

Drift  
Lena Johansson

2019-09-10

2019/11

PROTOKOLL

## Svenska kraftnäts Driftråd, möte 3-2019

### Närvarande

Matz Tapper	Energiföretagen Sverige
Nicole Burstein	Energiföretagen Sverige
Per Larsson	Vattenfall AB, Market/Assets
Jan Hansson	Uniper
Annica Andrén	Göteborg Energi AB
Lars Eriksson	Skellefteå Kraft
Per Rönmark	Fortum

Jakob Sahlin	Svenska kraftnät (punkt 4)
Viktor Weidenmo	Svenska kraftnät (punkt 5)
Thomas Tagesson	Svenska kraftnät (punkt 5)
Jesper Nyberg	Svenska kraftnät (punkt 8)
Sverker Ekehage	Svenska kraftnät (punkt 9)
Pontus de Maré	Svenska kraftnät (ordförande)
Lena Johansson	Svenska kraftnät (sekreterare)

### Frånvarande

Gunnar Erixon	Vattenfall Eldistribution AB
Mattias Wondollek	Svensk Vindenergi
Mikael Håkansson	E.ON Energidistribution AB
Jimmy Mattsson	Ellevio

# 1 Godkännande av dagordning

Dagordning godkändes.

# 2 Föregående mötesprotokoll

Föregående mötesprotokoll lades till handlingarna.

# 3 Inledning

Pontus de Maré, avdelningschef Drift, hälsade alla välkomna till mötet.

# 4 Driftläge

## Driftläge sommaren 2019

Jakob Sahlin, Driftanalys, presenterade en sammanfattning av kraftläget för sommaren med årsplanerade underhåll och avbrott.

Vanligtvis är det två till tre pågående projekt per år men under 2019 har det varit upp till sju planerade projekt. Ombyggnationen av Barsebäck var klar i maj och den nya stationen Grönviken blev klar i augusti. Skogssäter (ny station för att stärka transmissionsnätet mot Hasle), Stöde (ny seriekondensator), Konti-Skan (byte av kontrollanläggningar), Helgum (ny station) och förnyelse av Rätan är andra pågående eller planerade projekt under hösten. Ombyggnationen av Midskog blev uppskjuten till nästa år p.g.a. problem med stålleveranser.

Driftstörningarna i somras var färre än året före. Anledningen till detta var färre åsktillfällen (ungefär hälften av driftstörningarna orsakas av åska). Sommaren 2019 var ett normalår. Två störningar att särskilt nämna var Rätan 19 maj som diskuterades på förra driftrådsmötet och den omfattande störningen 25 juli i Långbjörn-Gulsele-Lasele. Störningsorsaken 25 juli är inte fastställd. Angående störningen i Rätan belyste Pontus vikten av kommunikation mellan Svenska kraftnät och regionnätägare och

underströk ex. rapportering i Susie för information om antal abonnenter som påverkats.

Jakob visade perioderna för kärnkraftsrevisioner i Sverige och Finland. Under juni var samtliga reaktorer i drift, vilket ökar sannolikheten för höga västkustflöden. 10-12 augusti var flera kärnkraftsreaktorer ur drift och detta medförde larm för låg inertia (svängmassa) efter fel. Om Oskarshamn 3 hade löst skulle frekvensen sjunka till 49,1 Hz. En förebyggande åtgärd är att minska produktionen i Oskarshamn 3 för att minska det totala bortfallet. Denna åtgärd har gjorts vid flera tillfällen sommaren 2018. Det blev inte aktuellt i det här fallet och frekvensen styrdes mot ett högre riktvärde för att öka marginalen under drifttimmen. Pontus nämnde FFR, Fast Frequency Reserve, som ett framtida stöd vid dessa driftsituationer.

Frekvensstatistiken för i år visar färre antal minuter utanför normalfrekvensbandet än förra året, men fler minuter än tidigare år. Målet är max. 10 000 minuter/år och detta mål ser ut att vara svårt att uppnå. Upphandlad volym och antal timmar för aFRR har ökat och ska öka ytterligare. Detta kan ge positiv effekt på frekvensstatistiken. Även kvartsavräkning som ska implementeras kan komma att påverka frekvensstatistiken positivt.

Per Larsson lyfte frågan om hanteringen av aFRR. Reserven kan ibland vara utreglerad flera timmar. Pontus sa att han skulle återkomma med kontaktväg på Svenska kraftnät. *Efter mötet mejlade Pontus att synpunkter och frågor om aFRR ska sändas till [afrr@svk.se](mailto:afrr@svk.se).*

Jakob beskrev den uppdaterade metoden för Västkustbegränsningar. Genom en reviderad västkustprognos som tar hänsyn till möjlig mothandel har begränsningarna minskat. Detta har gett högre kapacitetstilldelning på day-ahead vilket tidigare släpptes på intra-day efter spot-utfallet.

Sydvästlänken 1 har varit i provdrift med återkommande fel. Svenska kraftnät har beslutat att byta samtliga kabelskarvar och arbetet beräknas pågå till och med oktober nästa år.

Jakob presenterade flöden och kapaciteter på interna snitt:

- Snitt 1: Syd- och norrgående flöden. 21-24 juli begränsades överföringen av beröringsspänningsmätning för projekt Trolltjärn. Övrig tid stora marginaler.
- Snitt 2: Mars-juni begränsades snittet av arbete i Midskog. Även begränsningar för reservation av reserver. Arbetet med den nya stationen i Grönviken 23 juni–17 augusti medförde begränsningar liksom arbetet med seriekondensatorer i Stöde/Vittersjö/Gustavs. Flödet över snitt 2 beror till vis del på import eller export över Hasle. För att fördela om flödet över snittet på ett mer

gynnsamt sätt används seriekondensatorerna mera frekvent än tidigare (förbikopplingar ökar impedansen på vissa snitt 2-ledningar).

- Snitt 4: Termiska begränsningar särskilt under varma sommarperioder samt utökad TRM under morgontimmarna med hänsyn till större variationer vid pålastning. Avbrottet i Strömma-Breared-Horred 22–26 juli medförde stora begränsningar över snitt 4 och är ett exempel på avbrott som kräver omfattande koordinering med underliggande nät.

Jakob presenterade flöden och kapaciteter på externa snitt:

- Finland norr: Oftast export och ibland import nattetid. Den temperaturberoende exportkapaciteten har medfört begränsad överföring. I grafen ser vi även den Norsk–Ryska förbindelsen och detta är inte en gränsöverskridande överföring, trots att grafen kan tyckas visa detta.
- Fennoskan: Oftast export. Begränsad kapacitet 11–19 juni p.g.a. ställverksarbete vid Olkiluoto. Olkiluoto 3 är planerad i drift sommaren 2020.
- SE1-NO4: Begränsad kapacitet p.g.a. arbeten i norra Norge.
- SE2-NO4: Begränsad kapacitet p.g.a. ombyggnation nedre Rössåga, flytt av transformator på svensk sida samt även här temperaturberoende överföringsgräns.
- SE2-NO3: Nea-Järpströmmen begränsades av arbeten i Midskog maj–juni.
- SE3-NO1: Avbrott Kilanda-Horred i maj. Exportbegränsad överföring maj–juni p.g.a. arbete i Midskog. Västkuistsnittet begränsade Hasle-överföringen, men fr.o.m. 1 juli kan vi se ökad import tack vare den nya metoden för västkustbegränsning som beskrevs tidigare.
- SE3-DK1: Byte av kontrollanläggning på Konti-Skan medförde begränsningar. Även västkustsnittet begränsade överföringen.
- SE4-DK2: Öresundsförbindelsen begränsades under maj av avbrottet Kilanda–Horred och arbetet med den nya stationen i Barsebäck. Vi ser även här västkustbegränsningar och hur de förändrades 1 juli.
- SE4-PL: SwePol begränsades under maj av avbrottet Kilanda–Horred och arbetet med den nya stationen i Barsebäck. Västkuistsnittet begränsningar. SwePol var avställd under augusti p.g.a. fel på Polsk sida.

- SE4-DE: Även Baltic Cable begränsades under maj av avbrottet Kilanda–Horred och arbetet med den nya stationen i Barsebäck. Väst kustbegränsningar.
- SE4-LT: Nordbalt begränsades under maj av avbrottet Kilanda–Horred och arbetet med den nya stationen i Barsebäck. Väst kustbegränsningar.

Spotpriserna var höga i Finland under maj p.g.a. begränsad import från Sverige. Låga spotpriser i Danmark vid mycket vind och låg last. Rk-priserna visar att uppregleringspriset i SE4 var högt, särskilt när snitt 4 kapaciteten begränsades.

*Presentationen bifogas i bilaga 2*

## Störningar och andra viktiga händelser (Alla)

### Göteborg Energi

Annica Andrén berättade om en störning 26/7 (fredag kväll). Vattenfall tappade en inmatningspunkt p.g.a. en explosion i en strömtransformator. Branden ledde till att fyra 130 kV-anläggningar kopplades ur. 87 000 kunder blev strömlösa bl.a. Sahlgrenska. Sjukhusets reservkraft startade som förväntat. Det har hållits uppföljningsmöten med Vattenfall efter händelsen. En lärdom från detta är att påbörja omkopplingar snabbare. De ser nu över sina handlingsplaner. Som längst var kunderna utan el 24 minuter.

### Skellefteå kraft

Lars Eriksson: Få störningar i sommar tack vare lite åska.

### Uniper

Jan Hansson: Inga större störningar i sommar.

Starta Sverige utbildningar pågår.

### Vattenfall produktion

Per Larsson: Inga större störningar i sommar.

### Fortum

Per Rönmark: Inga större störningar i sommar.

Pontus de Maré berättade att det senaste Rakel-testet 2/9 tyvärr visade ett dåligt resultat. För de bolag som använder Rakel i det dagliga arbetet fungerar testerna bättre.

Thomas Tagesson informerade om att man på elsamverkans veckomöten ska börja använda Rakel.

## Vatten- och magasinläge

Nicole Burstein, Energiföretagen, informerade om kraftläget i Norden och Sverige hittills i år.

Vårfloden i Sverige var utdragen och pågick till juni. Tillrinningarna i Norden totalt var

något högre än i Sverige. Fyllnadsgraden i de Svenska magasinen är under medel, men ca 10 procentenheter över förra årets nivå. Totalt för Norden är fyllnadsgraden lite bättre.

Vattenkraftsproduktionen var högre än förra året, men under medelproduktion. Vindkraftsproduktionen har varit högre än tidigare, trots låg produktion under de varmare månaderna då det ofta är lite vind. Nicole berättade att det i slutet av 2018 fanns över 7 000 MW installerad effekt i vindkraft

Värmekraften har haft hög produktion, troligtvis tack vare höga spotpriser.

Kärnkraftsproduktionen har varit något högre än förra året. I juni var inga kärnkraftsblock på revision. Ringhals 2 är nu coast down för avstängning i slutet av december. Kraftflödet var till stor del export från Sverige. Till nästa möte ska Nicole även presentera kraftflödet till/från Norden, efter önskemål på mötet.

*Presentationen bifogas i bilaga 2*

## 5 Spänningsreglering

### Viktor Weidenmo

Viktor Weidenmo, enhet Systemutveckling, presenterade sommarens spänningar och förklarade anledningen till problemen som uppstått. Han följde sedan upp föregående driftårsmöte och berättade om status för aktiviteter inom Svenska kraftnät. Under Viktors presentation deltog även Thomas Tagesson, enhetschef för Nät drift syd.

Sommartid är överföringen lägre och vi får då lägre reaktiva förluster på ledningarna. Ju mer aktiv effekt desto mer reaktiv effekt drar ledningarna. Med shuntreaktorer kompenserar man för detta och håller ner spänningen.

Viktor repeterade sedan avtalsprinciperna som diskuterats tidigare. Kravet på regionnät är som generell princip att nollutbyte ska hållas i uttagpunkten. Svenska kraftnät har ont om resurser att hantera den reaktiva balansen och reaktiv inmatning från regionnät förvärrar situationen.

Sommarens situation var liknande som tidigare år. I flera stationer var spänningen över maxgräns enligt krav i driftinstruktion DO42. De flesta reaktorer hade god tillgänglighet.

En åtgärd som man helst inte vill ta till är att koppla bort ledningar, men detta har

man tvingats göra nattetid. Mvar-genereringen från ledningen minskas då och det aktiva effektflödet på andra ledningar ökar. Den lägre maskningen av nätet innebär dock en ökad risk.

Nät drifts operatörer kontaktar ofta regionnät för att få minskad Mvar-inmatning. Kommunikation och bättre samarbete ger bättre förutsättningar för den reaktiva kompenseringen. Genom att lägga lindningskopplare i hand kan viss minskning av den reaktiva inmatningen fås, men inmatningen kan då ske i en annan punkt istället. Att installera fler reaktorer eller att koppla ifrån redundant kablar är en lösning. Incitament att hålla nollutbyte diskuterades på förra drift råds mötet och det togs även upp nu. Det finns avtal med större producenter att ligga i spänningsreglering. De sätter då ett önskat spänningsbörvärde.

Sydvästlänken har varit en stor tillgång för spänningsreglering i södra Sverige, så den kommer förbättra situationen avsevärt framöver.

Vid kopplingar med shunt-reaktorer ser man stora spänningssteg, framförallt i stationer som ligger på långa ledningar i norra Sverige. Det kan bli större problem med detta framöver med ökad vindkraftsproduktion.

Viktor presenterade sedan grafer som visade högsta medelspänning i 400 kV-stationer 1 juli–6 september. Normalspänning är 400–415 kV och maxgränsen är 420 kV för 400 kV-nätet i nästan alla stationer. De uppmätta värdena visade hög spänning i flera stationer. En möjlig anledning till detta är att det inte har varit tillräckligt fokus på spänningsreglering de senaste åren. År 2011 uppmärksammades detta stort och man installerade då flera reaktorer, men man ser nu att det inte var tillräckligt med dagens driftförhållanden. Pontus nämnde att koderna definierar att vi är i nöddrift då spänningen överstiger maxgränsen i en station.

Viktor visade sedan 220 kV-stationer. Konstruktionsgränserna för dessa varierar. Även dessa grafer visade alltför höga spänningar i vissa stationer. Det kan finnas mät fel från några spänningstransformatörer, nämnde Viktor, och detta gäller även 400 kV-mätvärdena.

För hög spänning kan förkorta livslängden på vissa anläggningar och ökar haveririskerna. Haveri kan även medföra personfara.

Nästa bild visade Mvar-inmatning från regionnät till stationer. Den visar också höga värden utanför avtalade Mvar-gränser.

Viktor sa att Svenska kraftnät är medvetna om situationen och arbetar med att förbättra den. Han har sett över nuvarande avtalsprinciper och tittat på olika förändringsförslag med hänsyn till tekniska behov, drift- och anslutningskoder samt samhällsekonomisk nytta.

Kontrollrumsprocessen för spänningsreglering är nu formaliserad och en processledare är tillsatt. Den ska tydliggöra behov och strukturera kontaktvägar och åtgärder

framöver.

*Presentationen bifogas i bilaga 3*

## 6 Lunch

## 7 Störningen i Englands elnät

### Pontus de Maré

Pontus de Maré, avdelningschef Drift, hade önskemål om inspel på elnätstörningen i England 9/8. Entso-E rapporten hade mejlats ut till mötesdeltagarna tillsammans med agendan för dagens möte.

Pontus bad mötesdeltagarna, två och två, reflektera över störningen och hur vi skulle klara motsvarande situation.

En gemensam redogörelse/diskussion hölls sedan.

Annica André, Göteborg Energi, uttryckte att en liknande situation skulle kunna hända. Hon informerade även om att de har bra kontroll på var AFK är installerad i deras nät. Rutiner och kommunikation vid pålastning och återgång till normaldrift ser hon som en svårighet.

Jan Hansson, Uniper, sa att det kan bli svårigheter vid pålastning, beroende på situation: Är kärnkraften i husturbindrift? Vädersituation etc. Även marknadshantering vid återgång efter störning kan bli ett problem.

Per Rönmark, Fortum, berättade att de behöver personal på plats för att återstarta vattenkraftsstationer efter en nätstörning och att det därför kommer ta tid.

Per Larsson, Vattenfall, sa att kommunikationen vid liknande händelser i det initiala skedet sker direkt med anläggningsägarnas respektive produktionscentraler (driftcentral) och inte via produktionsledningen. För de anläggningar som ingår i Starta Sverige testas/övas funktion och personal lokalt varje år. Var tredje år testas allt samtidigt. Vid deklarerat nätsammanbrott kommer Svenska kraftnät att styra storleken och takten på förändringar i förbrukning och produktion via ett trafikljussystem. Vattenfalls produktionscentraler har fått systemet inkopplat och personalen har övat i förfarandet. Inga körorder levereras från produktionsledningen så länge nätsammanbrottet pågår. De ska dock få tillgång till trafikljusfunktionen (inte levererats än) för att kunna följa/övervaka händelseförloppet samt finnas som stöd till produktionscentralerna. Eventuella ordervägar, förutom trafikljusen, går direkt från Svenska kraftnät till pro-



duktionscentralerna. Nätet spänningssätts och last börjar läggas på. Produktionsledningen ska följa förloppet och förbereda övertagandet av planering och körning. Svenska kraftnät meddelar när de ska ta över ansvaret för sin balans.

Vindkraftsproduktionen diskuterades. Lena Johansson berättade att de i Starta Sverige projektet besökte tre bolag under våren för att få en bild av vindkraftsproduktionen vid nätsammanbrott/återuppbyggnad. Utvärderingen visade att det bl.a. finns brister i reservkraft, kommunikation och kontrollerad produktionsuppgång vid återvändande spänning. Detta ska tas vidare internt.

Pontus de Maré uttryckte att återgången till normaldrift vid störningen i England gick imponerande snabbt, information till media och även framtagandet av rapporten med analys av händelsen. I Sverige får vi inte koppla bort banverket. England fick vid denna störning problem med tågtrafiken.

Ett nordiskt AFK-projekt pågår eftersom nya krav på AFK kommer om några år enligt ER-koden.

*Enligt nu gällande föreskrift SvKFS 2012:1. 30 % AFK vid anslutning i elområde 3 och 4 och aktiveras från 48,8 Hz. AFK ska provas vart fjärde år.*

*Presentationen bifogas i bilaga 4*

## 8 Störningsreserv

### Jesper Nyberg

Jesper Nyberg, Kraftbalans, inledde med att berätta om bakgrunden till den ökade volymen störningsreserv. Störningsreserven ska, enligt systemdriftavtalet, tillse att vi klarar N-1. Dimensionerande fel är ofta Oskarshamn 3 med 1 450 MW. Sverige delar även 300 MW störningsreserv med DK2. Vid bortfall av dimensionerande fel ska frekvensen återställas till normaldrift på 15 minuter. Svenska kraftnät är även skyldiga att hålla överföringar inom kapacitetsgränserna. Vissa gasturbiner i störningsreserven kan bidra med dödnätsstart och ö-drift, vilket Svenska kraftnät som elberedskapsmyndighet även är ålagd att uppfylla.

Gasturbinerna som ingår i störningsreserven har varierande tillgänglig effekt som är beroende av omgivningstemperaturen. Vid högre utetemperatur sänks den tillgängliga effekten. Då störningsreserven inte täcker dimensionerande felfall begränsas överföringskapaciteten och det är en anledning till den ökade volymen störningsreserv. Eftersom bud till mFRR är frivillig så finns det heller inte någon garanti för tillgängliga bud.

Den nya upphandlade störningsreserven är 110 MW. Planen var att upphandla 300 MW, men av kostnadsskäl blev volymen mindre. Denna upphandling kan komma att ske årligen, men det är ännu inte beslutat.

Kraven för störningsreserven är: aktiveringstid på 15 minuter, uthållighet minst en timma och en repeterbarhet på sex timmar.

Jesper visade statistik över aktivering av störningsreserv innan indelningen i elområden. Då aktiverades störningsreserven betydligt oftare än nu. Störningsreserven aktiveras i snitt ca 20 minuter. Den vanligaste anledningen är underfrekvensstart. Överskridande av snitt 2- och snitt 4-kapaciteten är också anledningar till aktiveringar. Prissättningen vid aktivering är pay as bid.

Han visade hur avbrottsplanering på lång sikt hanteras och berättade att balanstjänsten dagligen följer upp tillgänglig effekt för störningsreserven.

Jesper avslutade med att berätta att NBM (Nordic Balancing Model) kommer innebära stora förändringar. Upphandling av all störningsreserv ska då ske på mFRR-kapacitetsmarknad. Denna nya störningsreserv ingår i nuvarande övergångsfas.

Under mötet efterfrågades ytterligare information om NBM.

*Presentationen bifogas i bilaga 5*

## 9 Sydvästlänken, Nord-Syd

### Sverker Ekehage

Sverker Ekehage, programledare för Sydvästlänken och Nord-Syd, bjöds in till mötet för att berätta om status för Sydvästlänken och ge en övergripande presentation av Nord-Syd programmet.

Bakgrunden till beslut om Sydvästlänken var nedläggningen av Barsebäck och storstörningen 2003 när man insåg att nätet behöver förstärkas till södra Sverige. Planerad drifttagning var 2015, men nu bedömer man drifttagning till Q3 2020. Sydvästlänkens västra del, till Norge därav namnet Sydvästlänken, togs bort från projektet 2013.

Sydvästlänkens norra del består av ca 18 mil luftledning. Den norra delen driftsattes enligt plan 2015. Den södra delen består av två likströmslänkar om totalt 20 mil kabel. Det har varit en stor utmaning att bädda in HVDC i AC-systemet. I omriktarstationerna har man haft programvaruproblem som genererat i oscillationer. Programvaran ska uppdateras under hösten.

Sydvästlänkens omriktarstationer provades under sommaren och det var återkommande fel.

Nordbalt, HVDC till Litauen, är liknande typ av kabel och där såg man flera kabelskarvfel efter två års drift. Det beslutades då att byta samtliga skarvar på Nordbalt. Efter bytet av skarvar på Nordbalt har driften på denna fungerat väl. Baserat på denna erfarenhet samt utvärderingen efter provdrift så beslutades att byta samtliga skarvar (570 st) även på Sydvästlänken. Detta arbete ska påbörjas under hösten och pågå ca 10 månader. Medan kabelskarvbytet pågår kan stationerna köras i STATCOM-mode, reaktiv generering, för att vara en tillgång för spänningsregleringen i södra Sverige.

Nord-Syd är Svenska kraftnäts största anläggningsinvestering någonsin. Det innebär förstärkning och förnyande av stamnätet över snitt 2 och söder ut, ett projekt på drygt 50 miljarder kronor som sträcker sig över 20 år.

Tidsspannet kan innebära förändrade förutsättningar under byggnationstiden. Det som driver tidplanen är framförallt kärnkraftens avveckling. Ambitionen är att investeringarna ska kunna anpassas och ändras till ändrade planeringsförutsättningar om det visar sig att det behövs. Strategin är att bygga ett robust och flexibelt stamnät med möjligheter att ansluta producenter och konsumenter samt tillgodose förnyelsebehoven.

Nätutredningen som ligger bakom strategin för Nord-Syd kom bl.a. fram till val av spänningsnivå och att förstärka AC-nätet.

Inledningsvis ersätts tre 220 kV-ledningar med fyra 400 kV-ledningar i två ledningsgator. Nord-Syd innefattar 200 mil ny ledning. Ett 30-tal stationer ska byggas om och förnyas. Sverker visade sedan hur Nord-Syd kommer påverka regionnät.

I Nord-Syd har man identifierat 80 projekt. En förutsättning är ett bra samarbete med de parter som kommer bli berörda..

*Presentationen bifogas i bilaga 5, 6*

## 10 Diskussion om Driftrådet

### Lena Johansson, Pontus de Maré

Inför detta möte hade rådsmedlemmarna fått i uppgift att förbereda förbättringsförslag till Driftrådet, förtydliga sin roll i rådet samt berätta om förväntningar på Svenska kraftnät. Några kompletterande frågor delades ut under mötet bl.a. om delaktighet i framtagandet av agenda.

Ett samarbete med Planeringsrådet och Marknadsrådet har inletts. På startmötet som hölls före detta möte kom man överens om att stämma av vilka frågor som ska tas upp

samt att koordinera innehåll. Det kanske även är möjligt att samordna möten.

Pontus förtydligade vikten av transparens eftersom rådets medlemmar ska representera alla nät- och produktionsbolag i Sverige. Diskussioner fördes om vilka ämnen som är lämpliga att ta upp med avseende på känslig information.

Exempel på förbättringar som kom upp under mötet var att få en sammanställning av kommande förändringar och regeländringar, framförhållning att ges tid att förbereda konstruktiva bidrag, drifrådsmöten kan avslutas med förslag på punkter till nästa möte m.m.

Liknande frågor har ställts på Planeringsrådet och Marknadsrådet. Muntliga och skriftliga inspel från Råden ska sammanställas och sedan återkopplas till medlemmarna.

## 11 Övrigt

Förslag på ämnen att ta upp på kommande möten:

Starta Sverige övningarna som pågår

Elövning 2019 (20–21 November)

Information om tidplaner för kvartssavräkning

NBM (Nordic Balancing Model)

FFR (Fast Frequency Reserve)

Hantering av kapaciteter

Datautbyten

Nästa möte 26 november 2019 kl. 9.15–15.15

# Bilagor

Bilaga 1, Driftläge (Svk)  
Bilaga 2, Statistik (Energiföretagen)  
Bilaga 3, Spänningsreglering (Svk)  
Bilaga 4, Störningsreserven (Svk)  
Bilaga 5, SydVästlänken (Svk)  
Bilaga 6, Nord-Syd (Svk)

Justeras

Vid protokollet

Pontus de Maré

Lena Johansson