

Ärende nr: Svk2023/4409

Datum: 2024-06-13

Mål för ökning av överföringskapaciteten mellan Sveriges elområden

Delrapportering av regeringsuppdrag

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 klimatomställningen.

Version 1

Org. Nr 202 100-4284

Svenska kraftnät
Box 1200
172 24 Sundbyberg
Sturegatan 1

Tel: 010-475 80 00
Fax: 010-475 89 50
www.svk.se

Sammanfattning

I enlighet med regleringsbrevet för budgetåret 2024 ska Svenska kraftnät ta fram mål för ökning av överföringskapaciteten mellan Sveriges elområden. Målen ska redovisas i MW för 2030, 2035, 2040 och 2045 och ange hur mycket överföringskapaciteten i transmissionsnätet minst bör öka i årsmedelvärde, med beaktande av regeringens nuvarande bedömning om ett elbehov på minst 300 TWh år 2045. Förslag till mål för 2030 presenteras i denna rapport.

Utifrån uppdraget redovisas här mål i termer av ökad genomsnittlig maximal driftsäker överföring mellan elområdena, ungefär motsvarande genomsnittlig tilldelad kapacitet till dagen före-marknaden (Net Transfer Capacity, NTC). Detta mått kommer dock inte att vara relevant för elmarknaden när flödesbaserad kapacitetsallokering införs i Norden, vilket enligt plan ska ske i oktober 2024. Därefter kommer ingen NTC att tilldelas marknaden. Istället kommer handelsflöden och resulterande priser att bestämmas genom att den totala elmarknadsnyttan för hela den europeiska elmarknaden optimeras med bibehållen driftsäkerhet som randvillkor. En beräkning av maximal driftsäker överföring i snitten kan även fortsättningsvis ge en indikation på hur väl det svenska transmissionsnätet möter elmarknadens behov, men kommer alltså inte längre att vara styrande för handelsflöden och eventuella prisskillnader mellan elområden.

NTC baseras på beräknad maximal driftsäker överföring mellan elområdena. NTC kan därtill ökas genom marknadsåtgärder som till exempel mothandel eller upphandling av flexibilitetsresurser. Dessa åtgärder innebär dock inte att nätets faktiska överföringsförmåga ökar, utan bara att ett högre handelsutbyte kan tillåtas på dagen före-marknaden utan att det resulterande fysiska flödet överskrider nätets begränsningar. Kapacitetsmålen i denna rapport avser faktisk ökning av transmissionsnätets överföringsförmåga och därmed beaktas inte marknadsåtgärder utan bara tekniska åtgärder i nätet. Ett skäl till detta är att NTC-måttet inte kommer att vara relevant för dagen före-marknaden när flödesbaserad kapacitetsallokering införs. En bedömning av hur NTC-måttet skulle påverkas av marknadsåtgärder är då inte meningsfullt.

Ledtiderna för nya ledningar från identifierat behov till idrifttagning, tillsammans med den totala volymen pågående investeringar, ger inget utrymme för att initiera nya ledningsprojekt för att öka snittkapaciteten till 2030. Andra åtgärder med kortare ledtider kan tänkas ge ökad kapacitet 2030, men realistiska kapacitetsmål för 2030 styrs i stor utsträckning av vilka nätåtgärder som redan finns i plan.

Tabell 1 redovisar mål för ökning av överföringskapaciteten mellan de svenska elområdena till 2030, jämfört startnivån som utgörs av genomsnittlig handelskapacitet under 2022-2023.

Från - till	Startnivå för målen [MW]	Mål för kapacitetsökning [MW]
SE1 - SE2	2 886	0
SE2 - SE1	3 258	0
SE2 - SE3	6 396	+900
SE3 - SE2	7 291	0
SE3 - SE4	4 513	+400
SE4 - SE3	2 542	+400

Tabell 1 Årsmedelvärde av tilldelad NTC 2022-2023 (startnivå för målen) samt mål för ökning av kapaciteten jämfört med startnivån

Målen för kapacitetsökning till 2030 har tagits fram utifrån förväntad kapacitet med planerade nätåtgärder samt en indikativ bedömning av kapacitetsbehovet. Kapacitetsbehovet i de svenska snitten ser mycket olika ut i olika framtidsscenarioer. Behovet påverkas också av antaganden om kapacitet i övriga snitt och utlandsförbindelser. Nyligen har den svenska regeringen avslagit Svenska kraftnäts ansökan om att få bygga Hansa Power Bridge. Detta kommer att påverka det förväntade kapacitetsbehovet i de svenska snitten, men en preliminär bedömning är att det inte förändrar de övergripande slutsatserna i denna rapport. Uppdaterade analyser kommer att göras inför framtagande av kapacitetsmål för 2035, 2040 och 2045.

Förslag till mål för 2035, 2040 och 2045 ska redovisas senast den 1 oktober 2024. Till dess kommer en del pågående utredningar, framför allt avseende snitt 1, att ha kommit längre och det går då att säga mer om vilken kapacitet marknaden behöver och vad som kan uppnås med planerade åtgärder. Även målen för 2030 kan komma att justeras utifrån detta.

Innehåll

Sammanfattning	3
1 Inledning.....	7
1.1 Uppdraget.....	7
1.2 Rapportens disposition.....	7
2 Bakgrund	8
2.1 Flödesbaserad kapacitetsallokering gör snittkapaciteterna mindre relevanta ...	8
2.2 Målen avser ökning av nätets fysiska överföringsförmåga	8
2.3 Målen bör avspegla samhällsekonomiskt effektiva kapacitetsnivåer	9
2.4 Överföringsbehovet ser olika ut i olika framtidsscenarier	10
2.5 Tillgänglig kapacitet beror av många faktorer	12
2.6 Målen avser den nuvarande elområdesindelningen.....	13
3 De svenska snitten	14
3.1 Snitt 1.....	14
3.2 Snitt 2	14
3.3 Snitt 4	15
4 Förutsättningar för framtagande av mål till 2030.....	16
4.1 Bedömning utifrån historik och trender	16
4.2 Beräkning av övre nyttogräns för kapacitetsökning	18
4.3 Sammanställning av pågående och planerade åtgärder.....	21
4.4 Startår för målen	22
5 Mål för ökning av överföringskapaciteten till 2030	23
5.1 Mål för snitt 1	23
5.1.1 Bedömning av kapacitetsbehov	23
5.1.2 Pågående och planerade nätåtgärder	24
5.1.3 Mål för ökning av kapaciteten	24
5.2 Mål för snitt 2.....	25
5.2.1 Bedömning av kapacitetsbehov	25
5.2.2 Pågående och planerade nätåtgärder	25
5.2.3 Mål för ökning av kapaciteten	26

5.3	Mål för snitt 4	26
5.3.1	Bedömning av kapacitetsbehov	26
5.3.2	Pågående och planerade nätåtgärder	27
5.3.3	Mål för ökning av kapaciteten	27

1 Inledning

1.1 Uppdraget

I enlighet med regleringsbrevet för budgetåret 2024, beslutat i december 2023, ska Svenska kraftnät ta fram mål för ökning av överföringskapaciteten mellan Sveriges elområden. Målen ska redovisas i MW för 2030, 2035, 2040 och 2045 och ange hur mycket överföringskapaciteten i transmissionsnätet i årsmedelvärde minst bör öka för att möta den pågående energiomställningen i samhället. Målen ska sättas med beaktande av regeringens nuvarande bedömning att Sverige behöver planera för att kunna möta ett elbehov om minst 300 TWh år 2045. Förslag till mål för 2030 presenteras i denna rapport.

Förslag till mål för 2035, 2040 och 2045 ska redovisas senast den 1 oktober 2024. Till dess kommer en del pågående utredningar, framför allt avseende snitt 1, att ha kommit längre och det går då att säga mer om vilken kapacitet marknaden behöver och vad som kan uppnås med planerade åtgärder. Även målen för 2030 kan komma att justeras utifrån detta.

1.2 Rapportens disposition

I kapitel 0 ges en bakgrund i form av förutsättningar och resonemang som är viktiga för förståelsen av rapportens innehåll. Kapitel 3 ger en kort översikt över de svenska elområdesgränserna (snitten). I kapitel 4 beskrivs de analyser och den metodik som använts för att ta fram kapacitetsmål enligt uppdraget samt startnivåer för målen. I kapitel 5 redovisas de kapacitetsmål för 2030 som tagits fram för varje elområdesgräns.

2 Bakgrund

2.1 Flödesbaserad kapacitetsallokering gör snittkapaciteterna mindre relevanta

Utifrån uppdraget redovisas här mål i termer av ökad genomsnittlig maximal driftsäker överföring mellan elområdena, ungefär motsvarande genomsnittlig tilldelad handelskapacitet (Net Transfer Capacity, NTC). Detta mått kommer dock inte att vara relevant för elmarknaden när flödesbaserad kapacitetsallokering införs i Norden i slutet av 2024.

Idag beräknar de systemansvariga för elöverföringssystem (TSO) en bestämd överföringskapacitet (NTC) mellan varje budområde. Med den flödesbaserade metoden kommer TSO:erna istället att tillhandahålla en mer detaljerad datamängd bestående av en nätmodell för varje handelsperiod och information om hur olika handelsflöden påverkar utpekade flaskhalsar i nätet. Kapacitetsallokeringen till elmarknaden sker sedan genom att marknadskopplingsalgoritmen optimerar handeln för högsta samhällsnytta för den europeiska elmarknaden som helhet, med hänsyn till elnätets fysiska begränsningar. Detta leder till ökad samhällsekonomisk nytta genom ett mer effektivt utnyttjande av transmissionsnätet.

Från oktober 2024 kommer det alltså inte att tilldelas en specifik överföringskapacitet mellan varje elområde på dagen före-marknaden. En beräkning av maximal driftsäker överföring i snitten kan även fortsättningsvis ge en indikation på hur väl det svenska transmissionsnätet uppfyller marknadens behov, men det kommer inte att vara styrande för handelsflöden och eventuella prisskillnader mellan elområden.

2.2 Målen avser ökning av nätets fysiska överföringsförmåga

Den NTC som tilldelas dagen före-marknaden baseras på beräknad maximal driftsäker överföring mellan elområdena. NTC kan därtill ökas genom marknadsåtgärder som till exempel mothandel eller upphandling av flexresurser. Dessa åtgärder innebär dock inte att nätets faktiska överföringsförmåga ökar, utan bara att ett högre handelsutbyte kan tillåtas på dagen före-marknaden utan att det resulterande fysiska flödet överskrider nätets begränsningar. De mål som redovisas i denna rapport avser ökning av transmissionsnätets överföringsförmåga och därmed beaktas inte marknadsåtgärder utan bara tekniska åtgärder i nätet. Ett skäl till detta är att NTC-måttet inte kommer att vara relevant för dagen före-marknaden när

flödesbaserad kapacitetsallokering införs (se avsnitt 2.1). En bedömning av hur NTC-måttet skulle påverkas av marknadsåtgärder är då inte meningsfullt. Olika marknadsåtgärder kommer alltid att ingå i Svenska kraftnäts värdering av vilka åtgärder som är mest effektiva ur ett samhällsekonomiskt perspektiv, men detta behöver analyseras i den nya kontext som flödesbaserad kapacitetsallokering innebär, och med en helhetssyn på kraftsystemet. Svenska kraftnät vill heller inte föregripa pågående utredningar avseende exempelvis förbrukningsflexibilitet.

2.3 Målen bör avspegla samhällsekonomiskt effektiva kapacitetsnivåer

Svenska kraftnät har i uppdrag att bygga ut transmissionsnätet för el baserat på samhällsekonomiska lönsamhetsbedömningar. Det betyder att samhällsnyttan alltid behöver ställas mot kostnaden när Svenska kraftnät överväger åtgärder för att öka överföringskapaciteten mellan elområden. Det är sällan samhällsekonomiskt motiverat att bygga ledningar för att uppnå en kapacitet som ger noll prisskillnader. Andra, billigare, åtgärder kan dock vara motiverade. Det är också så att de flesta nätåtgärder ger flera olika nyttovärden; åtgärder som exempelvis möjliggör anslutning av förnybar produktion kan ge ökad handelskapacitet ”på köpet”. Åtgärder som ger ökad kapacitet åt ena hållet i ett snitt¹ ger också ofta ökad kapacitet åt andra hållet. Det kan därmed innebära att snittkapaciteten överstiger marknadens behov utan att nätet för den skull är överdimensionerat ur ett samhällsekonomiskt perspektiv.

I denna rapport redovisas mål utifrån förväntad kapacitet med planerade åtgärder samt en indikativ bedömning av kapacitetsbehovet. Målnivåer som ligger över den förväntade kapacitet som ges av beslutade åtgärder ska ses som planeringsmål – det vill säga att Svenska kraftnät avser att planera med utgångspunkt i målen och sträva efter att hitta samhällsekonomiskt motiverade åtgärder för att uppnå den kapacitet som målen anger.

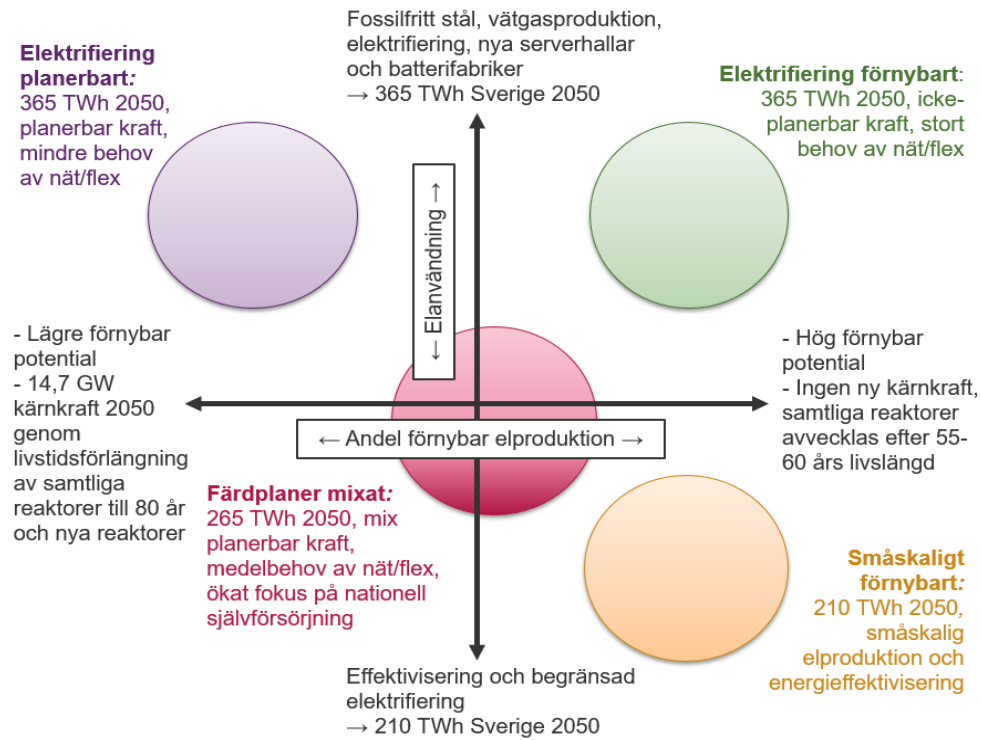
¹ Med ”snitt” avses här en gräns mellan två elområden.

2.4 Överföringsbehovet ser olika ut i olika framtidsscenarioer

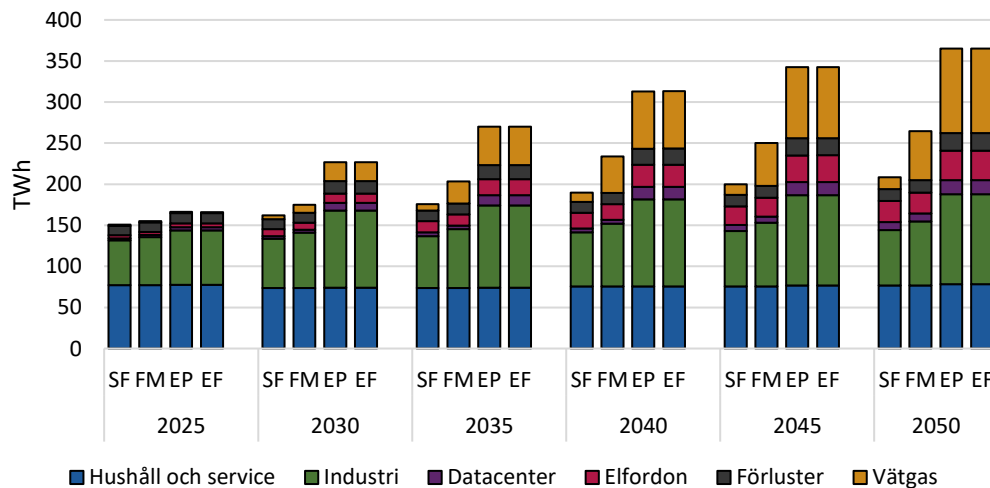
Svenska kraftnät använder fyra olika långsiktsscenarioer² i planeringen av transmissionsnätet, se Figur 1, Figur 2 och Figur 3. Scenarierna representerar olika utvecklingsvägar från ett gemensamt utgångsläge 2025. Två av scenarierna, *Elektrifiering Planerbart* (EP) och *Elektrifiering Förnybart* (EF) innebär en total elförbrukning över 300 TWh år 2045. Dessa scenarier används därför som primär utgångspunkt vid bedömning av kapacitetsbehov, medan övriga scenarier kan ses som känslighetsanalyser. Överföringsbehovet beror dock både av elanvändningen och av produktionsmixen. Scenarierna EP och EF medför mycket olika nivåer av överföringsbehov, eftersom produktionen som ska möta elbehovet har olika geografisk lokalisering i respektive scenario.

Kapacitetsbehovet i de svenska snitten påverkas också av antaganden om kapacitet i övriga snitt och utlandsförbindelser. Förändringar i planerna för de förstärkningsprojekt och nya utlandsförbindelser som inkluderats i LMA 2024 kommer därmed att få påverkan på det förväntade kapacitetsbehovet.

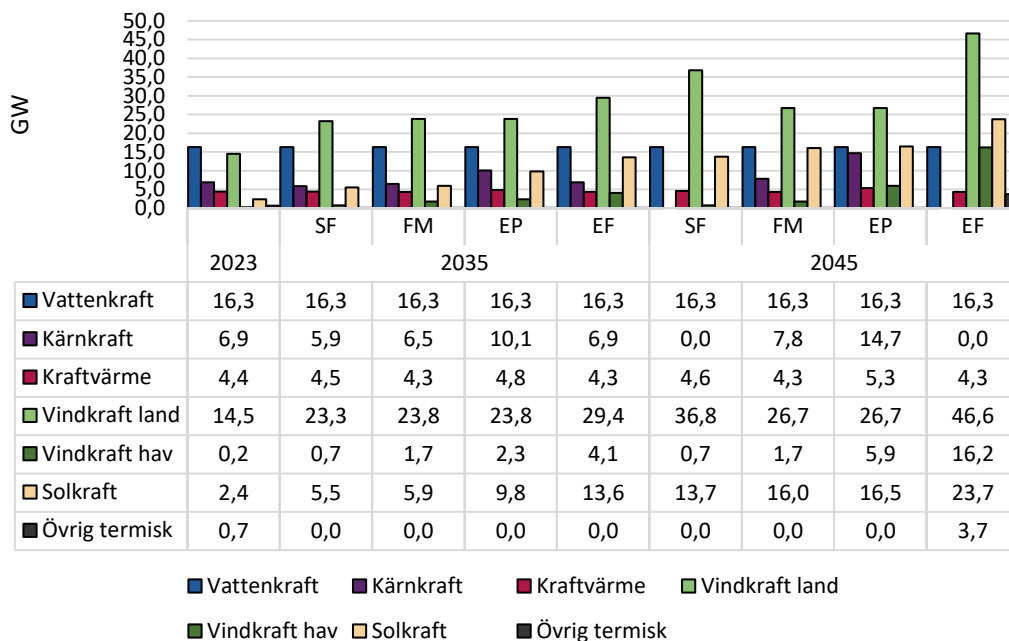
² Se Långsiktig Marknadsanalys 2024 för mer detaljerad beskrivning av scenarierna. [Långsiktig marknadsanalys | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#).



Figur 1. Illustration av scenarier i LMA2024. Scenarierna differentieras huvudsakligen genom andelen kärnkraft respektive förnybar produktion (x-axeln) och elanvändningen (y-axeln).



Figur 2. Svensk elförbrukning i de fyra scenarierna Småskaligt Förnybart (SF), Färdplaner Mixat (FM), Elektrifiering Förnybart (EF) och Elektrifiering Planerbart (EP).



Figur 3. Installerad produktionskapacitet i Sverige i de fyra scenarierna Småskaligt Förnybart (SF), Färdplaner Mixat (FM), Elektrifiering Förnybart (EF) och Elektrifiering Planerbart (EP).

2.5 Tillgänglig kapacitet beror av många faktorer

För varje elområdesgräns finns en maximal NTC (Max NTC), som utgör ett referensvärde för överföringskapaciteten. Den kapacitet som sedan faktiskt kan tilldelas marknaden varje timme (tilldelad NTC) beror av driftläge och eventuella avbrott i nätet. Tilldelad NTC är därmed ofta lägre än Max NTC. Genomsnittlig tilldelad NTC kan ökas genom olika åtgärder utan att Max NTC ökar. Det är dock svårt att förutsäga framtida genomsnittlig tilldelad NTC eftersom detta påverkas av framtida flödesmönster som är svåra att förutspå. Det innebär också att kapaciteten kan påverkas kraftigt av snabba förändringar i ansluten produktion och förbrukning. Nedläggning av strategiskt viktiga produktionsanläggningar är en typisk förändring utanför Svenska kraftnäts rådighet som kan ge stor påverkan på överföringskapaciteten.

Det är också värt att notera att årsmedelvärdet av tilldelad NTC inte nödvändigtvis speglar hur väl kapaciteten möter behovet; kapacitetsbehovet varierar kraftigt under året och det centrala är att kapaciteten finns när den behövs. Avbrott i nätet på grund av underhåll eller ombyggnad är en av de faktorer som har störst påverkan på tilldelad NTC på enskilda snitt. Längre avbrott förläggs i regel till årets varmare månader då elanvändningen är lägre och behovet av kapacitet är mindre. Den planerade massiva utbyggnaden av transmissionsnätet för att möta den kommande elektrifieringen kommer att

kräva ett stort antal avbrott i nätet, vilket somliga år kan få en stor påverkan på den genomsnittliga överföringskapaciteten. Svenska kraftnät arbetar med att minimera avbrottstiderna och planera avbrotten så att de ger så liten påverkan som möjligt på leveranssäkerheten och elmarknaden.

2.6 Målen avser den nuvarande elområdesindelningen

De mål som redovisas här utgår från den nuvarande elområdesindelningen. För närvarande pågår en översyn av elområdesindelningen och en eventuell förändring kan vara genomförd som tidigast under 2027. Mål för överföringskapaciteten mellan elområden kommer i så fall att behöva justeras utifrån nya elområden.

3 De svenska snitten

Sverige är indelat i de fyra elområdena SE1, SE2, SE3 och SE4. Gränserna mellan elområdena kallas ofta för snitt och i denna rapport används begreppen snitt 1 för gränsen mellan SE1 och SE2, snitt 2 mellan SE2 och SE3 samt snitt 4 mellan SE3 och SE4. Tabell 2 visar årsmedelvärden av tilldelad NTC för åren 2014-2023 samt aktuell Max NTC för de svenska snitten.

År	SE1-SE2	SE2-SE1	SE2-SE3	SE3-SE2	SE3-SE4	SE4-SE3
2014	3 129	3 300	6 458	7 300	4 795	2 000
2015	2 998	3 300	6 340	7 281	4 638	1 978
2016	3 247	3 300	6 715	7 300	4 916	2 000
2017	3 142	3 300	6 783	7 300	4 720	2 000
2018	3 151	3 299	6 195	7 300	4 577	1 969
2019	3 087	3 294	6 246	7 300	4 597	1 798
2020	2 985	3 272	6 137	7 300	4 202	1 994
2021	2 970	3 284	5 877	7 300	4 072	2 193
2022	2 845	3 223	6 507	7 300	4 559	2 616
2023	2 926	3 294	6 285	7 283	4 468	2 468
Max NTC 2024	3 300	3 300	7 300	7 300	6 200	2 800

Tabell 2. Årsmedelvärde av tilldelad NTC 2014-2023 samt aktuell Max NTC i de svenska snitten [MW].

3.1 Snitt 1

Snitt 1 utgör gräns mellan SE1 och SE2 och utgörs av fyra 400 kV-ledningar. Max NTC i snittet är 3 300 MW i båda riktningarna. Genomsnittlig tilldelad NTC söderut under de senaste 10 åren har legat omkring 3000 MW med ganska liten variation. Kapaciteten begränsas främst av termisk kapacitet i den östligaste ledningen längs kusten. Genomsnittlig tilldelad NTC norrut har legat över 3 200 MW, det vill säga mycket nära Max NTC.

3.2 Snitt 2

Snitt 2 utgör gräns mellan SE2 och SE3. Snittet utgörs idag av åtta 400 kV-ledningar och tre 200 kV-ledningar. Ledningarna i snittet kommer att förnyas och förstärkas i etapper fram till början av 2040-talet genom

investeringsprogrammet NordSyd, vilket medför en kraftig ökning av kapaciteten i Snitt 2.

Maximal NTC för snitt 2 södergående och norrgående ligger idag på 7 300 MW. Genomsnittlig tilldelad NTC söderut har legat på knappt 6 400 MW de senaste tio åren. Under samma period har tilldelad NTC norrut i snittet legat nästan i nivå med Max NTC. Under 2021 var genomsnittlig NTC söderut i snittet märkbart lägre, knappt 5900 MW. Detta kan kopplas till ökad export från SE3 till Norge när nya förbindelser togs i drift från Norge till Tyskland och därefter till Storbritannien. Detta i kombination med nedstängningen av Ringhals 1 och 2 samt minskad export från SE3 till Finland har lett till ökade öst-västliga flöden i SE3. De här genomgripande systemförändringarna har gett upphov till risk för överlast på apparater och ledningar inom SE3, vilket inneburit behov av att begränsa kapaciteten i både snitt 2 och snitt 4. Svenska kraftnät har sedan dess vidtagit ett stort antal åtgärder för att hantera begränsningarna på grund av öst-västliga flöden på kort sikt, exempelvis utbyte av apparater och summaallokering av kapaciteten mellan SE3, NO1 och DK1. Samtidigt planeras nätförstärkningar för att klara högre öst-västliga flöden på längre sikt.

3.3 Snitt 4

Snitt 4 utgör gräns mellan SE3 och SE4. Snittet utgörs av fem 400 kV-ledningar, åtta 130 kV-ledningar samt sedan 2021 SydVästlänken, en likströmsförbindelse mellan stationerna Barkeryd och Hurva.

Maximal NTC för Snitt 4 södergående ökade med 800 MW när SydVästlänken togs i drift i mitten av 2021. Max NTC ligger idag på 6 200 MW, medan genomsnittlig tilldelad NTC har legat betydligt lägre, omkring 4500 MW, de senaste två åren. Huvudorsaken till den förhållandevis låga tilldelningen är i princip densamma som för snitt 2 (se föregående avsnitt), alltså risk för överlast på ledningar inom SE3. Det innebär bland annat att det tillskott i snittkapaciteten som idrifttagningen av SydVästlänken inneburit inte har kunna nyttjas fullt ut.

Maximal NTC norrut i snittet ligger idag på 2 800 MW, med genomsnittlig tilldelad NTC på drygt 2 500 MW de senaste två åren.

4 Förutsättningar för framtagande av mål till 2030

Målen för 2030 har satts utifrån en sammanvägd bedömning av behovet av kapacitetsökning och vilken kapacitet som kan uppnås med pågående och planerade/övervägda nätåtgärder. Ledtiderna för nya ledningar från identifierat behov till idrifttagning, tillsammans med den totala volymen pågående investeringar, ger inget utrymme för att initiera nya ledningsprojekt för att öka snittkapaciteten till 2030. Andra åtgärder med kortare ledtider kan tänkas ge ökad kapacitet 2030, men realistiska kapacitetsmål för 2030 styrs i stor utsträckning av vilka nätåtgärder som redan finns i plan.

I de flesta fall har målen satts i nivå med den kapacitet som bedöms realiserbar med pågående och planerade nätåtgärder. I några fall är bedömningen att det finns behov av ytterligare ökad kapacitet utöver det som ges av planerade nätåtgärder och det finns sannolikt möjlighet att öka kapaciteten med åtgärder som ännu inte utretts i detalj. Där har målen satts utifrån en indikativ bedömning av vilken kapacitet som kan vara möjlig med dessa åtgärder.

Behovet av kapacitetsökning i snitten har inte kvantifierats i denna rapport, men en indikativ bedömning har gjorts utifrån historik och trender avseende handelsflöden och prisskillnader samt beräkningar av den svenska elmarknadsnyttan av kapacitetsökningar (se avsnitt 4.2).

4.1 Bedömning utifrån historik och trender

En analys har gjorts av handelsflödena över snitten samt prisskillnader mellan elområdena under de senaste tio åren, för att ge en bild av hur väl dagens kapacitet har mött marknadens behov. Vidare har en bedömning gjorts av förväntad utveckling under de närmsta tio åren, baserat på Svenska kraftnäts kort- och långsiktiga marknadsanalyser (KMA 2023³ respektive LMA 2024⁴).

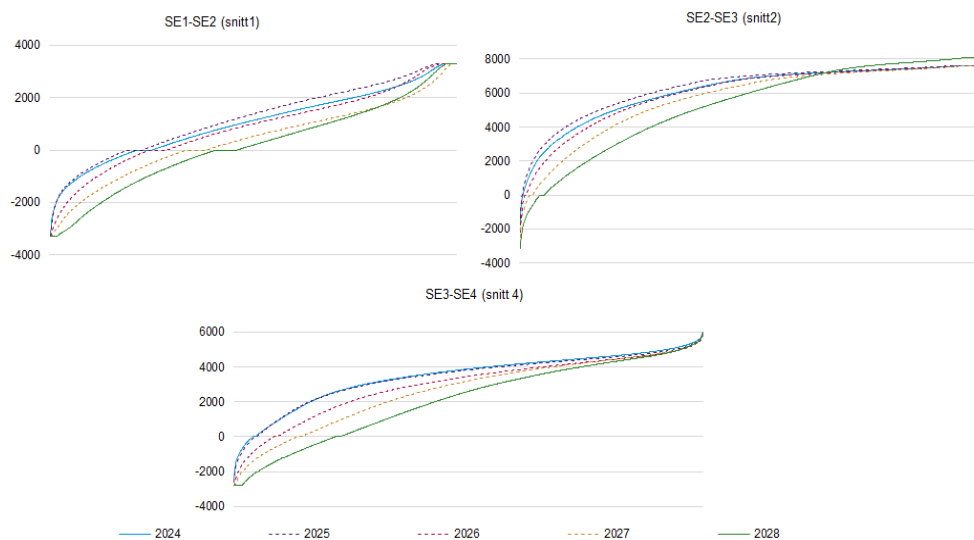
Tabell 3 redovisar årsmedelvärden av prisskillnaderna mellan de svenska elområdena för åren 2014-2023. Figur 4 visar varaktighetskurvor över simulerade handelsflöden över de svenska snitten i KMA 2023.

³ [Kortsiktig marknadsanalys 2023 \(svk.se\)](#)

⁴ [Långsiktig marknadsanalys | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#)

År	Prisskillnad [EUR/MWh]		
	SE1-SE2	SE2-SE3	SE3-SE4
2014	0,0	0,2	0,3
2015	0,0	0,8	0,9
2016	0,0	0,3	0,3
2017	0,0	0,4	0,9
2018	0,0	0,3	1,8
2019	0,0	0,4	1,4
2020	0,0	6,8	4,6
2021	0,1	23,4	14,4
2022	2,9	67,3	23,0
2023	0,0	11,8	13,2

Tabell 3. Årsmedelvärden av prisskillnader mellan SE1-SE2, SE2-SE3 och SE3-SE4 för åren 2014-2023. Positiva värden innebär högre pris i det senare området. 1 EUR/MWh motsvarar lite drygt 1 öre/kWh.



Figur 4. Varaktighet av simulerade handelsflöden över de svenska snitten i KMA 2023 [MWh/h]

4.2 Beräkning av övre nyttogräns för kapacitetsökning

En ”övre nyttogräns” för kapaciteten i varje snitt har beräknats genom simuleringar av planeringsscenarierna i en NTC-baserad elmarknadsmodell. Kapaciteten i varje snitt, i varje riktning, har ökats i steg om 500 MW och den svenska elmarknadsnyttan av ökad kapacitet har beräknats tills en nivå uppnås där elmarknadsnyttan inte överstiger ett försumbart gränsvärde.

Beräkningarna har gjorts för år 2025 samt för vart och ett av Svenska kraftnäts fyra planeringsscenarier för år 2035. För aktuellt snitt har kapaciteten satts till 95 % av dagens Max NTC i utgångsläget, medan övriga interna snitt och utlandsförbindelser antagits ha en kapacitet motsvarande 95 % av den Max NTC som ges av Tabell 4, baserat på förutsättningarna i LMA 2024. Antagandena om kapacitet i övriga snitt och utlandsförbindelser har stor betydelse för resulterande övre nyttogräns i varje snitt. Förändringar i planerna för de förstärkningsprojekt och utlandsförbindelser som inkluderats i LMA 2024 kommer därmed att få påverkan på resultatet av de aktuella nyttoberäkningarna. Sedan dessa beräkningar gjordes har den norska regeringen sagt nej till NorthConnect Link, en förbindelse mellan Norge och Storbritannien. Mer nyligen har den svenska regeringen avslagit Svenska kraftnäts ansökan om att få bygga Hansa Power Bridge. Dessa förändringar kommer att påverka resultaten av nyttoberäkningarna, men en preliminär bedömning är att det inte förändrar de övergripande slutsatserna om behov av ökad överföringskapacitet i snitten till 2030. Uppdaterade analyser kommer att göras inför framtagande av kapacitetsmål för 2035, 2040 och 2045.

Driftår	Snitt	Förändring jämfört med Max NTC 2023 [MW]	Total [MW]	Information/Namn
2024	DK1↔UK	+1 400	1 400	Viking Link
2025	SE1→FI	+800	2 000 ⁵	Aurora Line (Messaure – Keminmaa)
	FI→SE1	+900	2 000	
	DK1↔DE	+1 000	3 500	Steg 2 Jylland-Tyskland
2028	SE2↔SE3	+800	8 100	Förstärkning Snitt 2
2029	SE4↔DE	+700	1 315	Hansa Power Bridge
2030	DK2→DE	+1 000	1 585	Förbindelse via Bornholm Energy Island
	DE→DK2	+1 000	1 600	
2032	DK1↔BE	+1 400	1 400	TritonLink
2034	SE2↔SE3	+1 500	9 600	Förstärkning Snitt 2
2035	FI↔EE	+684	1 700	Estlink 3
	NO2↔UK	+1 400	2 849	NorthConnect Link
2040	SE2↔SE3	+900	10 500	Förstärkning Snitt 2

Tabell 4. Antaganden om Max NTC i svenska snitt och utlandsförbindelser i LMA 2024.

Nyttberäkningarna har alltså gjorts i en NTC-baserad marknadsmodell. Det är varken möjligt eller relevant att beräkna elmarknadsnytta av ökad NTC i en modell som avspeglar en flödesbaserad kapacitetsallokering. I en sådan modell kan man däremot identifiera vilka nätelement som är begränsande för handeln mellan elområden och utifrån det identifiera förstärkningsåtgärder för att öka den totala elmarknadsnyttan.

Det är här värt att uppmärksamma att den svenska elmarknadsnyttan av ökad snittkapacitet kan vara negativ, även om elmarknadsnyttan för hela det nordeuropeiska elsystemet är positiv. Detta är fallet med resultatet av beräkningarna avseende kapacitet från SE3 till SE4. Lägre priser i SE4 ger positiv konsumentnytta där, men högre priser norr om snitt 4 ger negativ konsumentnytta. Producentnyttan norr om snitt 4 ökar medan flaskhalsintäkterna från snitt 4 minskar. Nettot av dessa förändringar blir

⁵ Max NTC från SE1 till Finland är idag 1500 MW, det vill säga med Aurora Line blir Max NTC 2300 MW, men denna kapacitet begränsas med 300 MW när Olkiluoto 3 är i drift. Eftersom detta vanligtvis är fallet utom när det är revision har kapaciteten justerats ned i LMA.

negativt för Sverige i simuleringarna. Minskade prisskillnader mellan elområdena ger alltså inte alltid en positiv elmarknadsnytta för Sverige, utan elmarknadsnyttan av snittförstärkningar kan tillfalla andra länder.

Det är slutligen viktigt att notera att den övre nyttogränsen innebär den högsta kapacitetsnivå som överhuvudtaget ger någon svensk elmarknadsnytta, vilket inte är detsamma som en samhällsekonomiskt effektiv kapacitetsnivå. Nyttan av ökad överföringskapacitet behöver alltid ställas mot kostnaden och det är sällan samhällsekonomiskt motiverat att investera i nätet så att den övre nyttogränsen nås. Elmarknadsnyttan är också bara en del av den samhällsekonomiska nytta som kan ges av olika nätåtgärder.

Sammanfattningsvis ger de övre nyttogränserna en indikativ bild av marknadens maximala efterfrågan på kapacitet jämfört med den kapacitet som uppnås med befintligt nät och planerade nätåtgärder.

Resultterande övre nyttogränser för ökning av kapaciteten i snitten redovisas i Tabell 5.

Från - till	Utgångsläge	Beräknad övre nyttogräns för kapacitetsökning jämfört med utgångsläget				
		2025		2035		
			EF	EP	FM	SF
SE1-SE2	3 135	0	0	0	0	0
SE2-SE1	3 135	0	+3 500	+2 000	+500	0
SE2-SE3	6 935	+2 000	+1 000	+1 500	+3 000	+3 500
SE3-SE2	6 935	0	0	0	0	0
SE3-SE4	5 890	0	0	0	0	0
SE4-SE3	2 660	0	+1000	0	0	0

Tabell 5. Beräknad övre nyttogräns för **ökning** av överföringskapaciteten mellan de svenska elområdena, baserat på svensk elmarknadsnytta, i de fyra scenarierna Elektrifiering Förnybart (EF), Elektrifiering Planerbart (EP), Färdplaner Mixat (FM) och Småskaligt Förnybart (SF). Utgångsläge = 95 % av dagens Max NTC [MW].

4.3 Sammanställning av pågående och planerade åtgärder

En sammanställning har gjorts av de pågående och planerade/övervägda nätåtgärder som kan bidra till ökad överföringskapacitet mellan elområdena till 2030, och en bedömning av resulterande kapacitet 2030 har gjorts. Åtgärder avseende snitt 2 och snitt 4 redovisas i Tabell 6 och Tabell 7. Avseende snitt 1 finns inga planerade nätåtgärder som förväntas ge ökad kapacitet till 2030, men studier pågår för att utreda behov och möjliga åtgärder för detta. Det är generellt svårt att koppla en åtgärd till en exakt ökning av överföringskapaciteten. Detta beror på att den resulterande kapaciteten beror av valt framtidsscenario samt att planerade åtgärder påverkar varandras bidrag till ökad kapacitet. De siffror som redovisas här ska därför ses som indikativa bedömningar.

Åtgärd	Fas ⁶	Planerad idrifttagning	Uppskattad kapacitetsökning [MW]	
			SE2-SE3	SE3-SE2
Serie- och shuntkompenseringsprojekt på ledningar i snitt 2	Entreprenad/ Förberedelse/ Under övervägande	2024-2029	600-800	-
Ny dubbelledning Fallviken-Munga samt ny enkelledning Fallviken-Grönviken	Förberedelse	2030	100	-

Tabell 6. Pågående och planerade nätåtgärder som kommer att öka den genomsnittliga överföringskapaciteten i snitt 2 till 2030. Dessa åtgärder är designade för att öka kapaciteten söderut och förväntas inte ge någon ökad kapacitet norrut i snittet.

⁶ Ett projekt klassas som under övervägande när det pågår en utredning om förutsättningarna för att en investering ska genomföras. Efter fattat inriktningsbeslut övergår projektet därefter i förberedelsefas. Här genomförs en fördjupad teknisk projektering. För ledningar genomförs också hela arbetet med samråd och tillståndsgivning i denna fas. Dessutom upphandlas entreprenaden i förberedelsefasen. 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.

Åtgärd	Fas	Planerad idrifttagning	Uppskattad kapacitetsökning [MW]	
			SE3-SE4	SE4-SE3
Glan: stationsförnyelse och shuntkompensator	Entreprenad	2025	100	100
Kimstad: stationsförnyelse och shuntkompensator	Förberedelse	2027	100	100
Ekhyddan: ny dynamisk kompenseringsanläggning	Under övervägande	2030	200	200

Tabell 7. Pågående och planerade nätåtgärder som kommer att öka den genomsnittliga överföringskapaciteten i snitt 4 till 2030.

4.4 Startår för målen

Svenska kraftnät har valt att använda genomsnittlig tilldelad NTC för åren 2022-2023 som startnivå för målen. Under denna period har Max NTC varit oförändrad i alla snitt. Genomsnittlig tilldelad NTC har legat på en ganska jämn nivå under de senaste tio åren, det vill säga att valet av startnivå inte har någon stor påverkan på kapacitetsmålen. Tabell 8 visar de valda startnivåerna för kapacitetsmålen.

År	SE1-SE2	SE2-SE1	SE2-SE3	SE3-SE2	SE3-SE4	SE4-SE3
Startnivå för kapacitetsmål	2 886	3 258	6 396	7 291	4 513	2 542

Tabell 8. Valda startnivåer för kapacitetsmålen = medelvärdet av tilldelad NTC under åren 2022-2023 [MW].

5 Mål för ökning av överföringskapaciteten till 2030

Tabell 9 redovisar genomsnittlig tilldelad NTC under åren 2022 och 2023 som utgör startnivå för målen, samt mål för ökning av kapaciteten jämfört med startnivån. I avsnitt 5.1 - 5.3 nedan beskrivs bedömningarna som ligger till grund för målen.

Från - till	Startnivå för målen [MW]	Mål för kapacitetsökning [MW]
SE1 - SE2	2 886	0
SE2 - SE1	3 258	0
SE2 - SE3	6 396	+900
SE3 - SE2	7 291	0
SE3 - SE4	4 513	+400
SE4 - SE3	2 542	+400

Tabell 9. Startnivå för målen (årsmedelvärde av tilldelad NTC 2022-2023) samt mål för ökning av kapaciteten jämfört med startnivån

5.1 Mål för snitt 1

5.1.1 Bedömning av kapacitetsbehov

Handelsflödet över snitt 1 har historiskt huvudsakligen (ca 80 % av tiden) gått söderut. Under de senaste tio åren har flödet norrut i snittet mycket sällan (ca 3 % av tiden) överstigit 1000 MW och nästan aldrig (ca 0,1 % av tiden) överstigit 2000 MW. Det genomsnittliga elpriset har varit detsamma i SE1 och SE2 under åtta av de tio senaste åren, med undantagen 2021 och 2022 då små prisskillnader uppstod.

Svenska kraftnäts kortsiktiga marknadsanalys visar en trend mot minskande södergående handelsflöden i snitt 1 efter 2025. Prisskillnaderna mellan SE1 och SE2 förväntas fortsatt bli mycket små, och i simuleringarna för 2028 blir medelpriset i SE1 något högre än i SE2. Den långsiktiga marknadsanalysen, LMA 2024, ger mycket olika resultat avseende handelsflöden och priser beroende på scenario; scenariot *Småskaligt Förnybart (SF)* ger fortsatt höga nettoflöden söderut och högre medelpris i SE2 än i SE1, medan övriga scenarier ger stora nettoflöden norrut och högre pris i SE1 än i SE2 år 2035 och 2045.

Nyttobräkningarna ger ingen svensk elmarknadsnytta av ökad kapacitet söderut i snitt 1. Avseende kapaciteten norrut visar beräkningarna på svensk elmarknadsnytta av att öka kapaciteten med 2 000-3 500 MW till 2035 i scenarierna *Elektrifiering Planerbart (EP)* respektive *Elektrifiering Förnybart (EF)*. Båda dessa scenarier innefattar en mycket stor ökning av elförbrukningen för industrier i SE1. Det är osäkert hur stort kapacitetsbehovet för snitt 1 blir till 2030, då det beror starkt av tidplanerna för de stora industriprojekten i SE1. De båda övriga scenarierna ger ingen eller liten nytta av ökad kapacitet norrut för snitt 1.

5.1.2 Pågående och planerade nätåtgärder

I dagsläget finns inga planerade åtgärder för att öka överföringskapaciteten i snitt 1. Eftersom Svenska kraftnäts framtidsanalyser visar på ökande norrgående flöden över snitt 1 pågår studier för att utvärdera risken för framtida överföringsbegränsningar i snittet. I anslutning till detta arbetar Svenska kraftnät också med en övergripande översyn av nätstrukturen i norra SE2 och hela SE1 för att kunna möta de regionala behoven av överföringskapacitet kopplat till ny elintensiv industri.

5.1.3 Mål för ökning av kapaciteten

Befintlig kapacitet för överföring söderut i snittet har historiskt varit tillräcklig för att hålla prisskillnaderna mycket låga mellan SE1 och SE2. Framtidsanalyserna visar också ett minskande behov av överföringskapacitet söderut och nyttoberäkningarna ger ingen svensk elmarknadsnytta av ökad kapacitet i södergående riktning. Baserat på detta sätts målet för ökning av kapaciteten söderut i snitt 1 till noll (0) MW.

Avseende norrgående flöde i snitt 1 är bedömningen att det finns ett behov av ökad överföringskapacitet till elområde SE1 efter att nya energikrävande industrier etablerats. Svenska kraftnät utreder för tillfället förstärkningsåtgärder men dessa förväntas komma först efter 2030. Om förstärkningsåtgärderna först kan genomföras långt efter industrietableringarna kommer Svenska kraftnät utreda möjligheten till kortsiktiga åtgärder. Baserat på detta sätts målet för ökning av kapaciteten norrut i snitt 1 initialt till noll (0) MW. Målet kan komma att justeras utifrån resultatet av pågående utredningar.

5.2 Mål för snitt 2

5.2.1 Bedömning av kapacitetsbehov

Handelsflödet över snitt 2 har under de senaste tio åren nästan uteslutande gått söderut. Det genomsnittliga elpriset har varit högre i SE3 än i SE2 under samtliga år, med störst prisskillnader under de senaste tre åren (se Tabell 3). De stora prisskillnaderna under 2021 och framför allt 2022 kan kopplas till ökad export från SE3 till Norge när nya förbindelser togs i drift från Norge till Tyskland och därefter till Storbritannien. Detta i kombination med nedstängningen av Ringhals 1 och 2 samt minskad export från SE3 till Finland har lett till ökade öst-västliga flöden i SE3. De här genomgripande systemförändringarna har gett upphov till risk för överlast på apparater och ledningar inom SE3, vilket inneburit behov av att begränsa kapaciteten i både snitt 2 och snitt 4. Därtill kom höga gaspriser i efterdyningarna till pandemin, vilket förstärktes kraftigt i och med Rysslands invasion av Ukraina. De europeiska gaspriserna har sedermera stabiliserats och prisskillnaderna mellan SE2 och SE3 har varit lägre under 2023 och 2024.

Svenska kraftnäts kortsiktiga marknadsanalys visar en tydlig trend mot minskande södergående handelsflöden i snitt 2 efter 2025, se Figur 4. Dock förväntas fortsatt relativt stora, om än minskande prisskillnader mellan SE2 och SE3 under de kommande åren. Simuleringarna i LMA 2024 ger mycket olika resultat avseende handelsflöden över snitt 2 beroende på scenario. Handelsflödet väntas dock huvudsakligen gå söderut även på lång sikt och det maximala flödet norrut i snittet blir 6800 MW i simuleringarna. Prisskillnaderna mellan SE2 och SE3 minskar kraftigt med de planerade nätåtgärder som tas i drift i slutet av 20-talet och framåt.

Nyttobräkningarna antyder ett visst behov av ökad kapacitet söderut i snittet utöver det som ges av planerade åtgärder. Scenarierna med hög elförbrukning, *Elektrifiering Förnybart (EF)* respektive *Elektrifiering Planerbart (EP)*, ger lägre nyttogränser beroende på att en stor del av den tillkommande förbrukningen antas hamna norr om snitt 2 och därmed minskar behovet av överföring söderut. Avseende kapaciteten norrut, från SE3 till SE2, ger beräkningarna ingen svensk elmarknadsnytta av ökad kapacitet oavsett scenario.

5.2.2 Pågående och planerade nätåtgärder

Ett antal serie- och shuntkompenseringsprojekt på ledningar i snitt 2 kommer att genomföras under perioden 2024-2029. Dessa åtgärder är designade för att öka kapaciteten söderut och förväntas inte ge någon ökad kapacitet norrut i snittet. När alla dessa åtgärder är genomförda bedöms genomsnittlig kapacitet

söderut kunna öka med mellan 600 och 800 MW till 2030. Med nya ledningar Fallviken-Munga samt Fallviken-Grönviken bedöms den genomsnittliga kapaciteten kunna öka med ytterligare 100 MW. En viktig osäkerhetsfaktor här är behovet av avbrott på ledningar för att kunna genomföra kapacitetshöjande åtgärder. Summan av kapacitetsökningen till 2030 med planerade åtgärder bedöms här bli 800 MW.

Efter 2030 kommer åtgärderna inom investeringsprogrammet NordSyd att ge ytterligare ökad kapacitet söderut i snitt 2, upp till 2600 MW i steg fram till 2041.

5.2.3 Mål för ökning av kapaciteten

Avseende kapaciteten söderut i snitt 2 är bedömningen att ett visst behov finns utöver det som ges av planerade nätåtgärder, som förväntas ge cirka 800 MW ökad kapacitet. Med möjligheten att installera flödesstyrande utrustning samt effektivt nyttjande av befintlig utrustning bör den genomsnittliga kapaciteten kunna bli uppemot 100 MW högre. Målet för ökning av kapaciteten söderut i snitt 2 sätts baserat på detta till 900 MW.

Bedömningen avseende kapaciteten norrut i snittet är att ingen kapacitetsökning behövs de närmaste 10 åren. Målet för ökning av kapaciteten norrut i snitt 2 till 2030 sätts därför till noll (0) MW.

5.3 Mål för snitt 4

5.3.1 Bedömning av kapacitetsbehov

Handelsflödet över snitt 4 har under de senaste tio åren nästan uteslutande gått söderut. Det genomsnittliga elpriset har varit högre i SE4 än i SE3 under samtliga år, med störst prisskillnader under de senaste tre åren. Orsaken till de stora prisskillnaderna under 2021-2023 är till stora delar desamma som för prisskillnaderna mellan SE2 och SE3, se avsnitt 5.2.1. Handelskapaciteten i snitt 4 har alltså begränsats på grund av risk för överlast inom SE3. Det innebär bland annat att det tillskott i snittkapaciteten som idrifttagningen av SydVästlänken inneburit inte har kunna nyttjas fullt ut.

Svenska kraftnäts kortsiktiga marknadsanalys visar en tydlig trend mot minskande södergående handelsflöden i snitt 4 och ökande överföring norrut, från SE4 till SE3, se Figur 4. Dock förväntas fortsatt relativt stora om än minskande prisskillnader mellan SE3 och SE4, med högre priser i SE4, under de kommande åren.

Nyttobräkningarna ger ingen svensk elmarknadsnytta av att öka handelskapaciteten i snitt 4 söderut. På grund av minskad konsumentnytta i SE3, minskad producentnytta i SE4 och minskade flaskhalsintäkter blir den totala svenska elmarknadsnyttan tvärtom negativ, även om elmarknadsnyttan för hela det nordeuropeiska elsystemet blir positiv. Avseende kapaciteten norrut ger beräkningarna svensk elmarknadsnytta av ökad kapacitet med upp till 1000 MW år 2035 i scenariot *Elektrifiering Förnybart (EF)*, med kraftig utbyggnad av havsbaserad vindkraft söder om snitt 4. Övriga scenarier ger ingen svensk elmarknadsnytta av ökad kapacitet norrut i snitt 4.

5.3.2 Pågående och planerade nätåtgärder

Installation av shuntkompensatorer i stationerna Glan och Kimstad samt en ny dynamisk kompenseringsanläggning i Ekhyddan förväntas ge totalt 400 MW högre genomsnittlig kapacitet i båda riktningarna i snitt 4. Den nya snittledningen Ekhyddan-Nybro, med planerad idrifttagning år 2029, ökar Maximal NTC med 300 MW. Risk för överlast på ledningar inom SE3 kommer dock fortsatt begränsa överföringen söderut i snitt 4. Därför antas här att Ekhyddan-Nybro inte ger någon ökad genomsnittlig kapacitet förrän ledningsnätet i Södermanland kapacitetsuppgraderats, vilket förväntas ske under tidsperioden 2032-2033. Förnyelse av snittledningen Horred-Breared samt förnyelse av stationen Breared förväntas slutligen ge 200 MW ökning av Maximal NTC omkring 2028. Den kapaciteten kan sannolikt dock tillgodogöras marknaden först vid en etablering av mer produktionskapacitet vid Ringhalsområdet.

5.3.3 Mål för ökning av kapaciteten

Förväntade handelsflöden och prisskillnader pekar på ett visst behov av ökad kapacitet både söderut och norrut i snitt 4. Nyttobräkningarna ger visserligen negativ svensk elmarknadsnytta av ökad kapacitet söderut i snittet, men elmarknadsnyttan för hela det nordeuropeiska elsystemet är positiv och ökad kapacitet ger även andra nyttovärden, såsom förbättrad leveranssäkerhet. Med de åtgärder som ger ökad kapacitet före 2030 bedöms genomsnittlig kapacitet öka med omkring 400 MW både i södergående och norrgående riktning. Dessa nivåer sätts också som mål för kapaciteten 2030. Givet att överföringsbehovet söderut i snittet förväntas minska successivt bedöms målnivån för södergående kapacitet möta marknadens behov väl. Beroende på hur mycket produktionskapacitet som etableras i SE4 kan dock ytterligare kapacitet behövas i norrgående riktning.

Svenska kraftnät är systemansvarig myndighet, med uppgift att på ett affärsmässigt sätt förvalta, driva och utveckla ett kostnadseffektivt, driftsäkert och miljöanpassat kraftöverförings-system. 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 klimatomställningen.

SVENSKA KRAFTNÄT
Box 1200
172 24 Sundbyberg
Sturegatan 1

Tel: 010-475 80 00
Fax: 010-475 89 50
www.svk.se

