

Ärende nr: Svk 2023/2801

Datum: 2024-09-30

Mål för ökning av överföringskapaciteten mellan Sveriges elområden

Slutrapportering 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 enligt uppdraget redovisas i MW för 2030, 2035, 2040 och 2045 och ta i beaktande regeringens nuvarande bedömning om ett elbehov på minst 300 TWh år 2045. Mål för 2030 redovisades i juni 2024. Uppdaterade mål för 2030 samt mål för 2035, 2040 och 2045 presenteras i denna rapport. Målen redovisas i Tabell 1 nedan. Som jämförelse redovisas maximal tilldelad NTC under perioden 2021–2023.

	Maximal tilldelad NTC 2021–2023 [MW]	Målnivåer för överföringskapacitet [MW]			
		2030	2035	2040	2045
SE1→SE2	3 300	3 300	3 300	3 700	4 000
SE2→SE1	3 300	3 300	5 500	6 500	7 500
SE2→SE3	7 300	8 100	9 600	10 500	10 500
SE3→SE2	7 300	7 300	7 300	7 300	7 300
SE3→SE4	5 600	6 200	6 200	6 200	6 200
SE4→SE3	2 800	2 800	3 300	3 500	3 600

Tabell 1. Målnivåer för maximal överföringskapacitet mellan de svenska elområdena.

Utifrån uppdraget redovisas här mål i termer av maximal driftsäker överföring mellan elområdena, ungefär motsvarande tilldelad kapacitet till dagen före marknaden (Net Transfer Capacity, NTC). Detta mått kommer inte längre att vara styrande för handelsflöden och eventuella prisskillnader mellan elområden när flödesbaserad kapacitetsberäkningsmetod införs i Norden, vilket enligt plan ska ske i slutet av oktober 2024. Mål för maximal driftsäker överföring mellan elområden är dock även fortsatt meningsfulla som en av flera utgångspunkter för planering av nätutbyggnad och andra systemåtgärder.

Enligt uppdraget ska målnivåer tas fram avseende **årsmedelvärdet** av tillgänglig handelskapacitet. Analyser av framtida handelsflöden mellan de svenska elområdena visar att det maximala kapacitetsbehovet ökar i flera fall, medan årsmedelvärdet av kapacitetsbehovet är oförändrat eller lägre än idag.

Årsmedelvärdet av snittkapaciteten¹ avspeglar med andra ord inte hur väl kapaciteten möter marknadens behov; kapacitetsbehovet varierar kraftigt under året och det centrala är att kapaciteten finns när den behövs. I denna rapport redovisas därför målnivåer i termer av maximal kapacitet mellan elområdena. För att få jämförbara mål mellan åren redovisas här även mål för 2030 i samma termer. Observera att maximal kapacitet här avser den kapacitet som faktiskt ska vara tillgänglig för marknaden när behovet är som störst, det är alltså inte samma sak som begreppet ”maximal NTC” som används idag som ett slags referensvärde för handelskapaciteten.

Målen har tagits fram utifrån en bedömning av marknadens framtida kapacitetsbehov med stöd av marknadssimuleringar i Svenska kraftnäts fyra planeringsscenarier². I valet av målnivåer användes ett vägledande tröskelvärde avseende maximal genomsnittlig prisskillnad mellan elområden på 2 EUR/MWh (drygt 2 öre/kWh). Detta värde anges i EU-förordningen om styrningen av energiunionen och klimatåtgärder³ som vägledande tröskelvärde för prioritering av åtgärder för ökad handelskapacitet. Marknadssimuleringar med valda målnivåer ger årsmedelprisskillnader mellan elområdena i spannet 0,39-2,01 EUR/MWh som genomsnitt av alla scenarier. Medelvärdet dras upp av scenariot **Småskaligt Förnybart** (SF) som ger större prisskillnader i snitt 1 och snitt 2 jämfört med övriga scenarier. Detta scenario ligger långt ifrån gällande energipolitiska mål och har därför inte beaktats fullt ut i valet av målnivåer. Det ger dock en indikation på att kapacitetsbehovet skulle kunna bli högre i en sådan framtid.

Ingen samhällsekonomisk lönsamhetsbedömning ligger alltså till grund för målnivåerna, utan målnivåerna ska ses som riktvärden att använda som utgångspunkt för nät- och systemplanering.

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.

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

² Se Långsiktig Marknadsanalys 2024 för beskrivning av scenarierna. [Långsiktig marknadsanalys | Svenska kraftnät \(svk.se\)](https://www.svk.se/om-svk/rapporter-och-publiceringar/langsiktig-marknadsanalys-2024).

³ Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2018/1999.

Innehåll

Sammanfattning	3
1 Inledning.....	6
1.1 Uppdraget.....	6
1.2 Rapportens disposition.....	6
2 Bakgrund	7
2.1 Flödesbaserad kapacitetsberäkning gör snittkapaciteterna mindre relevanta för marknaden.....	7
2.2 Genomsnittlig snittkapacitet behöver inte öka.....	8
2.3 Överföringsbehovet ser olika ut i olika framtidsscenarier	8
2.4 Målen avspeglar marknads behov utan samhällsekonomisk lönsamhetsbedömning.....	9
2.5 Målen avser den nuvarande elområdesindelningen.....	10
3 Metod för framtagande av kapacitetsmål	11
4 Målnivåer för ökad överföringskapacitet	13
4.1 Snitt 1.....	13
4.2 Snitt 2	18
4.3 Snitt 4	21

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. Mål för 2030 redovisades i juni 2024. Uppdaterade mål för 2030 samt mål för 2035, 2040 och 2045 presenteras i denna rapport.

Enligt uppdraget ska målnivåer tas fram avseende ökad genomsnittlig tillgänglig handelskapacitet. Här redovisas istället målnivåer i termer av maximal kapacitet mellan elområdena. Skälen till detta, och vad det innebär, beskrivs närmare i avsnitt 2.2.

1.2 Rapportens disposition

I avsnitt 2 ges en bakgrund i form av förutsättningar och resonemang som är viktiga för förståelsen av rapportens innehåll. I avsnitt 3 beskrivs de analyser och den metodik som använts för att ta fram kapacitetsmål enligt uppdraget. I avsnitt 4 redovisas de kapacitetsmål som tagits fram för varje elområdesgräns.

2 Bakgrund

2.1 Flödesbaserad kapacitetsberäkning gör snittkapaciteterna mindre relevanta för marknaden

Idag beräknar de systemansvariga för elöverföringssystem (TSO) en bestämd överföringskapacitet (NTC) mellan varje budområde. Med den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden, som införs i slutet av oktober 2024, 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. Kapacitetsberäkningen till elmarknaden sker sedan genom att marknadskopplingsalgoritmen optimerar handeln för högsta samhällsnytta för den europeiska elmarknaden som helhet, med hänsyn till elnätets fysiska begränsningar. Den kapacitetstilldelning som idag görs av TSO:erna sker därmed implicit i marknadsalgoritmen. Detta leder till ökad samhällsekonomisk nytta genom ett mer effektivt utnyttjande av transmissionsnätet.

Från slutet av oktober 2024 kommer det alltså inte att tilldelas en specifik överföringskapacitet mellan varje elområde på dagen före-marknaden, vilket innebär att ett mål avseende genomsnittlig tilldelad kapacitet mellan elområden inte kommer att vara möjligt att följa upp. Svenska kraftnäts bedömning är dock att mål för maximal driftsäker överföring i snitten⁴ även fortsatt är meningsfulla som utgångspunkt för planering av nätutbyggnad och andra systemåtgärder. Denna rapport refererar fortsatt till detta värde som "snittkapacitet", vilket alltså inte avser kapacitet som tilldelas marknaden utan bara avser det maximala flöde som kan gå över ett snitt med bibehållen driftsäkerhet under givna driftförhållanden.

Med flödesbaserad kapacitetsberäkningsmetod kommer snittkapaciteterna inte att vara styrande för marknadsutfallet och resulterande prisskillnader mellan elområden på samma sätt som idag. Utifrån analyser med utgångspunkt i de aktuella målnivåerna kan åtgärder föreslås som höjer snittkapaciteterna. Föreslagna åtgärder behöver därefter utvärderas (bland annat) utifrån hur de påverkar elmarknaden med flödesbaserad kapacitetsberäkning. Generellt kan åtgärder som höjer snittkapaciteter även förväntas leda till ökad handel mellan elområden med flödesbaserad kapacitetsberäkningsmetod.

⁴ Med "snitt" avses här en gräns mellan två elområden.

2.2 Genomsnittlig snittkapacitet behöver inte öka

Analys av framtida handelsflöden mellan de svenska elområdena visar att det maximala kapacitetsbehovet ökar i flera fall, medan årsgenomsnittet av kapacitetsbehovet är oförändrat eller lägre än idag. Årsmedelvärdet av snittkapaciteten avspeglar med andra ord inte hur väl kapaciteten möter marknadens behov; kapacitetsbehovet varierar kraftigt under året och det centrala är att kapaciteten finns när den behövs.

Utifrån ovanstående har Svenska kraftnät här inte tagit fram mål avseende årsmedelvärden för snittkapaciteterna, utan avseende maximal snittkapacitet. För att få jämförbara mål mellan åren redovisas även mål för 2030 i samma termer. Observera att maximal kapacitet här avser den kapacitet som faktiskt ska vara tillgänglig för marknaden när behovet är som störst, det är med andra ord inte samma sak som begreppet ”maximal NTC” som används som ett slags referensvärde för handelskapacitet idag. För att uppnå målen behöver Svenska kraftnät alltså se till att kapacitet motsvarande målnivåerna finns tillgänglig när behovet är som störst. Detta görs i planeringsskedet, genom att nätet dimensioneras utifrån de driftsituationer då behovet förväntas vara som störst. Svenska kraftnät behöver också ta hänsyn till påverkan av planerade och oplanerade avbrott vid dimensionering av nätet, vilket skulle kunna innebära att nätet i vissa fall behöver dimensioneras med en viss ”överkapacitet”. 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 avbrottstider och planera avbrott så att de ger så liten påverkan som möjligt på leveranssäkerheten och elmarknaden. Den möjliga handeln på dagen före marknaden kan också ökas, utan att öka nätets faktiska överföringskapacitet, genom olika marknadsbaserade åtgärder.

2.3 Överföringsbehovet ser olika ut i olika framtidsscenarioer

Svenska kraftnät använder fyra olika långsiktsscenarioer⁵ i planeringen av transmissionsnätet. Scenarierna representerar olika utvecklingsvägar från ett gemensamt utgångsläge 2025. Nivån på den svenska elförbrukningen år 2045 varierar från 200 TWh i scenariot **Småskaligt Förnybart** (SF) till 342 TWh i scenarierna **Elektrifiering Planerbart** (EP) och **Elektrifiering Förnybart**

⁵ Se Långsiktig Marknadsanalys 2024 för beskrivning av scenarierna. [Långsiktig marknadsanalys | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#).

(EF). Dessa två scenarier, med en svensk elförbrukning som överskrider planeringsmålet på 300 TWh år 2045, har beaktats särskilt vid bedömning av kapacitetsbehovet. Svenska kraftnäts fyra planeringsscenarier syftar dock till att täcka ett stort möjligt utfallsrum och alla fyra scenarier har analyserats i detta arbete. Exempelvis medför scenariot **Småskaligt Förnybart** (SF), med ca 200 TWh svensk elförbrukning 2045, ett högre kapacitetsbehov söderut i snitt 1 och 2 jämfört med scenarierna EP och EF. Scenariot SF inkluderar inte den massiva ökningen av industriförbrukningen som förväntas i SE1 samtidigt som befintlig kärnkraft antas avvecklas successivt till 2040 utan att ersättas av nya reaktorer. Detta scenario bedöms ligga långt ifrån gällande energipolitik och har därför inte beaktats fullt ut vid valet av mål för snittkapaciteterna, men visar på att kapacitetsbehovet skulle kunna bli högre än valda målnivåer i en sådan framtid.

Vidare beror överföringsbehovet 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.

De målnivåer för kapaciteten som redovisas i denna rapport kommer att ses över i samband med framtagande av ny långsiktig marknadsanalys (LMA), som närmast sker 2026.

2.4 Målen avspeglar marknadens behov utan samhällsekonomisk lönsamhetsbedömning

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 snitt 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 en bedömning av marknadens framtida kapacitetsbehov, med stöd av ett vägledande tröskelvärde för genomsnittliga prisskillnader mellan elområden på 2 EUR/MWh (se avsnitt 3 och 4). Ingen

samhällsekonomisk lönsamhetsbedömning ligger alltså till grund för målnivåerna, utan målnivåerna ska ses som riktvärden att använda som utgångspunkt för nät- och systemplanering.

2.5 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 Metod för framtagande av kapacitetsmål

Målnivåerna har tagits fram genom att analysera hur stora handelsflöden som skulle uppstå mellan elområdena om det inte fanns några kapacitetsbegränsningar i det svenska transmissionsnätet. Detta ger en indikativ bild av ”marknadens kapacitetsbehov”, det vill säga vilken överföringskapacitet som skulle behövas för att alltid få samma pris i alla elområden. Analysen har gjorts genom simuleringar i en NTC-baserad marknadsmodell, med ”obegränsad” (det vill säga mycket stor) handelskapacitet mellan de svenska elområdena.

Beräkningarna har gjorts för år 2025 samt för vart och ett av Svenska kraftnäts fyra planeringsscenarier⁶ för åren 2035 och 2045. För de svenska snitten sattes handelskapaciteten till 30 000 MW, medan övriga förbindelser antagits ha samma kapacitet som i simuleringarna för LMA 2024. Sedan LMA 2024 publicerades har planerna på Hansa PowerBridge, en ny utlandsförbindelse mellan SE4 och Tyskland, stoppats och denna tillkommande kapacitet har tagits bort från modellen i de aktuella analyserna.

Resultterande handelsflöden redovisas för varje snitt i avsnitt 4. Resultaten av simuleringarna varierar kraftigt mellan de fyra scenarierna. Sammanfattningsvis ger scenariot **Elektrifiering Förnybart** (EF) de högsta flödena norrut i snitten, medan scenariot **Småskaligt Förnybart** (SF) ger de största flödena söderut. Extremt höga flöden uppstår i simuleringarna under ett fåtal av årets timmar. Att dimensionera stamnätet för att klara de allra högsta flödena skulle innebära att bygga ledningskapacitet på flera tusen MW som nyttjas under en försvinnande liten del av året. Rimliga nivåer för dimensionering av överföringskapaciteten kan istället tänkas ligga som högst omkring 90:e till 95:e percentilen av de simulerade handelsflödena.

I ett andra steg genomfördes kompletterande simuleringar i en NTC-baserad marknadsmodell med handelskapaciteter motsvarande 90-95:e percentilen av de handelsflöden som räknats fram i modellen med obegränsad kapacitet. Huvudsyftet med dessa beräkningar var att kontrollera resulterande prisskillnader mellan elområden för olika scenarier. Slutliga målnivåer för kapacitet fastställdes därefter med utgångspunkt från dessa resultat och resonemang kring rimliga målnivåer utifrån de olika scenarierna.

⁶Se [Långsiktig marknadsanalys | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#) för beskrivning av scenarierna.

I valet av kapacitetsmål användes ett vägledande tröskelvärde avseende maximal genomsnittlig prisskillnad mellan elområden på 2 EUR/MWh (drygt 2 öre/kWh). Detta värde anges i EU-förordningen om styrningen av energiunionen och klimatåtgärder⁷ som vägledande tröskelvärde för prioritering av åtgärder för ökad handelskapacitet. Marknadssimuleringar med valda målnivåer ger årsmedelprisskillnader mellan elområdena i spannet 0,39-2,01 EUR/MWh som genomsnitt av alla scenarier. Med dessa prisskillnader är det osannolikt att elmarknadsnyttan av ytterligare ökad kapacitet skulle motsvara kostnaden för kapacitetshöjande åtgärder.

Valda målnivåer samt analyser och resonemang bakom dessa redovisas för varje snitt i avsnitt 4.

⁷ Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2018/1999.

4 Målnivåer för ökad överföringskapacitet

Tabell 2 sammanfattar de målnivåer som tagits fram för maximala snittkapaciteter 2030, 2035, 2040 och 2045. Som jämförelse redovisas den maximala NTC som tilldelats marknaden under perioden 2021–2023. I avsnitt 4.1-4.3 beskrivs analyserna och resonemangen bakom målnivåerna för respektive snitt.

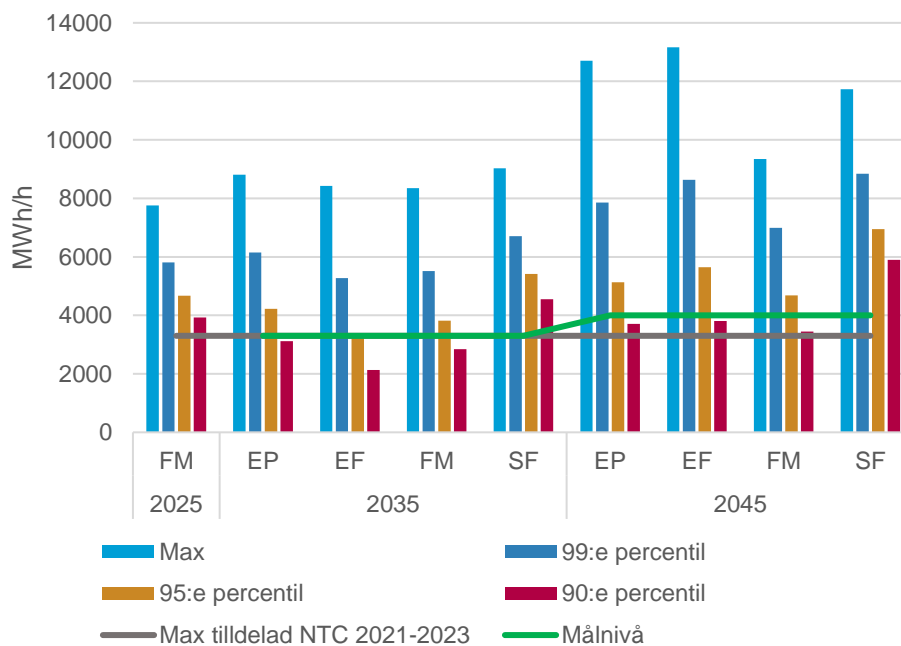
	Maximal tilldelad NTC 2021–2023 [MW]	Målnivåer för överföringskapacitet [MW]			
		2030	2035	2040	2045
SE1→SE2	3 300	3 300	3 300	3 700	4 000
SE2→SE1	3 300	3 300	5 500	6 500	7 500
SE2→SE3	7 300	8 100	9 600	10 500	10 500
SE3→SE2	7 300	7 300	7 300	7 300	7 300
SE3→SE4	5 600	6 200	6 200	6 200	6 200
SE4→SE3	2 800	2 800	3 300	3 500	3 600

Tabell 2. Målnivåer för maximal överföringskapacitet mellan de svenska elområdena.

4.1 Snitt 1

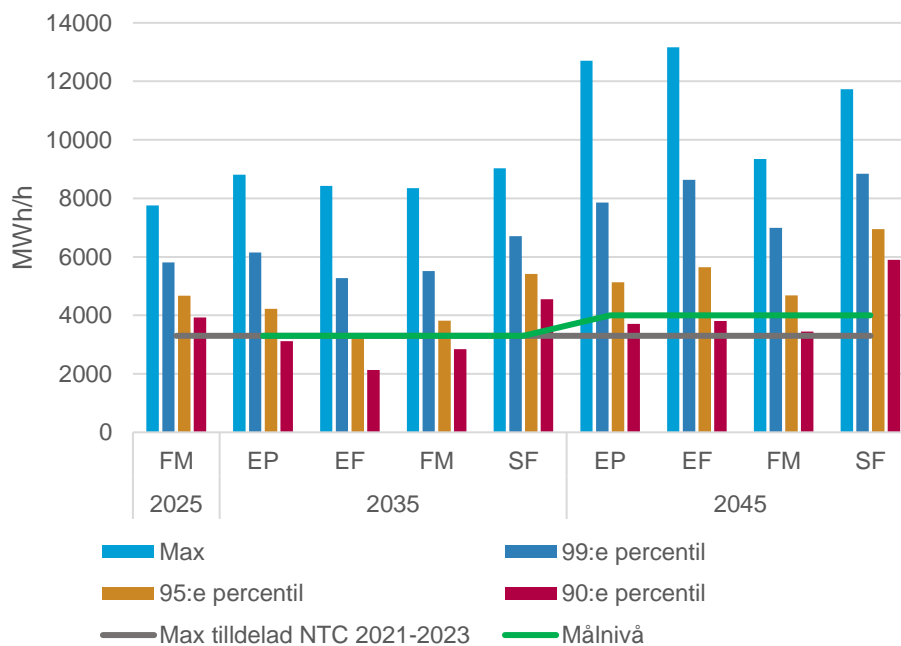
Målnivån för kapaciteten i snitt 1 till 2030 har satts till motsvarande dagens maximala NTC på 3 300 MW i båda riktningarna. Simuleringarna i LMA2024 för år 2025 samt i Kortsiktig marknadsanalys (KMA) 2023⁸ för åren 2024–2028 ger mycket små prisskillnader mellan SE1 och SE2 framemot 2030. Kapacitetsbehovet i snitt 1 under de närmsta åren är dock starkt beroende av tidplaner och omfattning av planerade industrisatsningar i SE1.

⁸ [Kortsiktig marknadsanalys 2023 \(svk.se\)](#).



Figur 1 visar simulerade handelsflöden **söderut** i snitt 1 med obegränsad snittkapacitet 2025, 2035 och 2045 i de fyra scenarierna. Handelsflödena i 2025-simuleringarna blir betydligt högre än maximal tilldelad NTC 2021–2023, främst eftersom även snittkapaciteten söderut i snitt 2 är obegränsad i simuleringarna, vilket även medför högre flöden söderut i snitt 1. Målnivån för kapaciteten söderut i snittet till 2035 sattes till motsvarande dagens maximala NTC. Målnivån ligger över 90:e percentilen av handelsflödet med obegränsad kapacitet i alla scenarier utom **Småskaligt Förnybart** (SF). Målnivån för 2045 sattes till 4 000 MW, strax över 90:e percentilen av handelsflödet i scenarierna **Elektrifiering Planerbart** (EP) och **Elektrifiering Förnybart** (EF). Den valda målnivån bedöms möta behovet i alla scenarier utom SF.

Målnivån för 2040 sattes till medelvärdet av nivåerna för 2035 och 2045.

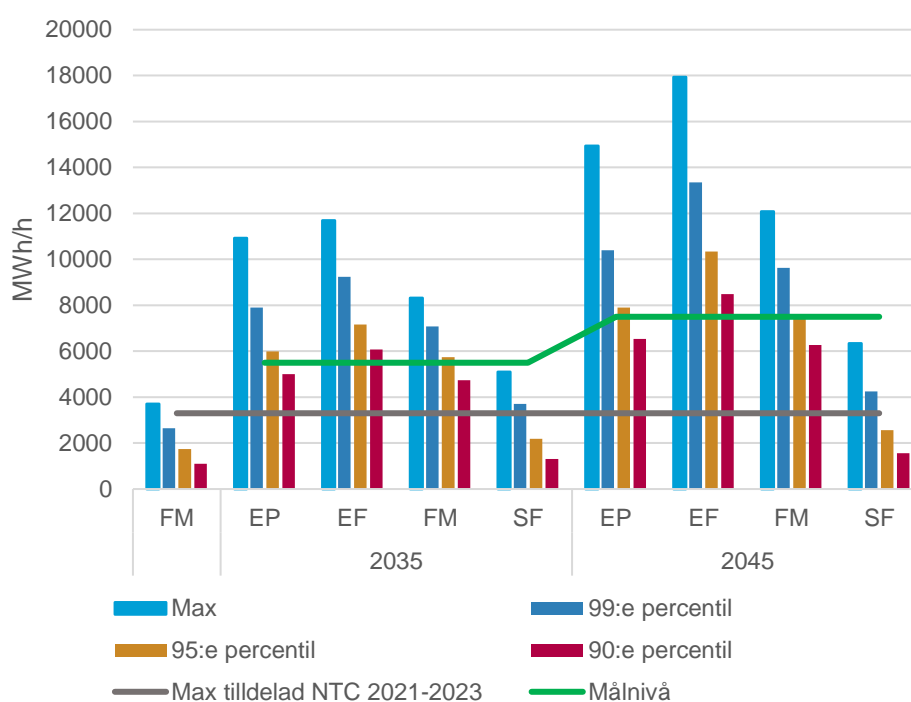


Figur 1. Simulerade handelsflöden söderut i snitt 1 med obegränsad snittkapacitet 2025, 2035 och 2045 i de fyra scenarierna Elektrifiering Planerbart (EP), Elektrifiering Förnybart (EF), Färdplaner Mixat (FM) och Småskaligt Förnybart (SF), maximal tilldelad NTC 2021–2023 och valda målnivåer för snittkapacitet 2035 och 2045.

Figur 2 visar Simulerade handelsflöden **norrut** i snitt 1 med obegränsad snittkapacitet 2025, 2035 och 2045 i de fyra scenarierna. Målnivåerna för kapaciteten norrut i snitt 1 till 2035 och 2045 sattes till medelvärdet av 90:e percentilen av handelsflödet i scenarierna EP och EF. Dessa scenarier inkluderar en massiv ökning av elförbrukningen i SE1 vilket ger stora norrgående flöden i snittet. Bedömningen är att förbrukningen i SE1 i dessa scenarier är väl tilltagen och utifrån det att målnivåerna med stor sannolikhet kommer att täcka behovet.

Ytterligare en faktor som kan få stor påverkan på behovet av överföringskapacitet mellan SE2 och SE1 är en potentiell vätgasledning runt Bottenviken. Svenska kraftnäts analyser⁹ visar att en sådan vätgasledning kan ge kraftigt sänkt elpris i SE1 och därmed minska behovet av överföringskapacitet från SE2 norrut. Samplanering av elnät och vätgasinфраstruktur kan ha stor betydelse och bidra till ett mer kostnadseffektivt energisystem.

Målnivån för 2040 sattes till medelvärdet av nivåerna för 2035 och 2045.



Figur 2. Simulerade handelsflöden norrut i snitt 1 med obegränsad snittkapacitet 2025, 2035 och 2045 i de fyra scenarierna Elektrifiering Planerbart (EP), Elektrifiering Förnybart (EF), Färdplaner Mixat (FM) och Småskaligt Förnybart (SF), maximal tilldelad NTC 2021–2023 och valda målnivåer för snittkapacitet 2035 och 2045.

Tabell 3 visar resulterande skillnader i årsmedelpris mellan SE1 och SE2 i simuleringar av de fyra scenarierna med snittkapacitet enligt valda målnivåer. Tabell 4 visar medelvärdet av absoluta timvisa prisskillnader mellan SE1 och SE2 i de fyra scenarierna. Skillnaden i årsmedelpris blir mindre än 2 EUR/MWh i alla scenarier år 2035. År 2045 blir årsmedelprisskillnaderna mindre än 2 EUR/MWh i alla scenarier utom SF. Årsmedelprisskillnaderna blir

⁹ [Presentation webinarium LMA2024 \(svk.se\)](https://www.svk.se/press/pressmeddelanden/2024/04/04/presentation-webbinarium-lma2024).

lägre än medelvärdet av absoluta timvisa prisskillnader i de scenarier där prisskillnaderna har olika tecken under olika timmar. Medelvärdet av de absoluta timvisa prisskillnaderna blir relativt hög i scenarierna EF och SF, men lägre än 2 EUR/MWh som genomsnitt av alla scenarier.

Årsmedelprisskillnad SE1-SE2 [EUR/MWh]					
	EF	EP	FM	SF	Medel alla scenarier
2035	-0.87	0.26	-0.10	1.79	0.75
2045	-1.40	0.16	0.25	2.80	1.15

Tabell 3. Skillnad i årsmedelpris mellan SE1 och SE2 i simuleringar av de fyra scenarierna samt medelvärdet för alla scenarier med snittkapacitet enligt valda målnivåer. Positiva värden innebär högre pris i SE2. Medelvärdet för alla scenarier avser absolutvärden av årsmedelprisskillnaderna då dessa har olika tecken i olika scenarier. 1 EUR/MWh motsvarar drygt 1 öre/kWh.

Medelvärde av absoluta timvisa prisskillnader SE1-SE2 [EUR/MWh]					
	EF	EP	FM	SF	Medel alla scenarier
2035	1.32	1.15	0.71	1.79	1.24
2045	2.91	1.04	0.58	2.80	1.83

Tabell 4. Medelvärde av absoluta timvisa prisskillnader mellan SE1 och SE2 i simuleringar av de fyra scenarierna med kapacitet enligt valda målnivåer. 1 EUR/MWh motsvarar drygt 1 öre/kWh.

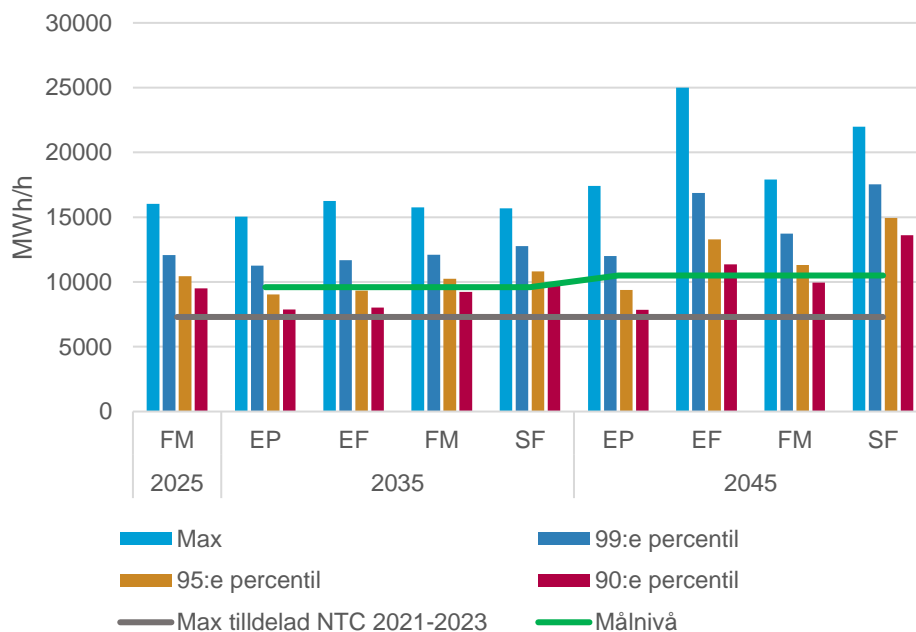
Redan de valda målnivåerna skulle innebära omfattande investeringar i stamnätet för att uppnå. Simuleringarna visar också att höga flöden norrut uppstår främst under sommarhalvåret, då avbrott på ledningar normalt planeras. För att upprätthålla tillräcklig kapacitet under den perioden på året kan det tänkas att en viss ”överkapacitet” kan behövas i stamnätet.

Svenska kraftnät utreder för närvarande möjliga åtgärder för att öka överföringskapaciteten i snitt 1. Flera olika tekniska alternativ utreds, vilket förutom ytterligare 400 kV-ledningar även inkluderar högspänd likström, högre systemspänning i växelströmsnätet samt samplanerade energisystemlösningar där en del av det tillkommande regionala behovet av vätgas ombesörjs via rörledningar. I dessa utredningar undersöks också ökad kapacitet mellan SE1 och Finland samt mellan SE1 och Norge, vilket i sin tur skulle påverka kapacitetsbehovet i snitt 1.

4.2 Snitt 2

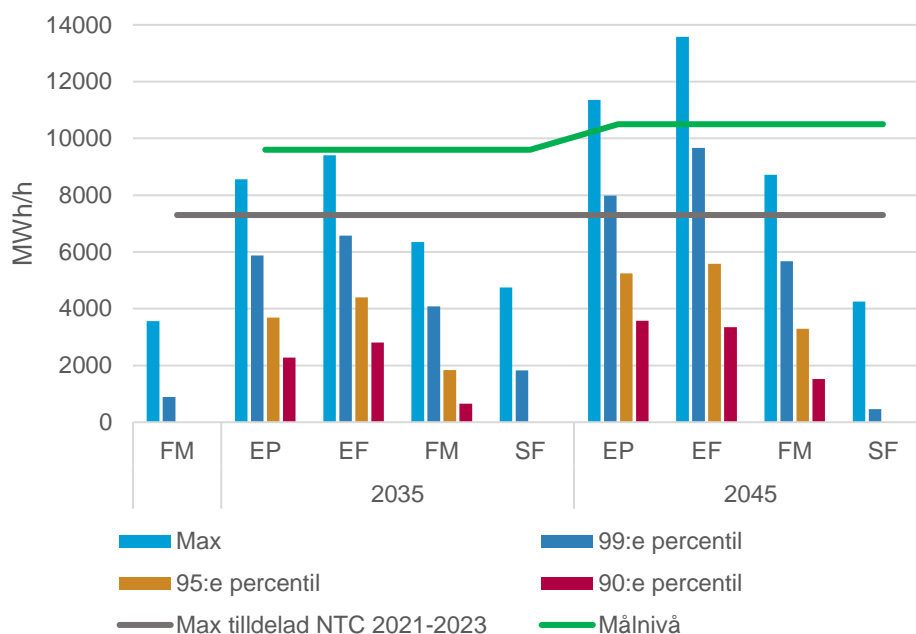
Figur 3 visar simulerade handelsflöden **söderut i snitt 2** med obegränsad snittkapacitet 2025, 2035 och 2045 i de fyra scenarierna. Målnivåerna för kapaciteten söderut i snitt 2 till 2030, 2035, 2040 och 2045 har satts till den kapacitet som bedöms möjliggöras av planerade åtgärder inom det så kallade NordSyd-paketet¹⁰. Målnivån för 2035 ligger över den 95:e percentilen av handelsflödet med obegränsad kapacitet i scenarierna **Elektrifiering Planerbart (EP)** och **Elektrifiering Förnybart (EF)**, och ungefär i nivå med 90:e percentilen av handelsflödet i scenarierna **Färdplaner Mixat (FM)** och **Småskaligt Förnybart (SF)**. Enligt planen för NordSyd tillkommer ytterligare kapacitet i slutet av 2035, då det så kallade Karlstadbenet tas i drift. Kapaciteten söderut i snitt 2 bedöms då öka till 10 300 MW. Kapacitetsbehovet 2045 blir som väntat högst i scenarierna utan kärnkraft, EF och SF. Målnivån för 2045 ligger över 90:e percentilen av handelsflödet med obegränsad kapacitet i scenarierna med kärnkraft, EP och FM, och något under 90:e percentilen i scenariot EF. I scenariot SF blir kapacitetsbehovet (90-95:e percentilen) betydligt högre. Beroende på hur mycket ny elproduktion som tillkommer söder om snitt 2 skulle kapacitetsbehovet alltså kunna bli högre än de 10 500 MW som möjliggörs av de omfattande investeringarna i NordSyd-paketet.

¹⁰ Investeringarna i NordSyd-paketet beskrivs i Svenska kraftnäts [Nätutvecklingsplan 2024–2033 \(svk.se\)](https://www.svk.se/om-svk/nyheter-och-pressmeddelanden/2023-09-14-natutvecklingsplan-2024-2033).



Figur 3. Simulerade handelsflöden söderut i snitt 2 med obegränsad snittkapacitet 2025, 2035 och 2045 i de fyra scenarierna Elektrifiering Planerbart (EP), Elektrifiering Förnybart (EF), Färdplaner Mixat (FM) och Småskaligt Förnybart (SF), maximal tilldelad NTC 2021–2023 och valda målnivåer för snittkapacitet 2035 och 2045.

Handelsflödena **norrut** i snitt 2 blir (mycket) lägre än dagens maxkapacitet under minst 95 % av tiden i alla scenarier, se Figur 4. Ingen ytterligare kapacitet bedöms alltså behövas och målnivåerna har därmed satts till motsvarande dagens maximala NTC. De åtgärder som genomförs inom NordSyd för att öka kapaciteten söderut i snittet kommer dock sannolikt även att öka kapaciteten norrut.



Figur 4. Simulerade handelsflöden norrut i snitt 2 med obegränsad snittkapacitet 2025, 2035 och 2045 i de fyra scenarierna Elektrifiering Planerbart (EP), Elektrifiering Förnybart (EF), Färdplaner Mixat (FM) och Småskaligt Förnybart (SF), maximal tilldelad NTC 2021–2023 och valda målnivåer för snittkapacitet 2035 och 2045.

Tabell 5 visar resulterande skillnader i årsmedelpris mellan SE2 och SE3 i simuleringar av de fyra scenarierna med snittkapaciteter enligt valda målnivåer. Tabell 4 visar medelvärdet av absoluta prisskillnader mellan SE2 och SE3 i de fyra scenarierna. Skillnaden i årsmedelpris blir mindre än 1 EUR/MWh i alla scenarier år 2035. År 2045 blir prisskillnaderna mindre än 2 EUR/MWh i alla scenarier utom SF, där prisskillnaden blir 5,60 EUR/MWh. Medelvärdet av de absoluta prisskillnaderna blir lika med årsmedelprisskillnaden eftersom prisskillnaden i princip alltid har samma tecken (högre pris i SE3 än i SE2). Med dessa prisskillnader är det osannolikt att ytterligare högre kapacitet i snitt 2 skulle ge elmarknadsnytta motsvarande kostnaderna för kapacitetshöjande åtgärder.

Årsmedelprisskillnad SE2-SE3 [EUR/MWh]					
	EF	EP	FM	SF	Medel alla scenarier
2035	0.18	0.23	0.59	0.56	0.39
2045	1.59	0.04	0.82	5.60	2.01

Tabell 5. Skillnad i årsmedelpris mellan SE2 och SE3 i simuleringar av de fyra scenarierna med kapacitet enligt valda målnivåer. Positiva värden innebär högre pris i SE3. 1 EUR/MWh motsvarar drygt 1 öre/kWh.

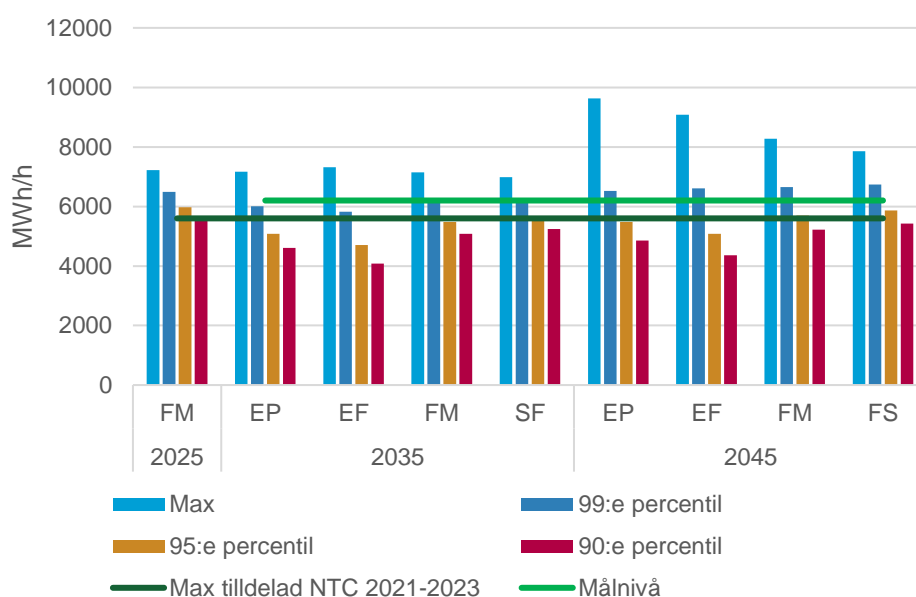
Medelvärde av absoluta timvisa prisskillnader SE2-SE3 [EUR/MWh]					
	EF	EP	FM	SF	Medel alla scenarier
2035	0.18	0.23	0.59	0.56	0.39
2045	1.59	0.04	0.82	5.60	2.02

Tabell 6. Medelvärde av absoluta timvisa prisskillnader SE2-SE3 i simuleringar av de fyra scenarierna samt medel för alla scenarier med kapacitet enligt valda målnivåer. 1 EUR/MWh motsvarar drygt 1 öre/kWh.

4.3 Snitt 4

Målnivån för kapaciteten i snitt 4 till 2030 har satts till motsvarande dagens maximala NTC på 6 200 MW i båda riktningarna. Svenska kraftnäts kortsiktiga marknadsanalys, KMA 2023, visar på kraftigt minskande prisskillnader mellan SE3 och SE4 till 2028 och till 2030 bedöms överföring motsvarande dagens maximala NTC vara tillräcklig. Viktigt att notera här är att den NTC som faktiskt tilldelats marknaden inte översteg 5 600 MW under perioden 2021–2023, det vill säga att kapaciteten har legat ganska långt under maximal NTC. Målnivån på 6 200 MW innebär med andra ord en ökning av faktisk tillgänglig kapacitet jämfört med dagsläget.

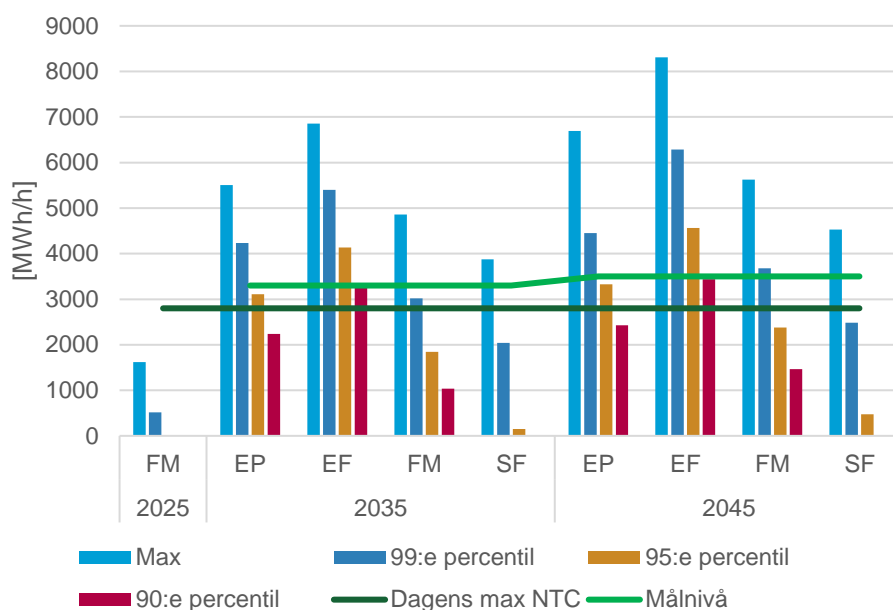
Utifrån simuleringarna med öppna snitt ses inget behov av ytterligare ökad kapacitet **söderut** i snitt 4 efter 2030. Dagens maximala NTC ligger en bit över 95:e percentilen av handelsflödet med obegränsad kapacitet i alla scenarier, se Figur 5. Målnivån för kapacitet söderut i snitt 4 för 2035, 2040 och 2045 har därför satts till 6 200 MW.



Figur 5. Simulerade handelsflöden söderut i snitt 4 med obegränsad snittkapacitet 2025, 2035 och 2045 i de fyra scenarierna Elektrifiering Planerbart (EP), Elektrifiering Förnybart (EF), Färdplaner Mixat (FM) och Småskaligt Förnybart (SF), maximal tilldelad NTC 2021–2023 och valda målnivåer för snittkapacitet 2035 och 2045.

Kapacitetsbehovet **norrut** i snitt 4 är starkt scenarieroende. De norrgående flödena i snittet ökar till 2035 och 2045 i alla scenarier, men framför allt i scenarierna **Elektrifiering Planerbart (EP)** och **Elektrifiering Förnybart (EF)**, se Figur 6. Omfattningen av investeringar i havsbaserad vindkraft söder om snitt 4 kommer att ha stor betydelse för överföringsbehovet norrut i snittet. Analyserna tyder på att höga flöden norrut i snitt 4 till stor del drivs av vindkraftsproduktion söder om snittet, vilket innebär att kapacitetsbehovet varierar kraftigt och kan vara relativt svårt att förutsäga.

Målnivåerna för 2035 och 2045 sattes till 90:e percentilen av handelsflödet med obegränsad kapacitet i scenariot EF. Denna nivå ligger över 95:e percentilen av handelsflödet i övriga scenarier och över eller i nivå med 99:e percentilen i scenarierna FM och SF, se Figur 6.



Figur 6. Simulerade handelsflöden norrut i snitt 4 med obegränsad snittkapacitet 2025, 2035 och 2045 i de fyra scenarierna Elektrifiering Planerbart (EP), Elektrifiering Förnybart (EF), Färdplaner Mixat (FM) och Småskaligt Förnybart (SF), maximal tilldelad NTC 2021–2023 och valda målnivåer för snittkapacitet 2035 och 2045.

Tabell 7 visar resulterande skillnader i årsmedelpris mellan SE3 och SE4 i simuleringar av de fyra scenarierna med kapacitet enligt valda målnivåer. Tabell 8 visar medelvärdet av absoluta prisskillnader mellan SE3 och SE4 i de fyra scenarierna. Prisskillnaderna blir mycket små i de flesta simuleringar. EF ger störst prisskillnader, och i detta scenario blir priset högre i SE3 än i SE4 både 2035 och 2045.

Årsmedelprisskillnad SE3-SE4 [EUR/MWh]					
	EF	EP	FM	SF	Medel alla scenarier
2035	-1.66	-0.37	0.27	0.11	0.60
2045	-1.13	0.63	1.18	0.02	0.74

Tabell 7. Skillnad i årsmedelpris mellan SE3 och SE4 i simuleringar av de fyra scenarierna samt medelvärdet för alla scenarier med snittkapaciteter enligt valda målnivåer. Positiva värden innebär högre pris i SE4. Medelvärdet för alla scenarier avser absolutvärden av årsmedelprisskillnaderna då dessa har olika tecken i olika scenarier. 1 EUR/MWh motsvarar drygt 1 öre/kWh.

Medelvärde av absoluta timvisa prisskillnader SE3-SE4 [EUR/MWh]					
	EF	EP	FM	SF	Medel alla scenarier
2035	1.72	0.46	0.41	0.12	0.68
2045	1.17	0.97	1.24	0.03	0.85

Tabell 8. Medelvärde av absoluta timvisa prisskillnader SE3-SE4 i simuleringar av de fyra scenarierna samt medel för alla scenarier med kapacitet enligt valda målnivåer. 1 EUR/MWh motsvarar drygt 1 öre/kWh.

Pågående och planerade nätförstärkningar som kommer att höja överföringskapaciteten i snitt 4 inkluderar reaktiv kompensering av snittledningarna, uppgraderade och nya snittledningarna samt förstärkning av ledningsnätet i SE3. Dessa investeringar bedöms möjliggöra överföring söderut i snitt 4 minst motsvarande de valda målnivåerna. Ytterligare analys behövs för att säkerställa hur stor överföring norrut som möjliggörs med dessa åtgärder.

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

