

Elmarknadsrådets möte 2019-05-08

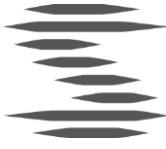
Närvarande

Torbjörn Forsberg	E.ON
Jan-Ola Silver	Fortum
Kristian Gustafsson	Vattenfall
Jonas Melin	Markedskraft, Oberoende Elhandlare
Peter Thelin	E.ON Elnät Sverige
Johan Schönström	Billerud Korsnäs
Lars Andersson	Sandvik
Stig Åhman	Nord Pool
Magnus Thorstensson	Energiföretagen Sverige
Elin Larsson	Energimarknadsinspektionen
Pär Erik Petrusson	Jämtkraft
Johan Arnberg	Axpo
Björn Lundkvist	Mälarenergi
Lina Håkansdotter Palm	Uniper

Malin Stridh	Svenska kraftnät, ordförande
Kristofer Låås	Svenska kraftnät, sekreterare
Anna Jäderström	Svenska kraftnät
Zarah Andersson	Svenska kraftnät, punkt 2
Maria Eriksson	Svenska kraftnät, punkt 2
Andreas Westberg	Svenska kraftnät, punkt 2
Tania Pinzon	Svenska kraftnät, punkt 3
Jakob Aldrin	Svenska kraftnät, punkt 4
Robert Thelander	Svenska kraftnät, punkt 5
Jesper Nyberg	Svenska kraftnät, punkt 6
Staffan Engström	Svenska kraftnät, punkt 6 och 7
Fredrik Wik	Svenska kraftnät, punkt 8
Christoffer Börefelt	Svenska kraftnät, punkt 9 och 10

Frånvarande

Daniel Engström	Energimyndigheten
Henrik Svensson	Uniper
Linda Weman Tell	Energimarknadsinspektionen



1. Inledning

Dagordning fastslås men ordningen av punkterna förändrades under dagen på grund av tidsskäl.

Föregående mötesanteckningar

Inga kommentarer.

Årsplanering

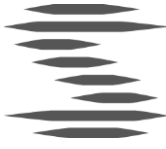
Malin Stridh gick igenom årsplaneringen för avdelning Marknad på Svenska kraftnät.

Det kom ett antal frågor om utvecklingen av kapacitetsmarknaden för aFRR. Svenska kraftnät meddelade att all utveckling planeras genomföras när den Nordiska kapacitetsmarknaden införs och att inga förändringar är än så länge inplanerade i dagens nationella marknad och IT-lösning. Detta gäller såväl övergången till D-2 handel och prissättning av aktiverad energi. Det vill säga veckohandel gäller fortsatt och aktiverad energi kommer fortsatt avräknas utifrån prisområde 2. Svenska kraftnät har den 14 april lämnat in förslag om marknadsdesign för nordisk aFRR-marknad till Ei. Ei har nu sex månader på sig att granska förslaget. Om en ändringsbegäran kommer från Ei så tar det ytterligare 2+2 månader innan ett godkänt förslag finns på plats.

Det noterades att ENTSO-e möte håller ett öppet möte i Helsingfors. Ingen av de närvarande visste mer detaljer kring mötet.

Som ny ordförande för Elmarknadsrådet efterfrågade Malin Stridh feedback på hur rådet fungerade, vad som fungerat bra och vad som bör utvecklas. Rådets medlemmar ombads ge feedback under dagen eller via mail, gärna under maj månad. Några kommentarer som inkom under dagen:

- På Drifrådet har det diskuterats marknadsfrågor som bör lyftas inom Elmarknadsrådet i stället. Dessutom viktigt att tydliggöra vilken information som inte bör delas i rådet.
- Att tydliggöra vilken organisation en medlem i Elmarknadsrådet representerar, snarare än vilket företag medlemmen är anställd på.
- Önskvärt att kunna fördjupa oss inom ett område/fråga.
- Det vore bra att ha en årsplan 1-3 år framåt för "alla" större händelser som sker inom elmarknaden för att skapa en helhetsbild. D.v.s. händelser för elmarknaden, inte möten.
- Elmarknadsrådet är just ett råd och utifrån det bör Svenska kraftnät nyttja rådet för att få stöd och råd. Svenska kraftnät bör inte presentera lösningar som är 100 % klara utan nyttja rådet för att få in synpunkter.
- Svenska kraftnät ska inte vara oroliga för att presentera information/lösningar som inte är slutliga. Marknadsaktörerna har förståelse för att Svenska kraftnät kan behöva revidera sitt ställningstagande/lösning men det är bra att få information i ett tidigt skede.



Inför mötet inkom några frågor kopplat till störningsreserven samt om Svenska kraftnät uppfattar att det finns ett tydligt regelverk för alla tänkbara situationer, även där ”marknaden tar slut”. Anna Jäderström meddelade att Svenska kraftnät planerar återkomma till detta på Elmarknadsrådet i september, med en längre dragnings om störningsreserven.

2. Balansansvarsavtalet

Zarah Andersson presenterade planen för uppdatering av Balansansvarsavtalet (BA-avtalet). Idag, 8 maj, träder det senaste avtalet i kraft och sammanfattningsvis är det mest ändringar gällande FCR, då det från och med nu är möjligt för förbrukning att delta på FCR-marknaden. Den ändrade texten från avtalet om var man hittar omvandling av valutakurs finns på Svenska kraftnäts hemsida och information kommer att lämnas om angiven källa ändras framöver.

Maria Eriksson fortsatte med att presentera vilka IT-säkerhetskrav som ställs vid centralt styrd FCR. Med central styrning avses att en Enhet eller Grupp som tillhandahåller FCR, genom att att frekvensen återkopplas via en central funktion/styrning och inte lokalt vid varje enhet. Central styrning tillåts även i andra Nordiska länder, men IT-säkerhetskraven som tagits fram är nationella. De IT-säkerhetskrav som tagits fram ska ses som en första version, då detta är ett helt nytt område i kravställning av funktionalitet på reserver/systemtjänster.

Andreas Westberg presenterade förslag till nya tekniska krav för FCR. De nya kraven ska säkerställa att reserverna FCR-N och FCR-D bidrar till kraftsystemets stabilitet, så som det alltid varit avsett att göra, dock har kravställningen varit otydlig på detta område.

För detaljerade krav gällande frekvensmätning m.m. finns mer information i dokumenten om förkvalificering av FCR-N respektive FCR-D, se länk nedan:

<https://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/information-om-reserver/forkvalificering/>

Ett önskemål från rådet medlemmar är att Svenska kraftnät tydliggör motivering till nya krav och att det också utförs konsekvensanalyser i form av att väga nytta mot kostnad. Svenska kraftnät håller med om att det är viktigt att säkerställa samhällsekonomisk nytta i utvecklingen av befintliga och nya stödtjänster.

Det kommer bildas en extern referensgrupp för framtagandet av nya FCR-krav i Norden och för genomförandeplanen. Svenska kraftnät återkommer med information så snart det går att anmäla sig till denna. Om ca 1 år ska en implementeringsplan finnas på plats, som innehåller marknadsdesign för övergångsfasen från dagens krav till nya, hur tester ska genomföras och detaljerad tidplan.

Zarah Andersson presenterade ändringar i kapitel 5 gällande mFRR. Ändringarna genomförs i ett led att anpassa avtalet till de systemdriftstillstånd som definierats i nätkoderna. Svenska kraftnät kommer bjuda in till samverkan gällande arbetet med strategiskt systemansvar. Preliminär tidplan är Q4 2019 och Maja Lundbäck kan kontaktas för mer info.

Rollerna Balansansvarig (BRP) och leverantör av stödtjänster (BSP)

Zarah Andersson redogjorde för tidplanen för BSP/BRP-villkoren, där reviderade villkor lämnats in till Ei den 18 april. Svenska kraftnät har tagit fram ett förslag på ny avtalsstruktur för BA-avtalet fram till



dess avtalet ska delas upp i BRP och BSP, för att underlätta delningen. Avtalet kommer få en allmän del och bilagor för varje reservmarknad: FCR, aFRR och mFRR. När delning av avtalet sker kommer det regelverk som gäller för en BSP (Balancing Service Provider) beskrivas i bilagorna för FCR, aFRR och mFRR. BSP:n är den som lägger bud på Svenska kraftnäts balansmarknader. BRP:n kommer att hantera handel på elmarknaden (DA, ID) samt vara ekonomiskt ansvarig för obalanser.

Melin undrade även hur man kommer göra med avräkningen. Andersson svarade att det kommer ske precis som vanligt, men att det är BSP:n som avräknas för det som lämnats till Svenska kraftnät. Vidare förtydligade Andersson att för att veta vem som ska avräknas för vad kommer Reglerobjekt att skapas gemensamt med Svenska kraftnät, BSP:n och BRP:n. Då kan också Svenska kraftnät kompensera BRP:n för den lagda volym som BSP:n i samma Reglerobjekt budat in till Svenska kraftnät. Andersson informerade vidare att det kommer att finnas en kvalificeringsprocess för att bli BSP och ett krav i den kommer att vara att BSP:n ska ha förkvalificerade enheter och grupper.

En BRP får vara även vara BSP och en BSP själv väljer vilka reservmarknader de vill delta på (förutsatt att BSP ha enheter som är förkvalificerade för den marknaden).

Produktionsplaner (handelsplaner) hanteras som idag och det kommer vara BRP:n som skickar in produktionsplaner. Rollen BSP är inte helt harmoniserad i Norden, men Norge väntas följa Svenska kraftnäts förslag på villkor.

Det reviderade förslaget på villkor som Svenska kraftnät lämnade in den 18 april skickas med anteckningarna från rådet.

En aggregator, är enligt Svenska kraftnäts förslag till villkor, samma sak som en BSP. Att aggregera flera olika resurser till en enda levererande enhet är ett sätt att leverera en stödtjänst, men det innebär inte att det behöver vara en egen roll med egna villkor. En aggregator väljer alltså att själv förkvalificera sig som BSP eller ha ett avtal med en BSP.

3. Elmarknadshubben reviderade tidplaner

Tania Pinzon redogjorde för behovet av en reviderad tidplan för Elmarknadshubben till följd av departementets besked om att lagstiftningen är försenad. Den nuvarande tidplanen tog höjd för ett halvårs försening av lagstiftning men marginalen var inte tillräcklig eftersom arbetet har försenats med ytterligare ett år. Departementet indikerar att de ska ha en proposition på plats i mars 2020. Svenska kraftnäts styrelse kommer att fatta beslut om projektets fortsättning 22 maj. Rekommendationen till styrelsen är fortsatt arbete med den kärnfunktionalitet som inte primärt berörs av lagstiftningen.

Svenska kraftnät behöver samarbeta med marknadsaktörerna om bland annat användargränssnitt. Avsikten är att ha fortsatt dialog och arbetsmöten med aktörerna för att säkra god kvalitet i lösningarna.

Svenska kraftnät kommer att informera om den reviderade tidplanen efter styrelsemötet. Eftersom departementets arbete är försenat med över ett år är det rimligt att anta att Elmarknadshubbens driftsättning försenas med minst ett år. Det kan även vara så att marknadsaktörerna kommer behöva mer tid för att anpassa sina system än den ursprungliga tidplanen medgav. Förseningen ger



konsekvenser för tidplanen för delprojektet ”migrering” som kräver att lagstöd finns på plats för att IT-stödet ska kunna nyttjas.

Det nya lagstöd som åsyftas är dels en helt ny ”hubblag” som krävs för att en Elmarknadshubb ska kunna införas. Därtill behövs en revidering av befintlig ellag och kommande elmarknadslag görs till följd av det samtidiga införandet av den Elhandlarcentriska modellen. Även offentlighets- och sekretesslagstiftning berörs.

4. Status of Nordic Balancing Model including 15 minutes time resolution

Jakob Aldrin presenterade status för programmet Nordic Balancing Model (NBM) där en omplanering för närvarande genomförs, då de analyser som genomförts pekar på att utvecklingen är långt mer omfattande och mer komplex än vad som tidigare estimerats. Målet med omplaneringen är att ta fram ett förslag på en mer realistisk tidplan för implementeringen av ny balanseringsmodell och 15 min avräkning. Huvudmålet med NBM är att ha ett starkare synkront system i Norden och en bättre integrering mot Europa.

Något som nämns i tidplanen är en AOF, som står för Activation Optimization Function. Svenska kraftnät tar till sig kommentarerna om att förkortningarna i tidplanen bättre behöver förklaras.

Rådets medlemmar framförde synpunkter om vilken utveckling som önskas prioriteras, exempelvis en-pris och en-balans. Svenska kraftnät ber rådets medlemmar hålla sig informerade via Svenska kraftnäts hemsida, då förslag till ny tidplan ska samrådas. Dessförinnan ska tidplanen presenteras både för en nordisk referensgrupp den 21 maj och på ett öppet Webinar den 29 maj.

5. Information kring den nordiska balansavräkningen

Robert Thelander redogjorde för den pågående processen kring att ansluta Energinet till den Nordiska balansavräkningen. Målet är att Energinet kommer att kunna inkluderas i den nordiska balansavräkningen under andra halvan av 2020. Givet att Energinet ansluter sig till den nordiska balansavräkningen kommer fyra parter dela på kostnaderna istället för tre.

Gällande den nya rollen BSP innebär detta förändringar även hos eSett. eSetts avräkningsavtal kommer behöva brytas upp i två delar men införandet kommer troligtvis även att påverka viss struktur för reglerobjekt som hör till marknadsaktörerna. Det pågår flera stora utvecklingsprojekt som påverkar eSett mycket och det är givetvis så att dessa måste koordineras på ett bra sätt för att kunna genomföras effektivt.

Thelander redogjorde för en kommande förändring gällande eSetts hantering av säkerheter, bedömningen är att denna förändring kommer att få minimal effekt för de svenska aktörerna. Säkerheter används av eSett för att minska motpartsrisken och eSett kommer att kunna justera säkerheten under en vecka. Exakt datum för när detta träder i kraft har ännu inte bestämts och kommer att kommuniceras via eSett.



En fråga kom gällande varför säkerheten sätts på veckobasis. Thelander svarade att när den nordiska balansavräkningen infördes gick vi från en säkerhet som sattes på årsbasis till en som sätts på veckobasis, vilket i sig var en stor förändring. Att beräkna och fastslå säkerheter på dagsbasis kan komma att utvärderas längre fram.

Då anteckningarna fastställs kan Svenska kraftnät med glädje meddela att Energinet skrivit på avtal för delägarskap i eSett tisdagen 14 maj.

6. Information om kompletterande upphandling av störningsreserven och bakgrund till pågående arbete kring Strategi för Störningsreserven

Jesper Nyberg presenterade status för den kompletterande upphandlingen av störningsreserven. Det var deadline för anbud 3 mars. 1 juni börjar avtalsperioden, som gäller fram till 31 maj 2020.

Kravbilden för upphandlingen följer nedan:

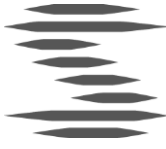
- Bygger till stora delar på upphandlingen av effektreserven
- Avser endast effektresurser inom SE3 och SE4
- Minst 5 MW (såväl produktion som förbrukningsreduktion)
- Tillgänglig inom 15 minuter
- Uthållighet minst en (1) timme
- Repeterbarhet inom 6 timmar

Anbud som totalt motsvarar 141 MW kom in, fördelat på 4 st anbudslämnare. Totalt upphandlades 110 MW fördelat på två aktörer.

En fråga kom kring varför endast 110 MW upphandlades. Svenska kraftnät svarade att motiveringen är kostnadseffektivitet. Upphandlade anbud innefattar både förbrukning och produktion.

Staffan Engström redogjorde sedan för Svenska kraftnäts pågående arbete för att ta fram en strategi för störningsreserven. Motivet till att ta fram en strategi är att nuvarande hantering av störningsreserven inte uppfyller de nya riktlinjerna som kommer med CEP (Clean Energy Package).

Störningsreserven uppfyller idag flera funktioner i kraftsystemet, så som att säkerställa uppreglering efter ett stort felfall (N-1), hantera vissa specifika nätsituationer, dödnätsstart och ö-drift. Alla dessa funktioner måste säkerställas i en strategi. Vid en uppregleringssituation efter en störning används alltid marknadsbud (mFRR) så långt som möjligt. Om behov av ytterligare resurser finns aktiveras störningsreserven. Störningsreserven aktiveras ungefär 25 gånger per år med en genomsnittlig aktiveringstid på 22 min. En del i dagens hantering som inte är förenlig med CEP är kontraktens längd (för långa idag).



Malin Stridh kommenterade att Svenska kraftnät får återkomma med mer information som kan skapa tydlighet och förutsägbarhet för marknadens aktörer. Svenska kraftnät avser föra dialog kring strategin och genomförandet av denna, med start på elmarknadsrådet i september.

7. Kostnader för effektreservperioden

Staffan Engström redogjorde sedan för en Ekonomisk uppföljning av effektreserven. Svenska kraftnät kommer inte längre betala ut överskottet från effektreservavgiften (ändring i BA-avtalet 2018).

Svenska kraftnät kommer att ta hänsyn till överskott/underskott när Svenska kraftnät sätter avgiften för kommande vinterperiod. Det innebär att Svenska kraftnät kommer att inkludera det uppkomna överskottet/underskottet som en pluspost/minuspost vid beräkningen av avgiften för kommande vinterperiod vilket då medför att vi kommer att göra ett minusresultat för nästa period. Lite beroende på hur stort överskottet är kan de vara lämpligt att fördela överskottet över flera år.

Det finns ingen form av reservering bokföringsmässigt utan det hanteras på samma sätt som för alla Svenska kraftnäts verksamhetsgrenar. Det innebär att Svenska kraftnät följer upp resultatet för varje verksamhetsgren/effektreserven varje år och tar hänsyn till det ackumulerade överskottet/underskottet vid avgiftssättningen. Det innebär att resultatet för effektreserven kommer variera från år till år.

Se länk för att se Svenska kraftnäts förslag och aktörernas remissvar.

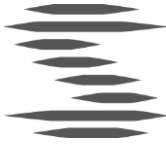
https://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/elmarknad/balansansvar/dokument/avslutad-remiss-3829/3.-remissbemotande-och-andringar-i-balansansvarsavtal-3829_180711.pdf

En fråga kom gällande vad som händer om eller då effektreserven avslutas. Hur fördelas då ett eventuellt överskott? Svenska kraftnät tar med sig frågan till vidare arbete.

Engström svarade att effektreserven definieras som en kapacitetsmekanism i form av en strategisk reserv. Givet kommande lagstiftning i CEP kommer nuvarande design för effektreserven behöva ändras för att följa ny lagstiftning som hanterar strategiska reserver.

Idag får förbrukning som ingår i effektreserven delta på både dagen före marknaden och reglerkraftmarknaden. Produktion som upphandlas för effektreserven får inte vara med på dagen före marknaden under effektreservperioden.

En fråga kom kring varför alternativ produktion inte får startas då uttaget (förbrukning) från stamnätet dras ned. Svenska kraftnät svarade att detta har diskuterats och lagstiftningen har tolkats som att det är en minskning av förbrukning som avses och att alternativ produktion riskerar likna effektreservens produktions del. Svenska kraftnät tar med sig synpunkter och kommer se över detta krav till nästkommande upphandling 2020/2021.



8. Kartläggning av uppfyllande av tredje samt genomförande av GAP-analys för fjärde inre marknadspaketet

Fredrik Wik presenterade syfte och mål med den GAP-analys som ska genomföras för det tredje till det fjärde inre marknadspaketet. Analysen har precis börjat och en preliminär tidsplan är satt med deadline Q3 2019.

Rådets medlemmar önskar en tidig dialog gällande den nya lagstiftningen CEP. Detta möjliggör gemensamma tolkningar och bild av konsekvenserna. Svenska kraftnät säkerställer att CEP finns på agendan på kommande råd.

9. Statusuppdatering nätkoder

Christoffer Börefelt presenterade en statusuppdatering för nätkoderna FCA och CACM. Gällande CACM pågår omarbetning av kapacitetsberäkningsmetoden för CCR Norden. Detta för att hantera dynamiska simuleringar, dvs. flow based.

Anna Jäderström gav en uppdatering för nätkoden EBGL.

Elin Larsson kommenterade att det pågår en konsultation av förslaget för aFRR kapacitetsmarknaden hos Ei till 3 juni.

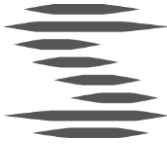
10. Statusuppdatering NUCS go-live

Christoffer Börefelt började med att nämna att Linn Fröström, Svenska kraftnät, är kontaktperson för NUCS. Indikativt datum för NUCS go-live 15 maj men det finns utmaningar med att lyckas med detta.

En del av de frågor som ställdes var:

- Behöver man registrera val av tjänst igen om man redan gjort det?
- Vad är syftet med ha en test-miljö efter go-live?
- Varför har NUCS blivit försenat med drygt 1 år?
- I det API vi använder idag kommer vi inte få med all information som vi behöver för att utföra vår marknadsövervakning.
- Kommer NUCS skriva över originalfilen så att det inte går att härleda var ifrån den kommer?

Svar på dessa detaljerade frågor kommer skickas på mail, då experten på området inte deltog på mötet.



11. Övriga frågor

Malin Stridh förklarade att en uppdatering av nuvarande Systemutvecklingsplan kommer i höst. Ett större arbete kommer att göras i samband med nästa systemutvecklingsplan och den planeras till 2020-2021.

Lina Håkansdotter Palm frågade om Svenska kraftnät har gjort ett yttrande av Naturvårdsverkets och Energimyndighetens uppdrag om planering och tillstånd för vindkraftverk. Stridh svarade att Svenska kraftnät får återkoppla kring den frågan via email.

Anna Jäderström redogjorde kort för en händelse 9 april som uppmärksammats av marknadens aktörer. Reserven aFRR var fullt utreglerad under flera timmar. Detta är inte syftet med reserven aFRR, som ska återställas med hjälp av mFRR så snart som möjligt. Dock finns det flera utmaningar med detta idag, då det finns otillräcklig volym aFRR i Norden. Till nästa elmarknadsråd i september är målet att få en presentation kring hur Svenska kraftnät använder aFRR och mFRR i det operativa skedet med driftexperter på plats.