

Nätutvecklingsplan 2024–2033

Om Svenska kraftnät

Svenska kraftnät är systemansvarig myndighet, med uppgift att på ett affärsmässigt sätt förvalta, driva och utveckla ett kostnadseffektivt, driftsäkert och miljöanpassat kraftöverföringssystem. Det omfattar ledningar för 400 kV och 220 kV med stationer och utlandsförbindelser. Svenska kraftnät utvecklar transmissionsnätet och elmarknaden för att möta samhällets behov av en säker, hållbar och ekonomisk elförsörjning. Därmed har Svenska kraftnät också en viktig roll i klimatpolitiken.

Förkortningar

Begrepp	Betydelse
ACCEL	Accelererad Elnätskapacitet i Västra Götaland
AGON	Accelererad Grön Omställning i Norrbotten
DLR	Dynamisk ledningskapacitet (Dynamic Line Rating)
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators (den europeiska samarbetsorganisationen för transmissionsnätsoperatörer)
FÖN	Fossilfritt Övre Norrland
KMA	Kortsiktig marknadsanalys
LMA	Långsiktig marknadsanalys
LOLE	Loss of Load Expectation (antal timmar med effektbrist per år)
PRA	Probabilistic Risk Assessment (sannolikhetsbaserad riskbedömning)
SOGL	System Operation Guideline (EU-förordning om drift av elöverföringssystem)
TSO	Transmission System Operator (systemansvarig för transmissionsnätet)



Förord

Svenska kraftnät har i tre utgåvor publicerat en systemutvecklingsplan för att övergripande beskriva kraftsystemets framtida utveckling. Systemutvecklingsplanen beskrev de förändringar som måste hanteras för att vi även fortsatt ska ha ett robust och leveranssäkert kraftsystem som samtidigt möjliggör energiomställningen. För att möta efterfrågan på en mer proaktiv och transparent planering av transmissionsnätet har vi beslutat att framöver publicera en fristående nätutvecklingsplan som fokuserar på utvecklingen av transmissionsnätet.

Nätutvecklingsplan 2024–2033 redovisar både pågående anläggningsinvesteringsprojekt och aktuella behovsutredningar. För att komplettera detta tar vi nu steget mot en mer regional redovisning av planerna på längre sikt och arbetar fram långsiktiga målsystem och kapacitetstrappor per region. Med detta skapar vi bättre förutsättningar för dialog kring var i kraftsystemet stora förbrukningscentra bör förläggas för snabbast tillgång till ledig kapacitet, var olika produktionsslag gör mest systemnytta samt var och när nya etableringar på bästa sätt kan bli en del av kraftsystemet. Vårt mål är att skapa en regional tydlighet och förutsägbar-

het, samtidigt som vi kraftsamlar för att i takt med behoven säkerställa ett leveranssäkert kraftsystem med god kapacitet. Även om vi i nätutvecklingsplanen redovisar utvecklingen mer detaljerat för de kommande tio åren, så siktar vi på målnät med ett 25-årsperspektiv.

Nätutvecklingsplan 2024–2033 innehåller ett första smakprov på hur redovisningen med regionalt fokus i framtiden kommer att se ut. Vissa regioner är i dag mer genomarbetade än andra men vi siktar på att succesivt utveckla regionplanerna för samtliga områden. Vårt mål är att löpande redovisa förändringar och status i regionplanerna och att den samlade nätutvecklingsplanen vartannat år blir en sammanfattning av helheten.

Vi är lyhörda för återkoppling och mottar gärna förslag på vidareutveckling. Dialog och samarbete är centrala delar för att möjliggöra energiomställningen. Här kan alla bidra.

Lotta Medelius-Bredhe
Generaldirektör, Svenska kraftnät

Innehåll

Förkortningar	1
Förord	3
1. Introduktion	7
2. Drivkrafter för nätutveckling	9
2.1 Reinvesteringar	10
2.2 Anslutningar	12
2.3 Systemförstärkningar	13
2.4 Marknadsintegration	14
3. Förändringar i omvärlden och framtidsutsikter	17
3.1 Samspelet mellan samhälle och infrastruktur	17
3.1.1 Åtgärder för framtida elförsörjning	18
3.1.2 Samhällsekonomisk lönsamhetsbedömning och effekter	18
3.1.3 Nätutveckling och intressekonflikter	19
3.1.4 Regional samverkan och nya arbetssätt	19
3.1.5 Samråd och tillståndsprocess	20
3.2 Långsiktigt överföringsbehov och effekttillräcklighet	21
3.3 Vätgas som energibärare	22
3.4 Solkraft och batterilagring	23
3.5 Tekniska lösningar för att möta kraftsystemets utmaningar	24
3.5.1 Dynamisk ledningskapacitet	24
3.5.2 Energilager för ökad kapacitet	24
3.5.3 Styrbart effektflyde på AC-ledningar	25
3.5.4 Sannolikhetsbaserad riskbedömning	25
3.5.5 Nya anläggningar för spänningsreglering	26
4. Pågående utredningar och projekt	29
4.1 Utredningar och projekt i elområde SE1	29
4.1.1 Fossilfritt Övre Norrland (FÖN)	30
4.1.2 Långsiktiga behov inom elområde SE1	31
4.1.3 Utlandsförbindelser	32
4.2 Utredningar och projekt i elområde SE2	33
4.2.1 Nätkapacitet runt Östersund	33
4.2.2 220 kV-nätet mellan Krångede och Sundsvall	34
4.2.3 Seriekomparerade Snitt 2-ledningar	34
4.2.4 NordSyd	34

4.3 Utredningar och projekt i elområde SE3	37
4.3.1 Systemförstärkning Stockholm	37
4.3.2 Systemförstärkning Västra Götaland	39
4.3.3 Roslagstriangeln i Östra Uppland	41
4.3.4 Gotlandsförbindelsen	41
4.3.5 Östra korridoren längs sydostkusten	42
4.3.6 Utlandsförbindelser	42
4.4 Utredningar och projekt i elområde SE4	42
4.4.1 Förnyelse av ledningar på västkusten och i Skåne	42
4.4.2 Långsiktig plan för transmissionsnätet i elområde SE4	43
4.4.3 Ekhyddan–Nybro–Hemsjö	43
4.4.4 Utlandsförbindelser	44
4.5 Övriga projekt och pågående arbeten	46
4.5.1 Shuntreaktorpaketet	46
4.5.2 Anslutning av havsbaserad vindkraft	46
4.6 Regionplaner	49
4.6.1 Regionplan för Norrbottens län	51
4.6.2 Regionplan för Västerbottens län	53
4.6.3 Regionplan för Jämtlands län	55
10-årsplan nätinvesteringar	57
Fossilfritt Övre Norrland	60
NordSyd	62
Stockholms Ström och Storstockholm Väst	68
Sydvästra Sverige	70
Seriekompenseringsprojekt	72
Anslutningar under övervägande	74
Övriga projekt i elområde SE1	76
Övriga projekt i elområde SE2	78
Övriga projekt i elområde SE3	82
Övriga projekt i elområde SE4	86
Ledningsrevisioner och övriga projekt	88



1. Introduktion

Energiomställningen innebär stora utmaningar för kraftsystemet och kräver omfattande investeringar. Flera stora befintliga industrier i Sverige planerar att ställa om för att bli eldrivna. Samtidigt ökar elförbrukningen i storstadsregionerna och nya industrier vill etablera sig i Sverige. Dessutom förväntas en omfattande anslutning av ny elproduktion under de närmaste åren. För att möjliggöra dessa förändringar och möta de behov som finns behöver Svenska kraftnät investera i nya anläggningar. Dessa nyinvesteringar sammanfaller med att stora delar av transmissionsnätet behöver förnyas. På Svenska kraftnät jobbar vi med att genomföra dessa investeringar så effektivt som möjligt. Vår nätutvecklingsstrategi bygger därför på att samordna åtgärderna, så att nya ledningar så långt det är möjligt byggs på ett sätt som både ger ökad kapacitet och ersätter de gamla ledningarna.

Under den kommande tioårsperioden finns i Svenska kraftnäts planer en kombination av ny- och reinvesteringar som resulterar i att vi kommer att bygga cirka 1 500 km nya ledningar och ett 30-tal nya stationer. Dessutom förnyas vi över 2 500 km ledningar och cirka hälften av våra närmare 200 stationer. Den kompletta listan över samtliga åtgärder som berör tioårsperioden 2024–2033 finns i avsnittet 10-årsplan nätinvesteringar i slutet av nätutvecklingsplanen.

Nätutvecklingsplanen presenterar Svenska kraftnäts större nätutvecklingsprojekt och större pågående utredningar under den kommande tioårsperioden. Nätutvecklingsplanen ska kunna användas för att se vilka projekt och investeringar som är på gång och vad detta möjliggör. Det bör påpekas att innehållet i denna publikation baseras på de behov som vi känner till i dag och som är utredda. Allt eftersom nya behov tillkommer kan planerna komma att ändras eller utökas.

Förutom beskrivningar av pågående utredningar och projekt innehåller nätutvecklingsplanen även information kring bland annat drivkrafter för nätutveckling, samspelet mellan samhälle och utbyggnad av elnätet, samt en fördjupning om vilka möjliga komplement till nya ledningar som kan vara aktuella att använda för att möta kraftsystemets utmaningar. I nätutvecklingsplanen belyses vikten av stora volymer flexibilitet i kraftsystemet för att klara den ökade elförbrukningen i kombination med en stor utbyggnad av väderberoende elproduktion.

De senaste åren har nätutvecklingsplanen varit en del av Svenska kraftnäts publikation systemutvecklingsplanen, men numera publiceras nätutvecklingsplanen som en egen rapport. Tidigare publikationer av systemutvecklingsplanen finns att läsa på webbplatsen svk.se. Där finns även mer information om vår verksamhet och våra pågående projekt, som inte redovisas i den här rapporten.



2. Drivkrafter för nätutveckling

Svenska kraftnät utvecklar det nationella transmissionsnätet för att så effektivt som möjligt möta många olika behov. Vi har under en lång tid valt att gruppera och presentera våra åtgärder utifrån vad som är deras huvudsakliga drivkraft, även om många av de åtgärder vi vidtar möter flera olika behov. De drivkrafter vi använder är: reinvesteringar, anslutningar, systemförstärkningar och marknadsintegration.

Reinvesteringar: Stora delar av transmissionsnätet är nära att uppnå sin tekniska livslängd, vilket innebär att reinvesteringsbehovet är fortsatt stort. För att fortsätta ha ett person- och driftsäkert transmissionsnät och för att kunna överföra den mängd el som samhället önskar behöver vi bland annat förnya ett stort antal ledningar och stationer innan de når sin tekniska livslängd.

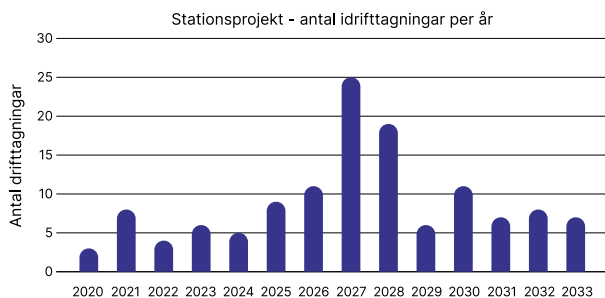
Anslutningar: Drivkraften anslutningar inkluderar de nätåtgärder som är kopplade till externa ansökningar om anslutning av ny, eller ökning av befintlig, förbrukning och produktion. Att elbehovet i Sverige förväntas öka kraftigt under de kommande åren styrks av att mängden anslutningsansökningar till Svenska kraftnät stadigt ökar. I vissa delar av landet förväntas exempelvis det totala effektbehovet

kraftigt överstiga vad som konsumeras i dag om alla förfrågningar om anslutning av förbrukning blir verklighet.

Systemförstärkningar: Inom området systemförstärkningar samlas i huvudsak de investeringar i transmissionsnätet som genomförs för att öka kapaciteten inom ett område. Eftersom vi ser en kraftig ökning av både produktion och förbrukning, samt i många fall på nya platser, kommer behovet av systemförstärkande åtgärder att fortsätta öka.

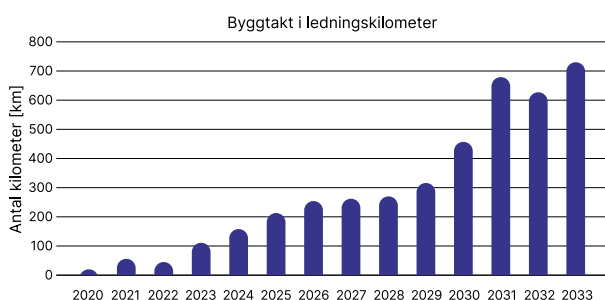
Marknadsintegration: Marknadsintegration syftar till att öka eller bibehålla handelskapaciteten inom Sverige och mellan Sverige och våra grannländer. Åtgärderna möjliggör ökad överföring från överskottsområden till underskottsområden, vilket bidrar till ökad leveranssäkerhet och ett mer effektivt utnyttjande av produktionsresurser.

I Figur 1 visas antal idrifttagningar av stationer under perioden 2020–2033 fördelat per år och summerat för alla drivkrafter. Under den kommande tioårsperioden kommer närmare 50 stycken av våra befintliga stationer att totalförnyas och ett 30-tal nya stationer kommer att byggas.



Figur 1. Antal idrifttagningar av stationer per år under perioden 2020–2033.

I Figur 2 presenteras byggtakten i antalet ledningskilometer under perioden 2020–2033 fördelat per år och summerat för alla drivkrafter.



Figur 2. Byggtakt i antalet ledningskilometer per år under perioden 2020–2033.

2.1 Reinvesteringar

Det finns ett tydligt samspel mellan behovet av underhåll, med ständigt pågående besiktningar av utrustning och byten av enskilda komponenter, och reinvesteringstakt. Målet är att förebygga haverier eftersom de riskerar att påverka kraftsystemets tillgänglighet, ge negativ miljöpåverkan eller, i värsta fall, påverka personsäkerheten. Samtidigt är det viktigt att inte byta ut väl fungerande anläggningsdelar för tidigt då det medför ökade kostnader. Ett aktivt och systematiskt underhåll av befintliga anläggningar skapar goda förutsättningar för att livslängden för dessa blir så lång som möjligt. Det i sin tur möjliggör en lägre reinvesteringstakt och att intervallen mellan kostnadskrävande totalförnyelser kan ökas.

Svenska kraftnäts policy för tillgångsförvaltning bygger på ett antal grundläggande principer. Dessa utgår från ett fokus på anläggningens hela livscykel och där underlag för beslut är baserade på fakta om den specifika anläggningen och en förståelse av anläggningsrisker och deras hantering. För att effektivt kunna förvalta våra anläggningar, behöver samtliga typer av åtgärder som genomförs under

deras livstid vara en koordinerad del av strategin för förvaltningen. Det omfattar både underhålls- och reinvesteringståtgärder, hur anläggningarna drivs och hur vi använder och hanterar all anläggningsinformation. Samtidigt ska vi hela tiden se till att utveckla och förbättra verksamheten för vår anläggningsförvaltning.

För att på bästa sätt hantera den höga reinvesteringstakt som ligger framför oss under 2020-talet kommer en kontinuerlig verksamhetsutveckling att ske. Syftet med verksamhetsutvecklingen är att finna en bra balans mellan teknisk status hos anläggningarna, möjligheter till avbrott, personsäkerhet, miljöpåverkan samt kostnader. För att uppfylla den nyligen beslutade policyn för förvaltningen har Svenska kraftnät beslutat att arbeta för att under 2024 certifieras enligt den internationella standarden för tillgångsförvaltning, ISO 55001.

Framtidens behov styr förnyelsen av våra befintliga anläggningar

Under den kommande tioårsperioden utgör reinvesteringar den enskilt största andelen av Svenska kraftnäts investeringsvolym i anläggningsåtgärder. Många av våra anläggningar byggdes på 1950-, 60- och 70-talen och de äldsta närmar sig nu slutet av sin tekniska livslängd. Dessa ledningar och stationer är till stora delar byggda och anpassade för de behov och krav som fanns då anläggningarna byggdes. I dag har vi i många avseenden helt nya krav och behov beträffande hur framtidens transmissionsnät behöver utformas.

Svenska kraftnäts utgångspunkt är att reinvesteringar ska vara en integrerad del i nätutvecklingen. Det innebär att när vi byter ut gammal utrustning ser vi till att anpassa den till samhällets framtida elbehov. Till exempel kan vi välja att bygga kraftigare ledningar med högre spänning och stationer med möjlighet att ansluta mer produktion och förbrukning. Ett sådant exempel är investeringspaketet NordSyd. I det paketet förnyas flera av våra befintliga ledningar genom att bygga helt nya ledningar, både med ny sträckning och med högre kapacitet. Vi förnyar också många av våra stationer i samband med att vi ansluter ny produktion eller förbrukning. I merparten av våra stationsprojekt har vi andra parter, såsom nätägare och producenter, att ta hänsyn till och vi samordnar reinvesteringens behov med dem.

Förlängd livslängd på våra anläggningar

Då vi förnyar med fokus på att möta framtida behov finns flera nya utmaningar. En sådan är att förnyelser genom nyinvesteringar ofta tar längre tid att utreda och genomföra än en direkt förnyelse av en befintlig anläggning. Ibland medför detta att vi behöver hålla våra befintliga anläggningar i drift flera år längre än vad som ursprungligen planerats, något som inte kan göras helt utan åtgärder.

För att ändå kunna driva anläggningen med tillräckligt hög drift- och personsäkerhet till dess att den kan ersättas behöver hela eller delar av anläggningarna åtgärdas så att den tekniska livslängden förlängs. Svenska kraftnät genomför därför i allt högre utsträckning det vi kallar livslängdsförlängande åtgärder. Dessa åtgärder kräver både interna och externa resurser och kostnaderna är inte försumbara. Åtgärderna är främst kopplade till det stora nyinvesteringspaketet NordSyd och Storstockholmsområdet. Alternativet, att inte genomföra våra ny- och reinvesteringar koordinerat, skulle dock leda till avsevärt högre totalkostnader.

Historiskt hög förnyelsetakt

En stor del av transmissionsnätets stationer är från 1970- och 80-talen och behöver förnyas inom en 20-årsperiod. I och med att stationerna byggdes under en kort tidsperiod innebär det att många är jämgamla med likartad livslängd och följaktligen behöver de också förnyas under samma tidsperiod. Det har resulterat i ett behov av en historiskt hög förnyelsetakt den kommande tioårsperioden. En status- och förnyelsebehovsanalys genomfördes nyligen som stärker vår uppfattning att vi behöver öka reinvesteringstakten jämfört med det senaste decenniet, då vi har fokuserat på nyinvesteringar, kapacitetshöjande åtgärder och anslutning av vindkraft.

Under den kommande tioårsperioden kommer därför ungefär hälften av våra, närmare 200, stationer att förnyas. Närmare 50 av dem totalförnyas och utöver detta kommer ett stort antal enskilda komponenter, såsom kontrollsystem, skalskydd och ställverksapparater, att förnyas i ytterligare ett 50-tal stationer. Liksom för stationer, behöver många ledningar förnyas. Runt hälften av det befintliga ledningsnätet för 220 kV och 400 kV byggdes under 1950- och 1960-talet och har haft ett begränsat förnyelsebehov fram till nu. Under den kommande tioårsperioden berörs ett 50-tal ledningar, omfattande totalt över 2 500 km, av totalförnyelser. Dessa reinvesteringar utgör framöver en allt större andel av de planerade ledningsåtgärderna.

Säkerställande av ledningarnas funktion under deras livslängd

Vi har under många årtionden genomfört ledningsunderhåll baserat på besiktningar för varje enskild ledning. Sedan några år tillbaka genomför vi ledningsrevisioner på ett mer systematiskt sätt. Det innebär att vi efter ungefär halva livslängden gör en översyn av ledningarna för att säkerställa status och genomför åtgärder så att alla delar håller under ledningens kvarvarande livslängd. Vi får samtidigt möjlighet att följa upp och justera våra bedömningar avseende teknisk livslängd för anläggningsdelarna. Under den kommande tioårsperioden kommer närmare 6 000 km ledningar att ses över, fördelat på drygt 100 olika anläggningar och flera grupperade paket. Omfattningen berör över en tredjedel av vårt ledningsnät. Med den omfattningen och mot bakgrund av att det byggts färre ledningar under de senaste decennierna, ser vi ett lägre behov av ledningsrevisioner efter tioårsperioden.

Automatiserad tillståndsövervakning av anläggningar och effektivare beslutsstöd

Den pågående energiomställningen ställer högre krav på ökad digitalisering och informationsutbyte. Digitalisering berör alla delar av vår verksamhet och kan exempelvis möjliggöra förbättrad kännedom om och hantering av vårt reinvesteringarbehov, detta bland annat genom förbättrad insamling och hantering av digital information. Ett konkret exempel på Svenska kraftnäts pågående arbete med ökad digitalisering som knyter an till detta handlar om automatiserad tillståndsövervakning av våra anläggningar. En automatiserad tillståndsövervakning av anläggningar syftar till att bättre ta till vara på värdefull information från anläggningarna, något som möjliggör snabbare och mer korrekta beslut för att upprätthålla en hög tillgänglighet på anläggningarna. Genom att koordinera vårt behov av information från anläggningar kan vi effektivare hantera information och öka datakvalitet samt minska den manuella hanteringen.

På sikt leder det till att färre stationsbesök krävs när mer information finns tillgängligt centralt, något som också gör det enklare att fatta korrekta beslut. Konceptet bygger på automatiserad insamling samt centraliserad lagring och bearbetning av information om våra anläggningar, inklusive verktyg för att analysera och visualisera information.

2.2 Anslutningar

För att kunna ansluta ny, eller öka befintlig, produktion eller förbrukning krävs i många fall att mer eller mindre omfattande anpassningar av transmissionsnätet behöver genomföras. Detta gäller både för anslutning av till exempel ny vindkraftsproduktion och för större elanvändare såsom elektrifiering av industri, serverhallar eller traditionell elintensiv industri. Vilka anpassningar som måste göras varierar från fall till fall, men de kan bestå av allt ifrån nya ledningar och stationer till utbyggnad av en befintlig station.

Drivkraften bakom en anslutningsansökan kan exempelvis vara anslutning av större produktionsanläggningar eller behov av ökade uttag till följd av etablering av industri eller omstrukturering av befintligt nät. Anslutningar görs i huvudsak via nät från andra nätägare till transmissionsnätet och inte genom att förbrukning eller produktion ansluts direkt till transmissionsnätet. Dessa nätägare tecknar då inmatnings- och/eller uttagsabonnemang utifrån den maximala produktion och förbrukning som de önskar ansluta.

Fler och större anslutningsansökningar

Antalet ansökningar om nyanslutning till transmissionsnätet ökar stadigt både vad det gäller antal men framförallt vad det gäller den samlade effekten som ansökningarna avser. Det ökande antalet anslutningsansökningar gäller både anslutning av produktion, till exempel nya vindkraftsparker på land och till havs, och anslutning av ny förbrukning eller ökat effektuttag i redan befintliga anslutningspunkter.

De senaste åren har flera stora industrier i Sverige påbörjat en omställning från att använda fossila råvaror i sina processer till en direkt eller indirekt elektrifiering. Det är en bidragande orsak till många av de stora förfrågningar om anslutning av förbrukning som har inkommit den senaste tiden. Framförallt har anslutning av större enskilda elförbrukare blivit allt mer aktuellt och eftersom att effektuttagen har ökat i storlek blir det svårt att ansluta dem utan att genomföra nätförstärkningar. Ofta räcker inte kapaciteten på ledningarna i närområdet till, vilket innebär att det kan ta lång tid att tillgodose det önskade nät-kapacitetsbehovet.

Ansökningarna om uttag från transmissionsnätet gäller framförallt industrier i norra Sverige, elområde SE1, där den totala volymen förbrukningsansökningar uppgår till cirka 12 500 MW, varav cirka 11 700 MW har önskat anslutningsår under perioden 2024–2033.

Intresset för att elektrifiera sin verksamhet finns dock hos industrier i hela Sverige och det förväntas fortsatt komma in förfrågningar om att ansluta mycket stora förbrukningsvolymerna. För närvarande har vi förbrukningsansökningar om totalt cirka 20 500 MW i hela landet, varav cirka 17 800 MW har önskat anslutningsår under perioden 2024–2033. Detta kan sättas i relation till att den maximala effektförbrukningen under topplasttimmen i Sverige år 2022 uppgick till knappt 24 000 MW.

I Tabell 1 presenteras total volym förbrukningsansökningar till Svenska kraftnät fördelat per elområde.

Elområde	Förbrukningsansökningar, total volym [MW]
SE1	12 500
SE2	3 700
SE3	4 300
SE4	0
Totalt	20 500

Anslutning av vindkraftsproduktion

Intresset för att bygga vindkraft är fortsatt mycket stort och Svenska kraftnät har för närvarande ansökningar om anslutning av vindkraftsinmatning i storleksordningen 134 000 MW. Av den totala ansökta volymen vindkraftsproduktion utgör havsbaserad vindkraft cirka 117 000 MW och landbaserad vindkraft cirka 17 000 MW. Den ansökta volymen inmatning av havsbaserad vindkraft beaktar inte fysiskt överlappande projektförslag, vilket är en unik företeelse för havsbaserad elproduktion. Det innebär att flera olika ansökningar kan omfatta samma geografiska område, vilket i praktiken innebär att samtliga av dessa ansökningar i sådant fall inte kan realiseras.

Tidigare har vindkraften ofta kunnat anslutas genom relativt små åtgärder i nätet, exempelvis genom att bygga nya stationer eller anpassa befintliga stationer samt i vissa fall också genom installation av automatik för produktionsfrånkoppling för att kunna hantera överlast i transmissionsnätet. De senaste åren har dock kapaciteten i transmissionsnätet i allt högre utsträckning börjat utnyttjas av installerad produktion och redan beviljade anslutningar. Detta medför att det blir allt svårare att ansluta mer produktion i det befintliga nätet, vilket i sin tur innebär att allt större åtgärder i form av exempelvis nya ledningar blir nödvändiga för att kunna hantera nya kapacitetsbehov.



2.3 Systemförstärkningar

Inom området systemförstärkningar samlas i huvudsak de investeringar i transmissionsnätet som genomförs för att öka kapaciteten inom ett område. Det kan exempelvis vara åtgärder som innebär anpassning av transmissionsnätet för att öka möjligheten att överföra mer elproduktion från ett större område, med flera olika anslutningar, vidare ut i nätet. Det kan även vara de åtgärder som behöver vidtas för att kunna öka effektuttaget i storstadsregionerna.

Eftersom vi ser en kraftig ökning av både produktion och förbrukning, samt i många fall på nya platser, kommer behovet av systemförstärkande åtgärder att fortsätta öka. Till följd av att stora mängder ny vindkraft har installerats, och fortsätter installeras, ökar den sammanlagda produktionskapaciteten inom enskilda områden och med det ökar också behovet av att anpassa transmissionsnätet. Vi behöver därmed se till att enskilda delar av elnätet inte begränsar möjligheten att överföra den ökade elproduktionen på ett driftsäkert sätt.

Förutom att mängden elproduktion och elförbrukning förväntas öka, har även flödena genom elnätet förändrats under de senaste åren, vilket innebär en utmaning för drift och planering av transmissionsnätet. Det tidigare typiska nord-sydliga flödet genom Sverige har förändrats och det har blivit vanligare med ett öst-västligt flöde genom landet vid vissa driftsituationer. På sikt, om havsbaserad vind byggs i

södra Sverige, kan det även bli aktuellt med ett mer syd-nordligt flöde. Det ökande och mer varierande flödet ställer högre krav på transmissionsnätet och medför att det kan bli svårare än tidigare att förutse framtida flöden och sannolika scenarier, vilket är viktigt att ha som underlag för den långsiktiga nätplaneringen. Svenska kraftnät arbetar med att förbättra möjligheterna att på ett enklare sätt använda resultaten från den långsiktiga marknadsanalysen (LMA) i nätplaneringen. Detta kommer bidra till att resultaten från Svenska kraftnäts LMA på ett mer automatiserat sätt kan överföras till nätplaneringsprogrammen och göra det enklare att ta hänsyn till samtliga scenarier och driftfall som kan uppkomma. I avsnitt 3.2 går det att läsa mer om Svenska kraftnäts LMA.

De senaste åren har flera stora produktionsanläggningar lagts ner i södra Sverige, vilket har fått negativa konsekvenser för systemstabiliteten och överföringskapaciteten i området. Åtgärder för att kompensera för de försämringar som skett har redan införts, men för att analysera det långsiktiga behovet av bland annat spänningsreglerande åtgärder har flera utredningar påbörjats. För att säkerställa systemets övergripande förmåga att dynamiskt upprätthålla spänning och överföringskapacitet genomför vi även ett antal stabilitetshöjande åtgärder. I flera fall utgörs dessa av anläggningar för reaktiv effektkompensering baserad på kraftelektronik, exempelvis STATCOM. I avsnitt 3.5.5 går det att läsa mer om vad Svenska kraftnät vidtar för åtgärder inom området spänningsreglering.

2.4 Marknadsintegration

Marknadsintegration syftar till att öka eller bibehålla handelskapaciteten, både inom Sverige och mellan Sverige och våra grannländer. Åtgärderna möjliggör ökad överföring från överskottsområden till underskottsområden. Det bidrar till ökad leveranssäkerhet och ett mer effektivt utnyttjande av produktionsresurser, med mindre prisdifferenser som följd.

Behov av överföringskapacitet analyserar vi med elmarknadsmodeller baserat på långsiktiga scenarier för det nordeuropeiska kraftsystemet, vilket beskrivs i avsnitt 3.2. Studier som genomförs inom det europeiska och det nordiska planeringssamarbetet är ofta en viktig del av underlaget för beslut om nätinvesteringar som leder till ökad marknadsintegration. För att bibehålla handelskapaciteten till våra grannländer behöver det utredas om och i sådant fall hur flera av de befintliga likströmsförbindelserna ska ersättas.

Svenska kraftnät har fått in många ansökningar om att ansluta elintensiv industri i norra Sverige. Flera av dessa etableringar planerar att driftsättas under tidsperioden 2025–2030 och vi förväntar oss att de nord-sydliga flödena kommer att minska fram till 2027¹. Från år 2026 uppstår också perioder med norrgående flöden från elområde SE2 till SE1. Detta beror på en kraftigt ökad elförbrukning i norra Sverige och trots en stor utbyggnad av vindkraft hinner inte produktionen byggas ut i samma takt som efterfrågan ökar. Även i mellersta Sverige sker

förändringar av flöden, produktion och förbrukning. Importen från Finland till SE3 varierar inom analysperioden (2023–2027) men är högre i slutet av perioden än i början. Även det kan förklaras av ökad elförbrukning i Sverige samt att antagen handelskapacitet ökar och Finlands elproduktion ökar. Flödet på AC-förbindelserna från SE1 till Finland övergår från export till import under år 2027. Det finns även faktorer som kan bidra till förändrade flöden genom det svenska transmissionsnätet på längre sikt, däribland:

- > Ökad förbrukningsflexibilitet och energilagring som kan bidra till att förbättra effekttillräckligheten i södra Sverige.
- > Etablering av stora mängder havsbaserad vindkraft i södra Sverige.
- > Mer elintensiv industri i norra Sverige. Också på längre sikt kan elförbrukningen öka kraftigt i norra Sverige, främst genom elektrifieringen av stål- och gruvindustrin. De stora norrgående flöden som väntas vid sådana utvecklingar skulle medföra ett behov av ökad handelskapacitet, främst i våra interna snitt mellan elområde SE1 och SE2 och mellan elområde SE3 och SE4, men även till Finland och Norge. Förbindelser mot grannländerna, som möjliggör export av el under perioder med överskott och import vid underskott, blir allt viktigare när andelen oplanerbar elproduktion i kraftsystemet ökar. Ökad handelskapacitet bidrar även till att reducera pris-skillnaden mellan elområden.

1. [Svenska kraftnät 2022: Kortsiktig marknadsanalys 2022 – Analys av kraftsystemet 2023–2027](#)





3. Förändringar i omvärlden och framtidsutsikter

Den framtida utvecklingen av transmissionsnätet påverkas av en mängd olika faktorer, exempelvis teknikutveckling, framtida behov av effekt, energi och överföringskapacitet, andra samhällsintressen och politiska beslut. I detta kapitel redogörs för en del av dessa faktorer, bland annat beskrivs hur Svenska kraftnät arbetar för att effektivisera utbyggnaden av transmissionsnätet genom ökad samverkan med andra aktörer och kortade tillståndsprocesser.

Kapitlet innehåller även en fördjupning om olika tekniska lösningar som kan utgöra möjliga komplement till att bygga nya ledningar och stationer för att möta kraftsystemets utmaningar. Det inkluderar exempelvis dynamisk ledningskapacitet, energilagring och styrbart effektlöde. Dessutom ges en redogörelse kring solkraft respektive vätgas, som kommer att kunna spela en betydande roll i det framtida energisystemet.

3.1 Samspelet mellan samhälle och infrastruktur

Den långsiktiga utformningen av kraftsystemet, det vill säga hur olika produktionsanläggningar, elnät,

förbrukningsflexibilitet och lagring tillsammans ska möta samhällets behov, påverkas av politiska beslut, teknikutveckling och marknadsförutsättningar. I det arbetet har Svenska kraftnät två huvudansvar:

- > Att säkerställa ett robust och driftsäkert kraftsystem med tillräcklig överföringskapacitet på transmissionsnätet.
- > Att utveckla transmissionsnätet genom att finna balansen mellan samhällsnytta och påverkan på vår omgivning.

Våra åtgärder påverkar inte bara kraftsystemet i sig utan också samhället vi lever i: vi bygger ledningar och stationer som påverkar både miljö och boende i närområdet, förnybar elproduktion bidrar till minskad klimatpåverkan, ökad överföringskapacitet får genomslag på elpriser och möjliggör ett växande samhälle och en övergång från fossila bränslen till el. Alla dessa faktorer spelar roll när vi beslutar om vilka åtgärder vi vill genomföra för att utveckla transmissionsnätet, och vårt mål är att alltid genomföra den mest samhällsekonomiskt effektiva åtgärden.

3.1.1 Åtgärder för framtida elförsörjning

Transmissionsnätet i Sverige består till övervägande del av stationer och luftledningar för växelström och drivs med 400 kV- och 220 kV-spänning. Samtidigt som vi möter nya behov i transmissionsnätet, till exempel av ökad kapacitet för nya anslutningar eller ökat uttag, behöver vi upprätthålla driftsäkerhet och elkvalitet. Att förstärka nätet genom uppgradering av befintliga ledningar eller genom att bygga nya luftledningar har därför varit ett driftsäkert och kostnadseffektivt sätt att möta de behov som funnits.

Ibland, när helhetslösningen blir bättre, eller förutsättningarna kräver det, använder vi andra tekniker eller väljer andra åtgärder. En mycket vanlig frågeställning kring utformningen av våra ledningar är huruvida de ska byggas med luftledningsteknik eller med markförlagd kabel. Luftledningstekniken är både robust, driftsäker och kostnadseffektiv, medan fördelarna med markförlagd kabel kan vara minskade intrångseffekter. Luftledningstekniken är dock fortsatt förstahandsalternativet främst tack vare dess fördelar kopplat till teknik och driftsäkerhet, men även med anledning av längre livslängd och lägre kostnader.

Tillsammans med ett antal regionnätsföretag överlämnade Svenska kraftnät år 2021 en skrivelse till regeringen med ett antal förslag för att säkerställa utbyggnaden av elnätet². De undertecknande aktörerna har en samsyn kring att luftledning som utgångspunkt utgör bästa möjliga teknik på höga spänningsnivåer och genom att exempelvis förtydliga ellagens krav kan regeringen klargöra förutsättningarna för utbyggnad av transmissions- och regionnät. Detta har också lyfts fram som förslag i Klimaträttsutredningen år 2022³.

Svenska kraftnät vidtar i många fall även andra åtgärder när vi utvecklar transmissionsnätet. Ett exempel är högttemperaturlinor som kan öka överföringsförmågan genom linbyte i befintliga stolpar. Andra typer av åtgärder är sådana som i vissa fall kan avhjälpa kapacitetsbrist till tårtorer genom regionalt ökad produktion eller minskad förbrukning. Genom sådana avhjälpande åtgärder under kritiska timmar, kan efterfrågan på el hos befintliga eller tillkommande kunder mötas. För att kunna använda sig

2. Svenska kraftnät 2021: Pressmedelande 2021-01-29 - Åtgärdsförslag för att effektivisera utbyggnaden av elnätet överlämnas till regeringen

3. Rätt för klimatet, SOU 2022:2021

av denna typ av resurser kan det dock krävas att det finns en långsiktigt garanterad tillgänglighet, samt i vissa fall en direkt styrning när åtgärder behöver vidtas i driftskedet.

Svenska kraftnät ser att alla dessa åtgärder kommer att behövas för att lösa de utmaningar vi står inför. Fortsatt utbyggd nätinфраstruktur är dock viktigt för att få ett robust nät som klarar både krav ur ett totalförsvarsperspektiv och de olika krav som ställs av den framtida utvecklingen av elproduktion och elförbrukning.

3.1.2 Samhällsekonomisk lönsamhetsbedömning och effekter

Det ingår i vårt uppdrag att utveckla ett kostnads-effektivt transmissionsnät, vilket vi åstadkommer genom att bygga samhällsekonomiskt lönsamma anläggningar. Med det menar vi att nyttorna för samhället, genom exempelvis en bättre fungerande elmarknad och ökade möjligheter för anslutning, överväger de kostnader och den negativa påverkan som uppstår. De samhällsekonomiska analyserna bidrar till detta genom att visa effekterna av våra planerade åtgärder, så att vi kan fatta beslut baserade på relevanta underlag, och att bedömningsgrunderna är transparenta. Den samhällsekonomiska analysen är således en viktig del i beslutsprocessen för våra planerade investeringar. Den beskriver bland annat effekterna på elmarknad, leveranssäkerhet, nätförluster, klimat och lokal miljö, samt intrångseffekter och investeringskostnader. Därmed kan beslut tas baserat på en samhällsekonomisk lönsamhetsbedömning.

Beroende på typ av nätåtgärd och dess storlek kan omfattningen av den samhällsekonomiska lönsamhetsbedömningen variera. Oavsett analysens detaljeringsgrad säkerställs det dock alltid i utrednings- och förberedelsefaserna att de planerade åtgärderna är lämpliga och kostnadseffektiva, i förhållande till den påverkan de medför.

Alla effekter kan inte prissättas, det vill säga beskrivas i kronor, utan ingår då som kvalitativt bedömda effekter i lönsamhetsbedömningen. Svenska kraftnäts samhällsekonomiska analyser liknar på detta sätt många andra offentliga aktörers beslutsunderlag, exempelvis Trafikverkets. Genom den samhällsekonomiska analysen tydliggörs de planerade åtgärdernas påverkan. När det finns flera åtgärdsalternativ som tillgodoser behoven, kan Svenska kraftnät välja det alternativ som är mest samhällsekonomiskt lönsamt.

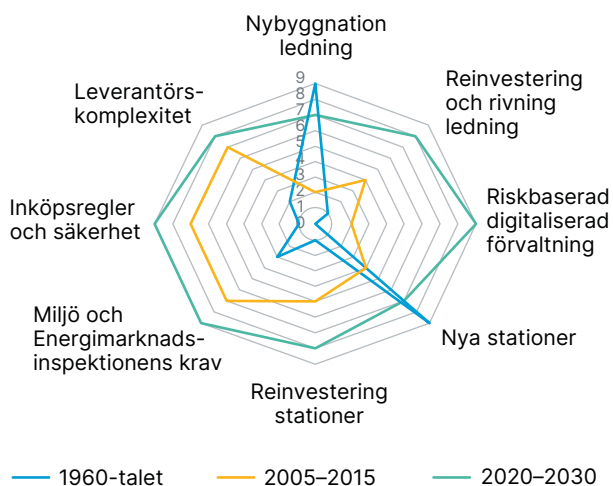
Det pågår kontinuerligt arbete med att utveckla de metoder som ligger till grund för våra samhälls-ekonomiska analyser internt. Inom det arbetet följer vi även med i den utveckling av analysmetoder som används inom den europeiska samarbetsorganisationen för systemoperatörer, ENTSO-E, och anpassar vår metodik efter styrande krav och direktiv från Energimarknadsinspektionen och regeringen.

3.1.3 Nätutveckling och intressekonflikter

Kraven på leveranssäkerhet, robusthet och kostnadseffektivitet medför, tillsammans med tekniska begränsningar, att de ledningar Svenska kraftnät kommer att bygga framöver i huvudsak kommer att förbli i form av luftledningar. Med det som utgångspunkt kan vi förvänta oss att de intressekonflikter vi ser i dag, mellan behovet av elinfrastruktur och samhällets acceptans för den, kan komma att bestå eller öka.

Det finns dock flera trender i omvärldsanalysen som skulle kunna utgöra grunden för en förändrad attityd. Den mest uppenbara är att det stora engagemanget som finns för att motverka klimatförändringarna sprider sig. Engagemanget sträcker sig från individuella åtgärder, som till exempel val av eldrivna fordon, till en långsamt ökad acceptans för den elektriska infrastruktur som är nödvändig för att industrin ska kunna övergå från fossila bränslen till el. På motsvarande sätt kan ett ökat fokus på samhällssäkerhet och sårbarhet också leda till en större förståelse för att elnätet är en infrastruktur som behöver utvecklas.

Komplexitet i utvecklingen av transmissionsnätet



Figur 3. Komplexiteten i utvecklingen av transmissionsnätet har förändrats under dess framväxt.

För att illustrera de utmaningar vi står inför kan vi blicka tillbaka till 1960-talet då transmissionsnätet också stod inför en omfattande utbyggnad. Figur 3 illustrerar, utan att vara baserad på direkta nyckeltal, hur utmaningen har utvecklats över tid under transmissionsnätets framväxt. Under de tidiga åren byggdes mycket nytt, med stor teknisk utveckling och stora volymer men utan att stora krav ställdes på miljöhänsyn, säkerhet eller upphandlingsregler. Under tidigt 2000-tal ställdes större formella krav men behovet av byggnation var begränsat. Vi är nu i en situation med stora behov av investeringar för att både förnya de äldre delarna av elnätet och för att öka överföringskapaciteten, samtidigt som lagstiftningen skärpts inom ett flertal områden. Det innebär bland annat att konflikten mellan elinfrastruktur och andra samhällsintressen är tydligare, säkerhetskraven högre och regelverket avseende upphandling mer komplext.

Svenska kraftnät har en viktig roll i att minska de potentiella intressekonflikterna och vi kommer att arbeta med hur de specifika samråden runt enskilda åtgärder kan förbättras. Vi kommer också att bidra i den mer generella kunskapsspridningen att ökad elförbrukning är en nyckel till en klimatneutral framtid, men att det medför ett behov av mer elinfrastruktur.

3.1.4 Regional samverkan och nya arbetssätt

För att påskynda energiomställningen och bidra till att snabbare tillgodose det kraftigt ökande elbehovet har nya regionala samverkansformer växt fram under de senaste åren. I dessa samverkansforum deltar bland annat kommuner, näringsliv, regionnätbolag och Svenska kraftnät. Genom att dessa aktörer träffas och skapar en gemensam målbild kan nya arbetssätt utvecklas så att energiomställningen går snabbare. Detta samarbete kan exempelvis skapa lösningar som gör tillståndsprocesserna för ny elproduktion och utbyggnad av ledningsnätet effektivare, vilket bidrar till att korta ledtiderna.

Två av de tydligaste exemplen på den här formen av regional samverkan kring energiomställningen som Svenska kraftnät deltar i finns i dag i Norrbotten och Västra Götaland. I Norrbotten finns forumet AGON (Accelererad Grön Omställning i Norrbotten) som startades år 2021 och drivs i länsstyrelsens regi. I Västra Götaland finns forumet ACCEL (Accelererad Elnätskapacitet i Västra Götaland) som startades år 2022 och leds av Region Västra Götaland tillsammans med länsstyrelsen och Svenska kraftnät. Skåne, Västmanland och Uppsala är några exempel

på andra platser i Sverige där det också finns regionala samverkansforum.

Genom att i olika forum över hela landet utöka samarbetet med till exempel regionnätbolagen, som är de aktörer som vanligen har den direkta kontakten med större elanvändare och elproducenter, kan vi skapa ett mer proaktivt arbete med långsiktiga nätutvecklingsplaner. Detta är viktigt för att bättre kunna möta några av de stora utmaningarna vi står inför i dag: att både kunna hantera den ökande mängden ansökningar och det faktum att önskemålen om anslutning gällande både inmatning och uttag tenderar att bli allt större rent effektmässigt. Det medför i sin tur att större systemutredningar, som tar ett helhetsgrepp inom ett område och tar hänsyn till samtliga behov, måste genomföras. Genom att ha en proaktiv dialog med regionnätbolagen ökar möjligheterna att fånga upp behov kopplat till utveckling av elförbrukning och elproduktion inom varje område. På så sätt kan dessa behov inkluderas i den långsiktiga nätplaneringen. Genom regional samverkan ökar vi acceptansnivån för att elektrifiera Sverige med hög utbyggnadstakt av transmissionsnätet.

Sedan en tid tillbaka pågår en prognossamverkan mellan Svenska kraftnät och regionnätbolagen. Syftet med den är att utveckla effektprognoser för tillkommande förbrukning och produktion i elnäten till omkring år 2040. Prognossamverkan mellan samhällets aktörer är en nyckelfaktor för att lyckas med elektrifiering eftersom gemensamma långsiktiga prognoser kan användas för att effektivisera tiden från identifierat behov till lösning. Väl underbyggda prognoser skapar förutsättningar att bättre kunna nå fram med elnät på rätt plats, i rätt tid och med rätt kapacitet oavsett om detta avser lokalnät, regionnät eller transmissionsnät. Prognossamverkan mellan Svenska kraftnät och regionnätbolagen skapar även bättre förutsättningar att samplanera regionnät och transmissionsnät under gemensamma antaganden. Eftersom omvärlden är föränderlig krävs ett kontinuerligt samarbete mellan Svenska kraftnät och regionnätbolagen för att vidareutveckla metodik och antaganden vid framtagning av prognoserna.

Ytterligare ett exempel på där regional samverkan och nya arbetssätt är en möjliggörare för energiomställningen är Svenska kraftnäts investeringsprogram Fossilfritt Övre Norrland (FÖN). Programmet startade under 2022 och samlar de investeringar som är kopplade till den industriella energiomställningen i norra Sverige, vilket innefattar utbyggnad av både ledningar och stationer. Programmet är även en del

av ett pilotprojekt för att markant minska ledtiderna i utbyggnaden av elnätet. Det täta myndighetssamarbetet inom samverkansforumet AGON är en förutsättning för att lyckas med FÖN. Se avsnitt 4.1.1 för att läsa mer om FÖN och de paket som ingår i investeringsprogrammet.

3.1.5 Samråd och tillståndsprocess

Processen från ett identifierat behov av en ledning, fram tills dess att den är tagen i drift är lång. Att bygga och driva elnät kräver ett tillstånd, en så kallad koncession, vilket utfärdas av Energimarknadsinspektionen. Utöver nätkoncession kan det även krävas en rad andra tillstånd. Det är en omfattande och tidskrävande process att genomföra utredningar och samråd, samt att ta fram de underlag som krävs för en koncessionsansökan. Till detta kommer arbetet med att projektera, upphandla och bygga ledningen. Processen från start av arbetet till färdig transmissionsnätledning har tidigare kunnat ta cirka 15 år.

För att Svenska kraftnät ska kunna bygga ut transmissionsnätet i den takt samhället förväntar sig, pågår ett intensivt arbete med att korta ledtiderna. Svenska kraftnät har exempelvis startat ett initiativ som verkar för halverade ledtider för luftledningsprojekt till slutet av 2024 och för att nå det målet krävs breda samarbeten i samhället för att uppnå både intern och extern effektivitet. Byggtakten behöver stärkas både med avseende på ökad volym (antal mil ledning/antal stationer per år) och tiden det tar från identifierat behov till idrifttagen anläggning. En central del av arbetet med att korta ledtider är att se över interna arbetssätt. En större förändring som genomförts är att arbete med tillstånd och markåtkomst inleds tidigare än vad det gjort förut. Detta gör att fler aktiviteter genomförs parallellt istället för sekventiellt vilket kommer att korta ledtider.

Utöver att se över interna arbetssätt, har Svenska kraftnät även deltagit i Energimarknadsinspektionens, Lantmäteriets och länsstyrelsernas regeringsuppdrag att utveckla nya koordinerade arbetssätt för att försöka korta ledtiderna för elnätsutbyggnad. Genom mer och bredare samverkan kan nya arbetssätt utvecklas, vilket kan bidra till att hitta lösningar som gör tillståndsprocesserna för ny energiproduktion och utbyggnad av transmissionsnätet effektivare.

Under åren 2000–2020 byggde Svenska kraftnät 60 mil transmissionsnät. Nu ska vi under lika många år bygga uppemot 700 mil transmissionsnät. För att detta ska vara möjligt behövs lagändringar. Klimaträttsutredningen har presenterat flera väl under-

byggda förslag i syfte att underlätta elnätsutbyggnad. Precis som utredningen anger är det svårt att kvantifiera tidsvinster av olika förslag. Svenska kraftnät bedömer dock att förslagen kan korta ledtider med 6–12 månader i snitt men att det för vissa viktiga projekt kan handla om tidsbesparingar på flera år.

3.2 Långsiktigt överföringsbehov och effekttillräcklighet

Svenska kraftnät utkommer vartannat år med en långsiktig marknadsanalys (LMA). LMA2023 kommer publiceras runt årsskiftet 2023/2024, och därför bygger detta kapitel i huvudsak på LMA2021⁴.

Investeringar i transmissionsnätet är ofta stora komplexa projekt som tar många år att genomföra, från identifierat behov till driftsatt anläggning. För att möta framtidens utmaningar med rätt åtgärder i rätt tid, är det viktigt att tidigt identifiera vilka behov som kan uppstå på längre sikt. Till detta använder Svenska kraftnät framtidsscenarioer som simuleras med hjälp av modeller av kraftsystemet. Genom att analysera simuleringsresultat så som priser, flöden, elproduktion och elförbrukning, kan en tydligare bild skapas över framtidens behov av effekt, energi och överföringskapacitet. Scenarierna spelar också en viktig roll i att jämföra olika åtgärdsalternativ och hitta den bästa lösningen för att möta behoven ur ett samhällsekonomiskt perspektiv.

Analysen många år in i framtiden omgärdas av osäkerheter och det finns många vägar som utvecklingen skulle kunna ta. I LMA2021 togs fyra scenarier fram för att visa på olika möjliga utvecklingsvägar för kraftsystemet och vilka olika behov de kan medföra. Scenarierna varierar bland annat avseende elförbrukning och produktionsmix. Elanvändningen förväntas öka från dagens omkring 140 TWh/år till nästan 300 TWh/år för året 2045. Sedan LMA2021 publicerades bedömer vi att den framtida förbrukningen kan bli högre än så. På produktionsidan finns ett scenario där kärnkraften livslängdsförlängs och även expanderar något, och ett annat där den är helt avvecklad till 2045, med kraftig utveckling av vindkraft, särskilt till havs.

I detta avsnitt belyses långsiktigt överföringsbehov och effekttillräcklighet eftersom det är fokus i nätut-

vecklingsplanen. Se LMA2021⁴ för fler analyser kopplat till scenarierna.

Långsiktigt överföringsbehov

Scenarierna visar på ett kraftigt förändrat kraftsystem jämfört med idag. Den stora elektrifieringen av industrin i norra Sverige innebär att handelsflödet över Snitt 1 kommer gå norrut från elområde SE2 till SE1 på årsnettobasis. I scenariot med hög utbyggnad av havsbaserad vindkraft längs Sveriges södra kust kommer även det norrgående handelsflödet över Snitt 4 (mellan elområde SE3 och SE4) vara stort under stora delar av året.

Överföringskapaciteten antas öka i Snitt 2 (mellan elområde SE2 och SE3) i takt med att investeringarna i NordSyd-programmet kommer på plats. Trots investeringarna, och trots att en större del av produktionen i elområde SE2 behövs för att möta elbehovet i elområde SE1, uppstår begränsningar över Snitt 2 i södergående riktning under mer än tio procent av tiden för scenarierna för 2045. Undantaget är scenariot där kärnkraften är kvar 2045, där motsvarande siffra är cirka tre procent av tiden. Detta som en följd av bland annat förbättrad årselenergi-balans i elområde SE3 eftersom stora mängder kärnkraft finns kvar i det scenariot. Analyserna visar att det även framöver kommer finnas ett stort behov av att överföra el från norra till södra Sverige.

Analyserna indikerar generellt en ökad nytta med överföringskapacitet mellan Sverige och våra grannländer. Det gäller både nyttan mot kontinentala Europa, Baltikum, Finland och Norge. Livslängden för flera utlandsförbindelser kommer att uppnås innan 2045 och det kan vara samhällsekonomiskt lönsamt att uppgradera kapaciteten för vissa av dessa vid en reinvestering.

För att upprätthålla driftsäkerheten behöver Svenska kraftnät i dag regelbundet reducera överföringskapaciteten på de interna svenska snitten och på utlandsförbindelser under deras nominella kapacitet till följd av förändrade flöden i nätet, vilket görs utifrån de regelverk som finns. De långsiktiga scenarierna visar att större variationer i nettobalanser och flöden oftare kommer att uppstå. Utmaningarna vi ser i dag kommer alltså även vara ett faktum i det långsiktiga perspektivet.

4. Svenska kraftnät 2021: Långsiktig marknadsanalys 2021 – Scenarier för elsystemets utveckling fram till 2050

Effekttillräcklighet

För analys av effekttillräcklighet simuleras hela det nordeuropeiska kraftsystemet. Simuleringen utförs för ett stort antal väderår (korrelerande historisk temperatur, tillrinning, vind och solinstrålning). Avbrott i produktionsanläggningar och på överföringsförbindelser slumpas fram för varje simulerad timme enligt antagna avbrottsfall som ska spegla den verkliga tillgängligheten. När produktion och import inte räcker till uppstår risk för effektbrist, vilket uttrycks i ett nyckeltal som kallas Loss of Load Expectation (LOLE).

Modellresultaten visar att flexibilitet är helt nödvändigt för ett fungerande kraftsystem, där väderberoende elproduktion kommer att stå för stora delar av elproduktionen även vid fortsatt utveckling av de planerbara elproduktionslagen.

Analyserna av effekttillräckligheten i Sverige visar att en ökad elförbrukning utan betydande volymer flexibilitet i kraftsystemet kan ge stora risker för effektbrist redan till år 2035, särskilt när den ökade elförbrukningen kombineras med en stor utbyggnad av väderberoende elproduktion. Situationen blir (utan betydande volym flexibilitet) ohållbar för år 2045, med ett stort antal timmar med effektbrist i de flesta scenarierna.

I de studerade långsiktiga scenarierna blir Sverige under ansträngda timmar alltså helt beroende av stora volymer flexibilitet i kraftsystemet och av import från grannländer. Det är dock osäkert i vilken takt så stora volymer av flexibilitet hos elförbrukningen kommer att realiseras. Flexibilitet i elsystemet kan även skapas genom energilagring eller flexibel elproduktion. Flexibel elproduktion skulle kunna vara vindkraft som kombineras med lagringsmöjligheter eller ny planerbar elproduktion.

3.3 Vätgas som energibärare

Den pågående energiomställningen har lyft fram vätgasens betydelse för det framtida energisystemet. Vätgasen har en mängd användningsområden inom industrin och energisystemet, antingen direkt eller som ett medium att förhållandevis kostnadseffektivt kunna lagra och transportera energi.

Det finns många sätt att framställa vätgas från fossila källor, men fossilfri vätgas produceras i elektrolysörer, med hjälp av el producerad från fossilfria källor. Restprodukterna är syrgas och

värme som kan tillvaratas och utnyttjas för ökad verkningsgrad. Med de mycket stora volymer vätgas användning som nu planeras förväntas elektrolysörer stå för en stor del av den tillkommande elförbrukningen framöver.

Den tillverkade vätgasen kan användas direkt men det har betydande fördelar för energisystemet om det också finns lagringsmöjligheter som medger flexibilitet i tillverkningen. Då energilagrets lagringskapacitet är oberoende av storleken på elektrolysörerna och ofta har relativt sett låga investerings- och driftskostnader lämpar sig vätgaslager väl för långtidslagring.

Användning av vätgas

Stora delar av den svenska basindustrin kan komma att använda vätgas direkt i sina processer när de går över till en fossilfri tillverkning. I stålindustrin kommer vätgas att användas i stället för kol för att ta bort syret ur järnmalm och motsvarande utveckling sker även inom andra stora industrisektorer.

Den lagrade vätgasen kan också användas för att producera el, antingen i bränsleceller eller i vätgasturbiner. Det är dock troligt att denna användning inte blir speciellt omfattande till följd av de stora förluster som det i dag medför. Det finns dock tillämpning i exempelvis olika former av reservkraftverk där elproduktion från vätgas kan komma att ha en betydelsefull roll. Det kan även komma ett ske en viss användning av vätgas i transportsektorn och det finns i dag exempel på tankstationer för vätgas, men användningen är sannolikt begränsad jämfört med batteritekniken.

Transport av vätgas

För att försörja stora industrier med den vätgas de behöver finns i huvudsak två alternativ. Antigen produceras vätgasen i elektrolysörer placerade i direkt anslutning till industrin och matas med el överförd via elnätet, eller så produceras vätgasen på andra platser, som invid produktionsanläggningar, och transporteras i rörledningar till industrin. De inledande stegen i den storskaliga omställningen till vätgas i industrin har utgått från att vätgas tillverkas, och lagras, vid industrierna med ett omfattande utbyggnadsbehov av elnätet som följd. I takt med att den planerade användningen av vätgas ökar har möjligheterna med ett kompletterande system för transport av vätgas i rörledningar blivit allt mer aktuellt.

En direkt jämförelse mellan rörledningar och kraftledningar påverkas av en mängd faktorer, bland annat av hur vätgas respektive el kommer att användas av kunderna och hur de omgivande energisystemen är utformade. Överföring av stora energimängder med rörledningar för vätgas bör dock vara tekniskt och ekonomiskt möjligt, men inte utan utmaningar, och många olika studier pågår runt framtida rörledningssystem för vätgas.

Möjligheterna att tillverka vätgas i direkt anslutning till elproduktionsanläggningar, som till exempel havsbaserad vindkraft, har också blivit allt mer intressant för aktörerna. Motiven för detta kan vara flera men begränsningar i möjligheten att ansluta till elsystemet skulle kunna vara en faktor, högre total effektivitet en annan. En tillverkning av vätgas nära den primära elproduktionen eller där det redan finns goda möjligheter att möta stora eluttag, snarare än vid förbrukaren, skulle leda till utveckling av rörsystem för överföring av vätgas till lager och slutanvändare, i många fall parallellt med det existerande elnätet.

För att få en samhällsekonomiskt effektiv utveckling av ett samlat energiöverföringssystem för el- och vätgasinfrastruktur där de båda systemen kompletterar varandra måste de planeras med hänsyn till varandra. Regeringen har gett Energimyndigheten i uppdrag att under hösten 2023 bland annat analysera hur vätgasinfrastrukturen kan utvecklas i synergi med elinfrastrukturen samt bedöma behovet av ett statligt transmissionsnätsföretag och en systemansvarig myndighet. Svenska kraftnät deltar i arbetet och ser ett tydligt behov av en väl fungerande samplanering mellan el- och vätgasöverföringssystemen för att möjliggöra energiomställningen så samhällsekonomiskt effektivt som möjligt.

3.4 Solkraft och batterilagring

Sedan mitten av 2022 har Svenska kraftnät tagit emot ansökningar om stora solkraftsparker, några av dessa solkraftsparker har en kapacitet på över 1 000 MW. De flesta av ansökningarna om anslutning av solkraft innehåller också batterilagring. I Tabell 2 presenteras den totala volymen ansökt inmatning av solkraft, fördelat per elområde.

Tabell 2. Total volym ansökt anslutning av solkraftproduktion per elområde.

Elområde	Total ansökt inmatning [MW]
SE1	600
SE2	400
SE3	3 700
SE4	1 300
Totalt	6 000

Vi kan se att solkraftsparker som är kombinerade med batterilagring kommer att spela en stor roll i transmissionsnätet inom en snar framtid. Därför är det viktigt att utreda hur dessa resurser kan anslutas till kraftsystemet på ett lämpligt sätt och analysera deras inverkan på transmissionsnätet.

Eftersom stora solkraftsparker och batterilager är relativt nya företeelser i det svenska kraftsystemet kommer de att skapa både nya utmaningar och möjligheter. Solkraft är en intermittent energikälla vilket medför en osäkerhet i elproduktion, vilket i sin tur skapar utmaningar kring hur sammanlagringen av solkraft och vindkraft ska hanteras, exempelvis vid utredning av ansökningar om anslutning av produktion. Hur det hanteras har en direkt inverkan på kapacitetsfördelningen i nätet, särskilt om det finns många produktionsansökningar i ett överbelastat område.

Vid anslutning av solkraftsparker bör det utredas vilken eller vilka typer av abonnemang som är lämpligast att använda. En jämförelse mellan traditionella fasta abonnemang och andra typer av abonnemang, exempelvis tillfälliga, flexibla och villkorade, bör göras. Ytterligare ett exempel på något som behöver utredas är kravställning på solkraftsparker, gällande både tekniska och juridiska aspekter, och detta gäller även batterilager som installeras i kombination med solkraftsparker.

Svenska kraftnät arbetar aktivt med att utreda hur stora solkraftsparker och batterilager påverkar kraftsystemet. Ett exempel på det är en nu pågående utredning kring kravställning på energilager generellt och batterilager i synnerhet. Utredningen genomförs till följd av det ökade intresset för att kombinera anslutning av stora solkraftsparker och batterilager. Det pågår även samarbete och erfarenhetsutbyte på nordisk nivå, bland annat kring hur kraftsystemet påverkas av solkraft och hur både sol- och vindkraft kan delta på stödtjänstmarknaderna.

3.5 Tekniska lösningar för att möta kraftsystemets utmaningar

Energiomställningen innebär stora utmaningar för kraftsystemet och kräver omfattande investeringar. Att reinvestera och bygga nya ledningar och stationer är en viktig del i det arbetet, men innebär långa ledtider och Svenska kraftnät ser ett ökat behov av att hitta fler lösningar för att även på andra sätt möta de utmaningar som kraftsystemet står inför.

I detta kapitel presenteras några exempel på olika åtgärder och tekniska lösningar kopplade till innovation, forskning och utveckling som kan utgöra komplement till att bygga nya ledningar och stationer. För att möjliggöra de tekniska lösningar som beskrivs i detta avsnitt, och för att bidra till att energiomställningen kan genomföras på ett effektivt sätt, kommer det krävas mycket åtgärder kopplade till ökad digitalisering och högre krav på informationsutbyte.

3.5.1 Dynamisk ledningskapacitet

Dynamisk ledningskapacitet (eng. Dynamic Line Rating, DLR) är en teknik för att mer exakt bedöma en luftlednings termiska överföringskapacitet utifrån rådande väderförhållanden, och på så sätt kunna höja en lednings överföringsförmåga en stor del av årets timmar.

En luftlednings förmåga att överföra effekt begränsas bland annat av dess termiska gräns, som anger hur varm en ledning kan tillåtas bli. När ledningarnas linor blir varma så utvidgas metallen och linorna kommer närmare marken. Det finns föreskrifter som anger krav kring hur lågt linorna får hänga och om avståndet till mark blir för litet kan det medföra förhöjd risk för person- eller egendomsskada. Dessutom åldras en luftledning fortare om den ofta töjs ut mycket och den kan då behöva ersättas tidigare än planerat.

Strömmen genom en luftledning ger upphov till elektriska förluster som värmer upp ledningen. Förutom uppvärmning på grund av strömmen påverkas luftledningens temperatur av ett antal omgivningsfaktorer, främst vindstyrka, vindriktning, omgivningstemperatur och solinstrålning. Eftersom de exakta omgivningsförhållandena för en luftledning vanligen inte är kända, sätts gränser med tillräckliga marginaler för att säkerställa att ledningen

inte blir för varm och att avståndet till mark inte blir för litet även vid ogynnsamma förhållanden. Dessa marginaler gör att en ledning oftast, men inte alltid, har en högre överföringsförmåga än vad Svenska kraftnät använder som gräns. Svenska kraftnät uppskattar att dessa säkerhetsmarginaler medför att den möjliga överföringsförmågan systematiskt verkar underskattas med cirka 20–30 procent och vid vissa förhållanden betydligt mer.

Förhoppningen med en ökad användning av DLR är att vi kan sätta mer korrekta överföringsgränser för att utnyttja transmissionsnätet på ett mer optimalt sätt. I förlängningen kan det bli möjligt att ansluta fler kunder, tilldela mer kapacitet till elmarknaden, både snabbare och billigare, i väntan på att nya ledningar byggs. Det finns ett flertal olika leverantörer av DLR-system, vissa mäter väderdata direkt, vissa tar in extern väderdata från andra källor och andra använder inte väderdata alls, utan mäter exempelvis nedhäng eller temperatur enbart på ledningen. Vissa system kan prognosticera förväntad överföringsförmåga upp till flera dagar i förväg, och alla system har olika IT-lösningar.

Svenska Kraftnät utför under 2023 en förstudie för att undersöka förutsättningarna för att på sikt införa DLR i stor skala i transmissionsnätet.

3.5.2 Energilager för ökad kapacitet

Det allt mer varierande effektflödet i det svenska transmissionsnätet har gett upphov till oförutsedda flaskhalsar i transmissionsnätet med reducerad överföringskapacitet som följd. För att kunna öka tilldelad överföringskapacitet till marknaden behövs investeringar i nya kraftledningar, men ledtiden för att bygga en ny ledning är lång.

Många nätbolag både i Sverige och internationellt står inför likartade utmaningar och i flera europeiska länder samt i svenska lokal- och regionnät pågår projekt för att hantera brist på överföringskapacitet med hjälp av energilager. Energilager som till exempel batterilager har en installationstid på 1–2 år, dock ej inräknat den tid det tar att få tillstånd att bygga energilagret, vilket är betydligt kortare ledtid än för nya transmissionsnätledningar. Svenska kraftnät har också studerat om det är effektivt att snabbt öka överföringskapaciteten i det svenska transmissionsnätet med hjälp av energilager. Under 2022 pågick ett forsknings- och utvecklingsprojekt som utredde denna frågeställning med fokus på hantering av öst-västliga flöden.

Svenska kraftnät har identifierat flera alternativ för hur energilager kan placeras för att avlasta de termiska överlasterna som begränsar överföringsförmågan mellan elområden. Både korresponderande energilager, som bygger på att två energilager arbetar tillsammans där det ena laddas ur i samma takt som det andra fylls på (så kallade Virtual Power Lines) och enskilda icke-korresponderande energilager har utvärderats. Korresponderande energilager har en bättre verkningsgrad när det gäller att avlasta det termiskt överlastade nätelementet än vad icke-korresponderande energilager har. Nackdelen är att de är dyrare, i och med att de kräver två energilager istället för ett.

För att det ska vara möjligt att öka överföringskapaciteten som tilldelas marknaden behöver samtliga begränsningar som påverkar kapaciteten adresseras. Analysen visade att det för det svenska transmissionsnätet ofta fanns mer än ett område med termisk överlast som begränsade överföringskapaciteten. Svenska kraftnät undersökte om det gick att placera ett enskilt energilager eller korresponderande energilager på ett sådant sätt att det hade avlastande effekt på samtliga områden samtidigt. Ingen sådan lösning har hittills kunnat identifieras. Det innebär att även om energilagret effektivt avlastar en av de begränsande termiska överlasterna så ger det endast en marginell ökning av överföringskapaciteten.

Eftersom Svenska kraftnät inte har hittat en systemlösning där energilager ger en tydlig nytta pågår i dagsläget inga konkreta åtgärder inom detta område. Vi följer dock löpande utvecklingen, både inom teknikområdet och inom dess tillämpningar för det svenska transmissionsnätet, för att se om lämpliga tillämpningar uppstår. I dagsläget är andra lösningar för att öka tilldelad överföringskapacitet mer intressanta, exempelvis tekniker för styrbart effektlöde på AC-ledningar.

3.5.3 Styrbart effektlöde på AC-ledningar

Dagens möjligheter att styra effektlöden inom det svenska transmissionsnätet genom nätåtgärder är relativt begränsade även om vissa möjligheter finns. Genom att exempelvis förbikoppla seriekondensatoranläggningar på ledningarna i Snitt 2 kan effektlödet över snittet fördelas bättre och marginalen till maximala strömgränser ökas, varpå en högre överföringsförmåga mellan elområde SE2 och SE3 kan uppnås.

De finns flera olika tekniska alternativ som kan användas för att påverka flödet i växelströmssystemet, en av dem är likströmsförbindelser placerade elektriskt parallellt med växelströmsledningarna. Likströmsförbindelser är dock mycket omfattande och resurskrävande anläggningar så ett alternativ till det är en annan typ av modern flödesstyrande utrustning som kan monteras på befintliga växelströmsledningarna. Svenska kraftnät har genomfört en förstudie som har visat att flödesstyrande utrustning kan användas i transmissionsnätet för att styra och omfördela effektlöden i det existerande nätet av 400 kV-ledningar. Omfördelning av effekt kan ge ett bättre utnyttjande av nätet och öka kapaciteten för existerande flaskhalsar.

I förstudien har en viss typ av utrustning studerats. Den kan användas för att styra flödet i en begränsad omfattning, men den är betydligt mindre omfattande än installationer av HVDC-lösningar med omriktarstationer. Utrustningen kan därför relativt snabbt installeras i existerande ställverk eller utmed en ledning. Därigenom kan utrustningen också flyttas vid förändrade behov vartefter olika delar av nätet förstärks och flaskhalsar byggs bort.

Förstudien har visat att en större möjlighet till styrning av effekt över Snitt 2 kan ge stora nyttor. Andra tänkbara användningsområden, där styrning av effektlöden mellan ledningar kan vara önskvärd, är inmatningen till storstadsregioner eller stora förbrukare i ett område. Där kan exempelvis en snedbelastning av effekt mellan ledningar begränsa den totala inmatningen, trots att de andra ledningarna kanske har stor marginal kvar till sin maximala strömgräns. Om flödet på en eller flera ledningar kan ökas eller minskas individuellt kan på så sätt överföringsgränsen för det totala flödet till området tillåtas att vara högre.

Eftersom förstudien har visat en positiv nytta är nu målet att starta ett projekt för implementation av en pilotanläggning för en av snittledningarna där inverkan från en sådan utrustning kan få störst nytta.

3.5.4 Sannolikhetsbaserad riskbedömning

Historiskt har det deterministiska N-1-kriteriet använts för att bedöma transmissionsnätets tillförlitlighet. Detta innebär att kraftsystemet ska dimensioneras för att klara ett bortfall av en godtycklig systemkomponent under värsta tänkbara driftfall, exempelvis topplasttimmen. I ett kraftsystem med alltmer intermittent förbrukning och produktion kan

det vara svårt att veta vad som är det värsta tänkbara driftfallet. Därför är det intressant att införa kompletterande probabilistiska verktyg.

Sannolikhetsbaserad riskbedömning (eng. Probabilistic Risk Assessment, PRA) är ett komplement till det traditionella N-1-kriteriet i driftsäkerhetsanalyser. Det är en metod för att bedöma både sannolikheten för ett fel i kraftsystemet och även konsekvenserna av felet, i samband med att driftssäkerhetsgränserna fastställs. TSO:er får följaktligen fler resultat att basera sina tillförlitlighetsbedömningar på genom att använda PRA-metoden och kan därmed övervaka kraftsystemets situation bättre. Resultaten som erhålls från riskbedömningen kan även fungera som kompletterande underlag vid beslut om framtida åtgärder i kraftsystemet.

Svenska kraftnät är med i den europeiska samarbetsorganisationen ENTSO-E och har ett juridiskt mandat att arbeta enligt Probabilistic Risk Assessment (PRA). Det kräver att Svenska kraftnät övergår till en mer probabilistisk syn när det gäller planering, drift och säkerhetsbedömning av transmissionsnätet samt att Svenska kraftnät behöver samla in och hantera data som saknas för detta ändamål.

Detta arbete har sin bakgrund i EU-förordningen om driften av elöverföringssystem (SOGL, artikel 75⁵) och mer specifikt artikel 44⁶ i Coordinated Security Assessment Methodology (CSAM) om användning av probabilistisk riskmetod vid bedömning av driftsäkerhet. Förordningen har ställt tydliga krav på att Svenska kraftnät och andra TSO:er inom ENTSO-E ska utveckla en metod för att implementera PRA senast den 31 december 2027.

Huvudmålet med att arbeta enligt PRA är att ha ett transmissionsnät med hög tillgänglighet och rätt kapacitet genom att uppfylla lagstiftning och optimerad kapacitet med bibehållen driftsäkerhet. Målet är att Svenska kraftnät kommer att använda PRA för både drift och planering, vilket innebär att probabilistiska konsekvenser av N-1-fel kan förutses. Det betyder att risken för N-1-fel och eventuellt ett godtyckligt antal samtidiga avbrott kan bedömas med PRA.

5. [Kommissionens förordning \(EU\) 2017/1485 av den 2 augusti 2017 om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystem](#)

6. [ACER Decision on CSAM: Annex I – Methodology for coordinating operational security analysis, in accordance with Article 75 of Commission Regulation \(EU\) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation](#)

3.5.5 Nya anläggningar för spänningsreglering

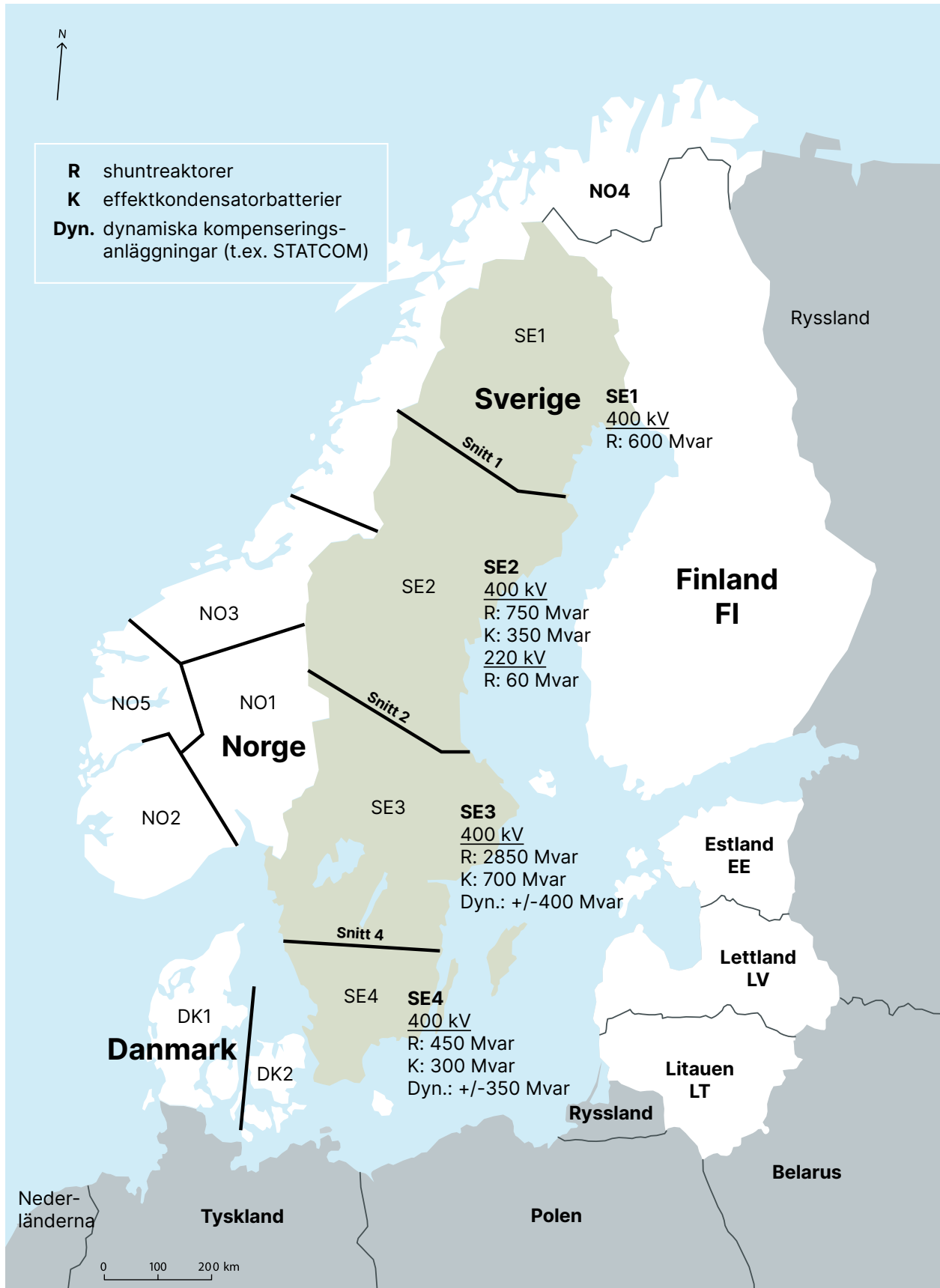
För ett väl fungerande kraftsystem är det viktigt att spänningarna kan hållas inom angivna gränser inom alla delar av nätet. Spänningen kan lokalt regleras genom att öka eller minska flödet av så kallad reaktiv effekt. Historiskt har Svenska kraftnät främst investerat i brytarkopplade apparater med stegvis reglering av reaktiv effekt, så kallade shuntreaktorer för uttag av reaktiv effekt och effektkondensatorbatterier för inmatning av reaktiv effekt, som kopplas från våra driftcentraler. I takt med de pågående förändringarna av kraftsystemet behöver nu Svenska kraftnät också investera i fler komponenter med förmåga till automatisk och steglös reglering av spänningen. Vi har de senaste åren tagit i drift en sådan så kallad STATCOM-anläggning och i framtiden kommer fler sådana anläggningar att tas i drift.

Svenska kraftnät genomför flera olika åtgärder för att förbättra spänningsstabiliteten och därmed upprätthålla god spänning inom angivna gränser. På kartan i Figur 4 ges en sammanfattning per elprisområde och spänningsnivå av planerade reaktiva investeringar i transmissionsnätet.

Synkronkompensatorer

Den pågående förändringen av kraftsystemet med minskad andel synkront ansluten produktion och en kraftig ökning av vindkraft och annan icke planerbar och kraftelektronikansluten produktion gör att synkronkompensatorer återigen är aktuellt att installera i transmissionsnätet. Synkronkompensatorn bidrar med synkront ansluten rotationsenergi, inmatning av felström och dynamisk spänningsreglering, vilket stabiliserar systemet och bland annat medför möjlighet att ytterligare öka andelen kraftelektronikansluten produktion.

Svenska kraftnät har genomfört en systemstudie med syfte att utreda nyttan av en synkronkompensator i Hallsberg. Utredningen visar att installationen bidrar till förbättrad systemstabilitet och ökad överföringskapacitet.



Figur 4. Planerade investeringar i anläggningar för kompensering av reaktiv effekt (spänningsreglerande apparater) i transmissionsnätet.



4. Pågående utredningar och projekt

Svenska kraftnät har ett stort antal pågående utredningar och projekt kopplade till transmissionsnätets utbyggnad och utveckling och i detta kapitel beskrivs några av de större utredningar och projekt som pågår. Många av utredningarna genomförs för att vi ska kunna lämna svar på de ansökningar om anslutning av ny produktion eller förbrukning som inkommit, men vi arbetar också med flera utredningar kring hur överföringskapaciteten ska kunna ökas i olika delar av transmissionsnätet.

Kapitlet är indelat i sex olika avsnitt, varav de fyra första redogör för utredningar och projekt i Sveriges fyra elområden, uppdelat i ett avsnitt för varje elområde. I början av vart och ett av dessa fyra avsnitt ges en kort beskrivning av vilka förändringar, kopplade till transmissionsnätets utveckling, som väntas inom elområdet. Vissa utredningar och projekt, som exempelvis NordSyd, berör mer än ett elområde och de har då placerats i avsnittet för ett av dem elområden som de berör.

I kapitlet beskrivs några av de större utredningar som pågår och där vi nu bedömer att det är troligt att större nätåtgärder kommer att bli resultatet. När det gäller pågående projekt beskrivs exempelvis bakgrund, syfte och vilka åtgärder som ska göras för ett urval av de större investeringarna.

Den kompletta listan över samtliga åtgärder som berör tioårsperioden 2024–2033 finns i avsnittet

10-årsplan nätinvesteringar i slutet av nätutvecklingsplanen. I 10-årsplanen presenteras bland annat information om planerad tidpunkt för idrifttagning och geografisk placering för respektive projekt.

I de två sista avsnitten i detta kapitel presenteras några projekt och pågående arbeten som inte är kopplade till ett specifikt elområde, utan som berör hela landet. Där beskrivs bland annat Svenska kraftnäts pågående arbete kring anslutning av havsbaserad vindkraft och framtagande av regionplaner.

4.1 Utredningar och projekt i elområde SE1

Elområde SE1 omfattar hela Norrbottens län och delar av Västerbottens län. Härifrån finns förbindelser mot norra Finland och mot norra Norge. Inom elområde SE1 rinner Luleälven och Skellefteälven som mynnar ut vid Luleå respektive Skellefteå.

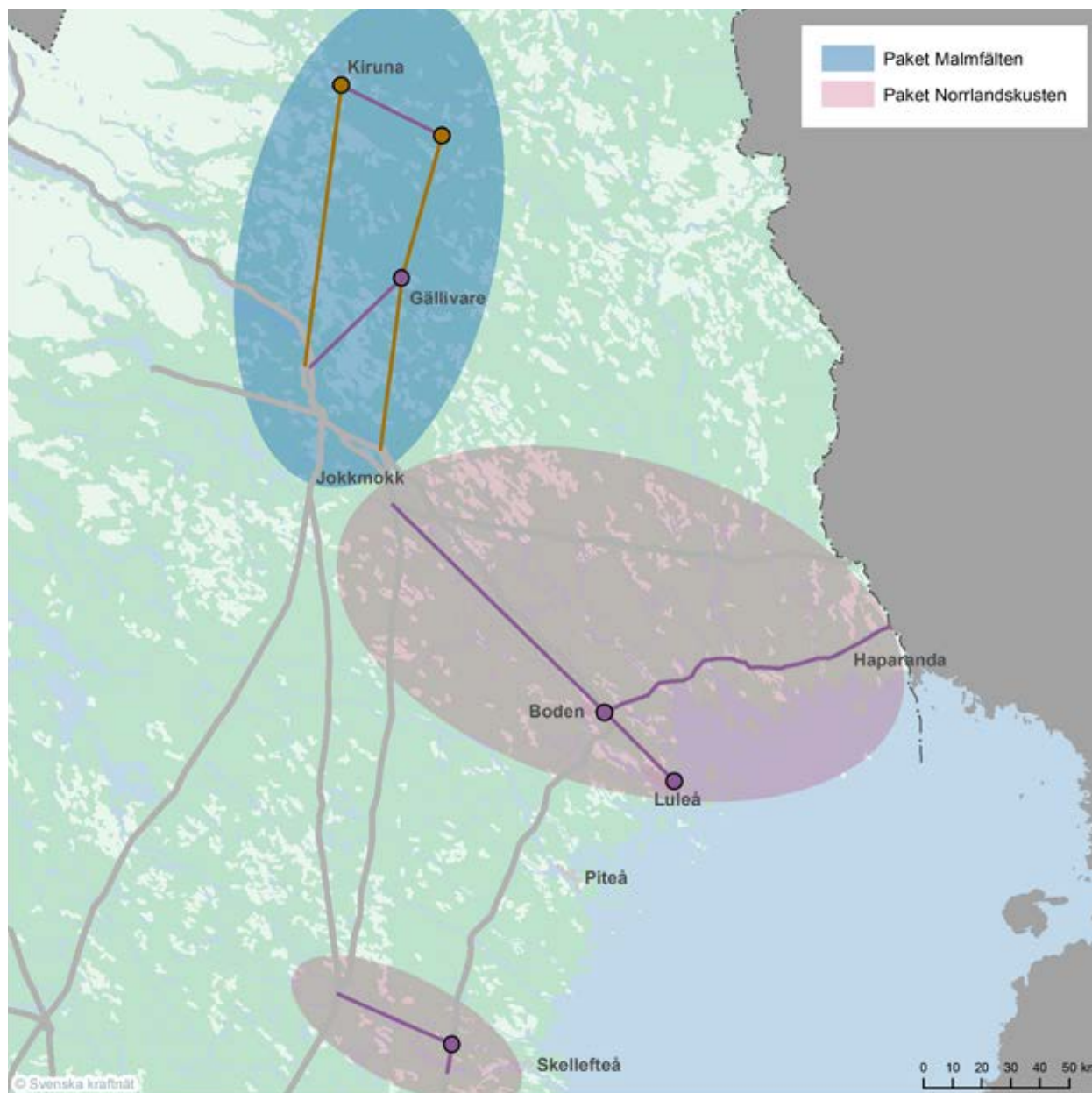
Ny industri samt omställning av befintlig industri förväntas öka effektbehovet kraftigt inom området. I samband med detta förväntas överföringsförmågan till området att behöva ökas samt att ny produktion tillkommer.

I detta avsnitt presenteras några av de utredningar och projekt som pågår i elområde SE1.

4.1.1 Fossilfritt Övre Norrland (FÖN)

För att möta industrins stora effektbehov i elområde SE1 skapade Svenska kraftnät ett program kallat Fossilfritt Övre Norrland (FÖN). Programmet omfattar i dag två investeringspaket kallade Norrlandskusten respektive Malmfälten, men innehåller även ett antal pilotprojekt som ses som

nödvändiga för att lyckas möta industrins behov i tid. Normalt tar transmissionsnätstärkningar över tio år att genomföra, men det måste gå snabbare för att möta industrins önskade tidplaner. FÖN kommer på sikt att omfatta ytterligare åtgärder allt eftersom behovet utretts. I Figur 5 visas en karta med de åtgärder som ingår i paketen Norrlandskusten och Malmfälten.



Figur 5. Övergripande karta som illustrerar vilka åtgärder som ingår i investeringspaketen Malmfälten och Norrlandskusten. För fullständig karta inklusive teckenförklaring hänvisas till avsnittet 10-årsplan nätinvesteringar.

Norrandskusten

Dagens nätkapacitet räcker inte till för att möta nuvarande planer kring storskaliga och elintensiva industrier längs norra Norrandskusten, det vill säga kring städerna Boden, Kalix, Luleå, Piteå och Skellefteå. Dessutom önskar industrierna anslutning betydligt snabbare än vad det historiskt varit möjligt att bygga 400 kV-ledningar på. Svenska kraftnät startade därför en pilot med ambition att halvera ledtiderna för nya 400 kV-ledningar.

Investeringspaketet Norrandskusten förväntas möjliggöra ett ökat uttag om totalt cirka 2 500 MW till år 2031 och det omfattar tre nya systemförstärkande 400 kV-ledningar, tre nya 400 kV-stationer samt ett antal 400 kV-anslutningsledningar. Investeringspaketet täcker dock inte hela det ansökta uttagsbehovet som är flera tusen MW till, därför fortsätter Svenska kraftnät att utreda vilka ytterligare investeringar som behövs.

Nuvarande kapacitet för anslutning av produktion är redan uppbokad av kommande vindkraftsproduktion i området runt Piteå och Skellefteå, men möjligheterna för anslutning av ytterligare produktion ökar i samband med ovan nämnda transmissionsnätstärkningar och i takt med att mer förbrukning kan anslutas.

Malmfälten

Det finns i dag flera initiativ för att elektrifiera järn- och stålindustrin i Sverige. I området Malmfälten planeras nya stora effektuttag. Dessa effektuttag är knutna till Hybrits demonstrationsanläggning nära Vitåfors i Gällivare kommun och LKAB:s vidare elektrifiering av gruvindustri och järnmalmförädling vid sina industrietableringar utanför Gällivare, Svappavaara och Kiruna. Energiförbehovet för hela LKAB:s omställning har prognosticerats till i storleksordningen 70 TWh per år innan 2050⁷.

Transmissionsnätet i elområde SE1 har byggts för att samla upp elproduktion från vattenkraftverken längs älvarna för vidare överföring söderut. Det finns därför i dag inget transmissionsnät i närheten av den nya förbrukningen norr om Luleå. Dessa nya större elintensiva industrier är så stora att regionnätledningarna inte är det mest effektiva sättet att ansluta dem och det krävs därför att transmissionsnätet byggs ut norrut.

7. LKAB 2022: Pressmedelände 2022-04-26 - Snabbare takt och högre mål i LKAB:s omställning mot en hållbar framtid

Förberedande arbete har påbörjats för en första ledning från ett område nära Vitåfors i Gällivare kommun till station Porjusberget i Jokkmokks kommun. Planen är att kraftledningen ska byggas som en 400 kV-luftledning för växelström. Svenska kraftnät planerar även att uppföra en ny station i närheten av demonstrationsanläggningen.

Utöver denna ledning och nya stationen utanför Vitåfors, förväntas det krävas minst ytterligare två stationer, en utanför Svappavaara och en utanför Kiruna. Det kommer också behövas åtminstone ytterligare två 400 kV-ledningar från Svenska kraftnätets nuvarande stationer längs med Luleåälven till Kiruna. Hur många ledningar som kommer krävas beror på möjligheten till utbyggnad av vätgasinfrastruktur. Utöver dessa åtgärder kommer det även krävas åtgärder i det befintliga nätet för att klara förändrade flöden till följd av den ökade elförbrukningen i Malmfälten.

Elektrifieringen av järn- och stålindustri

Elektrifieringen av järn- och stålindustri innebär bland annat en förändrad reduktionsprocess av järnmalm. I traditionell reduktion i masugn används kol i form av koks som reduktionsmedel och ger restprodukten koldioxid. Många industriaktörer jobbar nu för att minska koldioxidutsläppen i stålframställningen. Ett alternativ till den traditionella reduktionsprocessen är direkt reduktion, där järnmalm reduceras i form av järnmalmspelletts med reduktionsmedlet vätgas vilket ger restprodukten vatten, istället för koldioxid. Denna process är elintensiv framförallt på grund av produktionen av vätgas som sker genom elektrolys. Elektrolys innebär spjälkning av vatten för att producera syre och vätgas.

4.1.2 Långsiktiga behov inom elområde SE1

Det finns i dag planer att ansluta ny förbrukning på flera platser, utöver de som nämnts ovan, inom elområde SE1, där alla ansökningar har betydligt större effektbehov än tidigare. Förbrukningsökningen beror till största del av olika industriprojekt med elektrifierad tillverkningsprocess. Eftersom befintligt transmissionsnät i SE1 inte är dimensionerat för de planerade effektökningarna, finns det ett omfattande behov av systemförstärkningar i området för att möjliggöra energiomställningen.

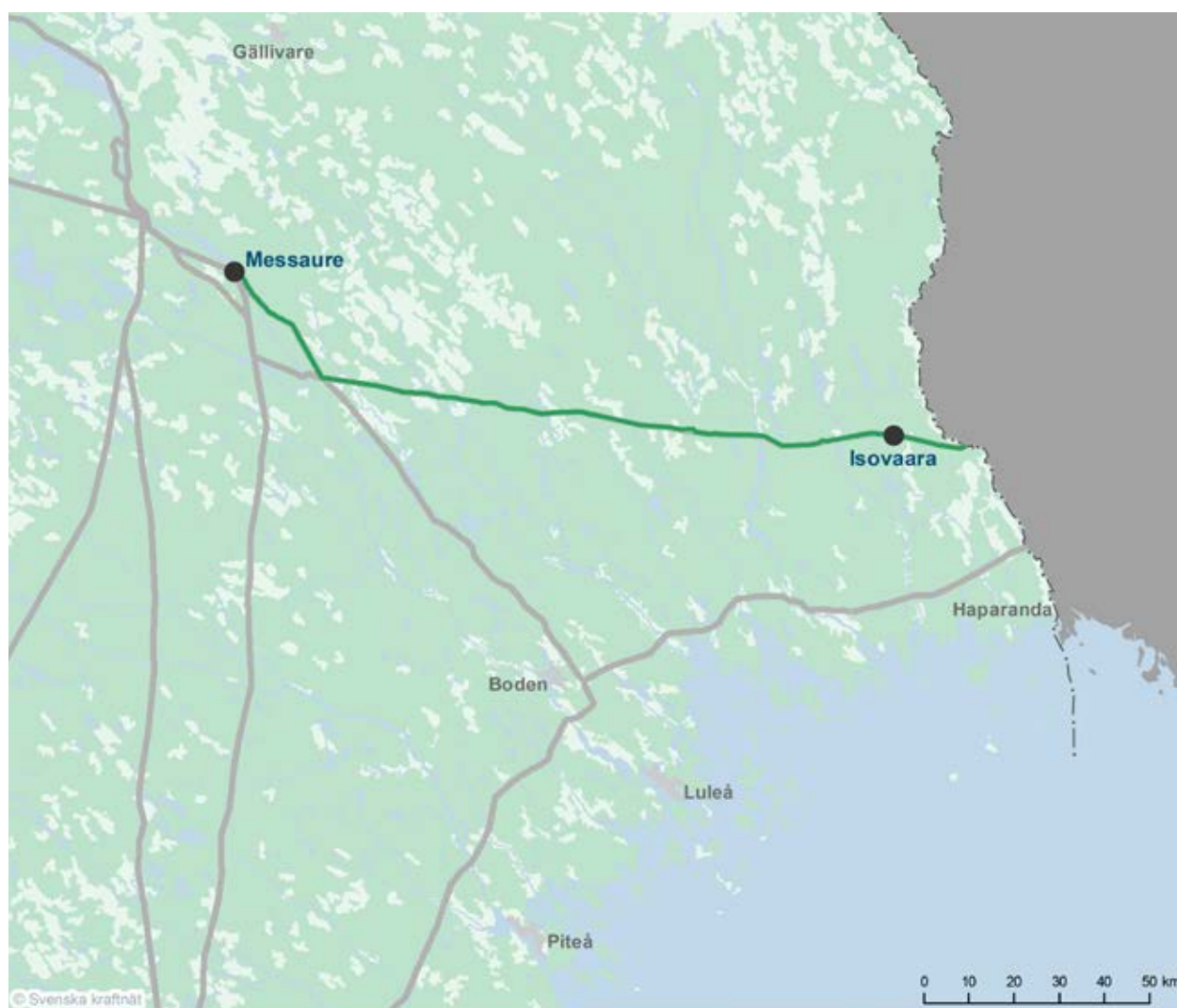
Vid kraftigt utökat effektuttag i SE1 blir det även mer aktuellt med effektlöden i syd-nordlig riktning i transmissionsnätet, varpå överföringen mellan SE1 och SE2 behöver ses över. Ett flertal större vindkraftsparker antas ansluta till transmissionsnätet, vilket också påverkar behovet av överföringskapacitet.

Därför har en långsiktig utredning för elområde SE1 startats med målsättningen att ta fram ett förslag på en samlad uppbyggnadsplan för hur transmissionsnätet i SE1 behöver utvecklas fram till 2050. Även angränsningen till SE2 över Snitt 1 omfattas i utbyggnadsplanen. Utredningen består av flera olika avgränsade utredningar som tillsammans tar hänsyn till de ökade behoven av möjlighet till inmatning, uttag och ökad överföringskapacitet. Tillsammans främjar utredningarna de fyra drivkrafterna för nätutbyggnad.

4.1.3 Utlandsförbindelser

Kapacitet mellan Sverige och Finland

I projektet Aurora Line planeras en tredje 400 kV-växelströmsledning att byggas mellan norra Sverige och Finland. Ledningen kommer att anslutas mellan transmissionsnätstationerna Messaure i Sverige och Viitajärvi i Finland och planen är att ledningen ska tas i drift under 2025–2026. Ledningen medför bland annat att elhandelskapaciteten mellan elområde SE1 och Finland kan ökas till 2 000 MW (800 MW ökning) vilket bidrar till att utjämna elpriserna mellan Finland och övriga Norden. Ledningen förbättrar även möjligheterna att utbyta reglerresurser eftersom flaskhalstimmarna mellan Sverige och Finland reduceras. Den bidrar också till ökad försörjningssäkerhet genom förbättrad integration av Finland i det övriga nordiska kraftsystemet. I Figur 6 visas en karta över Aurora Lines ledningssträckning.



Figur 6. Karta som illustrerar Aurora Lines ledningssträckning.

Svenska kraftnät och Fingrid arbetar också gemensamt med att se över det långsiktiga behovet av elhandelskapacitet mellan Sverige och Finland och vilka åtgärder som kan vara aktuella för att möta detta behov. Sedan tidigare är det beslutat att livslängdsförlänga Fenno-Skan 1, den äldsta av de två likströmsförbindelserna mellan Sverige och Finland, så att kapaciteten inte behöver sänkas efter 2030 då den beräknas nå sin tekniska livslängd om inga åtgärder vidtagits. De livslängdsförlängande åtgärderna förväntas öka den tekniska livslängden till åtminstone 2040. Det pågår en gemensam studie där Svenska kraftnät och Fingrid tillsammans studerar behovet av ytterligare en 400 kV-förbindelse mellan länderna. Utredningen förväntas vara klar till andra kvartalet 2024.

Överföringskapacitet till elområde SE1

I Svenska kraftnäts långsiktiga marknadsscenarioer påvisas behov av att förstärka handelskapaciteten till SE1 generellt. Arbeta pågår för att fastställa hur överföringsförmågan till SE1 behöver förstärkas och hur överföringarna mellan Sverige och Norge, Sverige och Finland respektive mellan elområde SE1 och SE2 beror av varandra. Som tidigare nämnts finns en pågående studie kring överföringskapaciteten mellan elområde SE1 och Finland som Svenska kraftnät genomför tillsammans med Fingrid. Ett motsvarande arbete kommer att göras för överföringskapaciteten mot Norge tillsammans med Statnett. I den långsiktiga utredningen för SE1 pågår redan en översyn av Snitt 1.

Det bör även påpekas att det finns planer om byggnation av vätgasinfrastruktur som sträcker sig runt Bottenviken på både svensk och finsk sida. Detta får också påverka på behovet av elinfrastruktur och överföringskapacitet mellan länderna.

4.2 Utredningar och projekt i elområde SE2

Elområde SE2 omfattar Jämtlands, Västernorrlands och delar av Dalarnas, Gävleborgs och Västerbottens län. Här rinner bland annat Umeälven, Ångermanälven och Indalsälven. Från SE2 finns två förbindelser till Norge i väst.

I SE2 har vindkraftsproduktionen ökat stadigt de senaste åren och det förväntas inte anslutas lika mycket framöver. Flera större städer såsom Östersund, Sollefteå, Sundsvall och Umeå förväntas öka sin förbrukning i och med ny industri.

I detta kapitel presenteras några av de utredningar och projekt som pågår i elområde SE2.

4.2.1 Nätkapacitet runt Östersund

Strax norr om Östersund går en 220 kV-ledning mellan stationerna Midskog och Järpströmmen som börjar närma sig slutet av sin tekniska livslängd och en totalförnyelse av ledningen behöver genomföras. Längs ledningen ligger en anslutningspunkt för regionnätet med betydelse för försörjningen av Östersund. I området runt Östersund finns inom kommande femårsperiod planer för etablering av både större industrianläggningar och vindkraftsparker som innebär att ytterligare abonnemangsökningar mot transmissionsnätet med befintlig nätstruktur är mycket begränsade.

Det pågår en systemutredning för området som tar hänsyn till både det framtida kapacitetsbehovet och reinvesteringsbehovet av denna 220 kV-ledning. Då förutsättningarna i området förändrats markant de senaste åren kan en större nätförändring bli aktuell. Utredningen beaktar även behovet av ökad importkapacitet från Norge via 400 kV-ledningen Nea-Järpströmmen.

4.2.2 220 kV-nätet mellan Krångede och Sundsvall

220 kV-nätet i området mellan Krångede och Sundsvall är i huvudsak byggt på 1930- och 1940-talet och är i behov av reinvestering. Det finns beroenden till åtgärder kopplade till NordSyd-programmet som även delvis påverkar vilka förändringar i nätstruktur som behöver göras och vilka behov av inmatning och uttag som finns i området. Både nätstruktur och behov i området ses därför över i en systemutredning som går under namnet Indalsringen. Nätet i området kommer att förstärkas och även om åtgärderna som kommer vidtas generellt är av långsiktig karaktär och förväntas pågå under lång tid, pågår redan nu en del åtgärder medan andra utredningar nyligen startat.

4.2.3 Seriekompenserade Snitt 2-ledningar

Seriekompensering av långa ledningar är en välkänd metod för att minska ledningens elektriska längd och därmed förbättra ledningarnas överföringsförmåga i ett utsträckt nät. I Sverige används seriekompensering på de 400 kV-ledningar som ingår i Snitt 2, som utgör gränsen mellan elområde SE2 och SE3, samt på ledningarna mot Finland. Att ansluta nya stationer längs en befintlig seriekompenserad ledning kan vara tekniskt utmanande, bland annat eftersom seriekompenseringen påverkar spänningen utmed ledningen vilket kan orsaka svårigheter med spänningshållningen vid nya stationer. I och med att det under de senaste åren har inkommit flera ansökningar om att ansluta vindkraft till dessa ledningar och för att det finns ett behov av att förnya seriekompenseringsanläggningarna planerar Svenska kraftnät att utföra omfattande åtgärder på dessa ledningar.

De planerade åtgärderna kommer att utföras under de kommande åren och det är fem av dagens åtta seriekompenserade ledningar i Snitt 2 som berörs på olika sätt. På flera av ledningarna kommer den befintliga seriekondensatorstationen att ersättas av två nya seriekondensatorstationer på andra platser längs ledningen och byggas för att tåla en högre ström så att de inte begränsar överföringen. På andra ledningar kommer den befintliga seriekondensatorstationen att förnyas med ändrat utförande och ökad strömtålighet, och i vissa fall även kompletteras med ytterligare nya seriekondensatorstationer längs ledningen. Den totala kompenseringsgraden per ledning kommer bibehållas på dagens nivå för de flesta av ledningarna eftersom den nuvarande effektfördelningen mellan ledningarna är god.

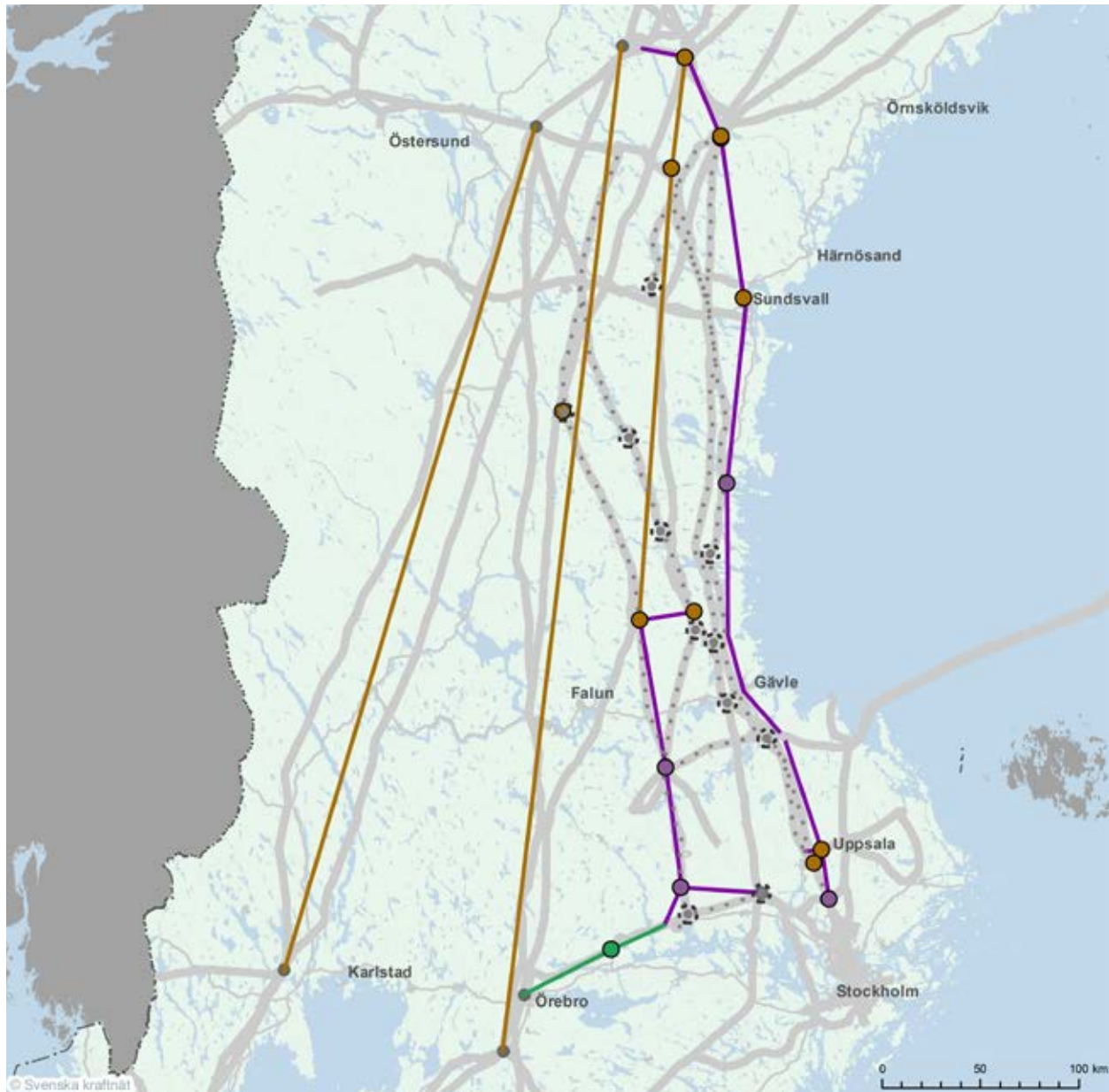
Åtgärderna på de seriekompenserade ledningarna bidrar till bättre spänningshållning och är en förutsättning för att kunna möta behovet av ökad överföringsförmåga från norr till söder. De planerade åtgärderna, i kombination med byggnation av en del nya AC-stationer längs vissa av ledningarna, möjliggör anslutning av mer elproduktion. Planen är att åtgärderna på de seriekompenserade Snitt 2-ledningarna ska vara genomförda 2026–2029. På längre sikt planeras seriekondensatorstationerna att avvecklas i takt med att de seriekompenserade ledningarna förnyas som 400 kV-dubbelledningar genom de åtgärder som planeras inom NordSyd-initiativet.

4.2.4 NordSyd

Svenska kraftnät utförde under 2016–2018 en omfattande utredning av transmissionsnätet som binder samman norra Sveriges stora produktionsöverskott med landets södra delar där det råder ett stort underskott av produktion. Genom denna del av nätet går det vi kallar Snitt 2, vilket utgör gränsen mellan elområde SE2 och elområde SE3. Transmissionsnätet kring Snitt 2 är geografiskt långsträckt och består i dag av tre gamla 220 kV-ledningar samt åtta 400 kV-ledningar av varierande ålder, där den äldsta är världens första 400 kV-ledning från 1952. De äldsta ledningarna är snart för gamla för att kunna drivas vidare och det finns samtidigt ett tydligt behov av att öka överföringskapaciteten genom området.

Initiativet NordSyd ska lösa både förnyelse- och kapacitetsbehoven på ett samordnat sätt. Genom den strukturförändring som planeras inom NordSyd kommer det föråldrade 220 kV-nätet genom Snitt 2 att helt ersättas med ett 400 kV-nät, i huvudsak utfört som dubbelledningar. Spänningshöjningen ger möjligheter att rationalisera både transmissionsnätet och regionnätet i området genom att anslutningspunkter flyttas och förstärks. Förändringarna som planeras genom NordSyd innebär även att de gamla seriekompenserade 400 kV-ledningarna genom Snitt 2 på sikt ersätts med nya 400 kV-dubbelledningar.

Dubbelledningar med 400 kV ger ökad kapacitet, lägre förluster, förbättrade möjligheter till avbrott och större robusthet jämfört med dagens nätlösning samtidigt som markanspråket för ledningsgatorna genom Snitt 2 hålls nere. I Figur 7 visas en karta som illustrerar vilka åtgärder som ingår i NordSyd.



Figur 7. Övergripande karta som illustrerar vilka åtgärder som ingår i NordSyd. För fullständig karta inklusive teckenförklaring hänvisas till avsnittet 10-årsplan nätinvesteringar.

Drivkrafterna som ligger bakom det ökade överföringsbehovet mellan norra och södra Sverige är samma som de som ligger bakom många av Svenska kraftnäts andra åtgärder. En stor utbyggnad av vindkraft i norr, avveckling av kärnkraft och annan produktion i söder samt ökande elförbrukning, ökar kraftigt den förväntade överföringen genom snittet, trots den stora förbrukningsökningen som förväntas i elområde SE1. Begränsningar i överföringskapaciteten i Snitt 2 har stor negativ påverkan på elmarknaden men också på leveranssäkerheten i södra Sverige. Det finns därmed tydliga motiv för att

förstärka kapaciteten i samband med genomförandet av de nödvändiga förnyelseåtgärderna.

Ytterligare en drivkraft som tillkommit är den relativt stora volym havsbaserad vindkraft som det finns planer på att etablera i södra Norrland. Detta förutsätter att nya ledningar med tillräcklig kapacitet byggs då befintliga ledningar inte har möjlighet att ta emot den tillkommande effekten.

NordSyd är Svenska kraftnäts största investeringspaket någonsin och innebär att stora delar av transmissionsnätet i mellersta Sverige kommer att förnyas och förstärkas genom en serie åtgärder de närmaste cirka 20 åren. Resultatet kommer att bli ett mer robust och flexibelt transmissionsnät som är

förberett för förändringar i det svenska kraftsystemet. Huvuddelen av NordSyd handlar om långsiktiga åtgärder som kommer att tas i drift successivt fram till omkring 2040, men paketet omfattar också närliggande åtgärder för att möjliggöra en tidigare kapacitetsökning över Snitt 2.

Totalt sett innebär det att cirka 2 000 km ny ledning och ett 30-tal stationer ska byggas eller byggas om inom NordSyd-paketet. Sammantaget kommer åtgärderna att leda till en kapacitetsökning mellan elområde SE2 och elområde SE3 från dagens 7 300 MW till över 10 000 MW.

Från september 2020 till maj 2023 har inriktningsbeslut i NordSyd fattats för cirka 40 miljarder kronor. Den totala kostnaden för NordSyd uppskattas i dagsläget till cirka 75 miljarder kronor, varav cirka två tredjedelar är kostnader i huvudsak kopplade till förnyelsen av de äldre ledningarna.

Närliggande åtgärder för att öka kapaciteten i Snitt 2

För att i ett kortare perspektiv kunna tillmötesgå behovet av ökad kapacitet i nord-sydlig riktning planeras åtgärder med kortare genomförandetid. Dessa åtgärder är kopplade till installation av spänningsreglerande utrustning i mellersta Sverige. Dessa resurser planeras bli statiska till största delen, men även ett antal styrbara resurser. Förutom att kapaciteten ökas kommer åtgärderna även att bidra till en bättre spänningshållning i nätet.

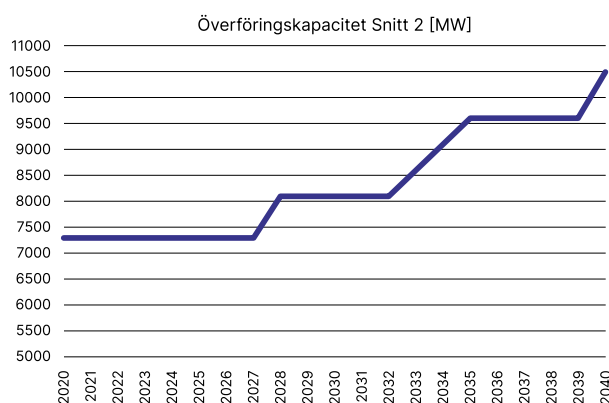
Enligt nuvarande tidplan kommer de närliggande åtgärderna att ge en kapacitetsökning på cirka 800 MW för nord-sydlig riktning som kommer att kunna utnyttjas kring 2027–2028. Ett flertal vindkraftsparker ska anslutas till de seriekompenserade ledningarna mellan elområde SE2 och SE3. För att möjliggöra detta krävs omfattande åtgärder på de seriekompenserade ledningarna inklusive uppdelning av seriekompenseringen.

Åtgärder inom kommande 20-årsperiod

De långsiktiga åtgärderna består av etablerandet av fyra nord-sydgående förbindelser utförda som 400 kV-dubbelledningar, det vill säga två parallellbyggda 400 kV-ledningar, som ger ett bidrag till kapacitetsökningen över Snitt 2. Dessa ledningar ersätter 220 kV-ledningarna och de tre äldsta 400 kV-ledningarna över snittet. De första projekten startade under 2020 med fokus på att förstärka transmissionsnätet, förbättra effektbristsituationen samt avveckla äldre nät i Uppsala- och Mälardalsregionen. Under åren 2021–2023 har projekt startats

för att förstärka Snitt 2 med två 400 kV-dubbelledningar mellan Västerås och Ångermanälven samt mellan Sollefteå och Dalälven (ansluter vidare mot Uppsala). Fortsatta utredningar för Karlstadsbenet, mellan Midskog och Borgvik, har också inletts under 2023. Projekt för Karlstadsbenet och Hallsbergsbenet kommer att starta under 2023–2024 varterefter utredningarna blir färdigställda och Svenska kraftnäts styrelse fattar inriktningsbeslut.

I Figur 8 presenteras en graf över planerad utveckling av överföringskapaciteten för Snitt 2 under tidsperioden 2023–2042.



Figur 8. Planerad kapacitetsutveckling för Snitt 2, gränsen mellan elområde SE2 och SE3.

Uppsalabenet

Uppsalabenet etablerar en dubbel 400 kV-förbindelse över Snitt 2 från Sigtuna kommun i Uppland till Ångermanälven och ersätter gamla ledningar på motsvarande sträcka. Transmissionsnätsstationer etableras för att koppla Uppsalabenet till befintligt elnät och skapa förutsättningar för ökade inmatningar och uttag längs sträckan. Uppsalabenet uppskattas bli färdigställt till år 2034.

Västeråsbenet

Västeråsbenet etablerar en dubbel 400 kV-förbindelse över Snitt 2 från Mälardalen till Ångermanälven och ersätter gamla 220 kV-ledningar på motsvarande sträckor. Transmissionsnätsstationer etableras längs Västeråsbenet för att koppla ihop befintligt elnät och skapa förutsättningar för ökade inmatningar och uttag längs sträckan. Västeråsbenet uppskattas bli färdigställt till år 2035.

Hallsbergsbenet

Hallsbergsbenet etablerar en ny dubbel 400 kV-förbindelse över Snitt 2 från Hallsberg till Storfinnforsen vid Faxälven och ersätter en gammal seriekompenserad 400 kV-ledning på motsvarande sträcka. Ledningen skapar förutsättningar för ökade inmatningar och uttag längs sträckan inklusive möjlighet att etablera nya stationer. Hallsbergsbenet uppskattas bli färdigställt under slutet av 2030-talet.

Karlstadsbenet

Karlstadsbenet etablerar en ny dubbel 400 kV-förbindelse över Snitt 2 från Karlstad till Midskog vid Indalsälven och ersätter en gammal seriekompenserad 400 kV-ledning på motsvarande sträcka. Ledningen skapar förutsättningar för ökade inmatningar och uttag längs sträckan inklusive möjlighet att etablera nya stationer. Karlstadsbenet uppskattas bli färdigställt under perioden 2033–2035.

4.3 Utredningar och projekt i elområde SE3

Elområde SE3 omfattar större delen av mellersta Sverige. Hit hör Stockholms, Uppsala, Västmanlands, Örebro, Södermanlands, Östergötlands, Värmlands, Gotlands och Västra Götalands län samt delar av Dalarnas, Gävleborgs, Hallands, Jönköpings och Kalmar län. I SE3 ligger åtta av landets tio största städer: Stockholm, Göteborg, Uppsala, Västerås, Örebro, Linköping, Jönköping och Norrköping. Samtliga tre svenska kärnkraftverk ligger också i SE3.

Från SE3 utgår de två likströmsförbindelserna Fenno-Skan 1 och 2 till Finland, två växelströmsförbindelser över det så kallade Hasle-snittet till Norge (NO1) samt de två likströmsförbindelserna Konti-Skan 1 och 2 till Jylland (DK1).

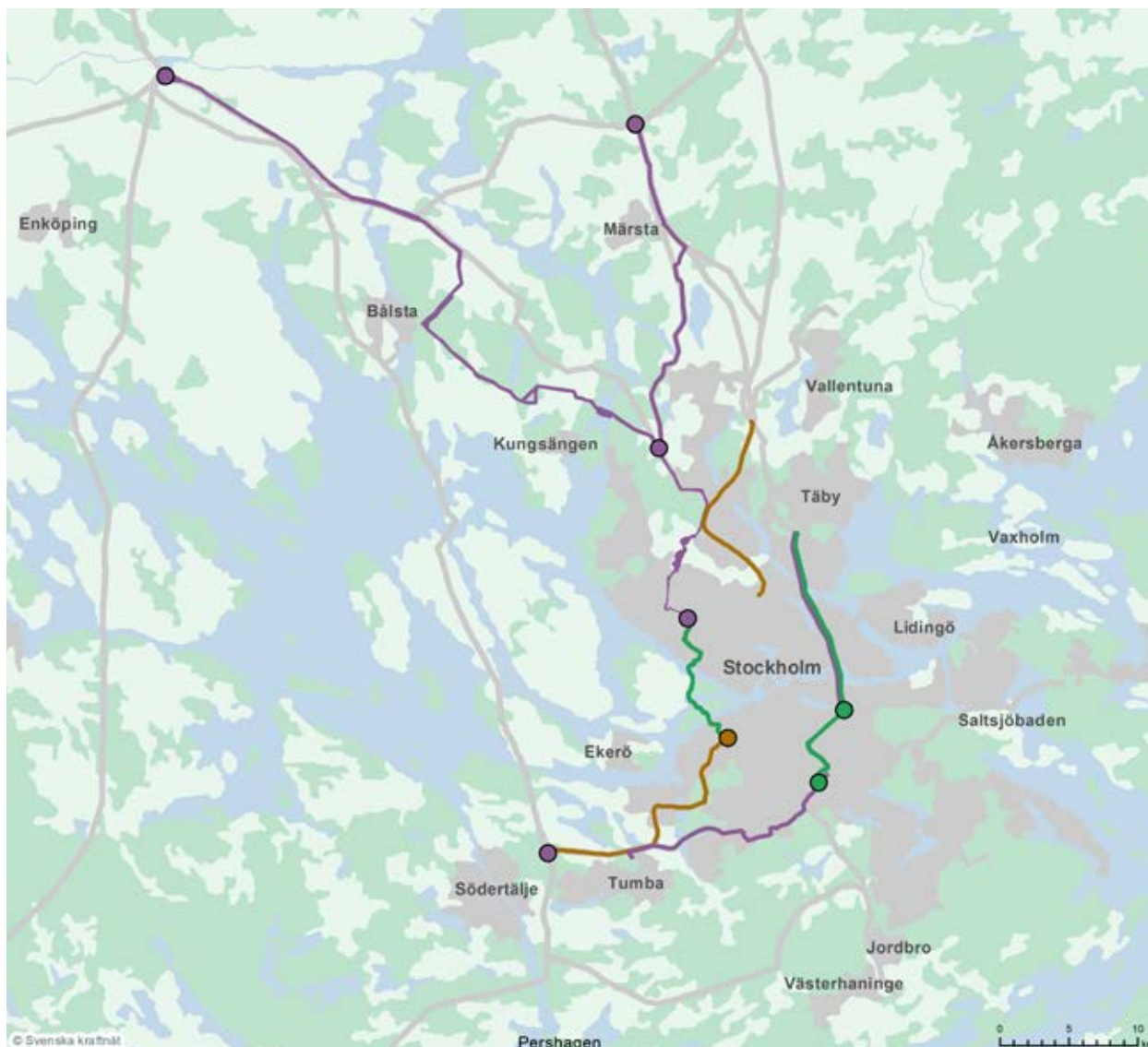
Landbaserad vindkraft och solkraft förväntas öka inom området under perioden. Längs kusterna kan det på längre sikt bli aktuellt att ansluta havsbaserad vindkraft.

I detta kapitel presenteras några av de utredningar och projekt som pågår i elområde SE3.

4.3.1 Systemförstärkning Stockholm

Åtgärderna för att på lång sikt möta behovet av elförsörjning till Stockholmsregionen är samlade under ett investeringsprogram och är uppdelat i två investeringspaket: Stockholms Ström och Storstockholm Väst. Med båda åtgärdspekten Stockholms Ström och Storstockholm Väst på plats kommer transmissionsnätets förmåga att leverera el till uttagspunkterna runt Stockholm att vara tillräcklig för att täcka framtida behov baserat på nuvarande prognoser. Det är dock viktigt att också regionnätet i området anpassas och förstärks för att i slutändan kunna möta slutkundernas elbehov.

För både Stockholms Ström och Storstockholm Väst finns många beroenden till åtgärder som både Ellevio och Vattenfall Eldistribution genomför samt till kommuner som har planer för mark som frigörs, vilket gör att genomförandet blir väldigt komplext. Byggnationer av nya stationer och ledningar samt ombyggnationer av befintliga stationer och ledningar måste koordineras och samordnas för att nå mållösningen. Samtidigt måste de systemtekniska kraven för varje deletapp av genomförandet uppfyllas vilket ställer stora krav på samverkan kring avbrottsplanering mellan de olika parterna. I Figur 9 presenteras de åtgärder som ska utföras i Stockholmsområdet.



Figur 9. Övergripande karta som illustrerar vilka åtgärder som ska utföras i Stockholmsområdet. För fullständig karta inklusive teckenförklaring hänvisas till avsnittet 10-årsplan nätinvesteringar.

Stockholms Ström

Stockholms Ström omfattar ett 50-tal delprojekt och involverar utöver Svenska kraftnät även regionens andra nätägare Vattenfall Eldistribution samt Ellevio, och berör 21 kommuner i Stockholms län. Bakgrunden till nätförnyelsen inom Stockholms Ström är ett regeringsuppdrag från 2004. Där fick Svenska kraftnät i uppdrag att ta fram ett förslag till utformning av det framtida elnätet i Stockholmsregionen. Tillsammans med regionnätägarna tog Svenska kraftnät fram ett förslag på en ny nätstruktur som skulle uppfylla framtida krav på tillgänglighet, driftsäkerhet och god miljö. Förslaget presenterades i en delrapport 2005 och en slutrapport 2008.

Den nya nätstrukturen innebär att delar av dagens förhållandevis finmaskiga 220 kV-nät avvecklas. I andra delar av nätet höjs spänningsnivån från 220 kV till 400 kV. En ny, delvis markförlagd 400 kV-ledning, som kallas City Link, byggs mellan Upplands Väsby i norr och Haninge i söder. Delsträckan Hagby–Anneberg är klar och har tagits i drift. En delsträcka under innerstaden mellan Anneberg och Skanstull förläggs i en borrade tunnel. Stora delar av City Link är nu under genomförande och arbetet med tunneln påbörjades under hösten 2019. I slutet av maj 2023 hade halva sträckan av tunneln, som totalt kommer bli cirka 13,4 km lång, borrats. Delsträckorna Skanstull–Snösätra och Snösätra–Ekudden planeras att tas i drift under 2023–2025. Hela City Link beräknas vara klar att tas i drift år 2030.

I samband med genomförandet av Stockholms Ström kommer cirka 15 mil luftledning att rivas. Kommuner och andra markägare medfinansierar Stockholms Ström i förhållande till värdet på den mark som därigenom frigörs för annan användning. Den storskaliga användningen av 400 kV-kabelteknik i Stockholmsområdet medför många stora tekniska utmaningar, framförallt när det gäller drift, elkvalitet och spänningshållning. Kablarnas reaktiva effektgenerering kommer till största delen att kompenseras av shuntreaktorer. I vissa stationer övervägs dock dynamiska reglerresurser för spänningsregleringen.

Storstockholm Väst

Elbehovet i Stockholmsregionen har ökat snabbare än vad som förutsågs när den nya nätstrukturen togs fram för drygt tio år sedan. Befolkningsökningen, minskad regional elproduktion, ny elberoende infrastruktur som exempelvis laddstolpar för elbilar samt en önskan att etablera serverhallar är de främsta orsakerna till det ökade behovet. Redan i dag har vi nått den nivå på förbrukningen att ytterligare öknings inte kan beviljas med det nuvarande transmissionsnätet, och de åtgärder som genomförs inom Stockholms Ström-programmet är inte tillräckliga för att möta det framtida behovet.

För att möta den kraftigt ökade efterfrågan på el och säkerställa driftsäkerheten i Stockholms län på lång sikt, planerar vi därför ytterligare förstärkningar i form av en ny nord-sydlig 400 kV-förbindelse, benämnd Storstockholm Väst, genom västra delen av regionen. Den är tänkt att ersätta dagens 220 kV-förbindelser på sträckningen Hamra–Överby–Beckomberga–Bredäng–Botkyrka–Kolbotten. Åtgärderna omfattar dessutom en ny 400 kV-ledning mellan Odensala och Överby, samt en rad nya transformatorstationer. Förbindelsen kommer att byggas i etapper under perioden 2024–2030.

4.3.2 Systemförstärkning Västra Götaland

I Västra Götaland planerar flera aktörer inom fordonsindustri, kemi- och petrokemisk industri, annan tillverkningsindustri samt transportsektorn att ställa om till en fossilfri framtid. Detta medför ett kraftigt ökat elbehov och därmed ett behov av ökad överföringskapacitet till och inom regionen.

I maj 2023 presenterade Svenska kraftnät åtgärder för att möta det kraftigt ökade uttagsbehovet i Västra Götaland baserat på regionnätsägaren Vattenfall Eldistributions ansökan om 1 200 MW avseende tidsperioden år 2026–2030. De presenterade åtgärderna omfattar tidigarelagd reinvestering av en 400 kV ledning norr om Göteborg samt den sedan tidigare beslutade nya 400 kV-ledningen Skogssäter–Stenungsund–Ingelkärr–Stenkullen. Åtgärderna omfattar även förstärkningar av 400 kV-nätet i Skaraborg samt en av Snitt 2-ledningarna i västra Sverige. Givet dagens nätstruktur kan uttaget i regionen öka med omkring 400 MW, därefter möjliggörs ytterligare uttagsökningar år 2026, 2031 och 2035. De presenterade åtgärderna förväntas därmed tillgodose det efterfrågade uttaget om 1 200 MW etappvis till år 2035, vilket är senare än det behov Vattenfall Eldistribution beskriver i sin ansökan. För att snabbare tillgodose uttagsbehoven innan alla nätförstärkningar är på plats utreder Svenska kraftnät därför också andra åtgärder, som flexibilitetslösningar och dynamiska abonnemangsavtal.

I Figur 10 presenteras en karta över kommande åtgärder i Västra Götaland och sydvästra Sverige.



Figur 10. Övergripande karta som illustrerar vilka åtgärder som ska utföras i Västra Götaland och sydvästra Sverige. För fullständig karta inklusive teckenförklaring hänvisas till avsnittet 10-årsplan nätinvesteringar.

Sedan Vattenfall Eldistribution ansökte om ökade uttag om 1 200 MW har de inkommit med en ny ansökan som avser ytterligare 1 300 MW under tidigt 2030-tal, vilket motsvarar en total ökning med 2 500 MW jämfört med dagens nivå. Det är både tidskrävande och kostsamt att lösa det totala uttagsbehovet med enbart nätförstärkningar, det krävs därför även investeringar i ny regional elproduktion då självförsörjandegraden i Västra Götaland är mycket låg i dagsläget. Svenska kraftnät utreder för tillfället möjligheten att ansluta landbaserad

vind- och solkraft i Skaraborg samt havsbaserad vindkraft i Norra Västerhavet. Dessa utredningar förväntas vara färdigställda under våren 2024.

Skogssäter–Stenungsund–Ingelkärr–Stenkullen

De nya 400 kV-ledningarna Skogssäter—Stenungsund, Stenungsund—Ingelkärr och Ingelkärr—Stenkullen bidrar till ökad överföringskapacitet i hela regionen. Ledningen Skogssäter—Stenungsund—Ingelkärr är med sin förhållandevis kustnära lokalisering också viktig för att möjliggöra anslutning av havsbaserad vindkraft i området. De nya transformatorstationerna Stenungsund och Ingelkärr ger regionnätet större uttagkapacitet och skapar uttagsmöjlighet närmare anslutande kunder.

Hallsberg–Timmersdala–Stenkullen

Behovet av förstärkningar av 400 kV-nätet i Skaraborg har uppkommit efter Vattenfall Eldistributions anslutningsförfrågan om ökade uttag i området som primärt drivs av planerade industrietableringar. För att möjliggöra det ökade uttaget i regionen planerar Svenska kraftnät att tidigarelägga reinvestering av 400 kV-ledningarna Hallsberg-Timmersdala och Timmersdala-Stenkullen. Därtill undersöks också möjlighet att etablera en ny transformatorstation samt en ny 400 kV-ledning mellan Hallsberg och Timmersdala.

Det är inte enbart ökad förbrukning som driver behovet av nätförstärkningarna i Skaraborg. Behovet av ytterligare kapacitet finns även när kärnkraften på västkusten är avställd för årliga revisioner vilket leder till att det öst-västliga transitflödet genom SE3 ökar, det vill säga att import från Finland går genom SE3 och exporteras vidare till Norge och Danmark. Det öst-västliga flödet åstadkommer en flaskhals mellan Hallsberg–Timmersdala som Svenska kraftnät på sikt behöver bygga bort.

Ny regional elproduktion och flexibilitetslösningar

Det kommer att krävas ny regional produktion i området för att möjliggöra energiomställningen i Västra Götaland. Regionen har redan i dag en hög elförbrukning samtidigt som det råder ett produktionsunderskott i området. I dagsläget produceras endast en tredjedel av elförbrukningen inom regionen. Det gör att elen behöver överföras från andra delar av landet eller utlandet. När industrier och transportsektorn elektrifieras och elförbrukningen ökar de kommande åren räcker det därför inte enbart med att bygga nya ledningar. Svenska kraftnät ser möjligheter att på sikt klara kapaciteten i området med tanke på de ansökningar som har kommit in gällande ny kärnkraft i Ringhals och större vindkraftsparker till havs i området. Tidplanen för dessa produktionskällor är dock mycket osäkra och alternativa lösningar för att tillgodose ökade uttag behöver därför undersökas under tiden.

För att möjliggöra anslutningar och tilldelning av ökad kapacitet pågår ett arbete med att ta fram flexibilitetslösningar som kan mildra bristen under tiden som Svenska kraftnät förstärker transmissionsnätet. Flexibilitetslösningar blir en samverkan mellan Svenska kraftnät, regionnätägarna och större elintensiva industrier i området.

4.3.3 Roslagstriangeln i Östra Uppland

Utanför Uppsala ligger 400 kV-station Tuna. Från Tuna går en 220 kV-ledning till station Gråska nordväst om Hallstavik, vidare till station Malsta strax väster om Norrtälje och sedan vidare tillbaka till Tuna.

Delar av denna slinga kommer att behöva förnyas under de kommande tjugo åren då de börjar uppnå sin tekniska livslängd. Samtidigt finns det behov av ökad kapacitet och potentiellt behov av starkare utlandsförbindelser och anslutning av havsbaserad vindkraft.

En utredning av olika framtida lösningar pågår och den ska klargöra vilken nätstruktur som är optimal för slingan vid Norrtälje. Det kan bland annat bli aktuellt att bygga nya stationer och ledningar samt ändra spänningsnivåer. Utredningen beräknas vara klar under första kvartalet 2024.

4.3.4 Gotlandsförbindelsen

I regleringsbrevet 2020 fick Svenska kraftnät i uppdrag att analysera om Gotland har en trygg och säker elförsörjning på kort och lång sikt. En behovsstudie genomfördes under vintern 2021 och resultatet visade på ett tydligt behov av ytterligare en överföringsförbindelse till Gotland runt år 2030. Även om elförbrukningen inte ökar kommer en ny förbindelse behövas för att ersätta dagens förbindelser i etapper mellan åren 2030–2040. Svenska kraftnät har i regleringsbrevet för budgetåret 2023 fått i uppgift att utvidga transmissionsnätet till att även omfatta Gotland. Utbyggnaden ska trygga en transmissionsnätspunkt på Gotland i god tid innan den nuvarande matningen fasas ut på grund av ålder. Under 2022–2023 genomfördes en utredning med hänsyn till den framtida utvecklingen i området, inklusive hur nätet på fastlandet utvecklas och utbyggnad av vindkraft.

Ett samarbete med Vattenfall Eldistribution AB och Gotlands Elnät AB har pågått parallellt med utredningen i syfte att identifiera den bästa lösningen för anslutning av Gotland till fastlandet. Den gotländska kraftbalansen visar på underskott från år 2030 med nuvarande prognoser, vilket är varför Svenska kraftnäts ambition är att ha en ny förbindelse i drift tidigt 2030-tal.

Svenska kraftnät har som en följd av detta i maj 2023 beslutat om en ny överföringsförbindelse till Gotland. Den kommer att utgöras av två 220 kV-undervattenskablar för växelström med en överföringskapacitet på 220 MW vardera och beräknas att vara i drift 2031.

4.3.5 Östra korridoren längs sydostkusten

Under 2022 har Svenska kraftnät utrett behovet av ökad överföringskapacitet utmed den svenska Östersjökusten från Norrköping i norr till Kristianstad i söder. Behovet av utredningen är dels föranlett av den stora mängd förnybar elproduktion som planeras i området, men har också syftat till att identifiera åtgärder för att eliminera befintliga och kommande flaskhalsar i elöverföringen mellan elområde SE3 och SE4.

Den nuvarande 400 kV-ledningen mellan Norrköping och Kristianstad är byggd på 1960-talet och har en överföringskapacitet som motsvarar mindre än hälften av en modern 400 kV-ledning. Genom att förnya och kapacitetsupgradera den befintliga ledningen åstadkoms en god kapacitetsmässig utväxling till priset av begränsade nya fysiska intrång.

Utredningens slutsats är att en tidigarelagd förnyelse av det 400 kV-stråket utmed Östersjökusten, från sent 2040-tal till början eller mitten av 2030-talet, är motiverad för att förhindra att nya kostnadsdrivande interna flaskhalsar uppstår. Åtgärden bedöms också vara nödvändig för att den nya Gotlandsförbindelsens fulla kapacitet ska kunna utnyttjas samt för att förebygga att nya ansökningar om anslutning av ny elproduktion i området behöver avslås från och med år 2026. Ett slutgiltigt beslut om forcerad tidplan för förnyelse av 400 kV-stråket Östra korridoren har för närvarande inte fattats.

4.3.6 Utlandsförbindelser

Konti-Skan

De befintliga HVDC-förbindelserna Konti-Skan 1 och 2 mellan Sverige och Danmark når slutet av sin livslängd under perioden 2030–2036. Om de inte ersätts av nya förbindelser minskar överföringskapaciteten mellan länderna och den elmarknadsnytta som den ger upphov till. Det skulle även försvåra möjligheten att upprätthålla driftsäkerheten samt försämra leveranssäkerheten i både det danska och det svenska transmissionsnätet. Vid fel i elnätet kan förbindelserna stötta nätet genom nödeffektingrepp.

Denna möjlighet skulle försvinna vid utebliven förnyelse av Konti-Skan. Därför undersöks möjligheterna att ersätta befintlig HVDC-förbindelse (Konti-Skan 1 och 2) med en ny förbindelse (Konti-Skan 3) med högre kapacitet och ny teknik. Även lämplig placering av omriktarstation på den svenska sidan undersöks för närvarande av Svenska kraftnät. Den nya förbindelsen har planerad idrifttagning under första halvan av 2030-talet.

4.4 Utredningar och projekt i elområde SE4

Elområde SE4 omfattar Skåne, Blekinge och delar av Kalmar, Kronobergs och Hallands län. En stor del av förbrukningen sker i regionen kring Malmö och Lund samt i städerna längs kusten: Helsingborg, Ystad, Trelleborg, Karlskrona och Kalmar. I norr utgörs Snitt 4 av fem 400 kV-ledningar. Snittet går i en linje från söder om Oskarshamn på östkusten till söder om Varberg på västkusten. Från SE4 utgår fyra utlandsförbindelser. Det är två 400 kV-växelskablar till Själland (DK2), likströmsförbindelsen Baltic Cable till Tyskland, likströmsförbindelsen SwePol Link till Polen samt likströmsförbindelsen NordBalt till Litauen.

Kommande åren förväntas ett betydande tillskott av förnyelsebar produktion i form av landbaserad vindkraft och solkraft. På lite längre sikt kan en större mängd havsbaserad vindkraft anslutas i området.

I detta kapitel presenteras några av de utredningar och projekt som pågår i elområde SE4.

4.4.1 Förnyelse av ledningar på västkusten och i Skåne

400 kV-ledningarna mellan Trollhättan och Malmö är i dag drygt 60 år gamla och i stort behov av upprustning. Såväl fundament och stolpar som faslinor har korroderat i en snabbare takt än i resten av landet på grund av de saltmättade vindarna i området. Arbetet med att byta ut dessa ledningar med en sammanlagd längd av cirka 40 mil kommer att pågå under hela 2020-talet. Det beror dels på de långa tillståndsprocesserna, dels på att möjligheterna att koordinera de avbrott som är nödvändiga för att bygga nya ledningar i befintliga ledningsgator är begränsade.

Överföringskapaciteten på en modern 400 kV-ledning som byggs enligt dagens standard är väsentligt högre än kapaciteten på de ledningar som uppförts under 1950–1960-talet. Förnyelseprogrammet på Västkusten och i Skåne innebär således också en ökning av överföringskapaciteten i området. Ledningsförnyelserna i Skåne, främst drivna av att de är på väg att nå slutet av sin livslängd, har nu också blivit centrala för att möta effektbehovet i sydvästra Skåne. Det nuvarande kapacitetsbehovet i Malmöregionen löses med ledningarna Hurva–Sege, som förnyades år 2021, och Sege–Barsebäck som förnyas och kapacitetsuppgaderas under år 2023.

4.4.2 Långsiktig plan för transmissionsnätet i elområde SE4

Svenska kraftnät och E.ON Energidistribution (E.ON) arbetar sedan år 2021 med en utredning som syftar till att utarbeta en långsiktig gemensam utvecklingsplan för transmissions- och regionnäten för el i nuvarande elområde SE4. Den långsiktiga planen ska säkerställa att södra Sverige får en effektiv samordnad elnätstruktur med avseende på driftsäkerhet, funktionalitet och intrång som kan möta områdets behov av överföringskapacitet på lång sikt. Ytterst syftar arbetet till att identifiera lämpliga åtgärder för att hantera nya elhandelsmönster och tillgodose nya kapacitetsbehov kopplat till elektrifiering av regional industri- och transportsektor och anslutning av ny fossilfri elproduktion.

Den täta samplaneringen med regionnätägaren E.ON är en nyckel i det gemensamma analysarbetet. Bland annat studeras och utvärderas möjligheterna att ersätta vissa 130 kV-ledningar med nya sambyggda 400 kV- och 130 kV-ledningar samt lokalisering och utformning av nya anslutningar mellan transmissions- och regionnätet. Den långsiktiga planeringshorisonten skapar också förutsättningar till en tidig involvering från offentliga aktörer såsom kommuner och länsstyrelse i olika samordnings- och tillståndsfrågor.

Utifrån resultat och rekommendationer från den pågående utredningen i elområde SE4 så förväntas ett beslut om ett första investeringspaket med systemförstärkningsåtgärder fokuserat på området kring Malmö och Trelleborg kunna fattas under år 2024.

4.4.3 Ekhyddan–Nybro–Hemsjö

Som ett led i att säkra driftsäkerheten i transmissionsnätet i sydöstra Sverige behöver Svenska kraftnät bygga en ny 400 kV-transmissionsnätledning mellan Ekhyddan och Nybro, och vidare från Nybro till Hemsjö. Projektet är uppdelat i två delar på grund av dess storlek, Ekhyddan–Nybro respektive Nybro–Hemsjö.

Efter anslutningen av utlandsförbindelsen NordBalt till Nybro har behovet av effekttransport genom området ökat. Den nya ledningen behövs för en långsiktigt säker drift av NordBalt och för att det parallella regionnätet i Småland inte ska överbelastas i händelse av fel i 400 kV-nätet. I Figur 11 visas en kartbild över den nya ledningens sträckning från Ekhyddan, via Nybro, till Hemsjö.



Figur 11. Karta som illustrerar ledningssträckan Ekhyddan–Nybro–Hemsjö. För fullständig karta inklusive teckenförklaring hänvisas till avsnittet 10-årsplan nätinvesteringar.

Ledningen förbättrar förmågan för kvarvarande Block 3 i Oskarshamns kärnkraftverk att bättre tåla störningar i det omgivande nätet. Detta är särskilt viktigt efter stängningen av de två äldsta blocken 1 och 2, eftersom Oskarshamn 3 därmed fått en ännu viktigare roll för den regionala spänningsstabiliteten och försörjningsförmågan. Studier har visat att ledningen är av central betydelse för möjligheten att kunna ansluta havsbaserad vindkraft utanför Smålands kust. Ledningen bedöms också vara viktig för utvecklingen av den gemensamma elmarknaden i Europa genom att den bidrar till en säker drift av NordBalt.

År 2021 beviljade regeringen nätkoncession för sträckan Nybro–Hemsjö och i december 2022 beviljade Energimarknadsinspektionen nätkoncession för sträckan Ekhyddan–Nybro. Dröjsmålet avseende processerna kring koncessionsbesluten har fått konsekvensen att den planerade idrifttagningen för båda sträckorna är framflyttad till preliminärt 2027–2028.

4.4.4 Utlandsförbindelser

Hansa PowerBridge

Hansa PowerBridge är en planerad likströmsförbindelse mellan södra Sverige och Tyskland med 700 MW överföringskapacitet. Den utvecklas i samarbete med den tyska TSO:n 50Hertz.

Förbindelsen kommer att anslutas till transmissionsnätet i Hurva utanför Hörby i Skåne. Likströmsförbindelsen SydVästlänken ansluter norrifrån till samma station. Detta ger möjlighet att föra delar av effekten som kommer via SydVästlänken vidare till Tyskland, eller motsatt från Tyskland och vidare till SydVästlänken utan att belasta det omkringliggande växelströmsnätet.

Den ökade importmöjligheten från Tyskland kommer också att bli viktig i de stunder när den samlade elproduktionen i Sverige och övriga Norden inte producerar tillräckligt mycket för att tillgodose behovet.

Arbete pågår för närvarande, tillsammans med 50Hertz, med att ta fram tekniska såväl som legala upphandlingsdokument för att under 2024 gå ut till marknaden med upphandlingen av leverantörer för byggandet av länken. Svenska kraftnät arbetar även med en förnyad samhällsekonomisk analys. I Figur 12 visas en del av Hansa PowerBridges sträckning från Hurva till Ystad och sedan vidare mot Tyskland.



Figur 12. Karta över Hansa PowerBridges sträckning från Hurva till Ystad och sedan vidare mot Tyskland. För fullständig karta inklusive teckenförklaring hänvisas till avsnittet 10-årsplan nätinvesteringar.

4.5 Övriga projekt och pågående arbeten

4.5.1 Shuntreaktorpaketet

För att hantera utmaningar med höga spänningar genomfördes under 2020 en utredning för att ta fram förslag på lämpliga åtgärder för att avhjälpa höga spänningar, ett av dessa förslag var att utreda utplacering av shuntreaktorer.

Om spänningen i transmissionsnätet är högre än vad dess komponenter är konstruerade för innebär det en risk för personsäkerheten. För höga spänningar kan även leda till skador på komponenterna och för tidigt åldrande av dem. För att sänka spänningen i transmissionsnätet kan shuntreaktorer användas genom att de förbrukar reaktiv effekt. Shuntreaktorer är en kostnadseffektiv lösning för ändamålet.

Utredningen om utplacering av shuntreaktorer ska ge en rekommendation om i vilka stationer nya shuntreaktorer bör placeras ut, och lämpliga storlekar på dem för att minska problemet med dagens höga spänning. Genom denna utredning tar vi ett samlat grepp om frågan och investerar i flera shuntreaktorer på en gång, istället för att hantera varje fall för sig. Förväntat resultat är att omkring tio stycken shuntreaktorer ska placeras ut i transmissionsnätet på respektive spänningsnivå (400 kV och 220 kV).

4.5.2 Anslutning av havsbaserad vindkraft

Ekonomiskt stöd för nätanslutningen och effektiviserad tillståndsprövning – aktuell status

Intresset för anslutning av havsbaserad vindkraft till det svenska transmissionsnätet har ökat kraftigt under de senaste fem åren. Havsvindkraftsföretagens ökade engagemang i Sverige är delvis en följd av formuleringen i 2016 års energiöverenskommelse att *anslutningskostnaden för kraftslaget bör slopas*. Ett konkret åtagande kopplat till utfästelsen om slopad anslutningskostnad för havsbaserad vindkraft kom dock först i februari 2021, då den dåvarande regeringen remitterade promemorian "Minskade anslutningskostnader för elproduktion till havs"⁹. I promemorian beskrevs ett förslag på ett nytt uppdrag åt Svenska kraftnät att bygga ut transmissions-

9. Infrastrukturdirektivet 2021: Promemoria 2021-02-02 – Minskade anslutningskostnader för elproduktion till havs

nätet till områden inom Sveriges sjöterritorium där det finns förutsättningar att ansluta flera elproduktionsanläggningar.

Det nya uppdraget att bygga ut transmissionsnätet till havs formaliserades därefter och skrevs in i en ändrad instruktion till Svenska kraftnät. Denna instruktion började gälla den 1 januari 2022. Hösten 2022 fick Sverige en ny regering. Den nya regeringens hållning är att anslutningskostnaden för havsbaserad vindkraft i sin helhet ska bekostas av vindkraftsföretagen själva. Den 21 juni 2023 remitterades en ny promemoria, "Ändring i förordningen (2007:1119) med instruktion för Affärsverket svenska kraftnät"¹⁰. I skrivelsen framförs förslaget att instruktionsändringen som infördes den 1 januari 2022 ska utgå från och med den 1 oktober 2023. Svenska kraftnät har i augusti 2023 inkommit med synpunkter på promemorian. Remissvaret kan läsas i sin helhet på svk.se¹¹.

Parallellt med förslaget att dra tillbaka stödet för nätanslutningen genom ett förändrat uppdrag till Svenska kraftnät, så beslutade regeringen i maj 2023 att en särskild utredare ska analysera hur det övergripande regelverket för tillståndsprövning av havsbaserad vindkraft kan förbättras¹². I uppdraget ingår att analysera möjlig utformning av ett anvisningssystem liknande det i andra europeiska länder. Svenska kraftnät har uttryckt stöd och förordat en successiv övergång till ett anvisningssystem eftersom det skapar bättre förutsättningar för en förutsägbar nätutbyggnad och utveckling av kraftsystemet som helhet.

I regeringens nya uppdrag ingår också att analysera om avtal om anslutning ska vara ett kriterium som ska beaktas för att bibehålla ensamrätten till ett område. Ett viktigt villkor i utredningen är att lämnade förslag inte får påverka Svenska kraftnäts möjlighet att styra över principerna för anslutning.

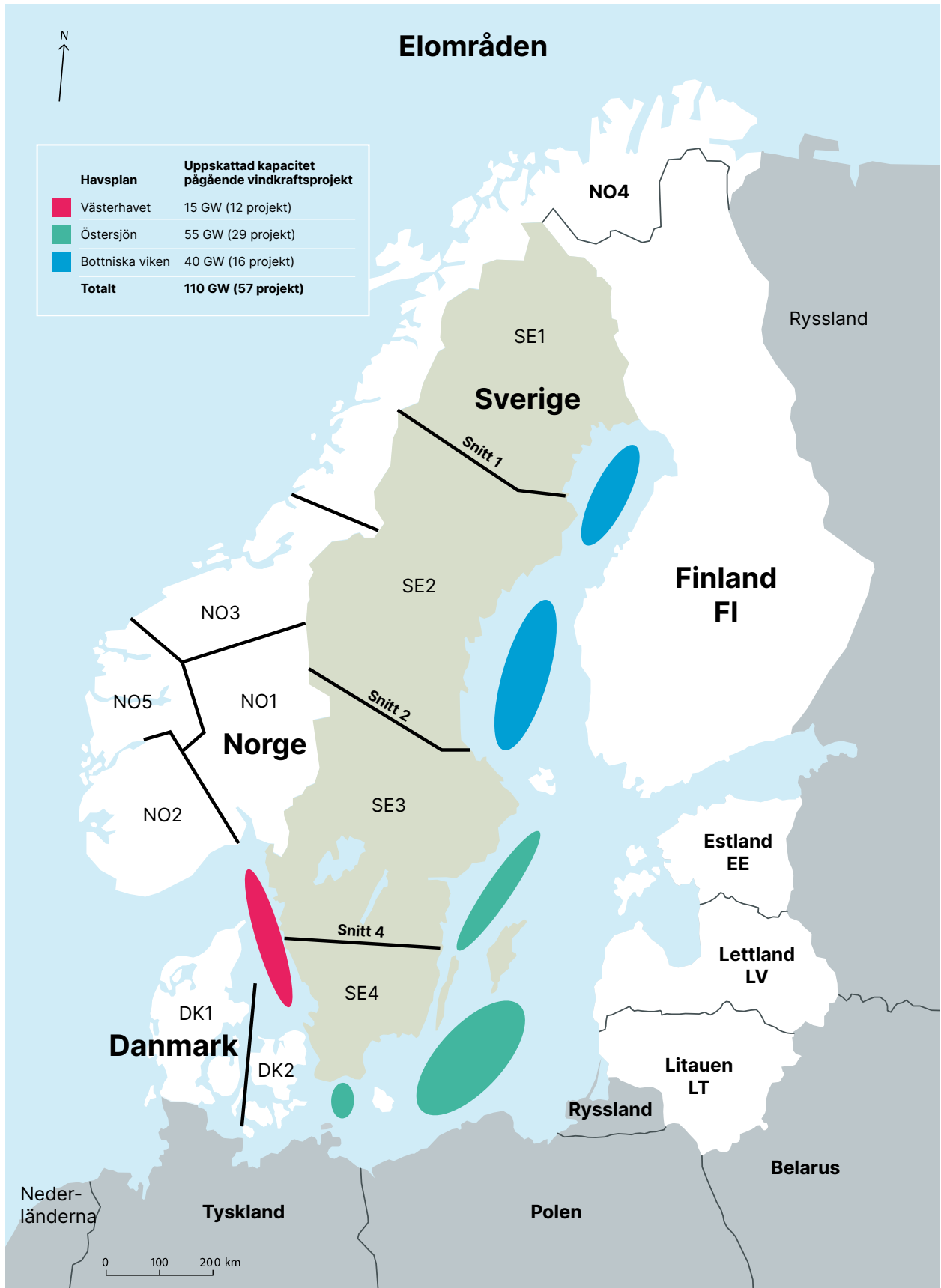
Planerad havsbaserad vindkraft i Sverige

I kölvattnet av de tidigare politiska signalerna om ekonomiskt stöd för havsbaserad vindkraft mottog Svenska kraftnät enbart under år 2021 ansökningar

10. Klimat- och näringslivsdepartementet 2023: Remiss av Förordning om ändring i förordningen (2007:1119) med instruktion för Affärsverket svenska kraftnät

11. Svenska kraftnät 2023: Synpunkter på remiss gällande Förordning om ändring i förordningen (2007:1119) med instruktion för Affärsverket svenska kraftnät

12. Kommittédirektiv 2023:61 – En ordnad prövning av havsbaserad vindkraft, Beslut vid regeringssammanträde den 4 maj 2023



Figur 13. Uppskattad kapacitet per havsplanområde och varje havsplanområdes geografiska placering.

om anslutning av havsbaserad vindkraft motsvarande ett kapacitetsanspråk om cirka 84 000 MW. Den stora förfrågningsvolymen beror på att Sverige, i motsats till de flesta andra länder i Europa, har ett öppet etableringssystem för havsbaserad vindkraft.

I Sverige väljer vindkraftsföretagen själva havsområden för undersökning av möjlighet till anläggning av havsbaserad vindkraft. Flera företag kan undersöka samma havsområde samtidigt vilket kan yttra sig i projektdubletter eller delvis överlappande ansökningar i Svenska kraftnäts anslutningskö. Vindkraftsföretagen har olika metoder för att bedöma den byggbara potentialen på enskilda havsområden. I kombination med projektöverlappen är det sammantaget därför svårt att veta exakt hur stor teoretisk havsbaserad elproduktionskapacitet som planeras i Sverige.

En kartläggning som Svenska kraftnät gjort visar att det just nu finns åtminstone 57 stycken större svenska havsbaserade vindkraftsprojekt. Den summerade teoretiska kapaciteten hos dessa projekt, när kvalitativa avdrag gjorts för överlappande utvecklingsområden, bedöms uppgå till cirka 110 GW. Av produktionskapaciteten är 15 GW lokaliserad till havsplanområde Västerhavet, 55 GW till Östersjön och 40 GW till Bottniska viken. I Figur 13 presenteras uppskattad kapacitet för respektive havsplanområde och havsplanområdenas placering illustreras i en karta.

Pågående utredningar och projekt

Öppna utredningar av anslutningspunkter på land

År 2021 fick Svenska kraftnät i uppdrag att utföra ett förberedande utredningsarbete kopplat till utbyggnad av transmissionsnätet i det svenska sjöterritoriet. Uppdraget avrapporterades i juni 2022¹³ och innehöll förutom en beskrivning av prioriterade områden för nätutbyggnad också förslag på anpassningar och rationaliseringar av anslutningsprocessen till det svenska öppna etableringssystemet för havsbaserad vindkraft.

Den viktigaste förändringen i handläggningen av anslutningsansökningar för havsbaserad vindkraft är att det traditionella arbetssättet där exklusiv anslutningsmöjlighet för enskilda aktörer utreds i den ordning aktörerna skickat in sina förfrågningar frångås. Istället har Svenska kraftnät inlett arbetet med öppna, geografiskt avgränsade utredningar av

13. [Svenska kraftnät 2022: Uppdrag att förbereda utbyggnad av transmissionsnät till områden inom Sveriges sjöterritorium – Anslutning av havsbaserad elproduktion](#)

anslutningsmöjlighet till transmissionsnätet på land. Inledningsvis är dessa utredningar inte kopplade till en specifik vindkraftspark. Havsvindaktörer som vill ansluta erbjuds ta del av utredningens resultat via en offentlig anmälan till en intressentpool.

Under 2023 har Svenska kraftnät inlett förundersökningar av landbaserade anslutningspunkter för havsbaserad vindkraft lokaliserad i mellersta Östersjön, Bottenhavet och Bottenviken. Parallellt med detta arbete pågår också framtagning av en särskild anslutningsprocess för havsbaserad vindkraft. Detaljerade statusrapporter om dessa aktiviteter publicerades i oktober 2023.

Projektspecifika utredningar om nätanslutning av havsbaserad vindkraft

De nya utredningsprinciperna innebär att dagens hantering med exklusiva intentionsavtal om anslutning som tecknas tidigt i anslutningsprocessen frångås. Vid tidpunkten för Svenska kraftnäts beslut att frångå denna ordning fanns dock ingångna intentionsavtal kopplade till sex stycken vindkraftsparker:

Gotlands havsvindpark, Kattegatt Syd, Kriegers Flak, Skåne havsvindpark, Stora Middelgrund och Södra Victoria. Svenska kraftnät är enligt avtalen skyldiga att utföra utredningar om anslutning specifikt för dessa projekt.

Två utredningar om anslutning – de för Skåne havsvindpark och Stora Middelgrund – avslutades under kvartal 2 år 2023. För Skånes havsvindpark har en möjlig anslutning i Barsebäck, Kävlinge kommun, utretts. I fallet med Stora Middelgrund så har utredningen identifierat en möjlig anslutningspunkt, Kårap, någon mil öster om Laholm. I juli avtog regeringen ansökan om ändring av tillståndet för Stora Middelgrund enligt lagen (1992:1140) om Sveriges ekonomiska zon. Eftersom det nu saknas förutsättningar att uppföra denna vindkraftspark så avslutar också Svenska kraftnät detta anslutningsärende.

Utredningen av anslutningen av Södra Victoria har också färdigställts något senare under kvartal 2 år 2023. För denna vindkraftspark är anslutningspunkt någon mil väster om Nybro aktuell.

I utredningen av anslutningen av Kattegatt Syd utfärdades ett besked om anslutningspunkt till berörd aktör under kvartal 2 år 2023. Inriktningen är att Kattegatt Syd kommer att anslutas till transmissionsnätet i en ny station i Varbergs kommun någon mil öster om Ringhals kärnkraftverk.

För Kriegers Flak är inriktningen att anslutningen ska genomföras genom en utbyggnad av en befintlig station i Svedala kommun, Skåne län.

För Gotlands havsvindpark är en anslutningspunkt någon mil nordost om station Ekhyddan, Oskarshamns kommun, aktuell.

4.6 Regionplaner

Den pågående elektrifieringen av samhället gör att intresset för Svenska kraftnäts verksamhet har växt. Det har i sin tur lett till att behovet av information och kommunikation kring den planerade utvecklingen av transmissionsnätet har ökat.

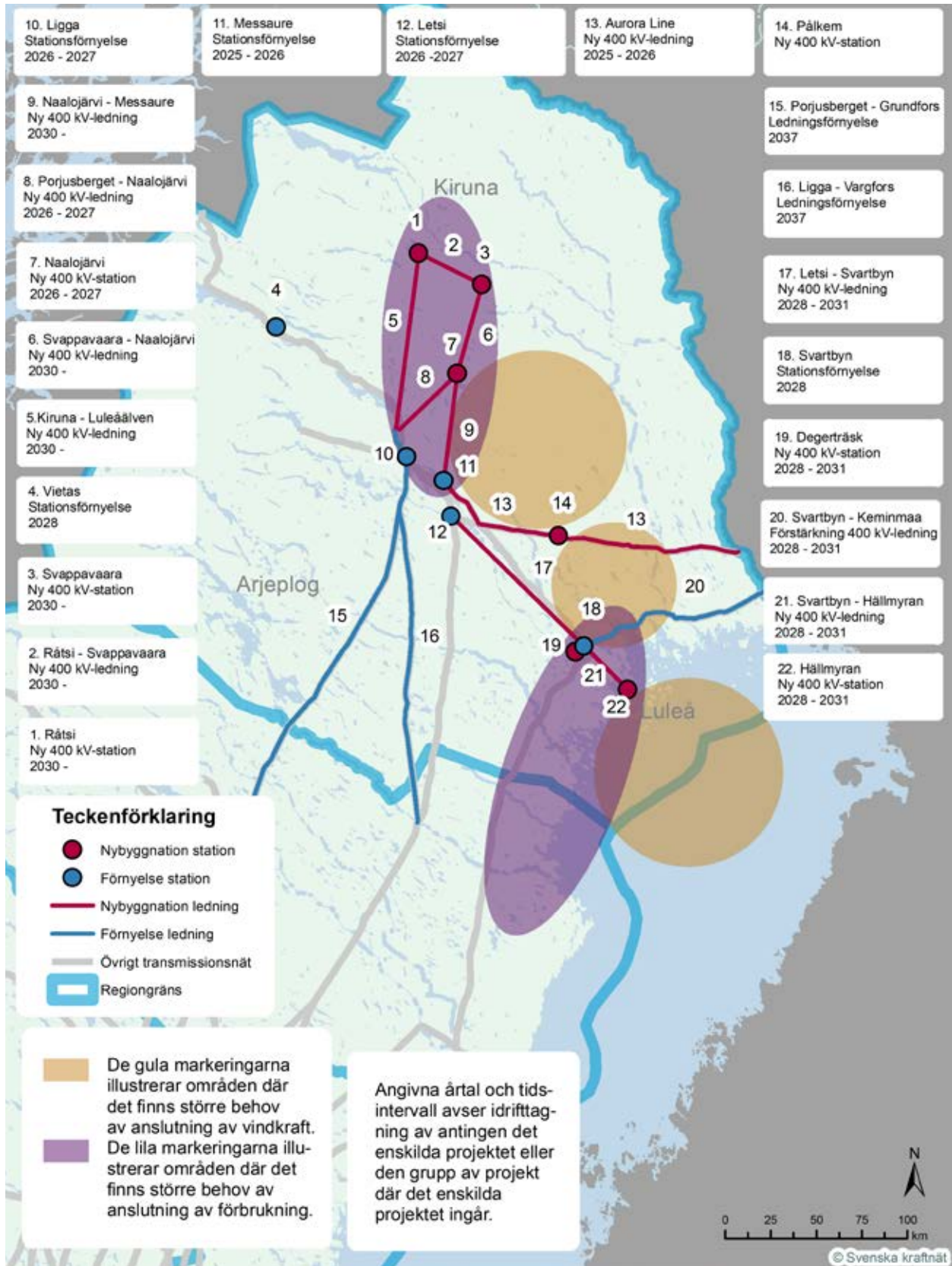
Publika regionala plandokument för nätutveckling skulle kunna vara ett sätt för Svenska kraftnät att på ett överskådligt sätt delge intresserade aktörer de behovsbilder som Svenska kraftnät har att förhålla sig till i sitt analysarbete. De regionala planunderlagens huvudsyfte skulle kunna vara att på ett lättillgängligt och visuellt sätt åskådliggöra behov och drivkrafter för nätutveckling. Den geografiska

avgränsningen mellan olika regionala planer kan troligen komma att variera något, men en generell lämplig geografisk omfattning är åtminstone på länsnivå. De regionala plandokumenterna för nätutveckling, eller kort och gott regionplanerna, kan också tänkas innehålla viss information kopplad till tillgång på överföringskapacitet. Tanken är att regionplanerna ska vara levande underlag som säkerställer att offentliga och privata aktörer som verkar inom eller påverkas av energiomställningen får en och samma bild av de regionala förutsättningarna för fortsatt elnätsutbyggnad.

Konceptet med offentliga regionplaner är fortfarande under utveckling. I nedanstående avsnitt presenteras några konceptuella exempel som kortfattat åskådliggör hur en regionplandokumentation skulle kunna se ut för Norrbottens, Västerbottens och Jämtlands län.

Som tidigare påpekat är nätutvecklingsplanen och regionplanerna ögonblicksbilder. Aktörer som är intresserade att ansluta uppmanas i första hand kontakta regionnätbolagen som ansluter till respektive anslutningspunkt för att få aktuell information.





Figur 14. Regionplan för Norrbottens län.

4.6.1 Regionplan för Norrbottens län

Transmissionsnätet i Norrbotten började byggas upp under 1930-talet för att samla upp vattenkraft längs Luleälven och för vidare överföring söderut. Under de senaste åren har en stor mängd vindkraft anslutits till nätet, varav den största vindkraftsparken är Markbygden utanför Piteå. Det har även uppkommit mindre förbrukare, framförallt vid städerna längs kusten. Generellt är området ett stort produktionsöverskottsområde och förbrukningen är relativt liten.

Från och med år 2020 ökade antalet förfrågningar om anslutning av förbrukning kraftigt i området och det totala effektbehovet i området förväntas kraftigt överstiga vad som förbrukas i dag om allt realiserar. Bakgrunden till detta är flera initiativ kring elektrifiering av nya eller befintliga verksamheter från LKAB, SSAB, Vattenfall AB, H2GS, Fertiberia med flera som har energiintensiva processer. Svenska kraftnät har pågående projekt och utredningar för att möta behovet, se Figur 14, men det finns fler behov som måste hanteras. Kapaciteten i området är alltså till stor del redan uppbokad och det är först efter större nätinvesteringar som nya förbrukare kan ansluta.

Utan ny produktion i området kommer området bli ett stort produktionsunderskottsområde och därför måste förstärkning av överföringskapaciteten in till SE1 utredas parallellt. Svenska kraftnät ser även ett behov av kompletterande nätförstärkningar längs Luleälven. Dessutom börjar de första ledningarna som togs i drift i området att bli gamla och måste därför förnyas i närtid.

Utifrån de tidiga indikationsförfrågningar som inkommit till Svenska kraftnät har ett antal områden identifierats som höginträsanta för anslutning av vindkraft. Svenska kraftnät ser detta som viktig information för den övergripande nätplaneringen i området och kommer att förbereda anslutningspunkter för större anslutningar i storleksordning 1 400 MW i dessa områden. Kapaciteten i respektive punkt beror i slutändan till stor del på hur uttagsbehoven inom Norrbotten utvecklar sig.

Regionplan för Norrbotten i förhållande till behov av vätgas

De största effektbehoven kommer från anläggningar som ämnar producera vätgas via elektrolys. Vätgas kan därefter användas för att framställa stål, ammoniak och metan. Det stora effektbehovet har medfört att det finns planer om en parallell vätgasinfrastruktur runt Bottenviken och upp mot Kiruna. Svenska

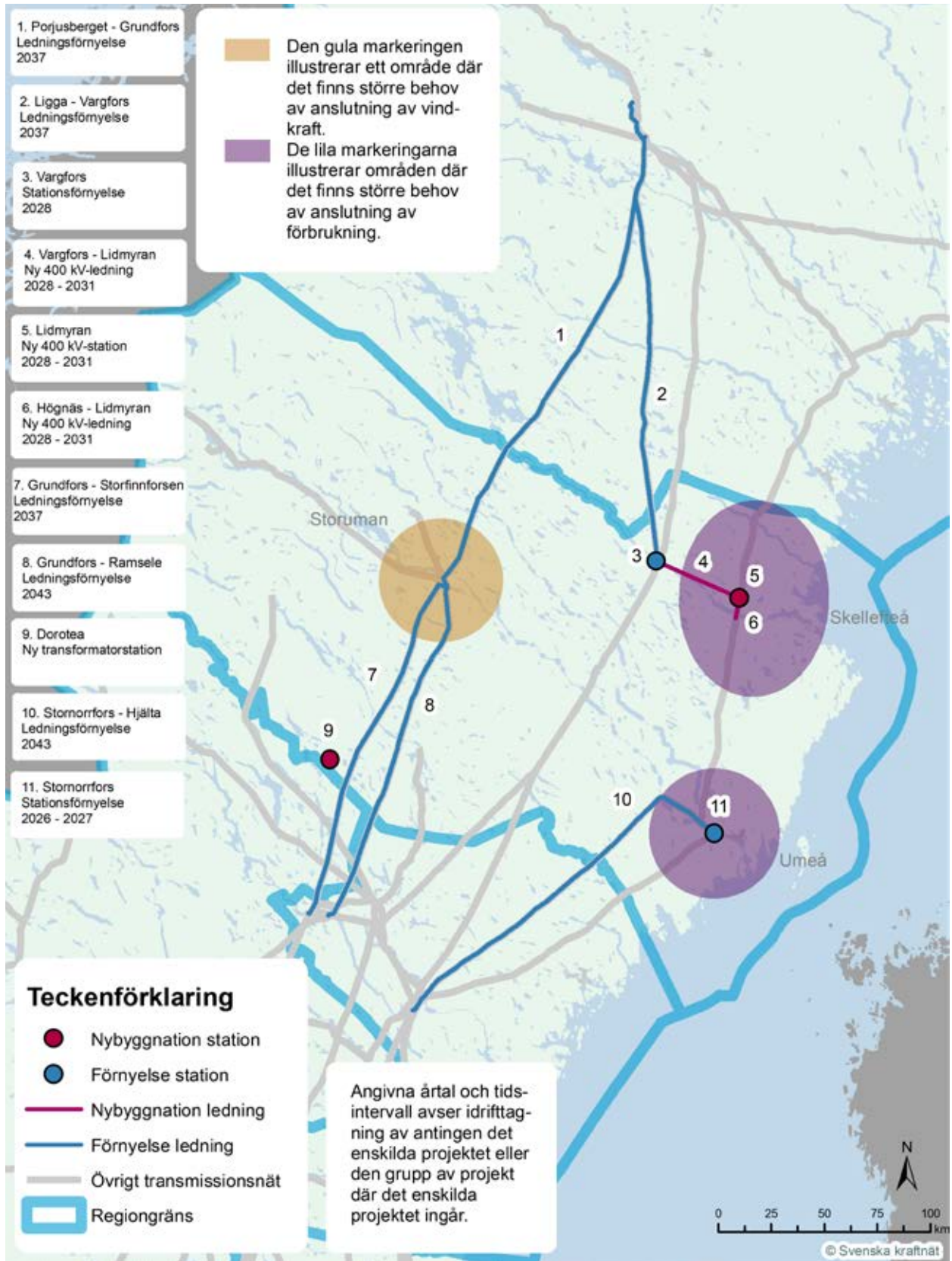
kraftnät anser att det är en speciell situation i elområde SE1 och att en parallell vätgasinfrastruktur kommer att påverka utformningen av energiförsörjningen som helhet i regionen. På samma sätt som att behovet av värme kan tillgodoses både via fjärrvärmesystemet och som el till värmepumpar hos hushållen, kan behovet av vätgas tillgodoses både via vätgasinfrastruktur och via elnätet till elektrolysörer placerade hos slutanvändaren.

Givet att en ny vätgasinfrastruktur etableras och kan försörja delar av vätgasbehovet anser Svenska kraftnät att energisystemet måste utformas så att det totalt sett blir samhällsekonomiskt mest effektivt. Parallell energiinfrastruktur innebär inte nödvändigtvis en ineffektiv lösning utan kan tvärtom vara en bra lösning för ökad robusthet och resursutnyttjande. Svenska kraftnät vill belysa vikten av samplanering av energiinfrastruktur och att samhället arbetar mot ett gemensamt mål.

Det pågår studier för att etablering av rörledningar för vätgas och för elinfrastruktur, men det är osäkert hur det framtida energisystemet kommer att se ut i området. Något som dock är tydligt är att Luleälven kommer att spela en viktig roll och att infrastruktur troligtvis kommer att samlas längs älven och vidare ut mot kusten. Att bygga transmissionsnät har inget egenvärde och för att hushålla med samhällets resurser är den kortsiktiga planen att samla förbrukning och produktion nära varandra i största möjliga utsträckning. Det innebär att Svenska kraftnät kommer att hänvisa produktion och förbrukning till punkter där behoven i hög grad kan sammanlagras mot varandra. Dessa punkter förväntas även bli gränssytor mot ett eventuellt nätverk av rörledningar för vätgas.

Svenska kraftnät vill även upplysa om att det i elområde SE1 finns stora uttagsbehov som om de realiserar enligt dagens planer kommer att överskrida den regionala produktionskapaciteten. Se analys i exempelvis Svenska kraftnäts kortsiktiga elmarknadsanalys (KMA2022)¹⁴. Elområdet blir ett underskottsområde och får en icke hållbar situation. All uttagsflexibilitet kommer att förbättra situationen.

14. Svenska kraftnät 2022: Kortsiktig marknadsanalys 2022 – Analys av kraftsystemet 2023-2027



Figur 15. Regionplan för Västerbottens län.

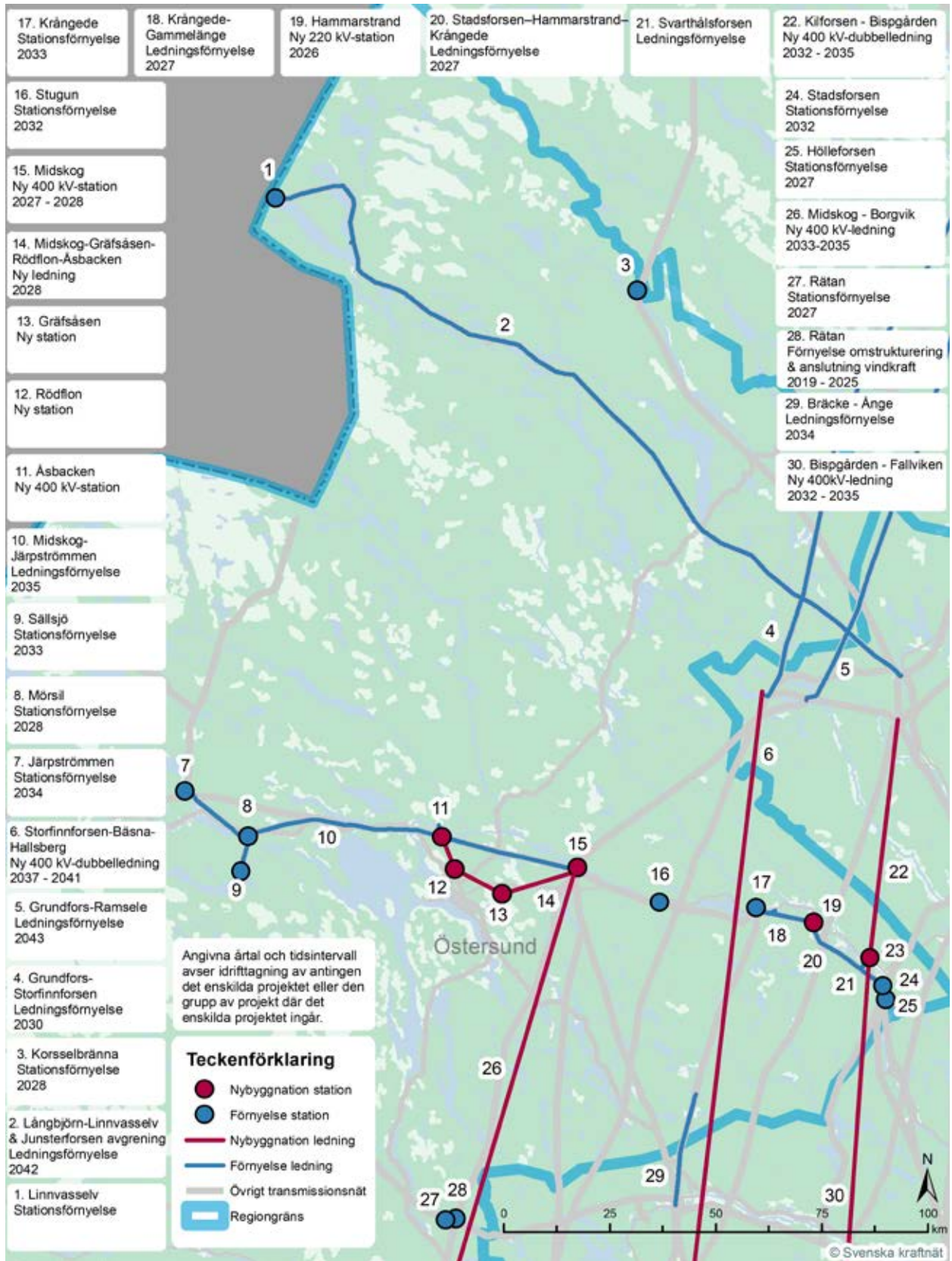


4.6.2 Regionplan för Västerbottens län

Transmissionsnätet i Västerbotten består främst av långa ledningar mellan Luleälven i norr och Ångermanälven i söder. Umeälvens och Skellefteälvens kraftverk ansluts huvudsakligen mot underliggande regionnät. Precis som i Norrbotten ligger de större förbrukarna längs kusten. I Västerbotten har en stor mängd vindkraft anslutits under de senaste åren, primärt i inlandet och ett flertal håller på att installeras. Detta har lett till att hela regionen i stort sett är fullbokad och att det kommer vara utmanande att ansluta ny produktion. Först när nya förbrukare har etablerat sig inom eller norr om regionen alternativt förstärkningar i transmissionsnätet genomförts förväntas mer produktion kunna ansluta.

Skellefteå har expanderat kraftigt de senaste åren och det sker en liknande utveckling i Umeå. Kring Skellefteå finns kända begränsningar men i övriga regionen bedöms förutsättningarna för anslutning av förbrukare fortfarande vara goda.

Kring Grundfors i västra Västerbotten har Svenska kraftnät fått in ett flertal ansökningar och tidiga indikationsförfrågningar. Detta är viktig information för den övergripande nätplaneringen i området och Svenska kraftnät ämnar förbereda för anslutning av ny produktion i området. Det är dock trångt i nätet i dag och större anslutningar förväntas kunna ansluta först när systemförstärkningar genomförts alternativt äldre ledningar uppgraderats. I Västerbotten är flera transmissionsnätledningarna gamla och måste förnyas i närtid. I Figur 15 visas regionplan för Västerbottens län.



Figur 16. Regionplan för Jämtlands län.

4.6.3 Regionplan för Jämtlands län

Transmissionsnätet i Jämtland ansluter ett flertal ledningar mellan elområde SE2 och SE3 samt en utlandsförbindelse mot Norge. Området påverkas i hög grad av de förstärkningsåtgärder som planeras inom NordSyd. Utöver redan planerade förnyelser i program NordSyd finns även behov av att förnya sträckan mellan Järpströmmen och Midskog.

Östersund förväntas växa kraftigt på grund av ny elintensiv industri och det är trångt i elnätet fram tills att planerade förstärkningsåtgärder är på plats. I Jämtland har det anslutits en stor mängd vindkraft och ett flertal projekt är på väg att ansluta. Det är på grund av detta dåligt med kapacitet på de västra ledningarna i nord-sydlig riktning fram tills att NordSyd förstärkt sträckan. Övriga områden har bättre förutsättningar för anslutning av ny produktion. I Figur 16 visas regionplan för Jämtlands län.

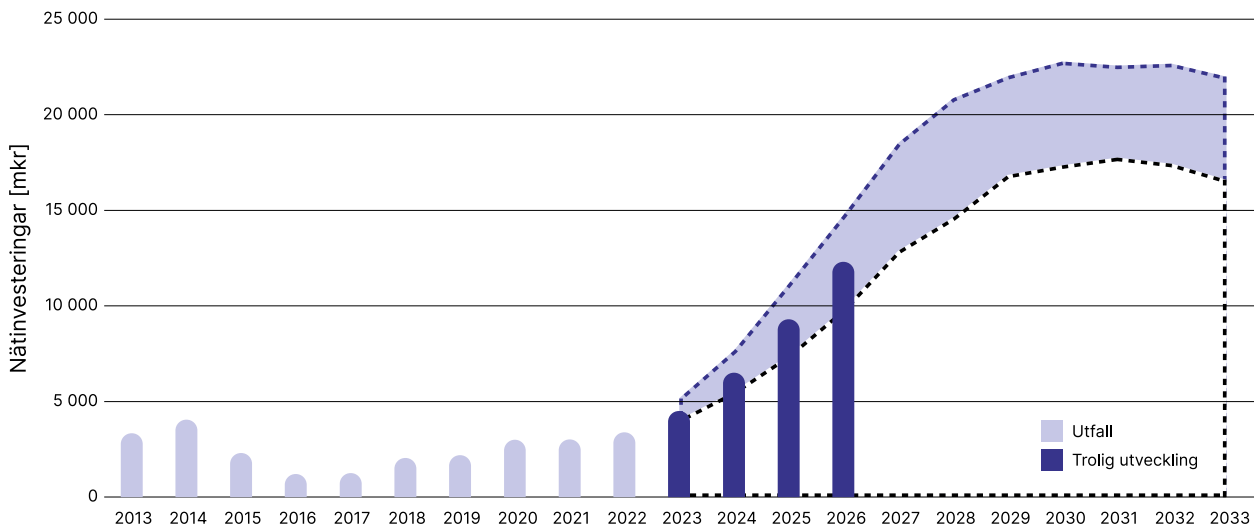




10-årsplan nätinvesteringar

Som tidigare nämnts, står Svenska kraftnät inför stora utmaningar. I Figur 17 visas utfallet av Svenska kraftnäts nätinvesteringar de senaste tio åren tillsammans med det troliga utfallet av nätinvesteringar de kommande tio åren. Det senare ges som ett

uppskattat intervall (skuggade området). Vi kan se att sedan investeringstakten har legat ganska jämn under de senaste tio åren, kommer den nu att öka kraftigt under de kommande tio åren.



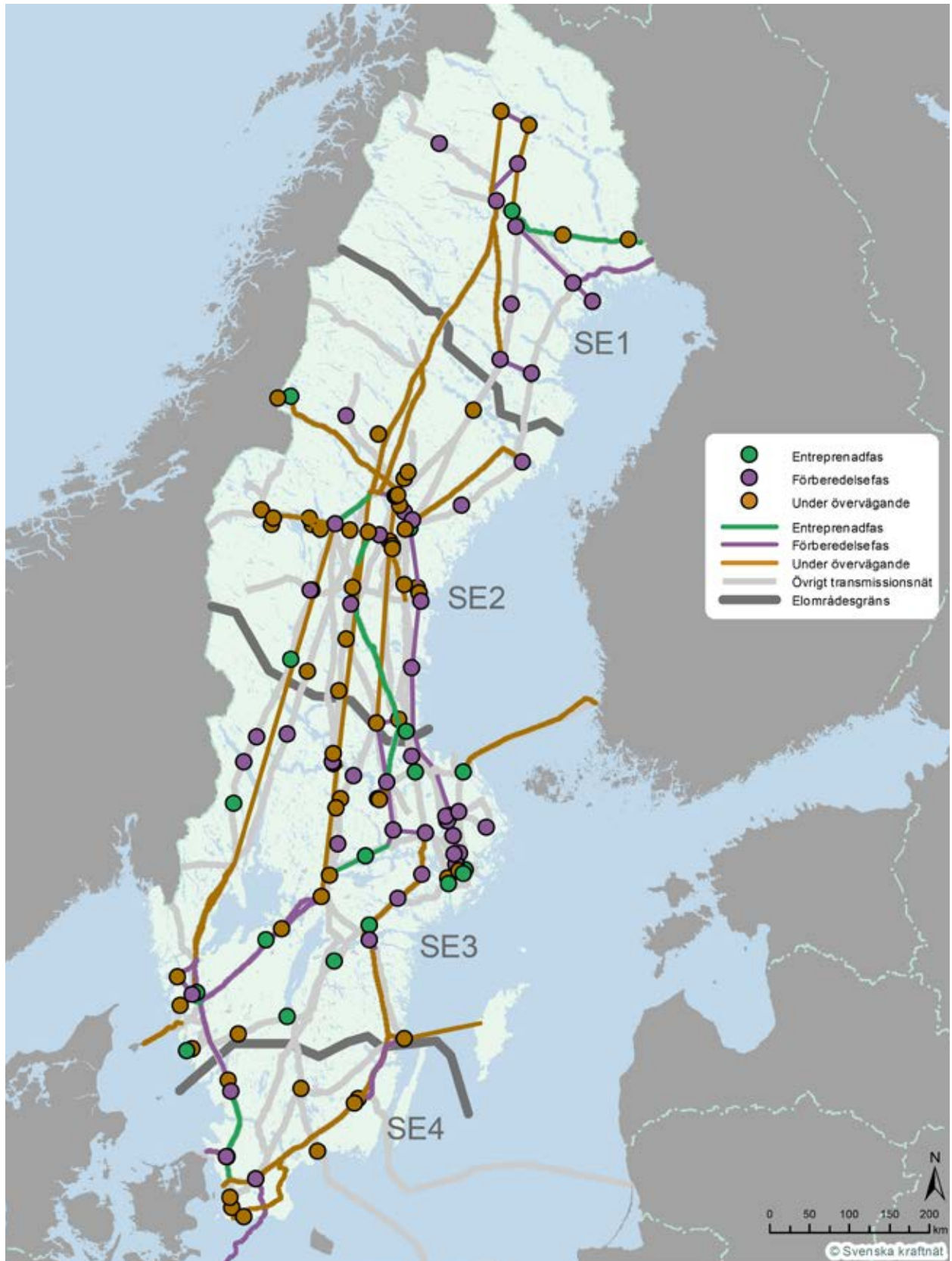
Figur 17. Utfall av nätinvesteringar för perioden 2013–2022, samt trolig utveckling av nätinvesteringar under perioden 2023–2026. Det skuggade området ger en uppskattning av nätinvesteringarna framöver utifrån hur planerna ser ut 2023.

I detta kapitel redovisas de investeringar i transmissionsnätet som i dag bedöms komma att bli aktuella under tioårsperioden 2024–2033¹⁵ och som ligger till grund för Figur 17. De projekt som redovisas i planen utgör dagens bästa bedömning. Nya projekt kommer successivt att tillkomma medan andra utgår eller justeras i tid och omfattning. Det är en ofrån-

komlig följd av de många parametrar som påverkar förutsättningarna och drivkrafterna för investeringsverksamheten. Det pågår också ett ständigt utvecklingsarbete kring grundläggande antaganden för investeringsplanen i form av exempelvis avbrottsmöjligheter, resursåtgång, lagstadgade krav avseende anslutningsplikt samt prioriteringar.

En överblick av de olika investeringarna kan ses i Figur 18, och i de följande avsnitten presenteras investeringarna i mer detalj i separata kartor. Investeringar är i första hand grupperade så att projekten som listas under varje rubrik har kopplingar till varandra. Övriga projekt är sorterade per elområde och fas.

15. Uppgifter avser investeringsprognos för andra kvartalet 2022. Investeringar inom dotterbolaget Svensk Kraftreserv AB är inte inkluderade.



Figur 18. Stora anläggningsprojekt med start innan år 2034.

Projekten i respektive område är i sin tur indelade i de tre kategorierna under övervägande, förberedelsefas och entreprenadfas.

Projekt under övervägande

Ett projekt klassas som under övervägande när det pågår en utredning om förutsättningarna för att en investering ska genomföras. Inom kategorin inkluderas även projekt för vilka en sådan utredning ännu inte påbörjats, men där ett tydligt behov av att påbörja åtgärder de närmaste tio åren har identifierats. Majoriteten av den senare typen gäller reinvesteringar som behöver initieras inom tioårsperioden där respektive anläggning närmar sig gränsen för sin tekniska livslängd. Projekt som gäller anslutning av extern part är inte inkluderade i bilagan i de fall förutsättningarna ännu inte har utretts.

Ett projekt övergår till förberedelsefas då ett beslut om att starta förberedelsearbetet fattats. Detta beslut motsvarar inriktningsbeslut enligt Svenska kraftnäts nuvarande beslutsordning.

Projekt i förberedelsefas

Ett projekt klassas som att vara i förberedelsefasen när det befinner sig mellan utredning och slutligt beslut om genomförande. Här genomförs en fördjupad teknisk projektering. För ledningar genomförs också hela arbetet med samråd och tillståndsgivning i denna fas. Dessutom upphandlas entreprenaden i förberedelsefasen.

Det förekommer att projekt i förberedelsefasen inte realiserar. Det kan ske exempelvis om motiven till åtgärden inte längre är tillräckliga, men ofta handlar det om projekt gällande anslutning av extern part. I dessa fall styr inte enbart Svenska kraftnät över beslutsprocessen. Genomförandet kan exempelvis vara beroende av att en vindkraftsexploator får finansiering till sitt projekt för att kunna teckna ett anslutningsavtal med Svenska kraftnät.

Projekt i entreprenadfas

Ett projekt går in i entreprenadfas när Svenska kraftnät har fattat beslut om att starta genomförandet och teckna kontrakt för huvudentreprenaden. Detta motsvarar att ett investeringsbeslut tagits enligt Svenska kraftnäts nuvarande beslutsordning. Pågående projekt kommer endast i undantagsfall avbrytas, men justeringar avseende tidsplaner eller kostnadsuppskattningar kan ske.

Förklaringar till tabellerna

Tabellerna för respektive elområde och fas innehåller följande information:

Kartnr: Löpnummer som visas i kartbilden.

Projektbeskrivning: Kort beskrivning av projektets åtgärder.

Fas: Anger vilken av de tre faserna, under övervägande, förberedelsefas och entreprenadfas, som projektet befinner sig i.

Planerad idrifttagning: Planerad tidpunkt för att ta anläggningen i drift.

Drivkraft: Projektens drivkrafter kan delas in i anslutning, marknadsintegration, systemförstärkning, eller reinvestering. Drivkrafterna beskrivs i avsnittet Drivkrafter för nätutveckling. I tabellerna anges respektive projekts främsta drivkraft.

Fossilfritt Övre Norrland

Här samlas alla projekt kopplade till initiativet Fossilfritt Övre Norrland, se avsnitt 4.1.1. Övriga projekt i SE1 hittar ni i kartan "Övriga projekt i elområde SE1".

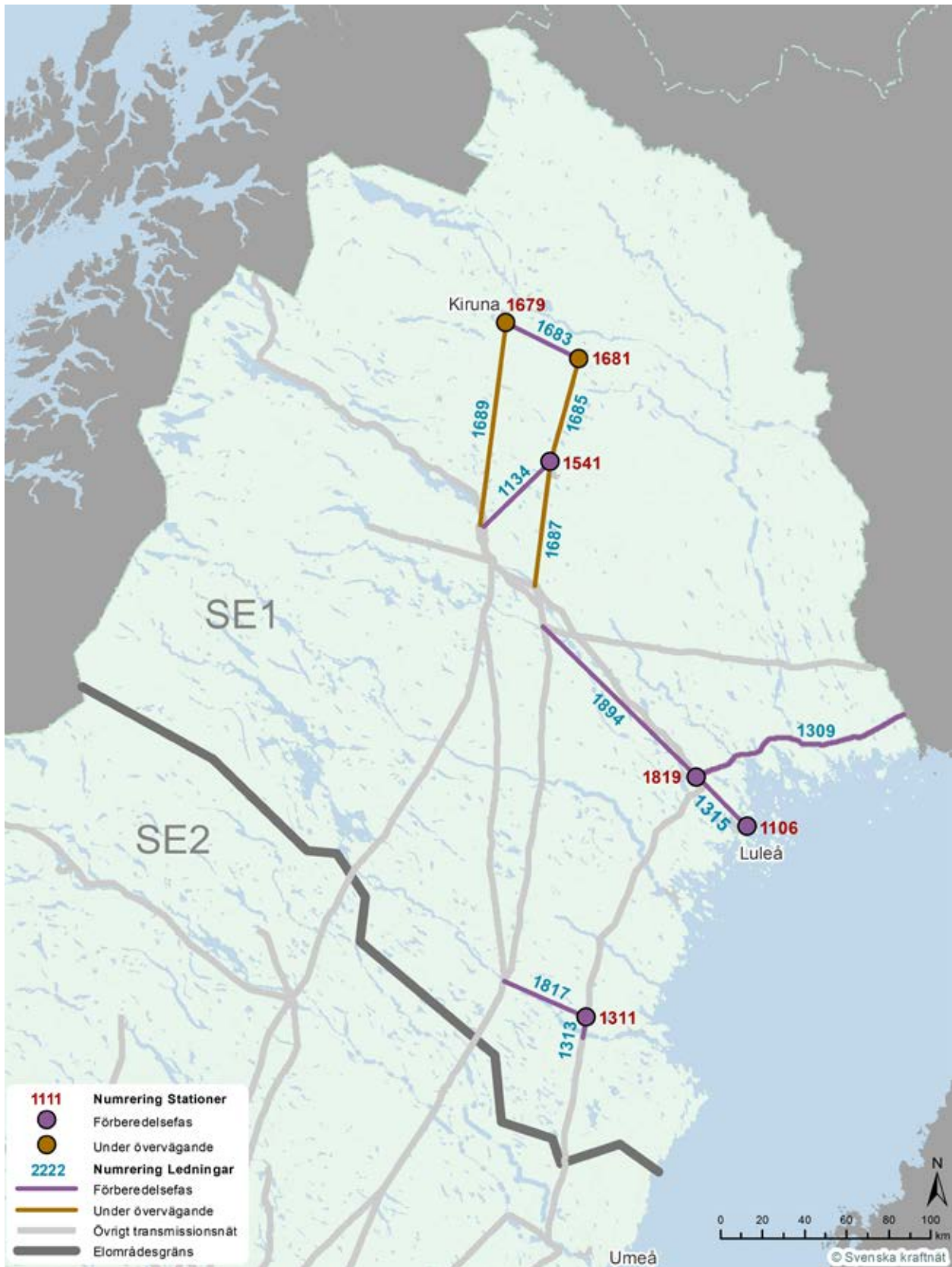
NORRLANDSKUSTEN

Kartnr	Projektbeskrivning	Fas	Planerad idrifttagning	Drivkraft
		Förberedelsefas	2028–2031	
1819	Degerträsk ny 400 kV-station	Förberedelsefas		Anslutning
1313	Högnäs–Lidmyran ny 400 kV-ledning	Förberedelsefas		Anslutning
1309	Svartbyn–Keminmaa förstärkning	Förberedelsefas		Systemförstärkning
1315	Svartbyn–Hällmyran ny 400 kV-ledning	Förberedelsefas		Anslutning
1106	Hällmyran ny 400 kV-station	Förberedelsefas		Anslutning
1894	Letsi–Svartbyn ny 400 kV-ledning	Förberedelsefas		Systemförstärkning
1311	Lidmyran ny 400 kV-station	Förberedelsefas		Anslutning
1817	Vargfors–Lidmyran ny 400 kV-ledning	Förberedelsefas		Systemförstärkning

MALMFÄLTEN

Kartnr	Projektbeskrivning	Fas	Planerad idrifttagning	Drivkraft
	Del 1	Förberedelsefas	2026–2027	Anslutning
1134	Porjusberget–Naalöjärvi ny 400 kV-ledning			
1541	Naalöjärvi ny 400 kV-station			
	Del 2	Under övervägande	2030–	Anslutning
1687	Naalöjärvi–Messauve ny 400 kV-ledning			
1683	Råtsi–Svappavaara ny 400 kV-ledning			
1679	Råtsi ny 400 kV-ledning			
1685	Svappavaara–Naalöjärvi ny 400 kV-ledning			
1681	Svappavaara ny 400 kV-ledning			
1689	Kiruna–Luleåälven ny 400 kV-ledning			

Fossilfritt Övre Norrland – karta



NordSyd

Här samlas alla projekt kopplade till initiativet NordSyd, se avsnitt 4.2.4. Övriga projekt i SE2–SE3 hittar ni i kartorna "Övriga projekt i elområde SE2" och "Övriga projekt i elområde SE3".

UPPSALABENET – KUSTPAKETET

Kartnr	Projektbeskrivning	Fas	Planerad idrifttagning
	Byggprojekt	Förberedelsefas	2031–2035
2914	Njutånger ny 400 kV-station ¹⁶		
2903	Hjälta/Nässe–Vattjom, ny 400 kV-dubbelledning		
2690	Hjälta/Nässe stationsutbyggnad och anslutning till Odensala		
2920	Vattjom–Njutånger ny 400 kV-dubbelledning		
2923	Nässe anslutning mot Jälla		
2917	Vattjom ny 400 kV-station		
2924	Njutånger–Mehedeby ny 400 kV-ledning		
	Avvecklingsprojekt		2031–2037
2904	Forsse–Stadsforsen ledningsavveckling ¹⁷		
2907	Hällsjö–Söderala ledningsavveckling		
3882	Stackbo stationsavveckling och Valbo stationsavveckling		
2905	Stadsforsen–Hällsjö ledningsavveckling		
2925	Söderala–Valbo stationsavveckling		
3886	Untra 220 kV nyanslutning och stationsavveckling		
3927	Valbo–Untra ledningsavveckling		
3926	Stackbo–Valbo ledningsavveckling		
2929	Söderala stationsavveckling		
3928	Untra–Horndal ledningsavveckling		
2908	Hjälta–Nysäter–Ängsberg ledningsavveckling		

16. Planerad idrifttagning 2026

17. Planerad avveckling 2027

UPPSALABENET – SOLLEFTEÅPAKETET

Kartnr	Projektbeskrivning	Fas	Planerad idrifttagning
		Förberedelsefas	2026–2030
2910	Kilforsen–Ramsele kapacitetsuppgradering		
2911	Nässe ny station ¹⁸		
2909	Betåsen–Nässe ny 400 kV-ledning		
2974	Nässe ledningsåtgärder		

UPPSALABENET – UPPSALAPAKETET

Kartnr	Projektbeskrivning	Fas	Planerad idrifttagning
		Förberedelsefas	2028–2033
3880	Odensala station om- och utbyggnad ¹⁹		
3881	Plenninge ny 400 kV-station		
3879	Jälla ny 400 kV-station		
3895	Plenninge–Odensala ledningsavveckling		
3884	Bredåker–Jälla ledningsförnyelse		
3890	Bredåker–Jälla ny 220 kV-ledning		
3892	Bredåker–Plenninge ledningsavveckling		
3897	Jälla–Plenninge ny 400 kV-ledning		
3889	Plenninge–Odensala ny 400 kV-ledning		
3883	Mehedeby–Jälla ny 400 kV-ledning		
3894	Untra–Bredåker ledningsavveckling		

18. Projekt i entreprenadfas

19. Projekt i entreprenadfas

VÄSTERÅSBENET – INLANDSPAKETET

Kartnr	Projektbeskrivning	Fas	Planerad idrifttagning
		Förberedelsefas	2032–2035
2918	Bispgården ny 400 kV-station		
3872	Kilforsen stationsutbyggnads		
2937	Kilforsen–Bispgården ny 400 kV-ledning		
2861	Ockelbo 220 kV avveckling		
2951	Bispgården–Fallviken ny 400 kV-ledning		
2869	Dönje stationsavveckling		
2027	Järkvissle avgrening–Hällsjö ledningsavveckling		
2962	Ljusdal stationsavveckling		
2900	Stadsforsen–Torpshammar ledningsavveckling		
2956	Dönje–Ockelbo ledningsavveckling		
2939	Ljusdal–Dönje ledningsavveckling		
2957	Ockelbo–Horndal ledningsavveckling		
2960	Ånge–Ljusdal ledningsavveckling		
2938	Krångede–Bräcke avveckling		

VÄSTERÅSBENET – LAFORSENPAKETET

Kartnr	Projektbeskrivning	Fas	Planerad idrifttagning
		Förberedelsefas	2030–2033
2948	Laforsen 220 kV-avveckling		
2857	Laforsen ny 400 kV-station		
2959	Laforsen–Horndal ledningsavveckling		
2863	Ånge–Laforsen ledningsavveckling		

VÄSTERÅSBENET – OCKELBOPAKETET

Kartnr	Projektbeskrivning	Fas	Planerad idrifttagning
		Förberedelsefas	2029–2032
3735	Horndal stationsförnyelse		
3852	Munga ny 400 kV-station		
3874	Fallviken ny 400 kV-station		
2853	Grönviken stationsutbyggnad		
3873	Grönviken–Fallviken ny 400 kV-ledning		
3856	Horndal ny 400 kV-station		
3858	Fallviken–Horndal ny 400 kV-dubbelledning		
3876	Horndal–Munga ny 400 kV-dubbelledning		

VÄSTERÅSBENET – VÄSTERÅSPAKETET

Kartnr	Projektbeskrivning	Fas	Planerad idrifttagning
	Västeråspaketet, del 1	Förberedelsefas	2029–2032
3855	Himmeta förnyelse och spänningshöjning ^{20 21}		
3868	Horndal–Finnslätten ledningsavveckling		
3860	Munga–Bysingsberg ny 400 kV-ledning		
3859	Munga–Hamra ny 400 kV-ledning		
	Västeråspaketet, del 2	Förberedelsefas	2028–2032
3899	Arosverket stationsavveckling och avgrening 220 kV-ledning		
3005	Finnslätten stationsavveckling		
3004	Finnslätten–Hamra ledningsavveckling		
3867	Hamra stationsavveckling		

20. Planerad idrifttagning 2025

21. Projektet är i entreprenadfas

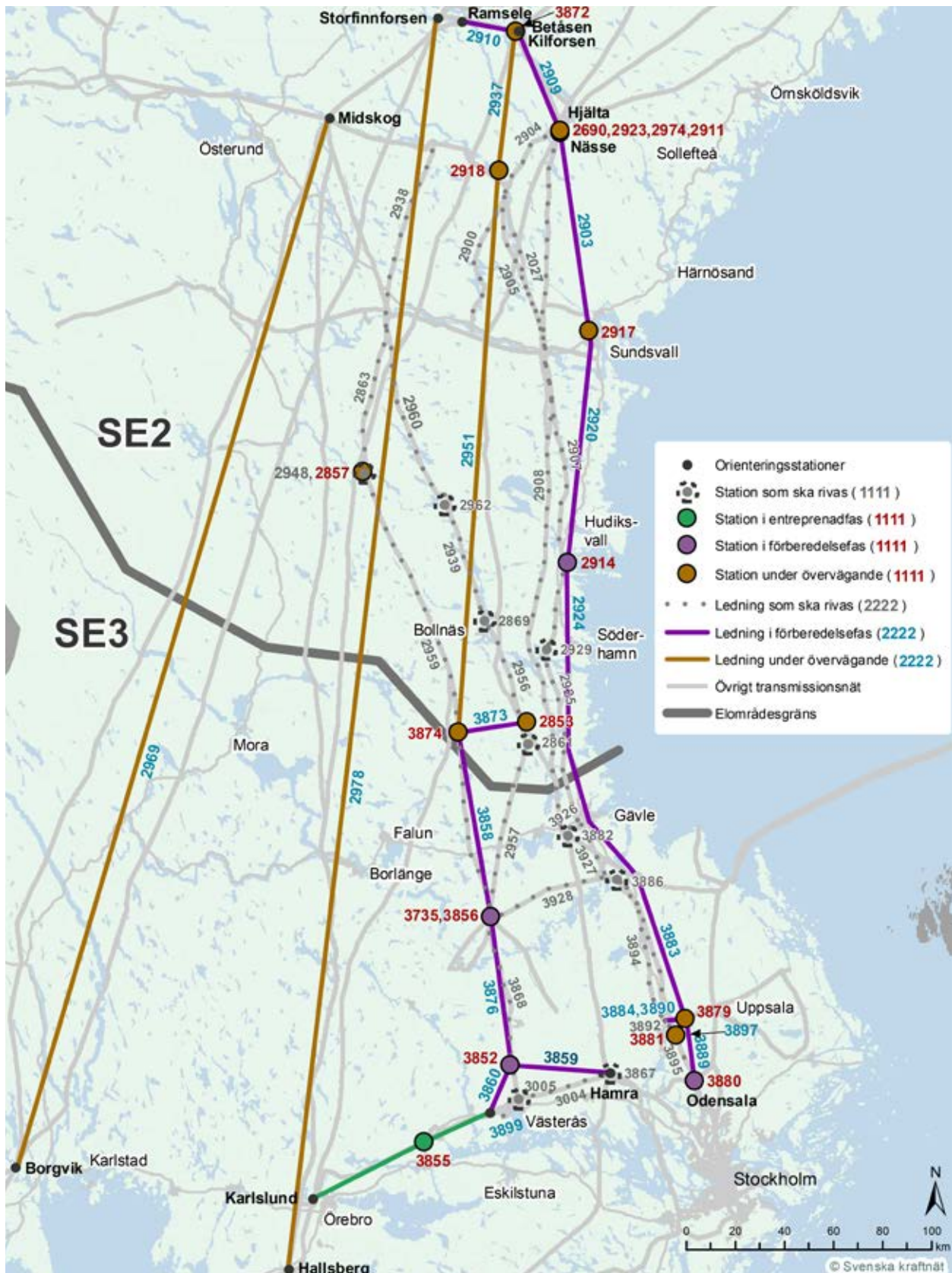
HALLSBERGSBENET

Kartnr	Projektbeskrivning	Fas	Planerad idrifttagning
2978	Hallsbergspaketet	Under övervägande	2037–2041

KARLSTADSBENET

Kartnr	Projektbeskrivning	Fas	Planerad idrifttagning
2969	Karlstadspaketet	Under övervägande	2033–2035

NordSyd – karta



Stockholms Ström och Storstockholm Väst

Här samlas alla projekt kopplade till investeringspaketen Stockholms Ström och Storstockholm Väst, se avsnitt 4.3.1.

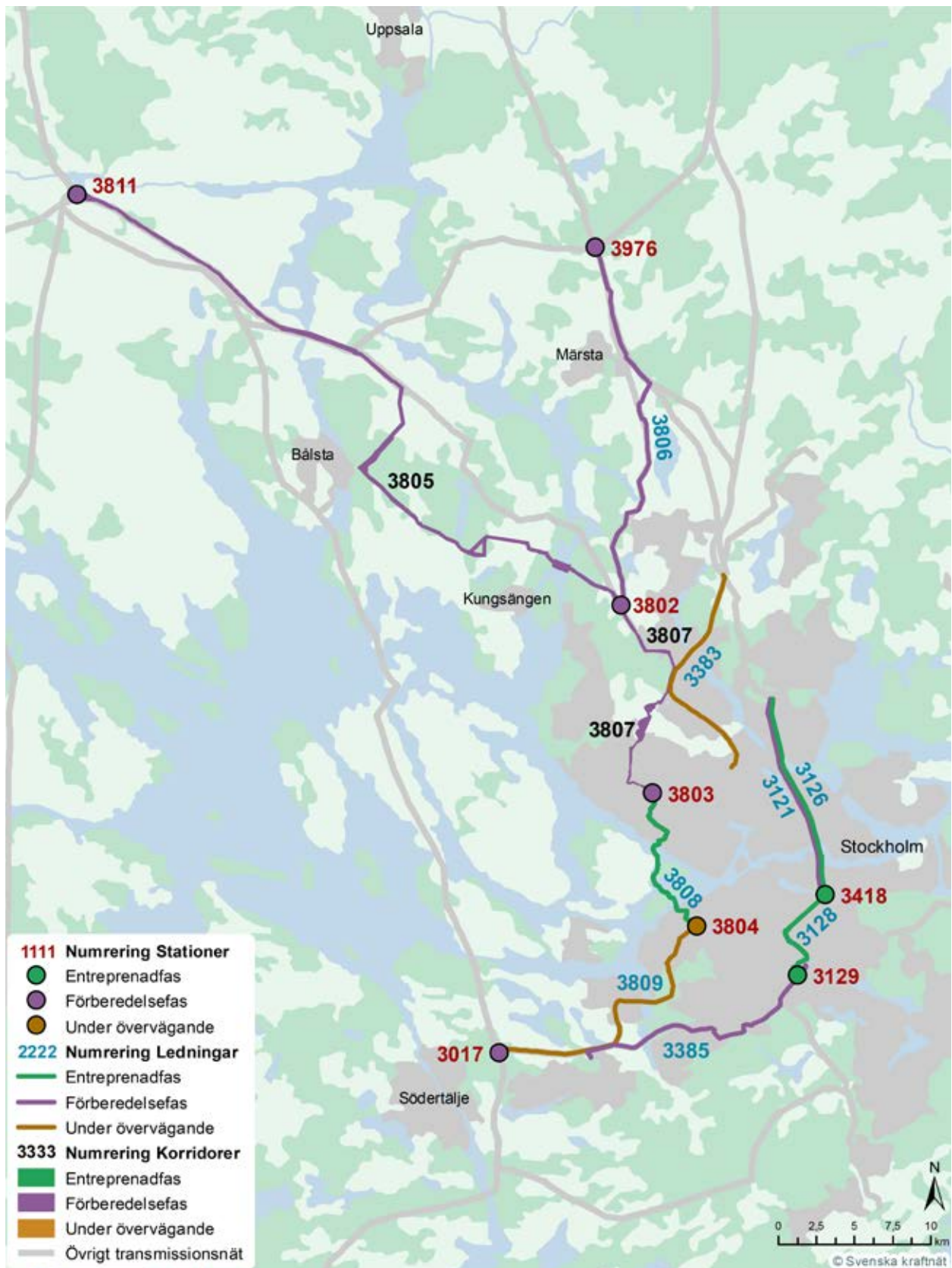
STOCKHOLM STRÖM

Kartnr	Projektbeskrivning	Fas	Planerad idrifttagning	Drivkraft
3418	Skanstull ny 400 kV-station	Entreprenadfas	2024	Systemförstärkning
3129	Snösätra Station	Entreprenadfas	2024	Systemförstärkning
3128	Örby-Snösätra och Snösätra Högdalen ny markkabel	Entreprenadfas	2024	Systemförstärkning
3126	Anneberg-Skanstull tunnel	Entreprenadfas	2028	Systemförstärkning
3385	Lindhov-Högdalen rivning inkl omkoppling Hågelby	Förberedelsefas	2026	Reinvestering
3121	Anneberg-Skanstull Kabelsystem 400 kV	Förberedelsefas	2030	Systemförstärkning
3383	Hagby-Järva ledningsrivning	Under övervägande	2031	Reinvestering

STORSTOCKHOLM VÄST

Kartnr	Projektbeskrivning	Fas	Planerad idrifttagning	Drivkraft
3976	Odensala nyanslutning	Entreprenadfas	2025	Anslutning
3811	Hamra stationsförnyelse med utbyggnad	Förberedelsefas	2028-2030	Systemförstärkning
3807	Kappetorp-Råcksta ny 400 kV-ledning	Förberedelsefas	2030	Systemförstärkning
3802	Kappetorps ny 400 kV-station	Förberedelsefas	2030	Systemförstärkning
3808	Beckomberga-Bredäng ny 400 kV-ledning (Ellevio)	Entreprenadfas	2030	Systemförstärkning
3804	Björksätra ny 400 kV-station	Förberedelsefas	2030	Systemförstärkning
3809	Björksätra-Kolbotten ledningsförnyelse	Förberedelsefas	2030	Systemförstärkning
3805	Hamra-Kappetorp ny 400 kV-ledning	Förberedelsefas	2030	Systemförstärkning
3017	Kolbotten stationsförnyelse	Förberedelsefas	2030	Reinvestering
3806	Odensala-Kappetorp ny 400 kV-ledning	Förberedelsefas	2030	Systemförstärkning
3803	Råcksta ny 400 kV-station	Förberedelsefas	2030	Systemförstärkning

Stockholms Ström och Storstockholm Väst – karta



Sydvästra Sverige

Här samlas alla projekt kopplade till investeringspaketen Västkustpaketet, Göteborg Norr och utlandsförbindelser från västkusten, se avsnitt 4.3.2. Övriga projekt i SE3-SE4 hittar ni i kartorna "Övriga projekt i elområde SE3" och "Övriga projekt i elområde SE4".

VÄSTKUSTPAKETET

Kartnr	Projektbeskrivning	Fas	Planerad idrifttagning	Drivkraft
3739	Kilanda stationsförnyelse	Entreprenadfas	2024	Reinvestering
4653	Söderåsen–Barsebäck ledningsförnyelse	Entreprenadfas	2024	Reinvestering
4652	Breared–Söderåsen ledningsförnyelse	Entreprenadfas	2026	Reinvestering
3619	Skogssäter–Kilanda ledningsförnyelse	Förberedelsefas	2026	Reinvestering
3640	Horred–Breared ledningsförnyelse	Förberedelsefas	2028	Reinvestering
3634	Stenkullen–Horred ledningsförnyelse	Förberedelsefas	2029–2030	Reinvestering
3647	Kilanda–Stenkullen ledningsförnyelse	Förberedelsefas	2031	Reinvestering

GÖTEBORG NORR

Kartnr	Projektbeskrivning	Fas	Planerad idrifttagning	Drivkraft
3266	Ingelkärr–Stenkullen ny 400 kV-ledning	Entreprenadfas	2026	Systemförstärkning
3482	Ingelkärr ny 400 kV-station	Förberedelsefas	2026	Systemförstärkning
3584	Hisingen, ny 400/130 kV-transformator	Under övervägande	2027	Anslutning
3514	Skogssäter–Ingelkärr ny 400 kV-ledning	Förberedelsefas	2029–2031	Systemförstärkning
3699	Stenungsund ny 400 kV-station	Under övervägande	2029	Anslutning
3628	Borgvik–Skogssäter ledningsförnyelse	Under övervägande	2034	Reinvestering
3631	Skogssäter–Kilanda ledningsförnyelse del 2	Under övervägande	2038	Reinvestering

UTLANDSFÖRBINDELSER

Kartnr	Projektbeskrivning	Fas	Planerad idrifttagning	Drivkraft
4598	Danmark–Sverige Kabelförband förnyelse	Förberedelsefas	2026	Reinvestering
3379	Totalförnyelse hela Konti-Skan länken	Under övervägande	2036	Reinvestering

Sydvästra Sverige – karta

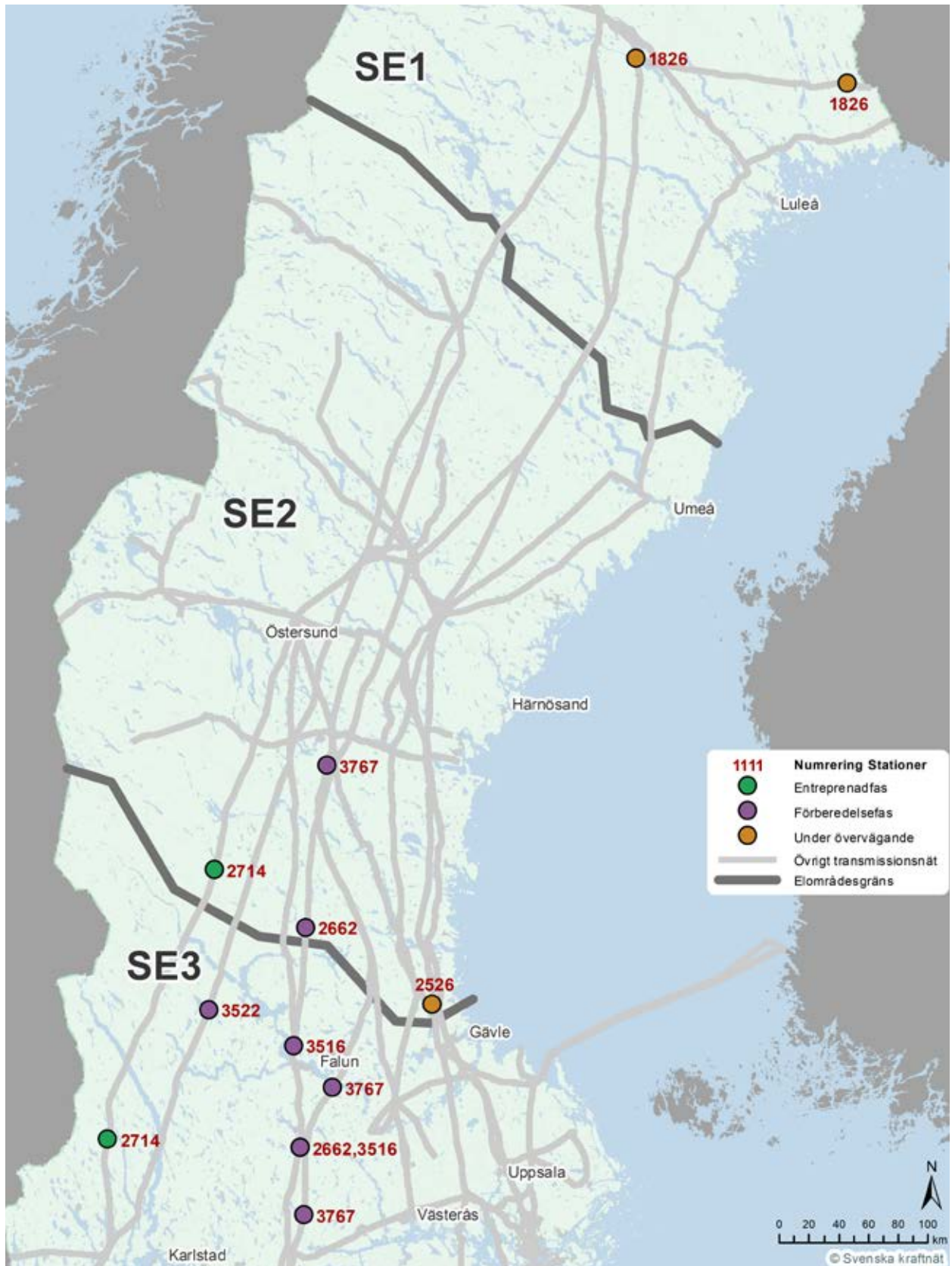


Seriekompenseringsprojekt

Här listas de seriekompenseringsprojekt som beskrivs i avsnitt 4.2.3.

Kartnr	Projektbeskrivning	Fas	Planerad idrifttagning	Drivkraft
2714	Olingan och Gräsmark seriekompensering	Entreprenadfas	2026	Systemförstärkning
2662	Gäddtjärn och Snösjön seriekompensering	Förberedelsefas	2027–2028	Systemförstärkning
3522	Kättbo stationsförnyelse av serie-kompensering	Förberedelsefas	2027	Systemförstärkning
3516	Helgbo och Snösjön seriekompensering	Förberedelsefas	2028	Systemförstärkning
3767	Tovåsen, Gustafs och Tränmossen seriekompensering	Förberedelsefas	2028	Systemförstärkning
2526	Vittersjö stationsförnyelse	Under övervägande	2028	Reinvestering
1826	Isovaara stationsförnyelse och Letsi ny seriekompenseringsstation	Under övervägande	2029	Systemförstärkning

Seriekompenseringsprojekt – karta



Anslutningar under övervägande

Här listas anslutningsprojekt som är under övervägande. De anslutningsprojekt där inriktningsbeslut har tagits finns under respektive elområdeskarta.

FÖRBRUKNING

Kartnr	Projektbeskrivning	Elområde
2108	Midskog–Gräfsåsen–Rödflon–Åsbacken ny 220 kV-ledning	SE2
2818	Bandsjö stationsutbyggnad	SE2
2016	Bandsjö–Nysäter ny 400 kV-ledning	SE2
2816	Åsbacken, ny 400 kV-station	SE2
2109	Gräfsåsen och Rödflon, nya 220 kV-stationer	SE2

VINDKRAFT LAND

Kartnr	Projektbeskrivning	Elområde
2582	Helgum anslutning vindkraft	SE2
2283	Dorotea anslutning vindkraft	SE2
1989	Pålkem (Hällberget) anslutning vindkraft	SE1
2260	Bodriset anslutning av vindkraft	SE2
2553	Orsa Finnmark anslutning vindkraft	SE2

VINDKRAFT HAV

Kartnr	Projektbeskrivning	Elområde
4427	Arrie anslutning av havsbaserad vindkraft	SE4
4686	Vackamo anslutningsstation havsbaserad vindkraft	SE4
4429	Nordvåra anslutningsstation havsbaserad vindkraft	SE4

ÖVRIG ANSLUTNING

Kartnr	Projektbeskrivning	Elområde
3578	Bäsna–Repbäcken ny 400 kV-ledning och nytt fack i Bäsna	SE3

Anslutningar under övervägande – karta



Övriga projekt i elområde SE1

Här listas de projekt i elområde SE1 som inte finns i kartorna för Fossilfritt Övre Norrland, seriekompenseringsprojekt eller anslutningar under övervägande.

PROJEKT I ENTREPRENADFAS

Kartnr	Projektbeskrivning	Planerad idrifttagning	Drivkraft
1072	Aurora Line	2025–2026	Marknadsintegration
1133	Messaure stationsförnyelse	2025–2026	Reinvestering

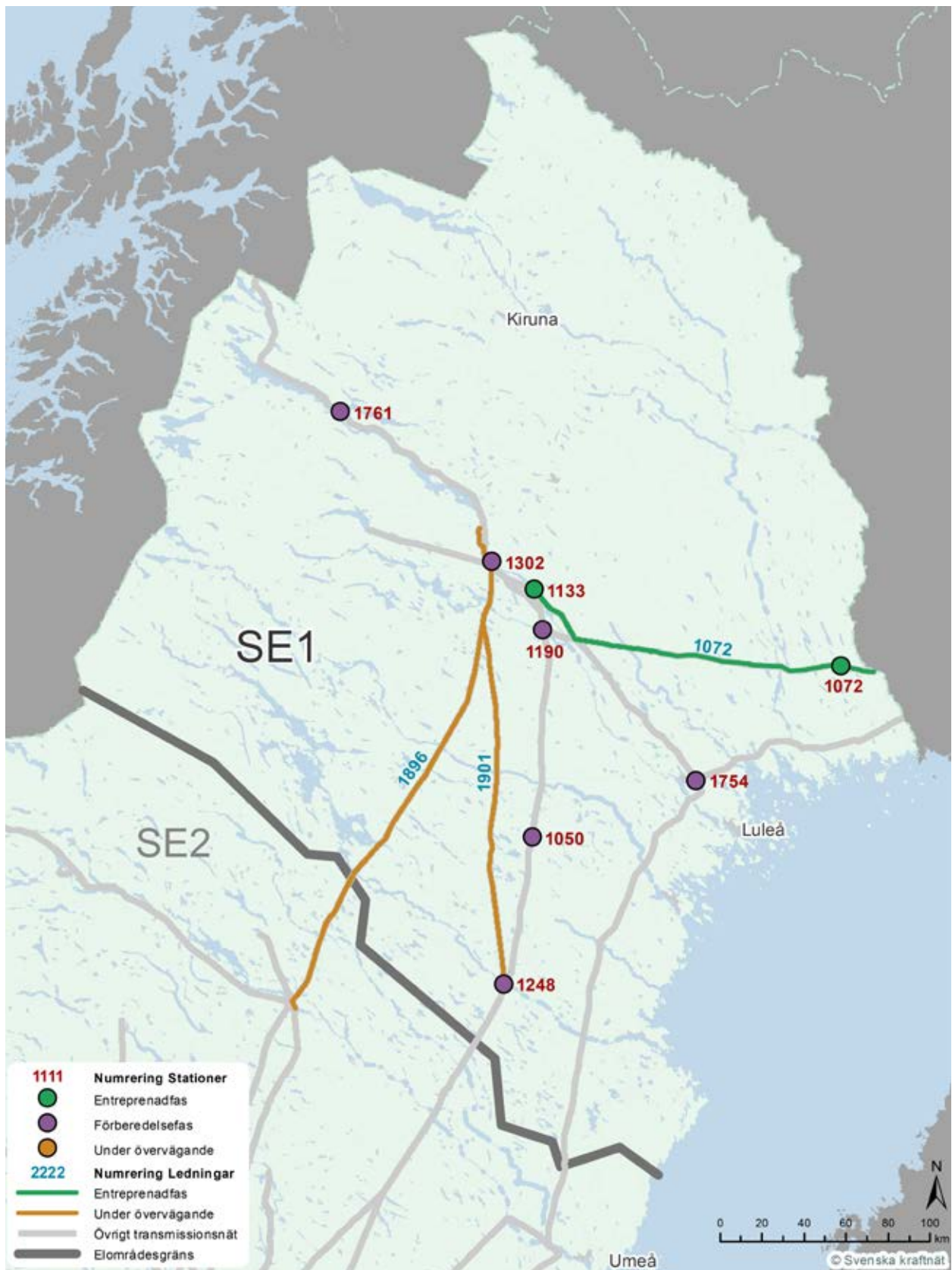
PROJEKT I FÖRBEREDELSEFAS

Kartnr	Projektbeskrivning	Planerad idrifttagning	Drivkraft
1190	Letsi stationsförnyelse	2026–2027	Reinvestering
1302	Ligga stationsförnyelse	2026–2027	Reinvestering
1050	Trolltjärn ny transformator	2026	Anslutning
1754	Svartbyn stationsförnyelse	2028	Reinvestering
1248	Vargfors stationsförnyelse	2028	Reinvestering
1761	Vietas stationsförnyelse	2028	Reinvestering

PROJEKT UNDER ÖVERVÄGANDE

Kartnr	Projektbeskrivning	Planerad idrifttagning	Drivkraft
1901	Ligga–Vargfors ledningsförnyelse	2037	Reinvestering
1896	Porjus–Grundfors ledningsförnyelse	2037	Reinvestering

Övriga projekt i SE1 – karta



Övriga projekt i elområde SE2

Här listas de projekt i elområde SE2 som inte finns i kartorna för NordSyd, seriekompenseringsprojekt eller anslutningar under övervägande. Notera att det finns två kartor i det här avsnittet. En för projekt i entreprenad- och förberedelsefas och en för projekt under övervägande.

PROJEKT I FÖRBEREDELSEFAS

Kartnr	Projektbeskrivning	Planerad idrifttagning	Drivkraft
2351	Rätan förnyelse omstrukturering och anslutning vindkraft	2019–2025	Reinvestering
2819	Betåsen anslutning Kränge Vind-klustret	2023–2024	Anslutning
2297	Krångede–Horndal livslängdsförlängning	2025–2026	Reinvestering
2500	Linnvasselv tillkommande shuntreaktor	2025	Systemförstärkning

PROJEKT I FÖRBEREDELSEFAS

Kartnr	Projektbeskrivning	Planerad idrifttagning	Drivkraft
2603	Moliden delförnyelse	2025	Reinvestering
2939	Hammarstrand ny 220 kV-station	2026	Anslutning
2753	Stornorrfors stationsförnyelse	2026–2027	Reinvestering
2765	Gäddtjärn ny 400 kV-station	2027	Anslutning
2071	Kilforsen stationsförnyelse	2027	Reinvestering
2827	Krångede–Gammelänge ledningsförnyelse	2027	Reinvestering
2965	Midskog anslutning förbrukning	2027	Anslutning
2747	Moforsen stationsförnyelse	2027	Reinvestering
2980	Rätan stationsförnyelse	2027	Reinvestering
2830	Stadsforsen–Krångede ledningsförnyelse	2027	Reinvestering
2760	Vaple stationsförnyelse	2027–2028	Reinvestering
2729	Forsmo stationsförnyelse	2028	Reinvestering
2521	Korsselbränna stationsförnyelse och utbyggnad	2028	Reinvestering

Övriga projekt i SE2 – karta



PROJEKT I FÖRBEREDELSEFAS

Kartnr	Projektbeskrivning	Planerad idrifttagning	Drivkraft
2737	Hölleforsen stationsförnyelse	2027	Reinvestering
2744	Lasele stationsförnyelse	2027	Reinvestering
2749	Mörsil stationsförnyelse	2028	Reinvestering
2731	Gulsele stationsförnyelse	2029	Reinvestering
2725	Degerforsen stationsförnyelse	2030	Reinvestering
2967	Linnvasselv stationsförnyelse	2030	Reinvestering
2233	Nämforsen stationsförnyelse	2031	Reinvestering
2973	Tuggen stationsförnyelse	2031	Reinvestering
2913	Stadsforsen stationsförnyelse	2032	Systemförstärkning
2963	Stugun stationsförnyelse	2032	Reinvestering
2763	Ånge stationsförnyelse	2032	Reinvestering
2854	Forsmo–Lasele–Långbjörn ledningsförnyelse	2033	Reinvestering
2845	Krångede stationsförnyelse	2033	Reinvestering
2750	Nysäter stationsförnyelse	2033	Reinvestering
2848	Stadsforsen–Hällsjö ledningsförnyelse	2033–2034	Reinvestering
2847	Sällsjö stationsförnyelse	2033	Reinvestering
2495	Bräcke–Ånge Ledningsförnyelse	2034	Reinvestering
2352	Järpströmmen stationsförnyelse	2034	Reinvestering
2777	Midskog–Järpströmmen 220 kV uppgradering till 400 kV	2035	Systemförstärkning
2897	Grundfors–Storfinnforsen ledningsförnyelse	2037	Reinvestering
2921	Kilforsen–Hjälta ledningsförnyelse	2038	Reinvestering
2925	Ramsele–Storfinnforsen ledningsförnyelse	2038	Reinvestering
2833	Svarthålsforsen avgrening ledningsförnyelse	2038	Reinvestering
2880	Långbjörn–Degerforsen avgrening ledningsförnyelse	2040	Reinvestering
2868	Långbjörn–Linnvasselv och Junsterforsen avgrening ledningsförnyelse	2042	Reinvestering
2904	Grundfors–Ramsele ledningsförnyelse	2043	Reinvestering
2900	Stornorrfors–Hjälta ledningsförnyelse	2043	Reinvestering

Övriga projekt i SE2 – karta



Övriga projekt i elområde SE3

Här listas de projekt i elområde SE3 som inte finns i kartorna för NordSyd, Stockholm, sydvästra Sverige, seriekompenseringsprojekt eller anslutningar under övervägande. Notera att det finns två kartor i det här avsnittet. En för projekt i entreprenad- och förberedelsefas och en för projekt under övervägande.

PROJEKT I ENTREPRENADFAAS

Kartnr	Projektbeskrivning	Planerad idrifttagning	Drivkraft
3757	Timmersdala stationsförnyelse	2025	Reinvestering
3076	Fenno-Skan 2 SCM-byte	2024–2025	Reinvestering
3740	Kolstad stationsförnyelse	2024	Reinvestering
3763	Tuna ny transformator	2024–2025	Systemförstärkning
3857	Fenno-Skan 1 livslängdsförlängning	2024–2035	Reinvestering
3440	Forsmark stationsförnyelse	2025	Reinvestering
3933	Hagby anslutning	2025	Anslutning
3730	Glan stationsförnyelse och ny reaktor	2025	Reinvestering
3219	Hall ny STATCOM-anläggning	2025–2026	Systemförstärkning
3442	Hamra förnyelse STATCOM-anläggning	2025–2026	Reinvestering
3299	Tenhult stationsförnyelse	2025	Reinvestering

PROJEKT I FÖRBEREDELSEFAAS

Kartnr	Projektbeskrivning	Planerad idrifttagning	Drivkraft
3586	Hedenlunda nyanslutning	2025–2026	Anslutning
3356	Ängsberg nyanslutning	2025–2026	Anslutning
3676	Horndal–Avesta ledningsförnyelse	2026–2027	Reinvestering
3982	Tandö ny 400 kV-station anslutning vindkraft	2026	Anslutning
3762	Åker stationsförnyelse	2026	Reinvestering
3301	Bäsna stationsförnyelse	2027–2028	Reinvestering
3065	Kimstad stationsförnyelse	2027	Reinvestering
3746	Malsta stationsförnyelse	2027	Reinvestering
3021	Tuna 220 kV stationsförnyelse	2027	Reinvestering
3629	Töreboda ny 400 kV-station	2028	Anslutning
3268	Kimstad anpassning ledningar vid Göta kanal	2029	Reinvestering
3633	Hallsberg–Timmersdala ny 400 kV-ledning	2030–2032	Anslutning
3799	Gotlandsförbindelsen	2031–2032	Systemförstärkning
3645	Hallsberg–Timmersdala ledningsförnyelse	2031–2033	Reinvestering
3646	Timmersdala–Stenkullen ledningsförnyelse	2031–2033	Reinvestering

Övriga projekt i elområde SE3 – karta



PROJEKT UNDER ÖVERVÄGANDE

Kartnr	Projektbeskrivning	Planerad idrifttagning	Drivkraft
3000	Lindbacka delförnyelse	2026	Reinvestering
3404	Hallsberg ny dynamisk shuntkompensering	2027	Systemförstärkning
3434	Ekhyddan ny dynamisk shuntkompensering	2028	Systemförstärkning
3969	Krylbo stationsförnyelse	2030	Reinvestering
3850	Avesta stationsförnyelse	2031	Reinvestering
3234	Uddebo stationsförnyelse	2032	Reinvestering
3971	Morgårdshammar stationsförnyelse	2033	Reinvestering
3636	Glan-Ekhyddan ledningsförnyelse	2035	Reinvestering
3690	Forssjön-Krylbo ledningsförnyelse	2038	Reinvestering
3632	Glan-Kimstad ledningsförnyelse	2039	Reinvestering
3946	Fenno-Skan 1 förnyelse likströmsförbindelse	2040	Marknadsintegration
3458	Hamra-Åker ledningsförnyelse	2041	Reinvestering
3669	Hedenlunda-Glan ledningsförnyelse	2041	Reinvestering
3668	Åker-Hedenlunda ledningsförnyelse	2041	Reinvestering

Övriga projekt i elområde SE3 – karta



Övriga projekt i elområde SE4

Här listas de projekt i elområde SE4 som inte finns i kartorna för sydvästra Sverige eller anslutningar under övervägande.

PROJEKT I FÖRBEREDELSEFAS

Kartnr	Projektbeskrivning	Planerad idrifttagning	Drivkraft
4523	Söderåsen ny systemtransformator	2024	Anslutning
4897	Häradsbo ny shuntkondensator	2025	Systemförstärkning
3792	Ekhyddan–Nybro–Hemsjö ny 400 kV-ledning	2027–2028	Marknadsintegration
4722	Breared stationsförnyelse	2027	Reinvestering
4372	Hansa Powerbridge	2028–2029	Marknadsintegration

PROJEKT UNDER ÖVERVÄGANDE

Kartnr	Projektbeskrivning	Planerad idrifttagning	Drivkraft
4738	Karlshamn stationsförnyelse	2028	Reinvestering
3650	Ekhyddan–Nybro ledningsförnyelse	2033	Systemförstärkning
4469	Nybro–Hemsjö ledningsförnyelse	2033	Reinvestering
4719	Alvesta stationsförnyelse	2035	Reinvestering
4470	Hemsjö–Hurva ledningsförnyelse	2037	Reinvestering
4462	Hurva–Barsebäck ledningsförnyelse	2043	Reinvestering
4461	Söderåsen–Kristinelund	2043	Reinvestering
Trelleborgspaketet del 1		2029–2035	Systemförstärkning
4000	Arrie stationsförnyelse		
4001	Sege stationsutbyggnad		
4002	Trelleborg östra ny 400 kV-station		
4003	Sege–Arrie–Trelleborg ny 400 kV-ledning		
Trelleborgspaketet del 2		2036–2040	
4004	Hemsjö–Trelleborg		

Övriga projekt i elområde SE4 – karta



Ledningsrevisioner och övriga projekt

LEDNINGSREVISIONER

Projektbeskrivning	Planerad idrifttagning	Drivkraft
Ledningsrevisioner paket 0	2022–2024	Reinvestering
Ledningsrevisioner paket 1	2020–2025	Reinvestering
Ledningsrevisioner paket 2	2027	Reinvestering
Ledningsrevisioner paket 3	2029	Reinvestering
Ledningsrevisioner paket 4	2031	Reinvestering

ÖVRIGA PROJEKT I ELOMRÅDE SE1-SE4

Projektbeskrivning	Planerad idrifttagning	Drivkraft
Livstidsförlängande stationsåtgärder paket 1	2024–2025	Reinvestering
Utbyte av stödisolatorer i komposit	2026	Reinvestering
Installation av reaktorer i transmissionsnätet	2028	Systemförstärkning
Steg- och beröringsprojekt	2019–2025	Reinvestering
Utbyte av förbikopplingsbrytare i flera stationer	2024	Reinvestering
Förnyelse kontrollanläggningar	2019–2047	Reinvestering
Flyghindermarkering stolpar, 60 meter och högre	2025–2026	Reinvestering
Paketupphandling Telekomutrustning	2030	
Sydvästlänken installation av potentiallinor	2026	Reinvestering
Nordbalt installation av potentiallinor	2026	Reinvestering



Svenska kraftnät
Tel: 010-475 80 00
www.svk.se
E-post: registrator@svk.se