

Förslag för alla systemansvariga för överföringssystem om en metod för gemensam nätmodell i enlighet med artiklarna 67.1 och 70.1 i kommissionens förordning (EU) 2017/1485 av den 2 augusti 2017 om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystem

12 februari 2018

Systemansvariga, med beaktande av följande:

### antar detta dokument

(1) Detta dokument är ett gemensamt förslag som har utvecklats av alla systemansvariga för överföringssystemet (nedan kallade "systemansvariga") avseende utvecklingen av ett förslag för en metod för gemensam nätmodell (nedan kallad "metod för gemensam nätmodell").

(2) Detta förslag (nedan kallat "förslaget om en metod för gemensam nätmodell") tar hänsyn till de allmänna principer och mål som fastställs i kommissionens förordning (EU) 2017/1485 av den 2 augusti 2017 om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystem (nedan kallad "förordning 2017/1485") samt Europaparlamentets och rådets förordning (EG) nr 714/2009 av den 13 juli 2009 om villkor för tillträde till nät för gränsöverskridande elhandel (nedan kallad "förordning (EG) nr 714/2009"). Målet med förordning 2017/1485 är att föreskriva detaljerade riktlinjer om krav och principer när det gäller systemdrift i syfte att säkerställa en säker drift av det sammankopplade systemet. För att möjliggöra detta måste alla systemansvariga använda en gemensam nätmodell. En gemensam nätmodell kan bara skapas på grundval av en gemensam metod för att bygga en sådan modell.

(3) En hänvisning till artikel 17 i kommissionens förordning (EU) 2015/1222 av den 24 juli 2015 om fastställande av riktlinjer för kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning (nedan kallad "förordning 2015/1222") finns i artiklarna 67.1 och 70.1 i förordning 2017/1485 och den definierar flera specifika krav som förslaget om en metod för gemensam nätmodell bör beakta:

*"1. Senast tio månader efter denna förordnings ikraftträdande ska alla systemansvariga för överföringssystem tillsammans utarbeta ett förslag till en metod för gemensam nätmodell. Förslaget ska vara föremål för samråd i enlighet med artikel 12.*

*2. Metoden för den gemensamma nätmodellen ska möjliggöra att en gemensam nätmodell fastställs. Den ska innehålla åtminstone följande uppgifter:*

*(a) En definition av scenarier i enlighet med artikel 18.*

*(b) En definition av individuella nätmodeller i enlighet med artikel 19.*

*(c) En beskrivning av processen för att slå samman individuella nätmodeller så att de bildar en gemensam nätmodell."*

(4) Artikel 67.1 i förordning 2017/1485 utgör den rättsliga grunden för förslaget om en metod för gemensam nätmodell när det gäller gemensamma året före-nätmodeller och det föreskriver flera ytterligare krav:

*"Senast sex månader efter denna förordnings ikraftträdande ska alla systemansvariga för överföringssystem tillsammans utarbeta ett förslag till en metod för att bygga de gemensamma året före-nätmodellerna från de individuella nätmodeller som tagits fram i enlighet med artikel 66.1, och för att spara dem. Metoden ska ta hänsyn till och, när så krävs, komplettera driftvillkoren i den metod för gemensam nätmodell som tagits fram i enlighet med artikel 17 i förordning (EU) 2015/1222 och artikel 18 i förordning (EU) 2016/1719 när det gäller följande faktorer:*

*(a) Tidsfrister för sammanställning av de individuella året före-nätmodellerna, för att slå samman dem till en gemensam nätmodell och för att spara de individuella och gemensamma nätmodellerna.*

*(b) Kvalitetskontroll av de individuella och gemensamma nätmodellerna för att säkerställa att de*

Förslag från alla systemansvariga för överföringssystem om en metod för gemensam nätmodell i enlighet med artiklarna 67.1 och 70.1 i kommissionens förordning (EU) 2017/1485 av den 2 augusti 2017 om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystem

*är fullständiga och konsekventa.*

(c) *Korrigerig och förbättring av individuella och gemensamma nätmodeller och genomförande av åtminstone de kvalitetskontroller som avses i led b.*"

(5) Artikel 70.1 i förordning 2017/1485 utgör den rättsliga grunden för förslaget om en metod för gemensam nätmodell när det gäller gemensamma dagen före-nätmodeller och intradagsnätmodeller och innehåller följande ytterligare krav:

*"Senast sex månader efter denna förordnings ikraftträdande ska alla systemansvariga för överföringssystem tillsammans utarbeta ett förslag till en metod för att bygga de gemensamma dagen före- och intradagsnätmodellerna från de individuella nätmodellerna, och för att spara dem. Metoden ska ta hänsyn till och, när så krävs, komplettera driftvillkoren i den metod för gemensam nätmodell som tagits fram i enlighet med artikel 17 i förordning (EU) 2015/1222 när det gäller följande faktorer:*

(a) *Definition av tidsmärkning.*

(b) *Tidsfrister för sammanställning av de individuella nätmodellerna, för att slå samman dem till en gemensam nätmodell och för att spara de individuella och gemensamma nätmodellerna. Tidsfristerna ska vara förenliga med de regionala processer som fastställts för att utarbeta och aktivera avhjälpande åtgärder.*

(c) *Kvalitetskontroll av de individuella och gemensamma nätmodellerna för att säkerställa att de är fullständiga och konsekventa.*

(d) *Korrigerig och förbättring av individuella och gemensamma nätmodeller och utförande av åtminstone de kvalitetskontroller som avses i led c.*

(e) *Hantering av ytterligare information om driftförhållanden, såsom skyddsbovården eller förfaranden för systemskydd, diagram över enskilda linjer och konfigurationen hos understationer för att hantera driftsäkerheten."*

(6) Metoden för gemensam nätmodell enligt förordning 2015/1222 syftar till att etablera en gemensam nätmodell för att beräkna kapaciteten för beräkningstidsramarna dagen före- och intradagskapacitet och metoden för gemensam nätmodell enligt kommissionens förordning (EU) 2016/1719 av den 26 september 2016 om fastställande av riktlinjer för förhandstilldelning av kapacitet syftar till att etablera en gemensam nätmodell i syfte att beräkna långsiktig kapacitet, men det föreliggande förslaget om en metod för gemensam nätmodell tar upp uppbyggnaden av gemensamma nätmodeller för olika systemdriftsprocesser. Eftersom de metoder som krävs enligt artikel 67.1 respektive 70.1 ovan har ett inneboende samband är detta förslag om en metod för gemensam nätmodell av effektivitetsskäl ett gemensamt förslag för båda metoderna.

(7) I artikel 2.2 i förordning 2015/1222 definieras den gemensamma nätmodellen som

*"en unionsomfattande datauppsättning som överenskommit mellan olika systemansvariga för överföringssystem och som beskriver elkraftsystemets huvudsakliga egenskaper (produktion, last och nättopologi) och regler för ändring av dessa egenskaper under kapacitetsberäkningsprocessen."*

(8) I artikel 2.4 i förordning 2015/1222 definieras ett scenario som

*"elkraftsystemets prognostiserade status för en bestämd tidsram."*

(9) I artikel 2.4 i förordning 2015/1222 definieras en individuell nätmodell som

*"datauppsättning som beskriver ett elkraftsystems egenskaper (produktion, last och nättopologi), samt tillhörande regler för att ändra dessa egenskaper i samband med kapacitetsberäkningen, utarbetad av de ansvariga systemansvariga för överföringssystemen och avsedd att slås samman med andra individuella nätmodeller till den gemensamma nätmodellen."*

(10) Kraven i artikel 17 uttrycks i större detalj i artiklarna 18 och 19 i förordning 2015/1222. Artikel 18 om scenarier beskriver följande:

93 "1. Alla systemansvariga för överföringssystem ska tillsammans utarbeta gemensamma scenarier för varje  
94 tidsram för kapacitetsberäkning som avses i artikel 14.1 a och 14.1 b. De gemensamma scenarierna ska  
95 användas för att beskriva en specifik förutsedd situation för produktion, last och nättopologi i  
96 överföringssystemet i den gemensamma nätmodellen.

97 2. Ett scenario per marknadstidsenhet ska utarbetas för tidsramarna för kapacitetsberäkning, både för  
98 dagen före-marknaden och för intradagsmarknaden.

99 3. För varje scenario ska alla systemansvariga för överföringssystem tillsammans utarbeta  
100 gemensamma regler för att bestämma nettopositionen i varje elområde och flödet i varje likströmsledning.  
101 Dessa gemensamma regler ska för varje scenario baseras på den bästa prognosen för nettopositionen för  
102 varje elområde och på den bästa prognosen för flödena i varje likströmsledning, och ska inbegripa den  
103 övergripande balansen mellan last och produktion för överföringssystemet i unionen. Vid definieringen av  
104 scenarierna får det inte förekomma någon otillbörlig diskriminering mellan interna utbyten och utbyten  
105 mellan elområden, i enlighet med punkt 1.7 i bilaga I till förordning (EG) nr 714/2009."

106 I 1.7 i bilaga I till förordning (EG) nr 714/2009 beskrivs följande:

107 "Vid fastställande av lämpliga nätområden i och mellan vilka hantering av överbelastning ska gälla, ska de  
108 systemansvariga vägledas av principerna om kostnadseffektivitet och minimering av negativ inverkan på  
109 den inre marknaden för el. De systemansvariga får i synnerhet inte begränsa överföringskapaciteten för  
110 att lösa överbelastning inom sitt eget kontrollområde, förutom av ovannämnda skäl och skäl som har med  
111 driftssäkerhet att göra. Om en sådan situation uppstår ska de systemansvariga beskriva och på ett  
112 transparent sätt presentera den för alla systemanvändare. En sådan situation får godtas endast tills man  
113 funnit en långsiktig lösning. De systemansvariga ska för alla systemanvändare beskriva och på ett  
114 transparent sätt presentera den metod och de projekt som ska möjliggöra en långsiktig lösning."

115 (11) I artikel 19 i förordning 2015/1222 föreskrivs mer specifika krav när det gäller individuella  
116 nätmodeller, de grundläggande byggstenarna i den gemensamma nätmodellen:

117 "1. För varje elområde och för varje scenario

118 a) ska alla systemansvariga för överföringssystem i elområdet tillsammans tillhandahålla en gemensam  
119 individuell nätmodell som överensstämmer med artikel 18.3, eller

120 b) ska varje systemansvarig för överföringssystem i elområdet tillhandahålla en individuell nätmodell för  
121 sitt eget kontrollområde, inklusive sammanlänknings, förutsatt att summan av nettopositionerna i  
122 kontrollområdena, inklusive sammanlänknings, som motsvarar elområdet överensstämmer med artikel  
123 18.3.

124 2. Varje individuell nätmodell ska för varje scenario visa förhållandena i överföringssystemet, baserat på  
125 den bästa möjliga prognos som anges av en eller flera berörda systemansvariga för överföringssystemen  
126 vid den tidpunkt då den individuella nätmodellen utarbetas.

127 3. Individuella nätmodeller ska omfatta alla linjesegment i överföringssystemet som används i regional  
128 driftsäkerhetsanalys för den berörda tidsramen.

129 4. Alla systemansvariga för överföringssystem ska i största möjliga utsträckning harmonisera det sätt på  
130 vilket de individuella nätmodellerna byggs.

131 5. Varje systemansvarig för överföringssystem ska tillhandahålla alla nödvändiga data i den individuella  
132 nätmodellen för att möjliggöra analyser i stationärt tillstånd av aktivt och reaktivt energiflöde samt  
133 spänning.

134 6. Där så är lämpligt, och efter överenskommelse mellan alla systemansvariga för överföringssystem  
135  
136  
137

inom en kapacitetsberäkningsregion, ska varje systemansvarig för överföringssystem i den kapacitetsberäkningsregionen utbyta data för att möjliggöra analyser av spänning och dynamisk stabilitet.”

(12) I artikel 79.5 i förordning 2017/1485 föreskrivs följande krav med avseende på regionala säkerhetssamordnare:

*”I enlighet med de metoder som avses i artiklarna 67.1 och 70.1 och i enlighet med artikel 28 i förordning (EU) 2015/1222 ska en regional säkerhetssamordnare*

*utses av alla systemansvariga för överföringssystem för att bygga den gemensamma nätmodellen för varje tidsram och lagra den i Entso för elektricitet datamiljö för driftplanering.”*

(13) I artikel 6.6 i förordning 2017/1485 föreskrivs ytterligare två skyldigheter:

*”Förslaget till villkor eller metoder ska innehålla ett förslag till tidsplan för deras genomförande och en beskrivning av deras förväntade inverkan på målen för denna förordning.”*

Den förväntade påverkan på målen presenteras nedan (punkterna 13-18) i detta avsnitt).

(14) Förslaget om en metod för gemensam nätmodell bidrar till och hämmar inte på något sätt uppnåendet av målen i artikel 4.1 i förordning 2017/1485. Förslaget om en metod för gemensam nätmodell uppfyller särskilt målet att fastställa gemensamma krav och principer för driftsäkerhet genom att föreskriva en gemensam metod för framställning av individuella nätmodeller som ska slås samman med den gemensamma paneuropeiska nätmodellen.

(15) I enlighet med artikel 4 b i förordning 2017/1485, och med hänsyn till de ytterligare metoder som ska utvecklas enligt förordning 2017/1485, kommer skapandet av den gemensamma nätmodellen och dess användning i driftplaneringen att bidra till att fastställa gemensamma driftplaneringsprinciper för sammankopplade system genom att säkerställa en gemensam metod för framställning av individuella nätmodeller som ska slås samman med den gemensamma paneuropeiska nätmodellen.

(16) Genom att en gemensam nätmodell framställs på grundval av en gemensam, bindande metod kommer förslaget om en metod för gemensam nätmodell att säkerställa att målet att bidra till en effektiv drift och utveckling av elöverföringssystemet och elsektorn i unionen uppfylls så länge skapandet av en gemensam nätmodell är baserat på en bindande metod som har varit föremål för samråd med intressenter i enlighet med förordning 2017/1485 och som kommer att godkännas av tillsynsmyndigheter före tillämpningen i unionen.

(17) Metoden för en gemensam nätmodell säkerställer och förbättrar insynen och tillförlitligheten hos information om drift av överföringssystem genom att föreskriva övervakning av kvalitetsindikatorer och offentliggörande av indikatorerna och resultaten av övervakningen.

(18) Förslaget om en metod för gemensam nätmodell bidrar också till målet att säkerställa villkoren för att bibehålla driftsäkerheten i hela unionen (artikel 4.1 d i förordning 2017/1485) genom att tillhandahålla en gemensam nätmodell på grundval av en gemensam metod som preciserar indata för framställningen av individuella nätmodeller som ska slås samman med den gemensamma paneuropeiska nätmodellen.

(19) Avslutningsvis kommer förslaget om en metod för gemensam nätmodell att främja samordningen av systemdrift och driftplanering genom att föreskriva införandet av en gemensam modell för det paneuropeiska nätet som ska användas på ett samordnat sätt i hela unionen (artikel 4.1 f i förordning 2017/1485).

(20) Sammanfattningsvis bidrar förslaget om en metod för gemensam nätmodell till de allmänna målen i förordning 2017/1485 till förmån för alla systemansvariga för överföringssystemet, nominerade

Förslag från alla systemansvariga för överföringssystem om en metod för gemensam nätmodell i enlighet med artiklarna 67.1 och 70.1 i kommissionens förordning (EU) 2017/1485 av den 2 augusti 2017 om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystem

elmarknadsoperatörer, tillsynsmyndigheter och marknadsaktörer.

LÄMNA IN FÖLJANDE FÖRSLAG OM EN METOD FÖR GEMENSAM NÄTMODELL TILL ALLA TILLSYNSMYNDIGHETER:

## Artikel 1

### Föremål och omfattning

- 183 1. Den metod för gemensam nätmodell som beskrivs i detta förslag är det gemensamma förslaget från  
184 alla systemansvariga för överföringssystem i enlighet med artiklarna 67.1 och 70.1 i förordning 2017/1485.  
185  
186 2. Denna metod ska gälla för alla systemansvariga för överföringssystem i det område som avses i  
187 artikel 2.2 i förordning 2017/1485.  
188  
189 3. Systemansvariga för överföringssystem från rättsområden utanför det område som avses i artikel  
190 2.2 i förordning 2017/1485 kan lämna sin individuella nätmodell, tillåta att den slås samman med den  
191 gemensamma nätmodellen, och ansluta sig till processen för en gemensam nätmodell på frivillig basis,  
192 förutsatt att  
193 a. det är tekniskt möjligt och förenligt med kraven i förordning 2017/1485 att göra det,  
194 b. de samtycker till att de ska ha samma rättigheter och ansvar med avseende på processen  
195 för en gemensam nätmodell som de systemansvariga för överföringssystem som avses i punkt 1. De  
196 ska särskilt godta att denna metod även gäller för de relevanta parterna i det område som de  
197 kontrollerar,  
198 c. de accepterar alla andra villkor som hör samman med den frivilliga karaktären hos deras  
199 deltagande i processen för en gemensam nätmodell som de systemansvariga för överföringssystem  
200 som avses i punkt 1 kan ställa upp,  
201 d. de systemansvariga för överföringssystem som avses i punkt 1 har ingått ett avtal som styr  
202 villkoren för det frivilliga deltagandet med de systemansvariga som avses i denna punkt,  
203 e. när systemansvariga för överföringssystem som deltar i processen för en gemensam  
204 nätmodell på frivillig basis har uppvisat en objektiv efterlevnad av kraven i a, b, c och d har de  
205 systemansvariga som avses i punkt 1, efter en kontroll att kriterierna i a, b, c och d är uppfyllda,  
206 godkänt ansökan från den systemansvariga som vill ansluta sig till processen för en gemensam  
207 nätmodell i enlighet med det förfarande som föreskrivs i artikel 5.3 i förordning 2017/1485.  
208  
209 4. De systemansvariga för överföringssystem som avses i punkt 1 ska övervaka att de systemansvariga  
210 som deltar i processen för en gemensam nätmodell på frivillig basis i enlighet med punkt 3 uppfyller sina  
211 skyldigheter. Om en systemansvarig för överföringssystem som deltar i processen för en gemensam  
212 nätmodell enligt punkt 3 inte uppfyller sina nödvändiga skyldigheter på ett sätt som väsentligt äventyrar  
213 genomförandet och driften av förordning 2017/1485 ska de systemansvariga som avses i punkt 1 avsluta  
214 denna systemansvarigas frivilliga deltagande i processen för en gemensam nätmodell i enlighet med  
215 förfarandet i artikel 5.3 i förordning 2017/1485.  
216  
217  
218  
219  
220

## Artikel 2

### Definitioner och tolkning

221 Vid tillämpningen av detta förslag ska de ord och uttryck som används ha den betydelse som de får i  
222 definitionerna i artikel 3 i förordning 2017/1485 och den andra lagstiftning som den hänvisar till samt artikel  
223 2 i metoden för gemensam nätmodell i enlighet med artikel 17 i förordning 2015/1222.  
224  
225  
226  
227



### Artikel 3

#### Scenarier

228  
229 1. När individuella året före-nätmodeller byggs upp i enlighet med artikel 66 i förordning 2017/1485  
230 ska varje systemansvarig för överföringssystemet bygga upp en individuell året före-nätmodell för vart och  
231 ett av de scenarier som utvecklas enligt artikel 65 i förordning 217/1485 samt eventuella ytterligare scenarier  
232 som definieras i enlighet med metoden för gemensam nätmodell enligt artikel 18 i förordning (EU)  
233 2016/1719.

234  
235 2. När individuella dagen före-nätmodeller byggs upp för varje marknadstidsenhet dagen före  
236 leveransdagen och när individuella intradagsnätmodeller byggs upp för varje framtida marknadstidsenhet på  
237 leveransdagen ska varje systemansvarig för överföringssystem tillämpa de principer som föreskrivs i punkt 3.

238 3. Följande principer gäller för alla dagen före- och intradagsscenarier:

239 a. prognossituation för nättopologi

240 i. elavbrott, oberoende av orsaken till elavbrottet, ska modelleras oavsett om  
241 nätverkselementet förväntas vara otillgängligt under hela scenariot eller bara en del av det,

242 ii. nätverkselement som stöder spänningskontroll ska inkluderas även om de kan  
243 stängas av driftsrelaterade skäl,

244 iii. topologin ska avspegla driftsituationen.

245 b. när strukturella data ändras under den tidsperiod som scenariot avser

246 i. ska nätverkselement som läggs till eller tas bort inkluderas för hela scenariot och  
247 avlägsnas för den individuella nätmodelltopologin i alla scenarier där de inte är tillgängliga  
248 för minst en del av scenariot,

249 ii. ändringar i nätverkselementets egenskaper ska hanteras genom att använda de  
250 egenskaper vars användning är mest konservativ ur ett driftsäkerhetsperspektiv,

251 c. driftsgränser

252 i. varje systemansvarig för överföringssystem ska tillämpa lämpliga gränser som  
253 motsvarar artikel 14.3 för varje nätverkselement,

254 ii. för termiska gränser ska varje systemansvarig för överföringssystem använda både  
255 PATL och TATL.

256 d. med avseende på prognossituationen för produktion

257 i. för icke planerbar produktion ska varje systemansvarig för överföringssystem  
258 använda den senaste prognosen för icke planerbar produktion,

259 ii. för produktion som kan planeras: varje systemansvarig för överföringssystem ska  
260 basera sin prognos på tidsplaner,

261 e. med avseende på prognossituationen för last

262 i. varje systemansvarig för överföringssystem ska basera sin prognos på den bästa  
263 prognosen för last,

264 f. med avseende på nettopositionen i varje elområde och flödet för varje

265 likströmsledning

266 i. ska varje systemansvarig för överföringssystem använda de senast tillgängliga  
267  
268  
269  
270  
271

resultaten enligt artiklarna 13 och 18.

272  
273  
274  
275  
276  
277  
278  
279  
280  
281  
282  
283  
284  
285  
286  
287  
288  
289  
290  
291  
292  
293  
294  
295  
296  
297  
298  
299  
300  
301  
302  
303  
304  
305  
306  
307  
308  
309  
310  
311  
312  
313  
314  
315  
316

#### **Artikel 4**

##### **Individuella nätmodeller**

1. Enligt artikel 66.1 i förordning 2017/1485 ska varje systemansvarig för överföringssystem bygga upp en individuell året före-nätmodell för vart och ett av de scenarier som utvecklas i enlighet med artikel 65 i förordning 2017/1485.
2. Enligt artikel 70.2 i förordning 2017/1485 ska varje systemansvarig för överföringssystem bygga upp en individuell dagen före-nätmodell för varje marknadstidsenhet på leveransdagen. Mittpunkten för varje marknadstidsenhet ska användas som referenstidsmärkning.
3. Enligt artikel 70.2 i förordning 2017/1485 ska varje systemansvarig för överföringssystem före varje referenstid bygga upp en individuell intradagsnätmodell för varje marknadstidsenhet på leveransdagen mellan referenstiden och tidpunkten åtta timmar senare än referenstiden. Referenstiderna ska vara 00.00, 08.00 och 16.00. Mittpunkten för varje marknadstidsenhet ska användas som referenstidsmärkning.
4. Enligt artiklarna 70.2 och 76.1 i förordning 2017/1485 ska varje systemansvarig för överföringssystem i varje kapacitetsberäkningsregion bygga upp en individuell intradagsnätmodell för varje marknadstidsenhet på leveransdagen mellan de eventuella ytterligare referenstider som definieras enligt artikel 76.1 a och tiden T timmar efter referenstiden. Alla systemansvariga för överföringssystem i varje kapacitetsberäkningsregion ska gemensamt definiera parametern T samt de ytterligare referenstiderna enligt artikel 76.1 a i förordning 2017/1485 och offentliggöra denna eventuella information på internet. Mittpunkten för varje marknadstidsenhet ska användas som referenstidsmärkning.
5. Varje systemansvarig för överföringssystem ska i uppbyggnaden av individuella nätmodeller, för att säkerställa deras kvalitet, fullständighet och konsekvens, slutföra följande steg:
  - a. skapa en uppdaterad utrustningsmodell som består av de strukturella data som beskrivs i artiklarna 5-11,
  - b. identifiera och införliva strukturella förändringar i enlighet med principerna i artikel 3.
  - c. införliva uppdaterade driftsantaganden genom att inkludera de variabla data som beskrivs i artiklarna 12-16 i modellen,
  - d. med alla andra systemansvariga för överföringssystem utbyta de data som beskrivs i artikel 17 via Entso för elektricitets datamiljö för driftplanering som avses i artikel 21,
  - e. tillämpa de gemensamma reglerna för att bestämma nettopositionen i varje elområde och flödet i varje likströmsledning som föreskrivs i artiklarna 18 och 19,
  - f. säkerställa att modellen stämmer överens med de nettopositioner och flöden i direktströmsledningar som har fastställts i enlighet med artiklarna 18 och 19,
  - g. säkerställa att de avhjälpande åtgärder som eventuellt redan har beslutats är inkluderade i modellen, tydligt kan identifieras som nödvändiga enligt artikel 70.4 i förordning 2017/1485 och är konsekventa med bland annat metoden för förberedelsen av avhjälpande åtgärder som hanteras på ett samordnat sätt i enlighet med artikel 76.1 b i förordning 2017/1485 och det allmänna målet med icke-diskriminerande beteende enligt artikel 4.2 a i förordning 2017/1485,
  - h. utföra en lastflödeslösning för att verifiera
  - i. lösningskonvergens,

- 317  
318  
319  
320  
321  
322  
323  
324  
325  
326  
327  
328  
329  
330  
331  
332  
333  
334  
335  
336  
337  
338  
339  
340  
341  
342  
343  
344
- ii. rimligheten i nodspänningar och aktiva och reaktiva kraftflöden i nätelement,
  - iii. rimligheten av aktiv och reaktiv kraftproduktion i varje generator,
  - iv. rimligheten av reaktiv kraftproduktion/konsumtion av shuntanslutna reaktiva anordningar och
  - v. uppfyllande av gällande driftsäkerhetsstandarder,
  - vi. i. om så behövs, modifiera utrustningsmodellen och/eller driftsantagandena och upprepa steg h,
    - j. i förekommande fall, utföra nätverksreduktion i enlighet med artikel 11,
    - k. när så krävs enligt artikel 79.2 i förordning 2017/1485, exportera den individuella nätmodellen och gör den tillgänglig för att slås samman till en gemensam nätmodell via Entso för elektricitets datamiljö för driftplanering som avses i artikel 21,
      - l. säkerställa att den individuella nätmodellen uppfyller kvalitetskriterierna enligt artikel 23,
      - m. upprepa relevanta steg när så krävs och i enlighet med de övriga skyldigheter som föreskrivs i
- Denna metod.
6. Varje systemansvarig för överföringssystem ska respektera processen för att slå samman individuella nätmodeller till en gemensam nätmodell på det sätt som beskrivs i artikel 20.
7. Varje systemansvarig för överföringssystem ska respektera de krav som föreskrivs i artikel 22. Alla tider som föreskrivs i detta förslag till metod för gemensam nätmodell avser marknadstid enligt definition i artikel 2.15 i förordning 2015/1222.

## Artikel 5

### Data som ska ingå i individuella nätmodeller

- 345  
346  
347  
348  
349  
350  
351  
352  
353  
354  
355  
356  
357  
358  
359  
360  
361
1. Individuella nätmodeller ska innehålla element av överföringssystem på 220 kV och högre spänning, inklusive högspända likströmssystem. Element av överföringssystemet med en spänning under 220 kV ska inkluderas om de har betydande påverkan på den systemansvarigas överföringssystem. Det kräver åtminstone att de element i högspänningsnätverket inkluderas som används i regionala driftsäkerhetsanalyser för den berörda tidsramen samt ytterligare nätelement som det är nödvändigt att inkludera för att få en lämplig representation av de motsvarande delarna av nätet inklusive de nätelement som är anslutna till dem.
  2. En unik identifierare ska tillhandahållas för varje nätverkelement som inkluderas.
  3. Där denna metod hänvisar till en uppdelning av primärenergikällor krävs en uppdelning i primärenergikällor som överensstämmer med de som används av den centrala informationsinspektionsplattformen enligt förordning 543/2013.
  4. Om några av de uppgifter som behövs inte är tillgängliga för den systemansvariga för överföringssystemet ska den systemansvariga för överföringssystemet använda sin bästa uppskattning i stället.

## Artikel 6

### Nätelement

1. De nätelement som beskrivs i punkt 2 i denna artikel ska inkluderas i varje individuell nätmodell oavsett om dessa drivs av den systemansvariga för överföringssystemet eller en systemansvarig för distributionssystemet (inbegripet en systemansvarig för det stängda distributionssystemet) om dessa nätelement har en spänningsnivå
  - a. på 220 kV eller mer,
  - b. på mindre än 220 kV och vars nätelement används i regionala driftsäkerhetsanalyser.
2. De relevanta nätelementen och de data som ska tillhandahållas för dem är
  - a. nätstationer: spänningsnivåer, samlingssskenesektioner och i förekommandefall för den modelleringsstrategi som används av de systemansvarigas brytare, inkludera identifierare av brytare och typ av brytare, bestående av antingen strömbrytare, frånskiljare eller frånskiljande strömbrytare,
  - b. ledningar eller kablar: elektriska egenskaper, de nätstationer som de är anslutna till,
  - c. krafttransformatorer, inbegripet fasförskjutande krafttransformatorer: elektriska egenskaper, de nätstationer som dessa är anslutna till, typ av lindningsomkopplare och typ av reglering, i förekommande fall,
  - d. kraftkompenserande enheter och flexibla växelströmssystem (FACTS) för överföring av växelström: typ, elektriska egenskaper och typ av reglering, i förekommande fall.
3. En modell eller ekvivalent modell av dessa delar av nätet som drivs vid en spänning på mindre än 220 kV ska inkluderas i den individuella nätmodellen oavsett om dessa delar av nätet drivs av den systemansvariga för överföringssystemet eller en systemansvarig för distributionssystemet (inklusive en systemansvarig för det stängda distributionssystemet) om
  - a. dessa delar av nätet har element som används i regionala driftsäkerhetsanalyser eller
  - b. de relevanta nätelementen i dessa delar av nätet ansluter
    - i. en produktionsenhet eller last som har modellerats i detalj i enlighet med artikel 8 eller 9 till spänningsnivån 220 kV eller högre,
    - ii. två noder vid spänningsnivån 220 kV eller högre.
4. Modeller eller ekvivalenta modeller av de delar av nätet som drivs vid en spänning på mindre än 100 kV ska bara inkluderas i den individuella nätmodellen om det är nödvändigt för att få en lämplig representation av de motsvarande delarna av nätet inklusive de nätelement som är anslutna till dem.
5. Oberoende av spänningsnivå ska modeller och ekvivalenta modeller enligt punkt 3 eller 4 innehålla minst aggregat av last som är skilda från produktion och produktionskapacitet, uppdelade efter primära energikällor och skilda från last i de motsvarande delarna av nätet fördelat efter nätstationer i den ekvivalenta modellen eller de nätstationer som de motsvarande delarna av nätet är anslutna till.

## Artikel 7

### Gränspunkter

1. För varje relevant gräns ska de berörda systemansvariga för överföringssystemet avgränsa sitt respektive ansvarsområde när det gäller modelleringen av nätverket genom att avtala om de motsvarande

gränspunkterna.

2. Varje systemansvarig för överföringssystem ska inkludera alla relevanta nätverkselement på sin sida av varje gränspunkt i sin individuella nätmodell.

3. Varje systemansvarig för överföringssystem ska inkludera varje gränspunkt i sin individuella nätmodell med en fiktiv injektion.

## **Artikel 8**

### **Produktion**

1. Produktionsenheter inklusive synkrona kompensatorer och pumpar ska modelleras i detalj om de är anslutna med en spänningsnivå

a. på 220 kV eller mer,

b. på mindre än 220 kV och de används i regionala driftsäkerhetsanalyser.

2. Flera identiska eller liknande produktionsenheter kan modelleras i detalj på sammansatt basis om denna

modelleringsstrategi är tillräcklig med avseende på regionala driftsäkerhetsanalyser. För produktionsenheter som modelleras i detalj på sammansatt basis ska en ekvivalent modell användas i den individuella nätmodellen.

3. Produktionskapacitet som inte är modellerad i detalj ska inkluderas i den individuella nätmodellen modellerad som aggregat.

4. För både produktionsenheter som modelleras i detalj och för aggregat av produktionskapacitet, uppdelade efter primära energikällor och skilda från last, ska följande data ingå i den individuella nätmodellen:

a. anslutningspunkt,

b. primär energikälla.

5. För produktionsenheter som är modellerade i detalj ska följande data ingå i den individuella nätmodellen:

6. a) högsta aktiva effekt och lägsta aktiv effekt, definierat som de värden som produktionsenheten kan reglera till. När det gäller vattenkraftsproduktionsenheter med magasinpumpning ska två cykler modelleras och två registreringar måste uppvisas (dvs. en var för produktions- och pumpväg),

b) typen av regleringsläge, som är ett av följande: "inaktiv", "spänningsreglering", "effektfaktorreglering", "reaktiv effekterreglering" och för spänningsreglerade produktionsenheter, de reglerade samlingsskenorna där den reglerade spänningsnivån finns, högsta och lägsta värden på reaktiv effekt när den lägsta och högsta aktiva effekt levereras samt, om det krävs för den regionala driftsäkerhetsanalysen, den tillhörande kapacitetskurvan,

c) hjälpkraften i produktionsenheten som representerar den interna efterfrågan i produktionsenheten ska modelleras som en icke-anpassad last vid anslutningspunkten i produktionsenheten om det krävs för den regionala driftsäkerhetsanalysen.

7. För produktionsenheter som modelleras som aggregat ska följande data inkluderas i den individuella nätmodellen:

a. aggregat av produktionskapacitet uppdelad efter primära energikällor och skild

från last i motsvarande delar av nätet uppdelat i nätstationer av motsvarande modell av de nätstationer som de motsvarande delarna av nätet är anslutna till.

## Artikel 9

### Last

1. Last ska modelleras i detalj om den är ansluten vid en spänningsnivå på
  - a. 220 kV eller högre,
  - b. på mindre än 220 kV och de används i regionala driftsäkerhetsanalyser.
2. Flera identiska eller liknande laster kan modelleras i detalj på sammansatt basis om denna modelleringsstrategi är tillräcklig med avseende på regionala driftsäkerhetsanalyser. För last som modelleras i detalj på sammansatt basis ska en ekvivalent modell användas i den individuella nätmodellen.
3. Last som inte är modellerad i detalj ska inkluderas i den individuella nätmodellen modellerad som aggregat.
4. För både laster som modelleras i detalj och för aggregat av laster som är skilda från produktionen ska följande data inkluderas i den individuella nätmodellen:
  - a. anslutningspunkt,
  - b. effektfaktor eller reaktiv effekt,
  - c. anpassningsflagga (där värdet "sann" betyder att lastens aktiva och reaktiva effektförbrukning ska skalas vid skalningen av den totala lasten).
5. För last som modelleras som aggregat ska följande data ingå i den individuella nätmodellen:
  - a. aggregat av last (skilt från produktion) i motsvarande delar av nätet uppdelat i nätstationer av motsvarande modell av de nätstationer som de motsvarande delarna av nätet är anslutna till.

## Artikel 10

### Höghspända likströmsförbindelser

1. Höghspända likströmsförbindelser ska modelleras oavsett om de finns helt inom ett enda elområde eller om de ansluter till två elområden.
2. Den systemansvariga för överföringssystem vars höghspända likströmsförbindelse finns eller de systemansvariga vars elområden är anslutna med den höghspända likströmsförbindelsen bestämmer graden av detalj som den höghspända likströmsförbindelsen ska modelleras med. De ska basera sitt beslut på de funktioner som den höghspända likströmsförbindelsen ska användas för. Som standard ska en höghspänd likströmsförbindelse modelleras i detalj och likströms-/växelströmsdelen av den höghspända likströmsförbindelsen ska bytas ut av de berörda systemansvariga för överföringssystem om inte de funktioner som den används för inte kräver det.
3. För både höghspända likströmsförbindelser som modelleras i detalj och de som modelleras på ett förenklat sätt ska följande data inkluderas:
  - a. anslutningspunkter.
4. För höghspända likströmsförbindelser som modelleras i detalj ska de berörda systemansvariga för



överföringssystem enas om vem av dem som ska tillhandahålla den detaljerade modellen genom att antingen inkludera den i sin individuella nätmodell eller göra den tillgänglig separat. När det gäller högspända likströmsförbindelser som ansluter det gemensamma nätmodellområdet med ett elområde som inte ingår i det gemensamma nätmodellområdet ska den systemansvariga för överföringssystem som finns inom det gemensamma nätmodellområdet inkludera den detaljerade modellen i sin individuella nätmodell. Detaljerade modeller av högspända likströmsförbindelser ska inkludera

- a. elektriska egenskaper,
  - b. typ och egenskaper för de reglerlagen som stöds.
5. Högspända likströmsförbindelser som modelleras på ett förenklat sätt ska representeras av ekvivalenta injektioner vid anslutningspunkterna.
  6. När det gäller högspända likströmsförbindelser som ansluter det gemensamma nätmodellområdet med ett elområde som inte ingår i det gemensamma nätmodellområdet ska den systemansvariga för överföringssystem som finns i det gemensamma nätmodellområdet sträva efter att ingå ett avtal med ägarna av de högspända likströmsförbindelserna som inte är bundna av denna metod i syfte att säkerställa deras samarbete för att uppfylla kraven i denna artikel.

### **Artikel 11**

#### **Modellering av angränsande nät**

1. Varje systemansvarig för överföringssystem ska modellera högspända likströmsförbindelser med angränsande nät i enlighet med artikel 10.
2. Varje systemansvarig för överföringssystem ska modellera högspända likströmsförbindelser med angränsande nät på det sätt som beskrivs i denna artikel.
3. I början av den process som beskrivs i artikel 4 ska varje systemansvarig för överföringssystem använda en ekvivalent modell för de angränsande näten i sin individuella nätmodell.

### **Artikel 12 Topologi**

1. I uppbyggnaden av den individuella nätmodellen ska varje systemansvarig för överföringssystem säkerställa att
  - a. den individuella nätmodellen anger tillståndet efter omkoppling, antingen öppet eller stängd, för alla modellerade omkopplingsenheter,
  - b. den individuella nätmodellen anger lindningsomkopplarläget för alla modellerade krafttransformatorer samt för fasförskjutande transformatorer,
  - c. den individuella nätmodellens topologi avspeglar den planerade eller oplanerade otillgängligheten hos modellerade utrustningsdelar som är kända för att vara otillgängliga i linje med de scenarier som beskrivs i artikel 3,
  - d. den individuella nätmodellens topologi uppdateras för att avspegla avhjälpande åtgärder som har beslutats på grundval av metoderna enligt artikel 76.1 i förordning 2017/1485 samt andra topologiska avhjälpande åtgärder i förekommande fall,
  - e. med hänsyn till c och d avspeglar den individuella nätmodellens topologi den bästa prognosen för driftsituationen,

f. detaljerna för modelleringen och sammankopplingarnas anslutningsstatus och förbindelseledningar till andra systemansvariga för överföringssystem ligger i linje med de individuella nätmodellerna för de relevanta angränsande systemansvariga för överföringssystem,

g. topologin för alla individuella nätmodeller som skapas för intradagssyften ska avspegla den oplanerade otillgängligheten för modellerad utrustning.

### Artikel 13

#### Energiinjektioner och last

1. I uppbyggnaden av individuella nätmodeller ska varje systemansvarig för överföringssystem respektera följande allmänna principer när det gäller energiinjektioner och last:

a. För energiinjektionsmönstret

i. anger den individuella nätmodellen en aktiv och reaktiv effektinjektion för varje modellerad produktionsenhet i drift inklusive synkrona kompensatorer och pumpar, och det gäller för varje produktionsenhet, oavsett om den är modellerad i detalj eller på individuell eller sammansatt basis eller modellerad som aggregat,

ii. är den angivna aktiva och reaktiva effektinjektionen för varje modellerad produktionsenhet konsekvent med de angivna högsta och lägsta aktiva och reaktiva effektgräns och/eller den gällande reaktiva kapacitetskurvan,

iii. ska de aktiva effektinjektioner som är förknippade med produktionen inom den individuella nätmodellen vara konsekventa med de relevanta avhjälpande åtgärderna i enlighet med artikel 76.1 i förordning 2017/1485 och andra åtgärder som krävs för att bibehålla systemet inom gällande driftsäkerhetsgränser inklusive men inte begränsat till tillhandahållandet av tillräckliga aktiva effektreserver uppåt och nedåt som krävs för frekvenshanteringen,

b. För lastmönstret

i. anger den individuella nätmodellen ett uttag av aktiv och reaktiv effekt för varje modellerad last och pump i drift,

ii. ska summan av uttagen av den aktiva modellerade lasteffekten i modellerade laster och pumpar i drift motsvara den totala lasten i det diskuterade scenariot.

2. I uppbyggnaden av individuella nätmodeller ska varje systemansvarig för överföringssystem respektera följande principer när det gäller energiinjektioner:

a. för att fastställa injektionsmönstret för det relevanta scenariot ska den systemansvariga för överföringssystemet skala eller på annat sätt individuellt modifiera de aktiva effektinjektioner som hör samman med de modellerade produktionsenheterna,

b. för produktionsenheter som modelleras i detalj ska tillgänglighetsstatusen beakta följande i linje med de scenarier som beskrivs i artikel 3:

i. avbrottsplaner,

ii. testprofiler,

iii. schemalagd otillgänglighet,

iv. eventuella kapacitetsrestriktioner för aktiv effekt,

c. för produktionsenheter som kan planeras som modelleras i detalj ska det modellerade avsändningsmönstret beakta följande i linje med de scenarier som beskrivs i artikel 3:

i. För alla scenarier

1. tillgänglighetsstatus,



- 542 2. tillgängliga policydokument och avtal om prioriterad körordning,  
543 ii. för året före-modeller, den bästa prognosen för produktionsplaner baserat på ett urval av  
544 följande:  
545 1. relevanta aktuella, historiska eller prognosticerade affärs-/marknadsdata,  
546 2. en distinktion mellan baslastproduktion och marginalproduktion,  
547 3. etablerade produktionsfördelningsnycklar, rangordning eller deltagandefaktorer,  
548 4. annan relevant information,  
549 iii. för dagen före- och intradagsmodeller  
550 1. de senaste tillgängliga  
551 marknadstidsplanerna,  
552 d. för planerbara produktionsenheter som modelleras som aggregat ska det modellerade  
553 produktionsfördelningen ta hänsyn till  
554 i) för alla scenarier den bästa prognosen för produktionsfördelningen baserat på ett urval av  
555 följande:  
556 1. relevanta aktuella, historiska eller prognosticerade affärs-/marknadsdata,  
557 2. en distinktion mellan baslastproduktion och marginalproduktion,  
558 3. etablerade produktionsfördelningsnycklar, rangordning eller deltagandefaktorer,  
559 4. data om produktionskapacitet för produktionsenheter som modelleras som  
560 aggregat, uppdelade efter primära energikällor och skilda från last, samt hanterade av en  
561 aggregator vars uppgifter används i regionala driftsäkerhetsanalyser uppdelat efter  
562 understationer i den ekvivalenta modellen eller de understationer som de motsvarande  
563 delarna av nätet är anslutna till,  
564 5. annan relevant information,  
565 e. för alla scenarier, för icke planerbara produktionsenheter som modelleras i detalj ska det  
566 modellerade produktionsfördelningen beakta tillgänglighetsstatus i linje med de scenarier som beskrivs i  
567 artikel 3,  
568 f. för alla icke planerbara produktionsenheter, oavsett om de modelleras i detalj eller som aggregat  
569 ska det modellerade produktionsfördelningen i linje med de scenarier som beskrivs i artikel 3 beakta  
570 i) för året före-modeller, den lämpligaste prognosen i linje med de scenarier som utvecklas i  
571 enlighet med artikel 65.1 i förordning 2017/1485,  
572 ii) för dagen före- och intradagsmodeller den senaste prognosen för icke planerbar produktion  
573 hämtad från meteorologiska prognoser,  
574 3. I uppbyggnaden av individuella nätmodeller ska varje systemansvarig för överföringssystem respektera  
575 följande principer när det gäller last:  
576 a. för att fastställa lastmönstret ska den systemansvariga för överföringssystem skala eller på annat  
577 sätt individuellt modifiera  
578 de aktiva och reaktiva effektuttagen vid noderna som är förknippade med modellerad last och pumpar,  
579 b. för alla scenarier ska detta baseras på ett urval av följande:  
580 i. representativa historiska referensdata för den relevanta årstiden, dagen, tiden och  
581 andra relevanta data,  
582 ii. Scada och/eller uppmätta data,  
583 iii. estimerade data för tillståndet,  
584  
585  
586

iv. statistisk analys av prognosdata

v. distinktion mellan variabel och icke variabel last,

vi. planerade elavbrott åtminstone för last som har modellerats i detalj,

vii. för last som modelleras i detalj den högsta aktiva effektförbrukningen och egenskaper för reaktiv effekreglering, när sådan är installerad, samt högsta och lägsta aktiva effekt som är tillgänglig för att möta efterfrågan och den högsta och lägsta varaktigheten hos potentiell användning av denna effekt för att möta efterfrågan,

viii. för last som modelleras som aggregat och hanteras av en aggregator vars data används i regionala driftsäkerhetsanalyser, aggregat av högsta och lägsta aktiva effekt som är tillgänglig för att möta efterfrågan, skild från produktion,

och den högsta och lägsta varaktigheten hos potentiell användning av denna effekt för att möta efterfrågan hanteras av aggregatorn i de motsvarande delarna av nätet uppdelat i understationer som de motsvarande delarna av nätet är anslutna till.

ix. för last som modelleras som aggregat och hanteras av en aggregator vars data används i regionala driftsäkerhetsanalyser, en prognos av obegränsad aktiv effekt som är tillgänglig för att möta efterfrågan samt planerad reaktion på efterfrågan,

x. för dagen före- och intradagsmodeller, för last som modelleras i detalj ska den individuella nätmodellen avspegla den planerade aktiva och prognosticerade reaktiva förbrukningen,

xi. annan relevant information.

## Artikel 14 Övervakning

1. När varje individuell nätmodell byggs upp ska varje systemansvarig för överföringssystem respektera de regler som föreskrivs i denna artikel när det gäller driftsäkerhetsgränser för alla modellerade nätelement.

2. För varje scenario ska alla driftsgränser vara konsekventa med driftsvillkoren inklusive men inte begränsat till årstiden och andra relevanta miljörelaterade och meteorologiska faktorer.

3. För varje scenario ska varje systemansvarig för överföringssystem säkerställa att

a. den individuella nätmodellen för varje uttryckligt modellerad överföringsledning, kabel, transformator och relevant likströmsutrustning preciserar antingen

i) en PATL om värderingen inte beror på meteorologiska villkor eller lasten före fel eller

ii) bästa prognosvärdering om värderingen beror på meteorologiska villkor eller lasten före fel,

b. den individuella nätmodellen preciserar för de relevanta tillgångarna en eller flera TATL, vilka avspeglar motsvarande årstid och är baserad på gällande PATL, för varje uttryckligen modellerad överföringsledning, kabel, transformator och relevant likströmsutrustning,

c. den individuella nätmodellen preciserar en TATL-varaktighet för alla delar av överföringsutrustningen för vilka en TATL har preciserats, för varje TATL som har preciserats,

d. den individuella nätmodellen preciserar en utlösningströmgräns för varje relevant uttryckligen modellerad överföringsutrustning, i förekommande fall,

e. den individuella nätmodellen avspeglar på lämpligt sätt de högsta och lägsta acceptabla spänningarna på varje nominell spänningsnivå, efter lokalt gällande koder, standarder, licenser, policydokument och avtal,

- 631  
632  
633  
634  
635  
636  
637  
638  
639  
640  
641  
642  
643  
644  
645  
646  
647  
648  
649  
650
- f. driftsäkerhetsgränser som gäller för sammankopplingarnas anslutningsstatus och förbindelseledningar till andra systemansvariga för överföringssystem ligger i linje med de som föreskrivs i de individuella nätmodellerna för de relevanta angränsande systemansvariga för överföringssystem,
- g. driftsäkerhetsgränser som preciseras i den individuella nätmodellen är ömsesidigt konsekventa,
- h. den individuella nätmodellen preciserar artificiella PATL- och TATL-gränser för relevanta individuella föremål eller grupper av föremål i modellerad överföringsutrustning för att införliva lokala överföringsbegränsningar som inte är förknippade med termisk- eller spänningssäkerhet i stationärt tillstånd inklusive begränsningar som är förknippade med transient stabilitet eller spänningsstabilitet,
- i. för alla ekvivalenta modeller av överföringsutrustning och för modellerad utrustning som inte drivs av den systemansvariga för överföringssystemet, inklusive distributionsnät, som är relevanta med avseende på driftsäkerhetsanalyser och kapacitetsberäkning mellan elområden preciserar den individuella nätmodellen lämpliga ekvivalenta driftsgränser.

## Artikel 15

### Kontrollinställningar

- 651  
652  
653  
654  
655  
656  
657  
658  
659  
660  
661  
662  
663  
664  
665  
666  
667  
668  
669  
670  
671  
672  
673  
674  
675
1. Vid uppbyggnaden av varje individuell nätmodell ska varje systemansvarig för överföringssystem precisera lämpliga kontrollinställningar för minst följande av regleringsutrustningen, där den är modellerad och relevant:
- transformatorer och tillhörande lindningsomkopplare,
  - fasförskjutande transformatorer och tillhörande lindningsomkopplare,
  - reaktiva kompensationsanordningar, inklusive men inte begränsat till
    - shuntkompensatorer inklusive shuntkondensatorer eller reaktorer eller skilt omkopplingsbara banker av shuntkondensatorer eller reaktorer,
    - statiska VAR-kompensatorer,
    - synkrona kondensatorer,
    - statiska synkrona kompensatorer och andra flexibla anordningar för överföringssystem av växelström,
  - generatorer som bidrar till spänningsreglering,
  - likströmsutrustning,
2. När det gäller utrustning som avses i punkterna a, b, c och d i första punkten ska varje individuell nätmodell inkludera följande information, när det är relevant:
- regleringsstatus - aktiverad/avaktiverad,
  - regleringsläge - spänning, aktiv effekt, reaktiv effekt, effektfaktor, ström eller annat tillämpligt läge,
  - reglermålet eller reglermållets område i kV, MW, Mvar, p.u. eller andra lämpliga enheter,
  - reglermållets dödband,
  - regleringsdeltagarfaktor,
  - reglerad nod.
3. När det gäller utrustning som avses i punkt e i första punkten ska varje individuell nätmodell inkludera all

relevant information om följande, när det är relevant:

- 676 a. driftsläge - växelriktare/likriktare
  - 677 b. styrningsläge - spänning, aktiv kraft, reaktiv kraft, kraftfaktor, ström eller annat tillämpligt läge,
  - 678 c. aktiva kraftmål,
  - 679 d. spänningsmål,
  - 680 e. reglerade noder.
- 681 4. När en modellerad likströmsutrustning utgör en del av en länk ska varje systemansvarig för  
682 överföringssystem säkerställa att de resulterande flödena i länken är konsekventa med de avtalade flödena i  
683 länkarna för det relevanta scenariot i enlighet med artikel 18.
- 684 5. Varje systemansvarig för överföringssystem ska säkerställa att regleringsmålet för spänningar och  
685 spänningsreglerområden avspeglar tillämpliga policydokument om spänningsstyrning och  
686 driftsäkerhetsgränser.
- 687
- 688 6. Varje systemansvarig för överföringssystem ska precisera minst en utjämningsnod i varje individuell  
689 nätmodell för att hantera bristande överensstämmelse mellan total produktion och efterfrågan när en  
690 belastningsfördelningsberäkning utförs.

#### 691 **Artikel 16**

##### 692 **Antaganden om angränsande nät**

- 693
- 694 1. Vid uppbyggnaden av varje individuell nätmodell ska varje systemansvarig för överföringssystem  
695 uppdatera driftsantagandena när det gäller angränsande nät med en så tillförlitlig uppsättning beräkningar som  
696 möjligt. Efter ett framgångsrikt slutförande av de kontroller som beskrivs i artikel 4.5 h ska de ekvivalenta  
697 modellerna i de angränsande näten avlägsnas och ersättas med ekvivalenta injektioner vid de relevanta  
698 gränspunkterna.
- 699 2. För varje individuell nätmodell ska summan av injektioner vid gränspunkterna vara lika med motsvarande  
700 nettoposition.
- 701

#### 702 **Artikel 17**

##### 703 **Tillhörande information**

- 704
- 705
- 706 1. För att göra det möjligt att tillämpa regler för att ändra kännetecknen hos individuella nätmodeller under  
707 relevanta affärsprocesser ska varje systemansvarig för överföringssystem göra följande information tillgänglig  
708 för alla systemansvariga för överföringssystem via Entso för elektricitets datamiljö för driftplanering som avses  
709 i artikel 21:
- 710 a) produktionsfördelningsnycklar.
- 711
- 712
- 713

#### 714 **Artikel 18**

##### 715 **Nettopositioner och flöden i likströmsledningar**

- 716 1. För alla scenarier för individuella året före-nätmodeller enligt artikel 3 ska varje systemansvarig för  
717 överföringssystem följa anpassningsförfarandet för en gemensam nätmodell som beskrivs i artikel 19.
- 718 2. För alla scenarier för individuella dagen före- och intradagsnätmodeller enligt artikel 3, a) bästa prognos  
719 för nettopositionen för varje elområde och flödet i varje  
720 likströmsledning ska vara baserad på verifierade matchade schemalagda utbyten,

b. varje systemansvarig för överföringssystem ska med alla andra systemansvariga för överföringssystem dela nettopositionen för sitt/sina elområden och

721 värdena för flödet i varje likströmsledning som används i dess individuella nätmodell via Entso för  
722 elektricitets datamiljö för driftplanering som avses i artikel 21 i enlighet med processen för en gemensam  
723 nätmodell som beskrivs i artikel 22.  
724

725 3. För alla scenarier enligt artikel 3 för elområden som är anslutna med mer än en likströmsledning ska de  
726 berörda systemansvariga för överföringssystem avtala om konsekventa värden för flödena i likströmsledningar  
727 som ska användas i varje systemansvarigs individuella nätmodell. Dessa ska även vara de värden som de  
728 systemansvariga för överföringssystem ställer till alla andra systemansvarigas förfogande.  
729

730

731

732

733

### Artikel 19

#### Anpassning av gemensam nätmodell

734 1. För varje scenario för året före-modellerna enligt artikel 3 ska varje systemansvarig för överföringssystem  
735 framställa och med alla andra systemansvariga via Entso för elektricitets datamiljö för driftplanering som avses  
736 i artikel 21 i enlighet med processbeskrivningen för en gemensam nätmodell i artikel 22, dela sin bästa prognos  
737 för

738 a) nettopositionen för sitt elområde, som är dess preliminära nettoposition,

739 b) flödet i varje likströmsledning som är ansluten till dess elområde som är de preliminära

740 flödena i varje likströmsledning,

741 c. andra indata som krävs av algoritmen i enlighet med punkt 2.  
742

743

744 2. Alla systemansvariga för överföringssystem ska gemensamt definiera en algoritm som för varje scenario och  
745 för alla elområden anpassar de preliminära nettopositionerna och de preliminära flödena i varje  
746 likströmsledning på ett sådant sätt att efter justeringen genom algoritmen

747 a. balanserar summan av de justerade nettopositionerna för alla elområden i det gemensamma  
748 nätmodellområdet målnettopositionen för det gemensamma nätmodellområdet,

749 b. för alla elområden som är anslutna med minst en likströmsledning är summan av flödena på alla  
750 likströmsledningar ömsesidigt konsekvent för båda de berörda elområdena.  
751

752 3. Algoritmen ska ha följande egenskaper eller funktioner för att säkerställa att det inte uppstår någon orimlig  
753 diskriminering mellan interna utbyten och utbyten mellan elområden:

754 a) anpassningarna av preliminära nettopositioner och preliminära flöden i varje likströmsledning ska  
755 spridas över alla elområden och inget elområde ska gynnas av någon preferensbehandling eller  
756 privilegierad status med avseende på algoritmens funktion,  
757

758 b) algoritmen ska enligt sin objektiva funktion ge lämplig vikt åt följande vid fastställandet av vilka  
759 justeringar som behövs:

760 i) storleken på de justeringar som behövs för varje preliminär nettoposition och de preliminära  
761 flödena i varje likströmsledning, som ska minimeras,  
762

763 ii) ett elområdes förmåga att justera sin preliminära nettoposition och de preliminära flödena i  
764 varje likströmsledning, baserat på objektiva och transparenta kriterier,

c. algoritmen ska precisera objektiva och transparenta konsekvens- och kvalitetskriterier som de  
indata som krävs från varje systemansvarig för överföringssystem ska uppfylla,

- d. algoritmen ska vara tillräckligt robust för att ge resultaten enligt punkt 2 under alla omständigheter med tanke på de indata som ges till den.
- 765 4. De systemansvariga för överföringssystem ska enas om förfaranden  
766 a. för att minska det absoluta värdet av summan av preliminära nettopositioner för alla elområden i  
767 det gemensamma nätmodellområdet och  
768 b) för att lämna uppdaterade indata vid behov samt  
769 c. ta hänsyn till reservkapacitet och stabilitetsgränser om det blir nödvändigt att uppdatera  
770 indata.  
771
- 772 5. De systemansvariga ska regelbundet se över och, när så är lämpligt, förbättra algoritmen.  
773
- 774 6. De systemansvariga ska offentliggöra algoritmen som en del av de uppgifter som ska lämnas enligt artikel  
775 31.3 i förordning 2015/1222 och artikel 26.3 i förordning 2016/1719. Om algoritmen modifierades under  
776 redovisningsperioden ska de systemansvariga för överföringssystem tydligt ange vilken algoritm som användes  
777 under vilken tidsperiod och förklara orsakerna till att algoritmen modifierades.  
778
- 779 7. Alla systemansvariga för överföringssystem ska gemensamt säkerställa att algoritmen är tillgänglig för de  
780 relevanta parterna via Entso för elektricitets datamiljö för driftplanering som avses i artikel 21.  
781
- 782 8. Varje systemansvarig för överföringssystem ska utse en regional säkerhetssamordnare som på den  
783 systemansvarigas vägnar ska utföra följande uppgifter i enlighet med den process som beskrivs i artikel 22:  
784 a) kontrollera fullständigheten och kvaliteten hos de indata som lämnas enligt punkt 1 och om det är  
785 nödvändigt ersätta saknade uppgifter eller uppgifter av otillräcklig kvalitet med ersättningsuppgifter,  
786 b) tillämpa algoritmen för att för varje scenario och varje elområde beräkna anpassade nettopositioner  
787 och anpassade flöden i alla likströmsledningarna som uppfyller kraven i punkt 2 och göra dessa tillgängliga  
788 för alla systemansvariga för överföringssystem via Entso för elektricitets datamiljö för driftplanering som  
789 avses i artikel 21,  
790 c. säkerställa att de resultat som erhålls stämmer överens med de som erhålls av alla andra  
791 eventuella regionala säkerhetssamordnare.  
792
- 793 9. Enligt artikel 4.5 f ska varje systemansvarig för överföringssystem säkerställa att dess individuella  
794 nätmodell stämmer överens med den anpassade nettopositionen och de anpassade flödena i  
795 likströmsledningarna som tillhandahålls av den regionala säkerhetssamordnaren.  
796  
797

## Artikel 20 Gemensam nätmodell

- 800 1. Enligt artikel 77.1 a i förordning 2017/1485 ska varje systemansvarig för överföringssystem utse en regional  
801 säkerhetssamordnare som på den systemansvarigas vägnar ska utföra följande uppgifter i enlighet med den  
802 process som beskrivs i artikel 22:  
803 a) kontrollera konsistensen mellan de individuella nätmodeller som har lämnats av de systemansvariga  
804 för överföringssystem och kvalitetskriterierna som definieras enligt artikel 23,  
805 b. om en individuell nätmodell misslyckas i den kvalitetskontroll som avses i a, antingen erhålla en ny  
806 individuell nätmodell av tillräcklig kvalitet från den systemansvariga för överföringssystemet eller ersätta  
807 den med en alternativ individuell nätmodell enligt de utbytesregler som avses i punkt 4 och göra denna  
808 validerade individuella nätmodell tillgänglig via Entso för elektricitets datamiljö för driftplanering som



avses i artikel 21,

809  
810  
811  
812  
813  
814  
815  
816  
817  
818  
819  
820  
821  
822  
823  
824  
825  
826  
827  
828  
829  
830  
831  
832  
833  
834  
835  
836  
837  
838  
839  
840  
841  
842  
843  
844  
845  
846  
847  
848  
849  
850  
851  
852

c. tillämpa kraven enligt punkt 2 för att slå samman alla individuella nätmodeller till en gemensam nätmodell enligt artikel 79 i förordning 2017/1485 och göra de resulterande gemensamma nätmodellerna tillgängliga för alla systemansvariga för överföringssystem via Entso för elektricitets datamiljö för driftplanering som avses i artikel 21,

d. säkerställa att varje gemensam nätmodell som skapas stämmer överens med de som erhålls av alla andra eventuella regionala säkerhetssamordnare,

e. identifiera överträdelser av driftsäkerhetsgränser i den gemensamma nätmodellen,

f. från de berörda systemansvariga för överföringssystem erhålla individuella nätmodeller som har uppdaterats mot bakgrund av de avtalade avhjälpande åtgärderna

om det är tillämpligt och upprepa steg a till e om det behövs,

g. validera den resulterande gemensamma nätmodellen genom att kontrollera att den stämmer överens med dem som har erhållits av alla andra

eventuella säkerhetssamordnare och göra den tillgänglig via Entso för elektricitets datamiljö för driftplanering som avses i artikel 21.

2. Alla systemansvariga för överföringssystem ska gemensamt definiera de krav som gäller för de regionala säkerhetssamordnarna och sammanslagningsprocessen i enlighet med artikel 23.

3. Varje regional säkerhetssamordnare ska uppfylla de krav som avses i punkt 2 och implementera de krav som gäller för sammanslagningsprocessen som avses i punkt 2.

4. Alla systemansvariga för överföringssystem ska gemensamt definiera de utbytesregler som gäller för individuella nätmodeller som inte uppfyller kvalitetskriterierna i artikel 23.

5. Varje systemansvarig för överföringssystem ska tillhandahålla de uppgifter som krävs enligt utbytesreglerna som avses i punkt 4 via Entso för elektricitets datamiljö för driftplanering som avses i artikel 21.

## Artikel 21

### Entso för elektricitet datamiljö för driftplanering

1. Alla systemansvariga för överföringssystem ska delegera uppgiften att implementera en gemensam Entso för elektricitets datamiljö för driftplanering som tillhandahåller minst de tjänster som beskrivs i punkt 2 i enlighet med artikel 114 i förordning 2017/1485.

2. Entso för elektricitets datamiljö för driftplanering ska minst stödja processen för gemensam nätmodell på följande sätt och ha de egenskaper som krävs i detta syfte:

a) året före-modeller - varje systemansvarig för överföringssystem ska kunna använda Entso för elektricitets datamiljö för driftplanering för att med alla andra systemansvariga i enlighet med den metod för gemensam nätmodell som beskrivs i artikel 22 dela sin bästa prognos för

i) nettopositionen för sitt elområde, som består av dess preliminära nettoposition, ii) flödet i varje likströmsledning som är ansluten till dess elområde som består av

de preliminära flödena i varje likströmsledning,

iii. andra indata som krävs av algoritmen som fortsättning av artikel 19.2,

b) algoritmen enligt artikel 19.2 ska vara åtkomlig via Entso för elektricitets datamiljö för driftplanering,

- 853  
854  
855  
856  
857  
858  
859  
860  
861  
862  
863  
864  
865  
866  
867  
868  
869  
870  
871  
872  
873  
874  
875  
876  
877  
878  
879  
880  
881  
882  
883  
884  
885  
886  
887  
888  
889  
890  
891  
892  
893  
894  
895  
896
- c. de regionala säkerhetssamordnarna ska kunna göra de anpassade nettopositionerna och de anpassade flödena i likströmsledning som uppfyller kraven i artikel 19.2 tillgängliga för alla systemansvariga för överföringssystem via Entso för elektricitets datamiljö för driftplanering,
    - d. dagen före- och intradagsmodeller - varje systemansvarig för överföringssystem ska kunna använda Entso för elektricitets datamiljö för driftplanering för att kunna dela nettopositionen för sina elområden och värdena för flödet i varje likströmsledning som används i dess individuella nätmodell med alla andra systemansvariga för överföringssystem i enlighet med metoden för gemensam nätmodell som beskrivs i artikel 22,
    - e. Entso för elektricitets datamiljö för driftplanering ska tillåta att all relevant information om planerade utbyten är tillgänglig från Entso för elektricitet datamiljö för driftplanering,
    - f. varje systemansvarig för överföringssystem ska kunna göra tillhörande information som preciseras i artikel 17 tillgänglig för alla systemansvariga för överföringssystem via Entso för elektricitets datamiljö för driftplanering,
    - g. varje systemansvarig för överföringssystem ska kunna göra alla sina individuella nätmodeller tillgängliga för alla systemansvariga för överföringssystem via Entso för elektricitets datamiljö för driftplanering,
    - h. för varje systemansvarig för överföringssystem och varje scenario ska alla uppgifter som krävs enligt utbytesreglerna som avses i artikel 20.5 vara tillgängliga via Entso för elektricitets planeringsmiljö för driftsdata,
    - i. Entso för elektricitets datamiljö för driftplanering ska kunna lämna information om kvalitetsstatus för inlämnade individuella nätmodeller inklusive utbyten som var nödvändiga,
    - j. alla regionala säkerhetssamordnare ska kunna göra den gemensamma nätmodellen tillgänglig för alla systemansvariga för överföringssystem via Entso för elektricitets datamiljö för driftplanering,
    - k. all information som krävs med avseende på gränspunkter enligt artikel 7 ska vara tillgängliga via Entso för elektricitets datamiljö för driftplanering,
    - l. följande information och/eller uppgifter ska vara tillgängliga för alla systemansvariga för överföringssystem via Entso för elektricitet datamiljö för driftplanering:
      - i) produktionsfördelningsnycklar.

## Artikel 22

### Process för gemensam nätmodell

1. Vid framställningen av gemensamma året före-nätmodeller ska alla systemansvariga för överföringssystem och regionala säkerhetssamordnare slutföra följande steg:
- a. senast den 15 juli plus tre arbetsdagar under året före leveransåret ska varje systemansvarig för överföringssystem göra preliminära nettopositioner, preliminära flöden i likströmsledning och andra indata som behövs för anpassningsprocessen för gemensam nätmodell tillgängliga för alla systemansvariga för överföringssystem via Entso för elektricitets datamiljö för driftplanering som avses i artikel 21,
  - b. senast den 15 juli plus fem arbetsdagar under året före leveransåret ska de regionala säkerhetssamordnarna kontrollera fullständigheten och kvaliteten hos de indata som överlämnas i enlighet med artikel 19.1 och vid behov byta ut saknade data eller data av otillräcklig kvalitet mot



ersättningsdata,

897  
898  
899  
900  
901  
902  
903  
904  
905  
906  
907  
908  
909  
910  
911  
912  
913  
914  
915  
916  
917  
918  
919  
920  
921  
922  
923  
924  
925  
926  
927  
928  
929  
930  
931  
932  
933  
934  
935  
936  
937  
938  
939  
940  
941

- c. senast den 15 juli plus sex arbetsdagar under året före leveransåret ska de regionala säkerhetssamordnarna tillämpa algoritmen för att för varje scenario och varje elområde beräkna anpassade nettopositioner och anpassade flöden i likströmsledningarna som uppfyller kraven i artikel 19.2,
- d. senast den 15 juli plus nio arbetsdagar under året före leveransåret ska de regionala säkerhetssamordnarna göra de anpassade nettopositionerna och de anpassade flödena i likströmsledningarna tillgängliga för alla systemansvariga för överföringssystem via Entso för elektricitetsdatamiljö för driftplanering som avses i artikel 21,
- e. senast den 1 september ska varje systemansvarig för överföringssystem göra sin individuella nätmodell tillgänglig via Entso för elektricitetsdatamiljö för driftplanering enligt artikel 21, enligt artikel 4.5 f ska den systemansvariga för överföringssystemet säkerställa att dess individuella nätmodell stämmer överens med den anpassade nettopositionen och de anpassade flödena i likströmsledningarna som lämnas av de regionala säkerhetssamordnarna,
- f. senast den 1 september plus fem arbetsdagar ska den systemansvarigas regionala säkerhetssamordnare
- i) kontrollera att den individuella nätmodell som lämnas av den systemansvariga för överföringssystemet stämmer överens med de kvalitetskriterier som definieras i enlighet med artikel 23,
  - ii) om en individuell nätmodell misslyckas i den kvalitetskontroll som avses under punkt i, antingen erhålla en ny individuell nätmodell av tillräcklig kvalitet från den systemansvariga för överföringssystemet eller ersätta den med en alternativ individuell nätmodell enligt de utbytesregler som avses i artikel 20.4 och göra denna validerade individuella nätmodell tillgänglig via Entso för elektricitetsdatamiljö för driftplanering som avses i artikel 21,
- g. senast den 1 september plus tio arbetsdagar ska den systemansvarigas regionala säkerhetssamordnare i) tillämpa kraven enligt artikel 20.3 för att slå samman alla individuella nätmodeller till en gemensam nätmodell enligt artikel 79.5 i förordning 2017/1485 och göra de resulterande gemensamma nätmodellerna tillgängliga för alla relevanta parter via Entso för elektricitetsdatamiljö för driftplanering som avses i artikel 21,
- ii) validera varje gemensam nätmodell som erhålls och se till att den stämmer överens med de som erhålls av alla andra eventuella regionala säkerhetssamordnare,
2. Enligt artikel 68.1 i förordning 2017/1485, där aktuella systemansvariga för överföringssystem ska skicka uppdaterade modeller fram till brytdagen den 1 september varje år, och enligt artikel 68.2 i förordning 2017/1485 ska regionala säkerhetssamordnare framställa uppdaterade gemensamma nätmodeller fram till brytdagen den 1 september plus tio arbetsdagar varje år.
3. De tidsfrister som föreskrivs i punkt 1 gäller för framställningen av en gemensam årets före-nätmodell som omfattar ett helt kalenderår med början den 1 januari och slut den 31 december. När måltidshorisonten för den gemensamma årets före-nätmodellen skiljer sig från denna ska tidsfristerna ändras så att de stämmer överens. Alla systemansvariga för överföringssystem ska gemensamt avtala om att förkorta tidsfristerna på ett sådant sätt att det går åt mindre tid för att slutföra en eller flera av de uppgifter som anges i punkt 1. TO definieras som den punkt i processen för gemensam årets före-nätmodell då varje systemansvarig för överföringssystem måste ha lämnat in sina individuella nätmodeller för följande dag för att processen för

gemensam nätmodell ska gå framåt i rätt tid med tanke på alla senare steg i processen. T3 definieras som den punkt i processen för gemensam dagen före-nätmodell då en gemensam nätmodell baserad på minst en fullständig upprepning, det vill säga baserad på en uppsättning individuella nätmodeller som uppdateras mot bakgrund av en föregående version av den gemensamma nätmodellen, måste vara tillgänglig för att alla senare steg i processen ska kunna slutföras i rätt tid. T5 definieras som den punkt i processen för gemensam nätmodell då alla resultat och beslut baserade på den samordnade säkerhetsanalys som bygger på den gemensamma nätmodellen har konsoliderats och kommunicerats och processen avslutas. Vid framställningen av gemensamma dagen före-nätmodeller ska alla systemansvariga för överföringssystem och regionala säkerhetssamordnare slutföra följande steg:

- a) vid tidpunkten T0 minus 95 minuter på dagen före leveransdagen ska varje systemansvarig för överföringssystem göra sin nettoposition och flödena i likströmsledningarna för varje dagen före-scenario tillgängliga via Entso för elektricitets datamiljö för driftplanering som avses i artikel 21, Dessa nettopositioner och flödena i likströmsledningarna ska avspegla utbyten över elområdesgränser från tidpunkten T0 minus 120 minuter. Systemansvariga för överföringssystem i elområden där intradagsmarknaden mellan elområden för följande dag öppnar före tiden T0 minus 90 minuter ska använda data från tiden T0 minus 120 minuter,
- b) vid tidpunkten T0 minus 90 minuter på dagen före leveransdagen ska de anpassade nettopositioner och flödena i likströmsledningarna för varje dagen före-scenario vara tillgängliga för alla systemansvariga för överföringssystem via Entso för elektricitets datamiljö för driftplanering som avses i artikel 21,
- c. omedelbart efter tiden T0 minus 15 minuter på dagen före leveransdagen ska uppdaterade nettopositioner och flödena i likströmsledningarna för varje dagen före-scenario göras tillgängliga för alla systemansvariga för överföringssystem via Entso för elektricitets datamiljö för driftplanering som avses i artikel 21 av de systemansvariga vars nettopositioner och flödena i likströmsledningarna ändras i förhållande till de värden som fastställs vid T0 minus 120 minuter på grund av förebyggande avhjälpande åtgärder som aktiveras av dessa systemansvariga. De uppdaterade nettopositionerna och flödena i likströmsledningarna ska avspegla utbyten mellan elområden vid T0 minus 120 minuter samt transaktioner mellan systemansvariga för överföringssystem som ingår mellan denna tid och T0 minus 20 minuter i syfte att aktivera förebyggande avhjälpande åtgärder.
- d. vid tidpunkten T0 minus 10 minuter på dagen före leveransdagen ska de uppdaterade anpassade nettopositioner och flödena i likströmsledningarna för varje dagen före-scenario vara tillgängliga för alla systemansvariga för överföringssystem via Entso för elektricitets datamiljö för driftplanering som avses i artikel 21,
- e. vid tidpunkten T0 på dagen före leveransdagen ska varje systemansvarig för överföringssystem göra sin individuella nätmodell tillgänglig via Entso för elektricitets datamiljö för driftplanering i enlighet med artikel 21. Enligt artikel 4.5 f ska den systemansvariga säkerställa att dess individuella nätmodell stämmer överens med de planerade utbyten som avses i artikel 22.4 d samt avtalade avhjälpande åtgärder som har fastställts under den föregående tidsramen,
- f. vid tidpunkten T0 minus 50 minuter på dagen före leveransdagen ska den systemansvarigas regionala säkerhetssamordnare
  - i) kontrollera konsistensen mellan den individuella nätmodell som har lämnats av de systemansvariga för överföringssystem och kvalitetskriterierna som definieras enligt artikel 23,
  - ii) om en individuell nätmodell misslyckas vid den kvalitetskontroll som avses i i, antingen erhålla en

ny individuell nätmodell av tillräcklig kvalitet från den systemansvariga eller byta ut den mot en alternativ individuell nätmodell i

enlighet med de utbytesregler som avses i artikel 20.4 och göra denna validerade individuella nätmodell tillgänglig via Entso för elektricitets datamiljö för driftplanering som avses i artikel 21,

g. vid tidpunkten T0 minus 60 minuter på dagen före leveransdagen ska den systemansvarigas regionala säkerhetssamordnare

i) tillämpa kraven enligt som föreskrivs i artikel 20.2 för att slå samman alla individuella nätmodeller till en gemensam nätmodell enligt artikel 79.5 i förordning 2017/1485 och göra de resulterande gemensamma nätmodellerna tillgängliga för alla relevanta parter via Entso för elektricitets datamiljö för driftplanering som avses i artikel 21,

ii) validera varje gemensam nätmodell som erhålls för att se till att den stämmer överens med de som erhålls av alla andra eventuella regionala säkerhetssamordnare,

h. efter valideringen av den gemensamma nätmodellen vid tidpunkten T0 plus 60 minuter på dagen före leveransdagen

i. ska de systemansvariga för överföringssystem och regionala samordnarna utföra samordnade driftsäkerhetsanalyser på det sätt som krävs enligt metoden för samordning av driftsäkerhetsanalyser i enlighet med artikel 75.1 i förordning 2017/1485, de gemensamma bestämmelserna för regional driftsäkerhet enligt artikel 76.1 och andra relevanta förfaranden och avtal,

ii) den regionala säkerhetssamordnaren ska när det är tillämpligt göra en uppdaterad gemensam nätmodell tillgänglig inklusive avhjälpande åtgärder som avtalas före tid T3,

i) processen ska upprepas mellan tid T0 och tid T5 på det sätt som krävs enligt metoden för samordning av driftsäkerhetsanalyser enligt artikel 75.1 i förordning 2017/1485.


4. Alla systemansvariga för överföringssystem ska gemensamt definiera tiderna T0, T3 och T5 i enlighet med metoden för samordning av driftsäkerhetsanalyser enligt artikel 75.1 i förordning 2017/1485 och offentliggöra dessa tider på webbplatsen för Entso-E. Alla systemansvariga för överföringssystem ska gemensamt avtala om att förkorta tidsfristerna på ett sådant sätt att det går åt mindre tid för att slutföra en eller flera av de uppgifter som anges i punkt 4.

5. Vid framställningen av gemensamma intradagsnätmodeller ska alla systemansvariga för överföringssystem och regionala säkerhetssamordnare slutföra följande steg:

a) vid 1 timme och 35 minuter före referenstiden ska varje systemansvarig för överföringssystem göra sin nettoposition och flödena i likströmsledningarna för varje intradagsscenario tillgängliga för alla systemansvariga för överföringssystem via Entso för elektricitets datamiljö för driftplanering som avses i artikel 21. Dessa nettopositioner och flödena i likströmsledningarna ska avspegla utbyten över elområdesgränser från referenstiden minus 2 timmar.

b) vid 1 timme och 30 minuter före referenstiden ska de anpassade nettopositionerna och flödena i likströmsledningarna för varje systemansvarig och för varje intradagsscenario vara tillgängliga för alla systemansvariga för överföringssystem via Entso för elektricitets datamiljö för driftplanering som avses i artikel 21.

c. vid 1 timme före referenstiden ska varje systemansvarig för överföringssystem göra sin individuella nätmodell för varje marknadstidsenhet mellan referenstiden och tidpunkten åtta timmar efter referenstiden tillgänglig via Entso för elektricitets datamiljö för driftplanering i enlighet med artikel 21.

Förslag från alla systemansvariga för överföringssystem om en metod för gemensam nätmodell i enlighet med artiklarna 67.1 och 70.1 i kommissionens förordning (EU) 2017/1485 av den 2 augusti 2017 om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystem 

Enligt artikel 4.5 f ska den systemansvariga säkerställa att dess individuella nätmodell stämmer överens med de planerade utbyten som avses i artikel 22.6 b samt avtalade avhjälpande åtgärder som har fastställts under den föregående tidsramen,

- d. vid 55 minuter före referenstiden ska de systemansvarigas regionala säkerhetssamordnare

- 987 i) kontrollera konsistensen mellan den individuella nätmodell som har lämnats av de  
988 systemansvariga för överföringssystem och kvalitetskriterierna som definieras enligt artikel 23,  
989 ii) om en individuell nätmodell misslyckas i den kvalitetskontroll som avses i i, antingen erhålla  
990 en ny individuell nätmodell av tillräcklig kvalitet från den systemansvariga för  
991 överföringssystemet eller ersätta den med en alternativ individuell nätmodell enligt de  
992 utbytesregler som avses i artikel 20.4 och göra denna validerade individuella nätmodell tillgänglig  
993 via Entso för elektricitet datamiljö för driftplanering som avses i artikel 21,  
994 e. senast 45 minuter före referenstiden ska den systemansvarigas regionala säkerhetsansvariga i)  
995 tillämpa kraven som föreskrivs i artikel 20.2 för att slå samman alla individuella nätmodeller till en  
996 gemensam nätmodell enligt artikel 79.5 i förordning 2017/1485 och göra de resulterande  
997 gemensamma nätmodellerna tillgängliga för alla relevanta parter via Entso för elektricitets  
998 datamiljö för driftplanering som avses i artikel 21,  
999 ii) validera varje gemensam nätmodell som erhålls för att se till att den stämmer överens med  
1000 de som erhålls av alla andra eventuella regionala säkerhetsansvariga,  
1001 f. utan oskäligt dröjsmål efter valideringen av den gemensamma nätmodellen 45 minuter före  
1002 referenstiden  
1003 i) den regionala samordnaren ska när så är möjligt göra en uppdaterad gemensam nätmodell  
1004 tillgänglig baserat på uppdaterade individuella nätmetoder som ska tillhandahållas av varje  
1005 systemansvarig för överföringssystem inklusive eventuella avhjälpande åtgärder som avtalas i  
1006 enlighet med metoden för samordning av driftsäkerhetsanalyser i enlighet med artikel 75.1 i  
1007 förordning 2017/1485, de gemensamma bestämmelserna för regional driftsäkerhet enligt artikel  
1008 76.1 och andra relevanta förfaranden och avtal.  
1009  
1010 6. Referenstiderna som avses i punkt 6 ska inledningsvis vara 00.00, 08.00 och 16.00. Alla systemansvariga  
1011 för överföringssystem ska gemensamt avtala om att definiera ytterligare referenstider och/eller förkorta  
1012 tidsfristerna på ett sådant sätt att det går åt mindre tid för att slutföra en eller flera av de uppgifter som anges  
1013 i punkt 6. Enligt artikel 76.1 a i förordning 2017/1485 samt artikel 4.4 ska alla systemansvariga för  
1014 överföringssystem i en kapacitetsberäkningsregion gemensamt avtala om att definiera ytterligare referenstider  
1015 som gäller för de systemansvariga för överföringssystem endast i denna kapacitetsberäkningsregion samt de  
1016 tillhörande utbytesreglerna.  
1017  
1018 7. Alla systemansvariga för överföringssystem ska säkerställa att sammanslagningsprocessen och den  
1019 gemensamma nätmodellen slutförs i tid för de relevanta driftstidsfrister som föreskrivs i den gällande  
1020 lagstiftningen och tillhörande metoder uppfylls och på så sätt att den mest exakta och uppdaterade möjliga  
1021 modellen kan levereras för varje tidsram.  
1022  
1023  
1024

## Artikel 23

### Kvalitetsövervakning

- 1027 1. Alla systemansvariga för överföringssystem ska gemensamt definiera kvalitetskriterier som individuella  
1028 nätmodeller måste uppfylla för att slås samman till en gemensam nätmodell. En individuell nätmodell som inte  
1029 uppfyller dessa kvalitetskriterier ska ersättas med en ersättande individuell nätmodell.  
1030 2. Alla systemansvariga för överföringssystem ska gemensamt definiera kvalitetskriterier som gemensamma  
1031 nätmodeller måste uppfylla innan de kan göras tillgängliga via Entso för elektricitets datamiljö för driftplanering.

1032 3. Alla systemansvariga för överföringssystem ska gemensamt definiera kriterier som de preliminära  
1033 nettopositionerna och de preliminära flödena i likströmsledningarna samt övriga indata som krävs för  
1034 anpassningsprocessen av gemensamma nätmodeller enligt artikel 19 måste uppfylla. Data som inte  
1035 uppfyller dessa kriterier ska ersättas med utbytesdata. Alla systemansvariga för överföringssystem ska  
1036 gemensamt definiera kvalitetsindikatorer som gör det möjligt att bedöma alla steg i processen för  
1037 gemensam nätmodell inklusive särskilt den anpassningsprocess för gemensam nätmetod som beskrivs i  
1038 artikel 19. De ska övervaka dessa kvalitetsindikatorer och offentliggöra indikatorerna och resultaten av  
1039 övervakningen som en del av de data som ska tillhandahållas i enlighet med artikel 31.3 i förordning  
1040 2015/1222 samt artikel 26.3 i förordning 2016/1719.  
1041  
1042  
1043

## Artikel 24

### Tidsplan för implementeringen

- 1044  
1045  
1046  
1047 1. Efter godkännande av denna metod ska varje systemansvarig för överföringssystem offentliggöra  
1048 den på internet i enlighet med artikel 8.1 i förordning 2017/1485.  
1049 2. Alla systemansvariga för överföringssystem ska gemensamt utveckla en styrningsram för Entso för  
1050 elektricitets datamiljö för driftplanering som avses i artikel 21, vilken minst ska ta upp ämnena ägande,  
1051 värdskap, kostnadsfördelning, licensieringskrav och driftsansvar. Denna styrningsram ska framställas  
1052 tillräckligt snabbt för att alla systemansvariga för överföringssystem ska hinna uppfylla tidsfristen som  
1053 föreskrivs i punkt 3.  
1054 3. Senast tre månader efter godkännandet av den gemensamma nätmodell som lämnas i enlighet med  
1055 artiklarna 67.1 och 70.1 i förordning 2017/1485 ska alla systemansvariga för överföringssystem organisera  
1056 processen med att slå samman de individuella nätmodellerna genom att slutföra följande uppgifter:  
1057 a) alla systemansvariga för överföringssystem ska gemensamt utveckla den styrningsram som avses i  
1058 punkt 2, varje systemansvarig för överföringssystem ska formalisera delegeringsavtalet med den  
1059 regionala säkerhetssamordnare  
1060 som avses i artikel 19,  
1061 b) alla systemansvariga för överföringssystem ska gemensamt utveckla och offentliggöra de  
1062 specifikationer, regler och processer som hör samman med den algoritm som avses i artikel 19,  
1063 c) alla systemansvariga för överföringssystem ska gemensamt precisera och utveckla den  
1064 algoritm som avses i artikel 19 och även precisera de regler och den process som hör samman med  
1065 denna algoritm. Alla systemansvariga för överföringssystem ska på internet offentliggöra de  
1066 specifikationer, regler och processer som hör samman med den algoritm som avses i artikel 19,  
1067 d) alla systemansvariga för överföringssystem ska gemensamt definiera de kvalitetskriterier  
1068 och kvalitetsindikatorer som avses i artikel 23,  
1069 e) alla systemansvariga ska gemensamt formulera kraven med avseende på regionala  
1070 säkerhetssamordnare och den sammanslagningsprocess som avses i artikel 20.2 samt de  
1071 utbytesregler som avses i artikel 20.4.  
1072 f) varje systemansvarig för överföringssystem ska formalisera det delegeringsavtal med den  
1073 regionala säkerhetssamordnaren som avses i artikel 20.  
1074 4. Senast sex månader efter godkännandet av den metod för gemensam nätmodell som lämnas in i  
1075 enlighet med artiklarna 67.1 och 70.1 i förordning 2017/1485 ska Entso för elektricitets datamiljö för  
driftplanering som avses i artikel 21 vara i drift. Alla systemansvariga för överföringssystem och alla  
regionala säkerhetssamordnare ska vara anslutna till Entso för elektricitets datamiljö för driftplanering och

kunna använda alla dess funktioner i enlighet med beskrivningen i denna metod. Alla systemansvariga för överföringssystem ska gemensamt säkerställa att processen för gemensam nätmodell är i drift och tillgänglig för användning av alla relevanta parter.

5. Alla systemansvariga för överföringssystem ska gemensamt offentliggöra de tillgängliga data som hör samman med kvalitetsövervakningen årligen efter implementeringen av OPDE.

- 1076 **Artikel 25**
- 1077 **Språk**
- 1078 Referensspråket för denna metod för gemensam nätmodell ska vara engelska. För att undvika tvivel gäller att om systemansvariga för överföringssystem
- 1079 behöver översätta detta förslag till sitt/sina nationella språk, vid inkonsekvens mellan den
- 1080 engelska version som offentliggörs av de systemansvariga i enlighet med artikel 8.1 i förordning 2017/1485 och en version
- 1081 på något annat språk ska den relevanta systemansvariga för överföringssystem i enlighet med nationell lagstiftning tillhandahålla de relevanta
- 1082 nationella myndigheterna en uppdaterad översättning av förslaget.