



## Analyseforudsætninger til Energinet 2022 – Eltransmissionsforbindelser til udlandet

Baggrundsnotat

**Kontor/afdeling**  
Systemanalyse

**Dato**  
5. januar 2023

**J nr.** 2022 – 13659

/TTO

### Indholdsfortegnelse

Udvikling frem mod 2050.....	2
Metode og antagelser .....	2
Levetider .....	3
Nettab.....	3
Forbindelser fra Vestdanmark (DK1) .....	4
Forbindelser fra Østdanmark (DK2).....	5
Storebæltsforbindelsen .....	6
Forbindelser ved etablering af energigør .....	6
Usikkerhed.....	7
Ændringer i forhold til AF21 .....	7

Bemærk, at notatet ud over udlandsforbindelser også indeholder forudsætninger vedr. Storebæltsforbindelsen mellem Vest- og Østdanmark. Bemærk endvidere, at analyseforudsætningerne indeholder antagelser vedr. udlandsforbindelser relateret til energigørerne, selvom der endnu ikke er indgået endelige aftaler herom med udlandet. Dette er en afvigelse fra normal praksis og skyldes, at analyseforudsætningerne indeholder bedste bud for udviklingen med den viden Energistyrelsen pt. har og under hensyn til politiske mål og aftaler.

**Energistyrelsen**

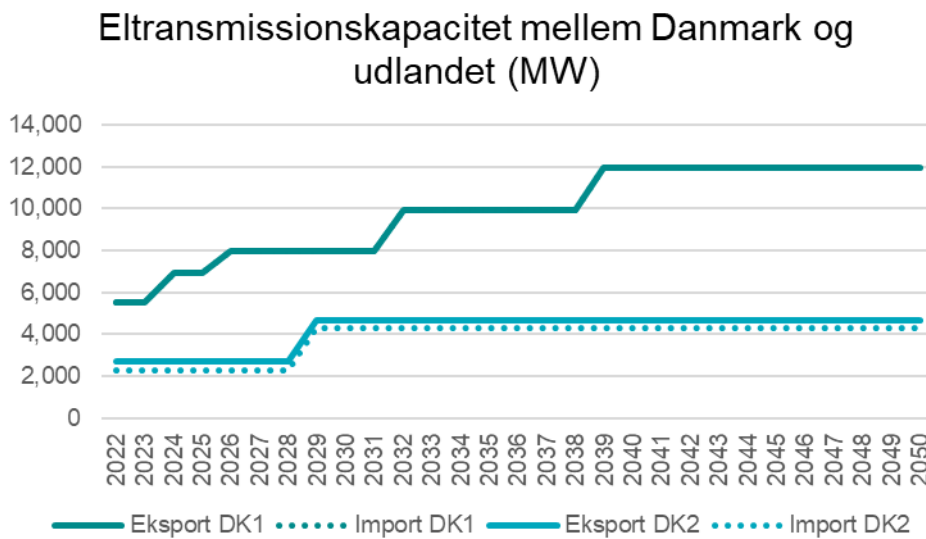
Carsten Niebuhrs Gade 43  
1577 København V

T: +45 3392 6700  
E: ens@ens.dk

[www.ens.dk](http://www.ens.dk)

## Udvikling frem mod 2050

Figuren herunder viser eksport- og importkapaciteten fra hhv. Vest- (DK1) og Østdanmark (DK2) til udlandet inkl. antagelser om udlandsforbindelser relateret til energigørerne (2 GW fra Bornholm til Tyskland og 2 GW fra energigøreren i Nordsøen til Belgien fra 2032 samt 2 GW til Nederlandene fra 2039). Forbindelsen over Storebælt er i hele perioden 590 MW fra Vestdanmark (DK1) og 600 MW fra Østdanmark (DK2).



Figur 1: Eksport- og importkapacitet mellem Vest- (DK1) og Østdanmark (DK2) og udlandet (MW). Forøgelsen i 2029, 2032 og 2039 skyldes forbindelserne relateret til energigørerne. Interne forbindelser til energigørerne fremgår af dataarket.

## Metode og antagelser

Energinet er ansvarlig for at levere forudsætninger angående udlandsforbindelser til Energistyrelsen. Energinet er opmærksom på, at der med ikrafttrædelsen af Clean Energy Package er en forpligtigelse om, at 70% af kapaciteten på forbindelserne skal stilles til rådighed for markedet. Det skal dog bemærkes, at Energinet alene ikke kan løfte denne forpligtigelse, da også nabo-TSO'er kan indføre begrænsninger på udlandsforbindelser.

I analyseforudsætningerne indgår eksisterende og godkendte<sup>1</sup> eltransmissionsforbindelser fra Danmark til udlandet med undtagelsen af forbindelsen fra Bornholm til Sverige<sup>2</sup>. Desuden indgår antagelser om forbindelser

<sup>1</sup> Dette kan sammenlignes med Energinets udlandsdata, hvor der for andre prisområder medtages forbindelser, der har status "In permitting" eller "Under construction" i TYNDP-arbejdet.

<sup>2</sup> Bornholm er forbundet til Sverige med en vekselstrømsforbindelse, som har en kapacitet på 60 MW i begge retninger. Denne forbindelse inkluderes normalt ikke i Energinets modelberegninger af Østdanmarks elsystem, og forbindelsen er derfor ikke en del af analyseforudsætningerne.



relateret til energijørerne, jf. boks på side 1. Endvidere indgår forbindelsen over Storebælt mellem Vest- (DK1) og Østdanmark (DK2).

For hver forbindelse angiver analyseforudsætningerne den forventede maksimale handelskapacitet (maximum net transfer capacity, forkortet NTC) for hhv. import og eksport. NTC er den handelskapacitet, der maksimalt kan overføres over en forbindelse, under hensyntagen til nettab, sikkerhedsstandarder og tekniske begrænsninger. Dette er ikke det samme som den tilgængelige transmissionskapacitet (available transmission capacity, forkortet ATC) for day-ahead markedet. NTC er udgangspunktet for Energinets analyser, da Energinet i deres markedsmodeller modellerer spotmarkedet med planlægning for øje.

For nogle forbindelser er NTC for import og eksport identisk, mens den for andre forbindelser er forskellig. Dette beskrives nærmere under de enkelte forbindelser.

## Levetider

I Analyseforudsætningerne antages det, at eksisterende eltransmissionskapacitet mellem Danmark og udlandet samt Storebæltsforbindelsen opretholdes i perioden frem til 2050. I praksis vil flere af de eksisterende forbindelser dog nå deres forventede tekniske levetid inden 2050 og der vil skulle tages beslutning om reinvestering. Dette bliver i stigende grad relevant for enkelte forbindelser til de nordiske områder.

Energinet er løbende i dialog med nabo TSO'er om de udlandsforbindelser, der nærmer sig endt teknisk levetid. I den dialog, der stadig pågår, er det blevet klart, at der forventes reinvesteringer på disse forbindelser. Antagelsen fra tidligere fastholdes derfor, da det vurderes overvejende sandsynligt at der fortsat vil være kapacitet til rådighed i hele perioden. Se yderligere beskrivelse under de enkelte forbindelser.

Energinet er opmærksom på den usikkerhed der er forbundet med forbindelser der nærmer sig endt teknisk levetid. Forbindelserne inddrages derfor naturligvis som følsomheder i de analyser, hvor det vurderes relevant.

## Nettab

Når der transporteres energi i kabler, opstår der et tab af energi undervejs. Dette betyder, at den energimængde, der fødes ind i en forbindelse, vil være større end den energimængde, der kan tages ud af forbindelsen. Dette tab af energi, håndteres ved, at TSO'erne indkøber energi tilsvarende den tabte energimængde, typisk via børserne.

Ved eksplicit nettabshåndtering af nettab tager markedsalgoritmen (Euphemia) i markedskoblingen ikke hensyn til, at der er et tab forbundet med at transportere energi. Dette betyder, at Euphemia ikke tager hensyn til den omkostning (nettab),

der er forbundet med at transportere energi mellem prisområder. Det indebærer, at i timer, hvor der er udvekslinger mellem prisområder, og der er små eller ingen prisforskelle, så opstår der et samfundsøkonomisk tab, da flaskehalsindtægterne ikke kan dække de enkelte TSO'ers indkøb af tabt energi (nettab).

Ved at inkludere nettab i Euphemia, dvs. lave en implicit håndtering af tab, tages der ved kapacitetstildelingen hensyn til, at der er en samfundsøkonomisk omkostning forbundet med at transportere energi. I praksis vil det foregå ved at inkludere en tabsfaktor, som udtrykker den procentdel af energien, der tabes under udvekslingen. Det indebærer, at den marginale velfærdsgevinst (prisforskellen mellem 2 områder) skal være større end eller lig med de marginale velfærdstab ved at transportere energien, for at en udveksling vil finde sted.

## Forbindelser fra Vestdanmark (DK1)

### Skagerrak

Forbindelsen til Norge består af fire jævnstrømskabler med en samlet kapacitet på 1.700 MW. De to kabler, Skagerrak 1 og 2, med en samlet kapacitet på 500 MW, nærmer sig deres tekniske levetid og det vurderes at de inden for en kortere årrække sandsynligvis ikke længere kan holdes i drift ved normalt vedligehold. Energinet og den norske TSO, Statnett, undersøger derfor mulighederne for en reinvestering med henblik på at fastholde kapaciteten.<sup>3</sup>

Den 18. februar 2021 gik Skagerrak-forbindelsen fra at have eksplicit til at have implicit nettabshåndtering. Det betyder, at forbindelsen nu har 1.680 MW i afsenderenden og 1.632 MW i modtagerenden, hvilket svarer til et tab på ca. 2,9% fra afsenderenden til modtagerenden.

### Konti-Skan

Forbindelsen til Sverige består af to jævnstrømskabler med en samlet kapacitet på 740 MW. NTC-kapaciteten er i begge retninger 715 MW. Forskellen skyldes dækning af nettab.

### Jylland-Tyskland

Forbindelsen til Tyskland består af fire vekselstrømsforbindelser<sup>4</sup> med en samlet kapacitet på 2.500 MW. Efter udvidelse i 2020 er NTC i dag 2.500 MW i begge retninger. Som den eneste er der på denne forbindelse indgået en aftale om minimumstilgængelighed i markedet. I aftaleperioden, der rækker fra 2019 til og med 2027, tages derfor højde for denne nedre grænse i markedssimuleringer, men

---

<sup>3</sup> <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/nup-2021/nettutviklingsplan-2021.pdf>

<sup>4</sup> Fire 400 kV forbindelser.



ikke som en erstatning for NTC i analyseforudsætningerne, som fortsat udgør den maksimale handelskapacitet<sup>5</sup>.

Den tilgængelige eksportkapacitet i day-ahead markedet har historisk set været begrænset grundet interne flaskehalse i det tyske transmissionsnet. Begrænsningerne skyldes, at Tyskland har meget vind og sol i Nordtyskland kombineret med meget lavt forbrug. Derfor skal det tyske net kunne håndtere transport af store mængder el fra nord til syd, når der er høj elproduktion fra vind og sol. For at håndtere dette i Energinets markedsmodeller fremadrettet, har Energinet udviklet et værktøj, der ved hjælp af machine learning trænet på historisk data for vind, sol og forbrug, kan give et kvalificeret bud på den fremtidige tilgængelige kapacitet. Dette anvendes til udarbejdelse af en tilgængelighedsprofil, der bliver ganget på NTC, for at tage højde for begrænsninger i aftaleperioden. Fra 2028 antages fuld tilgængelighed på forbindelsen.

NTC forventes at blive øget til 3.500 MW i løbet af 2025 i begge retninger. Den gradvise forøgelse på grænsen skyldes udskiftning af 220 kV-forbindelserne til 400 kV samt forstærkning af nettet både syd og nord for grænsen.

### COBRA

Forbindelsen til Nederlandene består af et jævnstrømskabel med en kapacitet på 700 MW. Forbindelsen er idriftsat i 2019. NTC er på 700 MW i begge retninger.

### Viking Link

Den kommende forbindelse til England kommer til at bestå af to jævnstrømsforbindelser med en samlet kapacitet på 1.400 MW. Forbindelsen forventes i drift fra 2024. I Energinets metodeanmeldelse for Viking Link<sup>6</sup> fremgår det, at nettabshåndtering er implicit, ligesom tilfældet er for Skagerrak. Det betyder, at forbindelsen har 1.455 MW i afsenderenden og 1.400 MW i modtagerenden, hvilket svarer til et tab på 3,9 % fra afsenderenden til modtagerenden.

## Forbindelser fra Østdanmark (DK2)

### Øresund

Energinet og den svenske TSO, Svenska kraftnät, ejer to elektriske systemer over Øresund, som forbinder DK2 og SE4 elektrisk. System 1, som er ejet af Svenska kraftnät, blev udskiftet i 2020. System 2 er ejet af Energinet og står over for en snarlig udskiftning, da kablerne nu er 37 år gamle. Forarbejdet til udskiftningen er i gang. NTC eksportkapaciteten er i dag på 1.700 MW, mens NTC importkapaciteten er på 1.300 MW. Den indmeldte kapacitet på en forbindelse skal kunne opretholdes ved 1. fejl og med den nuværende mængde af reserver samt benyttelse af systemværn kan Energinet tillade en større eksport end import.

<sup>5</sup> [https://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec\\_docs/40461/40461\\_461\\_3.pdf](https://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec_docs/40461/40461_461_3.pdf)

<sup>6</sup> <https://energinet.dk/El/Horinger/Afsluttede-horinger/2022-06-Metodeanmeldelse-markedsregler-for-Viking-Link-juni-2022>



### Kontek

Forbindelsen til Tyskland består af et jævnstrømskabel med en kapacitet på 600 MW. NTC eksportkapaciteten er i dag på 585 MW, mens NTC importkapaciteten er på 600 MW. Forskellen skyldes dækning af nettab, der altid købes i DK2.

### Kriegers Flak

Forbindelsen til Tyskland via havmølleparken ved Kriegers Flak består af et jævnstrømskabel med en kapacitet på 400 MW mellem den danske vindmøllepark på Kriegers Flak og de tyske vindmølleparker. Forbindelsen blev idriftsat i 2020 og havde altså første hele driftsår i 2021. Ilandføringskablet fra den danske vindmøllepark er på 600 MW. Selve udlandsforbindelsen har en kapacitet på 400 MW i begge retninger, men er begrænset af den til enhver tid værende elproduktion fra Kriegers Flak havmølleparken.

### Storebæltsforbindelsen

Vest- og Østdanmark er forbundet med en jævnstrømsforbindelse, Storebæltsforbindelsen, på 600 MW. Forbindelsen er ikke en egentlig udlandsforbindelse, da den forbinder de to danske prisområder DK1 og DK2. Dog drives den på samme måde og indgår også i markedet på de samme vilkår som udlandsforbindelserne. NTC-kapaciteten fra Vest- (DK1) til Østdanmark (DK2) er 590 MW, og i modsat retning er NTC kapaciteten 600 MW. Forskellen skyldes dækning af nettab, der altid købes i DK1.

### Forbindelser ved etablering af energigør

Analyseforudsætningerne indeholder bedste bud for udviklingen med den viden Energistyrelsen pt. har og under hensyn til politiske mål og aftaler. Med afsæt i Esbjerg-erklæringen<sup>7</sup> samt *Tillægsaftale om Energiø Bornholm 2022*<sup>8</sup>, forventes Energiø Nordsøen etableret med 3 GW havvind senest i 2033 og med efterfølgende udbygning til i alt 10 GW havvind hurtigst muligt og med 2040 som sigtepunkt under iagttagelse af de nødvendige udlandsforbindelser, og Energiø Bornholm forventes etableret med i alt 3 GW havvind i 2030. Energiø Bornholm forventes forbundet med 1.2 GW til Sjælland (DK2) og 2 GW til Tyskland fra primo 2029. Første fase af energigøen i Nordsøen forventes tilsluttet primo 2032 til Belgien via en 2 GW forbindelse samt 1,4 GW til Jylland (DK1).

Til AF22 antages endnu en forbindelse på 2 GW til Nederlandene idriftsat primo 2039 i takt med udbygningen af havvind. Udlandsforbindelsen til Nederlandene indgår i analyseforudsætningerne, selvom det endnu ikke er besluttet, hvordan energigøen i Nordsøen skal udvides, og hvilke lande energigøen skal forbindes til og med hvilke overføringskapaciteter. Dertil antages 5 GW elektrolysekapacitet opstillet på eller ved øen med henblik på eksport. Dette er beskrevet i et særskilt baggrundsnotat om PtX. Hvordan brinten optimalt set transporteres væk fra øen er

<sup>7</sup> <https://kefm.dk/aktuelt/nyheder/2022/maj/historisk-erklæring-skal-sikre-groen-stroem-til-230-mio-europaeiske-husstande>

<sup>8</sup> <https://kefm.dk/aktuelt/nyheder/2022/avg/bredt-flertal-energieo-bornholm-udvides-og-forbindes-til-tyskland>

ikke analyseret i forbindelse med AF22, ligesom den forventede fordeling mellem elektriske interkonnektorer og PtX-produktion blot er en simpel antagelse. Energinet og Energistyrelsen vil analysere nærmere på dette forhold.

## Usikkerhed

Som før nævnt anbefaler Energistyrelsen, at Energinet supplerer AF22 med følsomhedsanalyser på fremtidig eltransmissionskapacitet fra Danmark til udlandet. Energistyrelsen anbefaler, at der både laves følsomhedsanalyser på levetiden for eksisterende forbindelser og for tilgængelig kapacitet på de enkelte forbindelser.

Da der som nævnt endnu ikke er indgået endelige aftaler om udlandsforbindelser fra energigørerne vil Energinet i den videre anvendelse af AF22 kunne analysere forskellige scenarier for bl.a. årstal for etablering, kapacitetsfordeling og tilslutningslande.

Dertil er udbygningen efter 2040 behæftet med stor usikkerhed, da en stor del af energien forventes eksporteret. Om dette vil foregå i form af el, brint eller andre produkter er ukendt og Energistyrelsen anbefaler at Energinet supplerer AF22 med følsomhedsanalyser for udbygningen af energiinfrastrukturen særligt i forbindelse med udbygningen i Nordsøen.

## Ændringer i forhold til AF21

Metoden i AF22 er grundlæggende den samme som i AF21 og forudsætningerne er identiske med undtagelse af en forskydning af udbyggelsen af Jylland-Tyskland forbindelsen samt udlandsforbindelser relateret til energigørerne, der er opdateret i henhold til de nyeste forventninger i takt med projektets fremskridning.