



ENERGINET
TARIFKATALOG 2026



Energinet ønsker med denne publikation at give en samlet introduktion til de forudsætninger, der ligger til grund for udregningen af eltarifferne 2026.

Publikationens første del gennemgår tariffer og bagvedliggende omkostninger for 2026, mens den sidste del fokuserer på vigtige omkostningsdrivere for de kommende 10 år.

Formålet er at skabe størst mulig transparens om de forventede fremtidige eltariffer og belyse de store usikkerheder, der er forbundet hermed.



IND- HOLD

| 4-5 |

FLASKEHALSINDTÆGTER SOM STRATEGISK LØFTESTANG:

Tarifloft sikrer stabile elpriser frem mod 2030

| 6-7 |

ENERGINETS ELTARIFFER 2026:

Forbrugstariffer

| 8-9 |

ENERGINETS ELTARIFFER 2026:

Producentbetaling

| 10 |

BUDGETTERET INDTÆGTSFORDELING 2026

| 11 |

BUDGETTERET OMKOSTNINGSFORDELING 2026

| 12-13 |

FORVENTET ELFORBRUG

| 14 |

STIGENDE OMKOSTNINGER TIL SYSTEMYDELSER

| 15 |

OMKOSTNINGER TIL SYSTEMANSVARLIGE SELSKABER

I Energinet

| 16 |

UDVIKLING I ELTRANSMISSIONS INDTÆGTSRAMME

DREJET AF
STABILE ELTARIFFER
FLASKEHALSINDTÆGTER

FLASKEHALSINDTÆGTER SOM STRATEGISK LØFTESTANG: TARIFLOFT SIKRER LAVERE TARIFFER FREM MOD 2030

Med henblik på at sikre stabile og forudsigelige rammevilkår for elforbrugere og elproducenter frem mod 2030, har Energinet udmeldt et loft for de løbende elforbrugstariffer på 12,5 øre/kWh. For at kunne understøtte dette tarifyniveau anvendes en del af de opsparede flaskehalsindtægter, som i den seneste tid er steget markant.

Som opfølgning på Energinets udmelding om tarifloft har Forsyningstilsynet afgivet en vejledning som følger Energinets intention om at anvende både opsparede og fremtidige flaskehalsindtægter til tarifnedsættelser. Energinet har på den baggrund lavet en plan for afvikling af opsparingen, som resulterer i et lavere tarifyniveau end det udmeldte tarifloft. Planen for 2026 vil i efteråret blive forelagt Forsyningstilsynet, som skal godkende den.

Med den planlagte disponering af flaskehalsindtægterne sikres et niveau for de løbende forbrugstariffer på 11,5 øre/kWh i 2026 og forventeligt samme niveau frem mod 2030, hvilket ligger under Energinets udmeldte tarifloft.

Som følge af de store usikkerheder forbundet med fremtidige flaskehalsindtægter er der stor usikkerhed på tarifyniveauet i de kommende år. Figuren nedenfor viser effekten af disponering af flaskehalsindtægterne frem mod 2030.

Indførslen af tarifloftet indebærer, at der allerede i 2026 anvendes opsparede flaskehalsindtægter til tarifreduktion, hvilket reducerer de løbende elforbrugstariffer til 12,5 øre/kWh. Yderligere

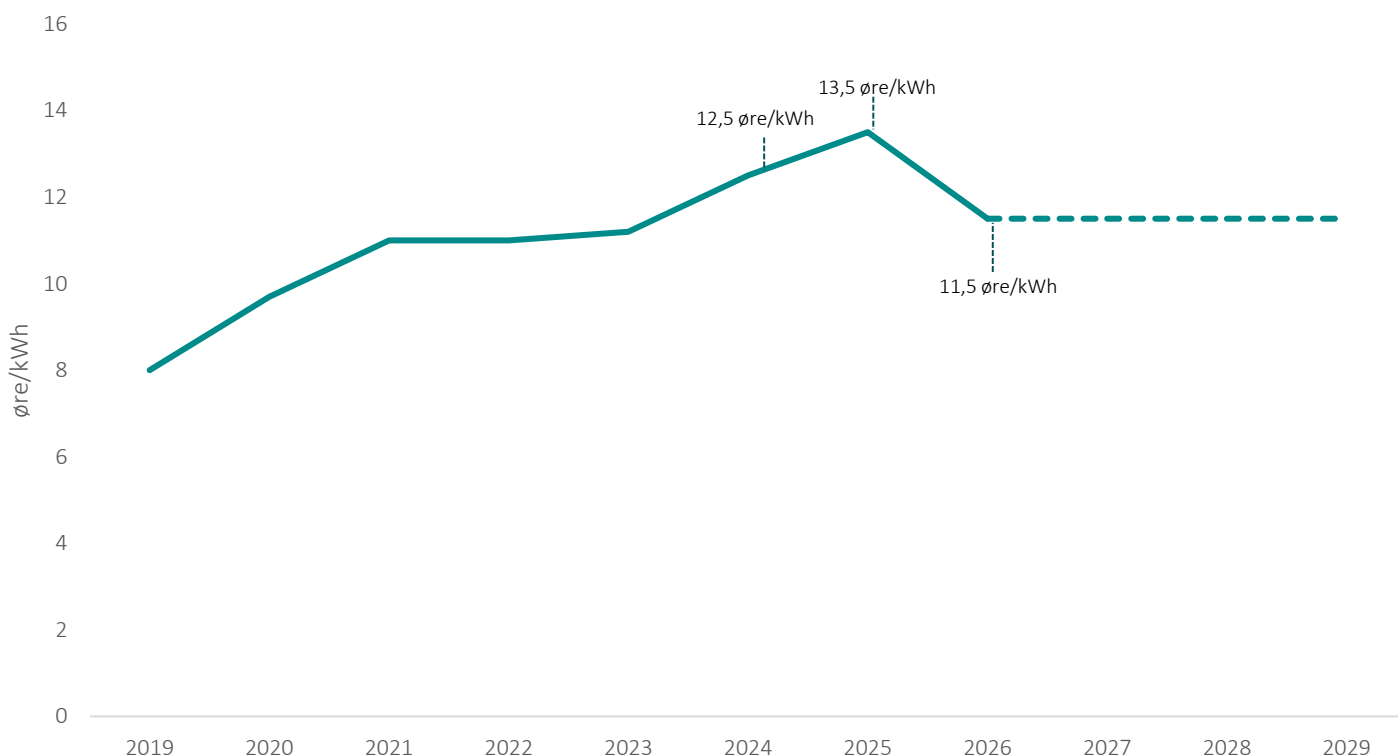
disponering af flaskehalsindtægter til tarifnedbringelse reducerer de løbende forbrugstariffer i 2026 med 1,0 øre til det udmeldte niveau på 11,5 øre/kWh.

For at sikre et stabilt tarifyniveau frem mod 2030 er der gennemført beregninger af, hvor stor en andel af de opsparede flaskehalsindtægter der skal anvendes, både i et *forventet* og et *worst case-scenarie*.

Det forventede scenarie bygger på de mest sandsynlige udviklinger på *fremtidige flaskehalsindtægter*, *forbrugsgrundlaget*, *systemydelsesomkostninger* og *Energinets egne omkostninger*. Worst case-scenariet indeholder de mest ugunstige udviklinger på samme parametre. I det forventede scenarie vil behovet for opsparede flaskehalsindtægter samlet set udgøre DKK 6,1 mia. over en fireårig periode. I worst case-scenariet stiger behovet samlet til DKK 13,6 mia.

Det skal understreges, at der er stor usikkerhed forbundet med fremskrivningen af flaskehalsindtægterne. Anvendelsen af flaskehalsindtægterne forudsætter desuden godkendelse af Forsyningstilsynet.

Energinets løfter om stabilitet og transparens i tariffastsættelsen vil vi således sikre gennem Energinets tarifloft og det generelt lavere tarifyniveau ved den øjeblikkelige anvendelse af flaskehalsindtægterne til tarifnedbringelse.



ENERGINETS FORBRUGSTARIFFER I 2026

Elmarkedet og behovet for en effektiv elinfrastruktur har ændret sig markant over de seneste år – og det samme gælder Energinets tariffstruktur. Tidligere var forbrugstarifferne fastsat som energitariffer med en fast enhedspris i øre pr. kWh, ens for alle forbrugte kilowatt-timer. Denne enkle struktur gjorde det let at orientere sig i tariffudviklingen fra år til år.

Som led i Energinets tarifreform, der har til formål at sikre en mere omkostningsægte og transparent tariffstruktur, er den tidligere simple model blevet afløst af en mere differentieret (og dermed også mere kompleks) opbygning. Det nye tariffdesign sikrer til gengæld, at den enkelte elforbrugers tariffbetaling bliver mere retvisende og fremmer en effektiv udnyttelse af elnettet.

Energinet opkræver i dag to hovedtyper af forbrugstariffer; **systemtariffen** og **nettariffen**. Energinets systemtariff dækker drift, forsyningssikkerhed og administration (DataHub). Nettariffen dækker i store træk investeringer, afskrivninger og vedligehold af master, kabler, transformere mv.

De resterende omkostninger dækkes af producenter (indfødningsstariff), handelsgevinster på udlandsforbindelserne (flaskehalsindtægter), transitkompensation (ENTSO-E's kompensationsordninger for nettab og infrastruktur) og markedsaktører (balancering og balancetariffer).

De følgende afsnit beskriver nærmere, hvordan hver af disse tariffer er opbygget, og hvilke typer omkostninger de dækker.

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.

En del af systemtariffen opkræves som en pristalsreguleret, årlig abonnementsbetaling på 187 DKK pr. forbrugsmålepunkt i 2026. De fleste husstande har kun ét forbrugsmålepunkt, dog kan få have flere målepunkter. Abonnementsbetalingen går primært til drift af DataHub, dvs. måleradministration og sikring af korrekte el-afregningsgrundlag for alle forbrugere. Denne omkostning er den samme, uanset om man er en almindelig husstand eller en kæmpe industriel forbruger.

For store elforbrugere er der en reduktion i den energibaserede systemtariff på 90 pct., for den del af forbruget der overstiger 100 GWh pr. år.

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.

Fra august 2024 har det været muligt for store forbrugere at opnå reduceret nettariff ved at indgå aftale om begrænset netadgang.

I tillæg til nettariffen har Forsyningstilsynet den 18. juni 2025 delvist godkendt Energinets nye tariffmodel for elforbrugere, som er direkte tilsluttet transmissionsnettet (ny nettariff). Tariffmodellen består af to dele: 1) et **effektabonnement** (kr./MW/år), som afhænger af hvor meget kapacitet kunden har brug for, og 2) en **spotprisafhængig nettabstariff** (kr./kWh), som dækker Energinets omkostninger til nettab og følger prisen i spotmarkedet.

Formålet med den nye nettariff er at etablere en mere omkostningsægte og fremtidssikret tariffstruktur, som skaber transparens, understøtter effektiv netudnyttelse og giver investeringssikkerhed for elforbrugere tilsluttet transmissionsnettet.

Den nye nettariff træder i kraft sammen med de øvrige eltariffer 1. januar 2026, og er på grund af den ændrede opkrævningsmodel ikke omfattet af det generelle tariffloft.

2026 ENERGINETS ELTARIFFER



FORBRUGSTARIFFER

System- og nettarif

SYSTEMTARIF for alle forbrugere tilsluttet i enten distributions- eller transmissionsnettet

7,2 øre/kWh

systemtarif (energitarif)

187 kr./år

systemabonnement (pr. forbrugsmålepunkt)

0,72 øre/kWh

reduceret systemtarif for forbrugere med forbrug over 100 GWh/år.

NETTARIF afhænger af hvilket net man som forbruger er tilsluttet; distributions- eller transmissionsnettet

4,3 øre/kWh

nettarif (energitarif) for forbrugere i **distributionsnettet**

59.187 kr./MW/år

effektabonnement (kapacitetsnettarif) for forbrugere i **transmissionsnettet**

1,42 pct. af elspotpris/kWh

nettabstarif (energitarif) for forbrugere i **transmissionsnettet**

19.729 kr./MW/år

reduceret nettarif (energitarif) for forbrugere i **transmissionsnettet** med indgået aftale om begrænset netadgang

2026 ENERGINETS ELTARIFFER



PRODUCENTBETALING

Indfødnings- og balancetarif samt tilslutningsbidrag

INDFØDNINGSTARIF for alle producenter i enten distributions- eller transmissionsnettet

0,50 øre/kWh

indfødningsstarif (energitarif)

BALANCETARIF for alle producenter i enten distributions- eller transmissionsnettet

0,53 øre/kWh

balancetarif (energitarif)

TILSLUTNINGSBIDRAG til det nære transmissionsnet for alle nye producenter

0,623 mio. DKK/MW

i produktionsoverskudsområder

0,175 mio. DKK/MW

i forbrugsdominerede områder

STATIONSBIDRAG for nye transmissionstilsluttede producenter

16,6 mio. DKK/felt

for 132/150 kV

10,2 mio. DKK/felt

for 220 kV

18,3 mio. DKK/felt

for 400kV

TRANSFORMERBIDRAG for nye distributionstilsluttede producenter

0,340 mio. DKK/MW

i røde geozoner

ENERGINETS PRODUCENTBETALING I 2026

Ud over forbrugstariffer opkræver Energinet også betaling fra elproducenter. Denne producentbetaling består primært af produktionstariffer og tilslutningsbidrag og skal, ligesom forbrugstarifferne, være omkostningsægte og afspejle de faktiske omkostninger ved at drive og vedligeholde det kollektive net.

Som udgangspunkt afregnes Energinets eltariffer i snitfladen (tilslutningspunktet) til det kollektive elnet. Dette betyder, at samplaceret produktion og forbrug før tilslutningspunktet til det kollektive elnet, såkaldte 'prosumere' som fx egenproducenter, VE-egenforbrugere og direkte linjer, ikke skal betale energitariffer for 'egetforbrug', der er fuldt samtidigt med egen produktion.

Indfødningsstariffen dækker en andel af Energinets omkostninger til det overordnede elnet og afregnes som udgangspunkt på baggrund af nettoproduktionen. Indfødningsstariffen betales af de fleste elproducenter (solceller, vindmøller og decentrale værker, der fortsat er omfattet af aftagepligten, betaler ikke indfødningsstarif).

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 systemtarif for produktion. Balancetariffen udgør 0,53 øre/kWh i 2026, hvilket er et fald på 0,12 øre/kWh i forhold til 2025.

Fordelingen af balanceringsomkostningerne mellem forbrugere og producenter medfører, at producenterne fremadrettet bidrager med ca. 7 pct. af de opkrævede systemtarifindtægter mod tidligere ca. 3 pct. Forbrugssiden bidrager fortsat med resten af de brugerbetalte systemtarifindtægter.

De danske eltariffer for producenter er lavere end i de andre nordiske lande og f.eks. UK og Irland, men følger samme tendens til stigende systemtarif for produktion (balancetariffen). Resten af Europa og verden ser ind i de samme udfordringer med hensyn til balancering og forsyningssikkerhed som Danmark, og reagerer også på de nye vilkår for drift af elsystemerne. F.eks. gennem skærpede krav til egenbalancering for producenter og/eller øget bidrag til det kollektive elsystem fra producenter.

Endelig opkræves balanceansvarlige aktører et gebyr for balancekraft – dette gælder både for forbrug og produktion. Balanceansvarlig aktører betaler uændret 0,1 øre/kWh i gebyr for balancekraft/ubalancer (pr. kWh ubalance i balancemarkedet) samt 30 EUR/uge i ugentligt gebyr (pr. balanceansvarlig aktør).

Tilslutningsbidrag til det nære transmissionsnet for alle nye producenter er en standardiseret engangsbetaling til at dække Energinets gennemsnitlige omkostninger til bagvedliggende netforstærkninger i transmissionsnettet. Bidraget er geografisk differentieret og betydeligt større i områder med produktionsoverskud.

Afhængig af spændingsniveauet i tilslutningen betales enten stationsbidrag eller transformerbidrag:

Stationsbidrag for nye transmissionstilsluttede producenter er standardiserede engangsbetalinger til at dække Energinets gennemsnitlige omkostninger til etablering af tilslutningsfelter i Energinets lokale station ved tilslutninger direkte på transmissionsnettet.

Transformerbidrag for nye distributionstilsluttede producenter er standardiserede engangsbetalinger til at dække Energinets gennemsnitlige omkostninger til transformerkapacitet mellem distributionsniveau og transmissionsniveau.

BUDGETTERET INDTÆGTSFORDELING 2026

10,1 mia.

NETTARIF (FORBRUGER)

18%

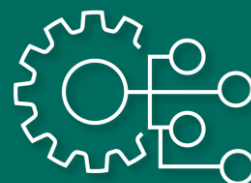
Nettariffen for forbrugere i distributionsnettet falder med 1,8 øre fra 2025 til 2026. Faldet skyldes afvikling af overdækning samt indregning af flaskehalsindtægter.



SYSTEMTARIF (FORBRUGER)

36%

Systemtariffen falder med 0,2 øre fra 2025 til 2026. På trods af en stor underdækning og høje omkostninger hos de systemansvarlige selskaber i Energinet, holdes systemomkostningerne nede gennem anvendelse af flaskehalsindtægter.



INDFØDNINGSTARIF (PRODUCENT)

2%

Indfødningsstariffen på 0,5 øre/kWh kan ses som producenterens nettarif. Indfødningsstariffen er ikke længere geografiskdifferentieret.

BALANCETARIF (PRODUCENT)

2%

Balancetariffen på 0,53 øre/kWh kan ses som producenterens systemtarif. Balancetariffen falder med 0,12 øre fra 2025 til 2026.

FLASKEHALSINDTÆGTER

33%

Anvendelse af flaskehalsindtægter i tariffbudgettet stiger kraftigt som effekt af Energinets beslutning om sikring af det besluttede tariffloft.



ØVRIGE INDTÆGTER

8%

Øvrige indtægter dækker over overdækning fra 2025, finansielle indtægter samt transitkompensationer.



BUDGETTERET OMKOSTNINGSFORDELING 2026

10,1 mia.

SYSTEMYDELSER OG BALANCE

27%

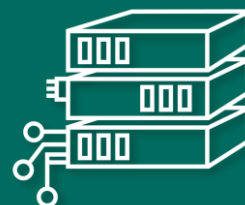
Omkostningerne til systemydelser og balancering stiger i 2026 med DKK 504 mio. Det skyldes primært større balanceringsomkostninger.



SYSTEMANSVAR OG DATAHUB

22%

Stigende omkostningerne til Systemansvar (EL) og DataHub giver isoleret set en tariftigning 0,3 øre/kWh i 2026. Det skyldes bl.a. nye markedstiltag, Datahub 3.0 og cybersikkerhed investeringer.



NETTAB

8%

Omkostningerne til nettab stiger, hvilket medfører, at nettariffen isoleret set stiger med 0,27 øre. Dette skyldes primært forventet højere elpriser.

ELTRANSMISSION

38%

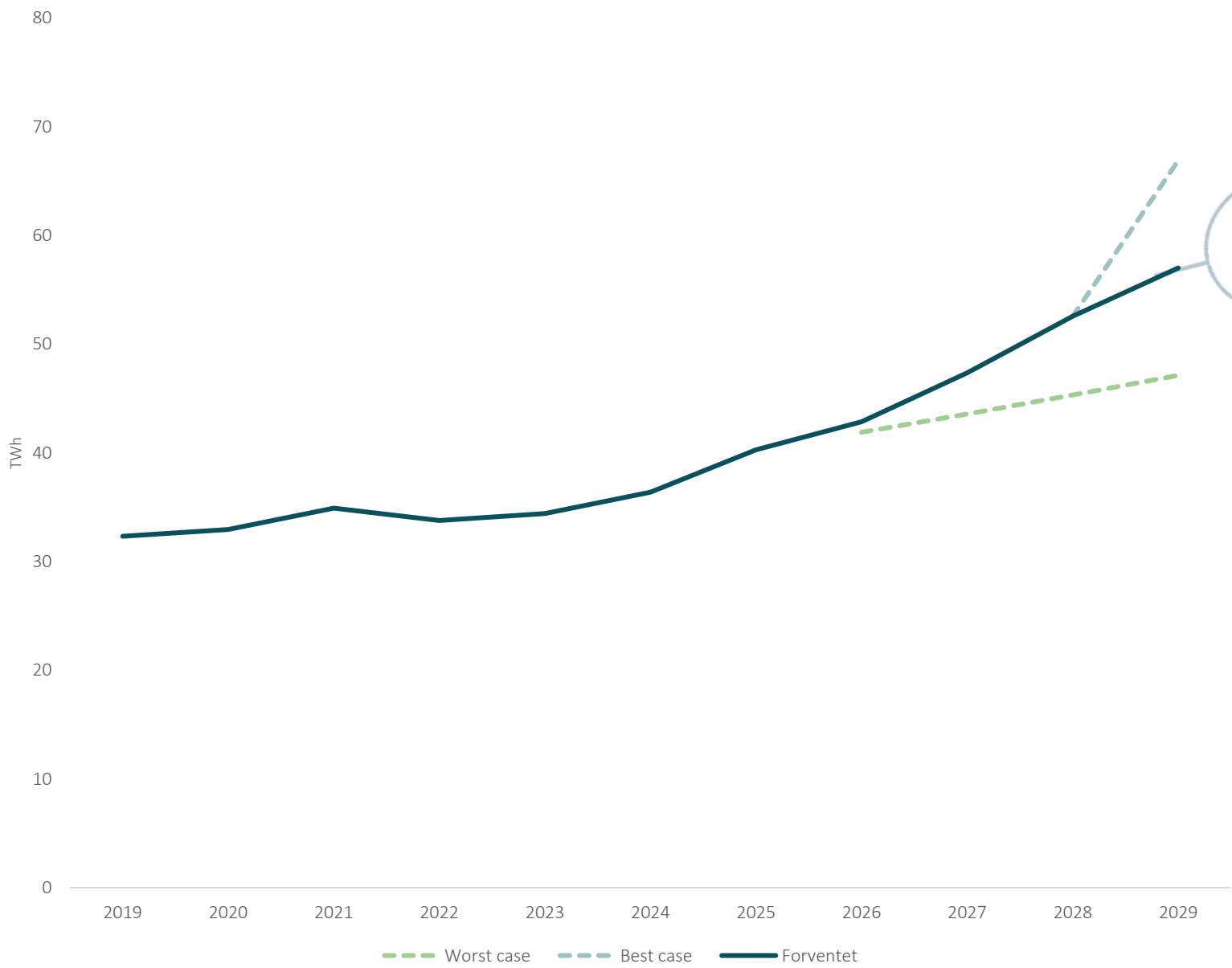
Omkostningerne til eltransmission falder i 2026 med DKK 49 mio. Dette skyldes primært forventning om lavere finansieringsbehov til forrentning på trods af stigende anlægsmasse.

ØVRIGE OMKOSTNINGER

5%

Øvrige omkostninger dækker over underdækning fra 2025, afregninger med eksterne aktører, markedsgebyrer mv.





FORVENTET ELFORBRUG

Forbrugsgrundlaget er en central faktor i forhold til tarifforudsætningerne. Et højt forventet elforbrug bidrager til lavere tariffer, men øger samtidig risikoen for underfinansiering, hvis det øgede elforbrug ikke realiseres.

Det samlede elforbrug, der indgår i tariffberegningen, er steget de seneste år efter energikrisen og er yderligere vokset som følge af øget elektrificering. Væksten skyldes især, at flere husstande har elektrificeret opvarmningen, og en bilpark, hvor elbiler gradvist udgør en større andel. Samtidig ses en markant elektrificering af fjernvarmesektoren med fortsat vækst i store elkedler og varmepumper.

Der ses endnu ikke registreret et nævneværdigt elforbrug fra nye sektorer som Power-to-X (PtX) og datacentre, selvom dette er forudsat i analyseforudsætningerne. Samtidig er der stor usikkerhed om, hvornår og i hvilket omfang dette forbrug vil materialisere sig i de kommende år.

Forbrugsforventningerne er baseret på Energinets reviderede analyseforudsætninger 2024. For de tre første år er der desuden foretaget en konkret vurdering, som er baseret på Energinets seneste markedstilkendegivelser og tilslutningsplaner fra aktører. Det har ført til lavere vurderet forbrugsvækst i denne periode sammenlignet med analyseforudsætningerne.

Samlet set forventes elforbruget i tariffgrundlaget at stige fra 40,3 TWh i forecast 2025 til 42,9 TWh i forecast 2026. Denne stigning på 6,4 % skyldes et forventet øget elforbrug for store datacentre, Power-to-X og transport, og medfører en reduceret tarif på 0,4 øre/kWh.

NB! Det er vigtigt at nævne, at det forventede elforbrug i tarifforudsætningerne afviger fra analyseforudsætninger i 2026 til og med 2029, og at der dermed ikke er en ensartet forventningsstrategi i forhold til Energinets investeringsbeslutninger.

ENERGINET FORVENTER, AT DE STØRSTE KILDER TIL USIKKERHED FOR FORBRUGSUDVIKLINGEN 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 omkring, hvor hurtigt det store elforbrug fra PtX for alvor starter.

Flere Tech-giganter har allerede valgt at placere store datacentre i Danmark, blandt andet fordi Danmark har en meget høj forsyningssikkerhed, 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.



STIGENDE OMKOSTNINGER TIL SYSTEMYDELSER

Omkostningerne til systemydelser er generelt steget i de seneste år. Under energikrisen i 2022 nåede priserne ekstreme højder og omkostningerne blev næsten fordoblet fra det ene år til det næste. Stigningen skyldes desuden Energinets øgede behov for stadigt flere og mere varierende systemydelser til at balancere nettet. Dette øgede indkøb er drevet både af nye regulatoriske krav og større behov for systemydelser som følge af øgede ubalancer i elsystemet.

Forecast for systemydelsesomkostninger for 2025 forventes at blive ca. DKK 2,2 mia. Det høje omkostningsniveau skyldes især store udgifter til manuelle reserveindkøb. Efter at Energinet er blevet en del af et trilateralt marked med Sverige og Finland, er priserne steget som følge af Sveriges høje efterspørgsel og begrænsede udbud. Det forventes dog, at priserne vil falde inden for få år, efterhånden som markedet for manuelle reserver i Sverige modnes. Samtidig forventer Energinet flere aktører på både de manuelle og automatiske reservemarkeder, hvilket kan bidrage til lavere omkostninger.

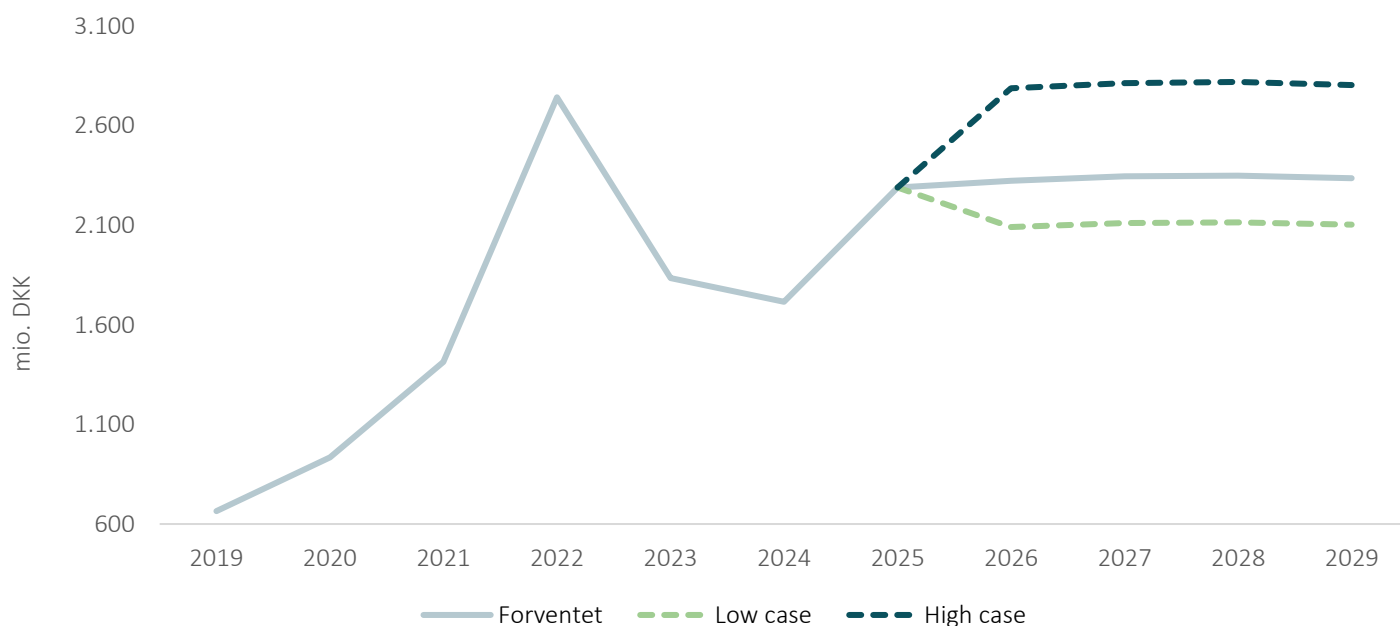
For at sikre, at stigningen i Energinets reserveindkøb bedst muligt afspejler det faktiske behov, samtidig med at indkøbene minimeres, har Energinet implementeret dynamisk dimensionering af manuelle reserver. Metoden betyder, at reserver ikke længere købes ind ud fra et statisk, worst case-baseret behov for alle årets timer, men i stedet time for time

baseret på intelligente beregninger af det aktuelle reservebehov.

Ud over omkostningerne til indkøb af systemydelser forventer Energinet øgede udgifter til systemydelser som følge af reinvesteringer i transmissionsnettet de kommende år. Disse reinvesteringer betyder, at Energinet ikke altid kan udnytte de fælles markeder på tværs af Norden fuldt ud, hvilket kan medføre, at der i perioder må foretages lokale indkøb af systemydelser.

Udviklingen i omkostningerne til systemydelser påvirkes i høj grad af markedsudviklingen hos de nordiske nabo TSO'er. Hvis markedet for manuelle reserver i Sverige modnes langsommere end forventet, vil omkostningerne frem mod 2030 kunne stige (worst case-scenarie). Omvendt vil en hurtigere modning af disse markeder kunne føre til faldende omkostninger (best case-scenarie). Desuden kan adgangen til kapacitet på Energinets udlandsforbindelser, som anvendes til reserver på tværs af Norden, have stor betydning for systemydelsesomkostningerne i de kommende år.

Omkostningerne i 2026-tariffen er steget som følge af forventede øgede udgifter til specialregulering, hvilket isoleret set øger systemtariffen med 0,4 øre/kWh.



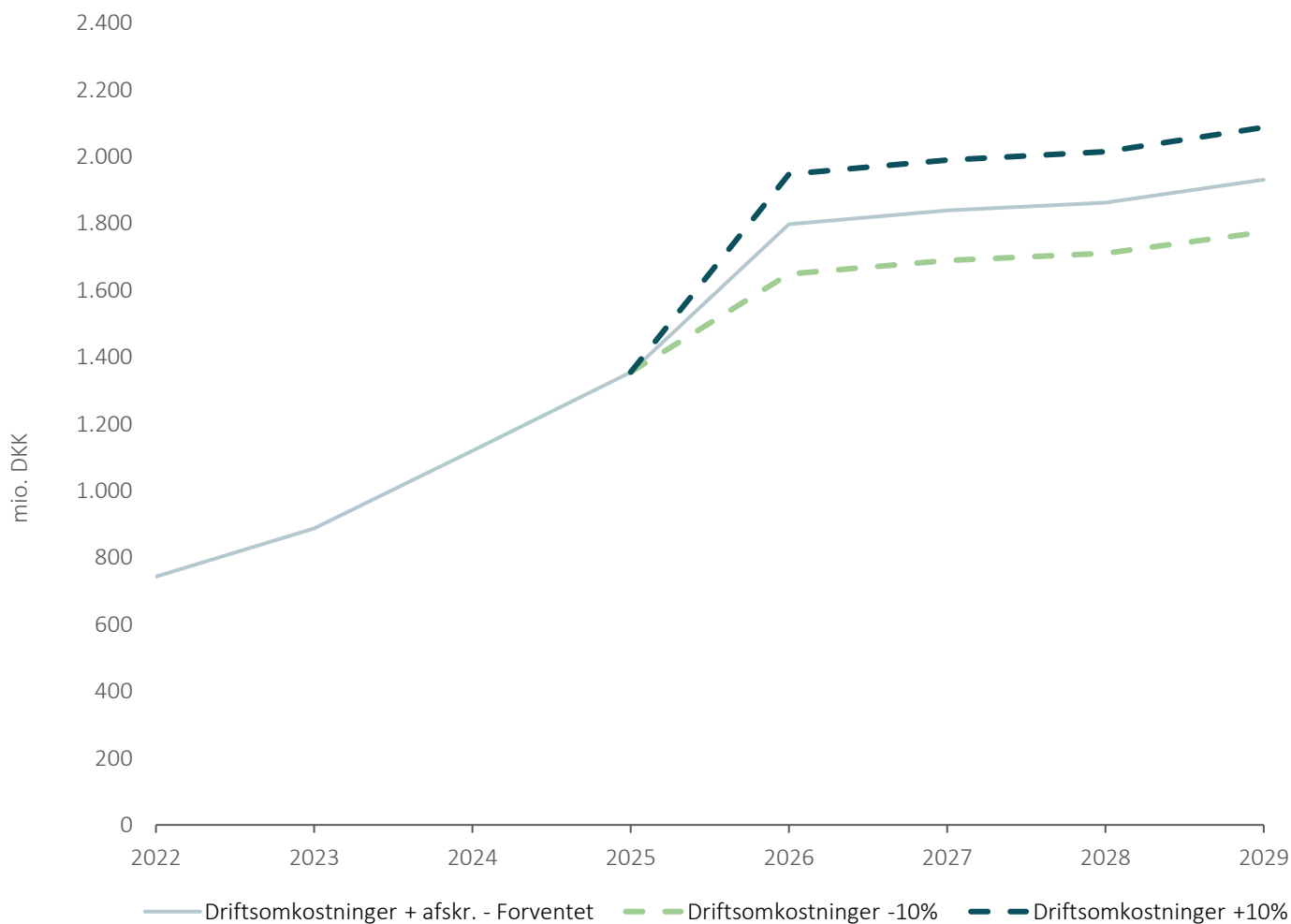
OMKOSTNINGER TIL DE SYSTEMANSVARLIGE SELSKABER

Energinets to systemansvarlige elskaber, Systemansvar (EL) og DataHub, har i de senere år oplevet en markant stigning i omkostningerne. Denne udvikling er primært drevet af den omfattende transformation af elmarkedet, hvor IT-understøttelse har spillet en central rolle. Betydelige IT-investeringer har været nødvendige for at sikre styring og balancerende af elsystemet, ligesom investeringer i IT-sikkerhed har udgjort en væsentlig omkostningsdriver.

I grafen vises de historiske realiserede driftsomkostninger og afskrivninger for Systemansvar (EL). Fra 2025 og frem vises omkostningsrammerne i henhold til den økonomiske regulering. Det skal bemærkes, at de historiske tal og de fremadrettede indtægtsrammer ikke er direkte sammenlignelige grundet overgangen til den nye reguleringsmodel.

Der er stor usikkerhed forbundet med udviklingen i de kommende år. Det nuværende forventede scenarie er baseret på kendte omkostningselementer frem til 2026, hvorefter der er anvendt enkle og konservative antagelser for den videre udvikling. For at illustrere tariffpåvirkningen er der foretaget en følsomhedsanalyse, hvor driftsomkostningerne er varieret med +/- 10 %, mens afskrivningerne er holdt uændrede.

Ud over de fremadrettede ændrede vilkår afsluttes 2025 med en uforudset underdækning i systemtariffen. Denne skyldes store, ikke-budgetterede omkostninger til balancerende. Samlet set forventes underdækningen i 2025 og 2026 at hæve systemtariffen med 0,3 øre/kWh.



UDVIKLING I ELTRANSMISSIONS INDTÆGTSRAMME

Omkostningsgrundlaget hos Energinet Eltransmission stiger markant i indeværende år som følge af en voksende anlægskapacitet, hvilket medfører øgede driftsomkostninger og afskrivninger. Hertil kommer, at den nye økonomiske regulering af Eltransmission, som trådte i kraft i 2023, har medført en regulatorisk forrentning af aktivmassen.

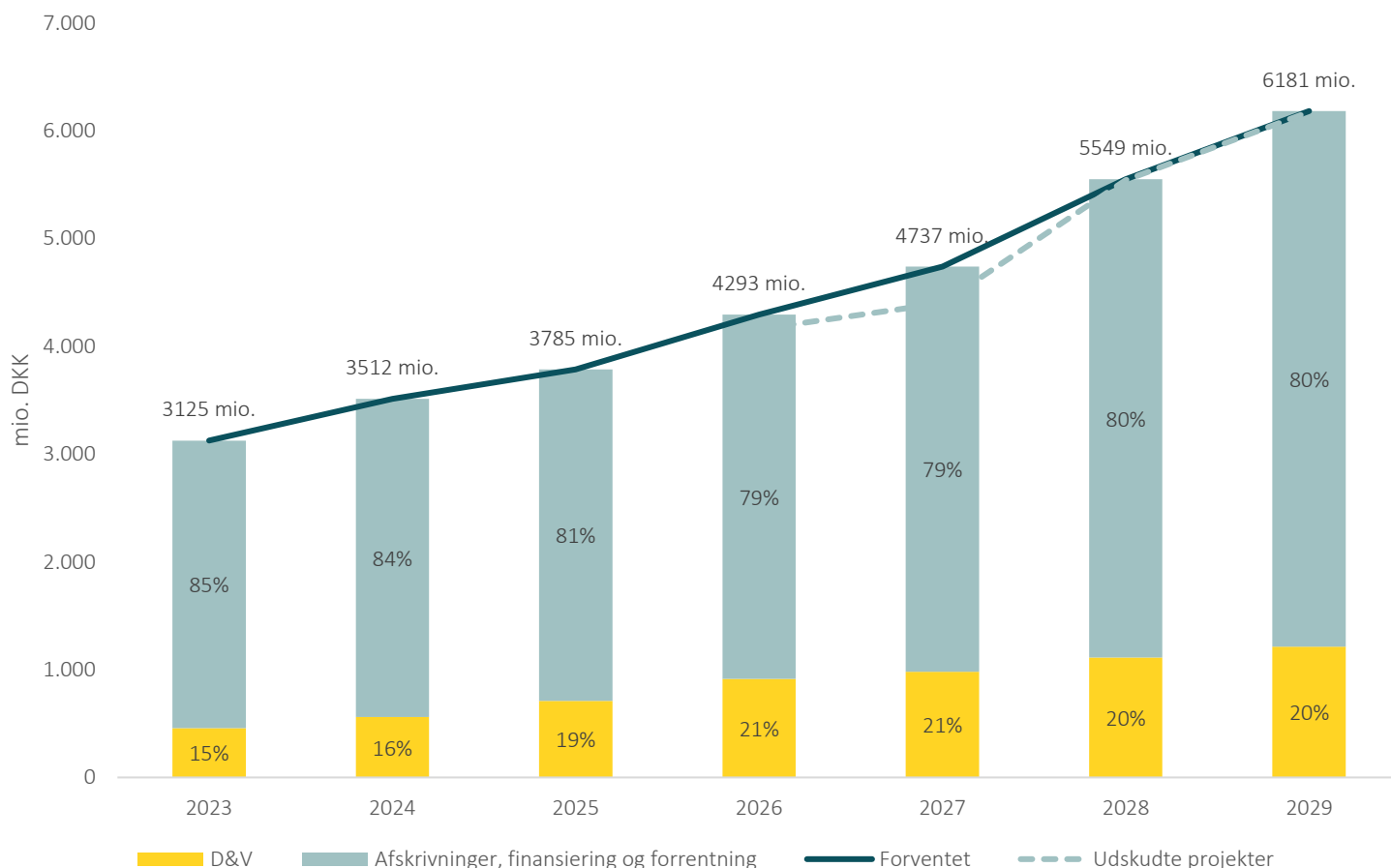
De omkostninger, der skal dækkes via nettariiffen, afspejler i høj grad Energinets langsigtede udviklingsplan, og er fastsat i indtægtsrammen, som Eltransmission har mulighed for at opkræve.

I figuren vises den forventede udvikling i indtægtsrammen. Som eksempel på usikkerhed er der illustreret en følsomhed ved projektforsinkelser – i dette tilfælde Vestkystforbindelsen – hvor en udskydelse fra medio 2026 til primo 2028 er indregnet.

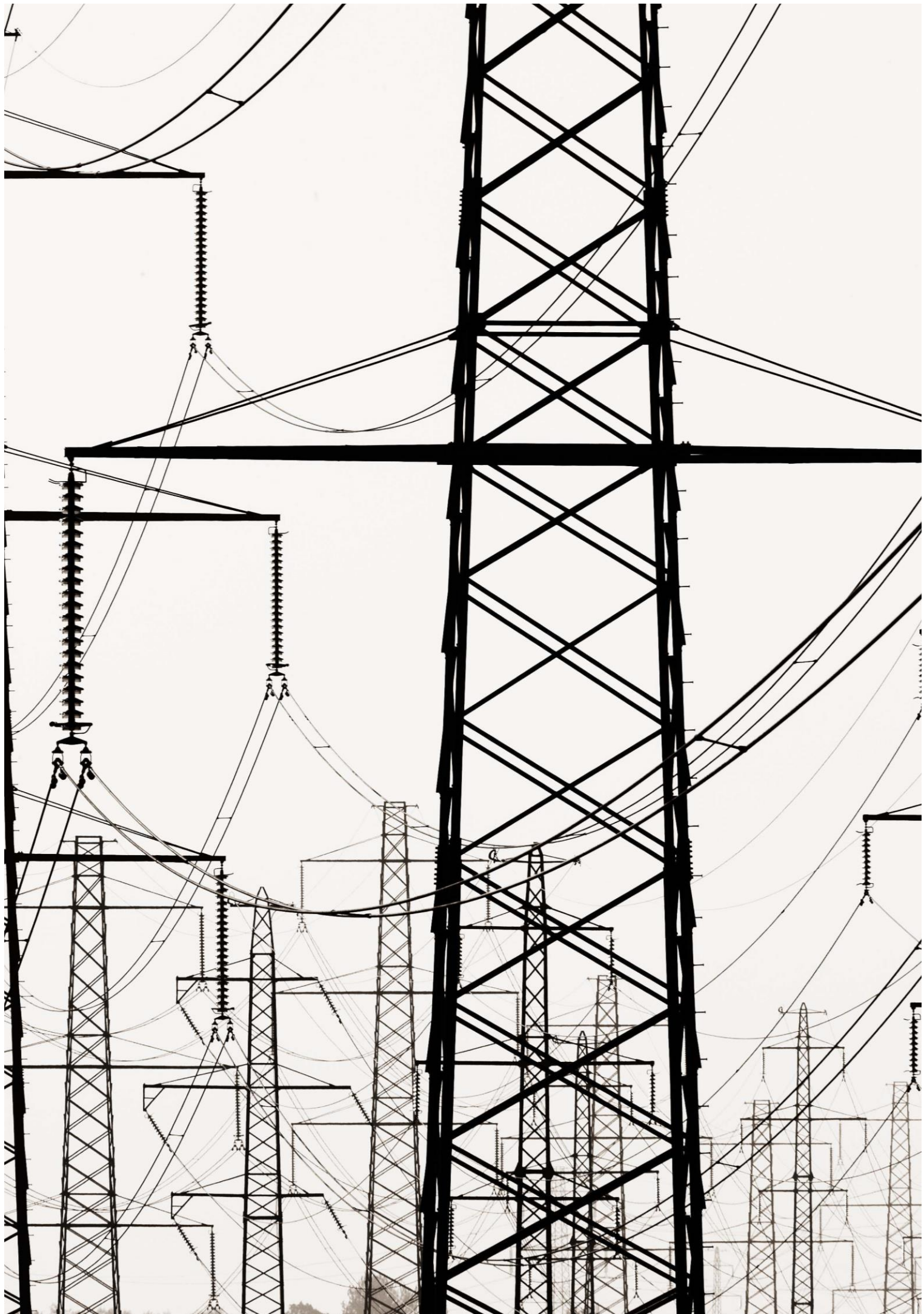
Effekterne afspejles i Eltransmissions samlede indtægtsramme, da både omkostningsrammen og forrentningsrammen påvirkes. Driftsomkostningernes andel af den samlede indtægtsramme er stabil i perioden. Projekterne forventes at være tillægsberettigede i henhold til økonomisk regulering

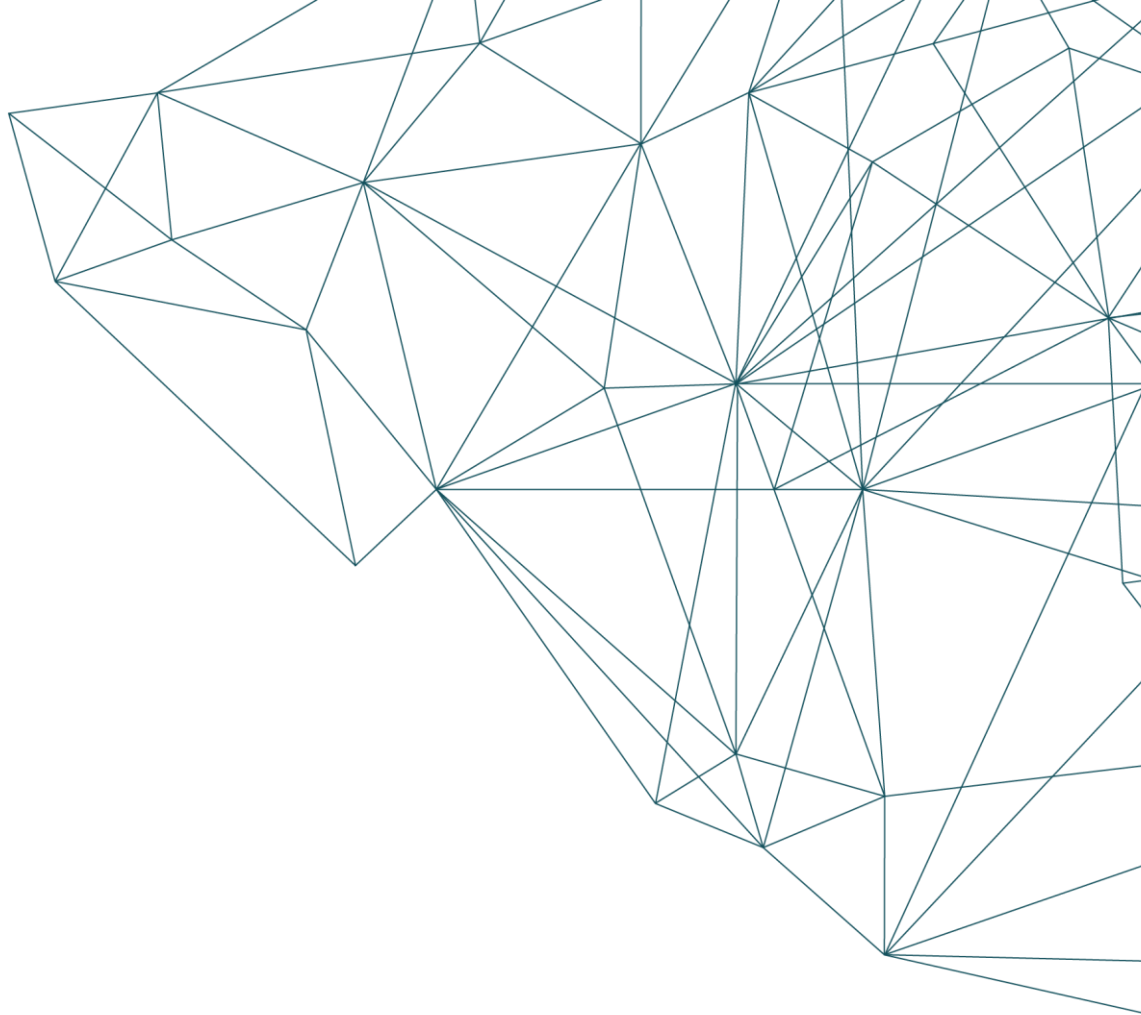
Der er generel usikkerhed om den fremtidige udvikling i Eltransmissions indtægtsrammer. Niveaue påvirkes af flere faktorer, herunder investeringsomfang, udviklingen i drifts- og nettabsomkostninger samt potentielle eksterne forhold som f.eks. ændret lovgivning. Hertil kommer forventede yderligere investeringer i integrerede netkomponenter, som skal sikre robusthed og stabilitet i et elsystem baseret på grøn energi.

I forhold til tarifgrundlaget dækkes en stigende andel af omkostningerne direkte af flaskehalsindtægter, jf. ACER-metoden, som regulerer fordelingen af flaskehalsindtægterne.



Udvikling i Energinet Eltransmissions indtægtsramme 2023-2034 .





ENERGINET

Tonne Kjærvej 65
7000 Fredericia
Tlf 70 10 22 44

eltariffer@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.