendim hyn në fuqi pas botimit në Fletoren Zyrtare.

KRYEMINISTRI
Edi Rama

VENDIM
Nr. 438, datë 18.7.2018

PËR KALIMIN E FUNKSIONEVE TË AGJENCISË KOMBËTARE PËR ZHVILLIMIN RAJONAL (AKZHR), AGJENCISË SË ZHVILLIMIT EKONOMIK RAJONAL (AZHER) DHE AGJENCIVE TË ZHVILLIMIT RAJONAL (AZHR) TE FONDI SHQIPTAR I ZHVILLIMIT (FSHZH)

Në mbështetje të nenit 100 të Kushtetutës, të nenit 10, të ligjit nr. 9000, datë 30.1.2003, "Për organizimin dhe funksionimin e Këshillit të Ministrave"; të neneve 4 e 6, të ligjit nr. 90/2012, "Për organizimin dhe funksionimin e administratës shtetërore"; të nenit 52, të ligjit nr. 9936, datë 26.6.2008, "Për menaxhimin e sistemit buxhetor në Republikën e Shqipërisë", dhe të nenit 10, të ligjit nr. 109/2017, "Për buxhetin e vitit 2018", të ndryshuar, me propozimin e ministrit të Financave dhe Ekonomisë, Këshilli i Ministrave

VENDOSI**:**

1. Kalimin e funksioneve të Agjencisë Kombëtare për Zhvillimin Rajonal (AKZHR), Agjencisë së Zhvillimit Ekonomik Rajonal (AZHER) dhe agjencive të zhvillimit rajonal (AZHR) te Fondi Shqiptar i Zhvillimit (FSHZH).

2. Të drejtat, detyrimet, arkivat dhe çdo dokumentacion tjetër zyrtar, që disponohet nga Agjencia Kombëtare për Zhvillimin Rajonal (AKZHR), Agjencia e Zhvillimit Ekonomik Rajonal (AZHER) dhe agjencitë e zhvillimit rajonal (AZHR) transferohen te Fondi Shqiptar i Zhvillimit.

3. Buxheti i miratuar për vitin 2018, për këto agjenci, të përdoret në strukturën aktuale buxhetore deri në kalimin e plotë të tyre në FZHSH.

4. Për personelin aktual të Agjencisë Kombëtare për Zhvillimin Rajonal (AKZHR), Agjencisë së Zhvillimit Ekonomik Rajonal (AZHER) dhe të

agjencive të zhvillimit rajonal (AZHR) zbatohen dispozitat e Kodit të Punës në rastin e mbylljes dhe të ristrukturimit të institucionit.

5. Ngarkohet Fondit Shqiptar i Zhvillimit, që brenda 6 muajve nga hyrja në fuqi e këtij vendimi, të miratojë rregulloren funksionale dhe strukturën organizative, në zbatim të pikës 1 të këtij vendimi, në përputhje me kërkesat e neneve 4, pika 3, dhe 6, pikat 2, shkronja "d", dhe 3, të ligjit nr. 10130, datë 11.5.2009, "Për Fondin Shqiptar të Zhvillimit".

6. Vendimi nr. 961, datë 2.12.2015, i Këshillit të Ministrave, "Për krijimin, organizimin dhe funksionimin e Agjencisë Kombëtare për Zhvillimin Rajonal, të agjencive të zhvillimit rajonal dhe Agjencisë së Zhvillimit Ekonomik Rajonal", dhe çdo akt tjetër administrativ i nxjerrë në zbatim të tij, shfuqizohen.

7. Ngarkohen Ministria e Financave dhe Ekonomisë, Fondi Shqiptar i Zhvillimit dhe agjencitë e përmendura në pikën 1 për zbatimin e këtij vendimi.

Ky vendim hyn në fuqi pas botimit në Fletoren Zyrtare.

KRYEMINISTRI
Edi Rama

VENDIM
Nr. 439, datë 18.7.2018

PËR SHPRONËSIMIN, PËR INTERES PUBLIK, TË PRONARËVE TË PASURIVE TË PALUAJTSHME, PRONË PRIVATE, QË PREKEN NGA REALIZIMI I PROJEKTIT "NDËRTIM I RI I SHKOLLËS TIP 2 + TIP 4 NË NJËSINË ADMINISTRATIVE NR. 11, SHESHI 11/1", NË BASHKINË TIRANË

Në mbështetje të nenit 100 të Kushtetutës, të neneve 5, pika 1, 20 e 21, të ligjit nr. 8561, datë 22.12.1999, "Për shpronësimet dhe marrjen në përdorim të përkohshëm të pasurisë, pronë private, për interes publik", të ndryshuar; të ligjit nr. 9936, datë 26.6.2008, "Për menaxhimin e sistemit buxhetor në Republikën e Shqipërisë", të ndryshuar, dhe të ligjit nr. 109/2017, "Për buxhetin e vitit 2018", me propozimin e ministrit të Arsimit, Sportit dhe Rinisë, Këshilli i Ministrave

VENDOSI**:**

1. Shpronësimin, për interes publik, të pronarëve të pasurive të paluajtshme, pronë private, që preken nga realizimi i projektit "Ndërtim i ri i shkollës tip 2 + tip 4 në Njësinë Administrative nr. 11, sheshi 11/1", në Bashkinë Tiranë.

2. Shpronësimi bëhet në favor të Bashkisë Tiranë.

3. Pronarët e pasurive të paluajtshme, që shpronësohen, të kompensohen në vlerë të plotë, sipas masës përkatëse të kompensimit që paraqitet në tabelën nr. 1, bashkëlidhur këtij vendimi, me një vlerë të përgjithshme prej 206 014 556 (dyqind e gjashtë milionë e katërmbëdhjetë mijë e pesëqind e pesëdhjetë e gjashtë) lekësh.

4. Vlera e përgjithshme e shpronësimit, prej 206 014 556 (dyqind e gjashtë milionë e katërmbëdhjetë mijë e pesëqind e pesëdhjetë e gjashtë) lekësh, të përballohet nga buxheti i Bashkisë Tiranë.

5. Shpenzimet procedurale, në vlerën 50 000 (pesëdhjetë mijë) lekë, të përballohen nga buxheti i vitit 2018, miratuar për Ministrinë e Arsimit, Sportit dhe Rinisë.

6. Shpronësimi të fillojë menjëherë pas botimit të këtij vendimi në Fletoren Zyrtare.

7. Pronarët e përmendur në listën që i bashkëlidhet këtij vendimi të kompensohen, për efekt shpronësimi, pasi të kenë paraqitur dokumentacionin e plotë të pronësisë pranë Bashkisë Tiranë.

8. Zyra Vendore e Regjistrimit të Pasurive të Paluajtshme Tiranë, brenda 30 ditëve nga data e miratimit të këtij vendimi, në bashkëpunim me Bashkinë Tiranë, të fillojë procedurat për hedhjen e gjurmës së projektit në hartën kadastrale, sipas planimetrisë së shpronësimit të miratuar dhe të bëjë kalimin e pronësisë për pasuritë e shpronësuara në favor të shtetit.

9. Zyra Vendore e Regjistrimit të Pasurive të Paluajtshme Tiranë të pezullojë të gjitha transaksionet me pasuritë e shpronësuara, deri në momentin kur do të realizohen procesi i hedhjes së gjurmës së projektit në hartën kadastrale dhe kalimi i pronësisë për pasuritë e shpronësuara.

10. Ngarkohen Ministria e Arsimit, Sportit dhe Rinisë, Zyra Vendore e Regjistrimit të Pasurive të Paluajtshme Tiranë dhe Bashkia Tiranë për zbatimin e këtij vendimi.

Ky vendim hyn në fuqi menjëherë dhe botohet në Fletoren Zyrtare.

KRYEMINISTRI
Edi Rama

Tabela nr. 1

LISTA E PASURIVE PRIVATE
ZËRI KADASTRAL: AKTIVITET PRIVAT, SHTËPI BANIMI ETJ.,
QË PREKEN NGA REALIZIMI I PROJEKTIT
"NDËRTIM I RI I SHKOLLËS TIP 2 + TIP 4, NË NJËSINË ADMINISTRATIVE NR. 11, SHESHI 11/1",
NË BASHKINË TIRANË

Nr.	ZK	Nr. i pasurisë	Adr.	Pronari	Sipërf. truall	Sipërf. ndërt.	Çmimi i truall lekë/m²	Çmimi i ndërtimit lekë/m²	Vlera e truall., lekë	Vlera e ndërtimit, lekë	Vlera e truallit dhe e ndërtesës (lekë)	Shënime
1	8320	1/621		Diana Aleksandër Hoxha, Robert Aleksandër Dako, Viktoria Aleksandër Ruli	8.963	0	22,985	0	206,014,556	0	206,014,556	

VENDIM
Nr. 440, datë 18.7.2018

PËR SHPRONËSIMIN, PËR INTERES PUBLIK, TË PRONARËVE TË PASURIVE TË PALUAJTSHME, PRONË PRIVATE, QË PREKEN NGA REALIZIMI I PROJEKTIT "NDËRTIMI I SHKOLLËS 9-VJEÇARE MARQINET DHE AMBIENTEVE SPORTIVE NË FUNKSION TË SAJ", NË BASHKINË VORË

Në mbështetje të nenit 100 të Kushtetutës, të neneve 5, pika 1, 20 e 21, të ligjit nr. 8561, datë 22.12.1999, "Për shpronësimet dhe marrjen në përdorim të përkohshëm të pasurisë, pronë private, për interes publik", të ndryshuar, të ligjit nr. 9936, datë 26.6.2008, "Për menaxhimin e sistemit buxhetor në Republikën e Shqipërisë", të ndryshuar, dhe të ligjit nr. 109/2017, "Për buxhetin e vitit 2018", me propozimin e ministrit të Arsimit, Sportit dhe Rinisë, Këshilli i Ministrave

VENDOSI:

1. Shpronësimin, për interes publik, të pronarëve të pasurive të paluajtshme, pronë private, që preken nga realizimi i projektit "Ndërtimi i shkollës 9-vjeçare Marqinet dhe ambienteve sportive në funksion të saj", në Bashkinë Vorë.

2. Shpronësimi bëhet në favor të Bashkisë Vorë.

3. Pronarët e pasurive të paluajtshme, që shpronësohen, të kompensohen në vlerë të plotë, sipas masës përkatëse të kompensimit që paraqitet në tabelën nr. 1, bashkëlidhur këtij vendimi, me një vlerë të përgjithshme prej 4 273 749 (katër milionë e dyqind e shtatëdhjetë e tre mijë e shtatëqind e dyzet e nëntë) lekësh.

4. Vlera e përgjithshme e shpronësimit, prej 4 273 749 (katër milionë e dyqind e shtatëdhjetë e tre mijë e shtatëqind e dyzet e nëntë) lekësh, të përballohet nga buxheti i Bashkisë Vorë.

5. Shpenzimet procedurale, në vlerën 50000 (pesëdhjetë mijë) lekë, të përballohen nga buxheti i vitit 2018, miratuar për Ministrinë e Arsimit, Sportit dhe Rinisë.

6. Shpronësimi të fillojë menjëherë pas botimit të këtij vendimi në Fletoren Zyrtare.

7. Pronarët e përmendur në listën që i bashkëlidhet këtij vendimi të kompensohen, për efekt shpronësimi, pasi të kenë paraqitur dokumentacionin e plotë të pronësisë pranë Bashkisë Vorë.

8. Zyra Vendore e Regjistrimit të Pasurive të Paluajtshme Tiranë, brenda 30 ditëve nga data e miratimit të këtij vendimi, në bashkëpunim me Bashkinë Vorë, të fillojë procedurat për hedhjen e gjurmës së projektit në hartën kadastrale, sipas planimetrisë së shpronësimit të miratuar, dhe të bëjë kalimin e pronësisë për pasuritë e shpronësuara në favor të shtetit.

9. Zyra Vendore e Regjistrimit të Pasurive të Paluajtshme Tiranë të pezullojë të gjitha transaksionet me pasuritë e shpronësuara deri në momentin kur do të realizohen procesi i hedhjes së gjurmës së projektit në hartën kadastrale dhe kalimi i pronësisë për pasuritë e shpronësuara.

10. Ngarkohen Ministria e Arsimit, Sportit dhe Rinisë, Zyra Vendore e Regjistrimit të Pasurive të Paluajtshme Tiranë dhe Bashkia Vorë për zbatimin e këtij vendimi.

Ky vendim hyn në fuqi menjëherë dhe botohet në Fletoren Zyrtare.

KRYEMINISTRI
Edi Rama

Tabela nr. 1

LISTA E PASURIVE PRIVATE
ZËRI KADASTRAL: AKTIVITET PRIVAT, SHTËPI BANIMI ETJ.,
QË PREKEN NGA REALIZIMI I PROJEKTIT "NDËRTIMI I SHKOLLËS 9-VJEÇARE MARQINET DHE AMBIENTEVE SPORTIVE NË FUNKSION TË SAJ", NË BASHKINË VORË

Nr.	ZK	Nr. i pasurisë	Adr.	Pronari	Sipërf. truall	Sipërf. ndërt.	Çmimi i truall lekë/m²	Çmimi i ndërt. lekë/m²	Vlera e truall. lekë	Vlera e ndërtimit, lekë	Vlera e truallit dhe e ndërtesës	Shënime
1	*2605*	*Vërtetim hipotekor nr.* ***206,*** *datë 6.11.2003*		Bashkëpronarët: Besnik Jonuz Beu, Dallandyshe Qemal Beu	175	78	2,560	--	*448,000*	*1,585,262*	***2,033,262***	Vlera e objektit është përllogaritur me preventiv punimesh
2	*2605*	*Vërtetim hipotekor nr.* ***253****, datë 5.11.2002*		Bashkëpronarët: Pelivan Cjapi, Kozeta Cjapi (Kokaj)	139	102	2,560	--	*355,840*	*1,884,647*	***2,240,487***	Vlera e objektit është përllogaritur me preventiv punimesh

VENDIM
Nr. 441, datë 18.7.2018

PËR NDRYSHIMIN E VARËSISË SË KLUBIT SPORTIV SHUMËSPORTËSH "PARTIZANI" DHE KLUBIT SPORTIV "STUDENTI" NGA MINISTRIA E ARSIMIT, SPORTIT DHE RINISË TE BASHKIA TIRANË

Në mbështetje të nenit 100 të Kushtetutës, dhe të ligjit nr. 79/2017, "Për sportin", të nenit 15, të ligjit nr. 8743, datë 22.2.2001, "Për pronat e paluajtshme të shtetit", të ndryshuar, të ligjit nr. 9936, datë 26.6.2008, "Për menaxhimin e sistemit buxhetor në Republikën e Shqipërisë", të ndryshuar, të ligjit nr. 109/2017, "Për buxhetin e vitit 2018", me propozimin e ministrit të Arsimit, Sportit dhe Rinisë, Këshilli i Ministrave

VENDOSI:

1. Ndryshimin e varësisë së klubit sportiv shumësportësh "Partizani" dhe klubit sportiv "Studenti" nga Ministria e Arsimit, Sportit dhe Rinisë te Bashkia Tiranë.

2. Buxheti i miratuar për vitin 2018 për klubin sportiv shumësportësh "Partizani" dhe klubin sportiv "Studenti", bashkë me asetet në përdorim, transferohen nga Ministria e Arsimit, Sportit dhe Rinisë te Bashkia Tiranë. Transferimi i fondeve bëhet në formën e transfertës së kushtëzuar.

3. Numri i punonjësve të klubit shumë-sportësh "Partizani" dhe klubit sportiv "Studenti", në total 26 veta, transferohet te Bashkia Tiranë.

4. Vendimi nr. 312, datë 15.5.2003, i Këshillit të Ministrave, "Për ndryshimin e varësisë së

klubit sportiv shumësportësh "Partizani" nga Ministria e Mbrojtjes te Ministria e Kulturës, Rinisë dhe Sporteve" dhe çdo akt nënligjor i miratuar për këto klube, shfuqizohen.

5. Ngarkohen Ministria e Arsimit, Sportit dhe Rinisë, Bashkia Tiranë, klubi shumësportësh "Partizani" dhe klubi sportiv "Studenti" për zbatimin e këtij vendimi.

Ky vendim hyn në fuqi menjëherë dhe botohet në Fletoren Zyrtare.

KRYEMINISTRI
Edi Rama

VENDIM
Nr. 442, datë 18.7.2018

PËR PËRCAKTIMIN E PROCEDURËS SË KALIMIT TË PRONËSISË E TË REGJISTRIMIT TË PASURIVE TË PALUAJTSHME, TË NDËRTUARA DERI MË 10.8.1991 DHE TË TRUALLIT FUNKSIONAL TË TYRE

Në mbështetje të nenit 100 të Kushtetutës dhe të shkronjës "ç", të nenit 25, të ligjit nr. 33/2012, "Për regjistrimin e pasurive të paluajtshme", me propozimin e ministrit të Drejtësisë, Këshilli i Ministrave

VENDOSI:

I. DISPOZITA TË PËRGJITHSHME

1. Janë objekt trajtimi i këtij vendimi ndërtimet e ngritura deri më 10.8.1991 dhe trojet funksionale të tyre, për të cilat nuk ka akte të fitimit të pronësisë, sipas nenit 193, të Kodit Civil. Përjashtimisht, nëse për truallin ka dokumentacion pronësie, procedurat e kalimit të pronësisë kryhen vetëm për ndërtesën.

2. Në kuptim të pikës 1, konsiderohen objekt i trajtimit të këtij vendimi ato ndërtime,:

a) Të cilave u mungon akti i fitimit të pronësisë;

b) Të cilat, nga pikëpamja ndërtimore janë të përfunduara, me mure dhe me mbulesë;

c) Të cilat nuk janë ndërtime pa leje, sipas përcaktimit të shkronjës "a", të nenit 3, të ligjit nr. 9482, datë 3.4.2006, "Për legalizimin, urbanizimin dhe integrimin e ndërtimeve pa leje", të ndryshuar.

3. Truall funksional konsiderohet sipërfaqja e tokës nën ndërtesë, së bashku me oborrin përreth saj, që posedohet, efektivisht, nga subjekti kërkues.

4. ALUIZNI është institucioni i autorizuar për kryerjen e procedurave administrative, sipas këtij vendimi.

5. Kalimi i pronësisë së ndërtimit dhe truallit funksional, për sipërfaqet deri në 300 metra katrorë, kryhet pa pagesë, nëpërmjet dokumentit, modeli i të cilit i bashkëlidhet këtij vendimi.

II. PROCEDURAT DHE AFATET E KALIMIT TË PRONËSISË

6. Procedurat e kalimit të pronësisë, sipas këtij vendimi, fillojnë:

a) Me kërkesë të subjektit/subjekteve, sipas modelit të kërkesës, të miratuar me këtë vendim, pavarësisht nëse zona kadastrale i është nënshtruar ose jo regjistrimit fillestar sistematik;

b) Gjatë procesit të regjistrimit fillestar apo përmirësimit/përditësimit të zonës kadastrale. Në këtë rast, me kërkesë të regjistruesit apo të çdo subjekti të ngarkuar nga Kryeregjistruesi, njoftohet ALUIZNI për verifikimin e kushteve dhe vendimmarrjen, sipas këtij vendimi;

c) Me kërkesë të institucionit shtetëror, në rastet e shpronësimit për shkak të zbatimit të projekteve publike, pavarësisht nëse zona kadastrale i është nënshtruar ose jo regjistrimit fillestar sistematik.

7. ALUIZNI evidenton në terren ndërtimin dhe truallin funksional, duke verifikuar, paraprakisht, bazën e të dhënave të ndërtimeve pa leje, nëse për të është paraqitur aplikim për legalizim. Gjatë evidentimit në terren verifikohet edhe posedimi efektiv i ndërtimit nga subjekti përfitues. Përjashtimisht, në rastin kur kërkesa bëhet sipas shkronjës "c", të pikës 6, procedurat e evidentimit duhet të përfundojnë brenda 10 ditëve.

8. Të dhënat e kërkesës dhe të evidentimit në terren bëhen publike për 30 ditë, në ambientet e njësisë administrative ku gjendet pasuria, në ambientet e ALUIZNI-t, ZVRPP-së, si dhe në faqet përkatëse *web*.

9. Si rregull, nëse për ndërtimin është aplikuar për legalizim si ndërtim pa leje, ai përjashtohet nga fusha e zbatimit të këtij vendimi dhe trajtohet sipas ligjit nr. 9482, datë 3.4.2006, "Për legalizimin, urbanizimin dhe integrimin e ndërtimeve pa leje", të ndryshuar. Përjashtim bën

rasti kur nga korrespondenca e ALUIZNI-t me organet kompetente (të vetëqeverisjes vendore dhe Arkivin Qendror Teknik të Ndërtimit - AQTN) apo nga dokumentacioni i paraqitur nga kërkuesi arrihet të provohet se ndërtesa është ndërtuar përpara datës 10.8.1991.

10. Për ndërtimet e paregjistruara ose të regjistruara pa titull pronësie, për të cilat nuk është paraqitur aplikim për legalizim, ALUIZNI verifikon nëse ndërtimi është i pranishëm në produktin e fotografimit ajror të Republikës së Shqipërisë të vitit 1994.

Nëse ndërtimi ndodhet në territor të papërfshirë në këtë fotografim, ALUIZNI verifikon me radhë produktet e fotografimeve ajrore të viteve 1999, 2001 dhe në fund, atë të vitit 2007.

Nëse ndërtimi është i pranishëm në, të paktën, njërin prej materialeve fotografike të mësipërme, ai prezumohet se është ndërtuar para datës 10.8.1991 dhe trajtohet sipas dispozitave të këtij vendimi.

11. Krahas procedurave të mësipërme, brenda 20 ditëve nga konstatimi i gjendjes ndërtimore në terren, ALUIZNI u kërkon informacion për pasuritë truall dhe ndërtesë:

a) ZVRPP-së, për të verifikuar nëse është regjistruar më parë ose jo titull pronësie;

b) ATP-së, për të verifikuar nëse është marrë ose jo vendim për kthimin e pronës.

Institucionet e sipërpërmendura detyrohen të vendosin në dispozicion informacionin e kërkuar brenda 10 ditëve.

12. ALUIZNI vendos rrëzimin e kërkesës, kur:

a) Nga informacioni i marrë, sipas pikës 11 të këtij vendimi, apo nga dokumentacioni i paraqitur nga të tretët, rezulton se për ndërtesën është regjistruar titull pronësie ose është marrë vendim për kthimin e saj në favor të tyre;

b) Konstatohet se kërkesa përmban deklarime të pavërteta.

13. Nëse zona kadastrale nuk i është nënshtruar regjistrimit fillestar ose nëse ATP-ja është në pamundësi për të konfirmuar vendimmarrjen për kthim prone, ALUIZNI vijon me procedurat e kalimit të pronësisë, duke u mjaftuar me afishimin publik të kërkesës.

14. Sipërfaqja e truallit funksional dhe kufijtë e tij përcaktohen nga ALUIZNI gjatë procedurave të evidentimit në terren dhe pasqyrohen në genplan.

Në përcaktimin e sipërfaqes ALUIZNI bazohet në kufijtë faktikë të sipërfaqes së poseduar, pa tejkaluar masën prej 300 metrash katrorë.

15. Për procedurën e ndjekur, subjekti përfitues paguan për llogari të ALUIZNI-t tarifën e shërbimit, në vlerën 8 000 (tetë mijë) lekë për çdo kat ndërtimi, e cila përdoret për të përballuar shpenzimet e evidentimit në terren dhe shpenzimet e tjera të procedurës administrative. Kjo tarifë i njoftohet përfituesit menjëherë pas përfundimit të periudhës së afishimit, nëse përmbushen kushtet për të përfituar kalimin e pronësisë, sipas këtij vendimi.

16. Vendimi për kalimin e pronësisë miratohet në favor të subjektit kërkues dhe bashkëshortit/es së tij, duke respektuar dispozitat e Kodit të Familjes për regjimet pasurore martesore. Në rast se subjektet nuk paraqesin dokument që provon regjim pasuror martesor të veçantë apo marrëveshje të posaçme noteriale për të drejtat mbi ndërtesën, vendimi miratohet në favor të të dy bashkëshortëve, duke prezumuar regjimin e bashkësisë ligjore. Për zbatimin e kësaj pike ALUIZNI administron certifikatën familjare të kërkuesit, sipas mënyrës së përcaktuar në vendimin nr. 332, datë 17.3.2010, të Këshillit të Ministrave, "Për përcaktimin e formës, të elementeve përbërëse, mënyrës së mbajtjes e afatit të përdorimit të dokumenteve bazë, që mbahen dhe lëshohen nga shërbimi i gjendjes civile", të ndryshuar.

Vendimi për kalimin e pronësisë miratohet brenda 20 ditëve nga administrimi i vërtetimit për pagesën e tarifës së shërbimit, por, në çdo rast, jo më herët se data e përfundimit të afatit të njoftimit publik.

17. ALUIZNI, brenda 10 ditëve, nga miratimi i kalimit të pronësisë, përcjell vendimin, së bashku me genplanin, për regjistrim pranë ZVRPP-së, e cila është e detyruar të kryejë regjistrimin brenda 10 ditëve nga administrimi i dokumentacionit.

III. RREGULLIME TË POSAÇME

18. Me kërkesë të posaçme, subjektit mund t'i kalohen në pronësi pjesët e sipërfaqes shtetërore mbi masën e përcaktuar në pikën 14 të këtij vendimi, deri në 500 metra katrorë. Përjashtimisht, nëse nga konfigurimi i truallit funksional rezulton se krijohen sipërfaqe të lira, që tejkalojnë masën e 500 metrave katrore dhe që nuk mund të shfrytëzohen më vete për ndërtime të reja, subjekti mund të përfitojë kalimin e pronësisë edhe për to.

19. Në çdo rast, për pjesët e sipërfaqes që kalohen në pronësi sipas pikës 18 të këtij vendimi, subjekti paguan çmimin sipas hartës së vlerës së pronës, të miratuar me vendim të Këshillit të Ministrave. Të ardhurat e arkëtuara sipas kësaj pike ndahen, si më poshtë vijon:

a) 70 për qind në fondin e kompensimit të pronave, të parashikuar në ligjin nr. 133/2015, "Për trajtimin e pronës dhe përfundimin e procesit të kompensimit të pronave";

b) 30 për qind për llogari të ALUIZNI-t, për përballimin e shpenzimeve të evidentimit në terren dhe të shpenzimeve të tjera të procedurës administrative.

20. Në rastin e pretendimeve të ngritura nga të tretët gjatë procedurës administrative për të drejta mbi ndërtimin, ALUIZNI pezullon procedurën e kalimit të pronësisë dhe udhëzon palët t'i drejtohen gjykatës kompetente për zgjidhjen e mosmarrëveshjes. Procedura vijon sipas përmbajtjes së vendimit gjyqësor të formës së prerë.

Përjashtimisht, për rastet e shkronjës "c", të pikës 6, të këtij vendimi, ALUIZNI harton genplanin pa përcaktuar përfituesin e pasurisë dhe ia përcjell institucionit që ndjek procedurën e shpronësimit, duke e njoftuar për mosmarrëveshjen për të drejtat mbi pasurinë. Institucioni, që ndjek procedurën e shpronësimit, vijon me miratimin e shumës së kompensimit financiar, duke vendosur shumën e miratuar në një llogari bankare të posaçme. Ajo do të vendoset në dispozicion të subjektit që do të rezultojë përfitues pasi të jetë zgjidhur në rrugë gjyqësore mosmarrëveshja për të drejtat mbi këtë shumë ndërmjet pretenduesve të pasurisë së shpronësuar.

21. Nëse gjatë njoftimit publik dhe verifikimeve, sipas pikës 11 të këtij vendimi, rezulton se vetëm për truallin funksional zotërohet nga të tretët titull pronësie (i regjistruar ose jo) apo se është marrë vendim për kthimin e pronës, ALUIZNI zbaton procedurat e kompensimit të pronarit joposedues me vendim të Këshillit të Ministrave. Regjistrimi i ndërtesës kryhet pa marrëdhënie me truallin, deri në miratimin e vendimit të Këshillit të Ministrave për kompensimin e pronarëve joposedues.

Në këto raste, kërkuesi duhet të paguajë vlerën financiare në lekë të truallit funksional, sipas hartës së vlerës të miratuar me vendim të Këshillit të Ministrave. Detyrimi financiar i njoftohet kërkuesit brenda 20 ditëve, nga marrja e informacionit, sipas pikës 11 të këtij vendimi. Në rast mospagimi të detyrimit brenda 45 ditëve, regjistrohet hipoteka ligjore mbi ndërtimin, deri në shlyerjen e plotë të detyrimit.

Përjashtimisht, në rastet e parashikuara në shkronjën "c", të pikës 6, të këtij vendimi, ALUIZNI nuk zbaton procedurat për kompensimin e pronarëve joposedues dhe merr vendim vetëm për kalimin në pronësi të ndërtesës, pa marrëdhënie me truallin.

22. Kur në objektin e ngritur përpara datës 10.8.1991 ose në truallin funksional gjenden zhvillime ndërtimore informale, ALUIZNI vepron në përputhje me pikën 1/2, të vendimit nr. 280, datë 1.4.2015, të Këshillit të Ministrave, "Për përcaktimin e kritereve, të procedurave e dokumentacionit të zbatueshëm për të kualifikuar ndërtimet pa leje, shtesat anësore dhe/ose në lartësi, në ndërtime me leje", të ndryshuar, dhe pikën 18, të vendimit nr. 465, datë 22.6.2016, të Këshillit të Ministrave, "Për përcaktimin e procedurave dhe të rregullave për kalimin e së drejtës së pronësisë mbi parcelën ndërtimore të objekteve informale", të ndryshuar.

23. Objekti i regjistruar në regjistrin hipotekor deri në momentin e hyrjes në fuqi të dekretit nr. 4823, datë 2.3.1971, "Mbi të drejtën e pronësisë", që nuk ka të cilësuar truallin, por vetëm kufijtë, do të trajtohet nga ZVRPP-ja si pasuri me sipërfaqe të papërcaktuar, sipas kërkesave të shkronjës "b", të nenit 25, të ligjit nr. 33/2012, "Për regjistrimin e pasurive të paluajtshme", dhe të vendimit nr. 745, datë 24.10.2012, të Këshillit të Ministrave, "Për procedurat e regjistrimit të pasurive të paluajtshme, për të cilat zotërohen dokumente të ligjshme pronësie, por që nuk kanë të përcaktuar sipërfaqen".

IV. DISPOZITA TË FUNDIT

24. Kur ALUIZNI, përpara hyrjes në fuqi të këtij vendimi, ka konstatuar mospërfshirjen e ndërtimit në fushën e zbatimit të ligjit nr. 9482, datë 3.4.2006, "Për legalizimin, urbanizimin dhe integrimin e ndërtimeve pa leje", të ndryshuar, me arsyetimin se është ngritur para datës 10.8.1991, ndërtimi trajtohet sipas dispozitave të këtij vendimi.

25. Për zbatimin e pikës 10 të këtij vendimi, Autoriteti Shtetëror për Informacionin Gjeohapësinor (ASIG) vendos në dispozicion të ALUIZNI-t materialet e fotografimeve ajrore të viteve 1994, 1999 dhe 2001, brenda 15 ditëve nga hyrja në fuqi e këtij vendimi.

26. Kërkesat e administruara nga njësitë e vetëqeverisjes vendore deri në datën e hyrjes në fuqi të këtij vendimi, për të cilat nuk është nënshkruar akti përfundimtar për kalimin e pronësisë, përcillen për shqyrtim pranë drejtorive të ALUIZNI-t dhe trajtohen sipas kritereve dhe procedurave të parashikuara në këtë vendim. Përcjellja e kërkesave dhe e dokumentacionit shoqërues nga njësitë e vetëqeverisjes vendore bëhet jo më vonë se 30 ditë nga hyrja në fuqi e këtij vendimi.

27. Subjektet, që janë pajisur me dokumentin e pronësisë përpara hyrjes në fuqi të këtij vendimi, paguajnë vlerën e tarifës së shërbimit sipas përcaktimeve të pikës 15 të këtij vendimi.

28. Në të gjitha rastet kur, përpara hyrjes në fuqi të këtij vendimi, subjektet kanë shlyer detyrimin për pagesën e truallit, shuma e paguar nuk rimbursohet.

Gjithashtu, subjektet që janë pajisur me dokumentin e pronësisë dhe kanë pasur detyrimin për të kryer pagesën e truallit funksional vijojnë të mbartin detyrimin për shlyerjen e kësaj pagese. Të ardhurat nga këto pagesa shpërndahen sipas pikës 19 të këtij vendimi.

29. Vendimi nr. 608, datë 5.9.2012, i Këshillit të Ministrave, "Për përcaktimin e procedurës së kalimit të pronësisë të pasurive të paluajtshme, të ndërtuara deri më 10.8.1991, e të truallit funksional të tyre, kur nuk posedohen akte fitimi pronësie, si dhe për regjistrimin e tyre", i ndryshuar, shfuqizohet.

30. Ngarkohen Ministria e Drejtësisë, ALUIZNI, ZRPP-të, ATP-ja, ASIG-u dhe njësitë e vetëqeverisjes vendore për zbatimin e këtij vendimi.

Ky vendim hyn në fuqi pas botimit në Fletoren Zyrtare.

KRYEMINISTRI
Edi Rama

REPUBLIKA E SHQIPËRISË
MINISTRIA E DREJTËSISË
AGJENCIA E LEGALIZIMIT, URBANIZIMIT DHE INTEGRIMIT TE ZONAVE/NDERTIMEVE INFORMALE

KËRKESË

Për kalimin e pronësisë së objektit të ndërtuar para datës 10.8.1991

Nr._____prot. Datë __ . __ . _____

Unë, i nënshkruari: 1. _____,
(Emër Atësi Mbiemër)

2. _____,
(Emër Atësi Mbiemër)

3. _____,
(Emër Atësi Mbiemër)

Në mbështetje të nenit 25 të ligjit nr. 33/2012 "Për regjistrimin e pasurive të paluajtshme" i ndryshuar, si dhe të Vendimit nr. ____, datë _____ të Këshillit të Ministrave "*Për përcaktimin e procedurës së kalimit të pronësisë dhe regjistrimit, të pasurive të paluajtshme të ndërtuara deri më 10.8.1991 dhe të truallit funksional*" kërkoj kalimin në pronësi të ndërtimit të ngritur para datës 10.8.1991 □ **së bashku me truallin funksional** ; □ **pa truallin funksional**, që ndodhet në adresën _____
_____

Në funksion të kësaj kërkese, deklaroj/më me përgjegjësi të plotë se jam/jemi poseduesi/t real/ë dhe i/të vetëm i/të ndërtesës dhe se nuk kam/kemi mosmarrëveshje me personat e rrethit familjar/gjinor, për të drejtat mbi këtë ndërtesë.

Për sa më sipër, konfirmoj/më vërtetësinë e deklaratave të mia/tona dhe jam/jemi i/të vetëdijshëm se në rast të kundërt, kërkesa do të refuzohet dhe do t'i nënshtrohem/i përgjegjësisë penale në kuptim të nenit 112 të Kodit Penal.

Kërkuesi: **Për Drejtorinë e ALUIZNI-t _____**

_____ _____
_____ _____
_____ _____
(Emër Atësi Mbiemër – Firmë) *(Emër Mbiemër – Firmë)*

Kërkesës i bashkëlidhet kopje e dokumentit të identifikimit, si dhe dokumentacioni shtesë (jo i detyrueshëm):
_____

REPUBLIKA E SHQIPËRISË

MINISTRIA E DREJTËSISË

AGJENCIA E LEGALIZIMIT, URBANIZIMIT DHE INTEGRIMIT TE ZONAVE/NDERTIMEVE INFORMALE

DREJTORIA _____

VENDIM
PËR
KALIMIN NË PRONËSI TË OBJEKTIT TË NGRITUR PARA DATËS 10.8.1991 DHE TË TRUALLIT TË TIJ FUNKSIONAL

Në zbatim të vendimit nr.____, datë _____, të Këshillit të Ministrave, "*Për përcaktimin e procedurës së kalimit të pronësisë dhe regjistrimit, të pasurive të paluajtshme të ndërtuara deri më 10.8.1991 dhe të truallit funksional*", u mor në shqyrtim kërkesa me nr._____prot., datë _____, për kalimin në pronësi **të objektit të ndërtuar para datës 10.8.1991**:
□ **së bashku me truallin funksional** ; □ **pa truallin funksional**[1].

Drejtoria e ALUIZNI-t _____ pasi verifikoi gjendjen ndërtimore në terren dhe gjendjen juridike të pasurisë së pretenduar nga kërkuesi, në mbështetje të dokumentacionit të administruar, si dhe në përputhje me përcaktimet e VKM të sipërpërmendur,

VENDOSI

Kalimin në pronësi të:

1. _____,
(Emër Atësi Mbiemër)
2. _____,

të objektit me adresë: _____
(Adresa e vendndodhjes së objektit)

□ **së bashku me truallin funksional** ; □ **pa truallin funksional**

Të ndodhur në pasurinë me nr.: _____ në zonën kadastrale: _____, me këto të dhëna:

Sipërfaqe ndërtimi: _____
Sipërfaqe trualli funksional : _____
Numri i kateve: _____

Kufitarët e pronës:

Në veri: _____

Në jug: _____

Në Lindje : _____

Në perëndim: _____

Të dhënat e mësipërme janë sipas gen-planit bashkëlidhur.

DREJTOR

_____

_____

KY DOKUMENT PLOTËSOHET NË TRE KOPJE DHE SË BASHKU ME GENPLANIN E PASURISË ËSHTË I VLEFSHËM PËR REGJISTRIM NË ZYRËN E REGJISTRIMIT TË PASURIVE TË PALUAJTSHME

VENDIM
Nr. 443, datë 18.7.2018

PËR MBULIMIN E SHPENZIMEVE TË MJEKIMIT TË Z. ARIAN KRAJA

Në mbështetje të nenit 100 të Kushtetutës dhe të ligjit nr. 109/2017, "Për buxhetin e vitit 2018", me propozimin e ministrit të Shëndetësisë dhe Mbrojtjes Sociale, Këshilli i Ministrave

VENDOSI:

1. Mbulimin e shpenzimeve të mjekimit të z. Arian Kraja, në masën 3 721 012 (tre milionë e shtatëqind e njëzet e një mijë e dymbëdhjetë) lekë.

2. Ky fond të përballohet nga Fondi i Sigurimit të Detyrueshëm të Kujdesit Shëndetësor.

3. Pagesa të bëhet me paraqitjen e faturave të institucionit të kurimit.

4. Ngarkohen Ministria e Shëndetësisë dhe Mbrojtjes Sociale dhe Fondi i Sigurimit të Detyrueshëm të Kujdesit Shëndetësor për zbatimin e këtij vendimi.

Ky vendim hyn në fuqi menjëherë.

KRYEMINISTRI
Edi Rama

URDHËR
Nr. 170, datë 20.7.2018

PËR DELEGIM TË PËRKOHSHËM TË KOMPETENCAVE

Në zbatim të nenit 28 dhe të nenit 29, të Kodit të Procedurave Administrative; të vendimit të Këshillit të Ministrave nr. 58, datë 29.1.2004, "Për organizimin e Drejtorisë së Sigurimit të Informacionit të Klasifikuar"; të nenit 26 të rregullores së brendshme të Drejtorisë së Sigurimit të Informacionit të Klasifikuar, miratuar me urdhrin e Kryeministrit nr. 1, datë 14.1.2015, "Për miratimin e rregullores së brendshme të Drejtorisë së Sigurimit të Informacionit të Klasifikuar (DSIK)", të ndryshuar,

URDHËROJ:

1. Delegimin e kompetencave të titullarit të Drejtorisë së Sigurimit të Informacionit të Klasifikuar, me përjashtim të kompetencave të cilat nuk delegohen dhe që janë të shprehura me ligj, drejtorit të Drejtorisë së Vettingut dhe Sigurimit Industrial, z. Mark Ndreca.

2. Ndër të tjera, z. Ndreca ngarkohet edhe me:

- Ndjekjen e detyrave të vendosura në planin mujor të muajit korrik–gusht 2018;

- Ndjekjen dhe zbatimin e "Rregullores për funksionimin dhe organizimin e Drejtorisë së Sigurimit të Informacionit të Klasifikuar" (të ndryshuar).

3. Delegimin e kompetencave të titullarit në funksion të Kontrollit të Figurës së subjekteve të rivlerësimit, përgjegjësit të Sektorit Juridik dhe Marrëdhënieve Ndërkombëtare, anëtare e grupit të punës, znj. Marsida Fetishi.

4. Znj. Marsida Fetishi i delegohen kompetencat, si më poshtë:

a) Mbikëqyr dhe udhëzon grupin e punës për Kontrollin e Figurës së subjekteve të rivlerësimit gjatë ushtrimit të veprimtarisë së tij.

b) Përfaqëson grupin e punës në marrëdhëniet, me:

- Komisionin e Pavarur të Kualifikimit (KPK);

- Kolegjin e Apelimit (KA) dhe Komisionerët Publikë;

- Operacionin Ndërkombëtar të Monitorimit (ONM).

c) Organizon dhe drejton veprimtarinë e grupit të punës.

ç) Kryen çdo veprim tjetër të nevojshëm për realizimin e qëllimit, objektit dhe detyrave për të cilat është ngritur grupi i punës.

5. Mbledhjet e Komisionit të Deklasifikimit dhe Zhvlerësimit të Informacionit të Klasifikuar (KDZH) do të mblidhen sipas nevojës së procesit të rivlerësimit kalimtar nga nënkryetari i KDZH-së.

6. Kompetencat e mësipërme delegohen për periudhën 23.7.2018 deri 10.8.2018.

7. Z. Ndreca dhe znj. Fetishi nuk mund t'i delegojnë këto kompetenca.

8. Për ndjekjen e këtij urdhri ngarkohet drejtori i Drejtorisë së Vettingut dhe Sigurimit Industrial.

9. Për zbatimin e këtij urdhri ngarkohen të gjithë nëpunësit/punonjësit e Drejtorisë së Sigurimit të Informacionit të Klasifikuar.

10. Ky urdhër hyn në fuqi menjëherë dhe botohet në Fletoren Zyrtare.

DREJTORI
Dorian Tola

VENDIM
Nr. 151, datë 3.7.2018

MBI LICENCIMIN E SHOQËRISË "DOMI TEC" SHPK NË VEPRIMTARINË E PRODHIMIT TË ENERGJISË ELEKTRIKE NGA HEC "PLEPI", ME FUQI TË INSTALUAR 2285 kw

Në mbështetje të nenit 16 dhe të nenit 37, pika 2, germa "a", të ligjit nr. 43/2015, "Për sektorin e energjisë elektrike"; të nenit 4, pika 1, germa "a"; të nenit 5, pika 1, germa "a" dhe të nenit 13, të "Rregullores për procedurat dhe afatet për dhënien, modifikimin, transferimin, rinovimin ose heqjen e licencave në Sektorin e Energjisë Elektrike", të miratuar me vendimin e bordit të ERE-s nr. 109, datë 29.6.2016, dhe të nenit 15 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 3.7.2018, mbasi shqyrtoi relacionin e përgatitur nga Drejtoria e Licencimit dhe e Monitorimit të Tregut mbi licencimin e shoqërisë "Domi TEC" sh.p.k., në aktivitetin e prodhimit të energjisë elektrike,

konstatoi se:

- Shoqëria "Domi TEC" sh.p.k., me shkresën nr. 29 prot., datë 25.4.2018, protokolluar në ERE me nr. 344 prot., datë 26.4.2018, ka paraqitur kërkesën për t'u pajisur me licencë në aktivitetin e prodhimit të energjisë elektrike nga HEC "Plepi", me fuqi të instaluar 2285 kw.

- ERE, me shkresën nr. 55/30 prot., datë 14.5.2018, ka bërë njoftimin në media për fillimin e procedurës për shqyrtimin e aplikimit.

- ERE, me shkresën nr. 344/1 prot., datë 15.5.2018, i ka bërë me dije subjektit mungesën e dokumentacionit të kërkuar.

- ERE, me shkresën nr. 344/3 prot., datë 21.5.2018, ka njoftuar subjektin në lidhje me vendimmarrjen e bordit.

- Me shkresën e protokolluar në ERE, me nr. 344/2 prot., datë 25.5.2018, subjekti ka përcjellë në ERE plotësimin e dokumentacionit të munguar, duke depozituar vërtetimet nga prokuroria dhe gjykata, si dhe studimin e fizibilitetit.

- ERE, në mbledhjen e datës 25.6.2018, pranoi kërkesën e shoqërisë "Domi TEC" sh.p.k. për shtyrjen e vendimmarrjes.

- Me shkresën e protokolluar në ERE, me nr. 344/5, datë 25.6.2018, ka përcjellë në ERE lejen e përdorimit të burimit ujor nr. 272/1 prot., datë 20.6.2018, të miratuar me vendimin e Këshillit të Basenit Ujor, Drin–Bunë.

- Në përfundim të shqyrtimit, rezulton se aplikimi i shoqërisë "Domi TEC" sh.p.k. plotëson tërësisht kërkesat e parashikuara nga ERE në "Rregulloren për procedurat dhe afatet për dhënien, modifikimin, transferimin, rinovimin ose heqjen e licencave në Sektorin e Energjisë Elektrike", si më poshtë:

- formati i aplikimit (neni 9, pika 1) është plotësuar në mënyrë korrekte;

- dokumentacioni juridik, administrativ dhe pronësor (neni 9, pika 2) është plotësuar në mënyrë korrekte;

- dokumentacioni financiar dhe fiskal (neni 9) është plotësuar në mënyrë korrekte;

- dokumentacioni teknik (neni 9, pikat 4.1.1, 4.1.2, 4.1.3, 4.1.4, 4.1.5) është plotësuar në mënyrë korrekte.

Për gjithë sa më sipër cituar, bordi të ERE-s

VENDOSI:

1. Të licencojë shoqërinë "Domi TEC" sh.p.k. në veprimtarinë e prodhimit të energjisë elektrike nga HEC "Plepi", me fuqi të instaluar 2285 kw, për një afat 30-vjeçar.

2. Drejtoria e Licencimit dhe e Monitorimit të Tregut të njoftojë aplikuesin 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

VENDIM
Nr. 152, datë 3.7.2018

MBI FILLIMIN E PROCEDURËS PËR SHQYRTIMIN E APLIKIMIT TË SHOQËRISË *"RENERGY TRADING GROUP"* SHPK, PËR LICENCIM NË VEPRIMTARINË E TREGTIMIT TË ENERGJISË ELEKTRIKE

Në mbështetje të nenit 16 dhe nenit 37, pika 2, germa "d" të ligjit nr. 43/2015, "Për Sektorin e Energjisë Elektrike"; si dhe në zbatim të nenit 4, pika 1, germa "e", nenit 5, pika 1, germa "e", dhe nenit 10, pika 3, të "Rregullores për procedurat dhe afatet për dhënien, modifikimin, transferimin, rinovimin dhe heqjen e licencave në Sektorin e Energjisë Elektrike" të miratuar me vendimin e bordit të ERE-s, nr. 109, datë 29.6.2016, nenit 19, pika 1, germa "a", të "Rregullores për organizimin, funksionimin dhe procedurat e 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 3.7.2018, mbasi shqyrtoi relacionin e përgatitur nga Drejtoria e Licencimit dhe e Monitorimit të Tregut për fillimin e procedurës për shqyrtimin e aplikimit të shoqërisë *"Renergy Trading Group"* sh.p.k., për licencim në veprimtarinë e Tregtimit të Energjisë Elektrike,

konstatoi se:

- Me shkresën e protokolluar në ERE, me nr. 465, datë 22.6.2017, shoqëria *"Renergy Trading Group"* sh.p.k., ka paraqitur në ERE kërkesën për t'u pajisur me licencë në veprimtarinë e Tregtimin e Energjisë Elektrike.

- Aplikimi i shoqërisë *"Renergy Trading Group"* sh.p.k. plotëson pjesërisht kërkesat e parashikuara nga ERE në "Rregulloren për procedurat dhe afatet për dhënien, modifikimin, transferimin, rinovimin dhe heqjen e licencave në Sektorin e Energjisë Elektrike", si më poshtë:

- Dokumentacioni juridik, administrativ dhe pronësor (neni 9, pika 2): plotësuar në mënyrë korrekte.

- Dokumentacioni financiar dhe fiskal (neni 9, pika 3): plotësuar në mënyrë korrekte.

- Dokumentacioni teknik për aktivitetin tregtimit të energjisë elektrike (neni 9 pika 4.8): plotësuar në mënyrë korrekte.

Në lidhje me mungesën e dokumentacionit, që ka të bëjë me:

- formati i aplikimit (neni 9, pika 1), do të njoftohet subjekti që në bazë të nenit 11, pika 1, të "Rregullores për procedurat dhe afatet për dhënien, modifikimin, transferimin, rinovimin dhe heqjen e licencave në Sektorin e Energjisë Elektrike", t'i paraqesë ato brenda afateve.

Për gjithë sa më sipër, bordi i ERE-s

VENDOSI:

1. Të fillojë procedurën për licencimin e shoqërisë *"Renergy Trading Group"* sh.p.k. në aktivitetin e Tregtimit të Energjisë Elektrike.

2. Drejtoria e Licencimit dhe e Monitorimit të Tregut të njoftojë aplikuesin 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

VENDIM
Nr. 153, datë 3.7.2018

MBI FILLIMIN E PROCEDURËS PËR SHQYRTIMIN E APLIKIMIT TË SHOQËRISË "URADRIN" SHPK, PËR LICENCIM NË VEPRIMTARINË E TREGTIMIT TË ENERGJISË ELEKTRIKE

Në mbështetje të nenit 16 dhe nenit 37, pika 2, germa "d", të ligjit nr. 43/2015, "Për Sektorin e Energjisë Elektrike"; si dhe në zbatim të nenit 4, pika 1, germa "e"; të nenit 5, pika 1, germa "e", dhe të nenit 10, pika 3, të "Rregullores për procedurat dhe afatet për dhënien, modifikimin, transferimin, rinovimin dhe heqjen e licencave në Sektorin e Energjisë Elektrike", të miratuar me vendimin e bordit të ERE-s nr. 109, datë 29.6.2016; të nenit 19, pika 1, germa "a", të "Rregullores për organizimin, funksionimin dhe procedurat e ERE-s", miratuar me vendimin e bordit të ERE nr. 96, datë 17.6.2016, bordi i ERE-s, në mbledhjen e tij të datës 3.7.2018, mbasi shqyrtoi relacionin e përgatitur nga Drejtoria e Licencimit dhe e Monitorimit të Tregut për fillimin e procedurës për shqyrtimin e aplikimit të shoqërisë "Uradrin" sh.p.k., për licencim në veprimtarinë e Tregtimit të Energjisë Elektrike,

konstatoi se:

- Me shkresën e protokolluar në ERE, me nr. 455, datë 15.6.2018, shoqëria "Uradrin" sh.p.k. ka paraqitur në ERE kërkesën për t'u pajisur me licencë në veprimtarinë e Tregtimit të Energjisë Elektrike.

- Aplikimi i shoqërisë "Uradrin" sh.p.k. plotëson pjesërisht kërkesat e parashikuara nga ERE në "Rregulloren për procedurat dhe afatet për dhënien, modifikimin, transferimin, rinovimin dhe heqjen e licencave në Sektorin e Energjisë Elektrike", si më poshtë:

- Formati dhe dokumentacioni për aplikim (neni 9, pika 1): plotësuar në mënyrë korrekte.

- Dokumentacionin juridik, administrativ dhe pronësor (neni 9, pika 2, germat "a", "b", "c", "e"): plotësuar në mënyrë korrekte.

- Dokumentacionin financiar dhe fiskal (neni 9, pika 3): plotësuar në mënyrë korrekte.

- Dokumentacioni teknik për veprimtarinë e tregtimit të energjisë elektrike (neni 9, pika 4.8): plotësuar në mënyrë korrekte.

Në lidhje me mungesën e dokumentacionit, që ka të bëjë me:

- nenin 9, pika 2, germa "d" (vërtetimi nga Prokuroria dhe Gjykata për përfshirje ose jo në një proces penal të drejtuesve të shoqërisë), do të njoftohet subjekti që në bazë të nenit 11, pika 1, të "Rregullores për procedurat dhe afatet për dhënien, modifikimin, transferimin, rinovimin dhe heqjen e licencave në Sektorin e Energjisë Elektrike", t'i paraqesë ato brenda afateve.

Për gjithë sa më sipër, bordi i ERE-s

VENDOSI:

1. Të fillojë procedurën për shqyrtimin e aplikimit të shoqërisë "Uradrin" sh.p.k. për licencim në veprimtarinë e Tregtimit të Energjisë Elektrike.

2. Drejtoria e Licencimit dhe e Monitorimit të Tregut të njoftojë aplikuesin 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

VENDIM
Nr. 154, datë 3.7.2018

MBI FILLIMIN E PROCEDURËS PËR SHQYRTIMIN E APLIKIMIT TË SHOQËRISË "OBERALDI ENERGJITIK" SHPK, PËR LICENCIM NË AKTIVITETIN E PRODHIMIT TË ENERGJISË NGA HEC-et: "KRYEZI 3", ME FUQI TË INSTALUAR 122.2 kw; "KRYEZI 4", ME FUQI TË INSTALUAR 310.7 kw DHE "KRYEZI 5", ME FUQI TË INSTALUAR 886.5 kw, ME FUQI TOTALE 1320 kw

Në mbështetje të nenit 16 dhe të nenit 37, pika 2, germa "a", të ligjit nr. 43/2015, "Për Sektorin e Energjisë Elektrike"; të nenit 4, pika 1, germa "a"; të nenit 5, pika 1, germa "a" dhe të nenit 10, pikat 1 dhe 3, të "Rregullores për procedurat dhe afatet për dhënien, modifikimin, transferimin, rinovimin dhe heqjen e licencave në Sektorin e Energjisë Elektrike", të miratuar me vendimin e bordit të ERE-s nr. 109, datë 29.6.2016, dhe të nenit 19, pika 1, germa "a", 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 3.7.2018, mbasi shqyrtoi relacionin e përgatitur nga Drejtoria e Licencimit dhe e Monitorimit të Tregut, mbi fillimin e procedurës për shqyrtimin e aplikimit të shoqërisë "Oberaldi Energjitik" sh.p.k., për licencim në veprimtarinë e prodhimit të energjisë elektrike,

konstatoi se:

- Shoqëria "Oberaldi Energjitik" sh.p.k., me shkresën e protokolluar në ERE nr. 442 prot., datë 11.6.2018, ka paraqitur kërkesën për t'u pajisur me licencë në aktivitetin e prodhimit të energjisë elektrike nga HEC-et: "Kryezi 3", me fuqi 122.2 kw; "Kryezi 4", me fuqi 310.7 kw dhe "Kryezi 5", me fuqi 886.5 kw.

- Aplikimi i shoqërisë "Oberaldi Energjitik" sh.p.k. plotëson pjesërisht kërkesat e parashikuara nga ERE në "Rregulloren për procedurat dhe afatet për dhënien, modifikimin, transferimin, rinovimin dhe heqjen e licencave në Sektorin e Energjisë Elektrike", si më poshtë:

- Formati i aplikimit (neni 9, pika 1) është plotësuar në mënyrë korrekte.

- Dokumentacioni juridik, administrativ dhe pronësor (neni 9, pika 2, germat "a", "b", "c", "e", "f", "g") është plotësuar në mënyrë korrekte.

- Dokumentacioni financiar dhe fiskal (neni 9, pika 3, germat "b", "d") është plotësuar në mënyrë korrekte.

- Dokumentacioni teknik (neni 9, pikat 4.1.1, 4.1.2, 4.1.3, 4.1.4, 4.1.5) është plotësuar në mënyrë korrekte.

Në lidhje me mungesën e dokumentacionit, që ka të bëjë me:

- nenin 9, pika 2, germa "d" (vërtetim nga Gjykata);

- nenin 9, pika 3 germat "a" (vërtetimi për shlyerjen e tatim-taksave dhe sigurimeve shoqërore) dhe "c" (dokumente që vërtetojnë aftësinë ose mbështetjen financiare të aplikuesit);

- nenin 9 pika 4.1.5, germa "b" (leja e përdorimit të ujit), do të njoftohet subjekti që në bazë të nenit 11, pika 1, të "Rregulloren për procedurat dhe afatet për dhënien, modifikimin, transferimin, rinovimin dhe heqjen e licencave në Sektorin e Energjisë Elektrike", t'i paraqesë këto në ERE, brenda afateve.

Për gjithë sa më sipër cituar, bordi të ERE-s

VENDOSI:

1. Të fillojë procedurën për licencimin e shoqërisë "Oberald Energjitik" sh.p.k. në aktivitetin e prodhimit të energjisë elektrike, nga hidrocentralet: "Kryezi 3", me fuqi 122.2 kw; "Kryezi 4", me fuqi 310.7 kw dhe "Kryezi 5", me fuqi 886.5 kw, me fuqi totale 1320 kw, për një afat 30-vjeçar.

2. Drejtoria e Licencimit dhe e Monitorimit të Tregut të njoftojë aplikuesin 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

VENDIM
Nr. 155, datë 3.7.2018

MBI FILLIMIN E PROCEDURËS PËR MIRATIMIN E "PROPOZIMIT TË TË GJITHË OST-ve PËR NJË METODOLOGJI TË MODELIT TË PËRBASHKËT TË RRJETIT, NË PËRPUTHJE ME NENIN 18, TË RREGULLORES SË KOMISIONIT (BE) 2016/1719, TË DATËS 26 SHTATOR 2016, PËR KRIJIMIN E NJË UDHËZUESI MBI ALOKIMIN E KAPACITETEVE NË AVANCË"

Në mbështetje të neneve 16, 7, 56 dhe 63 të ligjit nr. 43/2015, "Për Sektorin e Energjisë Elektrike"; të nenit 18, të Rregullores së Komisionit (BE) 2016/1719, të datës 26 shtator 2016; të nenit 26, të "Rregullave të praktikës dhe procedurave të ERE-s", miratuar me vendimin të bordit të ERE-s nr. 96, datë 17.6.2016, bordi i ERE-s, në mbledhjen e tij të datës 3.7.2018, mbasi shqyrtoi relacionin e përgatitur nga drejtoritë teknike, mbi fillimin e procedurës për miratimin e "Propozimit të të gjithë OST-ve për një metodologji të modelit të përbashkët të rrjetit, në përputhje me nenin 18, të Rregullores së Komisionit (BE) 2016/1719, të datës 26 shtator 2016, për krijimin e një udhëzuesi mbi alokimin e kapaciteteve në avancë",

konstatoi se:

- OST sh.a., me shkresën nr. DOS/DO/SMZ 3886 prot., datë 25.5.2018, ka përcjellë në ERE për miratim "Propozimin e të gjithë OST-ve për një metodologji të modelit të përbashkët të rrjetit, në përputhje me nenin 18, të Rregullores së Komisionit (BE) 2016/1719, të datës 26 shtator 2016, për krijimin e një udhëzuesi mbi alokimin e kapaciteteve në avancë", propozim i cili vjen në zbatim të dispozitave të ligjit 43/2015, "Për Sektorin e Energjisë Elektrike", të ndryshuar me ligjin 7/2018, përkatësisht neneve 56 dhe 63, si dhe në përmbushje të detyrimeve të përcaktuara në Kodin e Transmetimit të miratuar me vendimin e bordit të ERE-s nr. 186, datë 10.11.2017, përkatësisht nenit 104, "Modelet individuale të rrjetit, modelet e bashkuara të rrjetit dhe analizat e sigurisë operative", si dhe neneve 58, 59, 60, 61, 62 të tij.

- Dokumenti është një propozim i përbashkët i krijuar nga të gjithë Operatorët e Sistemeve të Transmetimit, në lidhje me krijimin e një metodologjie të modelit të përbashkët të rrjetit, përbëhet nga 25 nene dhe saktëson mënyrën e krijimit të modeleve individuale të rrjetit nga secili OST, të dhënat që duhet të përmbajnë modelet përfshi topologjinë, ngarkesën, gjenerimin, si dhe mënyrën e bashkimit të këtyre modeleve në një të vetëm. Në këtë mënyrë do të bëhet në nivel evropian analiza e sigurisë, me qëllim përcaktimin e kapaciteteve të lira në avancë, por edhe ato të ditës në avancë apo brenda ditës. Gjithashtu, dokumenti përcakton krijimin e një platforme të vetme informacioni, e cila do të shërbejë për grumbullimin e modeleve individuale të rrjetit dhe bashkimin e tyre në modelin e përbashkët të rrjetit. Gjithashtu, platforma do të kryejë analizën e flukseve për përcaktimin e kapaciteteve ndërkufitare.

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

- Nevoja për implementimin e kësaj rregulloreje është theksuar edhe në mbledhjen Grupit të Përhershëm të Nivelit të Lartë nr. 47, datë 30 qershor 2017, mbajtur në Vjenë.

Për gjithë sa më sipër, bordi i ERE-s

VENDOSI:

1. Të fillojë procedurën për miratimin e "Propozimit të të gjithë OST-ve për një metodologji të modelit të përbashkët të rrjetit, në përputhje me nenin 18, të Rregullores së Komisionit (BE) 2016/1719, të datës 26 shtator 2016, për krijimin e një udhëzuesi mbi alokimin e kapaciteteve në avancë".

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

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

	EN	AL	Shkurtesa -al
EU	European Union	Bashkimi Europian	BE
IGM	Individual Grid Model	Modeli individual i rrjetit	MIRr
CGM	Common Grid Model	Modeli i përbashkët i rrejtit	MPRr
CGMM	Common Grid Model Methodology	Metodologjia e modelit të përbashkët te rrejtit	MMPRr
GLDPM	Generation and Load Data Provision Methodology	Metodologjia e ofrimit të dhënave të gjenerimit dhe ngarkesës	
FCA	Forward capacity allocation	Alokimin i kapaciteteve ne avance	
	year-ahead capacity calculation time-frame	Llogaritja e kapacitetit per peridhen nje vit ne avance	
	month-ahead capacity calculation time-frame	Llogaritja e kapacitetit per peridhen një muaj në avance	
	peak load situation	gjendja me ngarkese maksimale (piku)	
	valley situations	Gjendja me ngarkese minimale	
	Winter Peak	Piku i dimrit	
	Winter Valley	Minimumi i dimrit	
CCRs	Capacity Calculation Regions	Rajonet e llogaritjes së kapacitetit	
PATL	Permanent admissible transmission limit	Limiti i përhershëm i lejuar i transmetimit	
TATL	Temporary admissible transmission loading	Ngarkimi i përkohshëm i lejuar i transmetimit	
Net Position	netted sum of electricity exports and imports for each market time unit for a bidding zone.	Pozicioni neto - shuma neto e eksporteve dhe importeve të energjisë elektrike për secilën njësi kohore të tregut për një zonë ofertuese.	
	tap changer	ancafka	
FACTS	flexible AC transmission systems		
	regional operational security analysis	analiza e sigurisë operative rajonale	
	regulated buses	Nyje balancuese	
	conforming load -> conforming load uses power factor as a fixed ratio between its real and reactive power	Ngarkesë konform -> ngarkesa konform përdor faktorin e fuqisë si një raport fiks midis fuqisë së tij aktive dhe reaktive	
	non-conforming load -> non–conforming load defines its real and reactive power by its "load versus time" curves	Ngarkese jo- konform -> ngarkesa jo-konform përcakton fuqinë e saj aktive dhe reactive sipas funksonit "ngarkesën kundrejt kohës".	

	regional operational security analysis	analizat rajonale të sigurisë operative	
	conforming flag	Përputhshmëria	
	direct current lines	Linjat me rryme te vazhdruar	
HVDC	high-voltage direct current	Rryma e vazhduar me tensjon te larte	
	adjacent grids	Rrjete fqinje	
	By default	parazgjedhje	
	cross-zonal	Ndër - rajonal	
	cross-border	Ndërkufitar	
	aggregate	tërësi	
GSK	**Generation Shift Key** -> a set of factors describing a linear estimation of the most probable change in the generation pattern within a hub in relation to the change of the net position of this hub. If for instance we assume that 2 generation units are available in hub A (a1 and a2), a GSK A->B of (40%;60%) will mean that an increase of 100 MW of the exchange from A to B will be modelled as an increase of 40 MW and 60 MW of a1 and a2 respectively. /	një grup faktorësh që përshkruajnë një vlerësim linear të ndryshimit më të mundshëm në modelin e gjenerimit në lidhje me ndryshimin e pozitës neto. Nëse, për shembull, supozojmë se janë në dispozicion dy njësi gjeneruese në A (a1 dhe a2), një GSK A-> B prej (40%, 60%) do të thotë që një rritje prej 100 MW të shkëmbimit nga A në B do të modelohet si një rritje prej 40 MW dhe 60 MW të a1 dhe a2 respektivisht.	NKGj
	merit order -> The **merit order** is a way of ranking available sources of energy, especially electrical generation, based on ascending order of price (which may reflect the order of their short-run marginal costs of production) together with amount of energy that will be generated. In a centralized management, the ranking is so that those with the lowest marginal costs are the first ones to be brought online to meet demand, and the plants with the highest marginal costs are the last to be brought on line. Dispatching generation in this way minimizes the cost of production of electricity	**merit order** -> është një mënyrë për të renditur burimet e disponueshme të energjisë, veçanërisht gjenerimin elektrik, bazuar në rendin rritës të çmimit (që mund të pasqyrojë rendin e kostove margjinale afatshkurtra të prodhimit) së bashku me sasinë e energjisë që do të gjenerohet. Renditja është në mënyrë te tille që ata që kanë shpenzimet më të ulëta margjinale janë të parat që do të blihen për të përmbushur kërkesën dhe centralet me shpenzimet më të larta margjinale janë të fundit që do të blihen. Dispaçimii i	

		gjenerimit në këtë mënyrë minimizon koston e prodhimit të energjisë elektrike.	
	closed distribution system operators -> Closed distribution system' means a system classified pursuant to Article 28 of Directive 2009/72/EC as a closed distribution system by national regulatory authorities or by other competent authorities, where so provided by the Member State, which distributes electricity within a geographically confined industrial, commercial or shared services site and does not supply household customers, without prejudice to incidental use by a small number of households located within the area served by the system.	**Operatoret e sistemit të shpërndarjes të mbyllur ->** Sistemi i mbyllur i shpërndarjes "nënkupton një sistem të klasifikuar sipas nenit 28 të Direktivës 2009/72 / EC si një sistem i mbyllur i shpërndarjes nga autoritetet kombëtare rregullatore ose nga autoritetet e tjera kompetente, aty ku kështu parashikohet nga Vendi Anëtar, i cili shpërndan energji elektrike brenda një kufizimi gjeografik, komercial dhe nuk furnizon konsumatorët shtëpiak, pa paragjykuar përdorimin e rastësishëm nga një numër i vogël familjesh të vendosura brenda zonës së shërbyer nga sistemi.	**OSMSh**
	Separated	Veçuar	
	slack node	nyje referuese	
	CGM alignment	Rregullimi i CGM	
	Alignment agent	agjent rregullues/perafrues	
	merging agents	agjent bashkues	
	Validation	Vlerësim	
	merge	bashkim	
	common	i përbashkët, unik	

SHKURTIME DHE TERMINOLOGJI

PROPOZIMI I GJITHË OST-ve
PËR NJË METODOLOGJI TË MODELIT TË PËRBASHKËT TË RRJETIT, NË PËRPUTHJE ME NENIN 18, TË RREGULLORES SË KOMISIONIT (BE) 2016/1719, TË DATËS 26 SHTATOR 2016, PËR KRIJIMIN E NJË UDHËZUESI MBI ALOKIMIN E KAPACITETEVE NË AVANCË

Shtator 2017

Të gjithë OST-të, duke marrë parasysh sa vijon:

Ndërkohë:

1. Ky dokument është një propozim i përbashkët i krijuar nga të gjithë Operatorët e Sistemeve të Transmetimit (këtej e tutje referuar si "OST") në lidhje me krijimin e një propozimi për një metodologji të modelit të përbashkët të rrjetit (këtej e tutje referuar si "MMPRR").

2. Ky propozim (këtej e tutje referuar si "Propozimi MMPRR") merr parasysh parimet e përgjithshme dhe objektivat e përcaktuar në Rregulloren e Komisionit (BE) 2016/1719, të datës 26 shtator 2016, për krijimin e një udhëzuesi mbi alokimin afatgjatë të kapaciteteve (këtej e tutje referuar si "Rregullorja 2016/1719"), si dhe rregulloren (KE) nr. 714/2009, të Parlamentit Evropian dhe të Këshillit, të datës 13 korrik 2009, mbi kushtet për aksesin në rrjet për shkëmbimet ndërkufitare të energjisë elektrike (këtej e tutje referuar si rregullorja (KE) nr. 714/2009). Qëllimi i rregullores 2016/1719 është koordinimi dhe harmonizimi i llogaritjes së kapaciteteve dhe alokimin në avancë në tregjet ndërrajonale. Për të lehtësuar këto synime është e nevojshme për të gjithë OST-të të përdorin një model të përbashkët të rrjetit. Një model i përbashkët i rrjetit mund të krijohet vetëm në bazë të një metodologjie të përbashkët për ndërtimin e një modeli të tillë.

3. Ndërsa MMPRR-ja, i përshkruar në propozimin aktual të MMPRR-së, mundëson krijimin e një modeli të përbashkët të rrjetit, ofrimit të të dhënave të gjenerimit dhe ngarkesës së nevojshme për të krijuar modelin e përbashkët të rrjetit është trajtuar në metodologjinë e ofrimit të dhënave të gjenerimit dhe ngarkesës në përputhje me nenin 17 të rregullores 2016/1719.

4. Neni 17 i rregullores së Komisionit (BE) 2015/1222, i 24 korrikut 2015, mbi krijimin e një udhëzuesi mbi alokimin e kapaciteteve dhe menaxhimin e kongjestionit (këtej e tutje referuar si "Rregullorja 2015/1222") i referohet nenit 18, të rregullores 2016/1719 dhe përcakton disa prej kërkesave specifike që propozimi i MMPRR-së duhet të marrë në konsideratë:

1) Jo më vonë se 10 muaj pas hyrjes në fuqi të kësaj rregulloreje, të gjithë OST-të bashkërisht do të hartojnë një propozim mbi metodologjinë e modelit të përbashkët të rrjetit. Propozimi do t'u nënshtrohet konsultimeve në përputhje me nenin 12.

2) Metodologjia e modelit të përbashkët të rrjetit do të mundësojë krijimin e një modeli të përbashkët rrjeti. Ai duhet të përmbajë të paktën elementet e mëposhtme:

a) Përkufizimin të skenarëve, në përputhje me nenin 18;

b) Përkufizim të modeleve të veçanta të rrjetit, në përputhje me nenin 19;

c) Përshkrim të procesit për bashkimin e modeleve individuale të rrjetit për të formuar modelin e përbashkët rrjetit.

5. Neni 18 i rregullores 2016/1719 përbën bazën ligjore të propozimit mbi metodologjinë e përbashkët të rrjetit për periudha afatgjata dhe përcakton disa kërkesa shtesë:

1) Jo më vonë se gjashtë muaj pas miratimit të metodologjisë së modelit të përbashkët të rrjetit për periudhën "ditë në avancë dhe brenda ditës, të përmendura në nenin 9(6) të rregullores së Komisionit (BE) 2015/1222, të gjithë OST-të do të zhvillojnë së bashku një propozim për një metodologji të vetme të modelit të bashkuar të rrjetit për periudha kohore afatgjata. Metodologjia duhet të jetë objekt i konsultimeve në përputhje me nenin 6.

2) Metodologjia e modelit të përbashkët të rrjetit do të marrë në konsideratë dhe do të plotësojë metodologjinë e modelit të përbashkët të rrjetit të zhvilluar në pajtim me nenin 17. të rregullores (BE) 2015/1222. Metodologjia duhet të mundësojë krijimin e modelit të përbashkët të rrjetit për llogaritjen e kapaciteteve afatgjata në rajonet llogaritëse, ku analiza e sigurisë është bërë në bazë të skenarëve të shumëfishtë, në pajtim me nenin 10.

3) Kur hartohet metodologjia e modelit të përbashkët e rrjetit do të zbatohen kërkesat e

përcaktuara në nenin 17 të rregullores (BE-së) 2015/1222.

6. Neni 2(2) i rregullores 2015/1222 përcakton modelin e përbashkët të rrjetit, si:

"Një bashkim i gjerë të dhënash, i dakorduar ndërmjet OST-ve të ndryshme, duke përshkruar karakteristikat kryesore të sistemit energjetik (gjenerim, ngarkesë dhe topologji rrjeti) dhe rregullat për ndryshimin e këtyre karakteristikave gjatë procesit të llogaritjes së kapacitetit."

7. Neni 2(4) i rregullores 2015/1222 përcakton një skenar si:

"Gjendja e parashikuar e sistemit energjetik për një periudhë të caktuar kohore."

8. Neni 2(1) të rregullores 2015/1222 përcakton modelin individual të rrjetit si:

"një grup të dhënash që përshkruan karakteristikat e sistemit energjetik (gjenerimin, ngarkesën dhe topologjinë e rrjetit) dhe rregullat respektive për të ndryshuar këto karakteristika gjatë llogaritjes së kapacitetit, përgatitur nga OST-të përgjegjës, për t'u bashkuar me komponentët e tjerë të modelit individual të rrjetit, me qëllim krijimin e modelit të përbashkët të rrjetit".

9. Kërkesat e përcaktuara në nenin 17 janë të përcaktuara më hollësisht në nenet 18 dhe 19 të rregullores 2015/1222. Neni 18 mbi skenarët e përshkruan si vijon:

"1) Të gjithë OST-të bashkërisht do të zhvillojnë skenarët e përbashkët për çdo periudhë kohore llogaritjeje të kapacitetit të përmendur në nenet 14(1)(a) dhe (b). Skenarët e përbashkët do të përdoren për të përshkruar një situatë specifike parashikim për gjenerimin, ngarkesën dhe topologjinë e rrjetit për sistemin e transmetimit në modelin e përbashkët të rrjetit.

2) Për çdo njësi kohore të tregut do të krijohet një skenar, si për ditë më përpara dhe për atë brenda ditës.

3) Për çdo skenar, të gjithë OST-të do të hartojnë së bashku rregullat e përbashkëta për përcaktimin e pozicionit neto të secilës zonë ofertash dhe fluksin për çdo linjë me rrymë të vazhduar. Këto rregulla të përbashkëta do të bazohen në parashikimin më të mirë të pozicionit neto të secilës zonë ofertimi dhe në parashikimin më të mirë të flukseve në çdo linje të rrymës së vazhduar për secilin skenar dhe duhet të përfshijnë bilancin e përgjithshëm ndërmjet ngarkesës dhe gjenerimit për sistemin e transmetimit. Nuk do të ketë diskriminim të panevojshëm ndërmjet shkëmbimeve të brendshme dhe atij ndërrajonal gjatë përcaktimit të skenarëve, në përputhje me pikën 1.7 të aneksit I, të rregullores (KE) nr. 714/2009."

Pika 1.7 e aneksit I të rregullores (KE) nr. 714/2009, përcakton si në vijim:

"Gjatë përcaktimit të zonave të rrjetit, në/dhe mes të cilave menaxhohet kongjestioni, OST-të do të udhëhiqen nga parimet e kosto-efektivitetit dhe të minimizimit të ndikimeve negative në tregun e brendshëm të energjisë elektrike. Në mënyrë të veçantë, OST-të nuk do të kufizojë kapacitetin e interkoneksionit, si mënyrë zgjidhjeje për kongjestionet brenda zonës së tyre të kontrollit; ta ruajnë për shkaqet e lartpërmendura dhe për shkaqe të ruajtjes së sigurisë operative. Nëse një situatë e tillë ndodh, kjo do të përshkruhet dhe paraqitet në mënyrë transparente nga OST-të për të gjithë përdoruesit e sistemit. Një situatë e tillë do të tolerohet deri në gjetjen e një zgjidhjeje afatgjatë. Metodologjia dhe projektet për arritjen e zgjidhjes afatgjatë do të përshkruhet dhe paraqitet në mënyrë transparente nga OST-të për të gjithë përdoruesit e sistemit."

10. Neni 19 përcakton më shumë kërkesa specifike në lidhje me modelet e veçanta të rrjetit, prej të cilave ndërtohet modeli i përbashkët i rrjetit:

"1) Për çdo zonë ofertimi dhe për çdo skenar:

a) Të gjithë OST-të e zonës së ofertimit bashkërisht do të ofrojnë një model të përbashkët individual të rrjetit, i cili është në përputhje me nenin 18(3); ose

b) Çdo OST, në zonën e ofertimit, do të ofrojë një model individual të rrjetit për zonën e tij të kontrollit, përfshi interkonektorët, me kusht që shuma e pozicioneve neto në zonat e kontrollit, përfshirë interkonektorët në zonën ofertuese, të jetë në përputhje me nenin 18(3).

2) Çdo model individual i rrjetit duhet të përfaqësojë parashikimin më të mirë të mundshëm të kushteve të sistemit të transmetimit për çdo skenar të specifikuar nga OST-të, në kohën kur modeli individual i rrjetit është krijuar.

3) Modelet individuale të rrjetit do të marrin parasysh të gjitha elementet e rrjetit të sistemit të transmetimit që janë përdorur në analizat rajonale të sigurisë së operimit për periudhën kohore të dhënë.

4) Të gjitha OST-të do të harmonizojë në masën maksimale të mundshme mënyrën në të cilën modelet individuale rrjetit janë ndërtuar.

5) Çdo OST do të sigurojë të gjitha të dhënat e nevojshme në modelin individual të rrjetit për të lejuar flukset e fuqisë aktive dhe reaktive dhe analizat e tensionit në gjendje të qëndrueshme.

6) Kur shihet e përshtatshme dhe, në bazë të marrëveshjes në mes të të gjitha OST-ve brenda një rajoni llogaritës të kapacitetit, çdo OST, në atë rajon të llogaritjes së kapacitetit, do të shkëmbejë të dhëna me njëri-tjetrin për të mundësuar analizat e qëndrueshmërisë dinamike dhe tensioneve."

11. Kërkesat e përcaktuara në nenin 18 janë të përcaktuara më hollësisht në nenet 19 dhe 20 të rregullores 2016/1719. Neni 19, mbi skenarët, përshkruan si vijon:

"1) Të gjithë OST në rajonet e llogaritjes së kapacitetit, ku aplikohet analiza e sigurisë në bazë të skenarëve të shumëfishtë, në pajtim me nenin 10, bashkërisht do të zhvillojnë një grup të përbashkët të skenarëve që do të përdoren në modelin e përbashkët të rrjetit për çdo periudhë afatgjatë të llogaritjes së kapacitetit.

2) Kur krijohet grupi i përbashkët i skenarëve, do të zbatohen kërkesat respektive të përcaktuara në nenin 18, të rregullores (BE-së) 2015/1222."

12. Neni 20 i rregullores 2016/1719 përcakton:

"Kur krijohet modeli individual i rrjetit për llogaritjen e kapacitetit për periudhën kohore afatgjatë, në rajonet e llogaritjes së kapaciteteve, ku aplikohen analizat e sigurisë, në bazë të skenarëve të shumëfishtë, në pajtim me nenin 10, secili OST do të zbatojë kërkesat e përcaktuara në nenin 19 të rregullores (BE) 2015/1222.".

13. Neni 27(1) i rregullores 2015/1222, formulon një kërkesë në lidhje me procesin e bashkimit:

"1. Jo më vonë se gjashtë muaj pas vendimit mbi metodologjinë e të dhënave të gjenerimit dhe ngarkesës të përmendur në nenin 16 dhe metodologjinë e modelit të përbashkët të rrjetit të përmendur në nenin 17, të gjithë OST-të do të organizojnë procesin e bashkimit të modeleve individuale të rrjetit."

14. Neni 21(1) i rregullores 2016/1719, i referohet nenit 27, të rregullores 2015/1222, në përcaktimin e kërkesave për krijimin e modeleve të përbashkëta të rrjetit për periudhën kohore afatgjatë:

"1) Procesi i bashkimit të modeleve individuale të rrjetit të krijuar, në përputhje me nenin 27 të rregullores (BE) 2015/1222, duhet zbatuar kur bashkohen modelet individuale të rrjetit në një model të përbashkët të rrjetit, për secilën periudhë kohore afatgjatë. Jo më vonë se gjashtë muaj pas miratimit të metodologjisë së sigurimit të të dhënave të gjenerimit dhe të ngarkesës, për periudha kohore afatgjata, të përmendura në nenin 17 dhe të metodologjisë së modelit të përbashkët të rrjetit, për periudha kohore afatgjata të përmendura në nenin 18, të gjithë OST-të, në çdo rajon të llogaritjes së kapacitetit, duhet të krijojnë bashkërisht rregullat operative për llogaritjen e kapacitetit për periudhat afatgjata kohore, për të plotësuar rregullat e përcaktuara për operim, për të bashkuar modelet individuale të rrjetit në përputhje me nenin 27 të rregullores (BE) 2015/1222."

15. Neni 22 i rregullores 2016/1719 përcakton kërkesat e mëposhtme në lidhje me modelin e përbashkët të rrjetit për periudhën kohore afatgjatë:

"Procesi dhe kërkesat e përcaktuara në nenin 28 të rregullores (BE) 2015/1222, për krijimin e një modeli të përbashkët të rrjetit duhen zbatuar kur krijohet modeli i përbashkët i rrjetit për periudhën kohore afatgjatë të llogaritjes së kapacitetit në rajonet e llogaritjes së kapacitetit, ku analiza e sigurisë është aplikuar në bazë të skenarëve të shumëfishtë, në pajtim me nenin 10."

16. Neni 4(8) i rregullores 2016/1719 përcakton dy detyrime të mëtejshme:

"Propozimi për termat dhe kushtet ose metodologjitë duhet të përfshijë afatet e propozuara për zbatimin e tyre dhe një përshkrim të ndikimit të tyre të pritshëm mbi objektivat e kësaj rregulloreje."

17. Nenet 28 pikat 3–5 të rregullores 2015/1222 formulojnë detyrimet shtesë të rëndësishme për propozimin e MMPRR-së:

"3) Për çdo periudhë kohore të llogaritjes së kapacitetit, çdo OST do të krijojë modelin individual rrjetit për çdo skenar, në përputhje me nenin 19, në mënyrë që të bashkohen modelet individuale rrjetit në një model të përbashkët të rrjetit.

4) Çdo OST do t'i dorëzojë OST-së përgjegjëse, për bashkimin e modeleve individuale të rrjetit, një model të përbashkët të rrjetit, grupin më të besueshëm të vlerësimeve praktike për secilin model individual të rrjetit.

5) Për çdo periudhë kohore të llogaritjes së kapacitetit, do të krijohet një model i vetëm i bashkuar i rrjetit, siç është përcaktuar në nenin 18, nga bashkimi i modeleve të të gjitha OST-ve, duke aplikuar procesin e llogaritjes së kapaciteteve, siç është përcaktuar në paragrafin 3 të këtij neni."

18. Neni 4(8) i rregullores 2016/1719 kërkon që ndikimi i pritshëm i propozimit të MMPRR-së në objektivat e rregullores 2016/1719, të jetë i përshkruar. Ndikimi është paraqitur më poshtë (pikat 19 deri 28 të këtij seksioni).

19. Propozimi MMPRR kontribuon dhe nuk pengon në asnjë mënyrë arritjen e objektivave të nenit 3 të rregullores 2016/1719. Në veçanti, propozimi i MMPRR-së i shërben objektivit të nxitjes së tregut efektiv ndërkufitar, me synimet afatgjata mbrojtëse ndërkufitare për pjesëmarrësit e tregut (neni 3(a) i rregullores 2016/1719), duke kontribuar në llogaritjen e koordinuar të kapacitetit nëpërmjet një metodologjie të përbashkët për përgatitjen e modeleve të veçanta të rrjetit, shkrirjen e tyre në modelin e përbashkët panevropian të rrjetit, për tregjet afatgjata që përdoret vetëm në rajonet e llogaritjes së kapacitetit, ku analiza e sigurisë është aplikuar në bazë të skenarëve të shumëfishtë në pajtim me nenin 10 të rregullores 2016/1719.

20. Në pajtim me nenin 3(b) të rregullores 2016/1719 dhe, duke marrë parasysh metodologjitë që do të hartohen sipas rregullores 2016/1719, për llogaritjen e kapacitetit, krijimin e modelit të përbashkët të rrjetit dhe përdorimin e tij në procesin e llogaritjes së kapacitetit për alokimin afatgjatë, të përdorur vetëm në rajonet e llogaritjes të kapacitetit, ku analiza e sigurisë është aplikuar në bazë të skenarëve të shumëfishtë në pajtim me nenin 10, të rregullores 2016/1719, do të optimizojë llogaritjen dhe alokimin e kapacitetit ndërrajonal, duke përfshirë alokimin afatgjatë të kapacitetit ndërkufitar, duke siguruar një metodologji dhe të dhëna hyrëse të përbashkëta për përgatitjen e modeleve individuale të rrjetit dhe shkrirjen e tyre në modelin e përbashkët të rrjetit panevropian.

21. Duke pasur një model të përbashkët të rrjetit për tregun afatgjatë, të përdorur vetëm në rajonet e llogaritjes së kapacitetit, ku analiza e sigurisë është aplikuar në bazë të skenarëve të shumëfishtë, në pajtim me nenin 10 të rregullores 2016/1719, i përgatitur mbi bazën e një metodologjie të përbashkët, të detyrueshme. Propozimi MMPRR do të sigurojë që objektivi i trajtimit të drejtë dhe jodiskriminues i OST-ve, bursave, agjencive, autoriteteve rregullatore dhe pjesëmarrësve tregut, është përmbushur po aq sa dhe krijimi i një modeli të përbashkët të rrjetit të bazuar në një metodologji të detyrueshme që ka qenë objekt i konsultimeve me palët e interesuara, në përputhje me rregulloren 2016/1719 dhe që do të miratohet nga autoritetet rregullatore para zbatimit.

22. Metodologjia e MPRR siguron dhe rrit transparencën dhe besueshmërinë e informacionit më tej, në nenin 3(f) të rregullores 2016/1719, duke ofruar për monitorim treguesit e cilësisë dhe publikimin e treguesve dhe të rezultateve të monitorimit, si pjesë e të dhënave që do të ofrohen në përputhje me nenin 26(3) të rregullores 2016/1719.

23. Propozimi MMPRR, gjithashtu kontribuon në objektivin e respektimit të nevojës për alokimin afatgjatë të kapacitetit, në mënyrë të ndershme (neni 3(e) i rregullores 2016/1719), përmes ofrimit të një modeli të përbashkët të rrjetit që do të përdoret në procesin e llogaritjes së kapacitetit në tregjet afatgjata, i përdorur vetëm në rajonet e llogaritjes të kapacitetit, ku analiza e sigurisë është aplikuar në bazë të skenarëve të shumëfishtë, në pajtim me nenin 10 të rregullores 2016/1719, në bazë të një metodologjie të përbashkët, duke specifikuar të dhënat hyrëse për përgatitjen e modeleve të veçanta të rrjetit të bashkuar në modelin e përbashkët të rrjetit panevropian.

24. Propozimi MMPRR do të kontribuojë në funksionimin efikas afatgjatë dhe zhvillimin e sistemit të transmetimit të energjisë elektrike, si dhe sektorit të energjisë elektrike në EU, me anë të një modeli të përbashkët të rrjetit panevropian, që do të përdoret në mënyrë të koordinuar në të gjithë EU (neni 3(g) i rregullores 2016/1719).

25. Së fundi, propozimi MMPRR kontribuon në objektivin e së drejtës jodiskriminuese për sigurimin e kapacitetit afatgjatë ndërrajonal (neni 3(c) i rregullores 2016/1719), përsëri nëpërmjet ofrimit të një modeli të përbashkët të rrjetit, bazuar në një metodologji të përbashkët të detyrueshme, që do të përdoret në procesin e llogaritjes së kapacitetit për tregjet afatgjata, vetëm në rajonet e llogaritjes së kapacitetit, ku analiza e sigurisë është aplikuar në bazë të skenarëve të shumëfishtë në pajtim me nenin 10 të rregullores 2016/1719.

26. Në përfundim, propozimi MMPRR kontribuon në objektivat e përgjithshëm të rregullores 2016/1719, në dobi të të gjithë OST-ve, bursave, agjencive, autoriteteve rregullatore dhe pjesëmarrësve të tregut.

Paraqesin këtë propozim mbi MMPRR, për të gjitha ERE-të:

Neni 1

Lënda dhe fushëveprimi

1. Metodologjia e modelit të përbashkët të rrjetit, e përshkruar në këtë propozim është propozimi i përbashkët i të gjitha OST-ve, në përputhje me nenin 18 të rregullores 2016/1719.

2. Kjo metodologji do të zbatohet në të gjithë OST-të në zonën e përmendur në nenin 1(2) të rregullores 2016/1719.

3. OST-të jashtë juridiksionit të zonës, referuar në nenin 1(2) të rregullores 2016/1719, mund të krijojnë dhe t'i dërgojnë MIRR-së së tyre, të lejojnë që ai të bashkohet në MPRR dhe të bashkohen në procesin MPRR, mbi baza vullnetare, me kusht që:

a) Të jetë teknikisht e mundur dhe në përputhje me kërkesat e rregullores 2016/1719;

b) Të bien dakord që do të kenë të njëjtat të drejta dhe përgjegjësi në lidhje me procesin e MPRR-ve, si OST-të e përmendur në paragrafin 1, në mënyrë të veçantë, të pranojnë se kjo metodologji dhe metodologjia e sigurimit të të dhënave të gjenerimit dhe të ngarkesës, në pajtim të nenit 17 të rregullores 2016/1719, zbatohet, gjithashtu, edhe për palët përkatëse në zonën e tyre të kontrollit;

c) Të pranojnë çfarëdo kushtesh të tjera që lidhen me natyrën vullnetare të pjesëmarrjes së tyre në procesin e MPRR, që mund të vendosen nga OST-të e përmendur në paragrafin 1;

d) OST-të e përmendur në paragrafin 1 kanë lidhur një marrëveshje që rregullon kushtet e pjesëmarrjes vullnetare me TSO-të e referuara në këtë paragraf;

e) Kur OST-të pjesëmarrëse mbi baza vullnetare në procesin e MPRR-së kanë treguar pajtueshmëri objektive me kërkesat e përcaktuara në "a", "b", "c", dhe "d", OST-të e përmendur në paragrafin 1, pas verifikimit të plotësimit të kritereve në "a", "b", "c" dhe "d", miratojnë kërkesën e OST-së që dëshiron t'i bashkohet procesit të MPRR-së, në përputhje me procedurën e përcaktuar në nenin 4(2) të rregullores 2016/1719.

4. OST-të e përmendur në paragrafin 1 do të monitorojnë nëse OST-të pjesëmarrëse në procesin MPRR, mbi baza vullnetare, në pajtim me paragrafin 3, respektojnë detyrimet e tyre. Nëse një OST që merr pjesë në procesin e MPRR-së, në pajtim me paragrafin 3, nuk respekton detyrimet thelbësore në mënyrë që rrezikon dukshëm zbatimin dhe funksionimin e rregullores 2016/1719, OST-të e përmendur në paragrafin 1 do të ndërpresin pjesëmarrjen vullnetare të OST-së në procesin e MPRR-së, në përputhje me procedurën e përcaktuar në nenin 4(2) të rregullores 2016/1719.

Neni 2

Përkufizimet dhe interpretimi

Për qëllime të këtij propozimi, termat e përdorur kanë kuptimin e përkufizimeve të përfshira në nenin 2, të rregullores 2016/1719 dhe termave të legjislacionit tjetër të përmendur aty, si dhe të nenit 2 të "Metodologjisë së modelit të përbashkët të rrjetit" e në pajtim me nenin 17 të rregullores 2015/1222.

Neni 3

Skenarët

1. Kur ndërtojnë modelet individuale të rrjetit për vitin përpara vitit në avancë për llogaritjen e kapacitetit, të gjithë OST-të bashkërisht do të krijojnë një grup të përbashkët të skenarëve që do të përdoren. Këta skenarë do të respektojë parimet e përcaktuara në paragrafin 3. Gjendjet e pikut dhe gjendja me ngarkese minimale do të merren parasysh në mënyrë adekuate. Derisa këto skenarë të krijohen, çdo OST do të përdorë si parazgjedhje skenarët në vijim:

a) Piku i dimrit, e mërkura e tretë e janarit të vitit aktual, ora 10:30 (periudha e synuar treguese: çereku i parë);

b) Minimumi i dimrit, e diela e dytë e janarit të vitit aktual, ora 03:30 (periudha e synuar treguese: çereku i parë);

c) Piku i pranverës, e mërkura e tretë e prillit e vitit aktual, ora 10:30 (periudha e synuar treguese: çereku i dytë);

d) Minimumi i pranverës, e diela e dytë e prillit të vitit aktual, ora 03:30 (periudha e synuar treguese: çereku i dytë);

e) Piku i verës, e mërkura e tretë e korrikut e vitit të kaluar, ora 10:30 (periudha e synuar treguese: çereku i tretë);

f) Minimumi i verës, e diela e dytë e korrikut e vitit të kaluar, ora 03:30 (periudha e synuar treguese: çereku i tretë);

g) Piku i vjeshtës, e mërkura e tretë e tetorit e vitit të kaluar, ora 10:30 (periudha e synuar treguese: çereku i tretë);

h) Minimumi i vjeshtës, e diela e dytë e tetorit e vitit të kaluar, ora 03:30 (periudha e synuar treguese: çereku i tretë).

2. Kur ndërtojnë modelet individuale të rrjetit për muajin para muajit në avancë për periudhat kohore të llogaritjes së kapacitetit, të gjithë OST-të bashkërisht do të krijojnë një grup të përbashkët të skenarëve që do të përdoren. Këto skenarë do të respektojnë parimet e përcaktuara në paragrafin 3. Derisa këto skenarë të krijohen, çdo OST do të përdorë si parazgjedhje skenarët në vijim:

a) Piku, e mërkura e tretë e të njëjtit muaj gjatë vitit të kaluar, ora 10:30.

b) Minimumi, e diela e dytë e të njëjtit muaj të vitit paraardhës, ora 03:30.

3. Parimet e mëposhtme janë të zbatueshme në skenarët për periudha afatgjata kohore, të cilat janë të përcaktuara nga të gjithë OST-të, në pajtim me paragrafin 1 dhe 2.

a) Situata e parashikuar për topologjinë e rrjetit:

i. ndërprerjet, pavarësisht arsyes së ndërprerjes, ajo do të modelohet vetëm nëse elementi i rrjetit pritet të jetë jashtë pune për të gjithë periudhën llogaritëse të kapacitetit në rastet e llogaritjes së kapacitetit një vit përpara dhe një muaj përpara;

ii. elementet e rrjetit që ndihmojnë rregullimin e tensionit do të përfshihen edhe pse ata mund të jenë të çkyçur për arsye operative;

iii. topologjia do të pasqyrojë gjendjen operative.

b) Ku të dhënat strukturore ndryshojnë gjatë periudhës kohore me të cilën lidhet skenari:

i. elementet e rrjetit që shtohen ose hiqen do të përfshihen për të gjithë periudhën llogaritëse dhe do të hiqen nga topologjia e MIRR-së në të gjithë skenarët ku ata nuk janë të disponueshëm për të paktën një pjesë të kohëzgjatjes së periudhës llogaritëse;

ii. ndryshimet në karakteristikat e elementeve të rrjetit do të trajtohen duke përfshirë ato karakteristika, përdorimi i të cilave është më i kujdesshëm nga pikëpamja e sigurisë operative.

c) Kufijtë e operimit

i. çdo OST do të zbatojë kufijtë e duhur që korrespondojnë me sezonin e synuar për çdo element të rrjetit;

ii. për kufijtë termikë, çdo OST do të përdorë PATL dhe TATL.

d) Në lidhje me situatën e parashikuar për gjenerimin:

i. për gjenerimin e përhershëm, çdo OST do të përdorë parashikimin më të përshtatshëm;

ii. për gjenerimin e dispeçerueshëm, çdo OST do të marrë parasysh vetëm ndërprerjet e njohura, përndryshe të supozojë disponueshmërinë e gjenerimit të shpejtë dhe të rregullojë parashikimin e gjenerimit, duke marrë parasysh gjenerimin e përhershëm, të parashikuar të tillë, që ai të balancojë ngarkesën e parashikuar, humbjet e rrjetit dhe pozicionin neto.

e) Në lidhje me situatën e parashikuar për ngarkesën:

i. çdo OST do të përdorë parashikimin më të mirë të ngarkesës.

f) Në lidhje me pozicionin neto në secilën zonë ofertuese dhe fluksin për çdo linjë me rrymë të vazhduar:

i. çdo OST do të ndjekë metodën e përshkruar në nenin 19.

4. Pas përcaktimit të skenarëve për periudhat afatgjata, në pajtim me paragrafin 1 ose 2, në përputhje me parimet e përcaktuara në paragrafin 3, të gjitha OST-të do të publikojnë në *web* përshkrime të hollësishme të këtyre skenarëve, jo më vonë se 15 korriku i vitit që paraprin vitin për të cilin skenarët zbatohen, në rastin e skenarëve të vitit në avancë dhe nga pesëmbëdhjetë ditë para fillimit të muajit në të cilin skenarët aplikohen në rastin e skenarëve të muajit në avancë. Publikimi do të deklarojë periudhën gjatë së cilës këta skenarë janë për t'u përdorur nga ana e OST-ve. Të gjithë OST-të do të krijojnë një sistem paralajmërimi elektronik, për të siguruar që të gjitha agjencitë rregullatore janë informuar në lidhje me publikimin e skenarëve në kohë.

5. Ku të gjithë OST-të dëshirojnë të përcaktojnë skenarët për periudha afatgjata, në pajtim me paragrafin 1 ose 2 dhe këto skenarë nuk janë në

përputhje me parimet e përcaktuara në paragrafin 3, OST-të do të kërkojnë miratim e këtyre skenarëve me anë të një kërkese për ndryshimin e metodologjisë aktuale.

6. Kur të gjitha OST-të në rajonet e llogaritjes së kapaciteteve, ku zbatohen analizat e sigurisë, bazuar në skenarët e shumëfishtë, sipas nenit 10 të rregullores 2016/1719, së bashku hartojnë një grup të përbashkët skenarësh që do të përdoren në modelin e rrjetit të përbashkët për secilën kornizë kohe të llogaritjes së kapacitetit afatgjatë, sipas nenit 19(1) të rregullores 2016/1719 dhe këta skenarë ndryshojnë nga skenarët e përcaktuar nga të gjithë OST-të e përmendur, përkatësisht në paragrafin 1 dhe 2, OST-të jashtë rajoneve të llogaritjes së kapaciteteve, ku zbatohen analizat e sigurisë, në bazë të skenarëve të shumëfishtë, në përputhje me nenin 10 të rregullores 2016/1719 nuk do të jenë të detyruar të ndërtojnë modelet individuale të tyre të rrjetit për skenarë të ndryshëm nga skenarë të ndryshëm nga skenarët e përmendur përkatësisht në paragrafin 1 dhe 2.

Neni 4
Modelet individuale të rrjetit

1. Në bazë të nenit 22 të rregullores 2016/1719, çdo OST do të ndërtojë modelet individuale të rrjetit për secilin prej skenarëve të aplikueshëm në nivel panevropian të përshkruar në nenin 3(1); d.m.th. ose grupin e përbashkët të skenarëve të dakorduar nga të gjithë OST-të ose në mungesë të skenarëve të përbashkët, skenarët e parazgjedhur, në qoftë se të paktën një rajon i llogaritjes së kapaciteteve vendos të aplikojë analizën e sigurisë në bazë të skenarëve të shumëfishtë, në pajtim me nenin 10 të rregullores 2016/1719, për llogaritjen e kapacitetit për periudhën një vit në avancë. OST-të e një rajoni të llogaritjes së kapacitetit, kur dëshirojnë të aplikojnë analizat e sigurisë, në bazë të skenarëve të shumëfishtë për llogaritjen e kapacitetit për periudhën e vitit në avancë, duhet të informojnë të gjithë OST-të e tjerë për qëllimet e tyre, jo më vonë se data 31 mars e vitit që i paraprin vitit të parë për të cilin do të llogariten kapacitetet.

2. Në bazë të nenit 22 të rregullores 2016/1719 çdo OST do të ndërtojë modelet individuale të rrjetit për secilin prej skenarëve të aplikueshëm në nivel panevropian, të përshkruara në nenin 3(2), d.m.th. ose grupin e përbashkët të skenarëve të pranuar nga të gjithë OST-të ose në mungesë të skenarëve të përbashkët, skenarët e parazgjedhur; në qoftë se të paktën një rajon i llogaritjes së kapaciteteve vendos të aplikojë analizën e sigurisë, në bazë të skenarëve të shumëfishtë, në pajtim me nenin 10 të rregullores 2016/1719, kur llogarit kapacitetet për periudhën një muaj në avancë për llogaritjen e kapacitetit dhe nuk janë të disponueshme modelet për periudhën një vit në avancë. OST-të e një rajoni të llogaritjes së kapacitetit që dëshirojnë të aplikojnë analizat e sigurisë, në bazë të skenarëve të shumëfishtë, për llogaritjen e kapacitetit, për periudhën një muaj në avancë, duhet të informojnë të gjitha OST-të e tjera, jo më vonë se gjashtë muaj para ditës së parë të muajit të parë për të cilin është për t'u llogaritur kapaciteti.

3. Për ndërtimin e MIRR-së, çdo OST do të plotësojë hapat e mëposhtëm:

a) Krijon një model të përditësuar të pajisjeve që përmban të dhënat strukturore të përshkruara në nenet 5 deri 11;

b) Identifikon dhe inkorporon ndryshimet strukturore, në përputhje me parimet e përcaktuara në nenin 3;

c) Përfshin supozimet operative të përditësuara, duke përfshirë të dhënat e ndryshueshme të përshkruara në nenet 12 deri 16;

d) Shkëmben me të gjitha OST-të e tjerë të dhënat e përshkruara në nenin 17 nëpërmjet platformës së informacionit të përmendur në nenin 21;

e) Zbaton rregullat e përbashkëta për përcaktimin e pozicionit neto në secilën zonë ofertuese dhe fluksin për çdo linjë të rrymës së vazhduar përcaktuar në nenet 18 dhe 19;

f) Garanton që modeli të jetë në përputhje me pozicionet neto dhe flukset në linjat me rrymë të vazhduar, të krijuara në përputhje me nenet 18 dhe 19;

g) Garanton se veprimet korrigjuese të aplikuara (nëse ka) mund të identifikohen qartë dhe janë në përputhje me metodologjinë për veprimet korrigjuese në llogaritjen e kapacitetit sipas nenit 14 të rregullores 2016/1719, respektivisht dhe objektivit të përgjithshëm për një trajtim të drejtë dhe jodiskriminues, sipas nenit 3(d) të rregullores 2016/1719;

h) Kryen analizën e flukseve për të verifikuar, që:

i. zgjidhja konvergjon;

ii. ka besueshmëri të niveleve të tensionit në nyjat e rrjetit dhe të flukseve të fuqisë reaktive dhe aktive në elementet e rrjetit;

iii. ka besueshmëri të prodhimit të fuqisë reaktive dhe aktive në secilin gjenerues;

iv. ka besueshmëri të prodhimit/konsumit të fuqisë reaktive në shunt-reaktorëve të lidhur në rrjet; dhe

v. ka pajtueshmëri me standardet e aplikueshme të sigurisë operacionale;

i. nëse kërkohet, ndryshon modelin e pajisjeve dhe/ose supozimeve operative dhe përsërit hapin "h";

j. nëse zbatohet, kryen reduktimin e rrjetit në përputhje me nenin 11;

k) Siç kërkohet me nenin 22 të rregullores 2016/1719 eksporton modelin MIRR dhe e vë atë në dispozicion të krijimit të modelit të përbashkët të rrjetit nëpërmjet platformës së informacionit të përmendur në nenin 21;

l) Sigurohet që MIRR plotëson kriteret e cilësisë në përputhje me nenin 23;

m) Përsërit hapat përkatës siç kërkohen dhe në përputhje me detyrimet e tjera të përcaktuara në këtë metodologji.

4. Çdo OST do të respektojnë procesin për bashkimin e MIRR-së në një MPRR, përshkruar në nenin 20.

5. Çdo OST do të përditësojë MIRR-në e tij me masat e rëna dakord, nëse është e aplikueshme.

6. Çdo OST duhet të respektojë kërkesat e parashikuara në nenin 22. Të gjitha kohët e përcaktuara në këtë propozim MMPRR, i referohen kohës së tregut, siç përcaktohet në nenin 2(15) të rregullores 2015/1222.

Neni 5

Të dhënat për t'u përfshirë në MIRR

1. MIRR-të duhet të përmbajnë elementet e rrjetit të tensionit të lartë dhe ekstra të lartë për aq kohë sa këto përdoren në analizat rajonale të sigurisë operacionale për periudhën përkatëse kohore.

2. Një identifikues unik do të vendoset për çdo element të rrjetit të përfshirë në model.

3. Ku kjo metodologji i referohet ndarjes, sipas burimeve primare të energjisë, është e nevojshme një ndarje në burimet e primare të energjisë, në përputhje me ato të përdorura nga platforma e transparencës së informacionit në pajtim me rregulloren 543/2013.

4. Nëse ndonjë nga të dhënat e kërkuara nuk është e disponueshme për ndonjë OST, në vend të saj, OST do të përdorë parashikimin e tij më të mirë.

Neni 6

Elementet e rrjetit

1. Elementet e rrjetit, të përshkruar në paragrafin 2 të këtij neni, duhet të përfshihen në çdo MIRR, pavarësisht nëse këto janë të operuar nga OST ose OSSH (përfshirë OSMSH) në qoftë se këto elemente e rrjetit janë të nivelit të tensionit:

a) 220 kV ose më lart;

b) Prej më pak se 220 kV dhe elementet e rrjetit të cilat përdoren në analizat e sigurisë operative rajonale.

2. Elementet e rëndësishme të rrjetit dhe të dhënat që duhet të ofrohen për ta janë:

a) Për nënstacionet: nivelet e tensionit, seksionet e zbarave dhe nëse është e aplikueshme metoda e modelimit e përdorur për pajisjet komutuese, lloji çelësave, thikave, izolatorëve dhe çelësave të ngarkesës;

b) Për linjat ose kabllot: karakteristikat elektrike, nënstacionet në të cilat janë të lidhura;

c) Për transformatorët e fuqisë, përfshirë transformatorët fazues: karakteristikat elektrike, nënstacionet ku janë të lidhur, lloji i ancafkave dhe llojin e rregullimit ku është e mundur;

d) Për pajisjet kompensuese të fuqisë dhe sistemet e transmetimit fleksibël AC (FACTS): tipi, karakteristikat elektrike dhe llojin e rregullimit ku është e mundur.

3. Një model apo një model ekuivalent i atyre pjesëve të rrjetit që operohen në tension më të vogël se 220 kV do të përfshihen në MIRR, pavarësisht nëse janë pjesë e rrjetit OST ose OSSH (përfshirë OSMSH), nëse:

a) Këto pjesë të rrjetit kanë elemente të përdorur në analizat rajonale të sigurisë operative; ose

b) Elementet përkatëse të rrjetit në këtë pjesë të rrjetit lidhin:

i. një njësi gjeneruese ose ngarkesë e modeluar në mënyrë të detajuar në përputhje me nenin 8 ose 9 në tension 220 kV apo më të lartë;

ii) dy nyja në tension 220 kV ose më e lart.

4. Modelet dhe modelet ekuivalente sipas paragrafit 3 duhet të përmbajnë të paktën shumatoret e ngarkesës të veçuara nga gjenerimi dhe kapacitetin gjenerues të ndarë sipas burimeve primare të energjisë dhe të ndarë nga ngarkesa në pjesët korresponduese të rrjetit, të ndara sipas nënstacioneve të modelit ekuivalent ose të nënstacioneve në të cilat janë lidhur pjesët korresponduese të rrjetit.

Neni 7
Pikat kufitare

1. Për çdo kufi respektiv, OST-të në fjalë do të përcaktojnë përgjegjësitë e tyre përkatëse pas dakordësimit të pikave përkatëse kufitare.

2. Çdo OST duhet të përfshijë në MIRR të gjitha elementet e rëndësishme të rrjetit në anën e tij për çdo kufi.

3. Çdo OST duhet të përfshijë në MIRR çdo pikë kufi me një injektim imagjinar.

Neni 8
Gjenerimi

1. Njësitë gjeneruese përfshirë pompat dhe kapacitoret sinkron duhet të modelohen në detaje, nëse ata janë të lidhura në nivelin e tensionit:

a) 220 kV ose më lart;

b) Më pak se 220 kV dhe të përdoren në analizat rajonale të sigurisë operative.

2. Shumë njësi gjeneruese identike apo të ngjashme mund të modelohen në detaje së bashku nëse ky modelim është i mjaftueshme në analizat rajonale të sigurisë operative. Për njësitë gjeneruese të modeluara në mënyrë të detajuar së bashku, një model ekuivalent duhet të përfshihen në MIRR.

3. Kapaciteti gjenerues i modeluar në mënyrë jo të detajuar, do të përfshihet në MIRR si shumatore e modeluar.

4. Si për njësitë gjeneruese të modeluara në mënyrë të detajuar, ashtu edhe për ato të modeluara si shumatore të kapacitetit gjenerues, të ndara sipas burimeve primare të energjisë dhe të veçuar nga ngarkesa, në MIRR duhet të përfshihen të dhënat e mëposhtme:

a) Pika e lidhjes;

b) Burimi primar i energjisë.

5. Për njësitë gjeneruese të modeluara në mënyrë të detajuar, në MIRR duhet të përfshihen të dhënat e mëposhtme:

a) Vlerat maksimale dhe minimale të fuqisë aktive; të përcaktuara si vlera për të cilat njësi gjeneruese mund të rregullohet. Në rastin e pompave hidroelektrike rezervuese do të modelohen dy cikle dhe dy të dhënat duhet të jenë të jepen (d.m.th., nga një për të gjenerimin dhe mënyrën e pompimit);

b) Llojin e mënyrës së kontrollit, me një nga të mëposhtme: "e padisonueshme", "në kontroll të tensionit", "në kontroll të faktorit të fuqisë", "në kontroll të fuqisë reaktive" dhe, për njësitë gjeneruese me tension të rregullueshëm, zbarat me tension të rregulluara ku është vendosur tensioni i planifikuar;

c) Vlerat maksimale dhe minimale të fuqisë reaktive kur është dhënë vlera minimale dhe maksimale e fuqisë aktive, si dhe kurbën e aftësisë në qoftë se kjo është e nevojshme për analizën rajonale të sigurisë operative;

d) Nevoja vetjake e njësisë gjeneruese që përfaqëson kërkesën e brendshme të njësisë gjeneruese, nëse është e nevojshme në analizat rajonale të sigurisë operative duhet të modelohet si një ngarkesë jokonforme në pikën e lidhjes.

6. Për njësitë gjeneruese të modeluara si shumatore në MIRR duhet të përfshihen të dhënat e mëposhtme:

a) Shumatorja e kapacitetit gjenerues e ndarë sipas burimeve primare të energjisë dhe e ndarë nga ngarkesa në pjesët korresponduese të rrjetit, të ndara sipas nënstacioneve të modelit ekuivalent apo nënstacioneve në të cilat janë të lidhura pjesët korresponduese të rrjetit.

Neni 9
Ngarkesa

1. Ngarkesat duhet të jenë të modeluar në detaj nëse janë të lidhura në nivelet e tensionit:

a) 220 kV ose më lart;

b) Më pak se 220 kV dhe ato përdoren në analizat rajonale të sigurisë operative.

2. Shumë ngarkesa identike apo të ngjashme mund të modelohen në detaje së bashku, nëse ky modelim është i mjaftueshëm për analizat rajonale të sigurisë operative. Për ngarkesat e modeluara në mënyrë të detajuar së bashku, në MIRR duhet të përfshihet një model ekuivalent në MIRR.

3. Ngarkesa e modeluar në mënyrë jo të detajuar do të përfshihet në modelin MIRR e modeluar si shumatore.

4. Për ngarkesat e modeluara në mënyrë të detajuar, si dhe për ato të modeluara si shumatore të ndara nga gjenerimi, në MIRR duhet të përfshihen të dhënat e mëposhtme:

a) Pika e lidhjes;

b) Faktori i fuqisë ose fuqia reaktive;

c) Flamuri i përputhshmërisë (ku vlera "e vërtetë" nënkupton që konsumi i fuqisë aktive dhe reaktive i ngarkesës duhet të jetë i shkallëzuar kur shkallëzohet ngarkesa e përgjithshme).

5. Për ngarkesat e modeluara si shumatore, në MIRR duhet të përfshihen të dhënat e mëposhtme:

a) Shumatorja e ngarkesës (e ndarë nga gjenerimi) në pjesët korresponduese të rrjetit, të ndara sipas nënstacioneve të modelit ekuivalent apo nënstacioneve në të cilat janë të lidhura pjesët korresponduese të rrjetit.

Neni 10
Lidhjet HVDC

1. Lidhjet HVDC duhet të modelohen pavarësisht nëse janë të vendosura tërësisht brenda një zone të vetme ofertuese apo nëse lidhin dy zona ofertuese.

2. OST-të brenda zonës/ave ofertuese të së cilës ndodhet lidhja HVDC ose OST-të në zonat ofertuese të të cilave janë të lidhur nëpërmjet lidhjes HVDC duhet të dakordësojnë për shkallën e detajeve me të cilën do të modelohet lidhja HVDC. Ato do të bazojnë vendimin e tyre mbi funksionet për të cilat do të përdoret lidhja HVDC. Si parazgjedhje, një lidhje HVDC do të modelohet në mënyrë të detajuar dhe pjesët AC/DC të lidhjes HVDC do të shkëmbehen nga OST-të në fjalë, pavarësisht se funksionet për të cilat do të përdoret nuk e kërkojnë këtë.

3. Për lidhjet HVDC të modeluara në mënyrë të detajuar dhe për ato të modeluara në një mënyrë të thjeshtëzuar, duhet të përfshihen të dhënat në vijim:

a) Pikat e lidhjes.

4. Për lidhjet HVDC ndërzonale të modeluara në detaje, OST-në fjalë do të bien dakord se cili nga ata do të ofrojë modelin e detajuar, duke përfshirë atë në MIRR të tij ose duke e vënë në dispozicion ndaras. Në rastin e lidhjeve HVDC që lidhin zonën e MPRR me një zonë ofertimi që nuk është pjesë e zonës MPRR, OST që është brenda zonës MPRR do të përfshijë modelin e detajuar në MIRR e tij. Modelet e detajuara të lidhjeve HVDC do të përfshijnë:

a) Karakteristikat elektrike;

b) Llojin dhe karakteristikat e mënyrave të komandimit.

5. Lidhjet HVDC, të modeluara në mënyrë të thjeshtuar, do të përfaqësohen nga flukse ekuivalente në pikën e lidhjes.

6. Në rastin e lidhjeve HVDC që lidhin zonën e MPRR me një zonë ofertimi që nuk është pjesë e zonës MPRR, OST që është brenda zonës MPRR do të përpiqet të lidhë një marrëveshje me pronarët e lidhjes HVDC që nuk është pjesë e kësaj metodologjie me qëllim sigurimin e bashkëpunimit të tyre në përmbushjen e kërkesave të përcaktuara në këtë nen.

Neni 11
Modelimi i rrjeteve fqinje

1. OST-të do të modelojnë lidhjet HVDC me rrjetet fqinje në pajtim me nenin 10.

2. Çdo OST do të modelojë lidhjet AC me rrjetet fqinje siç është përshkruar në këtë nen.

3. Në fillim të procesit të përshkruar në nenin 4, çdo OST do të përdorë një model ekuivalent të rrjeteve fqinje në MIRR të tij.

Neni 12
Topologjia

1. Gjatë ndërtimit të MIRR-së së tij, çdo OST duhet të sigurojë që:

a) MIRR-ja tregon gjendjen e kyçur/çkyçur, e hapur ose e mbyllur, të të gjitha pajisjeve komutuese të modeluara;

b) MIRR-ja tregon pozicionin e ancafkave në gjithë transformatorët e modeluar përfshirë transformatorët fazues;

c) Topologjia e MIRR pasqyron padisponueshmërinë e planifikuar ose të detyruar të pajisjeve që janë të padisponueshme të modeluara, në përputhje me skenarët e përshkruar në nenin 3;

d) Topologji e IGM-së është përditësuar për të reflektuar veprimet përmirësuese, si dhe masat e dakorduara mbi topologjinë, në pajtim me nenin 14 të rregullores 2016/1719;

e) Duke marrë parasysh "c" dhe "d", topologjia e MIRR reflekton gjendjen operative më të mirë të mundshme;

f) Statusi i lidhjes së interkonektorëve dhe linjave lidhëse me OST-të e tjerë është në përputhje me MIRR të OST-ve përkatëse fqinje.

Neni 13

Injektimi i energjisë dhe ngarkesat

1. Gjatë ndërtimit të MIRR-së, çdo OST do të respektojë parimet e përgjithshme të mëposhtme në lidhje me injektimet e energjisë dhe ngarkesat:

a) Për modelin e injektimit të energjisë:

i. MIRR-ja specifikon injektimin e fuqisë aktive dhe reaktive për çdo njësi gjeneruese të modeluar përfshirë kondensatorët sinkronë dhe pompat dhe kjo është e aplikueshme për çdo njësi gjenerimi të modeluar në mënyrë të detajuar në baza individuale ose përbëra ose modeluar si një shumatore;

ii. injektimi i specifikuar i fuqisë aktive dhe reaktive për çdo njësi gjenerimi të modeluar është në përputhje me limitet e caktuara maksimale dhe minimale të fuqisë aktive dhe reaktive dhe/ose kurbën e aftësisë reaktive;

iii. injektimet e energjisë aktive lidhur me gjenerimin brenda MIRR-së do të jenë në përputhje me veprimet përkatëse korrigjuese, në përputhje me nenin 14, të rregullores 2016/1719 dhe masave të tjera të nevojshme për të ruajtur sistemin brenda kufijve të sigurisë operative, duke përfshirë por pa u kufizuar në sigurimin e rezervave të mjaftueshme të sipërme dhe të poshtme të fuqisë aktive që kërkohet për ruajtjen e frekuencës;

b) Për modelin e ngarkesës:

i. MIRR-ja specifikon konsumin e fuqisë aktive dhe reaktive nga çdo ngarkesë dhe pompë në shërbim të modeluar;

ii. shuma e tërheqjes së fuqisë aktive nga ngarkesat dhe pompat në shërbim të modeluara, duhet të përputhet me ngarkesën totale të skenarit të marrë në konsideratë.

2. Gjatë ndërtimit të MIRR-së, çdo OST do të respektojë parimet e përgjithshme të mëposhtme në lidhje me injektimet e energjisë:

a) Në mënyrë që të krijojë modelin e injektimeve për skenarin përkatës, OST-ja do të zvogëlojë ose përndryshe do të modifikojë individualisht injeksionet e fuqisë aktive që lidhen me njësitë gjeneruese të modeluara;

b) Për njësitë gjeneruese të modeluara në mënyrë të detajuar, gjendja e disponueshmërisë do të marrë në konsideratë pikat në vijim, në përputhje me skenarët e përshkruar në nenin 3:

i. planet e ndërprerjeve;

ii. profilet e testimit;

iii. padisponueshmërinë e planifikuar;

iv. çdo kufizim të kapacitetit të fuqisë aktive;

c) Për njësitë gjeneruese të dispeçerueshme të modeluara në mënyrë të detajuar, modeli do të marrë në konsideratë sa më poshtë, në përputhje me skenarët e përshkruara në nenin 3:

i. për të gjithë skenarët:

1) Statusin e disponueshmërisë;

2) Politikat dhe marrëveshjet e aplikueshme me prioritet dispeçerimin;

ii. dispeçerimin më të mirë të parashikuar i bazuar në përzgjedhjen e:

1) Të dhënave përkatëse aktuale, historike ose të parashikuara mbi baza komerciale/të tregut;

2) Dallimin midis gjenerimit të ngarkesës bazë dhe gjenerimit marxhinal;

3) NKGJ (ndryshimi kryesor i gjenerimit), renditjes sipas *merit order* ose faktorëve të pjesëmarrjes;

4) Çdo informacion tjetër të përshtatshëm;

d) Për njësitë gjeneruese të dispeçerueshme të modeluara si shumatore, modeli i dispecerimit të modeluar do të marrë në konsideratë sa më poshtë:

i. për të gjithë skenarët modelin me të mirë të parashikuar të dispeçerimit bazuar në përzgjedhjen e:

1) Të dhënave përkatëse aktuale, historike ose të parashikuara mbi baza komerciale/të tregut;

2) Dallimit midis gjenerimit bazë dhe gjenerimin marxhinal;

3) NKGJ (ndryshimi kryesor i gjenerimit), renditjen sipas *merit order* ose faktorët e pjesëmarrjes;

4) Të dhënat e kapacitetit gjenerues modeluar si shumator i veçuar nga burimet primare të energjisë dhe nga ngarkesa dhe i menaxhuar nga një agregator, të dhënat e të cilit janë përdorur në analizën rajonale të sigurisë së operimit, të ndara nga nënstacionet e modelit ekuivalent apo nënstacionet në të cilat janë të lidhura pjesët përkatëse të rrjetit.

5) Çdo informacion tjetër të përshtatshëm;

e) Për të gjitha njësitë gjeneruese të përhershme, të modeluara në mënyrë të detajuar ose të modeluara si shumatore, modeli i dispeçerimit të modeluar duhet të marrë parasysh statusin e disponueshmërisë, në përputhje me skenarët e përshkruar në nenin 3 skenarët më të përshtatshëm;

f) Për të gjitha njësitë gjeneruese të përhershme nëse modeluar në detaje ose modeluar si shumatore, modeli i dispeçerimit të modeluar duhet të marrë në konsideratë, në përputhje me skenarët e përshkruar në nenin 3 parashikimin më të përshtatshëm.

3. Gjatë ndërtimit të MIRR-së, çdo OST do të respektojë parimet e përgjithshme të mëposhtme në lidhje me ngarkesat:

a) Në mënyrë që të krijojë modelin e ngarkesës për skenarin përkatës, OST do të shkallëzojë ose do të modifikojë individualisht tërheqjet e fuqisë aktive dhe reaktive të nyjave që lidhen me ngarkesat dhe pompat e modeluara;

b) Për të gjithë skenarët kjo do të bazohet në përzgjedhjet e mëposhtme:

i. të dhënat referuese përfaqësuese historike, për sezonin përkatës, ditën, kohën përkatëse dhe të dhëna të përshtatshme;

ii. SCADA dhe/ose të dhënat e matura;

iii. të dhënat e vlerësuara të gjendjes;

iv. analizat statistikore të të dhënave ose në të dhëna e parashikuara;

v. dallimin mes ngarkesave konforme dhe atyre konforme;

vi. ndërprerjet e planifikuara të paktën për ngarkesa të modeluara në mënyrë të detajuar;

vii. për ngarkesat e modeluara në detaje konsumin maksimal të fuqisë aktive dhe karakteristikat e kontrollit të fuqisë reaktive, ku këto janë të instaluara, si dhe fuqinë aktive maksimale dhe minimale e disponueshme për menaxhim të kërkesës dhe kohëzgjatjen maksimale dhe minimale të çdo përdorimi potencial të kësaj fuqie për menaxhim të kërkesës;

viii. për ngarkesa të modeluara si shumatore dhe të menaxhuara nga një agregator, të dhënat të cilat janë përdorur në analizën rajonale të sigurisë së operimit, shumatoret e fuqisë aktive maksimale dhe minimale në dispozicion për menaxhim të kërkesës, të veçuara nga gjenerimi dhe kohëzgjatjen maksimale dhe minimale të përdorimit potencial të kësaj fuqie, të disponueshme për menaxhimin e kërkesës së menaxhuar nga agregatori në pjesën përkatëse të rrjetit, të ndarë nga nënstacionet e modelit ekuivalent ose nënstacionet në të cilat janë lidhur pjesët përkatëse të rrjetit;

ix. për ngarkesat e modeluara si shumatore dhe të menaxhuara nga një agregator, të dhënat e të cilit janë përdorur në analizën rajonale të sigurisë së operimit, një parashikim i fuqisë aktive të pakufizuar, të disponueshme për menaxhim të kërkesës dhe çdo përgjigje të planifikuar të kërkesës;

x. çdo informacion tjetër të përshtatshëm.

Neni 14
Monitorimi

1. Gjatë ndërtimit të MIRR-së, çdo OST do të respektojnë rregullat e përcaktuara në këtë nen në lidhje me kufijtë e monitorimit operativ për të gjitha elementet e modeluara të rrjetit.

2. Për çdo skenar të gjithë kufijtë operativë duhet të jenë në përputhje me kushtet operative, duke përfshirë, por jo kufizuar nga sezoni dhe faktorët përkatës të tjerë mjedisorë dhe meteorologjikë.

3. Për çdo skenar, çdo OST do të sigurojë, që:

a) MIRR-ja specifikon, për çdo linjë transmetimi të modeluar në mënyrë eksplicite, kabllon, transformatorin dhe elementet përkatëse të pajisjeve DC; ose

i. një PATL, nëse vlerësimi nuk varet nga kushtet meteorologjike ose defekteve; ose

ii. vlerësimin më të mirë të parashikuar nëse vlerësimi varet nga kushtet meteorologjike ose para defektit;

b) MIRR-ja specifikon, për asetet përkatëse, një ose më shumë TATL, për sezonin përkatës dhe bazuar në PATL në fuqi, për çdo linjë transmetimi të modeluar në mënyrë eksplicite, kabllon, transformatorin dhe elementet përkatëse të pajisjes DC;

c) MIRR-ja përcakton kohëzgjatjen e një TATL-je për të gjitha elementet e pajisjeve të transmetimit, për të cilat është specifikuar kohëzgjatja e një TATL,-je për çdo TATL të specifikuar;

d) MIRR-ja specifikon rrymën e çkycjes për çdo pjesë përkatëse të pajisjeve të transmetimit të modeluar në mënyrë eksplicite, nëse është e mundur;

e) MIRR-ja, në mënyrë të përshtatshme, reflekton vlerat maksimale dhe minimale të pranueshme të tensionit në çdo nivel të tensionit nominal, në bazë të kodeve, standardeve, licencave, politikave dhe marrëveshjeve përkatëse lokale në zbatim;

f) Kufijtë e monitorimit operativ që zbatohen për interkonektorët dhe linjat lidhëse me OST-të e tjerë janë në përputhje me ata të specifikuar në MIRR-të e OST-ve përkatëse fqinje;

g) Kufijtë e monitorimit operativ të specifikuara në MIRR janë në përputhje me limitet e sigurisë operative;

h) MIRR-ja specifikon kufijtë artificialë të PATL-së dhe TATL mbi elementet individuale përkatëse ose grupeve të elementeve të pajisjeve të transmetimit të modeluar në mënyrë që të përfshijë kufizimet lokale të transmetimit, që nuk janë të lidhura me sigurinë termike ose qëndrueshmërinë e tensionit, duke përfshirë kufizimet që lidhen me gjendjen kalimtare apo qëndrueshmërinë e tensionit;

i) Për të gjitha modelet ekuivalente të pajisjeve të transmetimit dhe për elementet e modeluara të pajisjeve që nuk operohen nga OST, duke përfshirë rrjetet e shpërndarjes, që janë të rëndësishme në lidhje me analizën e sigurisë operative dhe llogaritjen e kapacitetit ndërzonal, MIRR-ja përcakton limitet e duhura operative ekuivalente.

Neni 15
Parametrat e komandimit

1. Gjatë ndërtimit të çdo MIRR-je, çdo OST do të përcaktojë parametrat e duhur të kontrollit, për të paktën elementet e mëposhtme të pajisjeve rregulluese, ku janë modeluar dhe janë me rëndësi:

a) Transformatorët e fuqisë dhe ancafkat e tyre;

b) Transformatorët fazues dhe ancafkat e tyre;

c) Pajisjet kompensuese të energjisë reaktive, duke përfshirë, por jo kufizuar në:

i. shunt-kompensatorët, përfshirë shunt-kapacitorët ose shunt-reaktorët ose bankat e shunt-reaktorëve ose kapacitorëve që kyçen në mënyre diskrete;

ii. kompensatorët statikë VAR;

iii. kondensatorët sinkronë;

iv. kompensatorët statikë sinkronë (STATCOM) dhe pajisje të tjera fleksibël AC (FACTS);

d) Gjeneratorët që marrin pjesë në rregullim tensioni;

e) Pajisje DC.

2. Në rastin e elementeve të pajisjeve të përmendura në pikat "a", "b", "c" dhe "d" të paragrafit 1, çdo MIRR duhet të përfshijë informacionin e mëposhtëm, kur është e nevojshme:

a) Gjendja e rregullimit: në punë/jashtë pune;

b) Mënyra e rregullimit: tensioni, fuqia aktive, fuqia reaktive, faktori i fuqisë, rryma ose mënyra të tjetra të aplikueshme;

c) Objektivi i rregullimit ose synimi i intervalit në kV, MR, MVAr, p.u. ose njësitë e tjera të përshtatshme;

d) Objektivi i rregullimit në bandë;

e) Rregullimi i faktorit të pjesëmarrjes;

f) Nyjat e rregulluara.

3. Në rastin e elementeve të përmendura në pikën "e", të paragrafit 1, çdo MIRR duhet të përfshijë informacionin e mëposhtëm, kur është e nevojshme:

a) Regjimin e punës: inverter/shndërrues;

b) Mënyra e kontrollit: tensioni, fuqia aktive, fuqia reaktive, faktori i fuqisë, rryma ose mënyra të tjera të aplikueshme;

c) Fuqia aktive e synuar;

d) Tensioni i synuar;

e) Nyjat balancuese.

4. Kur një element i modeluar i pajisjes DC është pjesë e një interkonektori, çdo OST do të sigurojë që flukset rezultante në interkonektor janë në përputhje me flukset e rëna dakord për linjat e rrymës së vazhduar për skenarin përkatës në përputhje me nenin 18.

5. Çdo OST do të sigurojë që tensionet e synuara dhe diapazoni i synuar i tensionit janë pasqyruese të skenarit përkatës dhe të politikave në fuqi të zbatueshme për menaxhim të tensionit dhe limiteve operative të sigurisë.

6. Çdo OST duhet të specifikojë të paktën një nyjë referuese në çdo MIRR për menaxhimin e mospërputhjes mes prodhimit total dhe kërkesës gjatë kryerjes së një analize të flukseve.

Neni 16
Supozime mbi rrjetet fqinje

1. Gjatë ndërtimit të MIRR-së, çdo OST do të përditësojë supozimet operative në lidhje me rrjetet fqinje me grupin më të besueshëm të vlerësimeve

praktike. Pas përfundimit të suksesshëm të kontrolleve të përshkruara në nenin 4(3)(h), modelet ekuivalente të rrjeteve fqinje do të hiqen dhe zëvendësohet me injeksionet ekuivalente në pikat përkatëse kufitare.

2. Për çdo MIRR, shuma e injeksioneve në pikat kufitare do të jetë e barabartë me pozicionin neto korrespondues.

Neni 17
Informacion i lidhur

1. Për të bërë të mundur aplikimin e rregullave për ndryshimin e karakteristikave të modeleve individuale të rrjetit gjatë llogaritjes së kapaciteteve dhe proceset e tjera përkatëse, çdo OST do të vendosë në dispozicion informacionin e mëposhtëm për të gjithë OST-të nëpërmjet platformës së informacionit të përmendur në nenin 21:

a) NKGJ (ndryshimi kryesor i gjenerimit *en-generation shfit key*)

Neni 18
Pozicioni neto dhe flukset në linjat me rrymë të vazhduar

1. Për të gjithë skenarët e llogaritjes së kapacitetit, për periudhën një muaj në avancë dhe një vit në avancë ,në pajtim të nenit 3, çdo OST do të ndjekë procedurën e rregullimit të MPRR-së të përshkruar në nenin 19, në mënyrë që të jetë në përputhje me nenin 19(2) të rregullores 2016/1719.

2. Për të gjithë skenarët, në pajtim me nenin 3, në rastin e zonave ofertuese të lidhura me më shumë se një linjë të rrymës së vazhduar, në mënyrë që të përputhen me nenin 19(2) të rregullores 2016/1719, respektivisht, OST-të përkatëse do të bien dakord mbi vlerat e qëndrueshme të flukseve të linjave me rrymë të vazhduar që do të përdoren në MIRR-në e çdo OST-je. Këto do të jenë, gjithashtu, vlerat që OST-të u vendosin në dispozicion të të gjitha OST-ve të tjerë.

Neni 19
Rregullimi i MPRR-së

1. Për çdo skenar, për llogaritjen e kapacitetit për periudhën një muaj në avancë dhe një vit në avancë, në pajtim me nenin 3, çdo OST do të përgatisë dhe do të ndajë me të gjitha OST-të e tjerë nëpërmjet platformës së informacionit të përmendur në nenin 21, në përputhje me përshkrimin e procesit MPRR, përcaktuar në nenin 22, parashikimin e saj më të mirë të:

a) Pozicionit neto për zonën e tij ofertuese, duke qenë ky pozicioni neto paraprak;

b) Fluksit për çdo linjë të rrymës së vazhduar në zonën e tij ofertuese, duke qenë ky flukset paraprake në çdo linjë të rrymës së vazhduar;

c) Çdo të dhënë tjetër që kërkohet nga algoritmi në pajtim me paragrafin 2.

2. Të gjithë OST-të bashkërisht do të përcaktojnë një algoritëm për secilin skenar dhe për të gjitha zonat ofertuese rregullimet e pozicioneve neto paraprake dhe flukset paraprake në çdo linjë të rrymës së vazhduar në një mënyrë të tillë që pas përshtatjes nga algoritmi:

a) Shuma e pozicioneve neto të rregulluara për të gjitha zonat e ofertimit në zonën MPRR balancon pozicionin neto të synuar për zonën MPRR;

b) Për të gjitha zonat ofertuese të lidhura me të paktën një linjë të rrymës së vazhduar, shuma e flukseve në të gjitha linjat e rrymës së vazhduar është reciprokisht në përputhje për të dyja zonat ofertuese në fjalë.

3. Algoritmi duhet të ketë veçoritë ose karakteristikat e mëposhtme për të siguruar që, në përputhje me nenin 19(2) të rregullores 2016/1719, nuk ka diskriminim të panevojshëm në shkëmbimet e brendshme dhe atyre ndërzonale:

a) Rregullimet e pozicioneve paraprake neto dhe flukset paraprake në çdo linjë të rrymës së vazhduar do të përdoren në të gjitha zonat ofertuese dhe asnjë zonë ofertuese nuk do të përfitojë nga trajtimi preferencial apo statusi i privilegjuar në lidhje me funksionimin e algoritmit;

b) Gjatë përcaktimit të rregullimeve të nevojshme, në funksionin e tij objektiv algoritmi do t'i japë peshën e duhur:

i. shkallës së rregullimeve të nevojshme për çdo pozicion neto paraprak dhe flukseve paraprake në çdo linjë të rrymës së vazhduar, që duhen minimizuar;

ii. aftësisë së një zone ofertuese për të rregulluar pozicionin neto paraprak dhe flukset paraprake në çdo linjë të rrymës së vazhduar, bazuar në kritere objektive dhe transparente;

c) Algoritmi duhet të përcaktojë kriteret objektive dhe transparente dhe kriteret e cilësisë së të dhënave që duhet të përmbushë çdo OST;

d) Algoritmi duhet të jetë i aftë mjaftueshëm për të siguruar rezultatet sipas paragrafit 2, në të gjitha rrethanat nëpërmjet të dhënave që i janë ofruar.

4. OST-të do të bien dakord mbi procedurat, për

a) Të zvogëluar vlerën absolute të shumës së pozicioneve neto paraprake për të gjitha zonat e ofertimit në zonën MPRR; dhe

b) Të ofruar të dhëna të përditësuara nëse është e nevojshme; dhe

c) Të marrë parasysh kapacitetet rezervë dhe limitet e qëndrueshmërisë, në qoftë se është e nevojshme për përditësimin e të dhënave.

5. OST-të do të shqyrtojnë rregullisht dhe nëse është e nevojshme, përmirësojnë algoritmin.

6. OST-të duhet të publikojnë algoritmin si pjesë e të dhënave që do të ofrohen në përputhje me nenin 26(3) të rregullores 2016/1719. Nëse algoritmi është modifikuar gjatë periudhës raportuese, OST-të do të deklarojnë në mënyrë të qartë se cili algoritëm ishte në përdorim, gjatë cilës periudhë dhe arsyet e modifikimit të tij.

7. Të gjithë OST-të bashkërisht do të sigurojë që algoritmi është i arritshëm për të gjitha palët përkatëse nëpërmjet platformës së informacioni përmendur në nenin 21.

8. Në përputhje me nenin 62 të rregullores 2016/1719, çdo OST do të caktojë një operator rregullues i cili do të kryejë, në emër të OST-së, detyrat e mëposhtme, në përputhje me procesin e përshkruar në nenin 22:

a) Të kontrollojë plotësinë dhe cilësinë e të dhënave, të dhëna sipas paragrafit 1 dhe nëse është e nevojshme, të zëvendësojë të dhënat e munguara ose ato me cilësi të pamjaftueshme me të dhëna zëvendësuese;

b) Të aplikojë algoritmin në mënyrë që të llogarisë për çdo skenar dhe zonë ofertuese pozicionet neto të rregulluara dhe flukset e rregulluara në të gjitha linjat e rrymës së vazhduar që plotësojnë kriteret e përcaktuara në paragrafin 2 dhe ua vë këto në dispozicion të gjithë OST-ve nëpërmjet platformës së informacionit të përmendur në nenin 21;

c) Të sigurojë që rezultatet e arritura janë në përputhje me ato të marra nga të gjithë operatorët rregullues (nëse ka).

9. Në përputhje me nenin 4(3)(f), çdo OST do të sigurojë që MIRR-ja e tij është në përputhje me pozicionin neto të rregulluar dhe flukset e rregulluara në linjat e rrymës së vazhduar të ofruara nga operatori rregullues.

Neni 20

Modeli i përbashkët i rrjetit

1. Në përputhje me nenin 62 të rregullores 2016/1719 dhe në bazë të nenit 21(3) të rregullores 2016/1719 çdo OST do të caktojë një agjent bashkimi i cili do të kryejë, në emër të OST-së, detyrat e mëposhtme sipas procesit të përshkruar në nenin 22:

a) Kontrollon përputhjen e MIRR-ve të ofruara nga OST-ja kundrejt kritereve të cilësisë, të përcaktuara në pajtim me nenin 23;

b) Në qoftë se një MIRR nuk ka cilësinë e përmendur në "a" ose krijohet një MIRR e re cilësore nga OST-ja përgjegjëse ose zëvendësohet me një MIRR alternative, në përputhje me rregullat e zëvendësimit të përmendura në paragrafin 4 dhe vihet në dispozicion nëpërmjet platformë informacioni i përmendur në nenin 21;

c) Zbaton kërkesat sipas paragrafit 2, në mënyrë që të bashkojë të gjitha MIRR-vtë në një MPRR në pajtim me nenin 22 të rregullores 2016/1719 dhe bën MPRR në të disponueshëm për të gjithë OST-të nëpërmjet platformës së informacionit të përmendur në nenin 21;

d) Siguron që çdo MPRR e krijuar është në përputhje me ato të marra nga gjithë agjentët e bashkimit (nëse ka);

e) Identifikon cenimet e limiteve të sigurisë operative në MPRR;

f) Merr nga OST-të MIRR-të përkatëse të përditësuara nën dritën masave e dakordësuara, nëse ka dhe përsërit hapat nga "a" deri "e", siç kërkohet;

g) Nëse është e aplikueshme vlerëson MPRR dhe e vë atë në dispozicion nëpërmjet platformës së informacionin të përmendur në nenin 21.

2. Të gjithë OST-të do të përcaktojnë bashkërisht kërkesat e zbatueshme për agjentët e bashkimit dhe procesit të bashkimit në përputhje me nenin 24.

3. Çdo agjent bashkimi duhet të plotësojë kërkesat e përmendura në paragrafin 2 dhe do të zbatojë kërkesat e aplikueshme për procesin e bashkimit të përmendur në paragrafin 2.

4. Të gjithë OST-të do të përcaktojnë bashkërisht rregullat e zëvendësimit të

aplikueshme në MIRR që nuk plotësojnë kriteret e cilësisë të përcaktuara në nenin 23.

5. Çdo OST do të sigurojë të dhënat e kërkuara nga rregullat e zëvendësimit të përmendura në paragrafin 4 nëpërmjet platformës së informacionit të përmendur në nenin 21.

Neni 21

Platforma e informacionit

1. Të gjithë OST-të do të delegojnë detyrën e implementimit dhe administrimit të një platforme të përbashkët të informacionit që siguron të paktën shërbimet e përshkruara në paragrafin 2, në përputhje me nenin 62 të rregullores 2016/1719.

2. Platforma e informacionit duhet që minimalisht të mundësojë procesin MPRR në mënyrat e mëposhtme dhe duhet ketë të gjitha karakteristikat e nevojshme për këtë qëllim:

a) Çdo OST do të jetë në gjendje të përdorë platformën e informacionit, për të shkëmbyer me gjithë OST-të e tjerë, në bazë të procesit të MPRR-së të përshkruar në nenin 22 parashikimin e tij më të mirë, të:

i. pozicionit neto për zonën e tij ofertuese, përfshirë pozicionin neto paraprak;

ii. flukset në çdo linjë me rrymë të vazhduar të lidhura në zonën e tij të ofertimit, duke përfshirë flukset paraprake në linjat me rrymë të vazhduar;

iii. çdo të dhënë tjetër që kërkohet nga algoritmi i përcaktuar në nenin 19(2);

b) Algoritmi, në pajtim me nenin 19(2), do të jetë i arritshëm nëpërmjet platformës së informacionit;

c) Operatori/ë rregullues duhet të jetë në gjendje të bëjë të disponueshëm nëpërmjet platformës së informacionit për të gjithë OST-të, pozicionet neto të rregulluara dhe flukset e rregulluara në linjat e rrymës së vazhduar që plotësojnë kushtet e përcaktuara në nenin 19(2);

d) Çdo OST do të jetë në gjendje të bëje të disponueshëm nëpërmjet platformës së informacionit, për të gjithë OST-të informacionin shoqërues të specifikuar në nenin 17;

e) Çdo OST do të jetë në gjendje të bëje të disponueshëm nëpërmjet platformës së informacionit, për të gjithë OST-të informacionin, të gjitha MIRR-të e tij;

f) Për çdo OST dhe çdo skenar, të gjitha të dhënat e kërkuara nga rregullat e zëvendësimit të përmendura në nenin 20(5) do të jenë të disponueshme nëpërmjet platformës së informacionit;

g) Platforma e informacionit do të jetë në gjendje të japë informacion mbi cilësinë e MIRR-së, përfshirë zëvendësimet që kanë qenë të nevojshme;

h) Të gjithë agjentët e bashkimit do të jenë në gjendje të venë MPRR në dispozicion të të gjithë OST-ve nëpërmjet platformës së informacionit;

i) Gjithë informacioni i nevojshëm, në lidhje me pikat kufitare, në bazë të nenit 7, do të jenë në dispozicion përmes platformës së informacionit;

j) Pikat e mëposhtme të informacionit dhe/ose të të dhënave do të jenë në dispozicion të të gjithë OST-ve nëpërmjet platformës së informacionit:

i. NKGJ (ndryshimi kryesor i gjenerimit).

Neni 22

Procesi i MPRR-së

1. Kur krijohet MPRR për llogaritjen e kapacitetit, për periudhën një muaj në avancë dhe një vit në avancë (për tregjet e afatgjata, të përdorura vetëm në rajonet e llogaritjes së kapaciteteve ku aplikohet analiza e sigurisë në bazë të skenarëve të shumëfishtë, në pajtim me nenin 10 të rregullores 2016/1719), të gjithë OST-të, agjentët e bashkimit dhe operatorët rregullues duhet të ndjekin hapat e mëposhtëm:

a) Çdo OST do të vendosë në dispozicion për të gjithë OST-të, nëpërmjet platformës së informacionit të përmendur në nenin 21, pozicionet neto paraprake, flukset paraprake të linjave me rrymë të vazhduar, si dhe çdo të dhënë tjetër të nevojshme për procesin e rregullimit të MPRR-së;

b) Operatori/ët i/e bashkimit do të kontrollojë plotësinë dhe cilësinë e të dhënave të siguruara në bazë të nenit 19(1) dhe nëse është e nevojshme, të zëvendësojë të dhënat e munguara ose të dhëna me cilësi të pamjaftueshme me të dhëna zëvendësuese;

c) Operatori/ët rregullues do të aplikojë algoritmin për të llogaritur për çdo skenar dhe zonë ofertomi, pozicionet neto të rregulluara dhe flukset e rregulluara në linjat me rrymë të vazhduar që plotësojnë kushtet e përcaktuara në nenin 19(2);

d) Operatori/ët rregullues do të vendosë/in për të gjithë OST-të nëpërmjet platformës së

informacionit të përmendur në nenin 21, pozicionet neto të rregulluara dhe flukset e rregulluara në linjat me rrymë të vazhduar;

e) Çdo OST do të bëjë të disponueshëm MIRR-në e tij, në dispozicion nëpërmjet platformës së informacionit, në përputhje me nenin 21; në pajtim me nenin 4(3)(f), OST-ja do të sigurojë që MIRR e tij është në përputhje venë pozicionet neto të rregulluara dhe flukset e rregulluara në linjat me rrymë të vazhduar ofruara nga operatorët rregullues;

f) Agjenti i bashkimit i OST-së do të:

i. kontrollojë përputhshmërinë e MIRR-së së dhënë nga OST-ja me kriteret e cilësisë, të përcaktuara në përputhje me nenin 23;

ii. në qoftë se një MIRR dështon në kontrollin e cilësisë të përmendur në "i" ose përfton një MIRR të re me cilësi të mjaftueshme nga OST-ja përgjegjëse ose zëvendëson një MIRR alternative, në përputhje me rregullat e zëvendësimit të përmendura në nenin 20(4) dhe e vendos këtë model të vlefshëm në dispozicion nëpërmjet platformës së informacionit të përmendur në nenin 21;

g) Agjenti i bashkimit i OST-së do të:

i. zbatojë kërkesat në pajtim me nenin 20(3), në mënyrë që të bashkojë të gjithë MIRR-të në një MPRR, në pajtim me nenin 22 të rregullores 2016/1719 dhe do të vendosë MPRR-në përfundimtare në dispozicion të të gjithë OST-ve dhe llogaritësve të koordinuar të kapaciteteve, me qëllim llogaritjen e kapacitetit nëpërmjet platformës së informacionit të përmendur në nenin 21;

ii. vlerësojë çdo MPRR të përftuar dhe sigurojë pajtueshmërinë me ato të përftuara nga të gjithë agjentët e bashkimit (nëse ka).

2. Të gjithë OST-të duhet të sigurojnë që procesi i bashkimit dhe MPRR-të janë të përfunduara në kohë sipas afateve operative për muajin në avancë dhe vitin në avancë, të përcaktuara për t'u plotësuar në rregulloren 2016/1719 dhe metodologjitë e kërkuara në rregulloren 2016/1719 dhe, në mënyrë të tillë modeli më i saktë dhe i përditësuar i mundeshim, të mund të dërgohet për qëllim të llogaritjes së kapaciteteve në çdo periudhë kohore.

Neni 23
Monitorimi i cilësisë

1. Të gjithë OST-të përcaktojnë bashkërisht kriteret e cilësisë që MIRR duhet të përmbushë në mënyrë që të bashkohen në një model të përbashkët të rrjetit. Një MIRR që nuk i plotëson këto kritere të cilësisë duhet të zëvendësohet me një MIRR zëvendësuese.

2. Të gjithë OST-të përcaktojnë bashkërisht kriteret e cilësisë që MPRR duhet të përmbushë përpara se të vihen në dispozicion nëpërmjet platformës së informacionit.

3. Të gjitha OST-të përcaktojnë bashkërisht kriteret që të plotësojnë pozicionet neto paraprake dhe flukset paraprake të linjave me rrymë të vazhduar, si dhe të dhëna të tjera të nevojshme për procesin e rregullimit të MPRR-së, në përputhje me nenin 19. Grupet e të dhënave që nuk plotësojnë këto kritere do të zëvendësohen me të dhëna zëvendësuese.

4. Të gjithë OST-të përcaktojnë bashkërisht treguesit e cilësisë që bëjnë të mundur vlerësimin e gjithë fazave të procesit MPRR, përfshirë në veçanti, procesin e rregullimit të MPRR-së të përshkruar në nenin 19. Ata do të monitorojnë këto tregues cilësie dhe do të publikojnë treguesit dhe rezultatet e monitorimit, si pjesë e të dhënave që do të ofrohen në përputhje me nenin 26(3) të rregullores 2016/1719.

Neni 24
Afati kohor i zbatimit

1. Pas miratimit të metodologjisë së tanishme çdo OST do të publikojë atë në internet, në përputhje me nenin 4(13) të rregullores 2016/1719.

2. Të gjithë OST-të do të zhvillojnë bashkërisht një menaxhim për platformën e informacionit të referuar në nenin 21, e cila minimalisht do të adresojë temat e pronësisë, pritjes, alokimin e kostos, kërkesat e licencimit dhe përgjegjësitë operuese. Ky kuadër menaxhimi duhet të përgatitet në kohë të mjaftueshme për të lejuar të gjithë OST-të të përmbushin afatin e përcaktuar në paragrafin 3 dhe duhet të respektojë dispozitat mbi delegimin përcaktuara në nenin 62 të rregullores 2016/1719.

3. Jo më vonë se gjashtë muaj pas miratimit të metodologjisë së modelit të përbashkët të rrjetit, të paraqitur në pajtim me nenin 17 të rregullores 2015/1222, gjithë OST duhet të organizojnë procesin e bashkimit modele individuale rrjetit, duke plotësuar detyrat e mëposhtme:

a) Të gjithë OST-të do të zhvillojë së bashku kornizën menaxhuese referuar në paragrafin 2. Ata duhet të respektojnë dispozitat mbi delegimin të përcaktuara në nenin 81 të rregullores 2015/1222 dhe të nenit 62 të rregullores 2016/1719, respektivisht;

b) Çdo OST do të zyrtarizojë marrëveshjen e delegimit me operatorin rregullues referuar në nenin 19. Në hartimin e kësaj marrëveshjeje çdo OST do të respektojë dispozitat mbi delegimin e përcaktuar në nenin 81 të rregullores 2015/1222 dhe në nenit 62 të rregullores 2016/1719, respektivisht;

c) Të gjithë OST-të duhet të specifikojnë së bashku dhe të zhvillojnë algoritmin referuar në nenin 19 dhe, gjithashtu, do të përcaktojnë rregullat dhe procesin lidhur me algoritmin e përmendur. Të gjithë OST-të do të publikojnë në internet specifikimet, rregullat dhe procesin lidhur me algoritmin referuar në nenin 19;

d) Të gjithë OST-të do të përcaktojnë bashkërisht kriteret e cilësisë dhe treguesit e cilësisë të referuara në nenin 23;

e) Të gjithë OST-të duhet të formulojnë bashkërisht kërkesat në lidhje me agjentët e bashkimit dhe procesi i bashkimi i përmendur në nenin 20(2), si dhe rregullat e zëvendësimit të përmendura në nenin 20(4);

f) Çdo OST do të zyrtarizojë marrëveshjen e delegimit me agjentët e bashkimit përmendur në nenin 20. Në hartimin e kësaj marrëveshjeje çdo OST duhet të respektojë dispozitat mbi delegimin e përcaktuar në nenin 81 të rregullores 2015/1222 dhe nenit 62 të rregullores 2016/1719, respektivisht.

4. Jo më vonë shtatë muaj pas miratimit të metodologjisë së modelit të përbashkët të rrjetit të paraqitur në pajtim me nenin 17 të rregullores 2015/1222 ose 14 korrik 2017, cilido OST, qoftë i vonuar, platforma informacioni përmendur në nenin 21, do të jetë funksionale. Të gjithë OST-të, të gjithë operatorët rregullues dhe të gjithë agjentët e bashkimit do të jenë të lidhur në platformën e informacionit dhe do të jenë në gjendje të përdorin të gjitha karakteristikat e tij, siç përshkruhet në metodologjinë aktuale.

5. Jo më vonë se trembëdhjetë muaj pas miratimit të metodologjisë së modelit të përbashkët të rrjetit, të paraqitur në pajtim të nenit 17 të rregullores 2015/1222 ose 14 janar 2018, cilido OST, qoftë e vonuar, të gjithë OST-të së bashku do të sigurojnë që procesi MPRR të jetë funksional dhe në dispozicion për përdorim nga kalkuluesit të koordinuar të kapaciteteve.

6. Të gjithë OST-të së bashku do të përgatisin të dhënat e disponueshme në lidhje me monitorimin e cilësisë në një afat kohor të mjaftueshëm për të mundësuar përfshirjen e tyre në raportin e parë të përmendur në nenin 31 të rregullores 2015/1222, përkatësisht, jo më vonë se 14 gusht 2017 dhe raportit të parë të përmendur në nenin 26 të rregullores 2016/1719, jo më vonë se 17 tetor 2018. Ata do të përgatitin këto të dhëna në vitet e mëvonshme, siç kërkohet.

Neni 25

Gjuha

Gjuha e referencës për këtë propozim të MMPRR do të jetë anglisht. Për shmangien e pasigurive, kur OST-të duhet të përkthejnë këtë propozim në gjuhën e tyre kombëtare, në rast të mospërputhjeve ndërmjet versionit në gjuhën angleze të publikuar nga OST-të në përputhje me nenin 4(13) të rregullores 2016/1719 dhe versionit në një gjuhë tjetër, OST-të në përputhje me legjislacionin kombëtar, i sigurojnë autoritetit rregullator përkatës një përkthim të përditësuar të propozimit.

All TSOs' proposal for a common grid model methodology in accordance with Article 18 of Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation

09 June 2017

TSOs, taking into account the following:

Whereas

(1) This document is a common proposal developed by all Transmission System Operators (hereafter referred to as "TSOs") regarding the development of a proposal for a common grid model methodology (hereafter referred to as "CGMM").

(2) This proposal (hereafter referred to as the "CGMM Proposal") takes into account the general principles and goals set in Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation (hereafter referred to as "Regulation 2016/1719") 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 Regulation 2016/1719 is the coordination and harmonisation of capacity calculation and allocation in the long-term cross-zonal markets. To facilitate these aims, it is necessary for all TSOs to use a common grid model. A common grid model can only be created on the basis of a common methodology for building such a model.

(3) While the CGMM described in the present CGMM Proposal enables a common grid model to be

established, the delivery of the generation and load data required to establish the common grid model is addressed in the generation and load data provision methodology pursuant to Article 17 of Regulation 2016/1719.

(4) Article 17 of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management (hereafter referred to as "Regulation 2015/1222") is referred to in Article 18 of Regulation 2016/1719 and defines several specific requirements that the CGMM Proposal should take into account:

"1. By 10 months after the entering into force of this Regulation all TSOs shall jointly develop a proposal for a common grid model methodology. The proposal shall be subject to consultation in accordance with Article 12.

2. The common grid model methodology shall enable a common grid model to be established. It shall contain at least the following items:

(a) a definition of scenarios in accordance with Article 18;

(b) a definition of individual grid models in accordance with Article 19;

(c) a description of the process for merging individual grid models to form the common grid model."

(5) Article 18 of Regulation 2016/1719 constitutes the legal basis for the proposal for a common grid methodology for long-term time frames and sets out several additional requirements:

"1. No later than six months after the approval of the common grid model methodology established for the day-ahead and intraday time frames referred to in Article 9(6) of Commission Regulation (EU) 2015/1222, all TSOs shall jointly develop a proposal for a common grid model methodology for long-term time frames. The methodology shall be subject to consultation in accordance with Article 6.

2. The common grid model methodology shall take into account and complement the common grid model methodology developed pursuant to Article 17 of Regulation (EU) 2015/1222. The methodology shall enable the establishment of the common grid model for long-term capacity calculation time frames in capacity calculation regions where security analysis based on multiple scenarios pursuant to Article 10 is applied.

3. When developing the common grid model methodology, the requirements set in Article 17 of Regulation (EU) 2015/1222 shall apply."

(6) Article 2(2) of Regulation 2015/1222 defines the common grid model as:

"a Union-wide data set agreed between various TSOs describing the main characteristic (sic) of the power system (generation, loads and grid topology) and rules for changing these characteristics during the capacity calculation process"

(7) Article 2(4) of Regulation 2015/1222 defines a scenario as:

"the forecasted status of the power system for a given time-frame"

(8) Article 2(1) of Regulation 2015/1222 defines an individual grid model as:

"a data set describing power system characteristics (generation, load and grid topology) and related rules to change these characteristics during capacity calculation, prepared by the responsible TSOs, to be merged with other individual grid model components in order to create the common grid model"

(9) The requirements set out in Article 17 are spelt out in more detail in Articles 18 and 19 of Regulation 2015/1222. Article 18 on scenarios outlines the following:

"1.All TSOs shall jointly develop common scenarios for each capacity calculation time-frame referred to in Article 14(1)(a) and (b). The common scenarios shall be used to describe a specific forecast situation for generation, load and grid topology for the transmission system in the common grid model.

2.One scenario per market time unit shall be developed both for the day-ahead and the intraday capacity calculation time-frames.

3.For each scenario, all TSOs shall jointly draw up common rules for determining the net position in each bidding zone and the flow for each direct current line. These common rules shall be based on the best forecast of the net position for each bidding zone and on the best forecast of the flows on each direct current line for each scenario and shall include the overall balance between load and generation for the transmission system in the Union. There shall be no undue discrimination between internal and cross-zonal exchanges when defining scenarios, in line with point 1.7 of Annex I to Regulation (EC) No 714/2009."

1.7 of Annex I to Regulation (EC) No 714/2009 outlines the following:

"When defining appropriate network areas in and between which congestion management is to apply, TSOs shall be guided by the principles of cost-effectiveness and minimisation of negative impacts on the internal market in electricity. Specifically, TSOs shall not limit interconnection capacity in order to solve congestion inside their own control area, save for the abovementioned reasons and reasons of operational security. If such a situation occurs, this shall be described and transparently presented by the TSOs to all the system users. Such a situation shall be tolerated only until a long-term solution is found. The methodology and projects for achieving the long-term solution shall be described and transparently presented by the TSOs to all the system users."

(10) Article 19 sets out more specific requirements with respect to individual grid models, the basic building blocks of the common grid model:

"1.For each bidding zone and for each scenario:

(a) all TSOs in the bidding zone shall jointly provide a single individual grid model which complies with Article 18(3); or

(b) each TSO in the bidding zone shall provide an individual grid model for its control area, including interconnections, provided that the sum of net positions in the control areas, including interconnections, covering the bidding zone complies with Article 18(3).

2.Each individual grid model shall represent the best possible forecast of transmission system conditions for each scenario specified by the TSO(s) at the time when the individual grid model is created.

3.Individual grid models shall cover all network elements of the transmission system that are used in regional operational security analysis for the concerned time-frame.

4.All TSOs shall harmonise to the maximum possible extent the way in which individual grid models are built.

5.Each TSO shall provide all necessary data in the individual grid model to allow active and reactive power flow and voltage analyses in steady state.

6.Where appropriate, and upon agreement between all TSOs within a capacity calculation region, each TSO in that capacity calculation region shall exchange data between each other to enable voltage and dynamic stability analyses."

(11) The requirements set out in Article 18 are spelt out in more detail in Articles 19 and 20 of Regulation 2016/1719. Article 19 on scenarios outlines the following:
"1. All TSOs in capacity calculation regions, where security analysis based on multiple scenarios pursuant to Article 10 is applied, shall jointly develop a common set of scenarios to be used in the common grid model for each long-term capacity calculation time frame.
2. When developing the common set of scenarios, the relevant requirements set in Article 18 of Regulation (EU) 2015/1222 shall apply".

(12) Article 20 of Regulation 2016/1719 stipulates:
"When developing the individual grid model for a long-term capacity calculation time frame in capacity calculation regions, where security analysis based on multiple scenarios pursuant to Article 10 is applied, each TSO shall apply the requirements set in Article 19 of Regulation (EU) 2015/1222."

(13) Article 27(1) of Regulation 2015/1222 formulates a requirement related to the merging process:
"1. No later than six months after the decision on the generation and load data provision methodology referred to in Article 16 and the common grid model methodology referred to in Article 17, all TSOs shall organise the process of merging the individual grid models."

(14) Article 21(1) of Regulation 2016/1719 refers to Article 27 of Regulation 2015/1222 in defining requirements for the process of establishing common grid models for long-term time frames:
"1. The process of merging the individual grid models established in accordance with Article 27 of Regulation (EU) 2015/1222 shall apply when merging the individual grid models into a common grid model for each long-term time frame. No later than six months after the approval of the generation and load data provision methodology for long-term time frames referred to in Article 17 and the common grid model methodology for long-term time frames referred to in Article 18, all TSOs in each capacity calculation region shall jointly develop operational rules for long-term capacity calculation time frames supplementing the rules defined for the operation to merge the individual grid models pursuant to Article 27 of Regulation (EU) 2015/1222."

(15) Article 22 of Regulation 2016/1719 sets out the following requirements with respect to the common grid model for long-term time frames:
"The process and requirements set in Article 28 of Regulation (EU) 2015/1222 for creating a common grid model shall apply when creating the common grid model for long-term capacity calculation time frames in capacity calculation regions, where security analysis based on multiple scenarios pursuant to Article 10 is applied."

(16) Article 4(8) of Regulation 2016/1719 sets out two further obligations:
"The proposal for terms and conditions or methodologies shall include a proposed timescale for their implementation and a description of their expected impact on the objectives of this Regulation."

(17) Article 28(3) to (5) of Regulation 2015/1222 formulates additional obligations relevant for the CGMM Proposal:
"3. For each capacity calculation time-frame, each TSO shall establish the individual grid model for each scenario in accordance with Article 19, in order to merge individual grid models into a common grid model.
4. Each TSO shall deliver to the TSOs responsible for merging the individual grid models into a common grid model the most reliable set of estimations practicable for each individual grid

model.

5. For each capacity calculation time-frame a single, Union-wide common grid model shall be created for each scenario as set out in Article 18 by merging inputs from all TSOs applying the capacity calculation process as set out in paragraph 3 of this Article."

(18) Article 4(8) of Regulation 2016/1719 requires that the expected impact of the CGMM Proposal on the objectives of Regulation 2016/1719 is described. The impact is presented below (points (19) to (28) of this Whereas Section).

(19) The CGMM Proposal contributes to and does not in any way hamper the achievement of the objectives of Article 3 of Regulation 2016/1719. In particular, the CGMM Proposal serves the objective of promoting effective long-term cross-zonal trade with long-term cross-zonal hedging opportunities for market participants (Article 3(a) of Regulation 2016/1719) in contributing to coordinated capacity calculation by prescribing a common methodology for the preparation of individual grid models to be merged into the common pan-European grid model for long-term markets, used only in capacity calculation regions where security analysis based on multiple scenarios pursuant to Article 10 of Regulation 2016/1719 is applied.

(20) In accordance with Article 3(b) of Regulation 2016/1719, and taking into account the capacity calculation methodologies to be developed under Regulation 2016/1719, the creation of the common grid model and use thereof in the capacity calculation process for long-term markets, used only in capacity calculation regions where security analysis based on multiple scenarios pursuant to Article 10 of Regulation 2016/1719 is applied, will optimise the calculation and allocation of cross-zonal capacity including long-term cross-zonal capacity by ensuring a common methodology and inputs for the preparation of individual grid models to be merged into the common pan-European grid model.

(21) By having a common grid model for long-term markets, used only in capacity calculation regions where security analysis based on multiple scenarios pursuant to Article 10 of Regulation 2016/1719 is applied, prepared on the basis of a common, binding methodology, the CGMM Proposal will ensure that the objective of fair and non-discriminatory treatment of TSOs, NEMOS, the Agency, regulatory authorities and market participants is met insofar as the creation of a common grid model is based on a binding methodology that has been subject to stakeholder consultation in accordance with Regulation 2016/1719 and that will be approved by regulatory authorities prior to application in the Union.

(22) The CGM Methodology ensures and enhances the transparency and reliability of information further to Article 3(f) of Regulation 2016/1719 by providing for monitoring of quality indicators and publishing the indicators and the results of the monitoring as part of the data to be provided pursuant to Article 26(3) of Regulation 2016/1719.

(23) The CGMM Proposal also contributes to the objective of respecting the need for a fair and orderly forward capacity allocation (Article 3(e) of Regulation 2016/1719) through the provision of a common grid model to be used in the capacity calculation process for long-term markets, used only in capacity calculation regions where security analysis based on multiple scenarios pursuant to Article 10 of Regulation 2016/1719 is applied, on the basis of a common methodology specifying inputs for the preparation of individual grid models to be merged into the common pan-European grid model.

(24) The CGMM Proposal will contribute to the efficient long-term operation and development of

the electricity transmission system and electricity sector in the Union by virtue of being a common model of the pan-European grid that will be used in a coordinated manner throughout the Union (Article 3(g) of Regulation 2016/1719).

(25) Finally, the CGMM Proposal contributes to the objective of providing non-discriminatory access to long-term cross-zonal capacity (Article 3(c) of Regulation 2016/1719) again by the provision of a common grid model, based on a common binding methodology, to be used in the capacity calculation process for long-term markets, used only in capacity calculation regions where security analysis based on multiple scenarios pursuant to Article 10 of Regulation 2016/1719 is applied.

(26) In conclusion, the CGMM Proposal contributes to the general objectives of the Regulation 2016/1719 to the benefit of all TSOs, NEMOs, the Agency, regulatory authorities and market participants.

SUBMIT THE FOLLOWING CGMM PROPOSAL TO ALL REGULATORY AUTHORITIES:

Article 1
Subject matter and scope

1. The common grid model methodology described in this proposal is the common proposal of all TSOs in accordance with Article 18 of Regulation 2016/1719.
2. This methodology shall apply to all TSOs in the area referred to in Article 1(2) of Regulation 2016/1719.
3. TSOs from jurisdictions outside the area referred to in Article 1(2) of Regulation 2016/1719 may provide their IGM, allow it to be merged into the CGM, and join the CGM process on a voluntary basis, provided that
    a. for them to do so is technically feasible and compatible with the requirements of Regulation 2016/1719;
    b. they agree that they shall have the same rights and responsibilities with respect to the CGM process as the TSOs referred to in paragraph 1; in particular, they shall accept that this methodology and the generation and load data provision methodology pursuant to Article 17 of Regulation 2016/1719 apply to the relevant parties in their control area as well;
    c. they accept any other conditions related to the voluntary nature of their participation in the CGM process that the TSOs referred to in paragraph 1 may set;
    d. the TSOs referred to in paragraph 1 have concluded an agreement governing the terms of the voluntary participation with the TSOs referred to in this paragraph;
    e. once TSOs participating in the CGM process on a voluntary basis have demonstrated objective compliance with the requirements set out in (a), (b), (c), and (d), the TSOs referred to in paragraph 1, after checking that the criteria in (a), (b), (c), and (d) are met, have approved an application from the TSO wishing to join the CGM process in accordance with the procedure set out in Article 4(2) of Regulation 2016/1719.
4. The TSOs referred to in paragraph 1 shall monitor that TSOs participating in the CGM process on a voluntary basis pursuant to paragraph 3 respect their obligations. If a TSO participating in the CGM process pursuant to paragraph 3 does not respect its essential obligations in a way that significantly endangers the implementation and operation of Regulation 2016/1719, the TSOs referred to in paragraph 1 shall terminate that TSO's voluntary participation in the CGM process in accordance with the procedure set out in Article 4(2) of Regulation 2016/1719.

Article 2
Definitions and interpretation

For the purposes of this proposal, the terms used shall have the meaning of the definitions included in Article 2 of Regulation 2016/1719 and the other items of legislation referenced therein as well as Article 2 of the Common Grid Model Methodology pursuant to Article 17 of Regulation 2015/1222.

Article 3
Scenarios

1. When building individual grid models during the year before the year of delivery for the year-ahead capacity calculation time-frame, all TSOs shall jointly develop a common set of scenarios to be used. These scenarios shall respect the principles set out in paragraph (3). Both peak load and valley situations shall be taken into account in an adequate manner. Unless and until these scenarios have been developed, each TSO shall by default use the following scenarios:
   a. Winter Peak, 3rd Wednesday of January current year, 10:30h (indicative target period: first quarter);
   b. Winter Valley, 2nd Sunday of January current year, 03:30h (indicative target period: first quarter);
   c. Spring Peak, 3rd Wednesday of April current year, 10:30h (indicative target period: second quarter);
   d. Spring Valley, 2nd Sunday of April current year, 03:30h (indicative target period: second quarter);
   e. Summer Peak, 3rd Wednesday of July previous year, 10:30h (indicative target period: third quarter);
   f. Summer Valley, 2nd Sunday of July previous year, 03:30h (indicative target period: third quarter);
   g. Autumn Peak, 3rd Wednesday of October previous year, 10:30h (indicative target period: fourth quarter);
   h. Autumn Valley, 2nd Sunday of October previous year, 03:30h (indicative target period: fourth quarter).

2. When building individual grid models during the month before the month of delivery for the month-ahead capacity calculation time-frame, all TSOs shall jointly develop a common set of scenarios to be used. These scenarios shall respect the principles set out in paragraph (3). Both peak load and valley situations shall be taken into account in an adequate manner. Unless and until these scenarios have been developed, each TSO shall by default use the following scenarios:
   a. Peak, 3rd Wednesday of the same month during the previous year, 10:30h;
   b. Valley, 2nd Sunday of the same month during the previous year, 03:30h.

3. The following principles are applicable to scenarios for long-term time frames that are defined by all TSOs pursuant to paragraph (1) and (2):
   a. forecast situation for grid topology
      i. outages, irrespective of the reason for the outage, shall only be modelled if the network element is expected to be unavailable for the entire duration of the time- frame in the case of the year-ahead and month-ahead capacity calculation time- frames;
      ii. network elements that support voltage control shall be included although they may be switched off for operational reasons;
      iii. the topology shall reflect the operational situation.
   b. where structural data change during the time period that the scenario relates to

i. network elements being added or removed shall be included for the entire duration of the time-frame and shall be removed from the IGM topology in all scenarios where they are not available for at least part of the duration of the time-frame;
ii. changes in the characteristics of network elements shall be handled by including those characteristics the use of which is most conservative from the point of view of operational security;

c. operational limits
i. each TSO shall apply the appropriate limits corresponding to the target season to each network element;
ii. for thermal limits, each TSO shall use both PATLs and TATLs.

d. with respect to the forecast situation for generation
i. for intermittent generation each TSO shall use the most appropriate forecast;
ii. for dispatchable generation each TSO shall take into account known outages only and otherwise assume full availability of the generation fleet and adjust forecast generation, taking into account forecast intermittent generation, such that it balances forecast load and grid losses and the net position;

e. with respect to the forecast situation for load
i. each TSO shall use the best forecast of load;

f. with respect to the net position in each bidding zone and the flow for each direct current line
i. each TSO shall follow the approach outlined in Article 19.

4. After defining scenarios for long-term time frames pursuant to paragraph (1) or (2) consistent with the principles set out in paragraph (3), all TSOs shall publish detailed descriptions of these scenarios by 15 July of the year preceding the year to which the scenarios apply in the case of year-ahead scenarios and by fifteen days before the beginning of the month to which the scenarios apply in the case of month-ahead scenarios on a freely accessible public website. The publication shall state the period during which these scenarios are to be used by the TSOs. All TSOs shall set up an electronic alert system to ensure that all regulatory agencies are informed about the publication of scenarios at the time of publication at the latest.
5. Where all TSOs wish to define scenarios for long-term time frames pursuant to paragraph (1) or (2) and these scenarios are not consistent with the principles set out in paragraph (3), the TSOs shall request approval of these scenarios by way of a request for amendment of the present methodology.
6. Where all TSOs in capacity calculation regions, where security analysis based on multiple scenarios pursuant to Article 10 of Regulation 2016/1719 is applied, jointly develop a common set of scenarios to be used in the common grid model for each long-term capacity calculation time frame pursuant to Article 19(1) of Regulation 2016/1719 and these scenarios differ from the scenarios defined by all TSOs referred to in paragraph 1 and 2, respectively, the TSOs outside the capacity calculation regions where security analysis based on multiple scenarios pursuant to Article 10 of Regulation 2016/1719 is applied shall not be obliged to build their individual grid models for scenarios other than the scenarios referred to in paragraph 1 and 2, respectively.

Article 4
Individual Grid Models

1. Pursuant to Article 22 of Regulation 2016/1719 each TSO shall build individual grid models for each of the scenarios applicable at pan-European level described in Article 3(1); i.e., either the common set of scenarios agreed by all TSOs or, in the absence of common scenarios, the default scenarios; if at least one capacity calculation region decides to apply security analysis based on multiple scenarios pursuant to Article 10 of Regulation 2016/1719 when calculating capacity for the year-ahead capacity calculation time-frame. The TSOs of a capacity calculation region wishing to apply security analysis based on multiple scenarios when calculating capacity for the year-ahead capacity calculation time-frame shall inform all other TSOs of their intention by 31 March of the year preceding the first year for which capacity is to be calculated.
2. Pursuant to Article 22 of Regulation 2016/1719 each TSO shall build individual grid models for each of the scenarios applicable at pan-European level described in Article 3(2); i.e., either the common set of scenarios agreed by all TSOs or, in the absence of common scenarios, the default scenarios; if at least one capacity calculation region decides to apply security analysis based on multiple scenarios pursuant to Article 10 of Regulation 2016/1719 when calculating capacity for the month-ahead capacity calculation time-frame and no year-ahead common grid model is already available. The TSOs of a capacity calculation region wishing to apply security analysis based on multiple scenarios when calculating capacity for the month-ahead capacity calculation time-frame shall inform all other TSOs of their intention by six months before the first day of the first month for which capacity is to be calculated.
3. When building IGMs, each TSO shall complete the following steps:
    a. create an up-to-date equipment model comprising the structural data described in Articles 5 to 11;
    b. identify and incorporate structural changes pursuant to the principles set out in Article 3;
    c. incorporate up-to-date operating assumptions by including the variable data described in Articles 12 to 16 in the model;
    d. exchange with all other TSOs the data described in Article 17 via the information platform referred to in Article 21;
    e. apply the common rules for determining the net position in each bidding zone and the flow for each direct current line set out in Articles 18 and 19;
    f. ensure that the model is consistent with the net positions and flows on direct current lines established in accordance with Articles 18 and 19;
    g. ensure that remedial actions applied (if any) can be clearly identified and are consistent with the methodology for remedial actions in capacity calculation pursuant to Article 14 of Regulation 2016/1719, respectively, and the general objective of fair and non-discriminatory treatment pursuant to Article 3(d) of Regulation 2016/1719;
    h. perform a load flow solution in order to verify
        i. solution convergence;
        ii. plausibility of nodal voltages and active and reactive power flows on grid

elements;

iii. plausibility of the active and reactive power outputs of each generator;

iv. plausibility of the reactive power output / consumption of shunt-connected reactive devices; and

v. compliance with applicable operational security standards;

i. if required, modify the equipment model and / or operating assumptions and repeat step (h);

j. if applicable, carry out network reduction pursuant to Article 11;

k. as required by Article 22 of Regulation 2016/1719 export the IGM and make it available for merging into a common grid model via the information platform referred to in Article 21;

l. ensure that the IGM meets the quality criteria pursuant to Article 23;

m. repeat relevant steps as required and in accordance with the other obligations specified in this methodology.

4. Each TSO shall respect the process for merging IGMs into a CGM described in Article 20.
5. Each TSO shall update its IGM with agreed measures if applicable.
6. Each TSO shall respect the requirements set out in Article 22. All times stated in this CGMM Proposal refer to market time as defined in Article 2(15) of Regulation 2015/1222.

Article 5

Data to be included in IGMs

1. IGMs shall contain the elements of the high-voltage and extra high-voltage network insofar as these are used in regional operational security analysis for the concerned time-frame.
2. A unique identifier shall be provided for each network element included.
3. Where this methodology refers to a breakdown by primary energy sources, a breakdown into primary energy sources consistent with those used by the central information transparency platform pursuant to Regulation 543/2013 is required.
4. If any of the data required are not available to the TSO, the TSO shall use its best estimate instead.

Article 6
Grid elements

1. The grid elements described in paragraph 2 of this Article shall be included in each IGM regardless of whether these are operated by the TSO or a DSO (incl. CDSO) if these grid elements are of a voltage level
    a. of 220 kV or above;
    b. of less than 220 kV and the grid elements of which are used in regional operational security analysis.
2. The relevant grid elements and the data to be provided for these are
    a. sub-stations: voltage levels, busbar sections and if applicable to the modelling approach used by the TSO switching devices, to include switching device identifier and switching device type, comprising either breaker, isolator or load break switch;
    b. lines or cables: electrical characteristics, the sub-stations to which these are connected;
    c. power transformers including phase-shifting power transformers: electrical characteristics, the sub-stations to which these are connected, the type of tap changer, and type of regulation, where applicable;
    d. power compensation devices and flexible AC transmission systems (FACTS): type, electrical characteristics, and type of regulation where applicable.
3. A model or an equivalent model of those parts of the grid operated at a voltage of less than 220 kV shall be included in the IGM regardless of whether these parts of the grid are operated by the TSO or a DSO (incl. CDSO) if
    a. these parts of the grid have elements which are used in regional operational security analysis, or
    b. the relevant grid elements in those parts of the grid are connecting
        i. a generation unit or load modelled in detail in accordance with Article 8 or 9 to the 220 kV or higher voltage level;
        ii. two nodes at the 220 kV or higher voltage level.
4. Models and equivalent models pursuant to paragraph 3 shall contain at least aggregates of load separated from generation and generation capacity separated by primary energy sources and separated from load in the corresponding parts of the grid broken down by sub-stations of the equivalent model or the sub-stations to which the corresponding parts of the grid are connected.

Article 7
Boundary points

1. For each relevant border the TSOs concerned shall demarcate their respective responsibilities as far as the modelling of the network is concerned by agreeing on the corresponding boundary points.
2. Each TSO shall include all relevant network elements on its side of each boundary point in its IGM.
3. Each TSO shall include each boundary point in its IGM with a fictitious injection.

Article 8
Generation

1. Generation units including synchronous condensers and pumps shall be modelled in detail if they are connected at a voltage level
    a. of 220 kV or above;
    b. of less than 220 kV and they are used in regional operational security analysis.
2. Several identical or similar generation units may be modelled in detail on a composite basis if this modelling approach is sufficient with respect to regional operational security analysis. For generation units modelled in detail on a composite basis an equivalent model shall be included in the IGM.
3. Generation capacity not modelled in detail shall be included in the IGM modelled as aggregates.
4. For both generation units modelled in detail and for aggregates of generation capacity, separated by primary energy sources and separated from load, the following data shall be included in the IGM:
    a. connection point;
    b. primary energy source.
5. For generation units modelled in detail the following data shall be included in the IGM:
    a. maximum active power and minimum active power; defined as those values which the generation unit can regulate to. In the case of hydroelectric pumped storage generation units, two cycles shall be modelled and two records have to be provided (i.e., one each for the generating and the pumping mode);
    b. the type of control mode, being one of the following: "disabled", "voltage control", "power factor control", "reactive power control" and, for voltage-controlled generation units, the regulated buses where the scheduled voltage is set up;
    c. maximum and minimum values of reactive power when the minimum and maximum active power is delivered as well as, if this is required for regional operational security analysis, the associated capability curve;
    d. the auxiliary load of the generation unit representing the internal demand of the generation unit shall be modelled as a non-conforming load at the connection point of the generation unit if this is required for regional operational security analysis.
6. For generation units modelled as aggregates the following data shall be included in the IGM:
    a. aggregates of generation capacity separated by primary energy sources and separated from load in the corresponding parts of the grid broken down by sub-stations of the equivalent model or the sub-stations to which the corresponding parts of the grid are connected.

Article 9
Load

1. Loads shall be modelled in detail if they are connected at a voltage level
    a. of 220 kV or above;
    b. of less than 220 kV and they are used in regional operational security analysis.
2. Several identical or similar loads may be modelled in detail on a composite basis if this modelling approach is sufficient with respect to regional operational security analysis. For loads modelled in detail on a composite basis an equivalent model shall be included in the IGM.
3. Loads not modelled in detail shall be included in the IGM modelled as aggregates.
4. For both loads modelled in detail and for aggregates of loads separated from generation the following data shall be included in the IGM:
    a. connection point;
    b. power factor or reactive power;
    c. conforming flag (where the value "true" means that the active and reactive power consumption of the load shall be scaled when scaling the overall load).
5. For loads modelled as aggregates the following data shall be included in the IGM:
    a. aggregates of loads (separated from generation) in the corresponding parts of the grid broken down by sub-stations of the equivalent model or the sub-stations to which the corresponding parts of the grid are connected.

Article 10
HVDC links

1. HVDC links shall be modelled regardless of whether these are located entirely within a single bidding zone or they connect two bidding zones.
2. The TSO within whose bidding zone(s) the HVDC link is located or the TSOs whose bidding zones are connected by the HVDC link shall decide on the degree of detail with which the HVDC link is to be modelled. They shall base their decision on the functions for which the HVDC link is to be used. By default an HVDC link shall be modelled in detail and the AC/DC part of the HVDC link shall be exchanged by the TSOs concerned unless the functions that it is used for do not require this.
3. For both HVDC links modelled in detail and for those modelled in a simplified manner, the following data shall be included:
    a. connection points.
4. For cross-zonal HVDC links modelled in detail, the TSOs concerned shall agree on which of them is to provide the detailed model by either including it in its IGM or by making it available separately. In the case of HVDC links that connect the CGM area with a bidding zone that is not part of the CGM area, the TSO that is within the CGM area shall include the detailed model in its IGM. Detailed models of HVDC links shall include
    a. electrical characteristics;
    b. type and characteristics of supported control modes.
5. HVDC links modelled in a simplified manner shall be represented by equivalent injections at the connection points.
6. In the case of HVDC links that connect the CGM area with a bidding zone that is not part of the CGM area, the TSO that is within the CGM area shall endeavour to conclude an agreement with the owners of HVDC links not bound by this methodology with the aim of ensuring their cooperation in meeting the requirements set out in this Article.

Article 11
Modelling of adjacent grids

1. Each TSO shall model HVDC links with adjacent grids pursuant to Article 10.
2. Each TSO shall model AC links with adjacent grids as described in this Article.
3. At the start of the process described in Article 4, each TSO shall make use of an equivalent model of the adjacent grids in its IGM.

Article 12
Topology

1. When building its IGM, each TSO shall ensure that
   a. the IGM indicates the switched state, either open or closed, of all modelled switching devices;
   b. the IGM indicates the tap position of all modelled power transformers with tap changers including phase-shifting transformers;
   c. the topology of the IGM reflects the planned or forced unavailability of modelled items of equipment that are known to be unavailable in line with the scenarios described in Article 3;
   d. the topology of the IGM is updated to reflect remedial actions pursuant to Article 14 of Regulation 2016/1719 as well as topological agreed measures if applicable;
   e. taking into account c) and d), the topology of the IGM reflects the best forecast operational situation;
   f. the connectivity status of interconnectors and tie-lines to other TSOs is consistent with the IGMs of the relevant neighbouring TSOs.

Article 13
Energy injections and loads

1. When building its IGM, each TSO shall respect the following general principles with respect to energy injections and loads:
    a. For the energy injections pattern
        i. the IGM specifies an active and reactive power injection for each modelled in-service generation unit including synchronous condensers and pumps and this is applicable for each generation unit whether modelled in detail on an individual or composite basis or modelled as an aggregate;
        ii. the specified active and reactive power injection for each modelled generation unit is consistent with the specified maximum and minimum active and reactive power limits and/or applicable reactive capability curve;
        iii. active power injections associated with generation within the IGM shall be consistent with relevant remedial actions in accordance with Article 14 of Regulation 2016/1719 and other measures required to maintain the system within applicable operational security limits including but not limited to provision of sufficient upward and downward active power reserves as required for the purposes of frequency management;
    b. For the load pattern
        i. the IGM specifies an active and reactive power withdrawal for each modelled in-service load and pump;
        ii. the sum of the active modelled load power withdrawals of modelled in-service loads and pumps shall match the total load of the considered scenario.
2. When building its IGM, each TSO shall respect the following principles with respect to energy injections:
    a. in order to establish the injection pattern for the relevant scenario, the TSO shall scale or otherwise individually modify the active power injections associated with the modelled generation units;
    b. for generation units modelled in detail, the availability status shall take into account the following in line with the scenarios described in Article 3:
        i. outage plans;
        ii. testing profiles;
        iii. scheduled unavailability;
        iv. any active power capacity restrictions;
    c. for dispatchable generation units modelled in detail, the modelled dispatch pattern shall take into account the following in line with the scenarios described in Article 3:
        i. for all scenarios
            1. the availability status;
            2. the applicable priority dispatch policies and agreements;
        ii. the best forecast dispatch based upon a selection of the following:
            1. the relevant current, historical or forecast commercial/market data;
            2. a distinction between base load generation and marginal generation;
            3. established generation shift keys, merit orders or participation factors;

4. any other relevant information;

d. for dispatchable generation units modelled as aggregates, the modelled dispatch pattern shall take into account
   i. for all scenarios the best forecast dispatch pattern based on a selection of the following:
      1. relevant current, historical or forecast commercial/market data;
      2. distinction between base load generation and marginal generation;
      3. established generation shift keys, merit orders or participation factors;
      4. data on generation capacity of generation units modelled as aggregates, separated by primary energy sources and separated from load, and managed by an aggregator whose data are used in regional operational security analysis broken down by sub-stations of the equivalent model or the sub-stations to which the corresponding parts of the grid are connected;
      5. any other relevant information;

e. for all scenarios, for intermittent generation units modelled in detail, the modelled dispatch pattern shall take into account the availability status in line with the scenarios described in Article 3;

f. for all intermittent generation units whether modelled in detail or modelled as aggregates, the modelled dispatch pattern shall take into account in line with the scenarios described in Article 3 the most appropriate forecast.

3. When building its IGM, each TSO shall respect the following principles with respect to loads:
   a. in order to establish the load pattern, the TSO shall scale or otherwise individually modify the nodal active and reactive power withdrawals associated with modelled loads and pumps;
   b. for all scenarios this shall be based upon a selection of the following:
      i. representative historical reference data for the relevant season, day, time, and other relevant data;
      ii. SCADA and/or metered data;
      iii. state estimated data;
      iv. statistical analysis or forecast data;
      v. distinction between conforming and non-conforming load;
      vi. planned outages at least for loads modelled in detail;
      vii. for loads modelled in detail maximum active power consumption and characteristics of reactive power control, where installed as well as maximum and minimum active power available for demand response and the maximum and minimum duration of any potential usage of this power for demand response;
      viii. for loads modelled as aggregates and managed by an aggregator whose data are used in regional operational security analysis, aggregates of maximum and minimum active power available for demand response, separated from generation, and the maximum and minimum duration of any potential usage of this power for demand response managed by the aggregator in the corresponding parts of the grid broken down by sub-stations of the equivalent model or the sub-stations to which the corresponding parts of the grid are connected;

ix. for loads modelled as aggregates and managed by an aggregator whose data are used in regional operational security analysis, a forecast of unrestricted active power available for demand response and any planned demand response
x. any other relevant information.

Article 14
Monitoring

1. When building each IGM, each TSO shall respect the rules set out in this Article with respect to operational monitoring limits for all modelled grid elements.
2. For each scenario all operational limits shall be consistent with operational conditions including but not limited to the season and other relevant environmental and meteorological factors.
3. For each scenario, each TSO shall ensure that
    a. the IGM specifies, for each explicitly modelled transmission line, cable, transformer and relevant item of DC equipment, either
        i. a PATL if the rating does not depend upon meteorological conditions or the pre-fault loading; or
        ii. the best forecast rating if the rating is dependent upon meteorological conditions or the pre-fault loading;
    b. the IGM specifies, for the relevant assets, one or more TATLs, reflective of the corresponding season and based on the applicable PATL, for each explicitly modelled transmission line, cable, transformer and relevant item of DC equipment;
    c. the IGM specifies a TATL duration for all items of transmission equipment for which a TATL is specified, for each TATL specified;
    d. the IGM specifies a tripping current for each relevant item of explicitly modelled transmission equipment, if applicable;
    e. the IGM appropriately reflects the maximum and minimum acceptable voltages at each nominal voltage level, as per relevant locally applicable codes, standards, licences, policies and agreements;
    f. operational monitoring limits that apply to interconnectors and tie-lines to other TSOs are consistent with those specified in the IGMs of the relevant neighbouring TSOs;
    g. operational monitoring limits specified in the IGM are consistent with operational security limits;
    h. the IGM specifies artificial PATL and TATL limits on relevant individual items or groups of items of modelled transmission equipment in order to incorporate local transmission constraints that are not associated with steady state thermal or voltage security including constraints associated with transient or voltage stability;
    i. for all equivalent models of transmission equipment and for modelled items of equipment not operated by the TSO, including distribution networks, that are relevant with respect to operational security analysis and cross-zonal capacity calculation, the IGM specifies appropriate equivalent operating limits.

Article 15
Control settings

1. When building each IGM, each TSO shall specify appropriate control settings for at least the following items of regulating equipment, where modelled and relevant:
    a. power transformers and associated tap changers;
    b. phase-shifting transformers and associated tap changers;
    c. reactive compensation devices, including but not limited to
        i. shunt compensators including shunt capacitors or reactors or discretely switchable banks of shunt capacitors or reactors;
        ii. static VAR compensators;
        iii. synchronous condensers;
        iv. static synchronous compensators (STATCOMs) and other flexible AC transmission system (FACTS) devices;
    d. generators assisting with voltage regulation;
    e. DC equipment.
2. In the case of the items of equipment referred to in points (a), (b), (c), and (d) of paragraph 1, each IGM shall include the following information, where relevant:
    a. regulation status -enabled/disabled;
    b. regulation mode -voltage, active power, reactive power, power factor, current, or other applicable mode;
    c. regulation target or target range in kV, MW, Mvar, p.u., or other appropriate units;
    d. regulation target deadband;
    e. regulation participation factor;
    f. regulated node.
3. In the case of the items of equipment referred to in point (e) of paragraph 1, each IGM shall include all relevant information regarding the following, where relevant:
    a. operating mode -inverter/rectifier;
    b. control mode -voltage, active power, reactive power, power factor, current, or other applicable mode;
    c. active power targets;
    d. voltage targets;
    e. regulated nodes.
4. Where a modelled item of DC equipment forms part of an interconnector each TSO shall ensure that the resultant flows on the interconnector are consistent with the agreed flows on direct current lines for the relevant scenario in accordance with Article 18.
5. Each TSO shall ensure that target voltages and target voltage ranges are reflective of the relevant scenario and are reflective of applicable voltage control policies and operational security limits.
6. Each TSO shall specify at least one slack node in each IGM for the purposes of managing mismatches between total generation and demand when performing a load flow solution.

Article 16
Assumptions on adjacent grids

1. When building each IGM each TSO shall update the operational assumptions with respect to adjacent grids with the most reliable set of estimations practicable. Following the successful completion of the checks described in Article 4(3)(h), the equivalent models of the adjacent grids shall be removed and replaced with equivalent injections at the relevant boundary points.
2. For each IGM the sum of injections at boundary points shall be equal to the corresponding net position.

Article 17
Associated information

1. In order to make it possible to apply rules to change the characteristics of individual grid models during capacity calculation and other relevant business processes, each TSO shall make the following information available to all TSOs via the information platform referred to in Article 21:
    a. generation shift keys.

Article 18
Net positions and flows on direct current lines

1. For all scenarios for the month-ahead and the year-ahead capacity calculation time-frame pursuant to Article 3, each TSO shall follow the CGM alignment procedure described in Article 19 in order to comply with Article 19(2) of Regulation 2016/1719.
2. For all scenarios pursuant to Article 3 in case of bidding zones connected by more than one direct current line, in order to comply with Article 19(2) of Regulation 2016/1719, respectively, the TSOs concerned shall agree on consistent values for the flows on direct current lines to be used in each TSO's IGM. These shall also be the values that the TSOs make available to all other TSOs.

Article 19
CGM alignment

1. For each scenario for the month-ahead and the year-ahead capacity calculation time-frame pursuant to Article 3, each TSO shall prepare and share with all other TSOs via the information platform referred to in Article 21 in accordance with the CGM process description set out in Article 22 its best forecast of
    a. the net position for its bidding zone, being its preliminary net position;
    b. the flow on each direct current line connected to its bidding zone being the preliminary flows on each direct current line;
    c. any other input data required by the algorithm pursuant to paragraph 2.
2. All TSOs shall jointly define an algorithm which for each scenario and for all bidding zones aligns the preliminary net positions and preliminary flows on each direct current line in such a way that following the adjustment by the algorithm
    a. the sum of adjusted net positions for all bidding zones in the CGM area balances the targeted net position for the CGM area;
    b. for all bidding zones connected by at least one direct current line the sum of flows on all direct current lines is mutually consistent for both bidding zones concerned.
3. The algorithm shall have the following properties or features in order to ensure that in accordance with Article 19(2) of Regulation 2016/1719 there is no undue discrimination between internal and cross-zonal exchanges:
    a. the alignments of preliminary net positions and preliminary flows on each direct current line shall be spread across all bidding zones and no bidding zone shall benefit from any preferential treatment or privileged status with respect to the operation of the algorithm;
    b. in its objective function the algorithm shall give appropriate weight to the following when determining the adjustments required:
        i. the size of the adjustments required to each preliminary net position and the preliminary flows on each direct current line, which shall be minimised;
        ii. the ability of a bidding zone to adjust its preliminary net position and the preliminary flows on each direct current line, based on objective and transparent criteria;
    c. the algorithm shall specify objective and transparent consistency and quality criteria which the input data required from each TSO shall meet;
    d. the algorithm shall be robust enough to provide the results pursuant to paragraph 2 in all circumstances given the input data provided to it.
4. TSOs shall agree on procedures
    a. to reduce the absolute value of the sum of preliminary net positions for all bidding zones in the CGM area; and
    b. to provide updated input data if necessary; and
    c. to take into account reserve capacity and stability limits if it becomes necessary to update input data.
5. TSOs shall regularly review and, if appropriate, improve the algorithm.
6. TSOs shall publish the algorithm as part of the data to be provided pursuant to Article 26(3) of Regulation 2016/1719. If the algorithm was modified during the reporting period, TSOs shall

clearly state which algorithm was in use during which period and they shall explain the reasons for modifying the algorithm.

7. All TSOs shall jointly ensure that the algorithm is accessible to the relevant parties via the information platform referred to in Article 21.
8. In accordance with Article 62 of Regulation 2016/1719 each TSO shall designate an alignment agent who shall perform, on behalf of the TSO, the following tasks in accordance with the process described in Article 22:
    a. check the completeness and quality of the input data provided pursuant to paragraph 1 and, if necessary, replace missing data or data of insufficient quality with substitute data;
    b. apply the algorithm in order to compute for each scenario and each bidding zone aligned net positions and aligned flows on all direct current lines that meet the requirements set out in paragraph 2 and make these available to all TSOs via the information platform referred to in Article 21;
    c. ensure that the results obtained are consistent with those obtained by all other alignment agents (if any).
9. Pursuant to Article 4(3)(f), each TSO shall ensure that its IGM is consistent with the aligned net position and aligned flows on direct current lines provided by the alignment agent.

Article 20
Common Grid Model

1. In accordance with Article 62 of Regulation 2016/1719 and pursuant to Article 21(3) of Regulation 2016/1719 each TSO shall designate a merging agent who shall perform, on behalf of the TSO, the following tasks according to the process described in Article 22:
    a. check the consistency of the IGMs provided by the TSO against the quality criteria defined pursuant to Article 23;
    b. if an IGM fails the quality check referred to in (a), either obtain a new IGM of sufficient quality from the TSO responsible or substitute an alternative IGM in accordance with the substitution rules referred to in paragraph 4 and make this validated IGM available via the information platform referred to in Article 21;
    c. apply the requirements pursuant to paragraph 2 in order to merge all IGMs into a CGM pursuant to Article 22 of Regulation 2016/1719 and make the resulting CGMs available to all TSOs via the information platform referred to in Article 21;
    d. ensure that each CGM created is consistent with those obtained by all other merging agents (if any);
    e. identify violations of operational security limits in the CGM;
    f. obtain from the TSOs concerned IGMs updated in the light of the agreed measures if applicable and repeat steps (a) to (e) as required;
    g. if applicable validate the resulting CGM and make it available via the information platform referred to in Article 21.
2. All TSOs shall jointly define the requirements applicable to the merging agents and the merging process in accordance with Article 24.
3. Each merging agent shall meet the requirements referred to in paragraph 2 and shall implement the requirements applicable to the merging process referred to in paragraph 2.
4. All TSOs shall jointly define substitution rules applicable to IGMs that do not meet the quality criteria set out in Article 23.
5. Each TSO shall provide the data required by the substitution rules referred to in paragraph 4 via the information platform referred to in Article 21.

Article 21
Information platform

1. All TSOs shall delegate the task of implementing and administering a joint information platform that provides at least the services described in paragraph 2 in accordance with Article 62 of Regulation 2016/1719.
2. The information platform shall at a minimum support the CGM process in the following ways and it shall have all the features required to this end:
    a. each TSO shall be able to use the information platform in order to share with all other TSOs pursuant to the CGM process described in Article 22 its best forecast of
        i. the net position for its bidding zone, comprising its preliminary net position;
        ii. the flow on each direct current line connected to its bidding zone comprising the preliminary flows on each direct current line;
        iii. any other input data required by the algorithm further to Article 19(2);
    b. the algorithm pursuant to Article 19(2) shall be accessible via the information platform;
    c. the alignment agent(s) shall be able to make the aligned net positions and aligned flows on direct current lines that meet the requirements set out in Article 19(2) available to all TSOs via the information platform;
    d. each TSO shall be able to make associated information specified in Article 17 available to all TSOs via the information platform;
    e. each TSO shall be able to make all its IGMs available to all TSOs via the information platform;
    f. for each TSO and each scenario, all data required by the substitution rules referred to in Article 20(5) shall be available via the information platform;
    g. the information platform shall be able to provide information on the quality status of submitted IGMs including substitutions that were necessary;
    h. all merging agents shall be able to make the CGM available to all TSOs via the information platform;
    i. all information required with respect to boundary points pursuant to Article 7 shall be available via the information platform;
    j. the following items of information and/or data shall be available to all TSOs via the information platform:
        i. generation shift keys.

Article 22
CGM process

1. When preparing the CGM for the month-ahead or year-ahead capacity calculation time-frame (for long-term markets, used only in capacity calculation regions where security analysis based on multiple scenarios pursuant to Article 10 of Regulation 2016/1719 is applied), all TSOs, merging agents and alignment agents shall complete the following steps:
    a. each TSO shall make preliminary net positions, preliminary flows on direct current lines as well as any other input data required for the CGM alignment process available to all TSOs via the information platform referred to in Article 21;
    b. the alignment agent(s) shall check the completeness and quality of the input data provided pursuant to Article 19(1) and, if necessary, replace missing data or data of insufficient quality with substitute data;
    c. the alignment agent(s) shall apply the algorithm in order to compute for each scenario and each bidding zone aligned net positions and aligned flows on direct current lines that meet the requirements set out in Article 19(2);
    d. the alignment agent(s) shall make these aligned net positions and aligned flows on direct current lines available to all TSOs via the information platform referred to in Article 21;
    e. each TSO shall make its IGM available via the information platform pursuant to Article 21; pursuant to Article 4(3)(f) the TSO shall ensure that its IGM is consistent with the aligned net position and aligned flows on direct current lines provided by the alignment agent(s);
    f. the TSO's merging agent shall
        i. check the consistency of the IGM provided by the TSO against the quality criteria defined pursuant to Article 23;
        ii. if an IGM fails the quality check referred to in (i), either obtain a new IGM of sufficient quality from the TSO responsible or substitute an alternative IGM in accordance with the substitution rules referred to in Article 20 (4) and make this validated IGM available via the information platform referred to in Article 21;
    g. the TSO's merging agent shall
        i. apply the requirements pursuant to Article 20(3) in order to merge all IGMs into a CGM pursuant to Article 22 of Regulation 2016/1719 and make the resulting CGMs available to all TSOs and coordinated capacity calculators for the purpose of capacity calculation via the information platform referred to in Article 21;
        ii. validate each CGM obtained and ensure it is consistent with those obtained by all other merging agents (if any).
2. All TSOs shall ensure that the merging process and the CGM are completed in time for the month-ahead and year-ahead operational deadlines set out in Regulation 2016/1719 and methodologies required by Regulation 2016/1719 to be met and such that the most accurate and up to date model possible can be delivered for the purpose of capacity calculation in each timeframe.

Article 23
Quality monitoring

1. All TSOs shall jointly define quality criteria that IGMs have to meet in order to be merged into a common grid model. An IGM that does not meet these quality criteria shall be replaced by a substitute IGM.
2. All TSOs shall jointly define quality criteria that CGMs have to meet before they can be made available via the information platform.
3. All TSOs shall jointly define criteria that the preliminary net positions and preliminary flows on direct current lines as well as the other input data required for the CGM alignment process pursuant to Article 19 have to meet. Data sets that do not meet these criteria shall be replaced by substitute data.
4. All TSOs shall jointly define quality indicators that make it possible to assess all stages of the CGM process including, in particular, the CGM alignment process described in Article 19. They shall monitor these quality indicators and publish the indicators and the results of the monitoring as part of the data to be provided pursuant to Article 26(3) of Regulation 2016/1719.

Article 24
Timescale for implementation

1. Upon approval of the present methodology each TSO shall publish it on the internet in accordance with Article 4(13) of Regulation 2016/1719.
2. All TSOs shall jointly develop a governance framework for the information platform referred to in Article 21 which shall at a minimum address the topics of ownership, hosting, cost allocation, licensing requirements, and operational responsibility. This governance framework shall be prepared in a manner timely enough to allow all TSOs to meet the deadline set out in paragraph 3 and it shall respect the provisions on delegation set out in Article 62 of Regulation 2016/1719.
3. By six months after the approval of the common grid model methodology submitted pursuant to Article 17 of Regulation 2015/1222 all TSOs shall organise the process of merging the individual grid models by completing the following tasks:
    a. all TSOs shall jointly develop the governance framework referred to in paragraph 2. They shall respect the provisions on delegation set out in Article 81 of Regulation 2015/1222 and Article 62 of Regulation 2016/1719, respectively;
    b. each TSO shall formalise the delegation agreement with the alignment agent referred to in Article 19. In devising this agreement each TSO shall respect the provisions on delegation set out in Article 81 of Regulation 2015/1222 and Article 62 of Regulation 2016/1719, respectively;
    c. all TSOs shall jointly specify and develop the algorithm referenced in Article 19 and shall also specify the rules and process associated with the said algorithm. All TSOs will publish on the internet the specifications, rules and process associated with the algorithm referenced in Article 19;
    d. all TSOs shall jointly define the quality criteria and quality indicators referred to in Article 23;
    e. all TSOs shall jointly formulate the requirements with respect to merging agents and the merging process referred to in Article 20(2) as well as the substitution rules referred to in Article 20(4);
    f. each TSO shall formalise the delegation agreement with the merging agent referred to in Article 20. In devising this agreement each TSO shall respect the provisions on delegation set out in Article 81 of Regulation 2015/1222 and Article 62 of Regulation 2016/1719, respectively.
4. By seven months after the approval of the common grid model methodology submitted pursuant to Article 17 of Regulation 2015/1222 or 14 July 2017, whichever is later, the information platform referred to in Article 21 shall be operational. All TSOs, all alignment agents, and all merging agents shall be connected to the information platform and shall be able to make use of all of its features as described in the present methodology.
5. By thirteen months after the approval of the common grid model methodology submitted pursuant to Article 17 of Regulation 2015/1222 or 14 January 2018, whichever is later, all TSOs shall jointly ensure that the CGM process is operational and available for use by coordinated capacity calculators.
6. All TSOs shall jointly prepare the available data related to quality monitoring in a sufficiently

timely manner to allow these to be included in the first report referred to in Article 31 of Regulation 2015/1222 due by 14 August 2017 and the first report referred to in Article 26 of Regulation 2016/1719 due by 17 October 2018, respectively. They shall prepare these data in subsequent years as required.

Article 25

Language

The reference language for this CGMM Proposal shall be English. For the avoidance of doubt, where TSOs need to translate this proposal into their national language(s), in the event of inconsistencies between the English version published by TSOs in accordance with Article 4(13) of Regulation 2016/1719 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 proposal.

VENDIM
Nr. 156, datë 9.7.2018

MBI PRANIMIN E KËRKESËS SË SHOQËRISË "EFT ALBANIA" SHPK PËR HEQJEN E LICENCËS SË VEPRIMTARISË SË TREGTIMIT TË ENERGJISË ELEKTRIKE

Në mbështetje të nenit 16 dhe të nenit 42, pika 1, germa "dh", të ligjit nr. 43/2015, "Për Sektorin e Energjisë Elektrike", të ndryshuar; të nenit 5, germa "dh"; të nenit 7, paragrafi 2 dhe nenit 9, të "Rregullores për procedurat e heqjes së licencave në sektorin e energjisë elektrike dhe gazit natyror", miratuar me vendimin e bordit të ERE-s nr. 58, datë 18.4.2017, si dhe të nenit 15, të "Rregullores për organizimin, funksionimin dhe procedurat e 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 9.7.2018, mbasi shqyrtoi relacionin e përgatitur nga Drejtoria e Licencimit dhe e Monitorimit të Tregut, mbi kërkesën e shoqërisë "EFT Albania" sh.p.k., për heqjen e licencës së veprimtarisë së tregtimit të energjisë elektrike,

konstatoi se:

- Bordi i Komisionerëve të ERE-s, me vendimin nr. 108, datë 14.11.2014, ka licencuar shoqërinë "EFT Albania" sh.p.k. në aktivitetin e tregtimit të energjisë elektrike.

- Shoqëria "EFT Albania" sh.p.k. me shkresën e protokolluar në ERE me nr. 487 prot., datë 3.0.2018, ka kërkuar nën vullnetin e saj të plotë heqjen e licencës së veprimtarisë së tregtimit të energjisë elektrike.

- Kërkesa e shoqërisë "EFT Albania" sh.p.k., për heqjen e licencës së tregtimit të energjisë elektrike vjen në zbatim të nenit 42, pika 1, germa "dh", "Heqja e një licence", të ligjit nr. 43/2015, "Për sektorin e energjisë elektrike", të ndryshuar, si dhe të nenit 5, germa "dh", të "Rregullores për procedurat e heqjes së licencave në sektorin e energjisë elektrike dhe gazit natyror", miratuar me vendimin e bordit të ERE-s nr. 58, datë 18.4.2017.

Subjekti ka përmbushur të gjitha detyrimet qe lidhen me pagesat e rregullimit ndaj ERE-s.

Për gjithë sa më sipër, bordi i ERE-s

VENDOSI:

1. Të pranojë kërkesën e shoqërisë "EFT Albania" sh.p.k., për heqjen e licencës së veprimtarisë së tregtimit me energji elektrike, me nr. 255, seria T14, miratuar me vendimin e Bordit të Komisionerëve të ERE-s nr. 108, datë 14.11.2014.

2. Me hyrjen në fuqi të këtij vendimi, licenca e sipërcituar humbet fuqinë e saj juridike.

3. Drejtoria e Licencimit dhe e Monitorimit të Tregut të njoftojë kërkuesin 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

VENDIM
Nr. 157, datë 9.7.2018

MBI LICENCIMIN E SHOQËRISË "BLAC ENERGY" SHPK, NË VEPRIMTARINË E PRODHIMIT TË ENERGJISË NGA HEC "BLAC", ME FUQI TË INSTALUAR 1300 kw

Në mbështetje të nenit 16 dhe të nenit 37, pika 2, germa "a", të ligjit nr. 43/2015, "Për Sektorin e Energjisë Elektrike", të ndryshuar; të nenit 4, pika 1, germa "a"; të nenit 5, pika 1, germa "a" dhe të nenit 13, të "Rregullores për procedurat dhe afatet për dhënien, modifikimin, transferimin, rinovimin ose heqjen e licencave në Sektorin e Energjisë Elektrike", të miratuar me vendimin e bordit të ERE-s nr. 109, datë 29.6.2016; si dhe të nenit 15 të "Rregullores së 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 9.7.2018, mbasi shqyrtoi relacionin e përgatitur nga Drejtoria e Licencimit dhe e Monitorimit të Tregut, për licencimin e shoqërisë "Blac Energy" sh.p.k., në veprimtarinë e prodhimit të energjisë elektrike nga HEC "Blac",

konstatoi se:

- Shoqëria "Blac Energy" sh.p.k., me shkresën e protokolluar në ERE, me nr. 379 prot., datë 10.5.2018, ka paraqitur kërkesë për t'u pajisur me licencë në veprimtarinë e prodhimit të energjisë elektrike nga HEC "Blac".

- Bordi i ERE-s, me vendimin nr. 119, datë 4.6.2018, filloi procedurën për shqyrtimin e kërkesës së shoqërisë "Blac Energy" sh.p.k., për licencim në veprimtarinë e prodhimit të energjisë elektrike nga HEC "Blac", me fuqi të instaluar 1300 kw.

- Në vijim të këtij vendimi, me shkresën nr. 55/33 prot., datë 8.6.2018, u botua në median e shkruar njoftimi për fillimin e kësaj procedure.

- Në përfundim të afatit të përcaktuar në nenin 10, pika 10, të "Rregullores për procedurat dhe afatet për dhënien, modifikimin, transferimin, rinovimin ose heqjen e licencave në Sektorin e Energjisë Elektrike", në lidhje me paraqitjen e objeksioneve dhe ankesave nga të tretët, nuk rezulton të jenë paraqitur të tilla në lidhje me këtë aplikim.

- Shoqëria "Blac Energy" sh.p.k. është një subjekt tregtar i krijuar me qëllim kryerjen e veprimtarisë, me objekt financimin, projektimin, ndërtimin, vënien në punë, administrimin, mirëmbajtën e HEC "Blac" dhe transferimin e HEC-it tek autoriteti kontraktues në përfundim të afatit të kontratës së koncesionit të formës BOT, me nr. 578 rep. dhe nr. 269 kol., datë 14.10.2015, të lidhur ndërmjet saj (shoqërisë) në cilësinë e koncesionarit dhe autoritetit kontraktues, Ministrisë së Energjisë dhe Industrisë, si dhe kontratës shtesë së koncesionit, me nr. 241 rep. dhe nr. 87 kol., datë 5.4.2016, të lidhur ndërmjet të njëjtave palë.

- Fuqia e instaluar e HEC "Blac" do të jetë 1,300 kw.

- Aplikimi i shoqërisë "Blac Energy" sh.p.k. plotëson tërësisht kërkesat e parashikuara nga ERE në "Rregulloren për procedurat dhe afatet për dhënien, modifikimin, transferimin, rinovimin ose heqjen e licencave në Sektorin e Energjisë Elektrike", si më poshtë:

- formati i aplikimit (neni 9, pika 1): plotësuar në mënyrë korrekte;

- dokumentacioni juridik, administrativ dhe pronësor (neni 9, pika 2) është plotësuar në mënyrë korrekte;

- dokumentacioni financiar dhe fiskal (neni 9, pika 3): plotësuar në mënyrë korrekte;

- dokumentacioni teknik (neni 9, pikat 4.1.1, 4.1.2, 4.1.3, 4.1.4, 4.1.5): plotësuar në mënyrë korrekte.

Për gjithë sa më sipër cituar, bordi i ERE-s

VENDOSI:

1. Të licencojë shoqërinë "Blac Energy" sh.p.k. në veprimtarinë e prodhimit të energjisë elektrike nga HEC "Blac", me fuqi të instaluar 1300 kw, për një afat 30-vjeçar.

2. Drejtoria e Licencimit dhe e Monitorimit të Tregut të njoftojë aplikuesin 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

VENDIM
Nr. 158, datë 9.7.2018

MBI LICENCIMIN E SHOQËRISË "DON–UCD" SHPK, NË VEPRIMTARINË E TREGTIMIT TË ENERGJISË ELEKTRIKE

Në mbështetje të nenit 16 dhe të nenit 37, pika 2, germa "d", të ligjit nr. 43/2015, "Për Sektorin e Energjisë Elektrike", të ndryshuar; si dhe në zbatim të nenit 4, pika 1, germa "e"; të nenit 5, pika 1, germa "e" dhe të nenit 13, të "Rregullores për procedurat dhe afatet për dhënien, modifikimin, transferimin, rinovimin ose heqjen e licencave në Sektorin e Energjisë Elektrike", të miratuar me vendimin e bordit të ERE-s, nr. 109, datë 29.6.2016; të nenit 15, të "Rregullores për organizimin, funksionimin dhe procedurat e 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 9.7.2018, mbasi shqyrtoi relacionin e përgatitur nga Drejtoria e Licencimit dhe e Monitorimit të Tregut për licencimin e shoqërisë "DON–UCD" sh.p.k. në veprimtarinë e Tregtimit të Energjisë Elektrike,

konstatoi se:

- Me shkresën e protokolluar në ERE, me nr. 475, datë 27.6.2018, shoqëria "DON–UCD" sh.p.k. ka paraqitur në ERE kërkesën për t'u pajisur me licencë në veprimtarinë e Tregtimit të Energjisë Elektrike.

- Bordi i ERE-s, me vendimin nr. 149, datë 28.6.2018, ka filluar procedurën për shqyrtimin e aplikimit të shoqërisë "DON–UCD" sh.p.k., për licencim në veprimtarinë e Tregtimit të Energjisë Elektrike.

- Në vijim të kësaj vendimmarrje, me shkresën nr. 55/44 prot., datë 28.6.2018, u publikua në media njoftimi për fillimin e kësaj procedure.

- Me shkresën nr. 475/1 prot., datë 28.6.2018, iu kërkua subjektit plotësimi i dokumentacionit të munguar që kishte të bënte me nenin 9, pika 4.8, germa "a" (sasia e energjisë elektrike e parashikuar për t'u tregtuar).

- Në vijim të kësaj korrespondence, subjekti, me shkresën nr. 475/2 prot., datë 28.6.2018, ka paraqitur në ERE tabelën me sasitë e parashikuara të energjisë, për t'u tregtuar për 5 vite të aktivitetit.

- Aplikimi i shoqërisë "DON–UCB" sh.p.k. plotëson tërësisht kërkesat e parashikuara nga ERE, në "Rregulloren për procedurat dhe afatet për dhënien, modifikimin, transferimin, rinovimin ose heqjen e licencave në Sektorin e Energjisë Elektrike", si më poshtë:

- formati i aplikimit (neni 9, pika 1): plotësuar në mënyrë korrekte.

- dokumentacioni juridik, administrativ dhe pronësor (neni 9, pika 2): plotësuar në mënyrë korrekte.

- dokumentacioni financiar dhe fiskal (neni 9, pika 3): plotësuar në mënyrë korrekte.

- dokumentacioni teknik për veprimtarinë e Tregtimit të Energjisë Elektrike (neni 9, pika 4.8): plotësuar në mënyrë korrekte.

Për gjithë sa më sipër, bordi i ERE-s

VENDOSI:

1. Të licencojë shoqërinë "DON–UCD" sh.p.k. në veprimtarinë e Tregtimit të Energjisë Elektrike, për një afat 5-vjeçar

2. Drejtoria e Licencimit dhe e Monitorimit të Tregut të njoftojë aplikuesin 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

	Formati 61x86/8

Shtypshkronja e Qendrës së Botimeve Zyrtare
Tiranë, 2018

Adresa: Rr. "Nikolla Jorga", Tiranë
Tel./fax: +355 4 24 27 004 Tel.: +355 4 24 27 006

Çmimi 504 lekë