



Prisforskjeller og kapasitet nord-sør

**Statnett**



# Forord

Det norske og svenske kraftsystemet er tett integrert og overfører normalt mye kraft fra nord til sør. Overføringsbehovet er økende og Statnett og Svenska kraftnät (SvK) gjennomfører flere tiltak som vil gi økt kapasitet nord-sør både i Norge og Sverige.

Det har i flere år tidvis vært flaskehals og prisforskjeller mellom nord og sør i Norge og Sverige. Det siste halve året har imidlertid prisforskjellene blitt ekstremt store. Dette skyldes både at det har blitt bygget ut mer vindkraft i de nordlige delene av Norge og Sverige, at det periodevis har vært nedsatt overføringskapasitet i det svenske nettet og at det samtidig har vært svært høye europeiske kraftpriser som også har gitt høye priser i de sørlige delene av Norge og Sverige.

I denne presentasjonen gir vi en oversikt over kapasitet, kraftflyt og prisforskjeller mellom nord og sør i Norge og Sverige. Vi viser hvordan mer overføringskapasitet og forbruksvekst nord i Norge og i Sverige, samt mer normale kraftpriser på kontinentet, gir mindre flaskehals og mye lavere prisforskjeller til 2030-40.

Selv om vi forventer vesentlig lavere prisforskjeller på sikt gjør de store prisforskjellene vi har nå at vi vurderer å framskynde våre planer for å øke kapasiteten mellom nord og sør raskere. I presentasjonen gir vi derfor også en status på dette arbeidet innenfor følgende kategorier:

- System- og markedstiltak for økt utnyttelse av eksisterende nett
- Installere komponenter for å styre kraftflyten bedre
- Gjennomføre planlagte nettiltak noe raskere

På grunn av den tette og gjensidige avhengigheten mellom det norske og svenske kraftsystemet må vi se årsaken til flaskehalsene og tiltak for å redusere disse i både Norge og Sverige i sammenheng. Vi jobber derfor tett med SvK for å klargjøre videre utvikling og hvorvidt det er behov for nye tiltak. Dette arbeidet vil pågå videre gjennom 2022.

Denne presentasjonen er laget av Ivar Husevåg Døskeland, Agnes Nybø, Anders Kringstad, Magnus Gustafsson og Martine Moë Winsnes, med bidrag fra flere.

# Sammendrag

Det er stor kraftoverføring fra nord til sør i det felles norsk-svenske kraftsystemet. Hovedårsaken til dette ligger i Sverige, der de fleste vannkraftverkene og mye ny vindkraft ligger i nord, mens det meste av forbruket ligger i sør. Det svenske nettet har derfor mange ledninger mellom nord og sør. Også i Norge er det høy kraftoverføring fra nord til sør, men mindre enn den svenske og fordelt på færre ledninger enn i Sverige, godt hjulpet av en mer jevn fordeling av forbruk og produksjon.

Siden Norge og Sverige har et felles nett blir kraftflyten i de ulike ledningene bestemt både av fordelingen av forbruk og produksjon, og den fysiske motstanden i ledningene. Og fordi det er flere ledninger og mindre elektrisk motstand i Sverige enn i Norge, vil mye av den samlede flyten fra nord til sør i det norsk-svenske systemet gå på de svenske ledningene. For å unngå overbelastning må derfor den samlede overføringskapasiteten som gis til markedet være lavere enn hva ledningene har kapasitet til ved en jevnere flytfordeling. I Norge betyr dette at vi drifter systemet med lavere kapasitet enn hva de norske ledningene tåler isolert sett.

Til tross ineffektiviteten gitt av den skjeve flytfordelingen, har det vært moderate flaskehalser og prisforskjeller nord-sør i Norge og Sverige de siste ti årene. Det siste halve året har imidlertid dette endret seg, og det har blitt voldsomt store prisforskjeller med lave kraftpriser i nord og midt, og høye i sør. Dette skyldes kombinasjonen av mye ny vindkraft og et større kraftoverskudd i nord, redusert overføringskapasitet nord-sør og rekordhøye kraftpriser ellers i Europa drevet av høye brensels- og CO<sub>2</sub>-priser.

Statnett og Svenska kraftnät (SvK) har lenge beregnet at det vil bli økt kraftutveksling nord-sør og planlegger derfor flere store nettforstrekninger. I sum vil disse øke den samlede overføringskapasiteten nord-sør med 50-60 %. I Norge inkluderer dette å oppgradere til 420 kV over Sognefjorden og ned hele Vestlandet, fra sør i Nordland og gjennom Midt-Norge og mellom Sunndalsøra og Oslo. I Sverige skal en rekke forsterkninger over tid gi vesentlig større kapasitet blant annet mellom prisområdene SE2 og SE3. Å forsterke nettet tar

imidlertid lang tid, og med dagens fremdriftsplaner er det er først mot 2030 at dette vil gi vesentlige kapasitetsøkninger.

Vi forventer en rask forbruksvekst innen ny industri, elektrolyse og datasentre nord i Sverige og i Nord- og Midt-Norge. Samtidig ligger det an til å bli mer havvind i sør både i Sverige og Norge, og vi vil få mer forbruk vest i Norge som trekker mer av flyten over på norsk side. Kombinert med mer normale priser på gass og den pågående overgangen til vind og solkraft ellers i Europa viser våre modellberegninger at vi innen få år vil få mye mindre prisforskjeller nord-sør i Norge og Sverige. Dette forsterkes med innføringen av flytbasert markedskobling neste år, som vil bidra til økt utnyttelse av det eksisterende nettet og dermed reduserte prisforskjeller.

Selv om flere faktorer demper prisforskjellene viser våre beregninger at vi fortsatt vil ha gjenværende flaskehalser i fremtiden. Videre vet vi at det vil ta tid før vi får full effekt av de ulike faktorene som demper prisforskjellene. Statnett vurderer derfor nå mulige tiltak som raskere kan gi økt kapasitet på kort og mellomlang sikt. For å vurdere mulighetene har vi etablert et tettere operasjonelt samarbeid mellom Statnett og SvK på flere nivå: Ledelse, plan, drift. Vi vurderer:

- Tiltak i driften som kan gi økt kapasitet til markedet. Sammen med SvK gjør vi en systematisk gjennomgang for å identifisere mulige tiltak.
- Tiltak som øker flyten nord-sør i det norske nettet. Her vurderer vi effekten av å installere komponenter for å styre flyten mer over på norsk side
- Mulighet for å gjennomføre planlagte nettforstrekninger raskere

I tillegg til dette gjør vi nå enda mer grundige analyser sammen med SvK for å få et mer tydelig bilde av hvordan flytbasert og en mer effektiv drift påvirker prisforskjellene nord-sør det kommende tiåret.



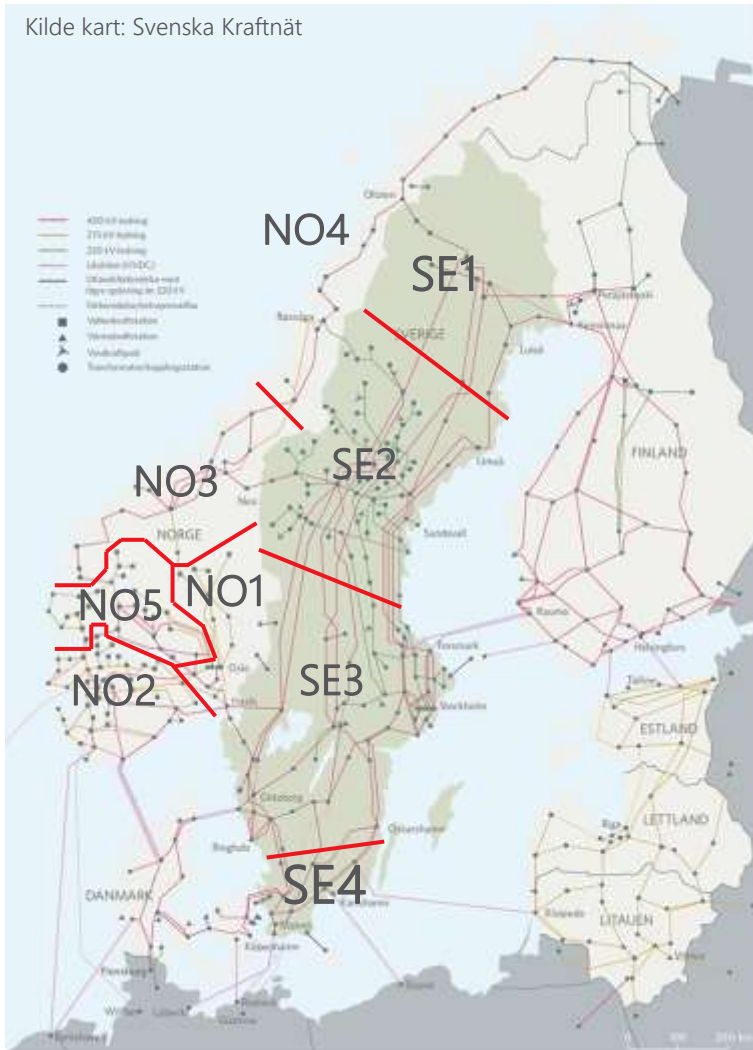
# Ekstreme prisforskjeller i 2021 og så langt i 2022

De høye prisforskjellene i Norge og til dels Sverige skyldes i hovedsak tre faktorer:

- Mer vindkraft har gitt et større kraftoverskudd nord og midt i Norge og Sverige
- Overføringskapasiteten mellom nord og sør i Sverige og mellom Sverige og Norge i sør er satt ned
- Høye priser på gass, CO<sub>2</sub> og kull har gitt rekordhøye kraftpriser på kontinentet og i UK, og dermed også i Sør-Norge og Sør-Sverige

# Det norsk-svenske kraftsystemet er basert på kraftutveksling

Kilde kart: Svenska Kraftnät



Kraftsystemene i Norge og Sverige er over flere tiår bygget ut som et felles og integrert kraftsystem. Både internt i begge land og mellom landene er kraftutveksling helt sentralt, ikke bare for å knytte sammen forbruk og produksjon men også for å utnytte produksjonsressursene best mulig. Det siste gir lavere energikostnader samlet sett.

For eksempel bidrar utveksling med Sverige til at Norge effektivt kan håndtere de store variasjonene i tilsiget. Vi eksporterer når vi har overskudd og importerer når det er lavt tilsig og underskudd. Uten denne muligheten ville det vært nødvendig å bygge ut mer vannkraft for å ha nok margin. I tillegg ville det vært behov for å bygge ut enda flere store magasiner i eksisterende vannkraft. Motsatt bidrar det norske effektoverskuddet i timer med høyt forbruk og lite vindkraft til å sikre effektbalansen i Sverige.

Internt i Sverige er mye av nettet bygget ut for å knytte sammen produksjonen i nord med forbruket i sør. Naturgitte forhold for vannkraft og nå også vindkraft i nord kombinert med en ujevn fordeling av forbruket gir en stor energitransport fra nord til sør i det svenske nettet.

I Norge er forbruk og produksjon jevnere fordelt og overføringen fra produksjon til forbruk foregår i stor grad internt i hver landsdel. Dette gir et relativt lavt behov for langtransport av energi i det norske nettet. Kraftutvekslingen og nettet mellom ulike regioner i Norge og mellom Norge og utlandet er derfor i stor grad drevet av behovet for å utnytte vannkraften best mulig og kunne håndtere svingningene i tilsig.

Siden det er mulig å bygge ut ny produksjon til omtrent samme kostnad i hele Norge – og vi samtidig forventer økt forbruk i hele landet – vil det heller ikke i fremtiden bli behov eller lønnsomhet i å bygge ut nett og produksjon for storskala energitransport over lange avstander internt i Norge. Det er imidlertid et klart behov for å oppgradere dagens hovedstruktur med 420 kV, slik vi har beskrevet i Statnetts siste nettutviklingsplan. Dette er nødvendig for å effektivt utnytte produksjonsressursene i hele landet, og gjøre det mulig å knytte til økningen i forbruk og produksjon vi forventer og planlegger for.

# Det norske og svenske transmisjonsnettet henger tett sammen

I Norge har vi over tid bygget opp et sterkt nett mellom produksjonskapasiteten på Vestlandet og forbrukstyngdepunktet på Østlandet.

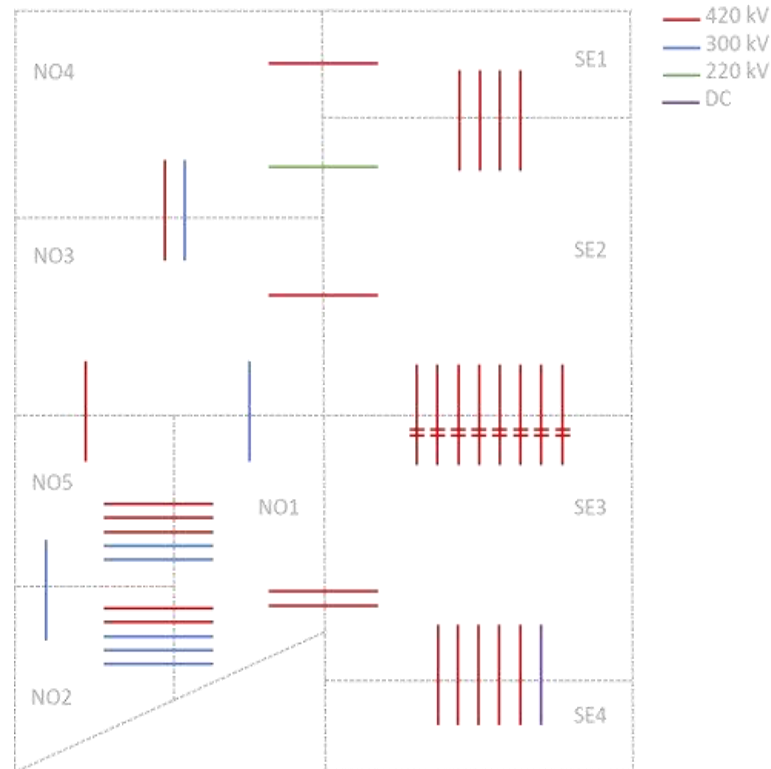
Tilsvarende er nettet i Sverige bygget ut med stor kapasitet mellom produksjonsoverskuddet i nord og forbrukstyngdepunktet i sør.

Nord- og Midt-Norge er forholdsvis små områder elektrisk sett. I de fleste år er kraftoverskuddet eller underskuddet moderat, og kapasiteten mot sør er tilstrekkelig. For å håndtere anstrengte situasjoner, har det være mer naturlig å koble seg mot det sterke svenske nettet i stedet for å bygge nye store ledninger i Norge.

Det svenske nettet har altså stor betydning for kapasiteten fra nord til sør i Norge, og Statnett samarbeider tett med Svenska Kraftnät om drift og utvikling.

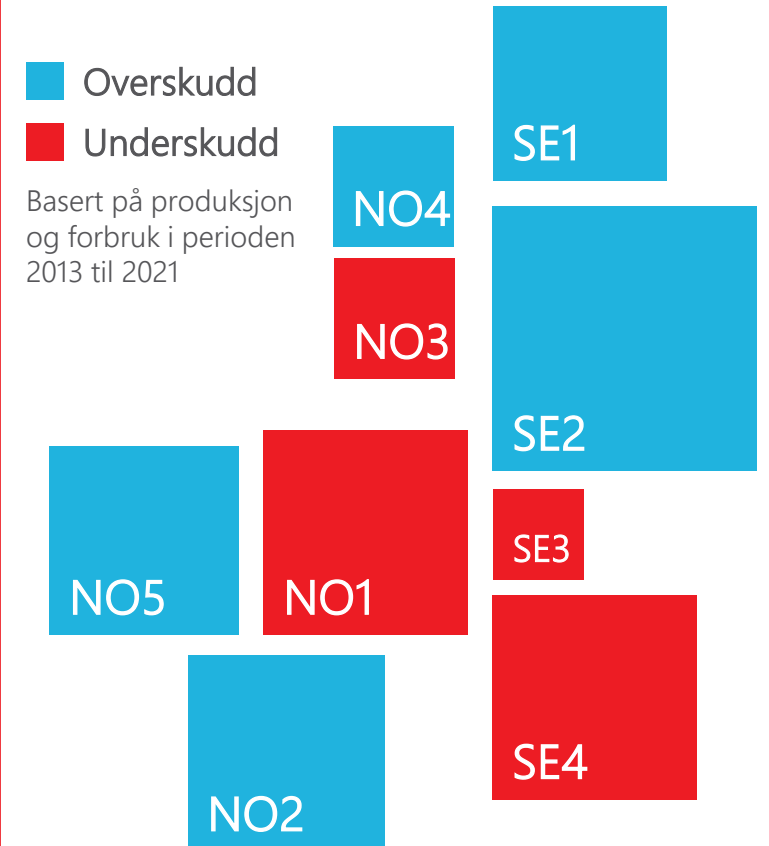
Prisområdene vi har i Norge og Sverige reflekterer begrensninger i nettet. Selv om det varierer veldig hvor mange ledninger som binder områdene sammen, så varierer også overføringsbehovet mye.

Overføringsledninger mellom budområdene



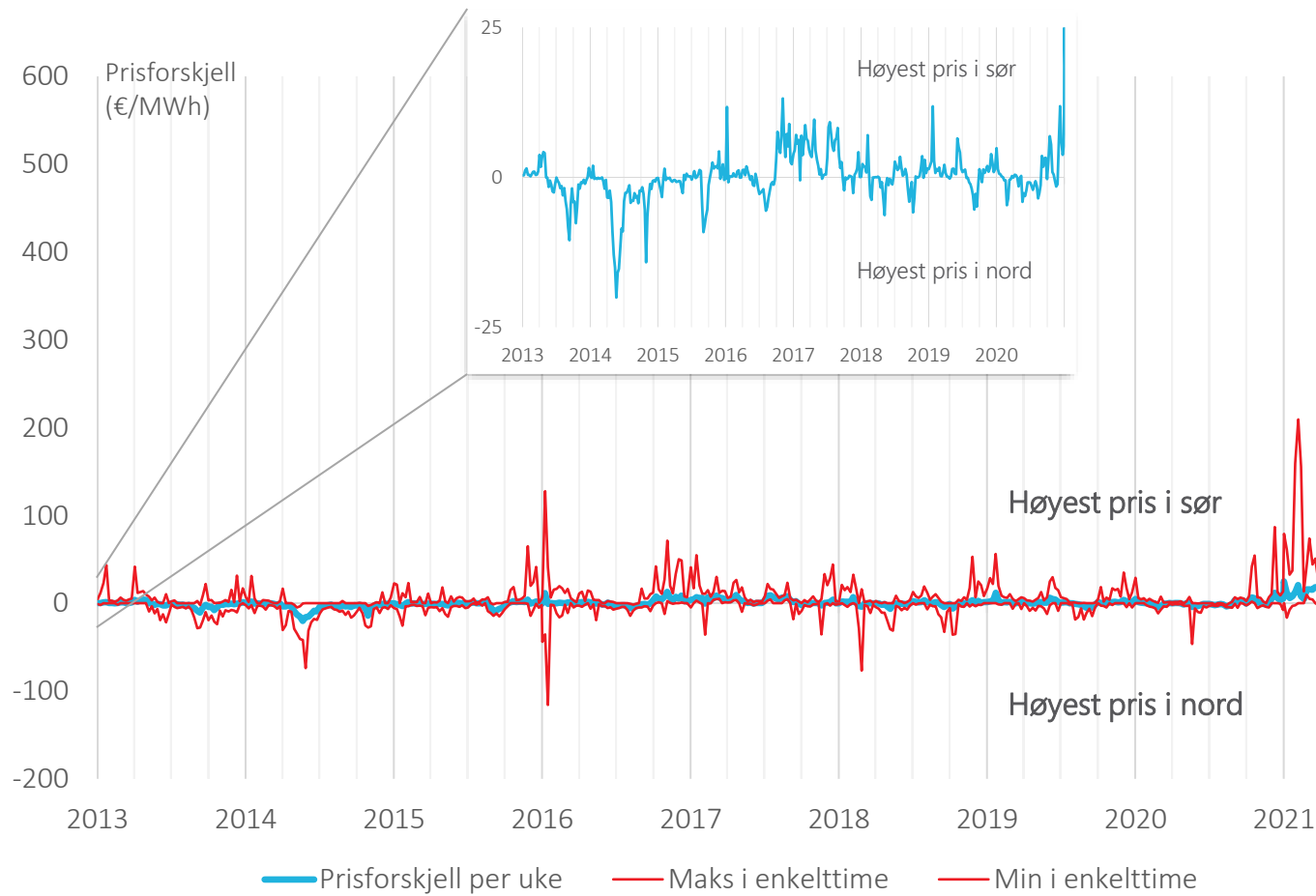
Forenklet skisse av ledningene mellom prisområdene i Norge og Sverige

Kraftbalanse i budområdene 2013-2021



# Vi har brått fått store prisforskjeller nord-sør

Tre hovedfaktorer som har bidratt til de store forskjellene



Historisk har det vært nokså liten prisforskjell nord-sør i Norge og Sverige. Periodene med de største prisforskjellene har oppstått når Sør-Norge har hatt lav pris som følge av mye tilsig og lavt forbruk på sommeren. I tillegg har det tidvis på vinteren vært høyere priser i sør som følge av effektprising.

Det siste året har imidlertid prisforskjellene økt voldsomt. Og vi har tidvis hatt ti ganger så høy pris i sør som i nord.

De høye prisforskjellene skyldes kombinasjonen av økt kraftoverskudd nord og midt i Norge og Sverige, redusert overføringskapasitet både mellom nord og sør i Sverige og mellom Sverige og Norge, samt høye priser på gass, CO<sub>2</sub> og kull. Det siste har gitt rekordhøye kraftpriser på kontinentet og i UK, og dermed også høye kraftpriser i Sør-Norge og Sør-Sverige. På de neste sidene forklarer vi dette nærmere.

# Større kraftoverskudd nord og midt i Norge og Sverige

## Enormt kraftoverskudd i 2020

Nord- og Midt-Norge og Nord-Sverige hadde et enormt kraftoverskudd i 2020 og et høyt kraftoverskudd i 2021, som er den viktigste årsaken til den store prisforskjellen vi opplever nå.

Overskuddet har medført at det må være full eksport ut av området i de fleste timer for å ikke tape vann. Prisen må derfor settes tilsvarende lavt i forhold til Sør-Norge for å oppnå dette.

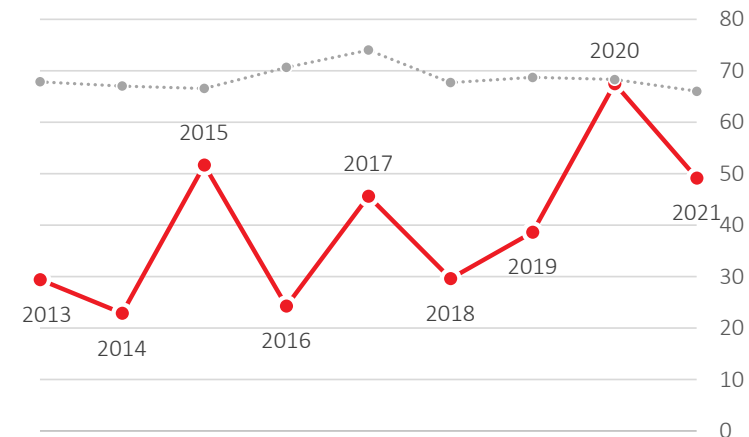
## Mer installert vind forklarer noe

Det er installert veldig mye vindkraft i nord de siste årene. Fra 2017 til 2021 er normalårs-produksjonen økt med 12 TWh. I løpet av 2022 venter vi ytterligere 3 TWh økt produksjonskapasitet.

Etter 2022 er det færre planlagte vindkraft-prosjekter og veksten kan bli mindre.

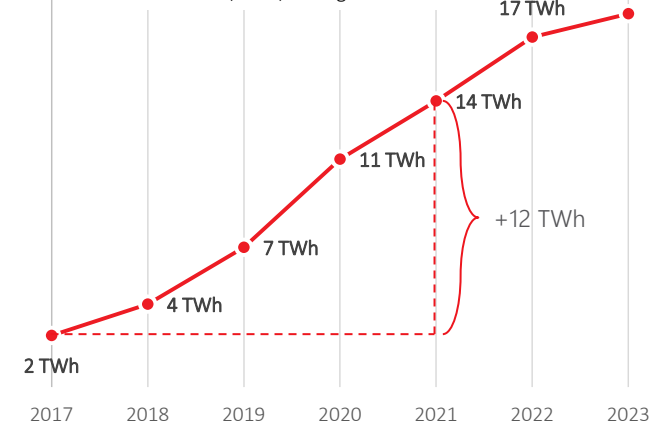
Overskudd nord i Norden (TWh/år)

Produksjon minus forbruk per år i NO3, NO4, SE1 og SE2, korrigert for endring i magasinbalanse Grå linje viser eksportkapasitet.



Normalårsproduksjon for vindkraft (TWh/år)

For vindkraft i NO3, NO4, SE1 og SE2





# Større kraftoverskudd nord og midt i Norge og Sverige

## Fare for veldig lave priser i 2022 og senere

Den økte vindkraften gjør at kraftoverskuddet i den nordlige regionen kan bli veldig stort i forhold til overføringskapasiteten fremover. Spesielt i lys av at kapasiteten ut av området har vært lav de siste årene.

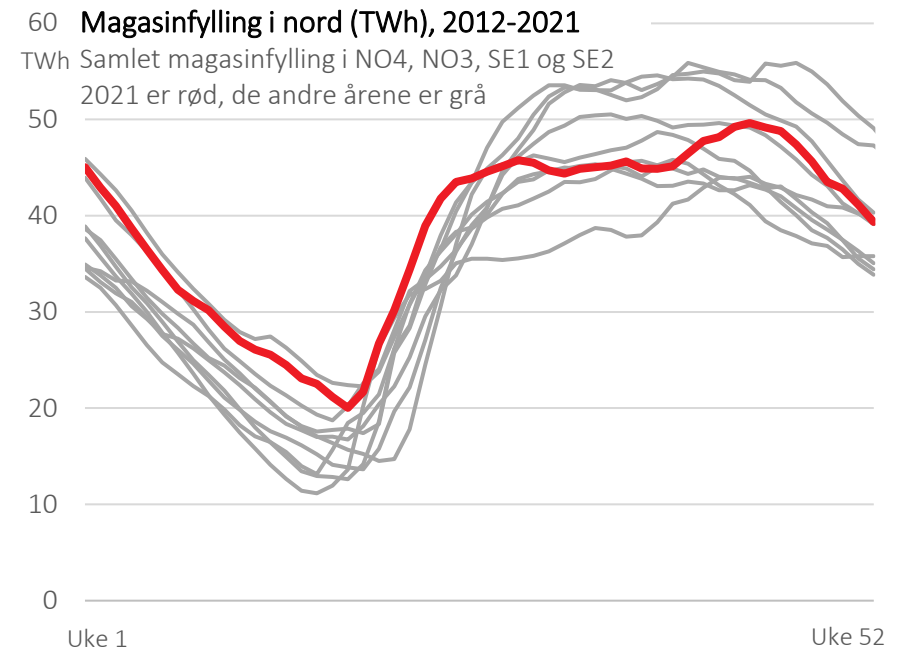
Tilsigsvariasjoner er fremdeles veldig viktige. Dersom det blir et veldig vått år i år kan prisene presses ned mot null i lange perioder, hvor det ikke er tilstrekkelig overføringskapasitet ut av området.

I tillegg til økningen i vindkraft i 2022 kommer også kjernekraftverket Olkiluoto 3 i drift med 1600 MW kapasitet. Det er utenfor dette området, men kraft-verket vil gjøre prisene i Finland lavere, som er med på å presse ned prisen også i denne regionen

## Normal magasinfylling for øyeblikket

2021 startet med svært høy magasinfylling, som bidro til prisforskjellene vi har drøftet. Magasinene måtte tømmes for å gi plass til nytt tilsig.

Nå har magasinene i området omtrent normal fyllingsgrad. Altså er det noe fleksibilitet til å lagre vann i et våttår, men ikke spesielt mye. Det er mer snø enn normalt nord i både Norge og Sverige, som øker risikoen for innestengt kraft.



# Prisen i nord blir veldig lav på grunn av lavere kapasitet

## Prisen i sør er viktig for prisen i nord

Når kraftoverskuddet nærmer seg overføringskapasiteten ut av området kan prisen falle raskt.

SE3 er den største "kjøperen" av kraft fra nord, siden det er størst kapasitet dit fra nord. Veldig forenklet kan vi si at prisen i nord må være slik at den er lavere enn prisen i sør i like stor andel av tiden som de trenger kraften. Altså, er det nødvendig med overføring 80% av tiden, må prisen i nord være det prisen er i de 20% av tiden med lavest pris i sør.

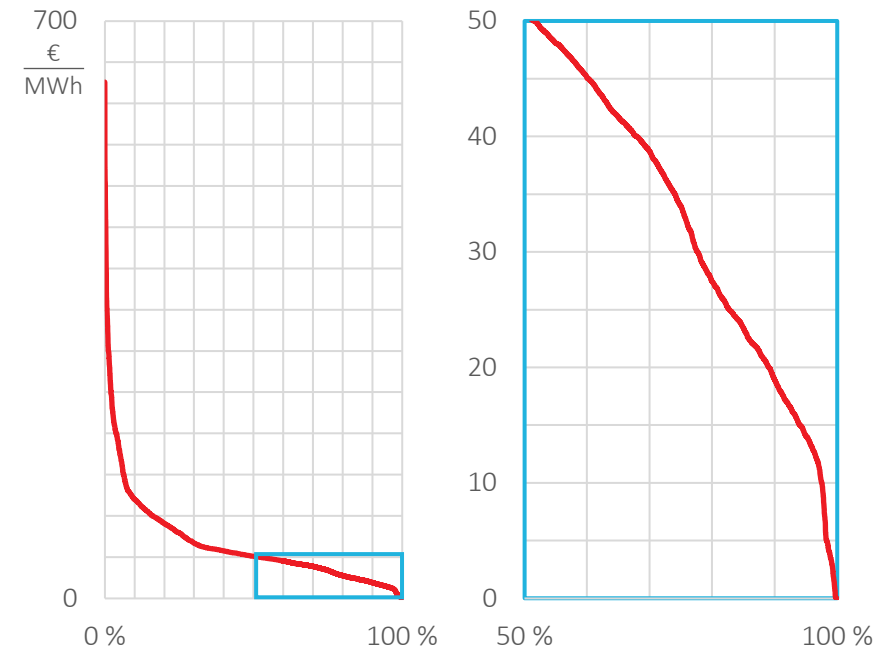
Figuren under viser prisen i SE3 i det svært dyre året 2021. Gjennomsnittsprisen var 66 €/MWh. Vi ser at for å få for eksempel 90% overført ut av området, kan da prisen i nord bare være 20 €/MWh.

Dette er en svært forenklet fremstilling. Vannmagasinene, utveksling til forskjellige områder, tilgang på effekt, og interne flaskehalsar mellom områdene i nord kompliserer.

Likevel gir det et inntrykk av hvorfor prisforskjellen har vært så stor som den har mellom nord og sør.

Pris i SE3 i 2021 (€/MWh)

Sortert fra høyeste til laveste pris - høyre figur viser et utsnitt



# Redusert overføringskapasitet

## både mellom nord og sør i Sverige og mellom Sverige og Norge

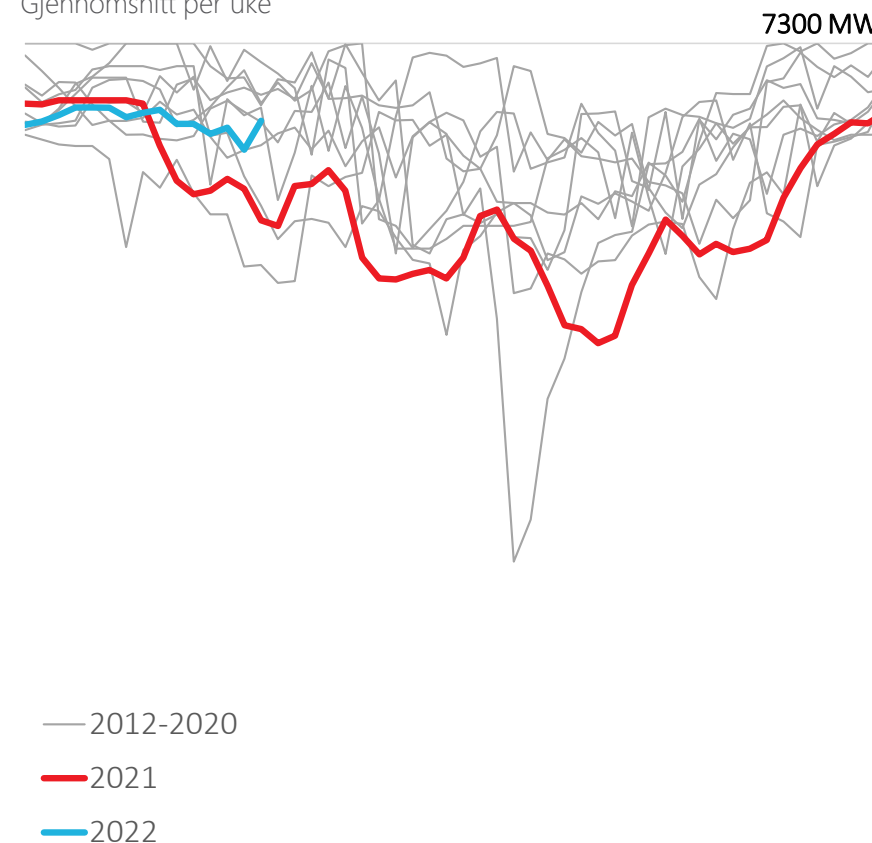
Overføringsbehovet nord-sør i det norsk-svenske nettet er stort og økende. Nettkapasiteten her er derfor en viktig faktor. I 2021 fortalte SvK at kapasiteten i det svenske nettet ville bli betydelig redusert. Det skyldes nye nettbegrensninger etter at flere kjernekraftreaktorer stengte og flytmønsteret i Norden ble vridd mot mer flyt fra øst til vest.

Kapasiteten er redusert på Snitt 2 (SE2 til SE3), som er det viktigste snittet for nord-sør flyt i Norden. SvK gir også lav kapasitet på spesielt SE3-NO1, SE3-DK1 og Finland til SE3. De reduserte kapasitetene forsterker forskjellen mellom kraftpriser i nord og sør i Norge og Sverige.

I figuren til høyre ser vi kapasiteten på Snitt 2 de siste ti årene. Kapasiteten i 2021 var over 500 MW lavere enn gjennom-snittet de foregående årene, og lavere eksportkapasitet ut fra Sør-Sverige påvirker også hvor godt kapasiteten blir utnyttet.

SvK har innført en sumbegrensning på SE3 til NO1 og DK1 som gir mer tilgjengelig kapasitet på disse forbindelsene. Det står mer om denne og SvKs prognose for kapasiteten fremover senere i denne presentasjonen.

Kapasitet på snitt 2 (SE2-SE3)  
Gjennomsnitt per uke



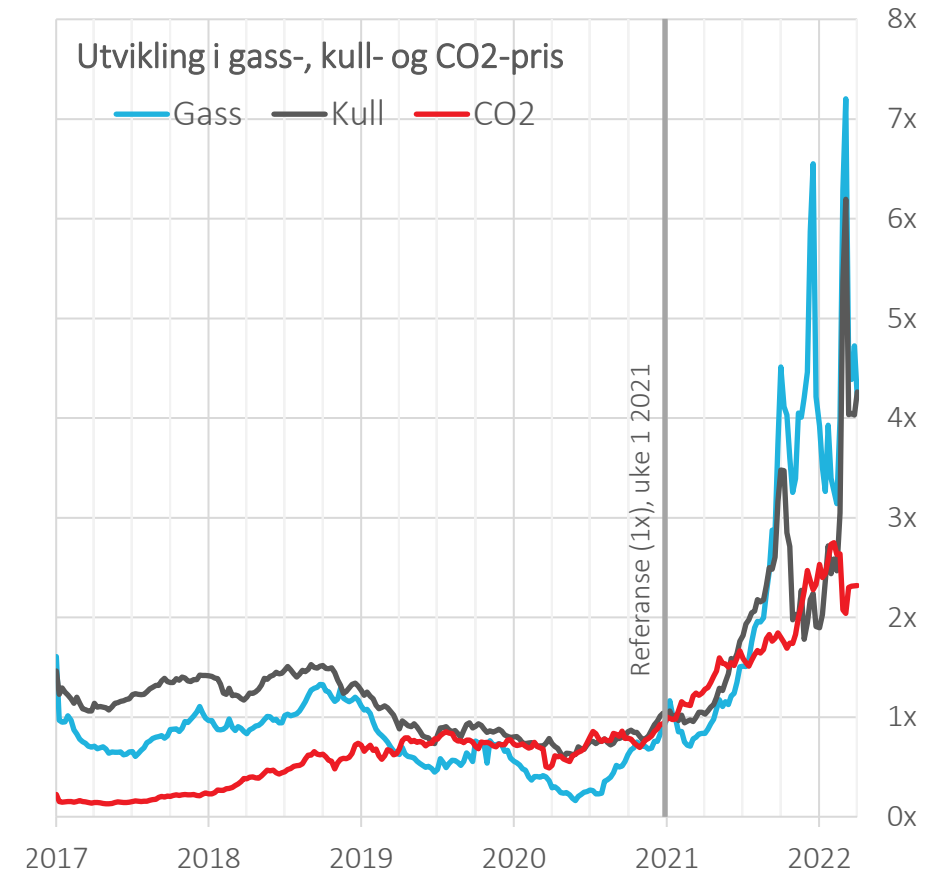
0 MW

# Høye europeiske priser driver prisnivået i Sør-Norge opp

Selv om Norge og Norden har lite termisk kraftproduksjon (gass og kull), så er vi en del av et europeisk kraftsystem som har mye av det. Og kraftprisen i Norge blir også påvirket av prisene på den kraftproduksjonen fordi det er den alternative kilden til kraft også for oss.

I timer med ledig utvekslingskapasitet til Europa vil litt ekstra produksjon i Norge erstatte det kraftverket som produserer den dyreste kraften i Europa i den timen. Uten ledig utvekslingskapasitet kan litt mindre produksjon i Norge spare kraft som kan erstatte det som produserer i Europa i en senere time med ledig utvekslingskapasitet. Det er grunnen til at kraftprisen i Europa påvirker prisen i Norge.

Prisene på gass, kull og CO<sub>2</sub> svinger ganske mye. I 2019 og 2020 var gassprisene ganske lave, og før 2018 var CO<sub>2</sub>-kvoter priset svært lavt. I 2021 og 2022 har vi derimot sett en enorm økning i prisen på både kull, gass og CO<sub>2</sub>. Figuren til høyre viser hvordan prisene har endret seg fra første uke i 2021 (er definert til å være 1 for alle tre verdiene). Prisene har mangedoblet seg på kort tid, og er på et historisk høyt nivå.





# Dagens situasjon vil ikke vedvare

## - flaskehalser og nettutvikling nord-sør

Statnett og SvK gjennomfører tiltak som vil øke kapasiteten og redusere prisforskjeller mellom områdene

- Ny markedskobling (flytbasert) vil gi økt kapasitet til markedet og økt innsikt i hvor begrensningene ligger
- Sumrestriksjon
- Andre tiltak vi nå vurderer

Statnett og Svenska kraftnät oppgraderer sentrale transportkanaler

- Sognefjorden og videre sørover
- Midt-Norge
- Gudbrandsdalen
- Snitt2, Sverige

På sikt vil vi få et mer *balansert* nordisk og europeisk kraftsystem

# Dagens situasjon vil ikke vedvare

Dagens situasjon vil ikke vedvare over tid. Vi har beskrevet over hvordan situasjonen vi har i dag har oppstått på grunn av flere samtidige hendelser. Alle disse faktorene blir enten påvirket av endringer i kraftsystemet som allerede er i gang, eller er av en forbigående art.

Kraftoverskuddet i nord er spesielt stort nå. Det skyldes både at det har blitt bygget mye ny kraftproduksjon, og et tilfeldig stort tilsig de siste årene. Over flere år vil tilsiget være mer normalt. De nærmeste årene kommer det enda noe mer vindkraft i drift i Sverige, mens på litt lenger sikt planlegger flere aktører betydelige utbygging av kraftforbruk i nord. Det vil redusere kraftoverskuddet og behovet for eksport ut av regionen.

Både Statnett og SvK jobber for å øke kapasiteten mellom nord og sør. På kort sikt leter vi etter smarte løsninger, mens på lenger sikt er det allerede planer for å øke kapasiteten, og vi vurderer nå om vi bør prioritere våre planlagte prosjekter annerledes. En stor endring kommer uansett i 2023 med innføring av flytbasert markedsklarering. Det er en endring av hvordan kapasitet og flyt blir beregnet, og kan bidra til å redusere flaskehalsene. Svært forenklet gjør dette systemet at mest mulig kapasitet blir tilgjengelig der behovet er størst.

Når vi skriver dette pågår det en krig i Europa, og det Europeiske energisystemet har fått sjokk av den plutselige usikkerheten som er oppstått om energileveransene. EU har allerede planlagt en hurtig omstilling bort fra russisk energi, men det neste året kan bli krevende.

På kort sikt kan kraftprisen forbli høy i Europa, som forplanter seg inn i det norske kraftsystemet. Men etter hvert som energi-omstillingen får virke vil kraftprisene returnere til det vi regner som mer normale nivå.

# Flytbasert markedskobling vil gi bedre utnyttelse av nettet – og bedre innsikt i begrensninger

I 2023 innfører Norden Flytbasert Markedskobling (FB). Med FB blir informasjon om fysiske nettbegrensninger tatt direkte hensyn til i beregningen av flyt og pris. De faktiske flaskehalsene kan derfor håndteres i markedsklareringen.

Ved flytbasert markedskobling blir flere handelsmuligheter tilgjengelig for markedet, og den fysiske nettkapasiteten kan utnyttes på en mer fleksibel og samfunnsøkonomisk bedre måte. I mange tilfeller fører dette til at mer kapasitet er tilgjengelig der det er størst behov for den, for eksempel for å frakte mer kraft fra nord til sør .

Man vil normalt få markedsløsninger med flyt som er nærmere de fysiske realitetene i driftstimen, noe som isolert sett vil medføre bedre driftssikkerhet.

## Testfase pågår

Etter mange år med utvikling av metode, systemer og prosesser for flytbasert markedskobling i Norden startet de nordiske TSOene opp med ekstern parallellkjøring i mars 2022. Dette er en obligatorisk testfase bestemt av regulator til å vare i minst ett år hvor flytbasert markedskobling skal kjøres i parallell med dagens metode (NTC).

*Les mer om flytbasert markedskobling [her](#)*

*Resultater fra ekstern parallellkjøring publiseres [her](#)*

Både simulerte handelskapasiteter og resulterende priser vil bli publisert.

# De neste tiårene vil totalforandre kraftsystemet

Kraftsystemet i Norden har endret seg det siste tiåret. Vindkraft har erstattet kjernekraft, og forbruket har vokst noe. Men endringene er små om vi sammenligner dem med det vi forventer fremover. Vår Langsiktige markedsanalyse (LMA) beskriver vårt syn på utviklingen og trendene i kraftsystemet, i Norge, Norden og Europa. Siste versjon fra 2020 og en mindre oppdatering fra 2021 ligger på <https://www.statnett.no/lma>. En ny LMA er under arbeid og er planlagt publisert høsten 2022.

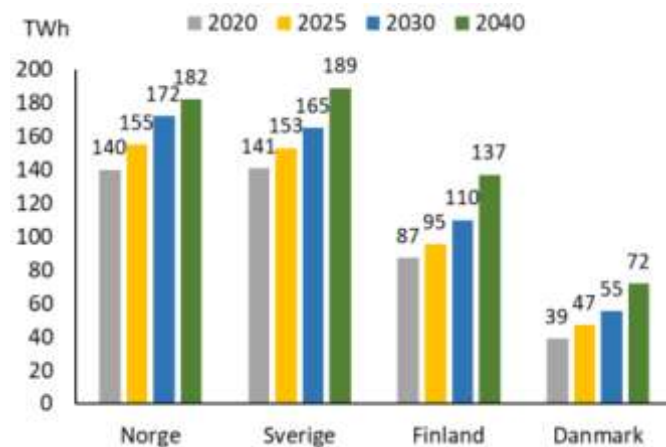
Figurene under illustrerer den store utviklingen vi forventer i Norden. **Forbruket øker med omkring 50% i løpet av de neste 20 årene** i vårt basisanslag, og vokser ytterligere til 2050. Dette forbruket forsynes fra utbygging av først og fremst vindkraft – blant annet mye havvind – og noe økt produksjon av vannkraft og solkraft. Dette er væravhengig produksjon som gjør at kraftbalansen fra time til time vil variere mye mer. Utvekslingskapasitet er viktig for å dele fleksibilitet fra produksjon og forbruk internt i Norge, Norden og Europa.

Så store endringer gir stor virkning i kraftsystemet. **Kraftflyten kan snu fra å gå sørover til å gå nordover**, spesielt i perioder med mye vindkraftproduksjon, på grunn av plassering av nytt produksjon og forbruk. I Nord-Sverige øker forbruket svært mye på grunn av elektrifisering av stålproduksjon, mens mye av den nye produksjonen kommer fra havvind i sør. Det kan altså snu opp ned på problemstillingen vi ser på her.

Endringene er enda større i Europa enn i Norden – der elektrifiseringen er kommet kortere. Forbruket der kan mer enn doble seg til 2050. En stor del av forbruksveksten er fra elektrolyse – altså produksjon av hydrogen fra strøm – som opptrer fleksibelt både ved å øke forbruket når produksjonen fra fornybare kilder er høy (prisen er lav) og redusere forbruket når det er lite kraftproduksjon. Slik fleksibilitet blir sentralt for kraftsystemet fremover.

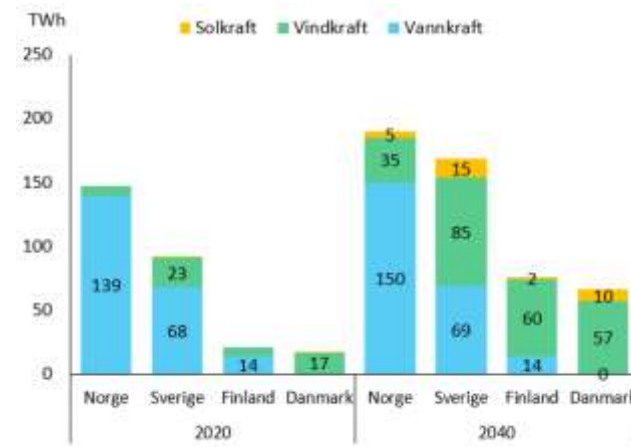
## Kraftforbruk per land

Fra LMA 2020



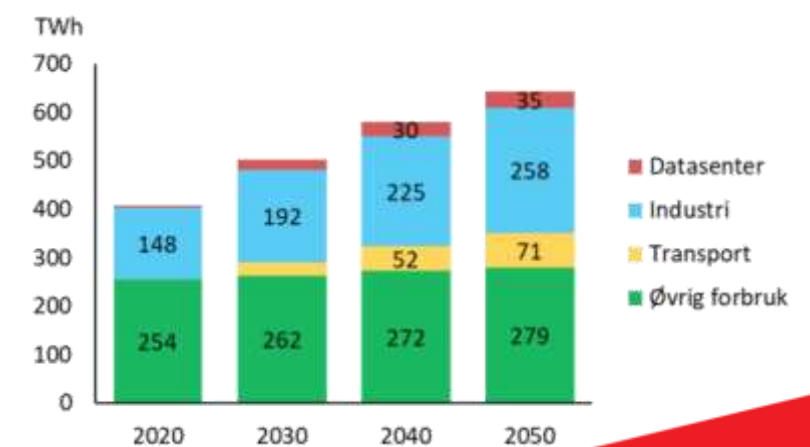
## Produksjon fra vann, vind og sol i Norden

Fra LMA 2020



## Nordisk kraftforbruk for ulike sektorer

Fra LMA 2020





# Omfattende nettforsterkninger i Norge

Statnett øker tempoet i nettutviklingen, og planlegger spenningsoppgradering til 420 kV. Vi planlegger en trinnvis oppgradering av transportkanalene.

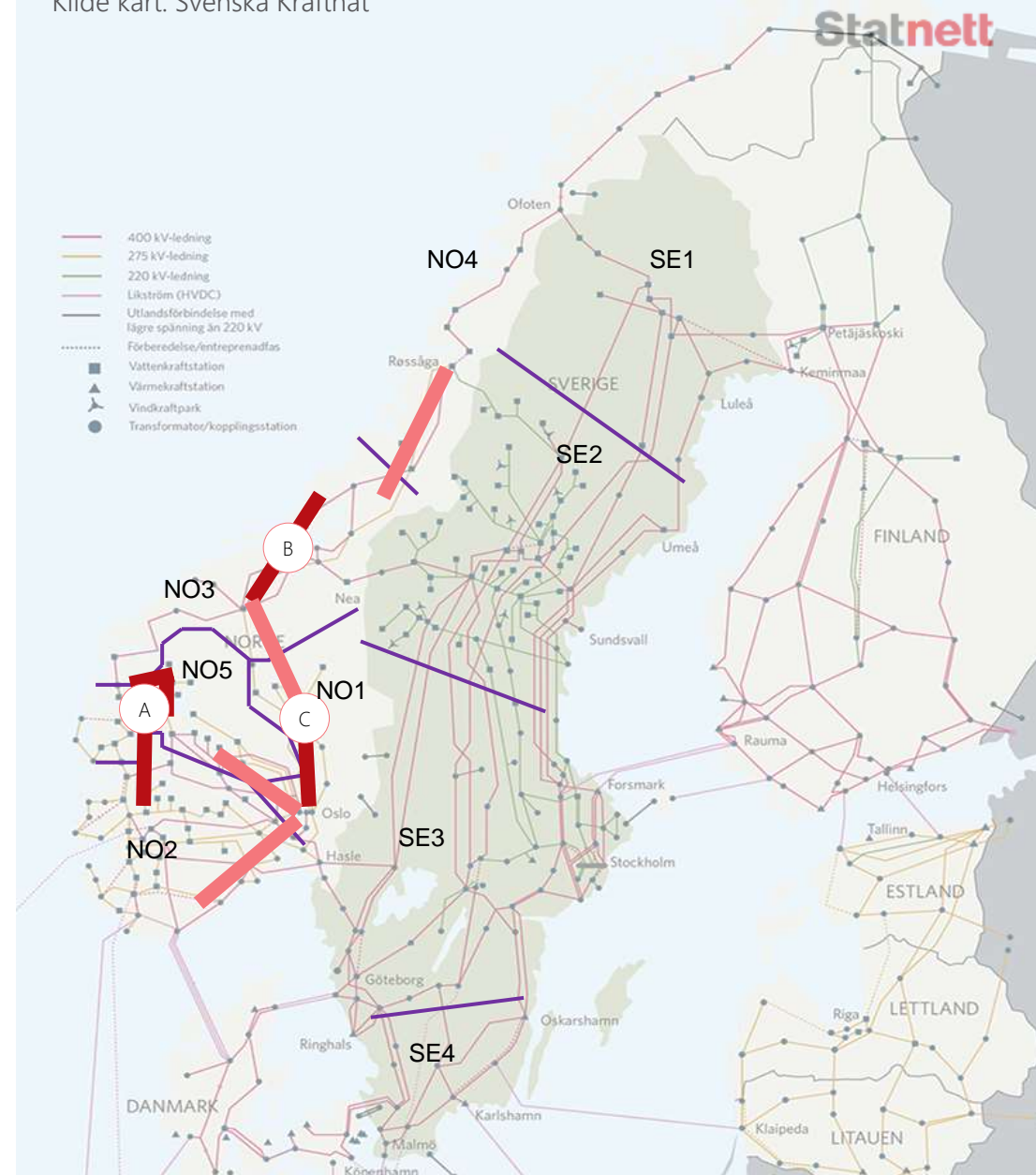
Følgende kanaler betyr mye for kapasiteten nord-sør i Norge:

- A) Vestlandet: Sognefjorden og videre sørover
- B) Midt-Norge: Surna-Viklandet + Åfjord-Snilldal
- C) Gudbrandsdalen

Statnett har også planer om å oppgradere andre transportkanaler

- Flesaker-snittet: Oppgradering for å øke kapasiteten fra NO2 til NO1 (underskuddsområde)
- Forsterkninger mellom Midt-Norge og Nord-Norge (Nedre Røssåga-Tunnsjødal)
- Hallingdal: Oppgradering drevet av fornyelsesbehov

Kilde kart: Svenska Kraftnät



- █ Besluttet tiltak
- █ Planlagt tiltak

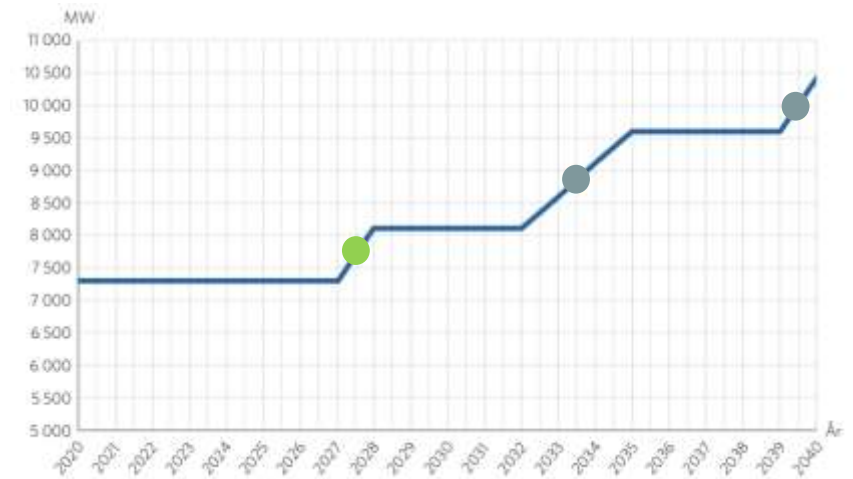
# Omfattende nettforsterkninger i Sverige

Investeringspakken NordSyd vil øke kapasiteten fra 7300 MW til over 10 000MW



NordSyd er SvKs største investeringspakke noensinne

- Eldre 220 kV ledninger erstattes med 400 kV og eldre seriekompenserte 400 kV ledninger erstattes med 400 kV dobbelt ledning
- Investeringer på total ca. 75 mrd svenske kroner hvorav ca. 2/3 er fornyelse av eldre ledninger
- Ca. 2000 km med nye kraftledninger og et 30 talls stasjoner skal bygges/fornyes

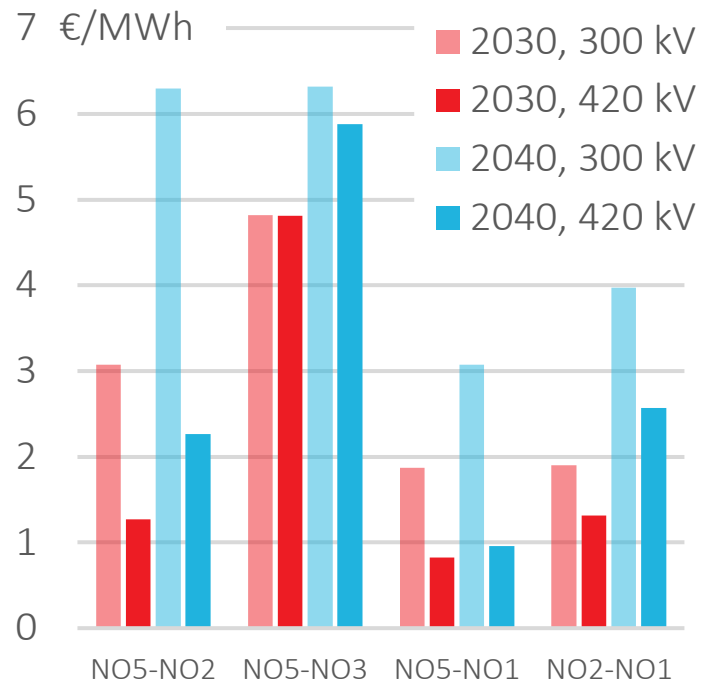


Planlagt kapasitetsøkning, snitt 2.

Figur fra [SvKs systemutvevslingsplan 2022-2031](#)

- SvK gjennomfører spenningsreguleringstiltak og fornyer seriekompensering på snitt 2; vil gi ca. 800 MW økt kapasitet
- Trinnsvis idriftsettelse av nye ledninger i NordSyd gir en gradvis økning av kapasiteten mellom SE2 og SE3

# Forsterkninger på Vestlandet demper prisforskjellene i hele Sør-Norge

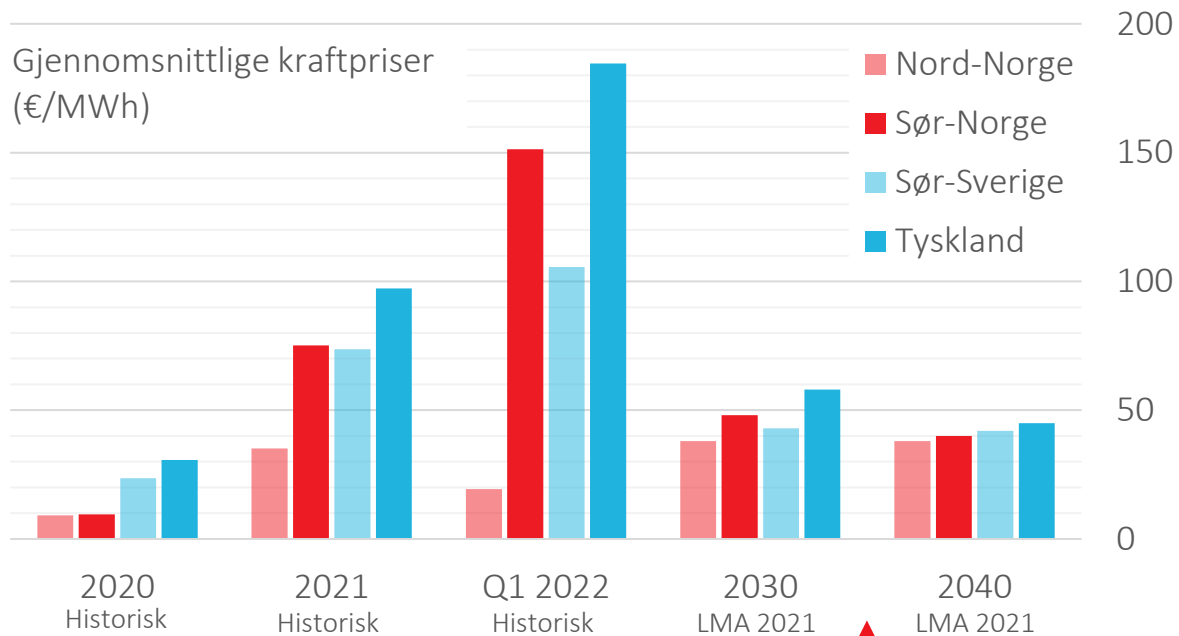


Absolutt prisforskjell mellom ulike områder i Sør-Norge i 2030 og 2040, med og uten oppgradering

Oppgradering av Sogndal-Aurland og Sogndal-Modalen vil øke kapasiteten sørover med ca. 1000 MW

Oppgradering fra dagens 300 kV til 420 kV mellom Sauda og Samnanger vil gi betydelig økt kapasitet mellom NO5 og NO2, og vil legge til rette for økt forbruk på Vestlandet. Tiltaket er også et viktig premiss for å få god effekt av andre nettførsterkninger i Sør-Norge

# Utviklingen går i retning lavere priser og prisforskjeller - nettførsterkninger bidrar



I denne figuren er det bare ledninger som er under bygging/prosjektering som er lagt inn i Norge. I tillegg har vi en økning til 8,5 og 10,5 GW i Snitt 2 i Sverige til hhv 2030/40. Til 2040 vil planlagt nett i Norge fra NUP 2021 gi enda mindre forskjell i snittpris nord-sør

Vi står midt i en europeisk energikrise, og kraftprisene vi hadde før 2021 fremstår som veldig lave. Det kan være vanskelig å se for seg at prisene skal tilbake til de nivåene, men på sikt vil prisene falle.

Våre scenarier for 2030 og 2040 er påvirket av de store endringene som skjer i Europa. Likevel er det viktige forutsetninger som står seg godt. Europa blir mindre avhengige av kull og gass gjennom utbygging av vindkraft, solkraft, hydrogen og batterier.

Prisene jevnes ut på sikt av balansert utbygging av produksjon og forbruk, og sterkere nett. Prisforskjellene kan være store i enkelttimer, på grunn av varierende produksjon fra vind og sol, men sett over flere uker og måneder vil prisene bli jevnere enn i dag.

# Uten flaskehalsler ville vi hatt jevne men fortsatt høye priser

Kraftprisen er høy i Sør-Norge og Sør-Sverige på grunn av høy Europeisk kraftpris. Lenger nord er prisen lavere på grunn av stort overskudd og lite overføringskapasitet ut av området.

Hadde kapasiteten vært større ut av Nord-Norge og Nord-Sverige, slik at vi kunne det utjevne prisene mellom nord og sør, ville prisen økt mer i nord enn den ville blitt redusert i sør.

Den økte tilgangen på kraft fra nord ville altså senket prisene noe i sør. Det er fremdeles Europeiske priser som bestemmer prisnivået i Norden, men med sterkere tilknytning til kraftoverskuddet i nord kan vi selge kraft i flere timer med høy pris som vi kjøper tilbake til lav pris, noe som holder prisene nede.

Det er spesielt det store overskuddet i Nord-Sverige som bidrar til å redusere prisene. Dersom det var mulig å bare koble Nord- og Sør-Norge sammen ville prisen sunket mindre i sør og økt mer i nord. Det er ikke mulig å gjøre siden kraft fra Sverige går gjennom Norge om vi øker vår interne kapasitet.

Det krever mye kapasitet å jevne ut prisene. I eksempelet har vi økt kapasiteten fra nord til sør i Norge og Sverige med om lag 4000 MW fra det vi forventer i 2022.

## Store prisforskjeller også i 2022 (simulert)

Obs! Eksempel, ikke prisprognose



## Høy intern norsk-svensk kapasitet gir prisutjevning

Mer opp i nord enn ned i sør



Bakgrunnskart:  
Nord Pool



# Vi revurderer planene våre i lys av utviklingen

Selv om vi forventer vesentlig lavere prisforskjeller på sikt gjør de store prisforskjellene vi har nå at vi vurderer å framskynde våre planer for å gi raskere økt kapasitet nord-sør. I tillegg vurderer vi ytterligere tiltak.

Vi vurderer:

- Tiltak i driften som kan gi økt kapasitet til markedet
- Tiltak for å øke flyten nord-sør i det norske nettet
- mulighet for å gjennomføre våre besluttede og planlagte nettforstrekninger noe raskere

Her vil vi presentere noe av det vi har fokus på i våre pågående analyser og vurderinger. Mye av dette krever grundige analyser for å konkretisere effekten av de ulike tiltakene. Flere tiltak må ses i sammenheng for å vurdere samlet nettonytte.

# Intensivert samarbeid med Svenska kraftnät

På grunn av den tette og gjensidige avhengigheten mellom det norske og svenske kraftsystemet må vi se drivere for flaskehals og tiltak for å redusere disse i både Norge og Sverige i sammenheng. I lys av den ekstraordinære situasjonen som oppstod høsten 2021 intensiverte vi vårt samarbeid med Svenska kraftnät både på ledelsesnivå og mellom våre drifts- og planleggingsmiljøer.

Vi vurderer ytterligere tiltak som kan gi økt utnyttelse av dagens kraftsystem. Sammen med driftsmiljøet i SvK gjennomfører vi en systematisk gjennomgang av begrensninger i dagens nett. Her vurderer vi blant annet om det finnes tiltak vi kan gjennomføre i måten vi drifter systemet på som kan gi økt kapasitet til markedet, uten å gå på bekostning av forsyningsikkerheten i systemet.

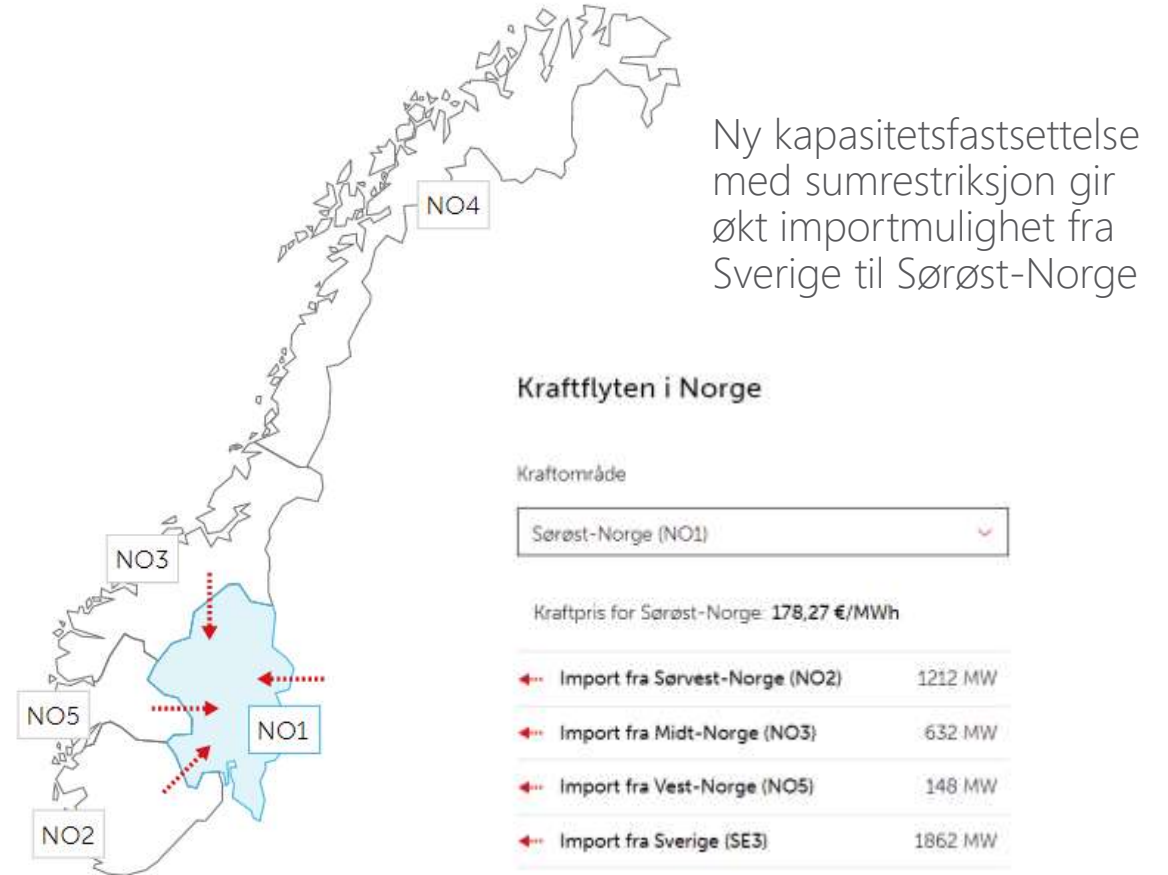
På analyse- og plansiden bygger vi opp en økt felles forståelse og kompetanse om vårt felles kraftsystem. Noe av det vi vil jobbe sammen om er å

- Forstå bedre hva overgangen til flytbasert vil gi av reell økt kapasitet
- Lage en felles prognose og marked-nett analyse av flaskehals kommende fem år
- Vurdere effekten av styrbare komponenter og hva økt styring av flyt vil medføre for driften av kraftsystemet
- Analysere behov for fysiske nettinvesteringer mellom Sverige og Norge

Dette arbeidet vil pågå videre gjennom 2022.

# Tiltak i driften som kan gi økt kapasitet til markedet

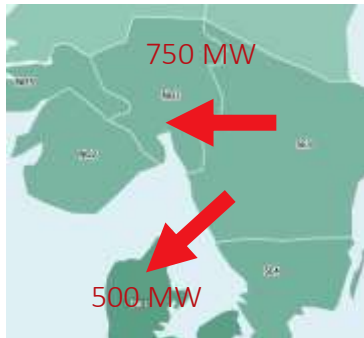
- Dagens kraftsituasjon innebærer høy utnyttelse og høy verdi av økt kapasitet på flere forbindelser. Systemdriften hos Statnett og Svk samarbeider tett for å sikre god kapasitet samtidig som forsyningsikkerheten ivaretas på best mulig måte.
- Ny kapasitetsfastsettelse med sumrestriksjon SE3- NO1/DK gir en bedre utnyttelse av kapasiteten ut av SE3, og har ført gitt økt importkapasitet til Sør-Norge over Halsesnippet. Dette bidrar til mindre prisforskjeller.
- Systemvern med styring av Kontiskan og Fennoskan planlegges idriftsatt høsten 2022
- Statnett og Svk foretar en systematisk gjennomgang av begrensninger i nettet med fokus på å identifisere ytterligere tiltak i driften
  - Internt i Norge
  - Internt i Sverige
  - Mellomlandsforbindelser



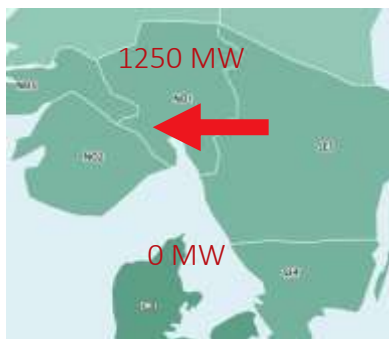
Figuren viser et eksempel på time med høy import til Sørøst-Norge fra Sverige (04.04.2022 kl. 11.00)



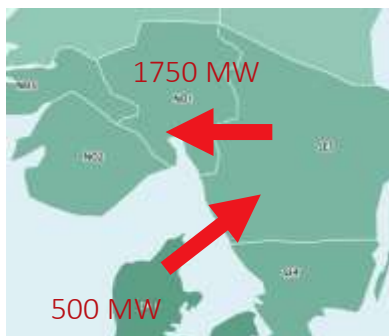
Eksempel på sumrestriksjon (SE3, DK1 og NO1) med samlet kapasitet 1250 MW. Merk at gitt (sum) kapasitet vil variere.



Eksport til både Norge og Danmark  
Samlet kapasitet på 1250 MW deles på begge forbindelsene  
 $1250 - 500 = 750$  MW



Eksport kun til Norge  
All kapasiteten kan brukes på forbindelsen til Norge  
 $1250 - 0 = 1250$  MW

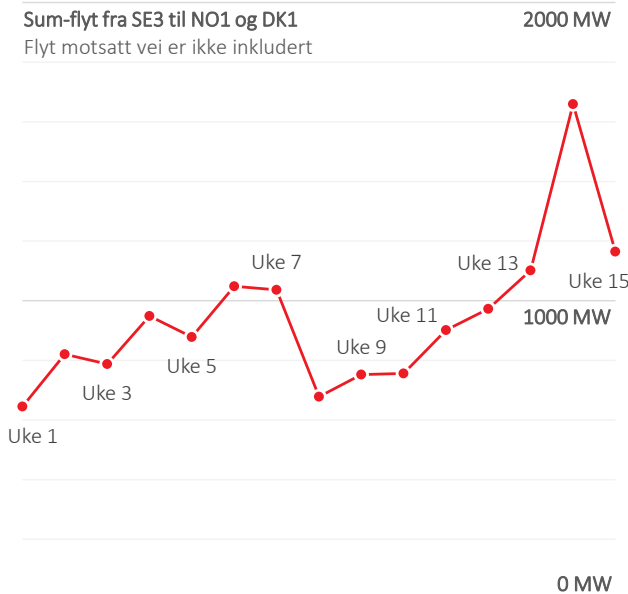


Eksport til Norge og import fra Danmark  
Import anses som negativ eksport og kan øke ledig kapasitet til Norge  
 $1250 - (-500) = 1750$  MW

## Sumrestriksjon første tiltak for økt kapasitet er satt i drift

I slutten av mars innførte SvK endringer i kapasitetsfastsettelsen mellom SE3, Norge (NO1) og Danmark (DK1). Det benyttes en *dynamisk snittbegrensning*, det vil si at den summerte kapasiteten på disse to forbindelsene settes til et gitt maxnivå. I praksis betyr det at kapasiteten mellom SE3 og NO1 kan bli høyere i tilfeller hvor kapasiteten til Danmark ikke benyttes, eller hvis det er import fra Danmark (se figur). Muligheter for økt import til Norge fra Sør-Sverige vil bidra til å redusere prisforskjellen mellom områdene.

I løpet av høsten, tidligst september 2022, planlegger SvK å idriftsette systemvern på Fennoskan og Kontiskan (forbindelsene mellom SE3 og henholdsvis Finland og Danmark). Dette vil bidra til høyere handelskapasitet på disse forbindelsene. Det pågår også en utredning om økt bruk av systemvern på snitt 2.



Figuren viser flyt fra SE3 til NO1 og DK1 til nå i år. Bare flyt i den retningen er inkludert i summen. Uke 14 var første hele uke med den nye sumrestriksjonen. Vi ser at det har vært stor økning i flyt, og det er som følge av denne endringen. Fredag 8. april ble maks NTC-kapasitet (2095 MW) utnyttet fra SE3 til NO1.

I uke 15 var flyten mindre igjen, først og fremst fordi det var høyere pris i Danmark, hvor det er lavere kapasitet på forbindelsen. Altså mindre gevinst av økt kapasitet fordi reduksjonen i utgangspunktet var mindre.

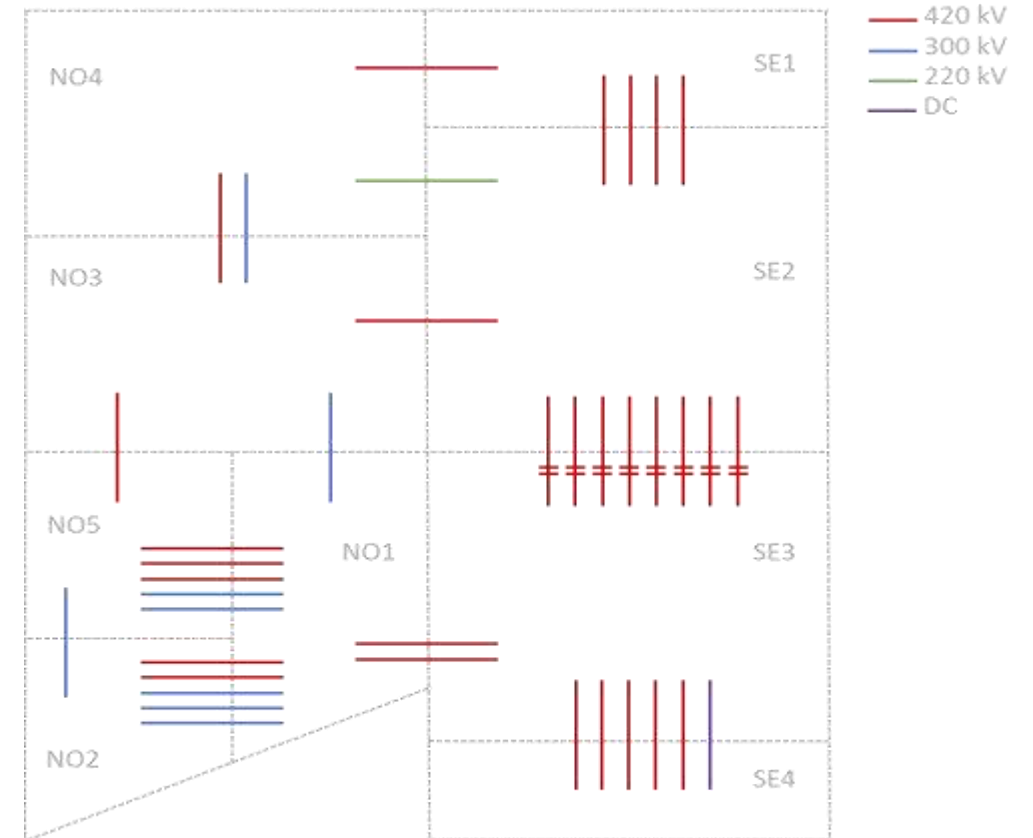
# Hovedflyten nord-sør går gjennom det svenske transmisjonsnett

- Strømmen går minste motstands vei

Forenklet skisse av ledningene mellom prisområdene i Norge og Sverige.

- Det svenske nettet har en sterk nord-sør struktur, med lav motstand sammenliknet med det norske
- Det norske transmisjonsnett har sterke forbindelser vest-øst. Helt i sør går det forbindelser til Danmark, Nederland, Tyskland og Storbritannia
- Det er primært tre kanaler for utveksling mellom Norge og Sverige. En går fra Ofoten i nord, en fra Nea i Midt-Norge og en fra Haldensområdet i Sør-Norge

Det svenske nettet har mange parallelle 400 kV ledninger nord-sør. Ledningene mellom SE2 og SE3 er i tillegg seriekompensert for å ytterligere redusere impedansen (motstanden) mellom nord og sør. Til sammenligning er det to ledninger fra NO3 og sørover: 420 kV til Sogndal og 300 kV gjennom Gudbrandsdalen til Lillehammerområdet



# Styring av flyt kan øke kapasiteten nord-sør

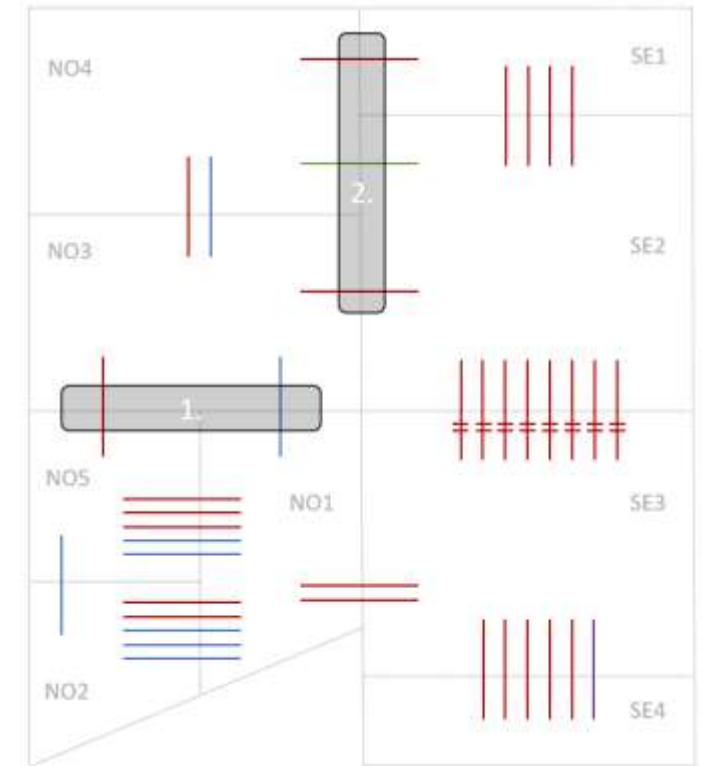
For å kunne øke utnyttelsen av det eksisterende nettet sørover i Norge, må en større andel av kraftflyten fra nord holdes på norsk side. Prinsipielt sett enten ved å bremse flyten over til Sverige i midt og nord (2), eller ved trekke mer kraft sørover på ledningene mellom Midt-Norge og Sør-Norge (1). En kombinasjon av tiltakene kan også være mulig.

Statnett har startet et prosjekt for å se på ulike løsninger for å styre flyten og nyttevirkningene av dette

For å trekke mer kraft sørover fra NO3 i det norske nettet er fasevridning, Back-to-Back-anlegg eller lignende trolig de teknisk sett mest aktuelle tiltakene. For å kunne sette høyere kapasitet med styrbarhet enn uten, er det sannsynligvis nødvendig å ha styrbarhet i begge forbindelsene mellom Midt- og Sør-Norge og/eller benytte systemvern med produksjonsfrakobling

Med anlegg for å styre kraftflyten blir nettets egenskaper endret, og totalvirkningen med tanke på reell økt kapasitet ut av de nordlige prisområdene er usikkert. Vår vurdering så langt er at potensialet er i størrelsesorden noen hundre MW, og at den typen tiltak som framstår som mest aktuelt tar anslagsvis 3 år å realisere.

Som del av det bilaterale samarbeidet med SvK vil vi også utrede tiltak knyttet til styrbarhet på mellomlandsforbindelsene (2) og potensial for bedre utnyttelse av dagens kapasitet.



Forenklet skisse av transmisijsnett i Norge og Sverige og mulige tiltak:

- 1) Styring av flyt mellom Midt-Norge og Sør-Norge over Sognefjorden og gjennom Gudbrandsdalen
- 2) Styring av flyt på forbindelsene mellom Norge og Sverige

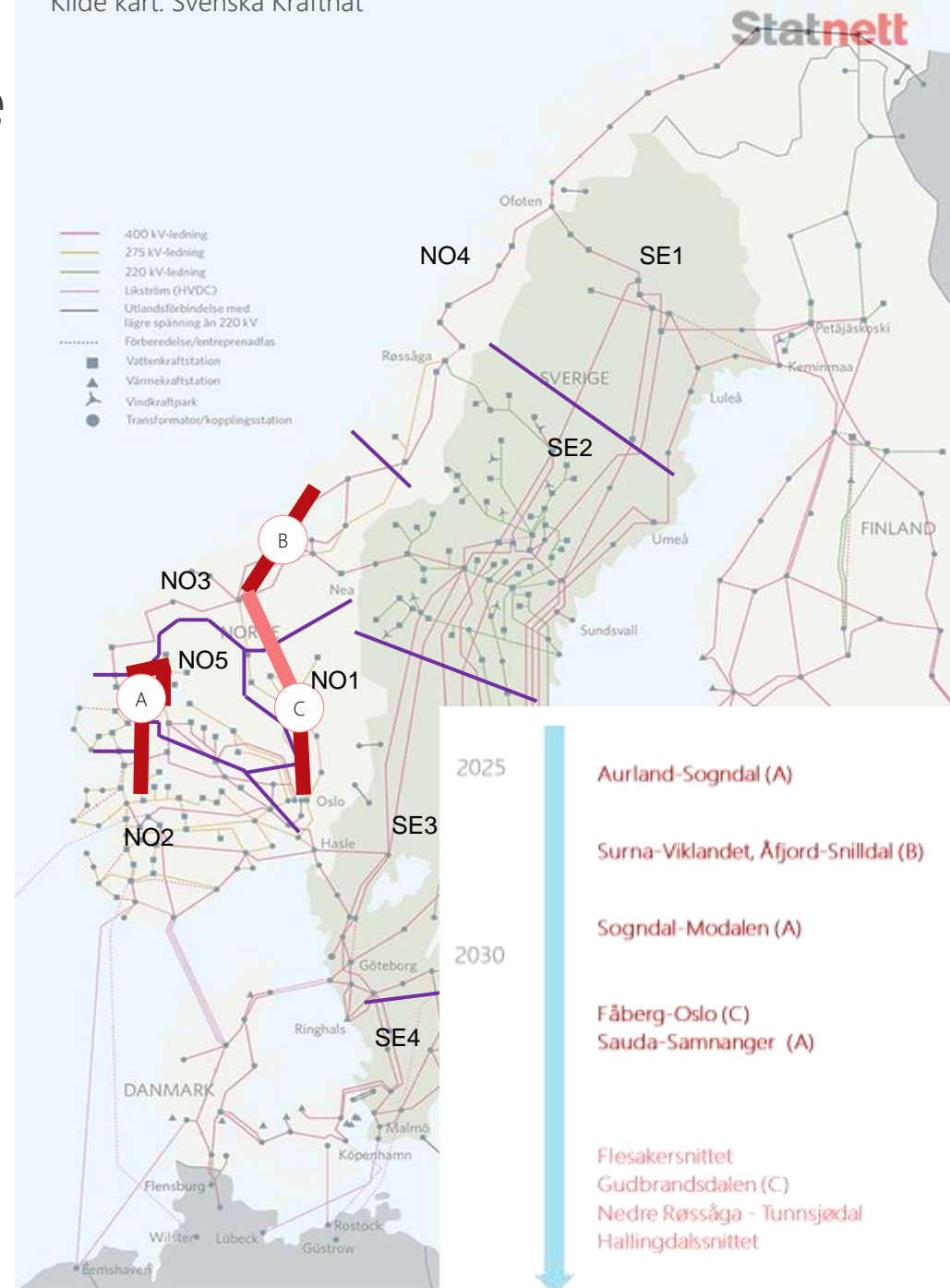
# Vi vurderer mulighet for å gjennomføre planlagte nettiltak noe raskere

Transportkanalene knytter elspotområdene sammen og er viktig for regional forsyningsikkerhet. Oppgradering av kanalene er omfattende prosjekter som skal dekke behov innen regional forbruksvekst, fornyelse og handelskapasitet. Økte flaskehalsar og prisforskjeller bidrar til at det er lønnsomt å spenningsoppgradere disse før de når teknisk levetid. I praksis vil dette i mange tilfeller også være nødvendig for å knytte til mer forbruk og produksjon. Vi planlegger en trinnvis oppgradering av kanalene, som hensyntar utkoblingsmuligheter.

Kanalene henger tett sammen, og oppgradering av én kanal vil påvirke overføringsbehovet i en annen. I tillegg er prosjektene store i omfang og tar tid å realisere. For å håndtere utkoblinger i forbindelse med byggeaktivitet, er det også nødvendig å gjennomføre oppgraderingene trinnvis. Særlig på Vestlandet er det begrenset hvor mange prosjekter som kan gjennomføres samtidig.

Vurdering av muligheter for å gjennomføre av besluttede og planlagte nettforstrekninger raskere inngår blant annet i Statnetts pågående arbeid. Vi vurderer både om det er mulig å realisere tiltakene raskere, om det er grunnlag for å omprioritere nettporteføljen, og om det er andre eller ytterligere tiltak vi bør vurdere. Investering i styrbare komponenter er et eksempel på dette.

Kilde kart: Svenska Kraftnät



# Fremtidens energisystem bygges nå – vi må tenke helhetlig og langsiktig

## Vi er inne i en krevende tid - ekstreme priser og prisforskjeller

Sentrale årsaker til den høye prisforskjellen knytter seg til forhold Statnett ikke kan påvirke, og der utviklingen er usikker, primært gassprisen, men også den hydrologiske balansen. På lang sikt forventer vi en normalisering av prisene. Statnett og SvK ser på tiltak for å kunne gi økt kapasitet til markedet på kort og mellomlang sikt.

## På sikt får vi et mer "balansert" system

På lang sikt forventer vi en normalisering av prisene, og mindre prisforskjeller nord-sør i Norge og Sverige.

Vi forventer en rask forbruksvekst innen ny industri, elektrolyse og datasentre nord i Sverige og i Nord- og Midt-Norge. Samtidig ligger det an til å bli mer havvind i sør både i Sverige og Norge, og vi vil få mer forbruk vest i Norge som trekker mer av flyten over på norsk side. Endringer i produksjon og forbruk påvirke flytmønsteret, prisforskjeller og nytten av ulike tiltak. I dag er dominerende flyt nord-sør, men vi forventer økende flyt nordover, for eksempel fra Sørlandet til Vestlandet og fra Midt-Norge til Nord-Norge.

Kombinert med mer normale priser på gass og den pågående overgangen til vind og solkraft ellers i Europa viser våre

modellberegninger at vi innen få år vil få mye mindre prisforskjeller nord-sør i Norge og Sverige. Dette forsterkes med innføringen av flytbasert markedskobling neste år, som vil bidra til økt utnyttelse av det eksisterende nettet og dermed reduserte prisforskjeller

## Vi har en langsiktig plan

Statnett og SvK har lenge beregnet at det vil bli økt kraftutveksling nord-sør og planlegger derfor flere store nettforstreknings. I sum vil disse øke den samlede overføringskapasiteten nord-sør med 50-60 %.

Vi følger utviklingen i kraftmarkedet nøye, og gjør grundige vurderinger av behov for omprioritering eller ytterligere nettiltak, både med tanke på overføringskapasitet mellom prisområdene, fornyelsesbehov og tilknytning av forbruk og produksjon (herunder havvind).

Problemstillingen er kompleks, og det må gjøres ytterligere analyser for å konkretisere effekten av de uliketiltakene. Flere tiltak må ses i sammenheng for å vurdere samlet nettonytte. Statnett og SvK planlegger tiltak som vil øke kapasiteten, men særlig større nettforstreknings tar lang tid.

# Nettutvikling for det grønne taktskiftet



## Markant temposkifte

- Investerer 60-100 milliarder innen 2030
- Vi skal tilrettelegge for opp mot 220 TWh i 2050
- Stor forbruksvekst fordrer mer kraftproduksjon
- Utveksling og havvind viktig drivere for flyten i sør

Innen 2040 er det gjennomført stort kapasitetsløft – alle transportkanaler skal da være oppgradert til 420 kV.

Vi etablerer områdeplaner som viser målnett i regionene og koordinerer system- og anleggstiltak, reinvesteringer og ny kapasitet – i tett samarbeid med regionale nettselskaper.

[Link til Nettutviklingsplan 2021](#)

[Link til Analyse av Transportkanaler 2021](#)



Langsiktig markedsanalyse 2020-2050  
<https://www.statnett.no/lma>



Langsiktig markedsanalyse, 2021-oppdatering  
<https://www.statnett.no/lma>



Nettutviklingsplan 2021  
<https://www.statnett.no/nup>



Analyse av transportkanaler  
<https://www.statnett.no/nup>



Kortsiktig markedsanalyse 2021-2026  
<https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/planer-og-analyser/kortsiktig-markedsanalyse/>



Nordic Grid Development Perspective 2021  
<https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemeldinger/nyhetsarkiv-2021/ngdp-2021-baner-vei-mot-klimanoytralt-nordisk-kraftsystem/>



# Lysark fra Svenska Kraftnet

I Webinar hold 6.april 2022 deltok Svenska Kraftnet, og vedlagt ligger presentasjonen vist i webinarret



---

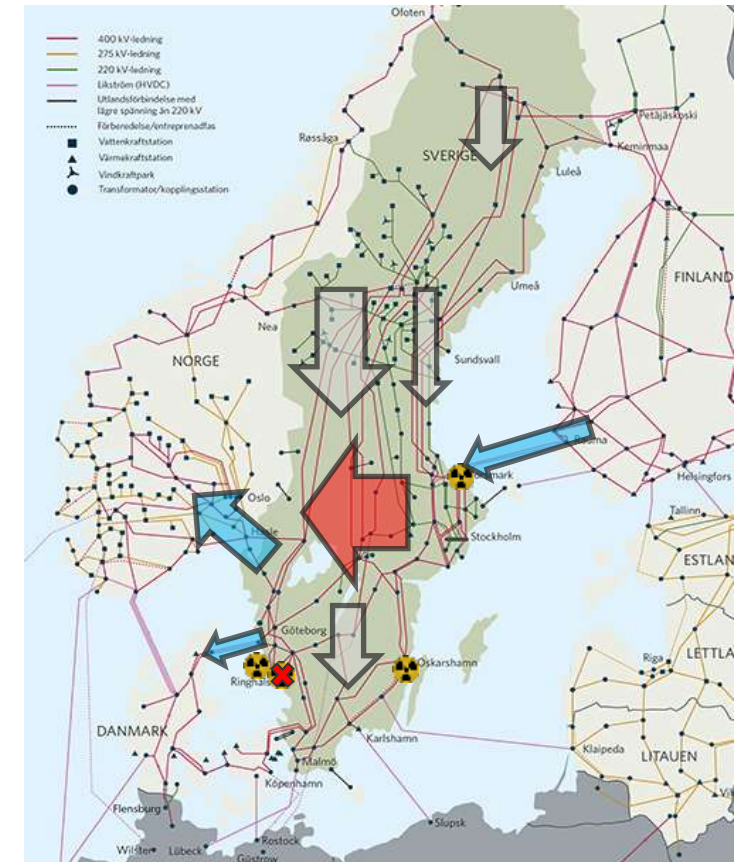
# Åtgärder för att öka kapaciteten – kortsiktiga åtgärder

Webinar: Kapasitet og prisdifferensier mellom nord og sør 6 april 2022







# Sammanfattning: Öst-väst flödessituationen

- > Kraftsystemet genomgår två stora förändringar; omfördelning av produktion i Sverige och ny exportkapacitet
  - > Utfasning av produktionen (främst på västkusten) och mer produktionsöverskott i norra Sverige och FI (+1600 MW)
  - > Mer exportkapacitet från NO->DE och NO->GB (+2800 MW)
- > Detta inducerar ett öst-västligt flöde som resulterar i förändringar av överföringskapaciteten till och från SE3









# Kapacitetshöjande åtgärder

## Marknadsåtgärder

Summaallokering		Summaallokering ska införas i slutet av mars 2022. Åtgärden blir överflödigt när flow based implementeras under 2023.
Flow-based		Flow-based ska implementeras tidigast 2023.
Mothandel		Mothandel används sedan cirka ett år tillbaka för att öka handelskapaciteterna i normal drift. Dessutom pågår ytterligare nationella och nordiska initiativ kring mothandel.
Dynamisk TRM		Svenska kraftnät analyserar detta under första kvartalet 2022. Om det blir aktuellt kan dynamisk TRM (Transmission Reliability Margin) implementeras i andra kvartalet 2022.

## Tekniker för högre nyttjande av befintligt nät

Utöka systemvärnsfunktionaliteten		Utökad systemvärnsfunktionalitet på Fenno-Skan och Konti-Skan ska implementeras i september 2022. Dessutom pågår en utredning om utökad systemvärnsfunktionalitet även på snitt 2. Utredningen beräknas vara klar i andra kvartalet 2022.
Öka driftströmmen i befintlig utrustning		Beslut om ökad driftström togs i december 2021 respektive februari 2022.
Dynamic Line Rating (DLR)		Svenska kraftnät tittar på om DLR kan användas för att undvika sänkta kapaciteter under varma somrardagar 2022. Dessutom undersöker Svenska kraftnät om ett mer långsiktigt införande av DLR kan ske succesivt från 2023 och framåt.
Högtemperaturledning		Högtemperaturledningen installeras under Q3 2022.
Energilager		Förstudien beräknas vara klar i maj 2022. Efter detta följer fördjupade studier av de tekniker som bedöms ha kapacitet att öka överföringskapaciteten. En eventuell implementering ligger uppskattningsvis minst 3 år bort i tiden.
Flödesstyrning		Förstudien beräknas vara klar i maj 2022. Efter detta följer fördjupade studier av de tekniker som bedöms ha potential att öka överföringskapaciteten i stamnätet. En eventuell implementering ligger uppskattningsvis minst 3 år bort i tiden.

## Traditionella åtgärder och portföljprioritering

Löpande identifiering av begränsande utrustning

Portföljprioritering

Systemutredning i SE3

Övriga planerade nätinvesteringar

Åtgärder för att minska avbrottsid

---

# Summaallokering för SE3 – NO1 och SE3 – DK1 i marknadskopplingen för dagen före marknaden



## Nya öst-västliga energiflöden har avsevärt minskat kapaciteten för handel till och från SE3 jämfört med historiska värden

- > Exporten till NO1 och DK1 från SE3 påverkas av öst-västliga energiflöden
- > En viss mängd transitering genom SE3 kan definieras ←
- > Idag måste denna summa delas och specifikt allokeras till SE3-DK1 respektive SE3-NO1 i marknadskopplingen för day-ahead handel ⇐⇐
- > Svk ser driftsituationer med outnyttjad kapacitet → nyttjande av tillgänglig kapacitet kan effektiviseras genom att införa en funktionalitet för summaallokering i marknadskopplingen
  - fler handelsmöjligheter med respekt för driftsäkerhet är möjliga mellan SE3, DK1 och NO1



---

# Go Live genomfördes 29 mars 2022 för leveransdag 30 mars

- > Första steget är att introducera denna funktionalitet i marknadskoppling för day ahead-handel
- > Nästa steg → Utredda implementering i intradagmarknaden

- På grund av den nya driftssituationen på svenska västkusten är införandet möjligt
- Mer flexibel kapacitetstilldelning än i vanlig NTC
- Under historiska förhållanden skulle optimeringsfunktionen inte ha haft samma relativa effekt.

# Hur fungerar en summatilldelning från SE3 till NO1 och DK1?

Exempel: utan summatilldelning

Säker kapacitet för import till SE3 är:

SE3<NO1: 2120 MW

SE3<DK1: 715 MW

Total kapacitet för export utan summatilldelningen definieras utifrån element i SE3, i detta exempel:

1251 MW { SE3>NO1: 750 MW  
SE3>DK1: 501 MW

*Utan summatilldelningen är den maximala exportkapaciteten inställd för varje gräns, outnyttjad kapacitet för en av dem kan inte användas av den andra. Summatilldelningen tillåter en gräns att utnyttja den kapacitet som inte används på den andra gränsen och dess importflöde.*

# Hur fungerar en summatilldelning från SE3 till NO1 och DK1?



Maximal export på varje rad är beroende av exportflödet på den andra

Om en summatilldelning ingår kan detta tas med i beräkningen i optimeringen:

Summa allokering (dvs total möjlig export från SE3):  $750 \text{ MW} + 501 \text{ MW} = 1251 \text{ MW}$

Kapacitet SE3>NO1:  $1251 + \text{importflöde från DK1 till SE3 (715)} = 1966 \text{ MW (SE3+transit)}$

Kapacitet SE3>DK1:  $1251 + \text{importflöde från NO1 till SE3 (750)} = 2001 \text{ MW (SE3+transit)}$

Övre gräns för säker kapacitet för gräns SE3>NO1: "maxNTC"

Övre gräns för säker kapacitet för gräns SE3<DK1: "maxNTC" (i detta fall gränssättande)



# 11 mars kl. 11-12 – innan lineset med statistiska begränsningar på SE3>DK1 och SE3>NO1



- SE3 importerar 360 MW från DK1
- SE3 exporterar 550 MW till NO1 p.g.a. statistisk begränsning
- **Totalt flöde från SE3 till DK1 och NO1: 190 MW export trots att utrymme finns för 1000 MW export**

# 1 april kl. 11-12 – med lineset



- SE3 importerar 715 MW från DK1
- Som en konsekvens kan SE3 exportera 1715 MW till NO1
- **Totalt flöde från SE3 till DK1 och NO1: 1000 MW export**

# Möjligt utfall innan lineset vid full import på Konti-Skan – Hasle begränsas alltid till 550 MW export

MW

1000

500

0

-500

-1000

-1500

-2000

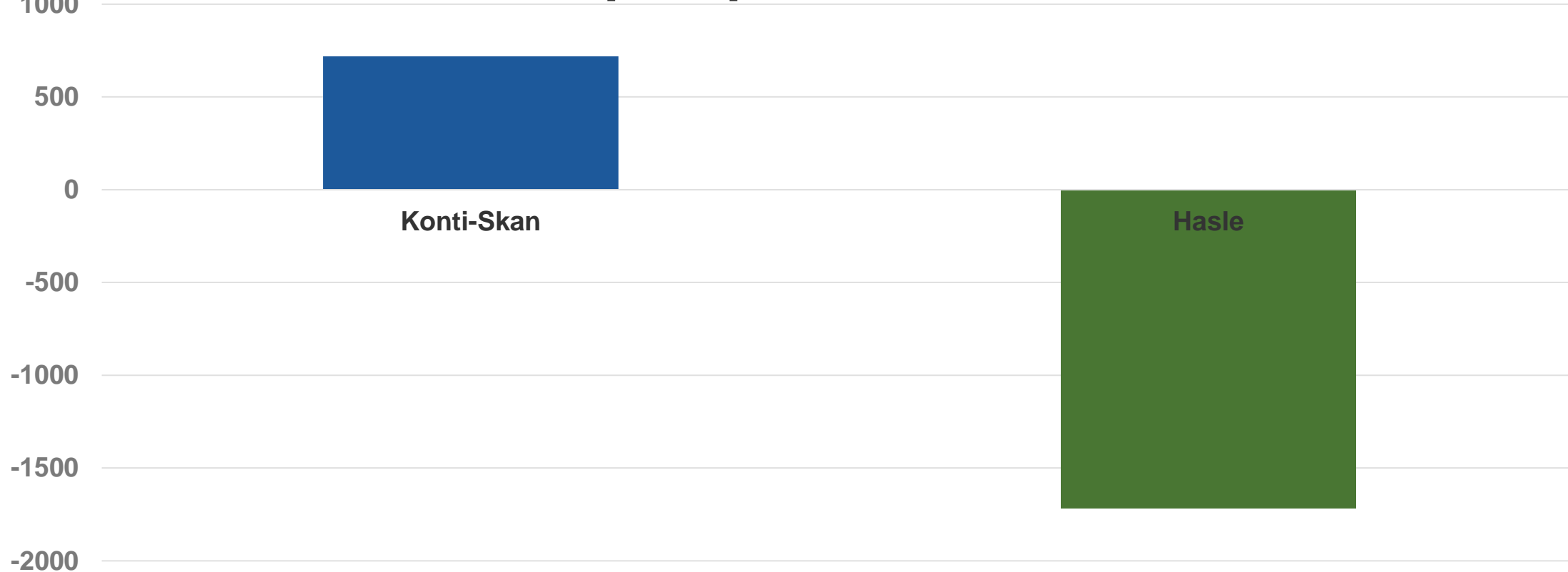
Konti-Skan

Hasle

■ Konti-Skan ■ Hasle

# MW

## Möjligt utfall med lineset och full import på Konti-Skan – tillåter 1715 MW export på Hasle



■ Konti-Skan ■ Hasle

# Kapaciteter mellan NO1 och SE3 5 april

- > Tillgänglig kapacitet (03-04) med summaallokering mellan SE3 – NO1 → 1000 MW + 715 MW = 1715 MW
- > Tillgänglig kapacitet (03-04) mellan NO1 - SE3 → 1495 MW

05-04-2022	SE3 > DK1A+NO1	SE3 > NO1	DK1A > SE3	NO1 > SE3
Max NTC	-	2 095	715	2 145
00 - 01	1 000	2 095	715	1 495
01 - 02	1 000	2 095	715	1 495
02 - 03	1 000	2 095	715	1 495
03 - 04	1 000	2 095	715	1 495
04 - 05	1 000	2 095	715	1 495
05 - 06	1 000	2 095	715	1 495
06 - 07	1 000	2 095	715	1 495
07 - 08	1 000	2 095	715	1 495
08 - 09	1 000	2 095	715	1 495
09 - 10	1 000	2 095	715	1 495
10 - 11	1 000	2 095	715	1 495
11 - 12	1 000	2 095	715	1 495
12 - 13	1 000	2 095	715	1 495
13 - 14	1 000	2 095	715	1 495
14 - 15	1 000	2 095	715	1 495
15 - 16	1 000	2 095	715	1 495
16 - 17	1 000	2 095	715	1 495
17 - 18	1 000	2 095	715	1 495
18 - 19	1 000	2 095	715	1 495
19 - 20	1 000	2 095	715	1 495
20 - 21	1 000	2 095	715	1 495
21 - 22	1 000	2 095	715	1 495
22 - 23	1 000	2 095	715	1 495
23 - 00	1 000	2 095	715	1 495

---

# Åtgärder i Anläggningsportföljen



# Långsiktiga åtgärder

## Projektgrupper:

- Sydvästlänken
- Karlslund – Östansjö
- Valbo – Untra Högtemperaturlina
- Ekhyddan – Nybro – Hemsjö
- NordSyd Västeråspaketet Hamra – Karlslund
- Västkustpaketet Skogssäter – Hurva
- Skogssäter - Stenkullen
- NordSyd Uppsalapaketet & StorStockholm Väst Mehedeby – Hamra
- Borgvik – Skogssäter
- NordSyd Ockelbo-, Kust- och Inlandspaketet
- NordSyd Karlstadsbenet Midskog – Borgvik
- NordSyd Hallsbergsbenet
- Östra korridoren Glan – Hurva
- Hallsberg – Stenkullen och/eller Hallsberg – Borgvik
- Hamra – Åker – Glan & Hall – Hedenlunda

