

Marknad

2017-05-16

MINNESANTECKNINGAR

Elmarknadsrådets möte 2017-05-16

Närvarande

Martin Brink, Göteborg Energi
Stefan Braun, Bixia
Lars Andersson, Sandvik
Henrik Svensson, Uniper
Torbjörn Forsberg, E.ON Energy Trading
Jan-Ola Silver, Fortum
Daniel Nordgren, Vattenfall
Magnus Thorstensson, Energiföretagen Sverige
Stig Åhman, Nord Pool
Björn Klasman, Energimarknadsinspektionen
Pär Erik Petrusson, Jämtkraft Elnät
Johan Schönström, BillerudKorsnäs
Jonas Melin, Markedskraft
Peter Thelin, E.ON Elnät
Daniel Engström, Energimyndigheten

Anna Guldbrand, Svk, ordförande
Jesper Marklund, Svk, sekreterare
Tania Pinzon, Svk
Tobias Kolseth, Svk (punkt 4)
Zarah Andersson, Svk (punkt 5)
Fredrik Wik, Svk (punkt 6 och 7)
Erik Ek, Svk (punkt 8)
Linda Werther, Svk (punkt 9)
Roberth Thelander, Svk (punkt 10)

SVENSKA KRAFTNÄT

BOX 1200
172 24 SUNDBYBERG
STUREGATAN 1

WWW.SVK.SE
REGISTRATOR@SVK.SE

TEL 08 475 80 00
FAX 08 475 89 50

Mårten Bergman, Svk (punkt 11)
Jenny Lagerquist, Svk (punkt 12 och 13)

Frånvarande

Johan Arnberg, Axpo Sverige AB

1 Dagordningen fastställs

Dagordningen fastställdes.

2 Föregående mötesanteckningar

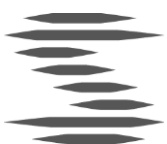
Inga synpunkter på föregående mötesanteckningar.

3 Inledning

Anna Guldbbrand inledde med att hälsa samtliga välkomna och presentera sig som ny ordförande i rådet. Vidare informerade Guldbbrand om att Niclas Damsgaard börjar som marknads- och systemutvecklingsdirektör på Svenska kraftnät den 1 juni.

4 Systemutvecklingsplan

Tobias Kolseth informerade om den systemutvecklingsplan som håller på att tas fram av Svenska kraftnät. Systemutvecklingsplanens huvudsakliga intressenter är större stamnätskunder, större leverantörer av tjänster på elmarknaden, Energimarknadsinspektionen samt Miljö- och Energidepartementet. Till skillnad från den Nätutveckl-



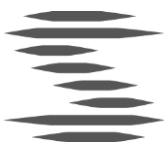
ingsplan som publicerades 2015 tas i systemutvecklingsplanen ett helhetsgrepp där även marknads-och driftfrågor adresseras. Dessutom kommer Svenska kraftnäts roll och ansvar att konkretiseras. Systemutvecklingsplanen är tänkt att vara en vägledning för utvecklingen framåt, internt såväl som externt. Vidare redogjorde Kolseth för att systemutvecklingsplanen ska beskriva kommande utmaningar för kraftsystemet och konkretisera nätinvesteringarna på 10 års sikt. Kolseth informerade vidare om tidplanen framåt inklusive den externa remiss som är planerad under oktober. Slutligen visade Kolseth ett första utkast på Systemutvecklingsplanens disposition inklusive övergripande innehåll.

4.1 Frågor och kommentarer

Stig Åhman frågade huruvida koordinering görs med andra systemoperatörer. Kolseth svarade att fokus för systemutvecklingsplanen är nationellt, även om många av frågorna även har nordiskt och europeiskt fokus. Anna Guldbland tillade att det även pågår ett arbete med en "Solutions Report", vilken är en uppföljning till rapporten "Challenges and Opportunities", där koordinering sker med övriga nordiska systemoperatörer. Magnus Thorstensson frågade hur systemutvecklingsplanen involverar branschen. Anna Guldbland och Fredrik Wik svarade att en stor del av innehållet i systemutvecklingsplanen baseras på andra projekt där det i många fall finns referensgrupper. Rådet konkluderade att det vore bra med en lista över denna typ av referensgrupper.

5 Information om effektreserven

Zarah Andersson redogjorde för det senaste rörande effektreserven. Inledningsvis berättade Andersson om vintersäsongen 2016/2017. Effektreserven aktiverades inte, däremot lades Karlshamn 2 och 3 i beredskap den 5 januari till följd av dåvarande köldknäpp samt bortkoppling av Nordbalt pga. fel i kylanläggning. Vidare redogjorde Andersson för upphandlingar där Svenska kraftnät på produktionssidan upphandlat Karlshamnsverket block 2 och 3 (totalt 562 MW). Vad gäller upphandling av förbrukningsreserv är prekvalificering utskickad via Sellicha. Vidare informerade Andersson om att effektreservavgiften från och med vintersäsongen 2017/2018 kommer att vara i EUR/MWh. Avslutningsvis informerade Andersson om att nuvarande prissättning av effektreserven på Nord Pool, där priset sätts 0,1 EUR högre än det högsta tillgängliga



budet, nu ses över och att alternativet att prissätta enligt takpris på Nord Pool (3000 EUR/MWh) utvärderas.

5.1 Frågor och kommentarer

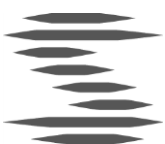
Jonas Melin menade att det är besvärligt med nuvarande ordning där elhandelsbolag tar ut en avgift för effektreserven för att sedan återbetala i efterhand. Melin undrade om det skulle gå att planera årsvis och ta ut kostnaderna nästkommande år. Andersson svarade att Svk har utvärderat liknande lösningar och kommer att ta med denna synpunkt framåt. Jan-Ola Silver undrade om det handlats upp någon förnybar produktion, Andersson svarade att det inte fanns någon förnybar produktion som var kvalificerad.

Jonas Melin var tveksam till att prissätta effektreserven enligt takpris då det blir alltför höga priser som får orimligt stora konsekvenser. Han menar att det finns åtgärder som bör göras innan detta. Anna Guldbland Svarade att effektreserven ska vara något som finns fram till 2025 och som en försäkring för kraft och inte pris. Hon menade vidare att effektreserven inte ska påverka prissättningen på marknaden. Stig Åhman framförde att industrin måste visa sin flexibilitet i större utsträckning än vad de gör idag.

6 Balanskoden

Fredrik Wik redogjorde för Balanskoden. Wik inledde med en tidplan för koden enligt vilken den beräknas träda i kraft kring årsskiftet 2017/2018. Vidare sammanfattade Wik vad balanskoden rent konkret kommer att innebära. Balanskoden kommer att innebära stora förändringar för det svenska och nordiska kraftsystemet. Wik exemplifierade förändringar såsom harmonisering av balansavräkningen (vi kan troligtvis inte behålla 2 positioner och 2 priser), 15 minuters avräkningsperiod, principer för TSO-TSO avräkning samt BSP rollen. En uppdelning kommer att göras av dagens balansansvarsroll där BRP (balansansvarig) ska hålla balans och BSP ska leverera bud. Vidare berättade Wik om reservation av transmissionskapacitet samt vilken typ av information som systemoperatörerna kommer att behöva publicera.

Wik fortsatte att beskriva plattformarna för RR, mFRR, aFRR samt Netting med tillhörande referensprojekt. Netting innebär utbyte av obalanser mellan TSOer vilket därmed inte medför någon aktivering.



6.1 Frågor och kommentarer

Jonas Melin undrade när förändringarna kommer ligga i tid. Wik svarade att det beror på vilken del det handlar om men att förslag på metoder tas fram enligt gällande tidsramar, exempelvis ett par år efter att balanskoden trätt i kraft. Torbjörn Forsberg frågade om 2 pris kan vara ett alternativ även med 1 position. Wik svarade att det antagligen går men att det är oklart vilken nytta det skulle innebära. Jonas Melin frågade om BSP är samma sak som en aggregator. Wik svarade att rollen är bred och en aggregator är ett exempel på en BSP. Jan-Ola Silver undrade om en BSP måste ha en BRP. Wik bekräftade detta. Silver undrade vidare vad RR är för typ av produkt. Wik svarade att det är samma som mFRR men långsammare än 15 - 30 min aktivering och 30 min drift. Jonas Melin kommenterade att man kan avräkna på 15 min trots längre aktivering. Magnus Thorstensson undrade om dessa plattformar är marknader? Wik menade att han snarare skulle beskriva det som IT-plattformar för optimering av balansprodukter.

7 Full Cost Balancing workshop

Fredrik Wik inledde workshopen med att gå igenom bakgrunden och hur systemet förändras med mer vind, mindre kärnkraft och termisk kraft samt en annan verktygslåda (aFRR, BRP/BSP rollen, harmoniserad balansavräkning etc.). Obalanspriset kommer vara TSOs verktyg mot en Energy Only marknad. Rådet fick frågan vad deras syn är på BSP rollen samt vad som driver beteendet hos en balansansvarig. Martin Brink framförde att en separation av rollerna inte kommer att påverka att man som BRP står för obalansen. Torbjörn Forsberg såg det som viktigt med transparensen. Magnus Thorstensson framförde att prissättningen av obalansen borde vara högsta marginalpris. Daniel Norgren tillade att incitamenten kan bli konstiga om man inte väljer högsta marginalpriset. Torbjörn Forsberg ser inte ett problem med genomsnittspriset. Slutsats: finns risker att sätta obalanspris som inte är samma som marginalpriset. Forsberg menade att det är viktigt att priset som uppstår helst kommuniceras till marknaden i realtid.

Wik framförde att vi kan komma att använda aFRR mycket mer i framtiden. Daniel Norgren kommenterade att han tycker det är bra men att vi ska kunna handla upp maskiner som inte är online. Han fortsätter att det är synd att handla upp produkten för att den ska ligga igång vilket riskerar att producenten ”tappar energipengar” när



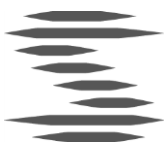
energipriset är lågt. Jan-Ola Silver menade att man generellt vill ha mer betalt för en aktivering under en kortare tidsperiod. Fredrik Wik poängterade att vi har en bra mFRR-produkt som antagligen kommer finnas kvar även i framtiden.

Rådet fick frågan kring deras syn på en/tvåpris avräkning. Jonas Melin svarade att han ser en-pris mycket hellre än två-pris då det ger bättre konkurrens och större flora av aktörer. Wik menade att vi kan komma i en situation med en position där förbrukning och produktion ligger i samma påse. Jan-Ola Silver kommenterade att det bör vara samma för produktion och förbrukning. Daniel Norgren framförde att en övergång till 15 min gör att det inte ska gå att missbruka detta.

Rådet fick frågan kring deras syn på Scarcity pricing. Wik beskrev problemet som kan uppstå när vi har utnyttjat alla tillgängliga reglerbud och hamnar i en bristsituation. Då måste priset upp. Kommissionen pratar om Value of lost Load (VOLL). Wik tror att det finns mycket tillgänglig kraft här så länge incitamenten blir tillräckligt starka. Martin Brink resonerar kring att signalen kommer att bli väldigt viktig även på sikt. Stefan Braun kommenterar att det som nämnts tidigare är centralt, att ha priserna i realtid så att aktörer ser och kan agera.

8 Framtida nordisk balansering

Erik Ek informerade om det arbete som pågår kring hur vi ska balansera det nordiska kraftsystemet i framtiden. Ek beskrev inledningsvis vilka utmaningar vi står inför, bland annat det som fångas i rapporten "Challenges and Opportunities for the Nordic Power System". Balanseringen av kraftsystemet blir alltmer utmanande, inte minst med de nya flöden vi ser som bland annat orsakas av en allt större andel väderberoende elproduktion i det nordiska systemet, avveckling av termisk produktion och en allt större sammankoppling genom utlandsförbindelser. Det kräver lösningar som kan hantera det nya systemet och ge incitament till att de oplanerade flödena minskar och att balanseringslösningar bidrar till ett säkert system förberett för att klara det nya kraftsystemet och de kommande integreringarna av balanseringsmarknaderna i hela Europa. Ett stärkt samarbete också inom IT kommer att göra oss snabbare att hitta nya lösningar. Sverige och Norge har för Norden ett utpekat ansvar för själva balanseringen i SOA. För att effektivisera införandet av koder och utveckla gemensamma IT-system pågår därför ett arbete för att fördjupa samarbetet kring specifikt balanseringsområdet ytterligare. Ambitionen är ett starkare och effektivare nordiskt samar-



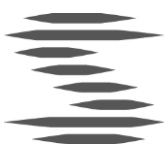
bete som helhet. Detta samarbete kommer även Finland och Danmark bjudas in att delta i.

8.1 Frågor och kommentarer

Jonas Melin undrade om det är så att vi går mot en ökad harmonisering i Norden. Erik Ek svarade att vi vill ha liknande regler överlag och exemplifierar med takpriset på effektreserven som Zarah Andersson presenterade tidigare under rådet. Stig Åhman kommenterade att det verkar som att Finland inför åtgärder och Sverige följer efter. Ek svarade att det fanns skäl till att vi inte harmoniserade året innan pga. olika proceser men även om det sker ett år efter så är det en harmonisering. Och vi gör det inte bara för att det ska bli lika regler utan tror också att det blir mer korrekta signaler. Daniel Norgren undrade vad som menas med snabbare förändringar i det stärkta balanse-ringssamarbetet med Statnett? Ek exemplifierade med IT-system där vi tillsammans har god kompetens och förutsättningar att skapa lösningar för hela Norden och att vi inte vill ha en flora av olika system utan koncentrerat kring det utvecklade FIFTY system som vi idag arbetar med. Nya uppgifter, t.ex. en europeisk mFRR-plattform ska kunna hanteras i ett gemensamt system för enkelheten för aktörer och effektivitet. Stig Åhman undrade hur vårt vidare samarbete med de baltiska systemoperatörerna ser ut. Ek svarade att vi redan nu kan utbyta reglerkraft i utsatta lägen. För att ytterligare integrera balansmarknaden mellan Norden och Baltikum krävs ytterligare utveckling av exempelvis IT-system och överenskommelser i Norden om principerna för att utbyta reglerkraft. Erik fick frågan om nedregleringspriset i Finland en vecka tidigare. Priset var då som lägst -1000 EUR/MWh. Ek beskrev situationen som uppstått där bland annat produktionen av vind var oplanerat hög och att förbrukning fallit bort, samtidigt som planerade nätbegränsningar pga. dödnätsstartsprov innebar att Sverige inte hade möjlighet att reglera ut Finlands obalans.

9 Tariffen

Linda Werther Öhling informerade om tariffen. Svk kommer under maj 2017 med ett första utskick kring nyttjandeavtalet för 2018. Vidare informerade Werther om att Svk ser över skillnaden mellan anslutningsavtal och nyttjandeavtal och möjlighet att skapa incitament för att få ett effektivare nyttjande av stamnätet. Slutligen informerade



Werther om ett pågående exjobb som ser över om summaabonnemang är en bra lösning för att ersätta nyttjandet av regionnät för stamnätets räkning.

9.1 Frågor och kommentarer

Daniel Norgren undrade om processen kring eventuella ändringar till följd av översynerna inför 2018. Werther svarade att en remissrunda kommer att genomföras innan några ändringar görs och att större ändringarna inte kommer att ske till 2018.

10 NBS – implementeringen – hur gick det?

Robert Thelander informerade om NBS-projektet. Han beskrev hur nordisk balansavräkning infördes 1 maj och att allt har gått enligt plan. Många aktörer hade mycket jobb innan drifttagning, exempelvis hade eSett hade 147 nya ärenden per dag innan drifttagningen jämfört med 23 ärenden per dag efter drifttagningen. Thelander gick vidare igenom faktureringsprocessen framåt och den dialog som har förts med aktörer. Thelander gick igenom syften och mål varav de kortsiktiga är uppfyllda och det långsiktiga kvarstår att realisera.

10.1 Frågor och kommentarer

Torbjörn Forsberg undrade om det nu inte sker någon efterjustering i Finland. Thelander bekräftade detta - när eSett stänger är det inte lika enkelt att skicka in nytt.

11 CACM – status implementering

Mårten Berman gick igenom status för de olika nätkoderna. Vidare redogjorde han för den generella processen kring metodframtagande samt vilka förslag som nu håller på att tas fram. Bergman förklarade skillnaden mellan det legala och det förklarade dokumentet för kapacitetsberäkningsmetoden samt processen för fallback och Countertrade and Redispatch. Sistnämnda ska lämnas in mars 2018.

Bergman informerade vidare om transparensplattformen. Plattformen har varit i drift sedan januari 2015 och processen där viss data gått via Nord Pool kommer behöva



ändras då vi får in ytterligare börs. Tjänsten ska därför handlas upp och det sker gemensamt nordiskt.

11.1 Frågor och kommentarer

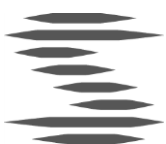
Jan-Ola Silver undrade kring prissättningen på ID. Bergman förklarade att det är samma princip som i DA. Om kapaciteten inte är tillräcklig får man prisskillnad och därmed flaskhalsintäkt. Bergman tillade att det står i CACM att det ska vara prissättning på kapacitetsbrist på ID. Magnus Thorstensson menade att det inte vara ett argument att det står i koden och att man bör använda de prisskillnader som redan finns. Anna Guldbbrand svarade att man enligt lagen vill att den som har störst betalningsvilja ska få kapaciteten. Bergman tillade att vi vill undvika att störa den kontinuerliga handeln samtidigt som vi har lagstiftningen i CACM samt dagens DA design och vi måste ta hänsyn till allt detta i våra förslag. När vi nu har kontinuerlig handel och man ändå behöver prissätta kapacitet har Entso-E landat i att förslaget som ligger är bäst.

Daniel Norgren undrade vad Ei gör med inkommande förslag? Björn Klasman beskrev att det sker en shadow opinion på alla förslag och Ei tar in input från aktörer i den fasen.

Stig Åhman undrade när upphandlingen av tjänst för inlämning av data till transparensplattformen ska vara klar. Bergman svarade att den ska vara klar under 2017 men något oklart när det ska implementeras. Jan-Ola Silver frågade varför det behövs två olika system. Bergman svarade att de nordiska TSO:erna inte kan använda NP för dessa tjänster utan upphandling.

12 FCA-koden

Jenny Lagerquist informerade om FCA-koden, Forward Capacity Allocation. Lagerquist redogjorde för bakgrunden till koden där huvudfokus är risksäkringsmöjligheter på lång sikt. Enligt beslut från tillsynsmyndigheterna behöver överföringsrättigheter inte införas på någon av Svenska kraftnäts gränsförbindelser mot Finland, Litauen, Danmark och Polen. Mot Danmark och Litauen ska Svenska kraftnät tillsammans med respektive motsvarighet säkerställa att andra långsiktiga risksäkringsprodukter görs tillgängliga för marknaden. Ett förslag på åtgärd ska tas lämnas in till berörda tillsynsmyndigheter senast 17 november 2017.



Tillsynsmyndigheternas analys som ligger till grund för beslutet är samordnad på nordisk nivå. Då FCA-koden inte är gällande i Norge ännu så har beslut inte tagits för gränsförbindelserna mot Norge.

12.1 Frågor och kommentarer

Jonas Melin undrade vilken typ av åtgärder detta kan innebära? Lagerquist svarade att vi ännu inte har börjat dialogen med övriga TSO:er. Det finns dock förslag på möjliga åtgärder listade i en rapport som NordREG (de nordiska tillsynsmyndigheternas samarbete) beställde 2015¹.

13 Balansansvarsavtalet

Jenny Lagerquist informerade om balansansvarsavtalet. Avtal 2628 trädde i kraft 1 maj och en uppdatering av avtalet, Avtal 2628-1, träder i kraft 26 september 2017. Den 15 maj skickades det slutgiltiga avtalet 2628-1 ut. I utskicket är remissvaren inkluderade samt hur de behandlats. Vidare redogjorde Lagerquist för ett urval av de ändringar som kommer i och med avtal 2628-1, bl.a. deadlines för produktionsförflyttningar och produktionsförflyttningar per Reglerobjekt eller Produktionsförflyttningsreglerobjekt. Lagerquist redogjorde vidare för att bud för mFRR kommer kunna lämnas in via webgränssnitt samt att Svk kommer att avvisa bud som kommer in med för högt eller för lågt pris relativt till referenspriset (Spotpriset).

13.1 Frågor och kommentarer

Jan-Ola Silver frågade om det kan vara så att man fortfarande har en produktionsförändring på över 200 MW i timskarven trots att man gör en produktionsförflyttning och om man kan skicka in produktionsförflyttningsplanen innan deadline. Lagerquist svarade att det är möjligt och att aktören kan uppdatera sin produktionsförflyttningsplan hur många gånger som helst innan deadline. Daniel Norgren undrade hur många aktörer som berörs och Lagerquist svarade att det är fyra aktörer som utför produktionsförflyttningar idag. Jan-Ola Silver frågade hur Svk resonerar kring att avvisa bud som kommer in med för högt eller för lågt pris. Lagerquist svarade att Svk vill att aktörerna ska lämna tillförlitliga bud som följer regelverket och att de har kännedom om Spotpriset i god tid innan Leveranstimmen.

¹ THEMA Consulting Group, Hagman Energy AB, Measures to support the functioning of the Nordic financial electricity market, commissioned by NordREG, November 2015. ISBN: 978-82-93150-84-8.



14 Övriga frågor

Magnus Thorstensson föreslog att vinterpaketet behandlas under nästkommande möte i september. Svk tar med sig detta i planeringen inför mötet.

