

Drift
Lena Johansson

2020-09-22 2020/11

PROTOKOLL

Svenska kraftnäts Driftråd, möte 3-2020

Närvarande

Matz Tapper	Energiföretagen Sverige
Nicole Burstein	Energiföretagen Sverige
Per Larsson	Vattenfall AB, Market/Assets
Gunnar Erixon	Vattenfall Eldistribution AB
Jan Hansson	Uniper
Mikael Håkansson	E.ON Eldistribution AB
Lars Eriksson	Skellefteå Kraft Elnät AB
Jimmy Mattsson	Ellevio AB
Yohanna Karnik	Fortum Sverige AB
Daniel Kulin	Svensk Vindenergi
Annica Andrén	Göteborg Energi AB

Jakob Sahlin	Svenska kraftnät
Mathias Rönbeck	Svenska kraftnät
Niclas Damsgaard	Svenska kraftnät (punkt 6)
Magnus Lindén	Svenska kraftnät (punkt 6)
Yvonne Ruwaida	Vattenfall (punkt 6)
Anna Carlén	Svenska kraftnät (punkt 7)
Hanna Brolinson	Svenska kraftnät (punkt 7)
Katarina Yuen	Svenska kraftnät (punkt 7)

Pontus de Maré Svenska kraftnät (ordförande)

Lena Johansson Svenska kraftnät (sekreterare)

Dagordning

1	Godkännande av dagordningen.....	3
2	Föregående mötesprotokoll	3
3	Inledning.....	3
4	Driftläget	3
	<i>Kraftsystemet sommaren 2020: Svenska kraftnät</i>	<i>3</i>
	<i>Driftläge höst/vinter 2020: Svenska kraftnät.....</i>	<i>6</i>
	<i>Störningar och andra viktiga händelser: Alla.....</i>	<i>7</i>
	<i>Magasinläge och kraftsituation: Matz Tapper/Nicole Burstein, Energiföretagen</i>	<i>9</i>
5	Lunch.....	10
6	CoordiNET, SthlmFlex	10
7	Nätkoder	13
8	Övriga frågor.....	16
9	Avslut, nästa möte	16
	Bilagor	17

1 Godkännande av dagordningen

Dagordningen godkändes.

2 Föregående mötesprotokoll

Föregående mötesprotokoll lades till handlingarna.

3 Inledning

Pontus de Maré hälsade mötesdeltagarna välkomna. Till följd av pandemin var mötet förkortat och hölls digitalt via Skype. Pontus gick igenom agenda och mötesordning.

4 Driftläget

Kraftsystemet sommaren 2020 – Svenska kraftnät

Jakob Sahlin, Svk-Driftanalys, redogjorde för driftläget under sommaren. Kapaciteterna har framförallt påverkats av ombyggnaden i Skogssäter, stationsförnyelsen i Midskog och stationsprojektet i Hedenlunda tillsammans med förändrad tillgänglighet hos kärnkraft i SE3. Ringhals 1 skulle vara otillgänglig till slutet av september av marknadsskäl. Detta tillsammans med planerade arbeten och annan otillgänglig produktion gav ett prognosticerat underskott uppemot 1 700 MW. Svenska kraftnät vidtog ett antal förebyggande åtgärder:

- > Avtal om tillgänglighet för Ringhals 1, Ryaverket och Karlshamnsverket
- > Samverkan kring spänningsstrategier med berörda regionnätägare
- > Omplanering av revisioner på Baltic Cable och NordBalt.

Generellt var överföringskapaciteterna högre än prognos bortsett från en period juni–juli när överföringskapaciteten över snitt 2 sänktes p.g.a. höga temperaturer och en störning i Forsmark. Detta skedde även under en period i augusti när överföringskapaciteten över snitt 4 sänktes p.g.a. höga temperaturer och en störning i Ringhals. Höga sommartemperaturer sänker ledningarnas överföringsförmåga som då utnyttjas närmare sina normaldriftgränser.

Under sommaren var det hög elproduktion i vattenkraft och nettoexport söder snitt 2 bortsett från perioderna med lägre kapacitet över snitten. Import från Jylland, Själland och Tyskland dagtid gav högre kapacitet över Hasle och snitt 2.

Revisionen av Ringhals 3 förlängdes kontinuerligt och kärnkraftblocket var otillgängligt under större delen av sommaren. Ringhals 1 hade en god tillgänglighet även om blocket drabbades av ett antal kortare driftstörningar. Som lägst var 2,5 kärnkraftblock i drift, jämfört med tre kärnkraftblock enligt prognos. Under augusti nyttjades avtalet med Karlshamnverket dels med förhöjd beredskap av spänningsskäl, dels mineffekt i samband med störningen på Ringhals 1.

Spänning, frekvens och elmarknad

Samverkan kring spänningsstrategier med regionnätbolagen har fungerat bra och ett fortsatt samarbete planeras. Höga flöden över snitten har sänkt spänningen som annars brukar vara hög under sommaren. Spänningsregleringen fordrar fortsatt fokus. Spänningen i södra Sverige varierar kraftigt t.ex. i samband med avbrott på reaktiva resurser som revision på NordBalt, reaktorer eller kärnkraftverk. Några exempel på framtida åtgärder som behövs:

- > Strukturerade uppföljningsmöten TSO—DSO för att förbereda möjliga operativa åtgärder inför vinter- och sommarperioderna
- > Investera i reaktiva resurser för att åtgärda reaktivt underskott
- > Uppföljning kring nollutbyte i anslutningspunkter.

Pontus tackade för responsen från regionnätbolagen före sommaren angående spänningsåtgärder. Pågående projekt och möjliga åtgärder tas upp på kommande Drifråd.

Tack vare höga och konstanta flöden i nätet, relativt hög rotationsenergi, ökad volym aFRR och operativt arbete har frekvensen varit stabil. Rotationsenergin har varit hög vilket bedöms bero på relativt stor volym infasad vattenkraft. Behovet av rotationsenergi är beroende av storleken på dimensionerande fel och tillgängliga reserver. De 300 MW i FFR som upphandlas i Norden motsvarar ungefär rotationsenergin som ges från två kärnkraftblock.

Det genomsnittliga spotpriset har varit lägre än de fem senaste årens spotpriser. Under avbrott- och revisionsperioden augusti—september steg spotpriserna i Sverige medan de var lägre i Norge. Den 15 september var spotpriset som högst 2 000 kr/MWh i Sverige och vindkraftsproduktionen var då mycket låg. Diskussion under mötet att den ökade prisvariationen bör ge incitament för förbrukningsflexibilitet.

Ny FFR-marknad

Den nya stödtjänsten FFR (Fast Frequency Reserve) upphandlas två ggr/vecka vid prognoserad låg rotationsenergi och ska ge stabilitet i nätet. Ca 300 MW upphandlas i

Norden varav ca 72 MW i Sverige. FFR ska aktiveras vid frekvens: 49,7, 49,6 eller 49,5 Hz beroende på aktiveringstid. Aktiveringstiden är 0,7–2,0 sekunder till 100 % utreglering.

Behovet av FFR-handel har varierat under sommaren. Det prognoserade behovet har varit större än det faktiska behovet. FFR har aktiverats en gång, den 4 juni.

Planen är att förlänga upphandling av stödtjänsten FFR till april 2021. Det pågår diskussioner av tekniska krav på nordisk nivå. Svenska kraftnät ser över att övergå till D-1 avrop, vilket eventuellt skulle möjliggöra för fler aktörer att delta.

På mötet framfördes förslag på en framtida marknad för rotationsenergi. Det skulle ge möjlighet att nyttja resurser som redan finns i kraftsystemet.

Flöden och kapaciteter på interna snitt sommaren 2020

- Snitt 1: Syd- och norrgående flöden. Upp emot 2 000 MW söderut under augusti. Snittet begränsades bl.a. av projektet i Trolltjärn.
- Snitt 2: Sydgående flöde mot gräns. Termiska begränsningar särskilt under varma sommarperioder. Kapaciteten begränsades bl.a. av projektet i Midskog och reducerades i samband med kärnkraftrevisioner.
- Snitt 4: Begränsades bl.a. av projektet i Hedenlunda. Termiska begränsningar särskilt under varma sommarperioder och reduktion i samband med kärnkraftsrevisioner.

Flöden och kapaciteter på externa snitt sommaren 2020

- Finland norr: Oftast export. Reducerad kapacitet p.g.a. projekt Trolltjärn och arbeten i Harsprånget.
- Fenno-Skan: Oftast export. Reducerad kapacitet bl.a. av projekt Hedenlunda.
- SE1–NO4: Kapaciteten begränsades i samband med kärnkraftsrevisioner. Även begränsad kapacitet p.g.a. arbeten i Ritsem, Harsprånget och i Norge.
- SE2–NO4: Begränsad kapacitet p.g.a. arbeten i Ritsem och i norra Norge. Varierande flöden. Vid avbrott i Sverige har svenska producenter varit anslutna till NO4. Marknadshanteringen var uppe för diskussion.
- SE2–NO3: Begränsad kapacitet p.g.a. arbeten i Midskog.
- SE3–NO1: Oftast import. Begränsad dag/natt p.g.a. risk för överlast kring Skogssäter. Kapaciteten varierade med tillgänglig PFK i Hasle. Kapacitet har släppts till Intradag efter spotutfall.

- SE3–DK1: Planerade revisioner på Konti-Skan. Begränsad dag/natt p.g.a. risk för överlast i Skogssäter. Kapaciteten varierade med tillgänglig PFK i Hasle.
- SE4–DK2: Oftast export. Öresundsförbindelsen begränsades framförallt av kabelbytet.
- SE4–PL: Oftast export. Återkommande polska begränsningar.
- SE4–DE: Oftast export men ibland import. Återkommande tyska importbegränsningar beroende på sol/vindprognoser. Störning på Baltic Cable april/maj
- SE4–LT: Oftast export men ibland import. Störning på NordBalt i juni.

Driftläge höst–vinter 2020: Svenska kraftnät

Merparten av projekten genomförda till mitten av september och driftläget för hösten är att betrakta som jämförbara för säsongen. Under hösten fortsatta projekt och långvarig revision i Oskarshamn.

Pågående projekt:

- Sydgående kraftflöde på västkusten kan ge överlast efter fel under ombyggnation i Skogssäter. Åtgärder är PFK i Hasle (ca 0–1 200 MW) och temporära förstärkningar i Skogssäter under november.
- SVS i Stenkullen tillsammans med i installation av shuntkondensator i bl.a. Borgvik, Strömme, Skogssäter (klart 2021), ska bidra med spänningsreglering i sydvästra Sverige och ersätter spänningsförmågan från Ringhals 1 och Ringhals 2.
- För att förstärka kapaciteten till Skåne utvecklas ett systemvärn som frånkopplar Baltic Cable. E.ON etablerar dubbla anslutningar på transformatorer i Barsebäck och Söderåsen. Svenska kraftnät genomför installation av mätning av dynamisk ledningskapacitet. Under mötet föreslogs att dynamisk ledningskapacitet tas upp på kommande Driftrådsmöte.
- Status för Sydvästlänken: Skarvbytet är klart och fler än 600 skarvar har nu bytts ut. Nu genomförs tester och Statcom-drift. Testperiod 1–31 oktober. Planen är att Sydvästlänken ska vara i drift när Ringhals 1 fasas ut vid årsskiftet.

Kommande projekt 2021

Det är många planerade projekt även nästa år som påverkar kapaciteterna. Per efterfrågade information i god tid om kapacitetsbegränsningar inför nästa sommar. Jakob förklarade att den preliminära planen för nästa års avbrottsplanering sätts den 1 november och den definitiva planen den 1 december. UMM publiceras utifrån det. Ett axplock av pågående projekt 2021:

- Ritsem, stationsförnyelse
- Norrtjärn, ny station för vindkraftanslutning
- Storfinnforsen–Midskog, ledningsförnyelse
- Storfinnsforsen–Långbjörn, ny 400 kV-ledning
- Olingan, ny station för vindkraftanslutning
- Torpberget, ny station för vindkraftanslutning
- Skogssäter, stationsförnyelse
- Hurva–Sege, ledningsförnyelse.

Presentationen bifogas i bilaga 1

Störningar och andra viktiga händelser

Jakob Sahlin, Svk-Driftanalys:

- > Juni/juli: Reaktorn i Söderåsen blev otillgänglig och i projektet ersattes delar av reaktorns komponenter.
- > 25 juni: Åska fränkopplade Olden–Stensjön–Järpströmmen och orsakade ca 10 MWh Icke Levererad Energi (ILE). Det har varit relativt få åskoväder och skogsbränder under sommaren.
- > 13 augusti: Ringhals 1 löste ut. De åtgärder som vidtogs var effektkraftsaffärer med grannländer och start av Karlshamn på min-drift.
- > 10 september: Vid provdrift av NordLink (Norge–Tyskland) med aviserade 95 MW testades istället 1 400 MW. Frekvensen ökade till 50,5 Hz för att sedan sjunka 49,55 Hz. Det var en allvarlig frekvensstörning och kraftsystemet var utanför normaldrift. Utredning av händelsen pågår. Diskussion om behov av den kommande stödtjänsten FCR-D ner och kärnkraftens påverkan av frekvensstörningen.

Jakob och Pontus redogjorde för de åtgärder som vidtagits mot smittspridning av covid-19. T.ex. har Svenska kraftnät infört besöksförbud i kontrollrummen, delat upp

kontrollrumspersonal i olika arbetslag och infört riktlinjer om hemarbete för kontorspersonal. Sjukfrånvaron har varit låg och antalet konstaterade fall av covid-19 har varit få.

Per Larsson, Vattenfall AB Markets/Assets

Brister i kommunikationen vid avbrott framförallt i Indalsälven, Midskog. Sent varsel om ändrade förutsättningar. Driftledningen hos Vattenfall har kontakt med avbrottsplaneringen. De har inte fått information eller informerats sent vilket påverkar arbetsmiljö, säkerhet, planering, och ekonomi. I detta fall fick vatten spillas till ett uppskattat värde av flera miljoner kr. Detta hände vecka 38 när spotpriset var extremt högt. Ca 1 000 MW produktion i Indalsälven fick stoppas, vilket påverkade flera producenter.

Marknadsmeddelanden ska alltid lämnas. Vid ändring med kort varsel av planerade avbrott kommer information via bilaga för kännedom till driftorder inte kunna lämnas av tidsskäl.

Upplever förbättring med åtgärder vid aFRR aktivering. Ex. vid fullt utreglerad aFRR.

Gunnar Ericson, Vattenfall Eldistribution AB

Planerat arbete i Uddevalla orsakade fem timmars avbrott. Noterar frekvensdippar. Önskar samarbete om överföringen på Konti-Skan eftersom den påverkar det reaktiva utbytet på deras nät. Uppskattade tydligheten om spänningsreglering från Svenska kraftnät inför sommaren. Önskar mer detaljerad information i Susie vid frekvensstörningar.

Jan Hansson, Uniper

Håller med Per rörande information om ändringar av avbrott med påverkan. I våras köpte de in stora mängder diesel för att kunna hantera ett längre avbrott i Rätan. Detta arbete ställdes in med kort varsel.

Få fall av covid 19 .

Mikael Håkansson, E.ON Energidistribution AB

Frekvensdippar, oroande. Spänningsregleringen under sommaren fungerade bra liksom samarbete och förebyggande arbete. Hoppas på fortsättning med uppföljning och konkreta åtgärdsplaner. Slutsatser: Vad gjorde man och vad kommer man inte kunna göra när kärnkraften läggs ner?

Ett samlingsskenefel orsakade att 25 000 kunder blev strömlösa i Örebro 9 september.

Hemarbete fungerar relativt bra med hänsyn till verksamheten men mindre bra socialt.

Lars Eriksson, Skellefteå Kraft Elnät AB

Saknar dialog med Svenska kraftnät angående spänningsreglering i utbytespunkten Högnäs. Önskar feedback även om det kanske fungerar bra.

Jakob framförde att såvitt Driftanalys vet är spänningsnivån i Högnäs bra.

Yohanna Karnik, Fortum Sverige AB

Lugn sommar. Stora variationer på spotpriser – mycket jobb med omplanering av vattenkraft. Scada-uppgradering och flytt av driftcentral – om två veckor.

Under fredagen den 18 september tappade de kommunikationen med ett 20-tal vattenkraftstationer under 45 minuter. Svenska kraftnäts arbete på opto-fiber orsakade detta. Fortums och Svenska kraftnäts it-kommunikationsavdelningar följer upp detta.

UMM och akutjobb förra veckan. Begränsade mycket produktion i Järpströmmen, Stensjön m.m. Uppdatera sluttid i UMM istället för att cancellera UMM och skicka nya.

Jimmy Mattson, Ellevio

Störning i Värtan för två veckor sedan. Havererad strömtransformator troligtvis p.g.a. felmontage.

Intensivt arbete med stockholmFlex.

Nya Scada-funktioner. Nyttja DLR vid termiska begränsningar på 220 och 130 kV. Ska automatiskt kunna hantera nedstyrning av produktion, framförallt vindkraft. Jimmy efterfrågade erfarenheter av Estimator. Han berättade även om Mvar-kompensering för nollutbyte i stamnätspunkterna med Statcom och reaktorer.

Lugn drift under sommaren.

Annica Andrén, Göteborg Energi AB

Rya-verket har höjd beredskap sedan mitten av juni. De genomförde en ö-driftövning i mars och var väl förberedda.

Magasinläge och kraftsituation: Matz Tapper/Nicole Burstein, Energiföretagen

Nicole Burstein, Energiföretagen, informerade om kraftläget i Norden och Sverige. Magasinläget i Sverige och Norge var över 90 % i somras och är nu på en normal nivå. Statistik över elproduktion i Sverige per kraftslag visade en ökning av vindkraft från 20 TWh till 25 TWh. Svensk kraftbalans har varit stark med nettoexport. Även den nordiska kraftbalansen har varit stark med nettoexport.

Presentationen bifogas i bilaga 2

5 Lunch

6 CoordiNET, sthlmFlex

Niclas Damsgaard, Chefsstrateg elmarknad; Magnus Lindén, projektledare och Yvonne Ruwaida, Projektledare för CoordiNET presenterade flexibilitetsmarknaderna CoordiNET och sthlmFlex.

Niclas inledde med att berätta om CoordiNET. Det är ett europeiskt projekt som håller demonstrationer i Sverige, Spanien och Grekland. CoordiNET är EU-finansierat.

Tidsramen för projektet är 1 januari 2019–30 juni 2022.

Projektets mål:

- Demonstrera aktiveringen och tillhandahållandet av tjänster genom en TSO-DSO-samordning
- Definiera och testa standardprodukter som tillhandahåller tjänster till nätoperatörerna
- Utveckla en plattform för ett TSO-DSO-konsument-samarbete i demonstrationsområden för att bana väg för en driftkompatibel europeisk marknad.

Syftet med CoordiNET är att hantera lokal kapacitetsbrist genom koordinering mellan DSO–TSO; En effektivare användning av elnätet med flexibilitet.

Yvonne berättade om demonstrationsanläggningarna i Sverige som finns i Uppland, på Gotland, i Malmö och Norrland/Jämtland.

I Uppsala överskrids ofta abonnemang under lång tid. Detta p.g.a. tidigare nedläggning av produktion och ökad förbrukning i området. Flex kan vara ett billigare alternativ än köp av tillfälliga abonnemang. Förra vintern avropades 3,3 GWh på Flex, trots den milda vintern.

På Gotland är det en komplex situation p.g.a. HVDC-förbindelsen och mycket vindkraftsproduktion. Vindkraftsproducenterna och GEAB har en gemensam Intradag-plattform. När HVDC-förbindelsen har begränsad kapacitet kan vindkraftsproduktion styra ner. Även förbrukning är knuten till denna plattform och kan öka eller minska beroende av utrymme på HVDC-förbindelsen.

En rapport har tagits fram som visar att FFR inte är en relevant stödtjänst på Gotland, men däremot FCR-N och FCR-D. Dessa stödtjänster ska inte hanteras i CoordiNET.

I Malmö uppstår korta perioder med stor kapacitetsbrist, 1–5 timmar. Förra vintern inträffade detta vid ett tillfälle. Kapaciteten i Malmö är beroende av import/export på Baltic Cable.

I Norrland/Jämtland använder E.ON en *peer to peer*-marknad vid underhållsperioder. När det finns planerade nät-underhåll med kapacitetsbegränsning kan elproducenter välja att handla med varandra ex. en vindkraftsproducent kan sälja sin kapacitet till en vattenkraftsproducent.

Yvonne visade sedan anmälda aktörer till CoordiNET. I Malmö finns flertalet aktörer och projektet har skapat en dialog mellan lokalnät och regionnät. Värmekraft och industrier i området ger en maxeffekt av 115 MW på Flex. I Uppsala finns 242,5 MW tillgängligt på Flex, jämfört med 90 MW under förra vintern. Exempel på resurser är batterier, värmepumpar och vattenkraft.

Niclas presenterade sthlmflex som är ett FoU-projekt. Projektmålet för sthlmflex är att skapa en effektmarknad för flexibilitet i Stockholmsområdet. Det är ett samarbetsprojekt mellan Svenska kraftnät, Ellevio och Vattenfall eldistribution.

I projektet är Stockholm indelat i tre regioner: city, norra och södra. Regionnätbolagen kommer kunna köpa flexibilitet i Stockholm via fria bud och via tillgänglighetsavtal. Sthlmflex testas för första gången denna vinter med ambitionen att ha en marknad i Stockholmsregionen framöver.

I sthlmflex ska köparna avropa bud dagen före. Ambitionen är att bud som inte avropas i sthlmflex ska vidarebefordras till mFRR marknaden. Niclas visade exempel på resurser som kan avropas ofta och resurser som kan avropas mer sällan.

Budstorleken ska vara minst 1 MW för att kunna delta på mFRR-marknaden. Flexleverantören behöver även ha ett avtal med sin balansansvarig.

Magnus berättade att det ännu inte finns aktörer som är beredda att delta både på sthlmflex och mFRR-marknaden. I vinter kan eventuellt ett batteri i Uppsala vara förkvalificerat.

Per frågade vad som menas med att "balansansvariga behöver vara med i processen". Niclas svarade att Flex-leverantören ska sända in bud i balansansvariges namn och att det krävs en överenskommelse dem emellan. Framöver ska rollen för Balansansvarig

och rollen för leverantör av balanseringstjänster delas. Detta medför att Flex-leverantören kan sända bud till marknaden i rollen som leverantör av balanseringstjänst. Om budet sänds vidare till mFRR-marknaden så är det i den balansansvariges namn. Per frågade om Flex-marknader och obalanser. Magnus svarade att balansansvarig ska hållas skadelös. Flex är dagen-före marknad och balansansvarig har tid att justera sin obalans med handel på Intradag.

Yvonne berättade att de fört dialog med branschen och att en dagen-före marknad var att föredra. Vissa resurser kan endast avropas dagen-före. Det är en koordinering av olika marknader i tid och i CoordiNET och sthlmflex har man därför valt dagen-före marknad. Det finns aktörer som föredrar Intradag-handel ex. temperaturberoende anläggningar och elbilsladdning. Yvonne berättade att handeln på Flex sker timman före drifttimman i Grekland och i Spanien. Handeln där sker för spänningsreglering.

Det framförde önskemål om att TSO bör sända produktionsplaner till CoordiNET istället för att DSO:er gör det. Projektet tar detta vidare för att se om det är möjligt.

Kontakta Magnus och Yvonne för frågor om CoordiNET och sthlmflex.
yvonne.ruwaida@vattenfall.com
Magnus.Linden@svk.se

Efter Driftråds mötet har projektet löst hanteringen med delgivning av produktionsplaner. Det är nu möjligt att sända produktionsplaner till sthlmflex och Svenska kraftnät samtidigt.

Presentationen bifogas i bilaga 3

7 Nätkoder

Anna Carlén, Nätkodskoordinator; Hanna Brolinson, Övergripande samordnare för förordningar och nätkoder; Katarina Yuen, Nätkodskoordinator. Anna är Nätkodskoordinator för ER (Emergency and Restoration) och SO (System Operations) och tar nu över denna roll från Katarina. Hanna samordnar arbetet på Svenska kraftnät med EU-förordningar och Nätkoder.

Under 2009 beslutades EU:s tredje inre marknadspaket som syftar till att främja en gemensam marknad för el. Det övergripande syftet med lagstiftningen är att öka samordningen inom EU och att metoder harmoniseras.

Elhandelsdirektivet har omsatts i svensk lagstiftning genom ellagen och förordning om elberedskap medan elhandelsförordningen gäller direkt.

Det är genom direktivet och förordningen som EU-kommissionen fått mandat att utfärda så kallade nätkoder (dessa gäller också som svensk lag) i form av network codes och guidelines.

Medan direktivet och förordningen talar om vem som ska göra vad talar nätkoderna om hur detta ska göras.

I och med Parisavtalet 2015 har EU skärpt sina målsättningar inom klimat och energi och har i samband med det lagt fram ett fjärde inre marknadspaket vilket innebär att direktivet och förordningen reviderats. Detta lades fram inom Clean Energy Package – Ren Energi för Alla.

EU påbörjade arbetet med det fjärde inre marknadspaketet under 2016 och 2019 var dessa beslutade. Lagstiftningspaketet innehåller både nya och reviderade förordningar, bl.a. elmarknadsdirektivet och elmarknadsförordningen. Dessutom har en förordning om riskberedskap (RP) och en om ACER som är EU:s tillsynsorgan på elområdet tillkommit.

En stor del av kraven i nätkoderna från tredje marknadspaketet har nu lyfts in i förordningen istället. Ett arbete pågår att uppdatera nätkoderna och görs med anledning av detta.

Hanna presenterade en bild som visar hur marknadskoderna, driftkoderna och anslutningskoderna är kopplade till varandra och vilka rättsakter som styr dem. Driftkoderna är SO och ER.

SO, Riktlinjer för driften av elöverföringssystem, består av tre övergripande delar: Driftsäkerhet, driftplanering samt lastfrekvensreglering och reserver.

ER, Nätföreskrifter för nödsituationer och återuppbyggnad avseende elektricitet, innefattar: Förebygga omfattande störning och nätsammanbrott, förhindra och förebygga att incidenter sprids eller förvärras, återuppbyggnad av elsystemet efter nätsammanbrott.

Nätkoderna ställer nya krav på förändringar av Svenska kraftnäts verksamhet.

- Automatisering och digitalisering av arbetsprocesser
- Formalisering av samverkan med aktörer på marknaden, organisationer och nationer
- Nya gemensamma organisatoriska strukturer
- Harmonisering av metoder m.m.
- Godkännande av tillsynsmyndighet (Ei) av metoder m.m.

Anna visade de projekt som pågår på Svenska kraftnät.

Provningsplanen:

Krav på Svenska kraftnät att kontrollera att det är korrekt funktion på verktyg och anläggningar. Innefattar systemskydds- och återuppbyggnadsplan. Svenska kraftnät ansökte om anstånd för att få mer tid att utveckla provningsplanen, vilket dock inte beviljades av Ei. Provningsplanen är nu på remiss och kommer att revideras när systemskydds- och återuppbyggnadsplan revideras.

Projektledare är Joacim Tegnesjö, Joacim.Tegnesjo@svk.se

Observerbarhetsområde:

En systemansvarigs eget överföringssystem och relevanta delar av distributionssystem och angränsande systemansvarigas överföringssystem, för vilka en systemansvarig för överföringssystem genomför övervakning och modellering i realtid för att bibehålla driftsäkerheten i sitt kontrollområde, inklusive sammanlänknings.

Metoden för att definiera observerbarhetsområde beslutades 2019 av ACER. Katarina förtydligade att ACER är sammanslutningen för alla tillsynsmyndigheter.

Definitionen av observerbarhetsområdet ska bestå av en lista med nätelement.

Svenska kraftnät har föreslagit att definitionen baseras på kriterier såsom spänningsnivå och Pmax. En extern remiss har genomförts. Definitionen är inte fastställd

än, men kan komma att beslutas. Enligt nätkoden ska observerbarhetsområdena ses över regelbundet.

Etablera datautbyte:

Krav på data som ska inhämtas och utbytas är ex. produktion, förbrukning, planer, balanspositioner och planerade avbrott.

På mötet framfördes önskemål om att inte kräva in mer högupplöst data än det faktiskt finns användning för i ex. nätmodeller. Har Svenska kraftnät möjlighet att påverka det? Frågan är aktuell i projektet, svarade Anna. I arbetsgrupper har man tittat på vilken data som ska begäras in och nu vill man ta fram ett bra förslag tillsammans med producenter och nätägare. Detta hanteras i projektet Etablera datautbyte som utgår från KORRR.

Katarina förtydligade att SO beskriver datautbyte från produktionsanläggningar som är större än 1,5 MW. För nätägare gäller krav på datautbyte för 70 kV-nät och högre. Från ett kvalitativt perspektiv ser man till felfallberäkningar med hjälp av indata. Betydande nätanvändare på regionnät ska sända data till Svenska kraftnät eller nätägare för distributionsnät. Detaljerade beskrivningar om vem och hur detta berör tas fram i arbetsgrupperna. Anna framhöll vikten av att delta i arbetsgrupperna och uppmanade mötets deltagare att kontakta Energiföretagen Sverige.

Projektledare är Anders Torp, Anders.Torp@svk.se

Nätmodell databas:

På sikt är planen en verksgemensam nätmodell databas. Det är utmanande att både uppfylla nätkoderna och säkerhetsskyddslagstiftningen gällande informationssäkerheten. Säkerhetsskyddslagstiftningen i Sverige skiljer sig från andra länder och begränsar möjligheten att skicka vissa data. Utredning pågår. Tidplanen för projektet har förskjutits.

Projektledare är Johan Claesson, Johan.Claesson@svk.se

Klassning av nätanvändare:

2019 beslutade ACER om metod för bedömning av relevanta tillgångar för samordnad avbrottsplanering (RAOCm). Arbetet inväntar nätmodeller, men ska starta parallellt med pågående arbete med nätmodeller.

Sommarens kärnkraftsrevisioner, som medförde anskaffningsåtgärder, aktualiserade detta. Katarina berättade om samordningen mellan TSO:er för att planera avbrott för revision. Varje år ska man med hjälp av CGM-modeller (Common Grid Model) beräkna betydelsen av frånvaro/närvaro av betydande ledningar och produktionsanläggningar (RAOC). Dessa beräkningar ska sedan ligga till grund för revisionsplanering.

Förkvalificering av frekvensreserver:

En ny metod för FCR-D ned har fastställts i Norden. De tekniska kraven ska godkännas av Ei.

Pontus sa att nätkoderna ger oss förutsättningar att hantera kraftsystemet driftsäkert och effektivt. Det är positivt med samordning och harmonisering mellan länder. Deltagarna på mötet sa att de jobbar mycket internt med att uppfylla nätkoderna. Matz nämnde "Cyber security". Det är en nätkod för it-säkerhet som är under framtagande.

Presentationen bifogas i bilaga 4

8 Övriga frågor

9 Avslut, nästa möte

Pontus tackade alla för dagens möte.

Nästa möte 26 november 2020 kl. 9.15–15.15

Bilagor


Bilaga 1, Driftläge (Svk)

Bilaga 2, Magasins- och kraftläge (Energiföretagen)

Bilaga 3, CoordiNET, sthlmFlex (Svk)

Bilaga 4, Nätkoder (Svk)

Justeras



Pontus de Maré

Vid protokollet



Lena Johansson