

Kraftsystem  
Kristin Brunge

2020-01-14

2019/24

PROTOKOLL

## Planeringsrådet möte 4/2019

### Närvarande

Daniel Gustafsson, Svenska kraftnät, ordförande  
Kristin Brunge, Svenska kraftnät, sekreterare  
Tobias Edfast, Svenska kraftnät  
Per Bengtsson, Ellevio AB  
Magnus Thorstensson (ersätter Carl), Energiföretagen Sverige  
Martin Nilsson, Energimarknadsinspektionen  
Anton Grönkvist, E.ON Energidistribution AB  
Stefan Stambej, Jämtkraft AB  
Jan Hansson (till 14:00, ersätter Henrik), Uniper  
Andreas Adolfsson, Vattenfall Eldistribution AB  
Per Norberg, Vattenfall Eldistribution AB  
Lars Joelsson, Vattenfall AB  
Mattias Wondollek, Svensk Vindenergi

Anders Danell, Svenska kraftnät (punkt 4)  
Tönn Arro, Svenska kraftnät (punkt 5)  
Niclas Schönborg, Svenska kraftnät (punkt 6)

### Anmäld frånvaro

Anna Andersson, Energimyndigheten  
Henrik Svensson, Uniper  
Carl Berglöf, Energiföretagen Sverige  
Erik Thunberg, Svenska kraftnät

### Tid

2019-12-10 klockan 10.00–15:30

### Plats

Mötet hölls på Svenska kraftnäts huvudkontor på Sturegatan 1 i Sundbyberg.



Planeringsrådets nya ordförande Daniel Gustafsson hälsade välkommen till årets sista möte. Särskilt välkomna var de två nya medlemmarna i rådet; Martin Nilsson, Energimarknadsinspektionen (efterträdare till Herlita Bobadilla Robles) och Tobias Edfast, chef för Svenska kraftnäts enhet för nätutveckling. Dessutom hade två av rådets ordinarie medlemmar skickat ersättare; Jan Hansson, Uniper och Magnus Thorstensson, Energiföretagen Sverige. Mötet inleddes med en kort presentationsrunda.

## 1. Godkännande av dagordningen

Dagordningen gicks igenom och godkändes av Planeringsrådets medlemmar.

## 2. Föregående mötesprotokoll

Föregående mötesprotokoll godkändes och lades till handlingarna.

## 3. Aktuella utredningar och projekt

Tobias redogjorde för aktuella utredningar och projekt, se bilaga 1.

I område Nord planeras i närtid flera nya stationer och stationsförnyelser. Inom en femårsperiod ska alla stationer i område Nord vara förnyade. Förnyelsen av ledningen mellan stationerna Storfinnforsen och Midskog har försenats bland annat på grund av bränderna under 2018 vilket föranledde att dåvarande entreprenör valde att häva kontraktet. På frågan om en ny entreprenör har upphandlats till projektet rådde en viss osäkerhet och protokollet har efter mötet kompletterats med följande information: *Svenska kraftnät fattade den 29 november beslut om att avbryta upphandlingen av entreprenör på grund av bristande konkurrens och att offererat pris överstigit projektets budget. En ny upphandling är inledd och idrifttagningen av den förnyade ledningen försenas ett år till 2022. Läs mer på:*

<https://www.svk.se/natutveckling/stamnatsprojekt/storfinnforsen-midskog/>

Tobias berättade vidare att det pågår och finns behov av flera systemutredningar i område Nord. En pågående utredning avser hitta bästa lösningen kring Indalsälven där flera anslutningsärenden (både vind och förbrukning) inkommit samtidigt som det finns ett reinvesteringsbehov för 220 kV-ledningarna i området. Vidare har Svenska kraftnät tillsammans med Vattenkraft Eldistribution inlett en systemutredning kring det ökade effektuttaget som satsning på fossilfri stålproduktion, HYBRIT, kommer att medföra. En diskussion följde i rådet kring HYBRIT-projektet och det noterades att det vore intressant att höra mer om projektet på kommande möten i Planeringsrådet.

En annan systemutredning berör kapacitetsbehovet vid norrlandskusten där en ökning av effektuttaget planeras, bland annat i och med etablering av batterifabriken Northvolt.



I område Mitt förväntas de första paketen inom programmet NordSyd; Uppsala och Västerås, övergå från utredningsfas till genomförandefas efter styrelsebeslut under 2020. Mattias frågade om framdriften inom NordSyd och om tidplan följs. Tobias meddelade att projekten går enligt tidplan i dagsläget, men att det finns stora risker när det gäller resurser (både interna och externa). Även ett utdraget koncessionsförfarande riskerar att försena projekten.

Tobias nämnde kort de fortsatta problemen med att ansluta nya stationer på de seriekompenserade Snitt 2-ledningarna. Problematiken beskrivs mer i detalj under punkt 10.

I Stockholm pågår ett omfattande arbete med att hitta och implementera kortsiktiga kapacitetslösningar för att möta effektbehovet till dess att nätinvesteringarna inom ramen för Stockholm Ström och Storstockholm Väst är på plats. Ytterligare utmaningar i Stockholmsnätet är de potentiellt höga felströmmarna.

I område Syd har bland annat ett omtag gällande anslutning av vindkraftparken Hageskruv på cirka 700 MW fått göras i och med avslaget på koncessionsansökan för ledningen mellan stationerna Ekhyddan-Nybro-Hemsjö. Svenska kraftnät har ansökningar i Syd på cirka 24 000 MW havsbaserad vindkraft, ett ämne som beskrivs mer under punkt 11. Även för möjligheterna att ansluta havsbaserad vindkraft i södra Sverige är ledningssträckan Ekhyddan-Nybro-Hemsjö avgörande.

Slutligen gick Tobias igenom de investeringsbeslut som fattats av Svenska kraftnäts styrelse respektive generaldirektör samt 2019-års investeringsplan.

#### 4. Förstudie elområdesöversyn

Anders Danell redovisade resultatet av den förstudie om elområdesöversyn som bedrivits under 2019, se bilaga 2. Studien presenterades även på möte 2 (9 maj). Uppdraget har gått ut på att:

- > kartlägga vilka relevanta lagkrav som en ändring av elområden skulle beröras av,
- > föreslå en metod för hur lämplig uppdelning i elområden kan göras samt att
- > applicera metoden på södra Sverige (söder om Snitt 2) och beräkna vilken påverkan detta skulle få på elmarknaden i form av förändrad elmarknadsnytta.

Studien konstaterade att ett enskilt land eller en enskild systemoperatör inte kan agera ensidigt för vilken elområdesindelning som ska gälla utan detta styrs av det Europeiska regelverket.

Vidare redogjorde Anders för metodiken som tagits fram och testats i studien. I korthet utgår metoden från att en startnod väljs i nätet. Efter en inledande



lastflödesanalys i PSS/E expanderas testområdet stegvis med nya nätnoder. Efter varje expansion utförs nya lastflödesanalyser till dess att flaskhalsar i nätet kan identifieras. Metodiken gör det framförallt möjligt att identifiera flaskhalsar av termisk natur.

Lastflödesanalyserna har utförts för olika scenarier representerade av balanser för åren 2020, 2025 och 2030 med hög respektive låg elanvändning i kombination med hög och låg vindkraftsproduktion. Balanser har plockats från simuleringsresultat från elmarknadsmodellen EMPS med nätmodellen SAMLAST. I EMPS/SAMLAST har de valda åren simulerats med flera så kallade "väderår". Väderåren används för att fånga variationer i tillrinning, vind, temperatur och solinstrålning.

Utfallet för tillämpningen av metoden på södra Sverige är att:

- > dagens elområde 4 skulle kunna införlivas med elområde 3, men att
- > en ny elområdesuppdelning i östra Svealand (ett eller flera nya områden) kan vara motiverad för att hantera de strukturella flaskhalsar som kommer att föreligga under hela 2020-talet.

I projektet har inte eventuell nytta med de presumtiva elområdesindelningarna kunnat utvärderas då det saknas metoder och verktyg för detta vilka inte hann tas fram inom projekts tidsram.

Parallellt med att den svenska studien har även ett gemensamt nordiskt arbete för metodframtagande för elområdesindelning startats. Det arbete som gjorts i den svenska studien kommer föras vidare in i det nordiska projektet.

## 5. Återkoppling hantering utlämnande av nätmodeller

Tönn Arro presenterade Svenska kraftnäts rutin för hantering av utlämnande av nätmodeller, vilket även var en agendapunkt på möte 2 (9 maj). Ett arbete har sedan dess bedrivits för att ytterligare tydliggöra rutinen för utlämning av nätmodeller, se bilaga 3. Rutinen har framförallt förtydligats kring:

- > för vilka fall det är tillräckligt att Svenska kraftnät bedömer om utlämning av nätdata basen kan ske kontra
- > för vilka fall ett godkännande behövs från samtliga representanter inom NDB-samarbetet.

Vid specialfall och tveksamheter ska alltid förfrågan genomgå en godkännandeprocess inom NDB. Rutinen fastställer att det är den som begär ut en kraftsystemmodell som ska kontakta varje relevant part inom NDB via e-mail och inhämta ett skriftligt godkännande. Svenska kraftnät har bett medlemmarna i NDB att återkomma med kontaktpersoner att knyta till godkännandeprocessen.



Per N menade att Svenska kraftnät även bör kunna ställa krav om att godkänna slutresultatet av studier som bedrivits med hjälp av nätmodellerna innan de publiceras. Tönn påpekade att Svenska kraftnät tidigare inte gjort detta, men att möjligheterna att ge villkor för utlämningen av nätdata ökar i och med den nya godkännandeprocessen. Detta gäller för Svenska kraftnät såväl som för övriga parter i NDB-samarbetet.

## 6. Värdering förluster i krafttransformatorer och shuntreaktorer

Niclas Schönborg redogjorde för den studie som, inom ramen för Svenska kraftnäts FoU-budget, analyserat hur förluster kan värderas för krafttransformatorer och shuntreaktorer. Niclas berättade att studien resulterat i en rad intressanta resultat som även kan vara av intresse för andra nätföretag. Projektet presenteras i korthet i bilaga 4 och studiens slutrapport bifogas även till mötesprotokollet, se bilaga 5. Niclas berättade att den föreslagna förlustvärderingen användes vid den senaste upphandlingen av transformatorer och reaktorer med gott resultat.

I rapporten presenteras en metod och förslag på parametrar för bedömning av förlustvärderingar vid upphandling av krafttransformatorer och shuntreaktorer. Genom att beräkna och jämföra den så kallade TCO (Total Cost of Ownership) eller "livscykelkostnaden" i upphandlingsförfarandet inkluderas förlusterna i bedömningen av anbud. Analysen visar bland annat att förlustvärderingen applicerad i Svenska kraftnäts upphandlingar under ett år skulle innebära ett nettonuvärde på 11,3 mnkr i och med minskade förluster. Till detta tillkommer även kvalitets- och miljövinster.

Per N betonade att antagande om för höga framtida elpriser kan innebära att förlusterna värderas för högt och att nätägaren därmed inte får tillbaka den högre investeringskostnaden förutom eventuell vid skrotning. För låga antagande om framtida elpriser kan på motsvarande sätt innebära inköp av en "billig" transformator som är dyr i drift. Per instämde att en seriös värdering och hantering av nätförluster är viktig. Den värdering som Niclas redovisat är högre än exempelvis Vattenfalls, men detta förklaras i huvudsak av en lägre räntefaktor. Orsaken att krafttransformatorer kom med i EU ECO-design direktiv berodde till stor del på att tillverkare (och speciellt leverantörer av koppar) kunde visa att många länder och företag inte värderade förlusterna vid upphandling. För att undvika framtida krav, som ju ofta slår fel, så berättade Per N att han lyckades övertyga Cigre om att hanteringen av förluster är en viktig fråga och fick möjligheten att skriva ett så kallat Reference Paper som bifogas protokollet, se bilaga 6.



## 7. Statusuppdatering nätkoder inom ENTSO-E

Martin uppdaterade status gällande nätkoderna, se bilaga 7. Bland annat har Energimarknadsinspektionen informerat aktörer gällande krav för anslutning av solceller av typ A, det vill säga en kraftproduktionsmodul med en installerad effekt från 800 W till 1,5 MW. Solelsystem som installeras efter den 27 april 2019 behöver uppfylla de krav som ställs i RfG och EIFS 2018:2. Ett sätt att uppfylla reglerna är att utrustningen är tillverkad utifrån standarden (SS-EN 50549-1) och att utrustningen ställs in enligt de svenska parametrar som framgår av EIFS 2018:2.

För att få mer samsyn och klarhet kring artikel 4.1a i RfG har samtal mellan Energimarknadsinspektionen, Svenska kraftnät, Energiföretagen Sverige och nätbolag hållits. Energimarknadsinspektionen har även tagit fram en process som ska tillämpas. Vid förändring i den tekniska förmågan hos kraftproduktionsmodulen, i och med modernisering eller utbyte av utrustning, ska ägaren till kraftproduktionsmodulen kontakta nätägaren. Nätägaren gör i sin tur en bedömning om ett nytt anslutningsavtal krävs enligt artikel 4.1a i RfG. Om så bedöms vara fallet meddelas Energimarknadsinspektionen som gör en bedömning om förändringen av teknisk förmåga är tillräckligt omfattande för att Energimarknadsinspektionen ska gå vidare i ärendet och bedöma vilka krav i RfG och EIFS 2018:2 som är tillämpliga.

Martin betonade att Energimarknadsinspektionen tar beslut om just den specifika ombyggnaden och att besluten inte ska anses gälla generellt.

Jan undrade om förfarandet kommer kräva mycket resurser från Energimarknadsinspektionen i och med att behandling av inkommande ärenden. Martin förklarade att Energimarknadsinspektionen räknar med att hantera cirka 15 ärenden årligen. För tillfället är ett ärende pågående och ett i uppstartsfasen.

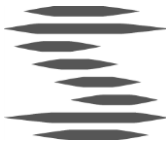
## 8. Status för Nätförstärkningslån

Daniel meddelade att Svenska kraftnät kommer utlysa en ny omgång av nätförstärkningslån under perioden 14 januari – 14 februari 2020. För mer info se:

<https://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/anslut-till-stamnatet/natforstarkningslan/>

## 9. Cigré

Per N berättade att det tyvärr fortfarande saknas svensk efterträdare till Lennart i studiekommitté C3 *Power system environmental performance*. I denna studiekommitté behandlas bland annat mark- och miljöfrågor kring byggnation av kraftledningar. Per N berättade vidare att studiekommittén för cirka ett år sedan publicerade en lägesrapport, TB 748 *Environmental issues of high voltage transmission lines in urban and rural areas*, vilken ger intressanta fakta över synen på kabel kontra luftledning i olika delar av världen. Kunskap som är viktig



mot bakgrund av de krav som Energimarknadsinspektionen ställt i olika luftledningsprojekt.

Mattias Jonsson (deltagare i *C1 System Development and Economics* från Svenska kraftnät) tillfrågades inför mötet, men hade denna gång ingen ny information att delge.

## 10. Problem anslutning seriekompenserade ledningar

Tobias redogjorde för svårigheterna med att ansluta nya stationer till de seriekompenserade Snitt 2-ledningarna, se bilaga 8. Seriekompenseringen medför att spänningen på Snitt 2-ledningarna norr om seriekondensatorn ökar. Spänningen är som högst närmast seriekondensatorn och avtar med avståndet från denna. För en del stationer, planerade att byggas på de seriekompenserade ledningarna, når spänningen nivåer som stationerna inte är konstruerade för att klara. Därför kan inte dessa stationer byggas innan problemet är åtgärdat. Kortsiktig lösning kan vara att reglera ned spänningen i respektive ledningsände. På längre sikt behöver dock Svenska kraftnät bygga fler seriekompenseringsanläggningar i anslutning till de nya stationerna för att på så vis säkerställa att spänningen hålls inom det spann som de nya stationerna klarar.

Per N, frågade om inte Svenska kraftnäts strategi var att bygga bort seriekondensatorerna inom programmet NordSyd och att de nya seriekondensatorerna i så fall riskerar att bli en temporär dyr lösning? Tobias förklarade att den kapacitetsökning som projekten inom NordSyd medför gör att Snitt 2 på sikt kan driftas utan seriekondensatorer, vilket kommer göra det enklare att ansluta vindkraft. De nya seriekondensatorerna som ansluts kommer dock, i de flesta fall, kunna köras under stor del av sin tekniska livslängd då de berörda ledningarna har relativt lång tid kvar innan de behöver reinvesteras.

Tobias nämnde även kort om ytterligare problematik som kan uppstå kring seriekondensatorer, till exempel Ferroresonans. Svenska kraftnät skulle behöva mer detaljerade modeller med specifik data för vindkrafts- och transformatormodeller för att kunna studera problematiken.

Tobias berättade vidare att ett samarbete har etablerats med Svenska kraftnäts finska motsvarighet Fingrid för att utbyta erfarenhet kring utmaningarna med seriekompenserade ledningar och även kring att bygga nya seriekondensatorsanläggningar. Finland och Sverige är de enda länderna i Norden som har seriekompenserade ledningar.

## 11. Anslutningsförfrågningar havsbaserad vindkraft

Sedan januari 2017 har Svenska kraftnät fått in förfrågningar om anslutning på cirka 28 800 MW vindkraft till havs. Av dessa inkom cirka 17 500 MW under sommaren 2019. Tobias presenterade den energipolitiska bakgrunden till



utvecklingen och utmaningarna med att hantera den stora ansökningsvolymen, se bilaga 9.

Energikommissionen slutbetänkande från januari 2017, *Kraftsamling för framtidens energi*, slår fast att ”Anslutningsavgifterna till stamnätet för havsbaserad vindkraft bör slopas”. Regeringen gav sedermera Energimyndigheten uppdraget att utreda formerna för ett slopande. Energimyndigheten föreslog i slutrapporten (ER 2018:6) två modeller för slopade anslutningskostnader för havsbaserad vindkraft. I korthet innebar modellerna:

1. Anslutningspunkten flyttas ut till respektive vindkraftspark till havs kombinerat med att ledningen ut till anslutningspunkten blir en del av stamnätet. Det innebär att Svenska kraftnät står för planering, utformning, byggande och drift av kablar ut till vindkraftsparkerna. Kostnaden finansieras via höjd tariff.
2. Ett nätbolag står för anslutningsavgift till Svenska kraftnät och för kostnader för nätförstärkningar mellan stamnätspunkten och vindkraftsparken till havs. Denna kostnad betalas i sin tur av vindkraftsproducenten som får bidrag för sjökabel och transformatorstationer till havs. Bidraget finansieras via en särskild avgift.

I juni 2018 fick Energimyndigheten ett tilläggsuppdrag att bland annat analysera de föreslagna modellerna ur ett legalt och samhällsekonomiskt perspektiv. En slutsats från utredningsrapporten (ER 2018:06) var att slopande av anslutningskostnaderna troligtvis inte är förenligt med statsstödsreglerna.

Utöver de två föreslagna modellerna finns ytterligare tillvägagångssätt för att främja havsbaserad vindkraft. Planering och lokalisering av potentiella vindkraftparker kan till exempel centralstyras så att de mest lämpliga platserna väljs bland annat med hänsyn till nätkapaciteten kring anslutningspunkten på land. Centraliserade modeller används av flera andra länder i Europa. Ytterligare utformningar som lyfts inom det Europeiska samarbetet och av andra transmissionsnätägare är att vindkraftparker till havs kombineras med sjökabelförbindelser mellan länder. Ett exempel på detta är förbindelsen mellan Danmark (DK2) och Tyskland som även ansluter tre havsbaserade vindkraftparker, Kriegers Flak, Baltic 1 och Baltic 2.

I dagsläget råder det alltså oklarhet i om ett stöd för havsbaserad vindkraft kan införas och i så fall hur det kommer utformas. Beroende på vilken modell som väljs kan utformningen av ett eventuellt stöd få stora konsekvenser för Svenska kraftnäts verksamhet. Tobias förklarade att Svenska kraftnät hoppas få besked från regeringen under 2020. I väntan på beslut behöver Svenska kraftnät hantera de stora ansökningsvolymerna. Sex förhandsbesked har redan kunnat ges motsvarande 9 300 MW i område Syd, men som tidigare nämnts är den planerade





ledningen mellan Ekhyddan-Nybro-Hemsjö avgörande för att kunna utveckla havsbaserad vindkraft utanför Smålands kust.

Till skillnad från vindkraft till land, där ett avtal med markägaren tecknas innan ansökan, ser Svenska kraftnät ett stort överlapp för de tänkta lokaliseringarna av de havsbaserade vindkraftsparkerna. Tobias berättade att Svenska kraftnät har lyft problematiken och utmaningarna med de stora ansökningsvolymerna till departementet och fått acceptans för att prioritera utredningarna utifrån fler kriterier utöver turordningsprincipen.

## 12. Åtgärder för att tillgodose uttagsbehov i södra Skåne

Tobias berättade kort om de kapacitetslösningar som implementeras i Malmöregionen för att möjliggöra önskat effektuttag till dess att nätinvesteringarna är på plats år 2024. Det handlar till exempel om specialstyrning i driftskedet vid felfall som kan göras samtidigt som driftsäkerheten upprätthålls. Lars frågade om även mothandel var aktuellt. Tobias förklarade att mothandel var en av många lösningar som utreddes, men som de inblandade parterna inte gick vidare med. Olyckligtvis har dock otydlighet i kommunikationen kring detta funnits, men Tobias betonade att mothandel inte är med i åtgärds paketet för att möjliggöra effektuttaget i Malmöregionen. Anton berättade om en av lösningarna i form av en ny marknadsplats för handel av effekt (SWITCH) som inför kommande vintersäsong kommer testköras med sex aktörer om cirka 60 MW.

Svenska kraftnät har haft ett nära samarbete med E.ON. Energidistribution i kapacitetsfrågan för Malmöregionen och ytterligare åtgärder är att E.ON. Energidistribution förstärker en del stationer. Dessutom kommer en mer detaljerade plan för manuell lastfrånkoppling tas fram. Införande av DLR, *Dynamic Line Rating*, på vissa ledningar är också en av åtgärderna för att möjliggöra mer kapacitet.

Per N påminde om tidigare diskussioner i rådet, om att termiskt nyttja marginalen till islast, vilket är infört i nu gällande standard. I icke planlagt område finns marginaler att tillfälligt överbelasta en kraftledning vid en störning i nätet vilket exempelvis kan användas vid N-1 beräkningar på ledningsbortfall.

## 13. E.ON. Energidistribution erfarenhetsutbyte

Daniel inledde punkten med att berätta att det vore av intresse, för både Svenska kraftnät och förhoppningsvis övriga deltagare, att höra mer om rådsmedlemmars olika utmaningar när det gäller planeringsfrågor för elsystemet. Från och med dagens möte har därför en sådan stående punkt införts på agendan som är tänkt att rulla runt bland deltagarna. Förhoppningen är att det blir en givande agendapunkt där erfarenhet utbyts och förståelsen ökar. Först ut var Anton Grönkvist som kort berättade om E.ON. Energidistributions "största utmaningar" idag och framöver.



Anton inledde med att kort ta upp några av de utmaningar som E.ON. Energidistribution stöter på i den dagliga verksamheten, vilka presenteras i punktform nedan.

- > Tidigare fattade investeringsbeslut, där lösningar baserades på dåvarande reglering, har i och med den nya regleringen fått nya förutsättningar vilket innebär att nya lösningar kan behöva beaktas.
- > Det är stor osäkerhet och mycket frågor kring RfG, både internt och från producenter.
- > Mycket resurser läggs för att utreda anslutningsförfrågningar som sedan inte blir av.
- > Trend att en del vindkraftsexploaterer anpassar ansökan så att områdeskoncession söks (20 kV) för att undvika att behöva söka linjekoncession. Detta kan leda till suboptimala tekniska lösningar.
- > Utmaningar med att ansluta stora punktlaster i befintligt nät till den tid som önskas.

Anton tog därefter upp några exempel på mer specifika tekniska utmaningar. En av dessa är så kallade subtransmission, det vill säga att effektflöden mellan 400 kV-stationer tar vägen genom E.ON. Energidistributions 130 kV-nät. I ett antal platser i nätet är 130 kV-ledningarna inte dimensionerade för detta flöde. En lösning är att sektionera/"uppmaska" 130 kV-nätet för att effektflödena inte ska ta den vägen. Det kan krävas reläskyddsomställningar för att kunna hantera de olika kopplingslägena.

En annan utmaning kommer ifrån att allt fler produktionsanslutningar kräver någon form av nätvärn. Detta på grund av att anläggningsdelar i nätet annars riskerar att bli överlastade vid onormalt kopplat nät. Beroende på var i nätet produktionen installeras krävs olika komplexa nätvärn. En utmaning är att det på vissa håll saknas optofiber för kommunikation av styr signaler för nätvärnen. Lösningar har varit att hyra svartfiber, eller installera fiber i samband med planerade topplinebyten.

Som en följd av RfG och krav i anslutningsavtal behöver i princip varje nyanslutning förses med styrning av aktiv och reaktiv effekt. För att få en så kostnadseffektiv lösning för detta som möjligt använder E.ON. Energidistribution en kombination av vindkraftverkens förmåga och shuntkondensatorer. Ett automatiskt styrsystem implementeras för att skicka kontinuerliga börvärden på effektfaktor till vindkraftparkerna samt för att koppla i och ur shuntkondensatorerna. Mattias undrade om vindkraftsproducenterna ersätts för regleringen? Anton förklarade att producenterna inte ersätts då det är ett krav från Svenska kraftnät att den reaktiva regleringen ska finnas. Anton berättade vidare att



ett problem är att det kan uppstå stora skillnader i spänning mellan stationen längst bort från anslutningspunkten till stamnätet och stationen närmast stamnätet. Spänningsproblematiken uppstår framförallt där det är stora avstånd mellan vindkraftparkerna och anslutningspunkten till stamnätet.

## 14. Genomgång Svenska kraftnäts organisation

Daniel Gustafsson gick igenom Svenska kraftnäts organisation, se bilaga 10. Under generaldirektör Lotta Medelius-Bredhe finns tre divisioner. Varje division består i fem avdelningar som i sin tur inkluderar ett antal enheter. Divisionerna och avdelningarna är:

- > System, med avdelningarna: Strategisk utveckling, Kraftsystem (på denna avdelning arbetar Daniel, Tobias och Kristin), Drift, Elmarknad samt Digitala verktyg
- > Nät, med avdelningarna: Anläggningar, Nätteknik (på denna avdelning arbetar Erik), Stationsprojekt, Ledningsprojekt samt Programledning (till exempel Nord-Syd)
- > Gemensamma funktioner, med avdelningarna: Finans, Organisationsutveckling, Säkerhet, hållbarhet och juridik, IT-utveckling och förvaltning samt IT-drift

Organisationsschema och enheterna i de tre divisionerna gick översiktligt igenom. Antalet anställda på Svenska kraftnät är i nuläget cirka 670 personer.

## 15. Övriga Frågor

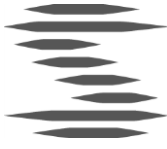
### Kort om uppstart av tarifföversyn

Planeringsrådet delgavs information om Svenska kraftnäts tarifföversyn (även presenterad på möte 2 2019 samt möte 2 2018) och en grov tidplan presenterades, se bilaga 11. Mer detaljerad projektplaneringen sker i december 2019 och under första kvartalet 2020 planeras ett möte med referensgruppen.

### Kort om Systemutvecklingsplanen

Planeringsrådet informerades kort om att Svenska kraftnät kommer publicera en statusuppdatering av systemutvecklingsplanen 2018-2027 i slutet av december. Tryck version kommer sedan i slutet av januari.

Syftet med statusuppdateringen är att visa vilka åtgärder som vidtagits eller påbörjats, men också på vad som ännu inte startats för att lösa de utmaningar som beskrevs i den förra planen. Samtidigt planeras för ett mer omfattande arbete med nästa systemutvecklingsplan som kommer se närmare på de långsiktiga nätutvecklingsbehoven samt på de utmaningar som identifierades under arbetet med föregående Systemutvecklingsplan.



## 16. Frågor att diskutera på nästa möte

Till kommande möte noterades följande potentiella agendapunkter:

- > Satsningen på fossilfri stålproduktion och hur det kan påverka elsystemet
- > Svenska kraftnäts metoder och analyser för att bedöma leveranssäkerhet

## 17. Kommande möten

- > Möte 1/2020: 24 mars
- > Möte 2/2020: 28 maj

Samtliga möten hålls på Sturegatan 1 i Sundbyberg, klockan 10:00-15:30 om inget annat meddelas.

Justeras

Vid protokollet

Daniel Gustafsson

Kristin Brunge