

Prövning av metod för gemensam nätmodell

Beslut

Energimarknadsinspektionen (Ei) godkänner Affärsverket svenska kraftnäts (Svenska kraftnät) förslag till metod för gemensam nätmodell.

Beslutet gäller under förutsättning att samtliga tillsynsmyndigheter i EU fattar ett beslut med samma innebörd inom föreskriven tidsfrist.

Detta beslut kan komma att ändras eller upphävas efter begäran av Europeiska kommissionen.

Beskrivning av ärendet

Bakgrund

I Europa pågår ett arbete med att koppla ihop unionens energimarknader. Syftet med marknadskopplingen är att upprätta en inre energimarknad som kan trygga energiförsörjningen, öka konkurrensen och ge konsumenter möjlighet att köpa energi till överkomliga priser.

I Europeiska kommissionens förordning (EU) 2015/1222 av den 24 juli 2015 om fastställande av riktlinjer för kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning (förordning (EU) 2015/1222) finns gemensamma minimiregler för den slutgiltiga gemensamma dagen före- och intradagskopplingen.

För genomförandet av den gemensamma dagen före- och intradagskopplingen fastställer förordning (EU) 2015/1222 bland annat att alla systemansvariga för överföringssystemen (de systemansvariga) ska utarbeta ett gemensamt förslag till metod för en gemensam nätmodell.

En nätmodell består i huvudsak av uppgifter som beskriver ett elöverföringssystemens egenskaper så som tillgänglig produktion och förbrukning, men också hur nätet är uppbyggt (t.ex. ledningsnätets struktur och uppdelning i spänningsnivåer) och väderuppgifter. Med hjälp av nätmodellen och olika scenarion gör de systemansvariga datasimuleringar för att prognostisera framtida driftförhållanden på både kort- och lång sikt, så kallade tidsprognoser. Kortare prognoser är viktiga vid optimering av tillgänglig

överföringskapacitet i elnätet, medan långtidsprognoser t.ex. är värdefulla för att bedöma framtida planering av underhållsåtgärder eller behov av investeringar.

Idag gör varje systemansvarig beräkningar utifrån sina egna nätmodeller. Metoden för den gemensamma nätmodellen ska istället möjliggöra att de systemansvarigas individuella nätmodeller kan sammanfogas till en gemensam nätmodell. Utifrån den gemensamma nätmodellen ska sedan de systemansvariga, på ett samordnat sätt och utifrån olika scenarion, beräkna tillgänglig gränsöverskridande överföringskapacitet mellan varje elområde inom unionen.

Den föreslagna metoden ska godkännas av Ei och övriga tillsynsmyndigheter i EU.

De uppgifter som behöver anges av aktörerna till de systemansvariga för att fastställa den gemensamma nätmodellen har redan godkänts av tillsynsmyndigheter inom EU (se Ei:s beslut om metoden för produktions- och lastdata i dnr 2016-102242).

Förslag på gemensam nätmodell

Förslaget till metod för en gemensam nätmodell har gemensamt utarbetas av de systemansvariga inom den europeiska samarbetsorganisationen ENTSO-E.¹ Svenska kraftnät lämnade in förslaget till metod för en gemensam nätmodell samt en redogörelse för ENTSO-E:s samråd av förslaget till Ei den 13 juni 2016.

Ei har, tillsammans med övriga tillsynsmyndigheter i EU, analyserat metoden och tagit ett samordnat beslut om att det ursprungliga förslaget till metod måste ändras. Ei skickade därför en begäran till Svenska kraftnät om att metoden behövde omarbetas. Svenska kraftnät återkom till Ei med ett ändrat förslag till metod för en gemensam nätmodell den 10 mars 2017.

Sammanfattning av den föreslagna metoden

Scenarion och individuella nätmodeller

Metoden fastställer principer för hur antaganden ska göras för olika scenarion, t.ex. val av prognoser för nätets driftsituation, tillgänglig produktion och för prognostiserad konsumtion. De flesta antaganden gäller för alla scenarier. Några mindre skillnader finns mellan scenarier för dagen före- och intradagsberäkningar som främst beror på kunskap om t.ex. tillgänglig och planerad produktion respektive att tiden för scenarier som avser intradagsmarknaden är kortare. För intermittent produktion baseras kapacitetsberäkningarna på senast tillgängliga prognos och för övrig produktion ska den bästa prognosen anges. Scenariona för kapacitetsberäkningarna ska baseras på uppgifter om aktuell nätstruktur och nätets nuvarande konfiguration. Det finns också reglerat vad som ska antas i de fall sådana förutsättningar ändras under den tidperiod som scenariot

¹ ENTSO-E står för European Network of Transmission System Operators for Electricity och är de systemansvariga för överföringssystemens samarbetsorganisation i Europa.

bygger på. Oftast ska det mest försiktiga antagandet sett ur ett kapacitetsperspektiv väljas för att inte riskera att uppsatta gränsvärden överskrids.

Metoden anger hur den individuella nätmodellen ska tas fram. Bland annat ska den bygga på uppgifter om nätelement på minst 220 kilovolt eller på lägre spänningsnivåer om de är viktiga för att kunna genomföra regionala driftsäkerhetsanalyser. Med nätelement menas komponenter, ansluten produktion och ansluten förbrukning. Med komponenter menas t.ex. stationer, transformatorer, ledningar, kablar och kraftelektronik. Enskilda uttagspunkter (förbrukare) och produktionsanläggningar på dessa spänningsnivåer modelleras i normalfallet som egna individuella delar. Om flera individuella produktions- eller uttagspunkter liknar varandra, kan de emellertid modelleras som aggregerade enheter förutsatt att fullgoda driftsäkerhetsanalyser kan genomföras. För produktionsanläggningar ska primär energikälla anges, dvs. det bränsle eller den väderberoende energikälla (sol, vind, vatten etc.) som i huvudsak används för elproduktionen i anläggningen.

Uppgifter om gränspunkter och HVDC-förbindelser ingår i den individuella nätmodellen. HVDC-förbindelserna kan antingen förbinda två elområden med varsin individuell nätmodell eller ligga inom samma område. Den systemansvarige som ansluter till HVDC-förbindelsen ska besluta om nödvändig detaljnivå i den individuella nätmodellen och i fallet det är flera systemansvariga som berörs ska de komma överens om detaljnivån tillsammans.

Den individuella nätmodellen ska även kunna ta hänsyn till så kallade aggregatorer och i övrigt tillgänglig effekt genom efterfrågeflexibilitet (demand respons) genom att detta inkluderas i de individuella nätmodellerna. Överföringskapaciteter mellan olika nätelement ska också beaktas, dels vilka olika maxkapaciteter systemdelar klarar under obegränsad tid uppdelat åtminstone säsongsvis (ofta är det möjligt att överföra högre energimängder under kalla årstider jämfört med varma på grund av bättre kylning), dels med angivande av minst en högre kapacitetsgräns med tillhörande tid för hur länge ordinarie maxkapacitet kan överskridas. Den högre kapacitetsgränsen kan användas för att öka nyttjandegraden i systemet, t.ex. för att kunna integrera mer intermittent elproduktion.

Gemensam nätmodell

Den föreslagna metoden beskriver hur de individuella nätmodellerna ska kunna sammanföras till en gemensam nätmodell och vilka skyldigheter som varje systemansvarig ska ha för att möjliggöra sammanfogningen.

De systemansvariga ska ha utpekats som sitt sammanslagningsombud och anpassningsombud. Sammanslagningsombudets uppgift är t.ex. att kontrollera att de individuella nätmodellerna följer bestämmelserna i metoden så att de kan slås ihop till en gemensam nätmodell, kontrollera den gemensamma nätmodellens driftsäkerhet och tillgängliggöra den gemensamma modellen på de systemansvarigas gemensamma

informationsplattform. Ett anpassningsombuds uppgifter är t.ex. att kontrollera indata och arbeta med beräkningsalgoritmerna för scenarierna.

Enligt metoden ska en gemensam informationsplattform också tas fram till stöd för informationsutbyte mellan de systemansvariga.

Genomförandet av metoden

Senast sex månader efter att metoden har godkänts av tillsynsmyndigheterna ska de systemansvariga påbörja processen för sammanslagningen av de individuella nätmodellerna. Bland annat ska ett regelverk för informationsplattformen utarbetas. Regelverket ska blanda annat täcka frågor som ägarskap, kostnadsfördelning, licenskrav och operativa skyldigheter relaterade till informationsplattformen. De systemansvariga ska också specificera och utveckla de algoritmer som anges i metoden liksom definiera kvalitetskrav.

Varje systemansvarig ska formalisera delegeringen med anpassningsombud och sammanslagningsombud.

Senast sju månader efter godkännandet av metoden eller senast den 14 juli 2017 ska informationsplattformen vara klar och alla anpassningsombud och sammanslagningsombud ska vara anslutna till plattform. Efter ytterligare sex månader (13 månader efter godkännande av metoden) eller senast den 14 januari 2018 ska processen för framtagandet av den gemensamma nätmodellen vara i drift och användbar för de samordnande kapacitetsberäkningarna.

Föreslagen metods förenlighet med artikel 3

Svenska kraftnät anser att den föreslagna metoden uppfyller kraven i artikel 3 i förordning (EU) 2015/1222 och har bland annat uppgett följande. Skapandet av en gemensam nätmodell kommer att leda till en bättre användning av infrastrukturen genom att optimera tillgängligheten i elkraftsystemet på en övergripande nivå och på så sätt undvika risken för att suboptimering av kraftsystemet på grund av beslut av enskilda systemansvariga. Den gemensamma nätmodellen kommer på så sätt bidra till att beräkningen och allokeringen av överföringskapacitet optimeras ur ett EU-perspektiv istället för ett nationellt eller regionalt perspektiv.

Metoden bidrar till att främja konkurrensen mellan elproducenter, elhandlare, och inom elförsörjningen genom att man utifrån den gemensamma nätmodellen samordnat kan beräkna tillgänglig överföringskapacitet vilket i sin tur bidrar till en rättvis och välordnad marknad och en rättvis och välordnad prisbildning. Genom metoden skapas förutsättningar för en samordnad kapacitetberäkning och förutsättningar för icke-diskriminerande tillgång till kapacitet mellan elområden. Metoden säkerställer att varje individuell nätmodell är tillräckligt detaljerad för att göra bra regionala driftsäkerhetsanalyser vars resultat sedan aggregeras upp för gemensamma driftsäkerhetsanalyser.

Samråd

De systemansvariga har en skyldighet enligt förordning (EU) 2015/1222 att genomföra samråd om metoden innan den färdigställs. De synpunkter som kommer fram under samrådet ska tas i beaktan när metoden färdigställs.

Samrådet genomfördes av de systemansvariga inom ramen för ENTSO-E och ett antal europeiska aktörer lämnade synpunkter. Alla invändningar, även dem som inte ledde till någon ändring, har bemötts och dokumenterats av ENTSO-E.

Samordning

Ei har tillsammans med övriga tillsynsmyndigheter i EU berett ärendet inom ramen för Energy Regulators Forum, ERF. Syftet med beredningen i ERF är att samordna de beslut som framgår av förordning (EU) 2015/1222 och som kräver beslut av alla tillsynsmyndigheter i EU. Den 8 maj 2017 kom berörda tillsynsmyndigheter överens om att metoden för den gemensamma nätmodellen kan godkännas.

Bestämmelser som ligger till grund för beslutet

Kommissionens förordning (EU) 2015/1222

Alla systemansvariga ska tillsammans, senast tio månader efter att förordningen har trätt ikraft, utarbeta ett förslag till en metod för gemensam nätmodell. Förslaget ska vara föremål för samråd (artikel 17.1).

Metoden för den gemensamma nätmodellen ska möjliggöra att en gemensam nätmodell fastställs. Den ska innehålla åtminstone följande uppgifter (artikel 17.2):

- 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.

Alla systemansvariga ska tillsammans utarbeta gemensamma scenarier för varje tidsram för kapacitetsberäkning som anges i artikel 14.1 a och 14.2 b. De gemensamma scenarierna ska användas för att beskriva en specifik förutsedd situation för produktion, last och nättopologi i överföringssystemet i den gemensamma nätmodellen (artikel 18.1)

Ett scenario per marknadstidsenhet ska utarbetas för tidsramarna för kapacitetsberäkning både för dagen före-marknaden och intradagsmarknaden (artikel 18.2).

För varje scenario ska alla systemansvariga tillsammans utarbeta gemensamma regler för att bestämma nettositionen i varje elområde och flödet i varje likströmsledning. Dessa gemensamma regler ska för varje scenario baseras på den bästa prognosen för

nettopositionen för varje elområde och på den bästa prognosen för flödena i varje likströmsledning, och ska inbegripa den övergripande balansen mellan last och produktion för överföringssystemet i unionen. Vid definieringen av scenarierna får det inte förekomma någon otillbörlig diskriminering mellan interna utbyten och utbyten mellan elområden, i enlighet med punkt 1.7 i bilaga I till förordning (EG) nr 714/2009. (artikel 18.3)

För varje elområde och för varje scenario (artikel 19.1)

- a) ska alla systemansvariga i elområdet tillsammans tillhandahålla en gemensam individuell nätmodell som överensstämmer med artikel 18.3, eller
- b) ska varje systemansvarig i elområdet tillhandahålla en individuell nätmodell för sitt eget kontrollområde, inklusive sammanlänkningsringar, förutsatt att summan av nettopositionerna i kontrollområdena, inklusive sammanlänkningsringar, som motsvarar elområdet överensstämmer med artikel 18.3.

Varje individuell nätmodell ska för varje scenario visa förhållandena i överföringssystemet, baserat på den bästa möjliga prognos som anges av en eller flera berörda systemansvariga vid den tidpunkt då den individuella nätmodellen utarbetas (artikel 19.2).

Individuella nätmodeller ska omfatta alla linjesegment i överföringssystemet som används i regional driftsäkerhetsanalys för den berörda tidsramen (artikel 19.3)

Alla systemansvariga för överföringssystem ska i största möjliga utsträckning harmonisera det sätt på vilket de individuella nätmodellerna byggs (artikel 19.4).

Varje systemansvarig ska tillhandahålla alla nödvändiga data i den individuella nätmodellen för att möjliggöra analyser i stationärt tillstånd av aktivt och reaktivt energiflöde samt spänning (artikel 19.5).

Där så är lämpligt, och efter överenskommelse mellan alla systemansvariga inom en kapacitetsberäkningsregion, ska varje systemansvarig i den kapacitetsberäkningsregionen utbyta data för att möjliggöra analyser av spänning och dynamisk stabilitet (artikel 19.6).

Alla systemansvariga ska beräkna kapacitet mellan elområden för åtminstone följande tidsramar (artikel 14.1):

- a) Tidsramen för dagen före-marknaden.
- b) Tidsramen för intradagsmarknaden.

Den föreslagna metoden ska även innehålla ett förslag till tidplan för dess genomförande och en beskrivning av vilka effekter metoden förväntas få för de övergripande målen i förordningen (artikel 9.9)

De övergripande målen är följande (artikel 3).

- a) främja ändamålsenlig konkurrens inom elproduktion, elhandel, och elförsörjning,
- b) säkerställa optimal användning av infrastruktur för överföring,
- c) säkerställa driftsäkerhet,
- d) optimera beräkning och tilldelning av kapacitet mellan elområden,
- e) säkerställa rättvis och icke-diskriminerande behandling av systemansvariga nominerade elmarknadsoperatörer, byrån, tillsynsmyndigheter och marknadsaktörer,
- f) säkerställa och förbättra öppen och tillförlitlig information,
- g) bidra till en effektiv och långsiktig drift och utveckling av elöverföringssystemet och elsektorn i unionen,
- h) ta hänsyn till behovet av en rättvis och välordnad marknad och en rättvis och välordnad prisbildning,
- i) skapa en spelplan med lika villkor för nominerade elmarknadsoperatörer,
- j) tillhandahålla en icke-diskriminerande tillgång till kapacitet mellan elområden.

Ei är ansvarig för att godkänna metoden (artikel 9.d).

Ei kan begära ändring av metoden (artikel 9.12).

Metoden ska godkännas av samtliga behöriga tillsynsmyndigheter vilket innebär att tillsynsmyndigheterna ska samråda, samordna och driva ett nära samarbete med varandra för att nå en överenskommelse (artikel 9.10).

Ellagen

I ett beslut av nätmyndigheten enligt sådana riktlinjer som har antagits med stöd av förordning (EG) nr 714/2009 ska det anges att beslutet kan komma att ändras eller upphävas efter begäran av Europeiska kommissionen (12 kap. 1 b § ellagen (1997:857)).

Ei:s motivering till beslutet

De formella kraven på beslutsprocessen

Svenska kraftnät lämnade ett förslag till metod för gemensam nätmodell den 13 juni 2016. Svenska kraftnät kom därefter, inom två månader efter det att Ei begärt ändringar av

förslaget, in med ett ändrat förslag. De tider som följer av förordning (EU) 2015/1222 har därmed följts.

Av redogörelsen i ärendet framgår att metoden har arbetats fram av Svenska kraftnät i samarbete med de systemansvariga inom den europeiska samarbetsorganisationen ENTSO-E och att marknadsaktörerna har getts möjlighet att lämna synpunkter på föreslagna metod.

Ei har samordnat detta beslut med berörda tillsynsmyndigheter.

Ovanstående innebär att de formella kraven på beslutsprocessen är uppfylld.

Krav på innehållet i metoden

Enligt artikel 17 i förordning (EU) 2015/1222 ska den föreslagna metoden innehålla åtminstone en definition av scenarier, en definition av individuella nätmodeller och en beskrivning av processen för att slå samman de individuella nätmodellerna så att de bildar en gemensam nätmodell.

Ei gör bedömningen att den föreslagna metoden innehåller de uppgifter som följer av artikel 17 i förordning (EU) 2015/1222 och att de formella kraven för utformandet av metoden därför är uppfyllda.

Prövning av metoden

Ei:s prövning av metoden utgår från artikel 3 i förordning (EU) 2015/1222.

Elöverföringssystemet är en av samhällets viktigaste infrastrukturer. Investeringar är ofta både långsiktiga och kostsamma. Därför är det ur ett samhällsekonomiskt perspektiv viktigt att nyttja existerande system på ett bra sätt och att ha ett välunderbyggt beslutsunderlag när förstärkningar eller andra ändringar i systemet ska göras. Samtidigt är elkraft fysikaliskt komplicerad och sätter gränser för hur mycket el som kan köpas och säljas över elområdesgränserna.

För att nyttja elöverföringssystemets kapacitet så klokt som möjligt, utan att äventyra olika säkerhetsaspekter, behöver systemet modelleras. En modell är alltid en avvägning mellan komplexitet och hanterbarhet för framtida planering av underhåll och investeringar, medan prognoser av olika längd är viktiga för optimering av tillgänglig överföringskapacitet.

Ei anser att föreslagna metod skapar förutsättningar för ökad unionsomfattande elhandel. Metoden innehåller bland annat bestämmelser för vilka antaganden som ska gälla vid utarbetandet av olika scenarion samt bestämmelser om hur de individuella nätmodellerna ska byggas. Genom likvärdiga bestämmelser kring scenarier och individuella nätmodeller och hur dessa ska sammanfogas kan en gemensam nätmodell för hela unionen skapas. Utifrån den gemensamma nätmodellen kan sedan de systemansvariga samordnat beräkna tillgänglig överföringskapacitet mellan elområden. Det i sin tur bidrar till att främja konkurrensen mellan bland annat elproducenter och

elhandlare då alla köp- och säljbud inom unionen matchas utifrån den tillgängliga överföringskapaciteten. Detta skapar en rättvis och välordnad marknad och prisbildning.

Metoden anger att varje individuell nätmodell måste vara tillräckligt detaljerad för att kunna ligga till grund för bra regionala driftsäkerhetsanalyser, vars resultat sedan aggregeras upp till gemensamma driftsäkerhetsanalyser för hela EU. Ei anser att metoden anger sådana detaljerade uppgifter för varje individuell nätmodell och att metoden därför kan antas säkerställa god driftsäkerhet.

Att hantera och ta tillvara den allt mer ökade mängden väderberoende elproduktion är en förutsättning för att uppfylla klimatmål och samtidigt få en effektiv och långsiktig drift och utveckling av elöverföringssystemet och elsektorn. Den allt ökande mängden väderberoende elproduktion i Europa skapar behov av att föra över energi mellan medlemsstaterna. Större ytor och fler produktionskategorier som är hopkopplade skapar bättre möjligheter att hantera energin från väderberoende produktion på ett sätt som maximerar dess nytta. Metoden tar hänsyn till väderberoende elproduktion på ett tillfredställande sätt. Metoden medför att exempelvis dynamisk belastningsförmåga och efterfrågefleksibilitet kan modelleras. Detta kan bidra till ett mer effektivt nyttjande av befintlig infrastruktur.

I metoden anges vidare miniminivåer för vad som ska beaktas i beräkningarna och när olika beräkningar ska göras. Samtidigt innehåller metoden flexibilitet genom att de systemansvariga exempelvis själva har kvar ansvaret att avgöra vilka systemdelar under 220 kilovolt som ska tas med för att göra fullgoda driftsäkerhetsanalyser. Vidare lämnar metoden utrymme för de systemansvariga att på egen hand komma överens om detaljer kring informationsplattformen och vissa förutsättningar för sammanslagningen av de individuella nätmodellerna. Ei bedömer därför att det i metoden finns en väl avvägd balans mellan krav och flexibilitet.

I föreslagen metod anges att processen för framtagandet av den gemensamma nätmodellen ska vara i drift och användbar för de samordnande kapacitetsberäkningarna senast den 14 januari 2018. Ei anser att det förslagna slutdatumet är rimligt.

Utifrån ovanstående bedömer Ei sammanfattningsvis att Svenska kraftnäts förslag till metod för en gemensam nätmodell uppfyller de krav som finns i artikel 3 i förordning (EU) 2015/1222.

Hur man överklagar

Se bilaga 1, Så här gör du för att överklaga beslutet.



Detta beslut har fattats av generaldirektören Anne Vadasz Nilsson. Vid den slutliga handläggningen deltog även chefjuristen Hanna Abrahamsson, chefsekonomen Theresé Hindman-Persson, avdelningschefen Caroline Törnqvist, ingenjören Carl Johan Wallnerström samt analytikern Maria Rydberg, föredragande.

Anne Vadasz Nilsson

Maria Rydberg

Bilagor:

Bilaga 1- Så här gör du för att överklaga ett beslut

Skickas till:

Affärsverket svenska kraftnät (delges)

Byrån för samarbete mellan tillsynsmyndigheterna, ACER (för kännedom)