MINNESANTECKNINGAR

Elmarknad

2026-02-04

Elmarknadsrådets möte 2026-02-04

Plats: Svenska kraftnät, Sundbyberg Tid: 10-15:30

Företrädare:	Deltog	Roll	Företag
Malin Stridh	Ja	Ordförande	Svenska kraftnät
Linnea Achour	Ja	Sekreterare	Svenska kraftnät
Anna Jäderström	Nej	Representant	Svenska kraftnät
Mårten Bergman	Ja	Representant	Svenska kraftnät
Magnus Thorstensson	Ja	Representant	Energiföretagen Sverige
Michelle von Gyllenpalm	Ja	Representant	Svenskt Näringsliv
Cecilia Thorsson	Ja	Balansansvarig	Varberg Energi
Emma Tronarp Trawén / Martin Nyqvist	Nej / Ersättare	Balansansvarig	E.ON
Per Wikström	Ja	Elnätsföretag	Ellevio
Johanna Barr / Thorsten Handler	Nej / Ersättare	Elnätsföretag	Jämtkraft elnät
Susanne Franzén	Ja	Producent	Fortum
Kristian Gustafsson	Ja	Producent	Vattenfall
Anders Larsson	Ja	Producent	Bixia
Paola Zetterberg	Ja	Elförbrukare	Ovako
Emma Hellström	Ja	Leverantör av balanstjänster	Flower
Erik Wallnér	Ja	Leverantör av bananstjänster	CheckWatt

Övriga deltagare Svenska kraftnät	Punkt	För åtgärd efter mötet	Vem
Jonna Söderberg	3		
Olle Berglund	4		
Louise Aaro	5		
Tobias Edfast	6		
Mia Immonen	7, 8		
Karin Nikavar	8, 9		
Cecilia Fröderberg	10		
Anna Karin Cederblad	10		
Tania Pinzon	7-9		
Staffan Engström	7-10		

1. Inledning och övergripande information

Malin inledde med att hälsa alla välkomna och presenterade nya ledamöter i elmarknadsrådet. Johanna Barr från Jämtkraft är ny representant för rollen som elnätsföretag men eftersom Johanna är föräldraledig för närvarande deltog Thorsten Handler, Jämtkraft, i detta möte i hennes ställe. Elmarknadsrådet har utökats med ytterligare en plats för rollen Leverantör av balanstjänster. Emma Hellström från Flower och Erik Wallnér från CheckWatt är nya ledamöter som representerar denna roll. Anders Larsson, Bixia, Kristian Gustavsson, Vattenfall, och Cecilia Thorsson, Varberg Energi, har fått förnyade mandat.

Magnus Thorstensson, Energiföretagen, lyfte en fråga angående sekretess kring CNEC:ar i den flödesbaserade kapacitetsberäkningen och kommunikation med vissa marknadsaktörer. Malin svarade att Svenska kraftnät har ansökt om att få dela mer information och eftersom viss information kommer från nätbolag har man genomfört informella telefonsamtal för att stämma av hur regionnätsägarna ser på informationen och dess känslighet. Några nätägare har önskat få kompletterande information via e-post.

2. Roadmap - större förändringar på Elmarknaden

Mårten presenterade en roadmap med kommande förändringar på elmarknaden och konstaterade att inga förändringar i tidplaner har skett sedan föregående Elmarknadsråd. Se avsnitt 2 i presentationsmaterialet. Mårten berättade att Svenska kraftnäts styrelse ska ta beslut den 19 februari om den nya tariffen som ska börja gälla från 2027.

Magnus frågade vad punkten om förbättrad kapacitetstilldelning för mFRR och aFRR innebär och om det handlar om den samoptimerade tilldelningen som presenterats i tidigare elmarknadsråd (co-optimisation). Malin berättade att det handlar om en metod som heter Harmonized Cross Zonal Capacity Allocation Method och att det inte är co-optimisation. Enligt det europeiska regelverket ska villkoren för regionala kapacitetsmarknader harmoniseras vilket innebär att Norden kommer att behöva anpassa saker i våra kapacitetsmarknader. Det kommer att ske genom vidareutveckling av de befintliga plattformarna för kapacitetsmarknader och Svenska kraftnät ser utvecklingen som något positivt. Per menade att det låter som att kapacitetsreservering för stödtjänster låter som att det hänger ihop med co-optimisation och undrade när co-optimisation kommer att komma in i roadmapen. Mårten svarade att ACER menar att co-optimisation är slutmålet men enligt TSO:erna är anpassningar av den marknadsbaserade tilldelningen så långt vi kan nå. En eventuell övergång till co-optimisation ligger längre fram än vad roadmapen sträcker sig för närvarande.

Magnus undrade när Svenska kraftnät kommer att ansöka hos Energimarknadsinspektionen om att få använda flaskhalsinkomster för reduktion av nästa års tariff. Mårten svarade att enligt den årliga

processen kan förhandsrapporteringen för användning av flaskhalsinkomster förväntas levereras till Ei i mars.

Malin informerade om att Svenska kraftnät har överklagat ett beslut med vitesföreläggande från Energimarknadsinspektionen gällande anslutning till de europeiska plattformarna för balansering. Malin ville belysa att det är vitesmodellen som har överklagats och inte själva tidplanen.

Erik frågade varför uppdelningen av BSP-BRP ligger så sent som 2028 och vad som hindrar den att implementeras tidigare. Malin svarade att uppdelningen kräver en komplex IT-utveckling och att det försvåras av att många andra marknadsförändringar pågår parallellt. Mer information finns i Svenska kraftnäts svar till det tillsynsärende som Energimarknadsinspektionen utfärdat.

3. Elområdesanalys

Jonna Söderberg från enheten Förhandsmarknad och kapacitet, Elmarknadsavdelningen, presenterade tillsammans med Mårten om det pågående regeringsuppdraget om att analysera förutsättningarna för att ändra den nuvarande svenska elområdesindelningen. Regeringsuppdraget ska levereras 29 maj i år. Se avsnitt 3 i presentationsmaterialet.

Jonna betonade att analysen inte är en formell elområdesöversyn. För att fatta beslut om att ändra elområdesindelning måste en formell översyn grundad i de europeiska regelverken CACM och/eller elmarknadsförordningen göras. Den pågående analysen kan ses som en förstudie där slutsatser kan dras som vi har nytta av i fortsatt arbete. De alternativa indelningarna omfattar Sverige som ett elområde, två elområden och ett tredje alternativ som motsvarar ett av de alternativ som analyserades i den EU-gemensamma översynen. Förslag som ett elområde och särskilda elområden för export analyseras och resultatet kommer att ge en bra inblick i vilka alternativ som är relevanta.

Michelle frågade hur lång tid en formell översyn tar. Jonna svarade att det beror på regelverken för den process man utgår ifrån, om det handlar om en nationell studie eller en EU-gemensam. En nationell studie kräver bland annat mindre koordineringsarbete och kan gå snabbare.

Emma påpekade att det finns en osäkerhet i branschen eftersom elområdesindelningen påverkar investeringsbeslut och undrade om kostnaderna för att ändra elområdesindelningen ingår i analysen. Jonna svarade att analysen utgår från uppdragsbeskrivningen i regeringsuppdraget och där ingår det inte att kostnader för implementering av ny elområdesindelning ska omfattas.

Erik undrade över tidsperspektivet när det kommer till strukturella flaskhalsar eftersom detta ändras med tiden. Jonna svarade att begreppet inte är entydigt definierat och dess regelverk kan vara svårtolkat. Det går att läsa i elmarknadsförordningen att alternativa elområdesindelningar ska undersökas tre år fram i tiden, vilket man kan tolka handlar om att man inte ska kunna hänvisa till nätinvesteringar som ligger längre fram i tiden. Svenska kraftnät ser att det närmare tidsperspektivet är viktigt för att ha aktuella elområden men ser även att det är rimligt att utvärdera ca 5–10 år framåt

för att få stabila elområden som inte ändras alltför ofta. Malin påpekade att det önskvärda är någon form av cyklisk hantering där elområdena utvärderas regelbundet. Mårten menade att lagstiftningen utgår mycket från de länder som idag inte är indelade i fler elområden och att tidshorisonten på tre år handlar mer om dessa länder och om de behöver delas upp, snarare än att omvärdera de länder som redan har fler elområden. Det blir en avvägning mellan att se här och nu och långt fram där osäkerheterna och utfallsrummet blir större.

Jonna berättade att resultatet från analysen utgör ett viktigt underlag för det fortsatta arbetet med elområden. Eftersom det inte är en formell översyn utifrån regelverken finns ett annat spelrum och möjlighet till analyser som ger viktiga kunskaper. Det ger även möjlighet att utveckla analysmetoder som är bättre anpassade för det nordiska systemet än den metod som den EU-gemensamma översynen baserades på.

Jonna informerade om att det finns en enkät på Svenska kraftnäts hemsida där vi önskar få kompletterande perspektiv från marknadens aktörer gällande den finansiella marknaden[1]. Sista svarsdag för enkäten är den 11 februari och den 19 februari hålls ett aktörsmöte[2] baserat på det sammanställda resultatet av enkätsvaren. Aktörsmötet är öppet för alla, även om man inte deltagit i enkäten. Emma undrade om enkäten även omfattar bilaterala överenskommelser och finansiella PPA:er, vilket den gör.

Per påpekade att om grunden för elområdesindelningen är strukturella flaskhalsar borde indelningen automatiskt uppdateras om flaskhalsar byggs bort. Mårten svarade att strukturella flaskhalsar ska övervakas och utvärderas kontinuerligt och om man ser strukturella flaskhalsar framåt har Svenska kraftnät ett strategiskt val, att ändra elområdesindelningen eller nätutbyggnad. Malin och Jonna påpekade att det inte bara är nätet som förändras utan att även förändringar i produktion påverkar, där det går mycket snabbare att stänga ner en stor produktionsanläggning än vad det går att bygga ut nätet, samt förändrade flödesmönster.

4. Strategisk reserv – statusuppdatering

Olle Berglund från enheten Nätnyttjande, Elmarknadsavdelningen, presenterade status i upphandlingen av strategisk reserv. Se avsnitt 4 i presentationsmaterialet. Olle beskrev att den första upphandlingen fick avbrytas i oktober eftersom inga inkomna anbud kunde antas då samtliga översteg CONE[3]-värdet på 120 000 SEK/MW. Därefter inleddes en andra upphandling där Svenska kraftnät tagit fram en modell där betalningsviljan kopplas till hur mycket varje tillförd MW sänker LOLE[4].

[1] Svenska kraftnät genomför enkät om hur alternativ elområdesindelning kan påverka den finansiella elmarknaden | Svenska kraftnät

[2] Aktörsmöte: Så kan den finansiella elmarknaden påverkas av förändrade elområden | Svenska kraftnät

[3] Kostnad för en ny resurs, på engelska cost of new entry (CONE)

[4] Det förväntade antalet timmar per år då elproduktionen inte räcker till för att möta efterfrågan, på engelska loss of load expectation (LOLE)

Per frågade om det är Europakommissionen eller Energimarknadsinspektionen som sätter nivån för CONE. Olle svarade att det är Energimarknadsinspektionen som sätter nivån på CONE-värdet och att nivån varit viktig i upphandlingen. Kommissionen kan välja att styra mot CONE eller VoLL[5]. Svenska kraftnät har visat på argument varför CONE inte är rimligt att styra mot då det baseras mycket på teknik för hushållsflex som inte är på plats idag. Det är regeringen som beslutar tillförlitlighetsnorm efter rekommendation från Energimarknadsinspektionen. Nivå på VoLL och CONE beslutas av Energimarknadsinspektionen.

Olle berättade att Svenska kraftnät redan arbetar med upphandlingen av en strategisk reserv inför nästa säsong. Energimarknadsinspektionen arbetar med att se över CONE och VoLL och arbetet förväntas pågå till hösten. Svenska kraftnät hade gärna sett att resultatet kom tidigare eftersom det påverkar upphandlingen och har varit tydliga med att Energimarknadsinspektionens tidplan inte är optimal. Under våren kommer kvalificering av leverantörer ske som en förberedelse inför upphandlingen som förväntas starta i augusti.

Rådet undrade om Svenska kraftnät istället för en strategisk reserv hade kunnat handla upp mer kapacitet mFRR. Olle svarade att det handlar om uthålligheten och att mFRR-resurser ofta inte har den uthållighet som krävs. Denna vinter och kommande hade det potentiellt kunnat räcka med uthålligheten hos mFRR då LOLE beräknas vara 1-2 timmar, men beslutet angående strategisk reserv gäller i 10 år och inom denna period, runt år 2028-2030, förväntas ett LOLE på upp till 6 timmar. Olle tillade att man inte vill att den strategiska reserven ska konkurrera om resurserna från mFRR-marknaden. Om fler resurser från mFRR skulle ingå i den strategiska reserven skulle det innebära färre mFRR-bud och att vi oftare skulle komma upp i extrema priser på mFRR som påverkar obalanspriset. Malin fyllde i att Svenska kraftnät handlar upp mer mFRR redan idag eftersom det behövs med mer lokal balansering. Den strategiska reserven är ett annat verktyg och kontrollrummet behöver verktyg i olika kategorier.

Rådet undrade hur behovet av strategisk reserv ser ut denna vinter. Olle berättade att Svenska kraftnät har utgått från LOLE på 1,6 timmar. Med de 350 MW som upphandlats sänks LOLE till 1,2 timmar. Med ytterligare ca 500 MW skulle LOLE sänkas till 1 timme.

Per påpekade att det är en stor förändring att enbart några av elområdena ska bekosta den strategiska reserven och att det innebär att elområdena fysiskt bär ansvaret för effektbalansen. Olle svarade att det kommer från Europakommissionens beslut och att Svenska kraftnät opponerade sig mot detta.

5. Civil beredskap avdelning Elmarknad

Louise Aaro som är områdesansvarig för civil beredskap på Elmarknadsavdelningen presenterade avdelningens pågående arbete inom området. Se avsnitt 5 i presentationsmaterialet. Louise berättade om yttre krav och riktlinjer som påverkar arbetet såsom Leveranssäkerhetsmålet och §11

[5] Uppskattning av det högsta elpris som kunder är villiga att betala för att undvika elavbrott, på engelska value of lost load (VoLL).

i Svenska kraftnäts instruktion, regleringsbrevet för 2026 och nya perspektiv och riktlinjer som kommer med NATO-medlemskapet. Louise informerade sedan om hur Svenska kraftnät arbetar med frågorna.

Anders frågade om det kommer att komma uppdaterade avtal framöver för att reglera förväntningar inom detta område. Louise svarade att Svenska kraftnät just nu analyserar behovet men troligtvis kommer att behöva skriva om befintliga eller ta fram nya avtal kopplat till beredskap.

Per frågade hur Svenska kraftnäts arbete går ihop med Riskberedskapsförordningen och Riskberedskapsplanen och Louise svarade att vi jobbar på att få ihop perspektiven. Malin inflikade att vi behöver tänka om nu eftersom all planering ska utgå från krig men anpassas för kris, vilket är en förändring mot tidigare.

Per undrade om det arbete som beskrivs handlar om elberedskap och att undantagstillstånd ska gälla för att detta ska sättas i spel. Malin svarade att Svenska kraftnät bedömer att regeringen kan fatta beslut utifrån §11 (Svenska kraftnäts instruktion) när behov finns av samordnad ledning och planering av elförsörjningen. Om vi kommer till en situation med höjd beredskap kommer Svenska kraftnät att ha en ledningsorganisation som ska spegla det uppdrag vi har med kompetens och förmåga för att leda elförsörjningen. Louise tillade att Svenska kraftnät arbetar med att förbereda så att både vi och branschen är redo inför vad som kommer att ändras i ordinarie processer så att alla är redo att anta nya roller och ansvar i de alternativa lösningarna.

Anders menade att förberedelserna tar tid och undrade vad vi gör om något händer innan allt detta är klart. Louise beskrev att Svenska kraftnät jobbar både kortsiktigt och långsiktigt. Det handlar om att identifiera saker att ta tag i direkt, starta externa dialoger och djupare samplanering med några aktörer och kommunicera med branschen i stort för att identifiera vad branschen behöver och vad vi ska ta med oss. Kristian undrade hur kontakten med de utvalda aktörerna kommer att tas och Louise berättade att Svenska kraftnät jobbar med att identifiera både individuella aktörer och grupper av aktörer att påbörja en dialog med, där viss dialog redan är inledd. Malin instämde att Svenska kraftnät ser att detta brådskar och att vi arbetar med att hitta lågt hängande frukt och hitta lösningar i grova drag men att inte fastna i att finslipa detaljer. Malin avrundade punkten med att Svenska kraftnät kommer att återkomma i frågan och inte bara genom Elmarknadsrådet.

6. Nätinvesteringar

Tobias Edfast, sektionschef för sektionen Nätutveckling, avdelning Kraftsystem, presenterade kring Svenska kraftnäts arbete med nätinvesteringar utifrån tidigare önskemål i Elmarknadsrådet. Se avsnitt 6 i presentationsmaterialet.

Per frågade om målet för överföringen mellan SE3-SE4 på 6200 MW och undrade om det bara behövs ytterligare 600 MW för att bygga bort den strukturella flaskhalsen. Tobias svarade att det är det vi ser just nu kommer att behövas över snittet. Thorsten påpekade att det finns instängd produktion i det norska elområdet Tromsö och undrade om man inte borde förstärka dit. Malin

inflikade att Norge undersöker om norra Norge borde delas i två elområden och Tobias berättade att Svenska kraftnät och Fingrid undersöker en ytterligare ökning mellan SE1-FI, en utredning som ska vara klar under sommaren. Svenska kraftnät har även en pågående undersökning tillsammans med Statnett gällande de norra snitten.

Kristian påpekade att Fingrid i samband med att den nya förbindelsen mellan SE1 och FI, Aurora line, togs i drift har begränsat överföringen med 200 MW med hänvisning till marginal för FCR. Malin berättade att detta är en tillfällig begränsning. FCR-fördelningen mellan länder görs årligen baserat på områdenas totala förbrukning och produktion och nästa gång det är dags för en översyn kommer Aurora line att räknas med.

Magnus undrade om man överväger att bygga ledningar på 800 kV i stamnätet. Tobias menade att det skulle vara ett stort steg att ta och att det skulle vara för dyrt att uppgradera enskilda ledningar utan att det i så fall komma som ett större paket, något som kan bli aktuellt på sikt. Just nu tittar man främst på de investeringar som behövs här och nu för att hålla planen och kunna möta behovet.

Paola konstaterade att det finns planer på stora industrier där en enskild elektrolysör kan behöva en effekt på 730 MW och undrade hur detta ska balanseras med produktion. Tobias svarade att Svenska kraftnät tittar på anslutningar av ny produktion såsom vindkraft och att man har börjat peka ut områden där man identifierar att det behöver komma in produktion. När det kommer till vätgas finns det osäkerheter både kopplat till elektrolysörer och överföring och en samplanering mellan produktion och infrastruktur för vätgas och el kommer att vara viktig.

Thorsten frågade om det finns planer på att förstärka överföringskapaciteten mellan SE2 och Norge. Tobias svarade att de investeringar som planeras är att förstärka över snitt 2 och eventuellt korridoren mellan SE3 och NO1. Rådet undrade även vilka planerade investeringar som kommer att ha störst bidrag till att öka kapaciteten för de öst-västliga flödena och hur tidplanen ser ut för dessa investeringar. Tobias svarade att det är det så kallade Sörmlandspaketet som kommer att öppna upp för större öst-västliga flöden där det idag finns begränsningar. Dagens två ledningar ska utökas till tre och förbindelserna som är planerade till 2030-2031 kommer att ge störst bidrag.

Rådet observerade att det är stora regionala skillnader i ansökningarna om nya anslutningar av produktion och förbrukning. Tobias påpekade att siffrorna enbart visar ansökningar till stamnätet och att det kan finnas andra fördelningar sett till regionnäten. Tobias lyfte också att behovet av förstärkning i stamnätet utgår från bland annat Svenska kraftnät långsiktiga marknadsanalys (LMA) att det efter den senast publicerade analysen från 2024 har tillkommit ansökningar om 6 GW datahallar i SE3 vilket blir en utmaning sett till anslutningsmöjligheter. Malin fyllde i att i Svenska kraftnäts nya instruktion lyfts ett samhällsbyggaransvar.

Martin påpekade att det redan idag finns ett överskott av vindkraftsproduktion i SE1 och SE2 som är svårt att hantera. Malin menade att priserna i norr redan börjat höjas i vissa lägen och att det inte längre är givet att den stora majoriteten av elproduktionen i norr ska transmitteras söderut. Tobias berättade att i Svenska kraftnäts scenarier är det i början av 2030-talet som flödet över snitt 1 förväntas vända och gå från SE2 till SE1 och även minska flödet från SE2 till SE3. Tobias berättade

också att Svenska kraftnät jobbar med en ny LMA som ska publiceras under året och som tar hänsyn till de nya behoven som tillkommit sedan den förra analysen.

Kristian undrade om man i processen för att hantera anslutningsansökningar även ser till nätet som helhet och vilka tankar som finns om hur nätet bör utvecklas. Tobias svarade att Svenska kraftnät jobbar långsiktigt i dialog med regionnätsbolagen kring hur både stamnätet och regionnät behöver utvecklas för att fylla de långsiktiga behoven. Svenska kraftnät installerar även komponenter för att bättre kunna utnyttja det nät vi har och jobbar med lösningar som flexibla avtal för att nyttja det befintliga nätet i väntan på nätåtgärd.

Thorsten menade att man inte ser till helheten i scenarioarbete och missar att inkludera potentialen för energibesparingar hos till exempel AI och energieffektivisering i byggnader när man ser till framtida elbehov. Per påpekade att i både stamnätet och i regionnät är det fortfarande långa ledtider för investeringar och det kommer inte att accepteras av de som vill ha kapacitet. Per menade att det alltid kommer att finnas en viss otakt mellan nätutbyggnad och anslutningsansökningar och att det minst dåliga då är om nätet ligger före.

7. Obalansprissättning vid anslutning till MARI/PICASSO

Mia Immonen från enheten Stödtjänstmarknader, Elmarknadsavdelningen, presenterade om varför och hur obalansprissättningen kommer att ändras vid anslutning till de europeiska balanseringsplattformarna MARI och PICASSO. Se avsnitt 7 i presentationsmaterialet.

Paola undrade på viket sätt den nya obalansprissättningen är värdeskapande för förbrukare. Mia svarade att i dagens obalansprissättning kan ett elområde få ett obalanspris för något som inträffat i andra områden eftersom obalanspriset sätts per samreglerat område (uncongested area). Med den nya obalansprissättningen kommer det att kunna bli lägre pris än idag i elområden som inte har någon obalans och man undviker att höga priser sprider sig mellan områden som idag. Anders påpekade att det kanske inte alltid är samhällsekonomiskt bra för Sverige som helhet att ett mindre område får ta obalanskostnaden utan att det kunde vara bättre att fördela kostnaderna på hela systemet. Mia menade att tanken är att när balanseringen är per område så ska det återspeglas i priset. Malin tillade att den förändrade obalansprissättningen även bidrar till att den som orsakar obalansen får ta kostnaden.

Magnus menade att motivet bakom många marknadsförändringar är harmonisering inom EU men att det finns så mycket anpassningar i regelverket så att det inte blir harmoniserat ändå. Han menade att det drabbar länder som Sverige hårdare då landet är indelat i fler elområden och har vattenkraften i norr och att det har samhällsekonomisk påverkan på ett långtgående sätt. Magnus menade att det relevanta priset vid oreglerat är priset från dagen före-marknaden. Linnea inflikade att det kommer in nya kraftslag, som till exempel batterier där återladdning sker på intradagsmarknaden eller balansmarknaderna, som inte har samma koppling till dagen före-priset

som många kraftslag haft tidigare. Mia sa att Svenska kraftnät gärna vill ha inspel från aktörerna kring den nya obalansprissättningen och till exempel om det är värdefullt att ha kvar kopplingen till dagen före-priset, och att man tittat på andra alternativ till referenspris såsom intradagsauktionerna och den kontinuerliga intradagsmarknaden. Mia kommenterade att handeln rör sig alltmer bort från dagen före-marknaden och att i obalansprissättningen vill återspegla realtidsvärdet på energin. Dessutom kan det finnas behov av ett annat pris än dagen före-priset för att ge incitament till aktörer att handla sig i balans.

Rådsmedlemmarna var överens om att en förändrad obalansprissättningen är en väldigt stor och viktig fråga i branschen och att det finns risk att valet av prissättning får en stor och långtgående inverkan. Mia berättade att en föreslagen prissättning kommer att komma ut på en konsultation där marknadsaktörerna har möjlighet att komma med inspel. Magnus menade att frågan behöver ha en lång konsultationsprocess med exempel för att marknadens aktörer ska förstå hur olika alternativ kan slå. Kristian menade att Svenska kraftnät genom bilaterala dialoger kan få betydligt mer detaljer och diskutera detta mer på djupet för att få till en bra lösning. Han påpekade även att det internt hos Vattenfall finns mycket synpunkter kring prisberäkning som införts i Danmark och särskilt Finland sedan anslutning till PICASSO, vilket man gärna vill framföra till Svenska kraftnät inför den svenska anslutningen. Tania svarade att Svenska kraftnät återkommer i frågan om hur och när vi vill ta den dialogen med aktörerna gällande PICASSO.

Paola frågade om remissen om takpris på mFRR- eller obalanspris som Svenska kraftnät gick ut med under hösten. Tania svarade att Svenska kraftnät kommer att gå ut med en nyhet om detta under de närmsta veckorna. Svenska kraftnät har fått inspel från Energimarknadsinspektionen som visar att frågan om takpris inte är lätt och Malin lade till att de svarande inte heller tycker samma sak utan att många skilda åsikter och perspektiv framförs i remissvaren. Svaren där de olika perspektiven framgår kommer att publiceras.

8. Självreglering

Karin Nikavar från enheten Balanseringsmodell, Elmarknadsavdelningen, presenterade om självreglering utifrån avsnitt 8 i presentationsmaterialet. Staffan inledde med att säga att detta är ett område där Svenska kraftnät önskar mycket input från rådet och gärna vill ha en diskussion kring vad man ser behov av att prata mer om framåt.

Cecilia kommenterade att begreppet självreglering är lite förvirrande eftersom syftet inte är att reglera för den egna portföljens balans utan för systemets räkning. Malin frågade om det går att överföra andra länders erfarenheter rakt av till Sverige med tanke på att till exempel Finland och Danmark är betydligt mindre områden än Sverige. Karin svarade att man inte kan jämföra rakt av eftersom det finns olika parametrar som påverkar, till exempel typer av resurser. Karin berättade att det ändå är relevant för Sveriges räkning att titta på framför allt de andra nordiska länderna för att se hur självreglering har påverkat där.

Erik påpekade att det i förkvalificeringen av stödtjänster finns hårda krav på anläggningarna om hur de ska uppfylla leveransen och undrade varför Svenska kraftnät skulle vilja tillåta självreglering. Karin svarade att det finns en viss möjlighet att sätta begränsningar och randvillkor i självregleringen men att kraven antagligen skulle vara lägre än på balansmarknaderna. Karin berättade även att allt fler länder går mot att tillåta självreglering och att det funnits ett stort tryck från aktörerna att det ska tillåtas även i Sverige, vilket är anledningar till att Svenska kraftnät nu utreder frågan. Erik frågade också hur man avgör om något är självreglering eller om aktören har agerat för att försöka hålla sin egen balans. Karin svarade att det är svårt att avgöra och tillade att i och med att vi har enpris i obalansprissättningen finns därmed ett incitament till att självreglera och att det då blir lite motsägelsefullt att det inte tillåts.

Kristian menade att avgiften på obalansen kan vara ett sätt att påverka aktörernas beteende och menade att avgifter och regler borde vara harmoniserade mellan länder, vilket rådet instämde i. Karin instämde i att allt hänger ihop och att man måste titta på vad man vill uppnå, men framhävde att Svenska kraftnät är intresserade av aktörernas syn på självreglering och om detta är något som ses som positivt i branschen. Susanne belyste att det finns en risk med att självreglera och trodde inte att aktörer skulle vilja enbart självreglera och inte vara med på stödtjänstmarknaderna. Emma menade att det måste finnas någon typ av krav vid självreglering så att man inte skapar nya problem. Erik menade att om det handlar om förkvalificering av resurser för stödtjänster så finns det många sätt att ta bort barriärer för att få till en snabbare förkvalificering.

Elmarknadsrådet var generellt positiva till att fler resurser kan vara med och balansera systemet och till mer realtidsdata som kan minska osäkerheter och ge bättre prognoser. En risk som lyftes var att det kan orsaka problem i systemet om många aktörer reagerar samtidigt på information, något som tros bli en ännu större utmaning framåt med fler snabba resurser såsom batterier i systemet.

9. Artikel 182 i SO GL

Karin Nikavar presenterade om artikel 182 i SO GL som handlar om möjligheten för DSO att begränsa deltagande i stödtjänstmarknaden för resurser anslutna till deras nät. Se avsnitt 9 i presentationsmaterialet.

Susanne frågade om DSO:erna upplever att det är problem med resurser som levererar stödtjänster. Per svarade att i dagsläget har DSO:n ingen aning om var resurser finns och aktiveringar som inte har någon märkbar betydelse för Svenska kraftnät kan ha en stor påverkan i ett lokalnät. Per menade att det inte är stödtjänsten i sig som är ett problem men inför avbrottssäsong är det viktigt för alla parter att veta vad som gäller. Just nu ses inte risken som så stor men om man tittar på utvecklingen för till exempel mFRR med stora volymer så kan det få en större betydelse.

Emma påpekade att förslaget innebär att det blir omöjligt att ta ett investeringsbeslut för att till exempel bygga ett batteri på grund av osäkerheten kring att få godkänt från nätbolaget som ligger väldigt sent i processen. Per menade att som nätbolag vill man inte neka kunder att ansluta men om

det finns driftsäkerhetsproblematik behöver DSO:n kunna säga nej. Erik och Kristian frågade vad det är för skillnad om ett batteri skulle medverka enbart på dagen före-marknaden mot att delta på stödtjänstmarknaderna och Per svarade att om det finns problem som gör att DSO:n behöver begränsa en anläggning är det bästa för alla att det är tydligt vad som gäller. Martin undrade vad DSO:n får ut av detta och Per svarade att det handlar om att få information om vilka resurser som finns var i nätet.

Anders undrade över tidslinjen och förberedelser om detta ska börja gälla i det tredje kvartalet i år. Karin svarade att det åtminstone till en början kommer att vara en enkel lösning som inte kräver utveckling av IT-system utan att informationen troligast kommer att utbytas via mejl. Per tillade att detta inte är något som kommer att ske varje dag och inte kommer att bli så omfattande.

Emma menade att vid anslutning av ett batteri görs ofta en energianalys där man meddelar hur resursen kommer att användas och att DSO:n borde känna till åtminstone de större resurserna i nätet eftersom de har ansökt om en anslutning. Hon menade att detta kommer att få stor påverkan på vilka som får finansieringsstöd. Erik kommenterade att detta kommer för sent i processen. Man har ansökt en gång redan om att få ansluta en resurs och sedan ska man godkännas en gång till. Det hade varit bättre om godkännandet kunde ges direkt vid ansökan om anslutning. Per svarade att SOGL fokuserar på drift och inte anslutning. Han betonade att DSO:n måste kunna säkerställa driftsäkerheten med nya resurser i nätet.

Diskussionen avrundades med att frågan har diskuterats tidigare bland annat i webbinarier som Energiföretagen hållit och att förslaget kommer att komma ut för konsultation.

10. NC DR

Cecilia Fröderberg och Anna Karin Cederblad från enheten Internationellt och regulatoriskt, Systemstrategiavdelningen, presenterade hur Svenska kraftnät ser på det nya regelverket Network Code Demand Response (NC DR), se avsnitt 10 i presentationsmaterialet. Därefter öppnade man upp för deltagarna att ge sin syn om vilken påverkan NC DR har på deras verksamheter. Erik svarade att de ser positivt på principen att en marknadsbaserad lösning ska användas i första hand och att det är bra för dem att få prissignaler om vad lokal flexibilitet är värd. All form av standardisering och harmonisering av regelverk välkomnas då det idag finns olika krav från olika marknader vilket kräver mycket utveckling för respektive marknad.

Anders menade att utgångspunkten som presenteras låter som en bra idé men att det även måste fungera i praktiken. Per tillade att NC DR bygger vidare på artikel 182 i SO GL, bland annat genom att regulatorn ska följa upp hur ofta en DSO har haft tillfälliga begränsningar. Han menade att förändringarna måste komma gradvis och att man måste se att sådant som bara kommer att inträffa vid enstaka tillfällen kan skötas manuellt utan att man bygger ett helt system, detta kan komma senare om det blir mer ofta. Han tycker att informationsutbytet är det mest utmanande att realisera.

Kristian instämde i att det är en utmaning att hitta en bra nivå för IT-system så att man inte bygger något alldeles för stort som inte är till nytta. Han menade att det är en utmaning för branschen att förstå regelverket och att hitta en organisation för att samla alla DSO:er.

11. Övrigt och avslutning

Staffan påminde igen om att Svenska kraftnät gärna tar emot inspel från Elmarknadsrådet om självreglering och andra perspektiv de vill diskutera.

Staffan tackade och avslutade mötet.