

The background of the entire page is a photograph of a modern, multi-story office building with a dark facade and large glass windows. The building is situated on a vast, green lawn. In the foreground, a row of young trees is planted in a line, receding into the distance. The sky is bright blue with scattered white clouds. In the top right corner, there is a white geometric pattern of interconnected lines forming a network-like structure. The word "ENERGINET" is printed in white, bold, uppercase letters in the top left corner.

ENERGINET

FREMSKRIVNING AF
ENERGINETS ELTARIFFER
2024-2026

DEN GRØNNE OMSTILLING OG SIKKERHEDSPOLITISK FOKUS PÅ ENERGI MEDFØRER TARIFSTIGNINGER

Energinet ønsker med denne publikation at give størst mulig transparens om forventningerne til fremtidigt niveau for eltarifferne – og samtidig tydeliggøre de store usikkerheder, som er forbundet hermed.

En accelereret grøn omstilling til 100 pct. vedvarende energi (VE) medfører øget behov for transport af energi, som nødvendiggør investeringer i transmissionsnettet og derfor øger Energinets omkostninger. Desuden øger et aldrende net behovet for reinvesterings, og risikoen for havarier er stigende. Endelig bliver opgaven med at balancere elsystemet også mere kompleks, når hovedparten af strømmen kommer fra fluktuerende energikilder som vind og sol.

Omstillingen vil i en periode føre til højere eltariffer; men på langt sigt forventes det stigende elforbrug at øge opkrævningsgrundlaget så meget, så eltarifferne vil falde igen. Energinet har udarbejdet fremskrivninger af det forventede fremtidige tarifniveau – foreløbigt frem til og med 2026. Energinet forventer, at de langsigtede drivere for tarifudviklingen er:

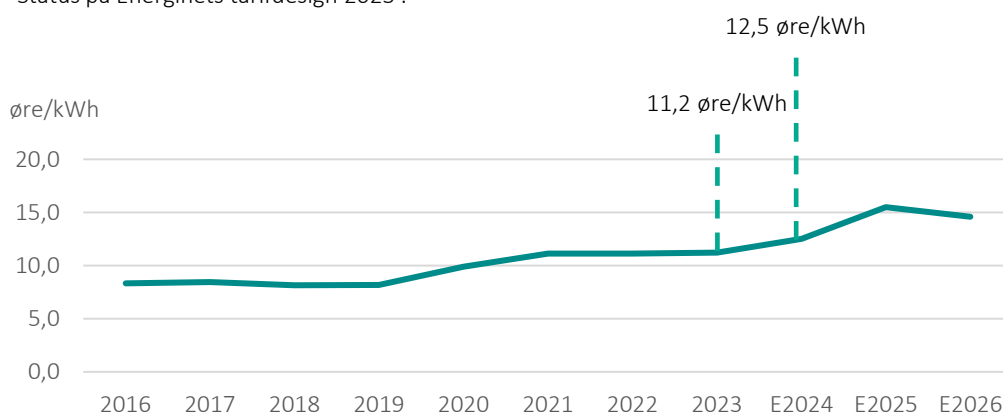
- Flaskehalsindtægter som bidrager til at dække Energinets omkostninger, men som kun vanskeligt og med stor usikkerhed kan forudsiges.
- Stigende aktivitetsniveau og nye driftsopgaver medfører, at Energinets omkostninger stiger. Elforbruget forventes også at stige; men det er stadig usikkert, hvornår et stigende elforbrug fra elektrificering af andre energisektorer realiseres og begynder at bidrage til omkostningsdækningen.
- Stigende behov for infrastrukturinvesteringer på grund af øget afstand mellem VE-baseret elproduktion og forbrugscentre samt øget behov for reinvesterings.
- Nettabet på grund af stigende eltransport stiger også, og Energinets løbende effektiviseringsindsatser på området kan ikke dæmme op for tendensen.
- Øgede systemydelsesomkostninger som følge af nye regler og behov for flere og nye typer af systemydelser til balancering af elnettet.

Endelig arbejder Energinet sammen med Dansk Energi og de danske distributionsselskaber for at sikre sammenhængskraft og styrke den samlede tarifering mod elforbrugerne, så der samlet set kan sendes klare prissignaler gennem tarifferne.

De nævnte drivere gennemgås en for en og forklares nærmere i sidste halvdel af denne tariffremskrivning, som er baseret på blandt andet Energistyrelsens Analyseforudsætninger (AF2022) om forbrugs- og produktionsudvikling, Energinets planer for netudbygning og markedsudvikling samt forwardpriser i elmarkederne.

Tariffremskrivningen er udarbejdet på det nuværende tarifdesign med 100 pct. energitariffer (øre/kWh), hvor Energinet fremadrettet arbejder på, at dele af omkostningerne opkræves via abonnementsbetaling (kr./år pr. forbrugsmålepunkt) og kapacitetstariffer (kr./MW).

De mere strategiske begrundelser for ændringer i Energinets tarifdesign, beskrives i publikationen 'Status på Energinets tarifdesign 2023'.



INDHOLD

04 ENERGINETS ELTARIFFER I 2024

06 OVERBLIK: ENERGINETS INDTÆGTER OG UDGIFTER 2024

08 OVERBLIK: FREMSKREVET UDVIKLING I ENERGINETS ELTARIFFER
FOR FORBRUG FRA 2023-2026

10 FLASKEHALSINDTÆGTER REDUCERER OMKOSTNINGSPULJERNE

12 FORVENTET STIGNING I ELFORBRUGET VIL STABILISERE TARIFTRYKKET

15 DEN GRØNNE OMSTILLING ØGER INVESTERINGSNIVEAUET

16 NETTABET STIGER PÅ GRUND AF ØGET VE OG FLERE UDLANDSFORBINDELSER

18 ELSYSTEMETS KOMPLEKSITET OG MARKEDSINTEGRATION DRIVER OMKOSTNINGERNE
TIL SYSTEMYDELSER

ENERGINETS ELTARIFFER I 2024

Energinet opkræver en række forskellige tariffer til at dække omkostningerne ved at etablere og drive elnettet samt ved at drive og balancere elsystemet. Energinets eltariffer er brugerbetalingen, der sammen med indtægterne fra udlandsforbindelserne skal dække alle omkostningerne til at etablere, vedligeholde og drive det kollektive elnet samt ved at drive og balancere elsystemet.

Eltarifferne er ikke en afgift, der fx kan generere indtægter til statskassen. Det er en brugerbetaling, hvor tarifferne årligt bliver justeret, så de samlede tarifindtægter matcher de samlede omkostninger til det kollektive elsystem inklusive en rimelig forrentning af den investerede kapital. Forsyningstilsynet fastsætter Energinets indtægtsramme, som sætter loftet for de samlede indtægter.

Energinet ejer og driver det overliggende elnet, transmissionsnettet, mens en række netselskaber ejer og driver de underliggende distributionsnet, hvor næsten alle forbrugere og producenter, undtagen de allerstørste, er tilsluttet.

NETTARIFFEN dækker Energinets omkostninger til forrentning og afskrivning, drift (herunder nettab) og vedligehold af det overordnede elnet (132/150 kV- og 400 kV-nettet) og af udlandsforbindelserne. Kunder med egne 132/150 kV-transformere, der afregnes på 132/150 kV-siden, afregnes til en reduceret tarif, der for 2024 er 0,6 øre/kWh lavere end den almindelige nettarif.

SYSTEMTARIFFEN dækker Energinets omkostninger til forsyningssikkerhed og elforsynings kvalitet, herunder systemydelse, systemdrift, markeds- og systemudvikling samt omkostninger til DataHub. Den største post er systemydelse, som primært dækker over indkøb af reserver fra markedsaktører (både producenter og forbrugere), der kan stå klar til at sikre balancen og stabiliteten i elsystemet, så det ikke pludselig bryder sammen. Energiltilsynet har i juni 2023 godkendt Energinets nye metode for systemtarif for forbrug, der væsentlig bedre end den nuværende model afspejler Energinets omkostninger. Dette medfører, at der fra 1. januar 2024 indføres ny metode for opkrævning af systemtariffen, der introducerer et fast tarifelement i form af et abonnement på 180 kr./år pr. forbrugsmålepunkt. Abonnementet udgør i størrelsesordenen 20-25 pct. af den samlede systemtarif. Samtidig indføres der en reduktion i den energibaserede systemtarif på 90 pct. for forbrug over 100 GWh pr. år. I dag er der kun få virksomheder, som har så stort et elforbrug. Det forventes, at denne reducerede tarif

for meget store elforbrugere vil understøtte den generelle elektrificering og integration af danske VE-ressourcer, særligt gennem Power-to-X (PtX). En udvikling, der forventes både at understøtte den grønne omstilling og effektiviteten af et dansk elsystem baseret på vedvarende energi, og dermed også gavne alle brugere og betalere af det kollektive elsystem.

SOM UDGANGSPUNKT AFREGNES TARIFFER I

SNITFLADEN (tilslutningspunktet) til det kollektive elnet. Samplaceret produktion og forbrug før tilslutningspunktet til det kollektive elnet – såkaldte 'prosumere' som fx egenproducenter, VE-egenforbrugere og direkte linjer skal således ikke betale energitariffer for 'egetforbrug', der er fuldt samtidigt med egen produktion.

DE RESTERENDE OMKOSTNINGER dækkes af producenter (indfødningsstarif), handelsgevinster på udlandsforbindelserne (flaskehalsindtægter), transitkompensation (ENTSO-E's kompensationsordninger for nettab og infrastruktur) og markedsaktører (balancering og balancetariffer).

INDFØDNINGSTARIFFEN dækker en andel af Energinets omkostninger til det overordnede elnet og afregnes som udgangspunkt på baggrund af nettoproduktionen.

Solceller, vindmøller og decentrale værker, der fortsat er omfattet af aftagepligten, betaler ikke indfødningsstarif.

Pr. 1. januar 2023 trådte en ny metode for producentbetaling i kraft. Denne indebærer en differentieret indfødningsstarif, afhængigt af om producenten er placeret i et forbrugs- eller et produktionsoverskudsområde.

Metoden indebærer også, at nye elproduktionsanlæg fremadrettet skal betale et engangsbidrag, når de tilsluttes transmissions- eller distributionsnettet. Denne tilslutningsbetaling er også geografisk differentieret.

Metoden er en udmøntning af de politiske intentioner i energiforliget fra 2020.

BALANCETARIF FOR PRODUKTION dækker en andel af Energinets samlede omkostninger til systemydelse og håndtering af balancemarkedet. Balancetarif betales af produktion og kan ses som en slags (mindre) systemtarif for produktion.

Desuden opkræves balanceansvarlige aktører et gebyr for balancekraft – dette gælder både for forbrug og produktion.

I 2024 TARIFFERNE SOM FØLGER:

FORBRUGERE BETALER

Nettarif (energitarif)	7,4 øre/kWh
Systemtarif (energitarif)	5,1 øre/kWh
For andelen af forbrug over 100 GWh/år	0,51 øre/kWh
Systemabonnement (pr. forbrugsmålepunkt)	180 kr./år

**PRODUCENTER BETALER**

Indfødningsstarif i forbrugsdominerede områder	0,3 øre/kWh
Indfødningsstarif i produktionsoverskudsområder	0,9 øre/kWh
Balancetarif for produktion	0,24 øre/kWh

BALANCEANSVARLIGE AKTØRER BETALER

Gebyr for balancekraft	0,1 øre/kWh
Ugentligt gebyr	30 EUR/uge

OVERBLIK: ENERGINETS INDTÆGTER OG UDGIFTER I 2024

For tariffene 2024 er der estimeret omkostninger på i alt DKK 8,4 mia. Størstedelen af Energinets elrelaterede omkostninger betales af elforbrugerne via net- og systemtariffer samt abonnementsbetaling (ca. 63 pct.).

Abonnementsindtægten udgør 8 pct. af indtægterne i 2024. Hertil kommer indregnet flaskehalsindtægter som den anden store indtægtspost.

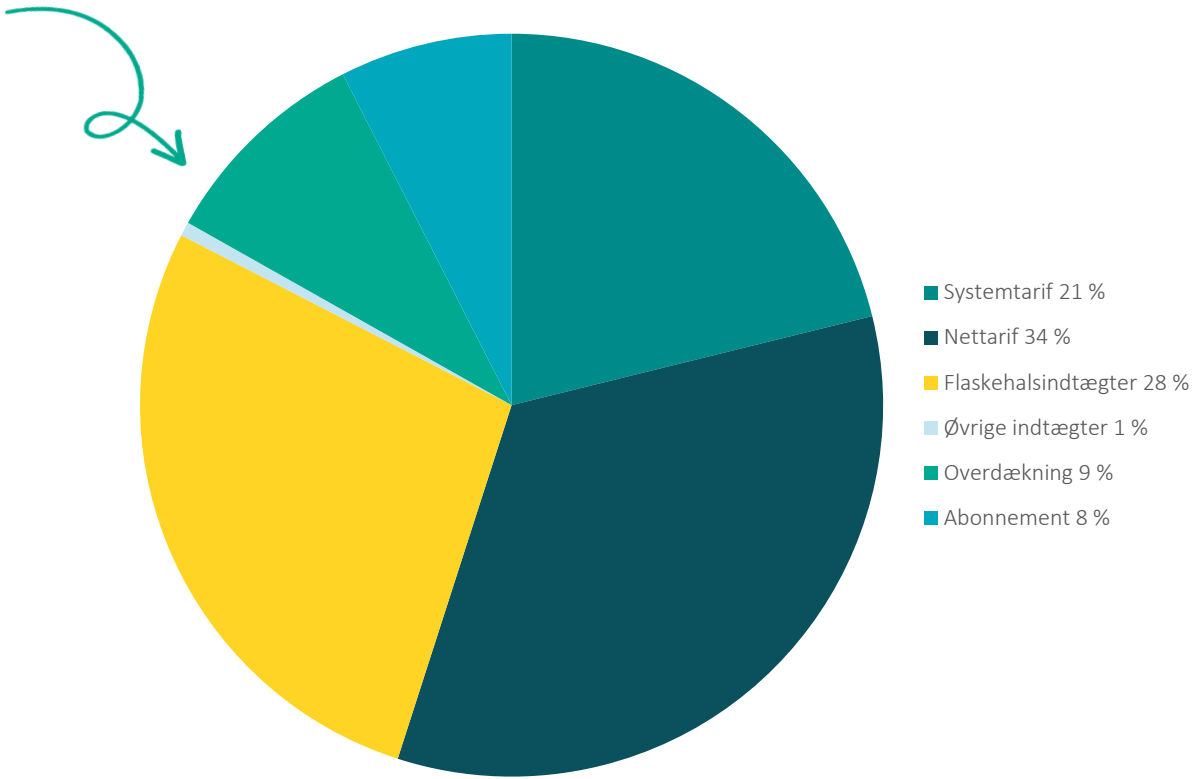
I 2023 var Energinets indtægter væsentligt højere end omkostningerne, og de overskydende indtægter fra 2023 betales tilbage til forbrugerne via tariffene i 2024.

Største omkostningsgruppe i 2024 er Eltransmission, der skyldes stigende driftsudgifter i takt med en stadig voksende anlægssportefølje samt stigende afskrivninger og forrentning af denne. Omkostninger for Systemydelse ligger stabilt fra 2023 til 2024, men er nærmere beskrevet i kapitel 10. Omkostninger til nettab er reduceret betydeligt i 2024, da elpriser til indkøb af dette, er faldet.

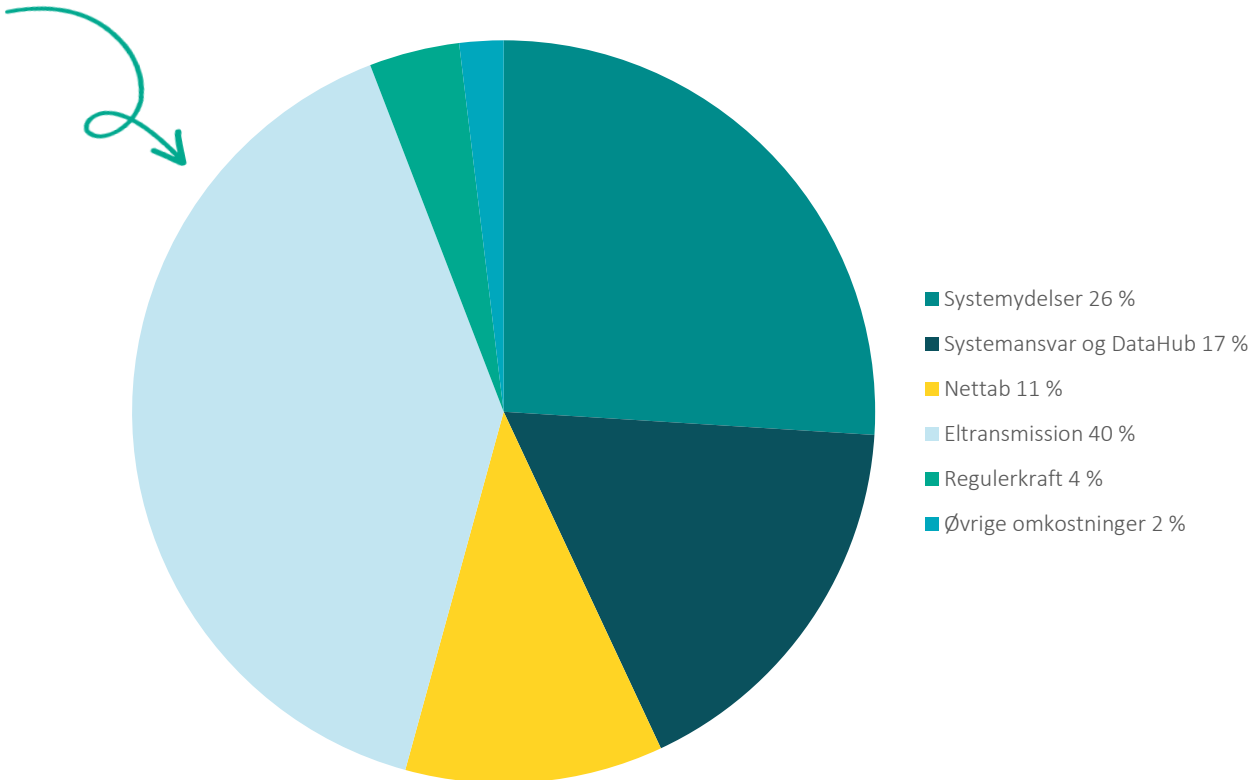
Energikrisen var på sit højeste ved tariffastsættelsen for 2023, med meget høje og volatile energipriser, og det påvirkede særligt Energinets omkostninger til systemydelse og nettab samt indtægterne ved flaskehalsforbindelserne. Prisstigningerne forventes nu at være aftagende, og det præger udviklingen i Energinets eltariffer fra 2023 til 2024.

De to cirkeldiagrammer illustrerer andele for både indtægter og omkostninger. Farvegengivelser kan ikke sammenlignes for de to diagrammer.

Forventede indtægter 2024 (DKK 8,4 mia.)



Forventede omkostninger 2024 (DKK 8,4 mia.)



OVERBLIK: FREMSKREVET UDVIKLING I ENERGINETS ELTARIFFER FOR FORBRUG FRA 2023-2026

Energinets omkostninger, som opkræves gennem eltarifferne, stiger fra 2023 til 2024; og forventeligt også i 2025, hvorefter 'tariftrykket' forventes at stagnere eller falde, efterhånden som elforbruget stiger.

Tidligere har det været forholdsvist enkelt at orientere om udviklingen i Energinets eltariffer. Tarifferne har alle været energitariffer med en fast enhedspris (øre/kWh) for alle forbrugte kilowatt-timer. Med Energinets igangværende modernisering af eltarifferne bliver det ikke helt så enkelt at sammenligne tarifudviklingen fremover. Nogle omkostninger afspejles bedst ved et årligt abonnement, andre ved den kapacitet eller forsyningsikkerhed der stilles til rådighed. Endelig er der fortsat omkostninger, som bedst afspejles ved den energimængde, der forbruges og derfor skal transporteres.

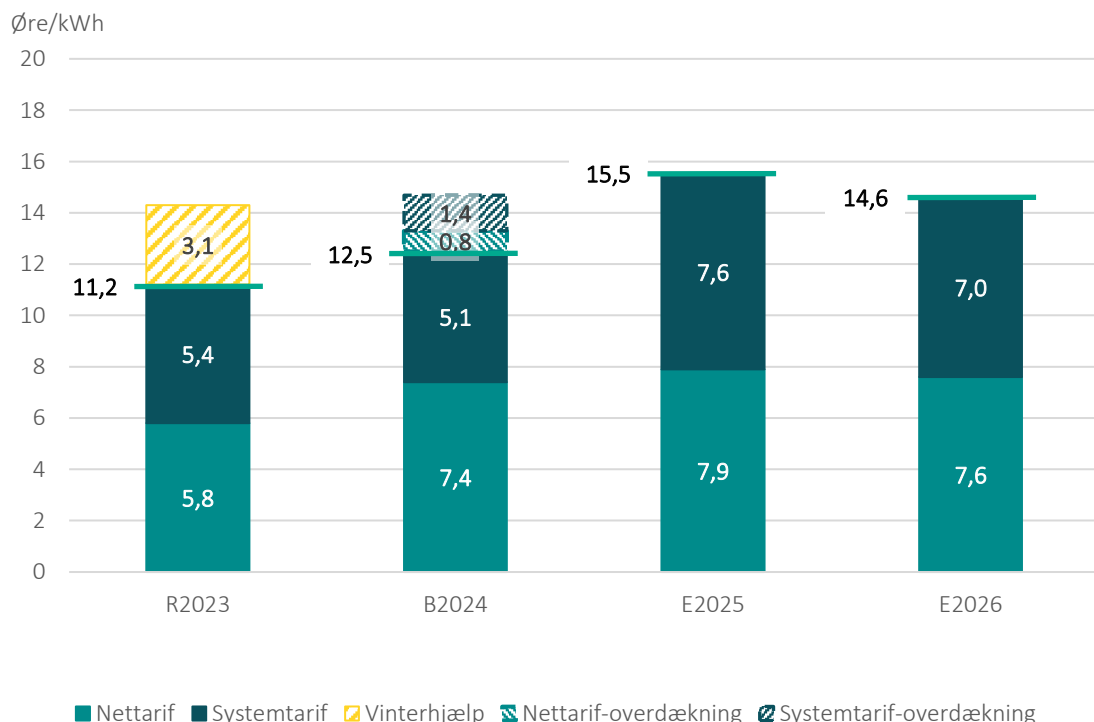
Den enkelte forbrugers tarifbetaling bliver således mere individuel og en bedre afspejling af de omkostninger, ens forbrug afstedkommer.

I 2024 vil abonnementet på 180 kr. pr. forbrugsmålepunkt i systemtariffen være den eneste del af Energinets forbrugstariffer, der opkræves som en fast,

ikkeforbrugsafhængig tarif. Derfor giver det stadig mening at følge udviklingen i energitarifferne for forbrug med udgangspunkt i en energitarif, men den samlede tarifbetaling vil da opleves forskelligt fra forbruger til forbruger.

Fra 2025, hvor der forventes indført en betydelig kapacitetsbetaling i nettariffen for forbrug, kommer Energinet forventeligt til at belyse tarifudviklingen på en anden måde.

De skraverede felter i søjlediagrammet viser ekstraordinær tildeling (vinterhjælp) samt periodeforskydninger (overdækning). Elementer, der i figuren inkluderes, for at sammenligne tarifudviklingen (tariftrykket) på tværs af årene – svarende til den enkelte søjles fulde højde. Som det ses i søjlediagrammet, var den samlede energitarif (net- og systemtarif) for forbrug i 2023 på 11,2 øre/kWh. Denne ville have været 3,1 øre/kWh højere og endt på 14,3 øre/kWh, hvis ikke alle Energinets ekstraordinært høje flaskehalsindtægter under energikrisen i 2022 var blevet benyttet til at reducere tariffen for 2023 gennem den såkaldte "vinterhjælpsspakke" i stedet for at hensætte en del til fremtidig udbygning af udlandsforbindelser.



Den udmeldte energitarif for forbrug er i 2024 fastlagt til 12,5 øre/kWh. Dertil kommer, at den faktiske net- og systemtarif i 2024 er reduceret med henholdsvis 0,8 øre/kWh og 1,4 øre/kWh på grund af overdækning fra tidligere perioder. Overdækning kommer fra for meget indkrævet tarif i primært 2023. Lidt forenklet betyder det, at forbrugstariffen er steget ca. 0,4 øre/kWh fra ca. 14,3 øre/kWh i 2023 (uden vinterhjælp) til ca. 14,7 øre/kWh i 2024. Den samlede tarif i 2024 ville således være udmeldt som 14,7 øre/kWh fremfor 12,5 øre/kWh, hvis der ikke havde været opkrævet for store tariffer i tidligere år (overdækning). Dertil kommer, at en del af systemtariffen nu opkræves som fast abonnementslement.

Fra de udmeldte tariffer i 2024 til estimatet for 2025 forventes tariffene at stige yderligere. Den samlede energitarif er fremskrevet til at stige ca. 3 øre/kWh fra 12,5 øre/kWh til 15,5 øre/kWh. Størstedelen af den forventede stigning i den samlede energitarif fra 2024 til 2025 skyldes en engangsreduktion i net- og systemtariffen i 2024 på grund af overdækning fra tidligere år.

Både net- og systemtarif er fremskrevet til at falde en smule fra estimatet for 2025 til estimatet for 2026. Faldet skyldes en forventning om, at de kommende årtiers forventede markante stigning i elektrificering og dermed elforbrug, begynder at slå igennem fra 2026. Hermed bliver der alt andet lige mere elforbrug til at bære de samlede forbrugstariffer.

FLASKEHALSINDTÆGTER REDUCERER OMKOSTNINGSPULJERNE

Flaskehalsindtægter er meget volatile og kan give anledning til udsving i tariffen. Men set over tid har de mere end finansieret omkostningerne til udvekslingsforbindelserne.

Handelsgevinster opstår som følge af begrænsninger i overføringskapaciteten (flaskehalse) mellem forskellige prisområder i elmarkedet. I praksis understøtter en række elbørser køb af strøm i lavprisområder og salg af strøm i højprisområder. Gevinsterne fordeles til ejerne af de elforbindelser, som kobler prisområder sammen, det vil sige TSO-selskaberne. Historisk har indtægterne varieret i intervallet 400 til 2.400 mio. kr./år. Dog har indtægterne i 2022 været næsten DKK 6,5 mia. som effekt af den usikre og volatile energisituation.

I 2023 fik Energinet godkendelse til at anvende først DKK 4,1 mia. og efterfølgende yderligere DKK 1,1 mia. (den såkaldte "vinterhjælp") af de ekstraordinært høje flaskehalsindtægter fra 2022 til at holde tariffen på et stabilt niveau.

I tariffremskrivningen er prognosen for flaskehalsindtægter på udlandsforbindelserne baseret på AF2022's forudsætninger til kapaciteten på udvekslingsforbindelserne samt forwardpriserne på elbørserne. Udvekslingerne på forbindelserne er estimeret med udgangspunkt i historiske flows og sammenholdt med kørsler i Energinets modelværktøjer.

Flaskehalsindtægter er meget volatile. Prognosen er derfor præget af en meget høj grad af usikkerhed, da den blandt andet er baseret på forventninger til fremtidige spotpriser, der fx påvirkes af vejrforhold (sol, vind og nedbør), udsving i globale råvare- og CO₂-priser og forventninger til kapaciteten i det nordeuropæiske elnet, der kan være påvirket af havarier samt interne netforhold i nabolandene.

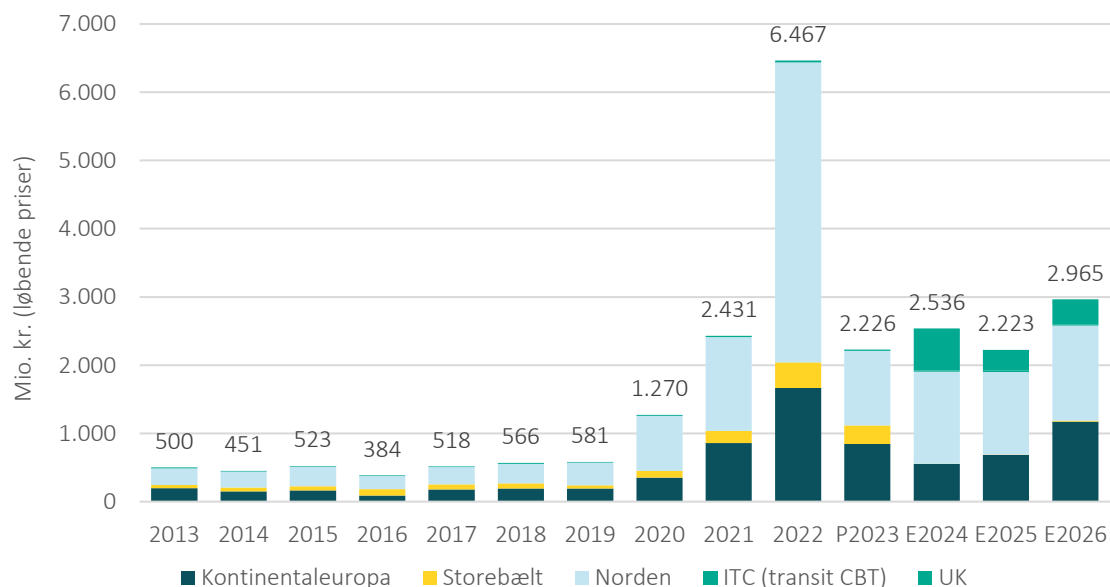
I EU-reguleringen er det fastsat, hvorledes TSO'erne kan anvende flaskehalsindtægterne.

- De kan anvendes til at reducere tariffen 1:1 i forhold til de omkostninger, Energinet har til at sikre, at handelskapaciteten er til rådighed for markedet (drift, nettab, vedligehold og finansiering af udlandsforbindelser og en andel af det indenlandske net).
- De kan spares op til kommende netinvesteringer, der kan øge udvekslingskapaciteten, eller de kan anvendes til at reducere tariffen yderligere. Sidstnævnte forudsætter, at Forsyningstilsynet finder, at Energinet har sikret en tilstrækkelig udvekslingskapacitet mod nabo-områderne.

Energinets løbende omkostninger ved at sikre, at handelskapaciteten er til rådighed på de nuværende forbindelser, er estimeret til DKK 1,9 mia. i 2024.

Energinet vurderer, at flaskehalsindtægterne i de kommende år vil være højere end omkostningerne, som Energinet har til at sikre kapaciteten.

Scenarier med høje flaskehalsindtægter opstår typisk i forbindelse med våd- eller tørår i Norden, hvor der vil være store prisforskelle mellem Norden og Kontinentaleuropa, og hvor Danmark som transitland opnår store handelsgevinster – som det skete i 2020. Scenarier med lave flaskehalsindtægter opstår i vindfattede år. Den aktuelle udvikling skyldes volatiliteten på energimarkederne; primært som følge af krigen i Ukraine.





FORVENTET STIGNING I ELFORBRUGET VIL STABILISERE TARIFTRYKKET

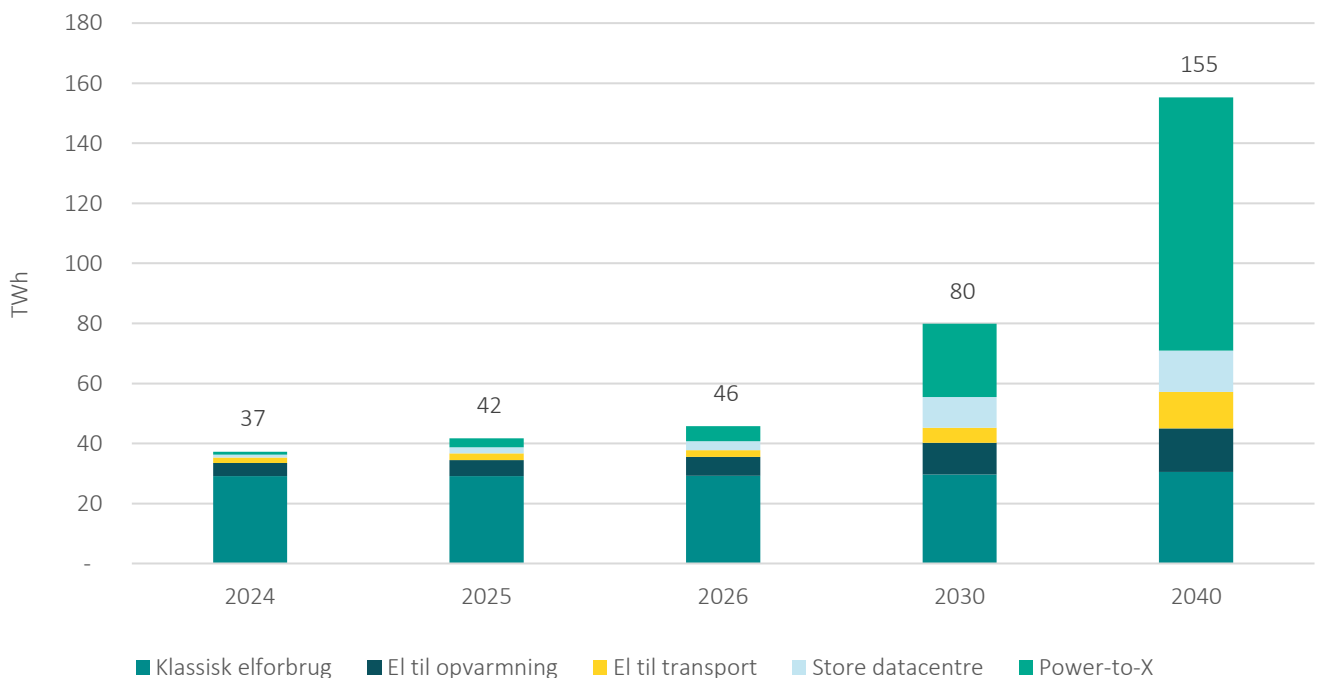
Elektrificeringen er indtil videre ikke slået igennem som et stigende elforbrug så hurtigt som forventet. Et stigende elforbrug – der samtidig er fleksibelt og hensigtsmæssigt lokaliseret – er på langt sigt afgørende for, at investeringer i ny infrastruktur kan optimeres. Samtidig er det afgørende, at nyt elforbrug også fremadrettet bidrager med betaling for brug af det kollektive elnet.

Forventningerne til udviklingen i elforbruget er vigtige for at fastlægge udbygningsbehovet for det fremtidige elnet, hvor afledte investeringer påvirker tarifferne. Samtidig udgør forbruget en central parameter i tariferingsgrundlaget, og et stigende elforbrug betyder, at der er flere til at betale omkostningerne.

Det danske elforbrug har gennem en årrække været rimeligt konstant, idet energieffektiviseringer har udlignet nyt elforbrug fra elkedler, varmepumper og elbiler.

I søjlediagrammet vises forbrugsforventningerne fra AF2022 med den gængse opdeling. Udviklingen skyldes en forventning om en markant øget elektrificering, der politisk er et af virkemidlerne for at opnå målsætningen om at reducere udledningen af CO₂ med 70 pct. i 2030.

Elforbrugsfremskrivning (AF2022)



Der er i høj grad tale om energiforbrug, der flyttes fra fossile brændsler til elektricitet produceret ved vedvarende energi samt nyt elforbrug til Power-to-X (PtX) -teknologier. Nye teknologier og sektorkoblinger skal modnes og udbredes. Energinet vurderer, at fremskrivningerne er relativt sikre og forudsigelige for især klassisk elforbrug, men også opvarmning og transport. Derimod er fremskrivningen og især indfasningstidspunktet af PtX og store datacentres elforbrug mere usikker. Derfor er forbrugsforventningen for de nærmeste år nedjusteret i Energinets budgetforudsætninger.

Desuden bidrager den nuværende sikkerhedspolitiske situation i Europa – med fokus på nedbringelse af afhængigheden af importeret naturgas – yderligere til usikkerheden i hastigheden, det øgede elforbrug vil finde sted.

Energinet forventer, at de største kilder til usikkerhed for tarifudviklingen er:

- Produktionen af CO₂-neutrale brændstoffer baseret på PtX-teknologier, der har et stort elforbrug, kan bidrage betydeligt til at løse klimaudfordringen. Grøn strøm fra sol og vind kan omformes til brint eller brintbaserede produkter og erstatte fossile brændsler i de sektorer, der ikke kan køre på ren el eller batteri. Demonstrationsprojekter for storskala produktion og anvendelse af PtX er på vej i Danmark. Der er

dog usikkerhed om, hvor hurtigt det store elforbrug fra PtX for alvor starter.

- Flere techgiganter har allerede valgt at placere store datacentre i Danmark, blandt andet fordi Danmark har en meget høj forsyningsikkerhed, og fordi en stor andel af elproduktionen er VE-baseret. De første år i forbrugsfremskrivningen er i høj grad baseret på kendte projekter i pipeline, men også forbundet med stor usikkerhed, da udviklingen de seneste år har vist, at datacenterejerne hurtigt kan skifte fokus fra det ene land til det næste. Desuden er det usikkert, hvor hurtigt et datacenter vil udbygges og udnytte sin fulde kapacitet.

I Energistyrelsens analyseforudsætninger forventes det, at elforbruget de næste 10-15 år stiger med ca. 10 pct. pr. år, hvilket alt andet lige vil øge opkrævningsgrundlaget for Energinets tariffer tilsvarende. Hvis elektrificeringen går hurtigere end forventet, stiger dette tarifgrundlag og kan medvirke til at sænke tarifferne. Omvendt vil tarifferne på kort sigt kunne påvirkes i opadgående retning, hvis elektrificeringen og det stigende elforbrug kommer senere end ventet.



DEN GRØNNE OMSTILLING ØGER INVESTERINGS- NIVEAUET

Energinets investeringsplaner afspejler behovet for tiltag i eltransmissionsnettet som følge af hurtigere grøn omstilling, nyt forbrug, et aldrende net og politiske ønsker om forskønnelse.

Udbygning af det indenlandske net i form af netforstærkninger og pålagte projekter finansieres via en øget nettarif. Krav om kabellægninger og forskønnelser forventes at fordyre projekterne. Reinvesteringer finansieres af eksisterende indtægtsramme og vil isoleret set ikke give anledning til tarifstigninger. Udlandsforbindelser finansieres primært af flaskehalsindtægter og eventuelt EU-tilskud.

Energinet skal i sin planlægning og udbygning af elnettet sikre at:

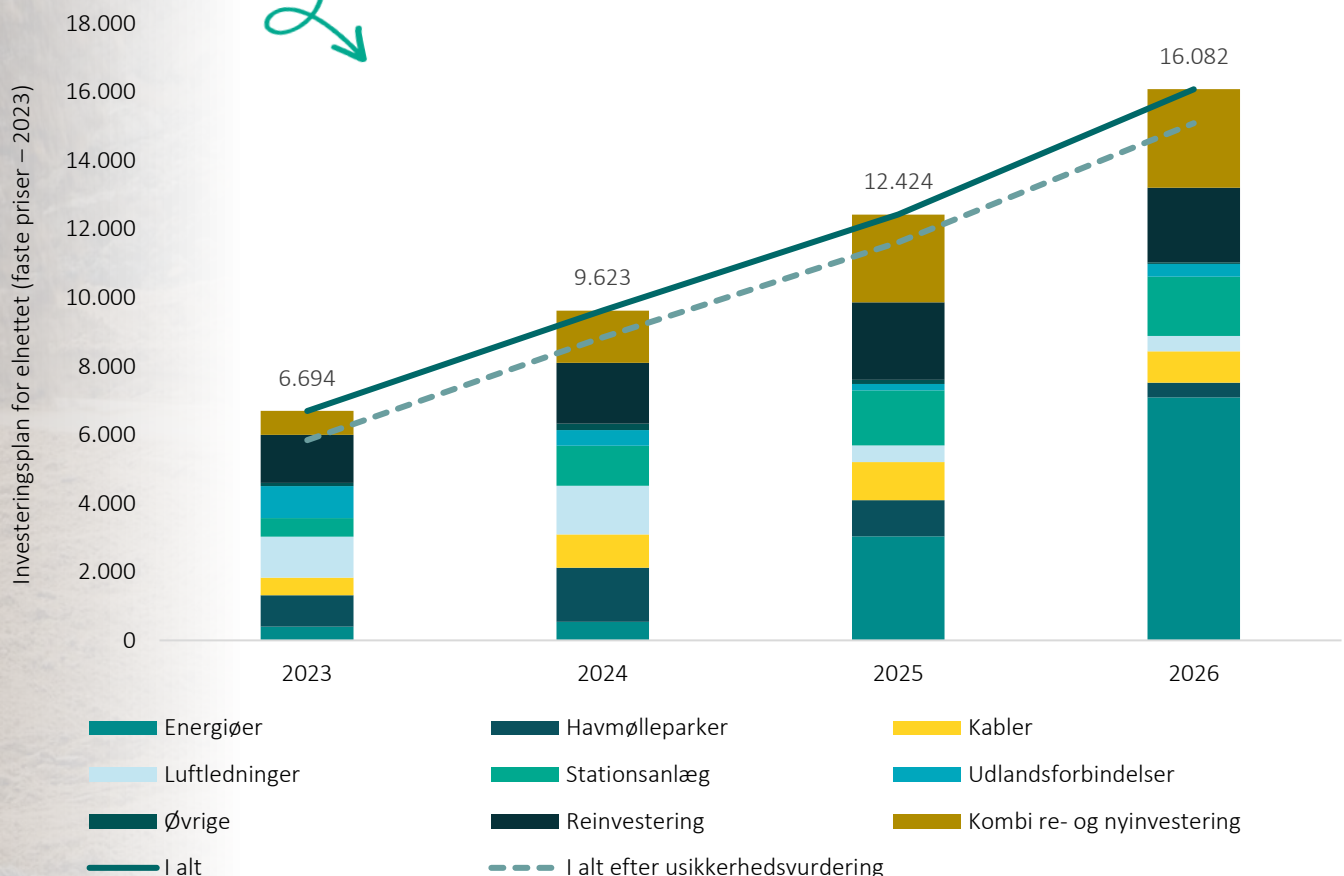
- Eltransmissionsnettet er i stand til at håndtere de stigende mængder vedvarende energi, der ofte placeres langt fra forbrugscentrene
- Den høje elforsyningsikkerhed kan opretholdes, i takt med en stigende andel af fluktuerende vedvarende energi
- Markeds- og tarifløsninger udvikles yderligere og bringes i spil som alternativer, før beslutninger om ny infrastruktur foretages.

Nyinvesteringer i eltransmissionsnettet er typisk foranlediget af øget belastning på grund af ændringer i forbrug og produktion, eller andre nødvendige behov for nyinvesteringer som følge af ændringer i omgivelserne omkring Energinets transmissionsnet.

I perioden 2023-2026 er der budgetteret i alt DKK 45 mia. til investeringer i eltransmissionsnettet, hvoraf DKK 31 mia. er godkendte og igangværende projekter. I investeringsoverblikket 2023-2026 er investeringer i de enkelte år og kategorier vist.

Investeringen får først tarifmæssig effekt, når anlægget sættes i drift, og forsinkelser i investeringsprojekter kan udskyde påvirkningen af den fremtidige tarif, mens øgede havariomkostninger til udvekslingsforbindelser kan hæve tariffen.

Investeringsplan for 2023-2026



NETTABET STIGER PÅ GRUND AF ØGET VE OG FLERE UDLANSFORBINDELSER

Øget integration af VE (havmøller) og flere udlandsforbindelser i elsystemet øger det fysiske nettab, og den regnskabsmæssige påvirkning afhænger af markedsprisen på el. Energinet arbejder på at reducere nettab som en del af den samlede bæredygtighedsindsats; og dermed også reducere omkostningerne hertil.

Nettabet er udtryk for tabet af energi under transmission, og klimapåvirkningen heraf afhænger af energimikset i den strøm, der transporteres. Jo større andel VE, desto lavere klimapåvirkning pr. transporteret kWh. Til gengæld betyder VE-udbygningen, at afstanden mellem forbrugs- og produktionssteder bliver større, hvilket i sig selv øger nettabet i transmissionsnettet, fx når strømmen fra havmølleparker skal transporteres til de større forbrugssteder.

Energinet dækker nettabet i AC-nettet i 132 kV-400 kV-nettet i Østdanmark, i 150 kV-400 kV-nettet i Vestdanmark og på Storebæltsforbindelsen. Herudover dækker Energinet halvdelen af nettabet på udvekslingsforbindelserne mod udlandet – dog kun en tredjedel af nettabet på Kontek-forbindelsen mod Tyskland.

Stigningen i det fysiske nettab, som ses af søjlerne på figuren side 17 (venstre akse), kan henføres til idriftsættelse af nye udlandsforbindelser og vindmølleparker, senest COBRACable- og Kriegers Flak-forbindelserne samt vindmøllerne på Horns Rev 3 og Kriegers Flak. 2022 var præget af høje energipriser, hvilket dæmpede el-efterspørgslen i hele Europa og førte til lavere fysisk nettab. Til gengæld fik de høje elpriser i 2022 omkostningen til dækning af det fysiske nettab til at stige markant (linjen/højre akse på figuren). Det er således i meget høj grad udviklingen i elprisen, der bestemmer det enkelte års omkostning til nettab. Omvendt er det forskelle i udviklingen i elpriser fra det ene land til det andet, der genererer flaskehalsindtægterne, som jf. tidligere reducerer Energinets omkostningspuljer (jf. side 10).

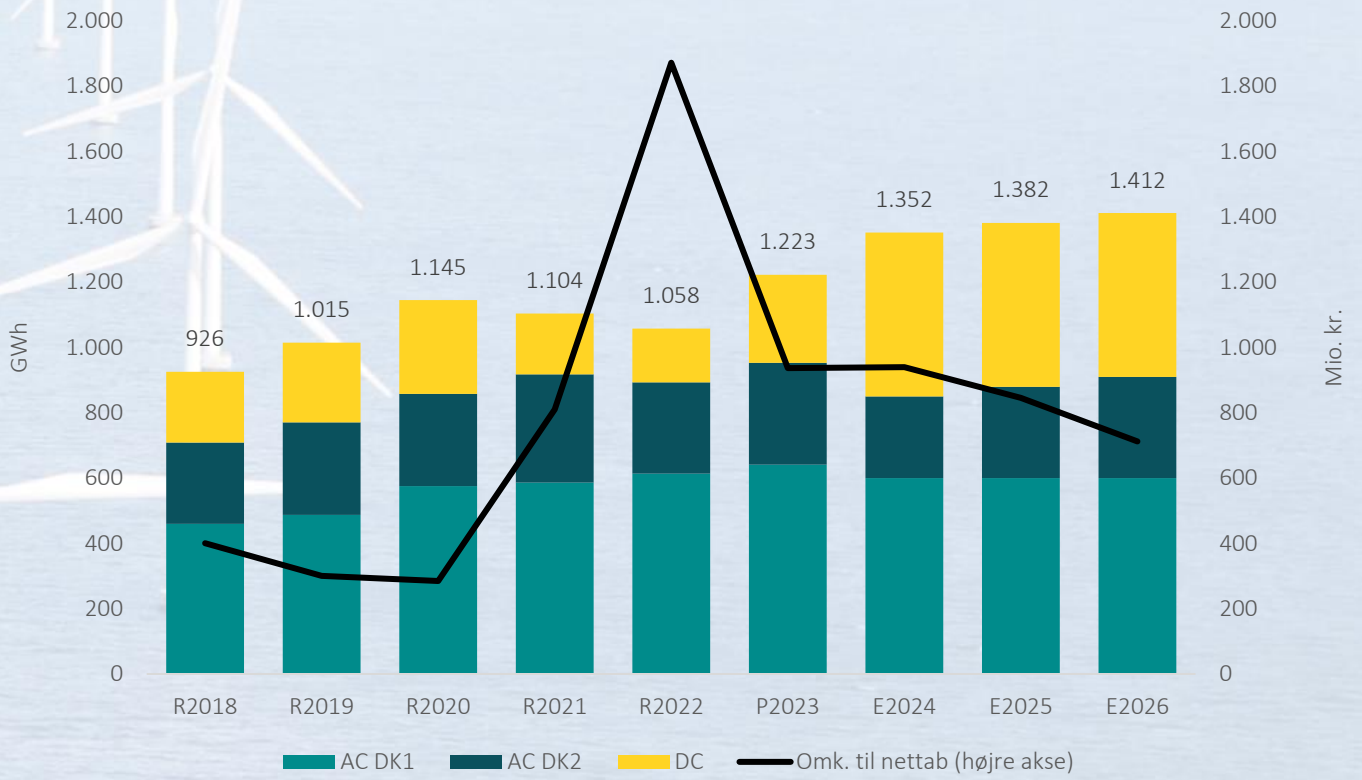
For Energinet er det overordnet set essentielt at begrænse stigningen i det fysiske nettab, da det er den faktor, som skal 'ganges på elprisen'.

Øget nettab i transmissionsnettet søges imødegået ved:

- Driftoptimering, hvor nettab søges begrænset gennem driftsinstrukser og -rutiner, fx ved at søge højst mulige spændingsniveau og gennem automatisk spændingsregulering i styringen af elnettet
- Indregning af tabsfaktor i dimensionering, hvor der fx gennemføres tomgangstabsanalyser ved beslutninger om transformerudskiftninger, og nettab indgår rutinemæssigt i beslutninger om netdimensionering og anvendelse af ny kabelteknologi.
- Energinet arbejder på at indføre implicit nettab på Storebælt og COBRACable, hvor børserne tager hensyn til nettabsomkostningen i markedsclearingen. Initiativet handler om at bygge en mekanisme ind i børsernes prisberegninger, der sikrer, at der ikke udveksles strøm på DC-forbindelser, når nettabet overstiger samhandelsgevinsten. Implicit tabshåndtering er allerede implementeret på Skagerrakforbindelserne mod Norge.

Energinet arbejder også på at omlægge metoden for nettariffen så elforbrugerne tilsluttet direkte i transmissionsnettet fremadrettet opkræves en spotprisafhængig nettarif, der på time-/kvarter-basis varierer med spotprisen i det pågældende prisområde (DK1 henholdsvis DK2). Den spotprisafhængige nettarif afspejler de faktiske omkostninger, da Energinet indkøber nettabet på spotmarkedet, og vil derfor betyde mindre regnskabsmæssig usikkerhed om denne post.

Fysisk nettab og tilhørende omkostning i transmissionsnettet 2018-2026



ELSYSTEMETS KOMPLEKSITET OG MARKEDSINTEGRATION DRIVER **OMKOSTNINGERNE** TIL SYSTEMYDELSER

Omkostningerne til systemydelser er steget over de seneste år, og behovet for systemydelser stiger yderligere, i takt med at VE-andelen øges i Norden/Europa. Større internationale markeder og adgang for nye teknologier til systemydelsesmarkederne skal bidrage til at stabilisere omkostningerne.

En accelereret grøn omstilling til 100 pct. vedvarende energi fører til højere omkostninger til systemydelser, da der stilles nye og højere krav til balanceringen af elsystemet. Udfordringerne afspejles blandt andet i de stigende omkostninger til systemydelser de seneste år.

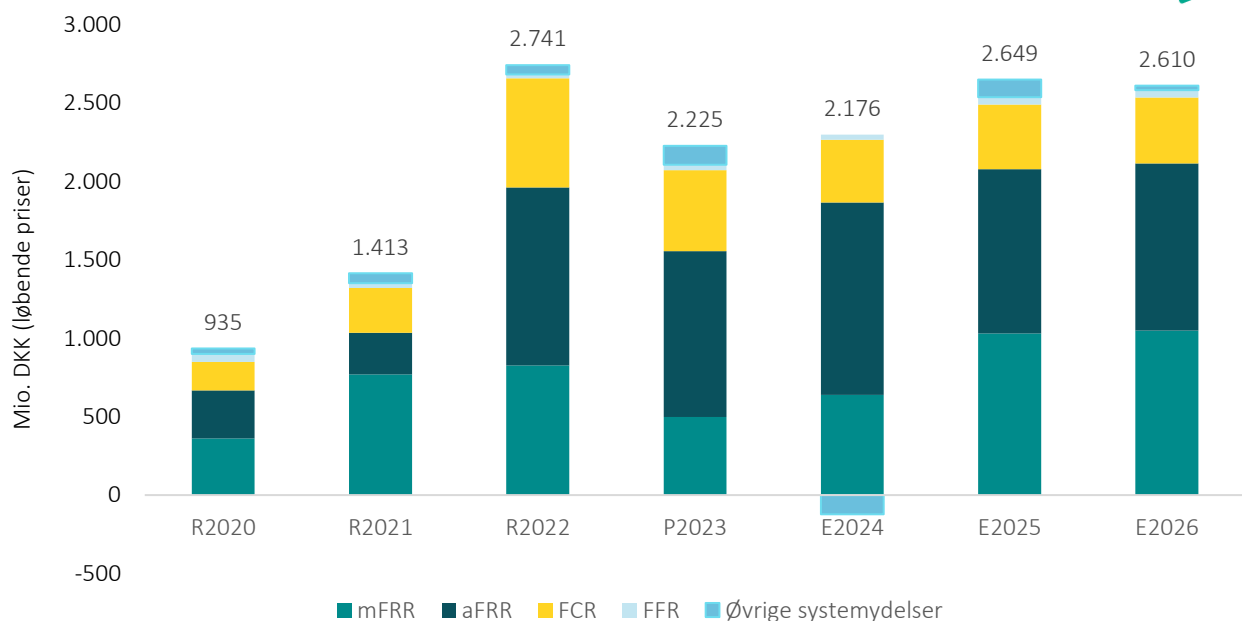
Opgaven med at balancere elsystemet bliver fortsat mere kompleks. Stigende andele af vedvarende energi i elsystemet øger behovet for flere og nye typer af systemydelser; og samtidig skubber det på udfasningen af termiske kraftværker, der traditionelt har leveret systemydelser

Energinet arbejder på at imødegå de stigende omkostninger via en række aktuelle ændringer i det internationale og nationale markedsdesign. Det skal være med til at muliggøre, at nye

nationale aktører og VE-teknologier får en bedre adgang til markedet. De internationale markeder, der etableres frem mod 2024, forventes også at få stabiliserende effekt på omkostningerne – senest overgik indkøb af FCR i Vestdanmark fra 2021 til et stort, fælles nordeuropæisk marked. Indtil videre har det dog været vanskeligt at tiltrække nye leverandører, og i 2022 har høje brændsels- og elpriser øget omkostningerne til systemydelser markant.

I fremskrivningen er der forudsat en positiv effekt fra disse initiativer, herunder er det forventningen, at brændsels- og elpriserne vil falde set i forhold til 2022, hvilket vil have en afsmittende virkning på omkostninger til systemydelser. Markedsituationen og timingen af initiativerne er dog ikke sikker, hvilket kan ændre omkostningsbilledet. Der er også forudsat indkøb af nye systemydelser til at forbedre systemstabilitet og frekvens i det nordiske systemområde.

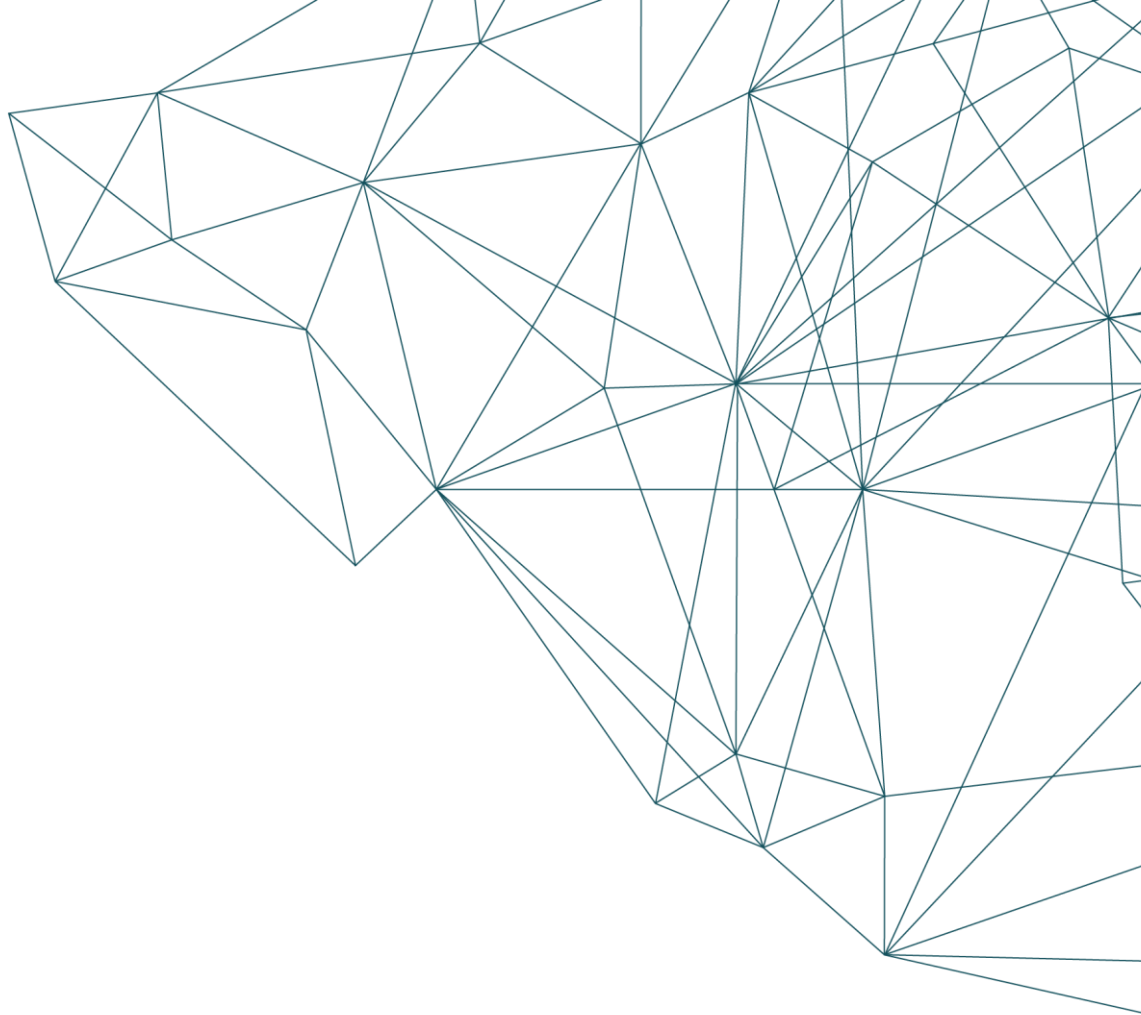
For 2024 ses en negativ omkostning for øvrige systemydelser, hvilket skyldes ekstraordinære indtægter fra tre kraftværker, som holdes i beredskab under energikrisen



Begrebsforklaring:

mFRR: manuel Frequency Restoration Reserve
aFRR: automatic Frequency Restoration Reserve
FCR: Frequency Containment Reserve
FFR: Fast Frequency Reserve





ENERGINET

Tonne Kjærvej 65
7000 Fredericia
Tlf 70 10 22 44

info@energinet.dk
www.energinet.dk

Energinet er en selvstændig offentlig virksomhed ejet af staten.

Det betyder, at de publikationer m.v., som Energinet udgiver, alene er udtryk for Energinets faglige vurderinger. Disse vurderinger deles ikke nødvendigvis af klima-, energi- og forsyningsministeren, der varetager ejerskabet af Energinet på statens vegne.

Energinet bestræber sig på at være en åben og transparent virksomhed, hvor vurderinger og analyser gøres tilgængelige for alle.