

Marknad
Maja Bjuring Gerlich

2016-09-20

MINNESANTECKNINGAR

Elmarknadsrådets möte 2016-09-20

Närvarande

Martin Brink, Göteborg Energi
Mia Hansson, Energi Försäljning Sverige
Stefan Braun, Bixia
Torbjörn Forsberg, E.ON Energy Trading
Jan-Ola Silver, Fortum
Daniel Nordgren, Vattenfall
Linda Brant, EON Elnät Sverige
Magnus Thorstensson, Energiföretagen Sverige
Stig Åhman, Nord Pool
Johan Leymann, Energimarknadsinspektionen
Karin Alvehag, Energimarknadsinspektionen (punkt 3)
Henrik Svensson, Uniper
Jonas Melin, Markedskraft¹
Anna Andersson, Energimyndigheten²

Ulla Sandborgh, Svenska kraftnät, ordförande
Anna Guldbbrand, Svenska kraftnät, sekreterare
Tania Pinzon, Svenska kraftnät
Maja Bjuring Gerlich, Svenska kraftnät, anteckningsstöd
Linda Thell, Svenska kraftnät (punkt 3 och 4)
Zarah Andersson, Svenska kraftnät (punkt 4)
Anna Jäderström, Svenska kraftnät (punkt 3 och 4)

¹ Ersättare för Fredrik Lind, Bergen Energi

² Ersättare för Daniel Engström, Energimyndigheten

Erik Forsén, Svenska kraftnät (punkt 5)
Robert Thelander, Svenska kraftnät (punkt 5)
Jenny Lagerquist, Svenska kraftnät (punkt 5)
Rebecca Nilsson, Svenska kraftnät (punkt 5)
Mårten Bergman, Svenska kraftnät (punkt 6)
Fredrik Wik, Svenska kraftnät (punkt 7)
Pär Lydén, Svenska kraftnät (punkt 8)

Frånvarande

Pär Erik Petrusson, Jämtkraft
Lars Johansson, Trafikverket
Fredrik Lind, Bergen Energi
Thomas Hirsch, SSAB EMEA

1 Dagordningen fastställs

Dagordningen fastställdes.

Fastställande skedde efter en ändring. Ändringen innebär att punkterna ”Nordic Challenge Report” och ”Balanshållning idag och i framtiden” byter plats i agendan. Nedanstående dagordning är justerad i enlighet med ändringen.

2 Föregående mötesanteckningar

Inga synpunkter på föregående mötesanteckningar.



3 Förbrukningsflexibilitet

3.1 Efterfrågefleksibilitet i det svenska elsystemet

Karin Alvehag presenterade Elmarknadsinspektionens regeringsuppdrag ”Efterfrågefleksibilitet i det svenska elsystemet”, för vilket Alvehag är projektledare. Uppdraget ska avrapporteras till regeringen senast 3 januari 2017.

Energimarknadsinspektionen föreslår åtgärder inom fyra områden; kund, marknadsaktörer, elnätsföretag och beslutsfattare.

3.1.1 Kommentarer/frågor

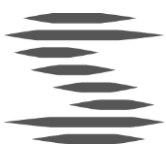
Alvehag får frågan om hur projektet ser på uthållighet i samband med förbrukningsflexibilitet. Alvehag svarar att det handlar om i storleksordning tre timmar (utan lager hos kund). Daniel Nordgren framför att det kan vara värt att fundera ytterligare på tidsperspektivet. Nordgren menar att en framtida utmaning kan vara att exempelvis vindkraftproduktionen är låg under flera dygn i sträck och då behövs uthålliga resurser. Alvehag svarade att detta uppdrag bara utgör ett av tre ben för flexibilitet som Ei arbetar med (de andra två är flexibel produktion och lagring). Efterfrågefleksibilitet kommer inte att vara en ensam lösning.

Torbjörn Forsberg framförde att det behövs teknikutveckling om detta ska användas i hushållen. Alvehag svarade att Ei identifierat sådana förslag inom uppdraget.

Jonas Melin frågade om uppdraget inkluderar marknadsdesign. Alvehag svarade att marknadsdesign främst hanteras inom ett annat av Eis uppdrag om variabel elproduktion.

Stefan Braun kommenterade att gränssnittet mellan balansansvarig och nätägare är en gråzon, och att det därför är viktigt att det blir tydlig vad respektive roll har för ansvar.

Magnus Thorstensson framförde att det finns svårigheter i att visa på vad kunden tjänar på att vara aktiv inom efterfrågefleksibilitet. Thorstensson menade att även om det har gjorts många studier om hushållens möjligheter till att vara flexibla i sin efterfrågan, har det aldrig konkretiserats hur den enskilde kundens ”business case” ser ut. Alvehag säger att Ei tittar på scenarier för år 2030 för att se vilken prisvolatilitet som kan förväntas i framtiden. Kunden kan även tjäna på sin flexibilitet genom att låta en tredje part styra delar av kundens förbrukning mot ersättning. Om kunden inte upplever någon komfortskillnad så är ersättningskraven från kundens sida små (kundun-



dersökningen genomförd av Umeå universitet visar detta för styrning av värmelast under morgontimmarna). Alvehag refererade till ett examensarbete som varit en del i uppdraget och som uppskattar potentialen i hushållssegmentet.

3.2 Pågående initiativ inom Svenska kraftnät

Linda Thell presenterade pågående initiativ relaterade till förbrukningsflexibilitet inom Svenska kraftnät. Svenska kraftnät har sett behov av mer lättillgänglig information kring marknaderna för reservkraft. Svenska kraftnät har därför lagt ut information om bland annat de olika reservermarknaderna på sin hemsida.

Svenska kraftnät ska starta ett pilotprojekt som innebär att flexibla hushåll bidrar till primärreglering (FCR-N). Det är första gången flexibla hushåll är en del av den automatiska reserven i Sverige.

3.2.1 Kommentarer/frågor

Jonas Melin undrade vad det innebär att hushållen som ingår i projektet styrs centralt. Thell förklarade att de enskilda hushållen inte reagerar direkt på systemets frekvens utan får en signal från en central. Regleringen sker stegvis men eftersom det är ett stort antal små laster blir effekten nästintill linjär.

4 Effektreserven

4.1 Upphandling 2016/2017

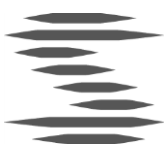
Zarah Andersson presenterade resultatet av upphandlingen inför kommande vinter 2016/2017. Tilläggsavgift för effektreserv för 2016/2017 hålls oförändrad och kommer även denna kommande vinterperioden att vara 4 kr/MWh.

4.2 Den nya lagen

Andersson och Thell redogjorde för att en ny förordning trädde ikraft den första juli 2016. Den innebär bl.a. att lagen om effektreserv är förlängd till 2025. Nytt i förordningen är att det finns miljökrav för effektreservens produktionsresurser.

4.2.1 Avtalstiden för effektreservens produktionsdel

Henrik Svensson framförde synpunkten att en längre avtalstid än vad som tidigare tillämpats vore önskvärt. Det är svårt att motivera de kostsamma åtgärder som anläggningarna står inför om avtalstiden är kort. En reflektion var att ett längre avtal



bara är bra så länge man vinner upphandlingen. En annan reflektion var att avtalets längd ”i praktiken” kan bli hela perioden fram till 2025. Det kan bli konsekvensen om de anläggningar som inte vinner upphandlingen läggs ner innan en ny avtalsperiod påbörjas, och då enbart den anläggning som vann första upphandlingen återstår.

Daniel Nordgren framförde att den formel man använder för upphandlingen, dvs urvalskriteriet, behöver diskuteras innan Svenska kraftnät inför längre avtal.

Stig Åhman reflekterade kring om det går att ha olika längd på avtalen och genom det skapa en typ av portföljhantering. Henrik Svensson kommenterade att en mindre anläggning nog kan gynnas av en uppdelning av effektreserven med olika längd på avtal. Större anläggningar gynnas troligtvis inte det då det finns stora fasta kostnader som är oberoende av hur stor del av den totala kapaciteten som nyttjas till effektreserven.

Jan-Ola Silver framförde att om avtalstiden kortas ner kan det bli lättare att inkludera förnybar energi, som vattenkraft, till effektreserven. Thell och Andersson påpekade att det bara är anläggningar som inte deltar på marknaden i övrigt som ska inkluderas i effektreserven. Anna Guldbbrand förtydligade att effektreserven enbart ska innehålla resurser som annars inte hade varit tillgängliga för marknaden. Effektreserven ska inte leda till att produktionsresurser tas bort från övrig marknad. Silver framförde att det finns vattenkraft som inte är i produktion året runt och därför skulle kunna ingå i effektreserven utan att påverka utbudet på marknaden i övrigt.

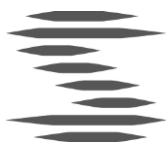
Martin Brink framförde att långa avtalsperioder och god framförhållning kan möjliggöra att värmekraftverk konverteras till att också producera elektricitet och på så sätt ingå i effektreserven.

4.2.2 Begrepp väsentligt högre kostnader

Den nya lagen innebär att miljökraven inte nödvändigtvis är styrande om de innebär väsentligt högre kostnader. Andersson och Thell bad Elmarknadsrådet ha synpunkter på vad som är väsentligt högre kostnader.

Martin Brink framförde att för att få en förståelse för vilken fördyring miljökraven kan innebära går det att jämföra priset på naturgas och priset på biogas.

Rådet ställde frågor relaterade till kostnadsnivån för produktionsdelen och förbrukningsdelen av Effektreserven. Andersson redogjorde för medelkostnaden för upphandlad effekt per MW och hur den sett ut genom åren. För kommande vinter är kostnaden för förbrukningsreduktion lägre än för produktion. Detta väckte frågor om varför inte andelen förbrukningsreduktion är högre än idag.



Anna Guldbbrand förklarade att det inte enbart är en ekonomisk fråga. Syftet med effektreserven är att hantera de tillfällen då det finns en risk för effektbrist. De krav som ställs på produktionsresurser är annorlunda än de som ställs på förbrukningsreduktion. Det gäller bland annat resursens uthållighet, d.v.s. hur länge den kan aktiveras. Svenska kraftnäts bedömning är att det behövs en viss del produktionsresurser för att effektreserven ska uppfylla sitt syfte.

Rådet frågade om effektreserven är tillräckligt stor med tanke på de prognoser som Svenska kraftnät publicerat om effektsituationen kommande vinter.

Anna Jäderström förklarade att det effektunderskott, exempelvis vid s.k. tioårsvinter, som redogörs för i dessa prognoser inte helt kan likställas med motsvarande behov av effektreserv. Läget inför kommande vinter är, med effektreservens produktions- och reduktionsdel inräknad, att Sverige förväntas vara självförsörjande på el, även vid en tioårsvinter. Importmöjligheter väntas också finnas, på samma sätt som det fanns möjlig import den föregående vintern, då elförbrukningen i Norden var i nivå med en tioårsvinter. Slutligen har Svenska kraftnät möjlighet att justera den effekt som upphandlas genom Effektreserven, om så anses nödvändigt (förändrade förutsättningar).

5 Lägesrapporter och information från Svenska kraftnät

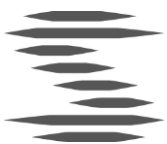
5.1 Hubb

Erik Forsén presenterade kort Svenska kraftnäts rapport angående kommande tjänstehubb. Rapporten behandlar bl.a. funktioner och roller. Preliminär tidplan för när tjänstehubben kan tas i bruk är kvartal fyra, år 2020.

Projektets förstudiefas är i sitt slutskede. Projektet kommer snart att gå in i nästa fas vilken är kravställning och upphandling av tjänstehubb.

5.1.1 Kommentarer/frågor

Martin Brink frågade vad som gäller angående tidplan och frågan om central eller decentraliserad lagring av data. Forsén svarade att Svenska kraftnät planerar för central lagring. Om det istället blir en lösning med decentraliserad lagring behöver Svenska kraftnät se över tidplanen. Forsén förklarar också att för att motivera decentraliserad lagring behövs tydliga fördelar med det alternativet, vilket Svenska kraftnät



ännu inte sett. Forsén tryckte även på att det inte ska vara Svenska kraftnäts hubb utan elmarknadens hubb.

Daniel Nordgren undrade om det kommer att finnas tillgång till realtidsinformation i hubben. Forsén tydliggör att Hubben inte kommer att tillhandahålla realtidsdata.

5.2 NBS

Robert Thelander presenterade projektet Nordisk Balansavräkning (NBS). Projektets tidplan har uppdaterats och ”go live” datum har flyttats fram.

Förseningen beror på problem med leveransen från systemleverantören som i ett mycket sent skede meddelade att den utlovade tidplanen inte kunde hållas utan att skala bort nödvändig funktionalitet för avräkning. Nytt go live datum är nu satt till 1 maj 2017.

Testning av systemet påbörjades innan sommaren och kommer fortsätta under hösten. I november sker större externa testerna med mer omfattande och verklig data i testsystemet. Det är viktigt att alla aktörer deltar i den parallella drift som planeras från mitten av mars till slutet av april.

Johan Leymann undrade om elbörsen Epex också är med och testar. Robert svarade att eftersom Epex ännu inte är en aktiv aktör i nordens så är de inte med och testar.

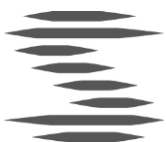
Thelander tog upp förtydligande kring eventuella risker för svenska aktörer vid val av SEK som faktureringsvaluta vid införandet av NBS. Detta då eSetts internvaluta är EUR och omräkning till SEK sker till en växelkurs som varierar varje vecka. Mer information om detta finns bland annat att läsa i NBS handboken avsnitt 8.8.1 ”Choice of invoicing currency”.

5.3 Balansansvarsavgift

Jenny Lagerquist presenterade avgiften för balansansvariga 2017.

Avgiften är satt så att den ska täcka Svenska kraftnäts utgifter för verksamhetsgrenen *Systemansvar för el* och över tid ge ett nollresultat.

Förslaget till avgifter för 2017 innebär att nivån för avgifterna för de balansansvariga hålls oförändrade. Vid NBS införande kommer dock avgiftens valuta att ändras från SEK till EUR och månadsavgiften ersätts med en veckoavgift.



Svenska kraftnäts styrelse beslutar om avgiften senare denna vecka³.

Magnus Thorstensson undrade hur Svenska kraftnät fördelar kostnader för störningsreserven mellan balansansvarsavgift och nättariff. Tania Pinzon refererade till den fördelning som togs fram av Nordel för ett antal år sedan. Pinzon åtog sig att försöka få fram den dokumentation som beskriver detta.

Nedan återfinns ett utdrag ur nämnda Nordel-rapport vilket har tagits fram efter rådsmötet:

“The common cost basis for the balance management shall include the following shares of the reserve costs (availability payment):

- > *100 % for Frequency Controlled Normal Operation Reserve (FCNOR)*
- > *10-33 % for Frequency Controlled Disturbance Reserve (FCDR)*
- > *10–33% for Fast Active Disturbance Reserve (FADR)*

The common cost base should also include:

- > *100% of administrative costs (staff, IT-systems etc) for balance settlement and control”*

Det som överenskomna innebär således ett tillåtet spann på 10-33 % för störningsreserven. Svenska kraftnät valde 33 % medan övriga valde 10 %.

5.4 Stamnätstariff

Rebecca Nilsson presenterade stamnätstariffen för 2017. Nilsson har skickat ut information om den preliminära tariffen till samtliga stamnätsabonnenter. Tariffen är dock inte definitiv innan den har beslutats av Svenska kraftnäts styrelse.

Styrelsen beslutar om stamnätstariffen senare denna vecka⁴.

Ett förslag om rörligt förlustelpris har skickats ut på remiss. Svenska kraftnät har också genomfört ett referensgruppsmöte för att diskutera och få förståelse för remissvaren. Referensgruppsmötet klargjorde vissa missförstånd om Svenska kraftnäts förslag och de remissvar som inkommit.

Remissvaren indikerar att producenter i högre grad än nätägare kan komma att välja att exponeras mot ett rörligt förlustelpris. Svaren indikerar att nätägarna i hög ut-

³ Styrelsebeslut taget enligt förslag

⁴ Styrelsebeslut taget enligt förslag



sträckning kommer att fortsätta med någon typ av säkrade priser. För stora nätägare som redan säkrar egna förluster innebär det troligtvis inte några större kostnader att fortsätta med fast pris till sina kunder. Mindre nätägare däremot, som idag inte säkrar priset för nätförluster, kan få en ökad kostnad för administration och förändring i system om de möts av ett rörligt pris men själva vill erbjuda ett fast pris till sina kunder.

Daniel Nordgren kommenterade att det vore bra om detta på något sätt samordnas med de förslag om tidsstyrda tariffer som Ei tidigare redogjort för. Anna Guldbrand påpekade att Svenska kraftnät har en dialog med Ei vad gäller rörligt pris. Nilsson poängterade dock att frågan om tidsstyrda tariffer inte har varit uppe för diskussion i samband med detta.

Nyttjandeavtalet kommer att skickas ut i oktober. Ett underlag för de kunder som önskar ändra sitt abonnemang skickades ut redan i maj.

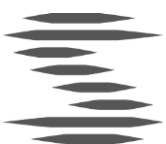
6 Nätkodsarbete fokus CACM

Mårten Bergman presenterade status för de Europeiska nätkoderna. Hälften av koderna har nu trätt i kraft. De koder som står i tur att träda i kraft är Forward Capacity Allocation och System Operation.

Bergman redovisade särskilt status för arbetet med Capacity Allocation and Congestion Management (CACM).

Daniel Nordgren framförde en fråga kring vikten av tidsgränser för garanterad kapacitet på dagen före-marknaden. Bergman svarade att tidsgränsen kan vara viktig för de av marknadens aktörer som är intresserade av att veta tillgänglig kapacitet. Det kan vara en viktig fråga vid handel av transmissionsrätter. Jonas Melin framförde att han inte ser nyttan av att offentliggöra information om garanterad kapacitet lång tid innan marknaden öppnar. Daniel Nordgren höll med i detta.

Nordgren undrade också hur transparent diskussioner mellan TSO:er och börserna är angående kostnadsfördelning. Bergman svarade att diskussionerna kring kostnadsfördelningen just nu sker mellan dessa TSO:er och börserna och därefter kommer tillsynsmyndigheterna att involveras.



Bergman redogjorde också för att kapacitetsberäkningsmetoden för CCR Nordic troligtvis kommer att skickas ut för konsultation i april nästa år. Valet står mellan C-NTC och så kallad flödesbaserad kapacitetsberäkningsmetod.

Jonas Melin önskade att Bergman enkelt skulle förklarade vad som berörs i de förslag som tagits fram angående hur Svenska kraftnät ska agera i ett system med flera börser. Bergman svarade att en stor fråga är hur information kring handelsflöden ska hanteras.

7 Nordic Challenge Report

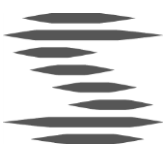
Fredrik Wik presenterade Nordic Challenge Report. Rapporten togs fram på uppdrag av de nordiska CEO:erna och syftar till att ge en gemensam bild av de utmaningar som det nordiska kraftsystemet står inför fram till 2025.

De förändringarna de nordiska TSOerna ser i elsystemet utmanar hur vi idag planerar och opererar det nordiska elsystemet. Utmaningarna består i

- Ökat behov av flexibilitet men minskad tillgång
- Tillräcklig produktion och transmissionskapacitet för att säkerställa försörjningstryggheten
- Minskad svängmassa, vilken behövs för att säkerställa systemstabilitet
- Försämrade frekvenskvalité vilket riskerar att påverka driftsäkerheten

Jonas Melin undrade om det är möjligt att installera rotorerna som ökar svängmassan. Wik svarade att det är en av flera möjligheter.

Nästa steg i arbetet är att ta fram en "Solution Report". Denna ska enligt nuvarande tidplan vara klar till sommaren 2017. Rapporten har efterfrågats av det nordiska ministerrådet och tidplanen är satt efter när rådet önskar rapporten.



8 Balanshållning idag och i framtiden

Pär Lydén presenterade Svenska kraftnäts pågående arbeten inom området balanshållning. Som bl.a. Nordic Challenge Report indikerar står både elmarknaden och elsystemet inför förändring. Lydén betonade att det krävs samverkan mellan olika aktörer, och europeiska och nordiska forum för att lösa de utmaningar vi står inför.

Lydén redogjorde bl.a. för att pågår projekt i den Nordiska analysgruppen (NAG) där Svenska kraftnät, Fingrid, Energinet DK och Statnett ingår. NAG har i uppgift att analysera ett antal områden kring balansering av synkronområdet, bland annat vad gäller primärreserven FCR, frekvenskvalité och svängmassa. Lydén förklarade att frågorna många gånger är mer komplexa än vad som antogs i den första projektplaneringen, varför exempelvis FCP-projektet har dragit ut på tiden.

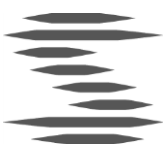
Jan-Ola Silver undrade vad som är komplexiteten i t.ex. projektet med att revidera de tekniska kraven för FCR. Pär svarade att komplexiteten bl.a. ligger i att kravställa en produkt som fyller systemets framtida behov men som samtidigt är möjlig för tillräckligt många aktörer att leverera.

Lydén redogjorde också kort för projektet kring Finer Time Resolution, d.v.s. kortare avräkningstid. Lydén poängterade att detta nordiska projekt är av karaktären förstudie och alltså inte är ett implementeringsprojekt.

Daniel Nordgren undrade om projektet kommer att beröra hur ett införande skulle kunna gå till. Lydén svarade att projektet undersöker kostnader och nyttor rent generellt, men för att göra det på ett bra sätt behöver projektet också en förståelse för hur ett införande skulle kunna gå till.

Ytterligare ett projekt som berördes är införandet av en nordisk marknad för aFRR. Jan-Ola Silver kommenterade att Fingrid i dagsläget inte handlar upp sin del av uppregleringsvolymen.

Ett relativt nystartat nordiskt projekt är Full Cost Balancing. Syftet med projektet är att säkerställa korrekta prissignaler och samhällsekonomiskt effektiva incitament till Balansansvariga. Det nordiska projektet är nära kopplat till ett motsvarande projekt inom Entso-E, Imbalance settlement projekt team.



Lydén redogjorde vidare för en del pågående europeiska initiativ. En viktig del av Electricity Balancing GuideLines (EB GL) är definitionen av standardprodukter för aFRR, mFRR och RR-produkter.

Stig Åhman och Jan-Ola Silver nämnde Finlands pilotprojekt kring kortare ID gate closure time. Fredrik svarade att Svenska Kraftnät inte planerar att göra ett liknande projekt. Svenska kraftnät avvaktar och ser vad pilotprojektet i Finland kommer fram till. Anna Guldbbrand kommenterade att frågan om vilken tid som är nödvändig mellan ID gate closure och drifttimmen inte är enkel, och att olika länder har olika förutsättningar.

Lydén presenterade det s.k. realtidsprojektet vilket är ett projekt för att samla in realtidsinformation som i förlängningen ska användas för att utveckla konrollrumsverksamhetens beslutsstöd. Projektet är ett samarbete mellan framför allt Svenska kraftnät och övriga nätägare. Planen är att projektet ska vara klart under första halvan av 2017.

Daniel Nordgren undrade om Svenska kraftnät kommer att publicera något sammanhållande kring balanshållning. Wik svarade att Solution Report planeras publiceras inför sommaren 2017.

9 Övriga frågor

9.1 Kommande möte 2016

Följande mötesdatum gäller för 2016:

- Tisdag 22 november
 - Ulla Sandborg informerade att detta möte troligtvis sker på Värtaverket. Svenska kraftnät väntar dock in en sista bekräftelse från Fortum. Om mötet blir på Värtaverket så gäller rådsmöte kl 9:00-13:00 och rundtur på verket kl 13:00-15:30.
 - Om det inte är möjligt att hålla mötet på Värtaverket kommer mötet att hållas i Sundbyberg

9.2 Kommande möten 2017

Följande mötesdatum beslutades för 2017:



- 14 februari
- 16 maj
- 19 september
- 14 november

