Energinet
Tonne Kjærsvej 65
DK-7000 Fredericia

+45 70 10 22 44
info@energinet.dk
CVR-nr. 28 98 06 71

NOTAT

REPLANLÆGNING OG KONSEKVENSER FOR ANLÆGSPORTEFØLJEN

Dato:
27. august 2024

Forfatter:
MDK/AGM

UDKAST

1. Introduktion 3
2. Opdaterede normtider for kritiske aktiviteter 3
2.1 Konsekvenser for projektplaner 2
3. Årsager til forsinkelserne 3
3.1 Lange myndighedsprocesser 4
3.2 Udfordrede leverandørkæder (leveringstider og priser) 5
3.2.1 Justeret anskaffelsesstrategi 7
3.3 Udfordringer med intern skalering af kapacitet 11
3.4 Tværgående tiltag, der skal mitigere konsekvenser af forsinkelserne 12
4. Afledte konsekvenser af projektudskydelser 13
4.1 Konsekvenser for netkunder 13
4.1.1 Konsekvens af stigning i tilslutningsbidrag 14
4.1.2 Konsekvens af forsinket nettilslutning 15
4.2 Konsekvenser for systemdriften 16
5. Opdaterede budgetforudsætninger 18
6. Offentliggørelse af forsinkelser 18

UDKAST

1. Introduktion

Energinet skal levere på en kraftigt accelererende efterspørgsel efter elinfrastruktur i en virkelighed præget af pres på globale forsyningskæder og massivt pres på de myndigheder, der skal levere de nødvendige plan- og miljøtilladelser for elinfrastrukturen.

Sammen med et internt kapacitetspres fra et markant voksende projektvolumen og et presset arbejdsmarked svækker disse vilkår fremdriften i projekterne og det har medført, at tidsplaner og budgetter for Energinets elanlægsprojekter ofte har måtte justeres. Det har Energinet nu taget konsekvensen af og har opdateret planlægningsforudsætningerne og processen for den løbende opdatering heraf med den seneste viden og erfaringer om gennemløbstider for kritiske aktiviteter i projektudviklingen og -eksekveringen. Dermed baseres projektplanerne på et mere risikovægtet og dermed også mere realistisk udfaldsrum. Sigtet er, at projektplanerne derved kontinuerligt skal matche vilkårene i en dynamisk og uforudsigelig verden.

Opdateringen af planlægningsforudsætningerne og gennemgangen af anlægsporteføljen i etableringsfasen betyder, at idriftsættelsestidspunktet for 98 ud af 174 af Energinets igangværende etableringsprojekter vurderes at blive udskudt med i gennemsnit 1,3 år for de 98 berørte projekter. Opdateringen af de konkrete projekttidsplaner er sket på baggrund af nye, standardiserede normtider for kritiske aktiviteter samt konkrete, projektspecifikke vurderinger. Blandt de forsinkede projekter er ca. 30 netkunde-tilslutningsprojekter.

Som en del af denne replanlægning er der desuden indarbejdet opdaterede prisforventninger på komponenter og leverancer, herunder entreprenørydelser, hvilket giver en justering af budgettotalprognosen for 78 af de 174 projekter under etablering på samlet set 3,6 mia. kr., svarende til i gennemsnit 47 mio. kr. for de påvirkede projekter. Prisforventningerne er bl.a. baseret på seneste udbud, herunder turnkey udbud.

Offentliggørelsen af forsinkelserne den 5.-6. september vil blive mødt med kritik fra Energinets interessenter og netkunder, idet en række nettilslutninger af VE- og forbrugsanlæg vil blive udskudt med mærkbare konsekvenser for netkundernes forretning til følge. Energinet vil gå i tæt dialog med de berørte netkunder og nøje afsøge mulighederne for konkrete løsninger, der kan sikre en hurtigere nettilslutning for disse kunder.

Dette notat uddyber den gennemførte replanlægning, årsagerne hertil, konsekvenserne heraf, samt mitigerende tiltag til at imødegå konsekvenserne af den udfordrende situation med pressede leverandørkæder, langvarige myndighedsprocesser samt internt kapacitetspres. Notatet indeholder desuden tidsplan for udmelding af forsinkelser i anlægsporteføljen.

2. Opdaterede normtider for kritiske aktiviteter

Energinets tidsplaner har indtil nu i høj grad taget udgangspunkt i projektspecifikke vurderinger baseret på simple gennemsnit af historiske tider for kritiske faser, fx udbud og leveringstider på komponenter og positive forventninger til myndighedsprocesser. Derudover har effekten af udviklingstiltag, fx i myndighedssamarbejdet med Miljøstyrelsen, været tillagt relativt høj og tidlig værdi ift. effektivisering af myndighedsprocesser. Imidlertid har den massive vækst i porteføljen, presset på komponentmarkederne med længere leveringstider og betydelig prisudvikling samt kapacitetsknaphed hos myndigheder gjort, at historiske og simpelt opgjorte normtider for disse kritiske projektaktiviteter ikke længere er retvisende. Med andre ord er blot to år gamle normtider ikke længere dækkende for den virkelighed, vi opererer i.

Dette har ført til, at Energinet stadigt oftere har måttet udsætte idriftsættelsestidspunktet for konkrete projekter. Med andre ord har de hidtil anvendte normtider i vid udstrækning været udtryk for *best case* betragtninger for de enkelte projekter, og det har ikke matchet den reelle sandsynlighedsfordeling af procestider for kritiske aktiviteter på tværs af den samlede værdikæde. I en steady-state verden uden kritiske interne og eksterne ressourcebegrænsninger er det et realistisk mål at forfølge best case udfald for det enkelte projekt, men i en virkelighed med massiv vækst i porteføljen, maksimalt træk på ressourcer og stigende ressourceknaphed i den samlede værdikæde for anlægsprojekterne er den hidtidige tilgang ikke længere anvendelig.

Derfor er der nu udviklet en metode, hvor tidsplanerne i stedet udarbejdes ud fra en risikobaseret tilgang, hvor der indbygges et sandsynlighedsrum omkring normtider for kritiske aktiviteter. De nu opdaterede normtider er baseret på seneste erfaringer og data fra Energinets projekter for de aktiviteter, hvor vi ser de største tidsforskydninger: Især myndighedsbehandling samt leverings- og udbudstider for komponenter. Derudover vil normtiderne løbende blive justeret med seneste viden og data. Ved at planlægge ud fra en sådan risikobaseret tilgang, hvor forudsætningerne løbende opdateres med seneste viden, indbygges øget robusthed i planerne. Denne tilgang gør, at der i princippet vil være lige så stor sandsynlighed for, at aktiviteterne færdiggøres før som efter tidspunktet angivet i planerne, i modsætning til hidtil hvor vi har oplevet en skæv fordeling af udfald – dvs. oftere forsinkelse end fremrykning af idriftsættelse.

Det er Energinets vurdering, at der også fremadrettet kan komme justeringer til etableringsprojekterne, både i forhold til økonomi og tidsplaner, da ovenstående er baseret på nuværende forventninger. Fremadrettet vil ændringer og afvigelser fra tidsplaner blive monitoreret tæt, og normtiderne vil blive revurderet hvert kvartal, og eventuelle ændringer vil blive konsekvensrettet i hele projektporteføljen i ide-, modning- og etableringsfaserne ud fra en risikobaseret tilgang. Dermed opretholdes et robust, opdateret og detaljeret overblik over den samlede anlægsportefølje, der afspejler aktuelle vilkår for eksekvering af porteføljen.

2.1 Konsekvenser for projektplaner

Med udgangspunkt i opdaterede, sandsynlighedsvægtede normtider for kritiske projektaktiviteter har Energinet gennemført et intensivt forløb med revurdering af projektplanerne for 174 etableringsprojekter.

I planerne for de 174 revurderede projekter i etableringsfasen er der således indarbejdet nye normtider for fx myndighedsbehandling og rettighedserhvervelse, og nye leverings- og udbudstider for komponenter. De nye normtider, kombineret med konkrete vurderinger af de enkelte projektplaner, fører til, at for 98 af de 174 projekter, udskydes det forventede idriftsættelsestidspunkt med i gennemsnit 1,3 år. I de resterende 76 projekter fastholdes den nuværende tidsplan. For Energinets idé og modningsprojekter (godt 200 projekter) vil de længere gennemførselstider ligeledes slå igennem som for projekter i etableringsfasen, og disse er under tilsvarende revurdering. De nye normtider og priser vil anvendes til fastlæggelse af tidsplaner og budgetter i Business Cases for modningsprojekterne samt i investeringsplanen.

Energinets udmelding af forsinkelser på i gennemsnit 1,3 år for 98 ud af 174 igangværende anlægsprojekter i etableringsfasen omfatter *ikke* Energinets største, strategiske projekter, herunder fx energiøer, brintinfrastruktur, Grønt Net Sjælland, Fremtidssikring af eltransmissionsnettet i Østjylland mv., og konsekvenserne kan ikke projiceres direkte over på idet disse projekter, fordi de har en mere unik karakter, der ikke på tilsvarende vis giver grundlag for anvendelse af standardiserede normtider for kritiske aktiviteter. Det er klart, at situationen med udfordrede leverandørkæder med længere leveringstider og højere priser på komponenter, samt langsommelige myndighedsprocesser også påvirker projektplaner og priser for disse projekter. Energinet er kontinuerligt i dialog med ENS og KEFM om status for disse strategiske projekter, og eventuelle justeringer i projektplaner og/eller budgetter følges og drøftes løbende.

3. Årsager til forsinkelserne

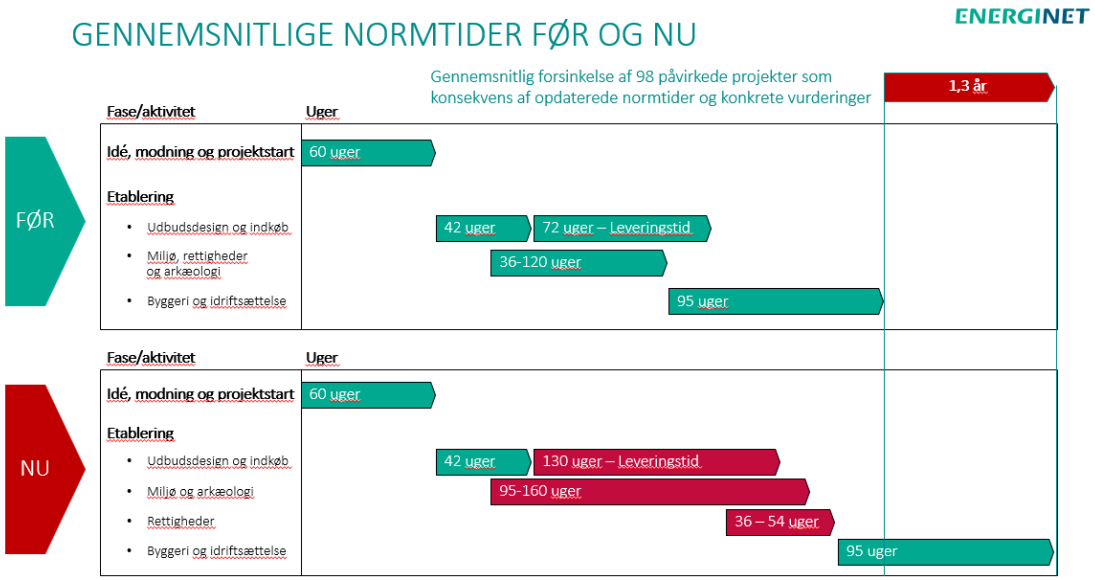
Størstedelen (36) af de ændrede tidsplaner skyldes nye normtider på levering af komponenter samt længere plan- og miljøgodkendelsesprocesser, men der er også en del projektspecifikke årsager til udskydelser, som ligeledes er kortlagt og nu konkret indarbejdet i projektplanerne. Dette omfatter fx manglende VVM-screeningsafgørelse eller miljøtilladelse fra Miljøstyrelsen, udfordringer med ekspropriation eller manglende plangodkendelse ved kommunen (lokalplan) eller Kirkeministeriet (landsplansdirektiv). Disse projektspecifikke årsager gælder for 17 af de 98 berørte projekter. En del af udskydelserne i de revurderede projekter skyldes ønske om udskydelse fra netkunder (8 projekter). For 18 projekter skyldes udskydelsen afhængighed af andre projekter, dvs. tilfælde hvor ét eller flere projekters forsinkelse påvirker andre projekter. Dette er en forventet konsekvens i et sammenhængende og dybt integrereret elnet. Endelig skyldes udskydelsen for 12 projekter "andre årsager", såsom tilbageløb i projektværdistrøm, scope- eller designændringer eller intern prioritering f.eks. grundet knappe ressourcer internt.

De samlede implikationer af opdaterede normtider er illustreret i figur 1, hvor ændringen i normtider hhv. Før og Nu er illustreret for et gennemsnitligt projektforløb. Her fremgår det tydeligt, at de største konsekvenser for projekttidsplanerne skyldes markant længere leveringstider på komponenter samt langstrakte plan- og miljøprocesser. Ved tider "FØR" forstås planlægningsgrundlaget fra før foråret 2024, hvor normtiderne blev fastlagt, samt inden leverandørmarkederne "gik af lave", dvs. inden foråret 2022. Det er vigtigt at fremhæve, at de 1,3 år i forskydning skyldes samtlige afvigelsesårsager og ikke kun normtiderne, altså ændringer fra andre projekter, scope ændringer, intern ressourcemangel etc. og at normtiderne fungerer som et støtteværktøj i planlægningen, som suppleres af projektspecifikke konkrete vurderinger.

Normtiden for myndighedsbehandling er opjusteret med 25 pct., hvilket svarer til en gennemløbstid for VVM på 150 uger og screening på 85 uger. Komponentleveringstiden er opjusteret til markedsvilkårene, og udbudstiden for hhv. stationsmaterialer og kabler er tilsvarende justeret ud fra seneste markedsviden. Leveringstid på komponenter er 130 uger som standard, men med op til 260 uger for visse 400 kV komponenter.

De samlede implikationer af revurderingen er illustreret i figuren herunder, hvor normtider henholdsvis Før og Nu er illustreret for et gennemsnitligt projektforløb. Her fremgår det, at de største konsekvenser for projekttids-planerne skyldes markant længere leveringstider på komponenter samt langstrakte plan- og miljøprocesser.

UDKAST



Figur 1 *Illustration af gennemsnitlige normtider Før og Nu. Før-tider betegner tidligere anvendte projektforudsætninger inden revurderingen.*

De primære årsager til forsinkelser og fordyrelser af anlægsporteføljen; *1)* lange myndighedsprocesser til plan- og miljøgodkendelser, *2)* udfordrede leverandørkæder samt for enkelte projekter *3)* udfordringer med internt at skalere kapaciteten, uddybes neden for sammen med tiltag, der skal adressere dem og som skal mitigere konsekvenserne af forsinkelserne.

3.1 Lange myndighedsprocesser

Den samlede sagsbehandlingstid for miljøtilladelser, plangrundlag og rettighedserhvervelse er stigende, og det forstærkes dels af udfordringer med koordinering og prioritering mellem de ansvarlige myndigheder og af ressourceknaphed hos myndighederne. De største udfordringer for gennemløbstiden er sagsbehandlingstiden i Miljøstyrelsen, hvor projekterne blandt andet sagsbehandles ud fra skiftende og strengere krav, en restriktiv fortolkning af EU-lovgivningen samt nye afgørelser og domme. Det indebærer, at Miljøstyrelsen i stigende grad træffer afgørelse om fuld miljøkonsekvensvurdering, og at flere projekter skal behandles som sammenhængende, hvilket øger både kompleksiteten, risikoen og sagsbehandlingstiden.

Energinet arbejder målrettet på at skabe fremdrift i myndighedsprocesserne gennem en række initiativer. Blandt andet arbejder Energinet tæt sammen med Energi- og Miljøstyrelserne om at optimere myndighedsprocesserne og understøtte dem digitalt. Der er også indført betaling for sagsbehandling ved Miljøstyrelsen, som på den måde har kunnet tilføre flere ressourcer og reducere sagsbehandlingstiden. Der er dog fortsat en række udfordringer, der kræver nye tiltag, ny lovgivning eller opbakning og nye afklaringer fra myndigheder. Energinet deltager i NEKST-arbejdsgruppen "Hurtigere udbygning af elnettet", der allerede i sine delanbefalinger har peget på et behov for ændringer i rammevilkårene for plan- og miljøtilladelser. Det er efterfølgende afgørende, at regering og folketing konkret og hurtigt følger op på NEKST-arbejdsgruppens anbefalinger.

Internt i Energinet er der bestemt også potentiale for at øge fremdriften på godkendelser og tilladelser ved fx, at krav til myndighedsleverancer i større grad integreres og prioriteres gennem hele værdistrømmen fra screening til idriftsættelse på linje med eksempelvis krav til anlægsdesign, indkøb og økonomi. I det hele taget har Energi gennem længere tid haft fokus på at søge og tage initiativer til at mitigere konsekvenserne af lange sagsbehandlingstider for projektporteføljen, men det må fortsat konstateres, at myndighedsprocesser oftest ligger på "kritisk vej" for projekteksekveringen, uanset om det er tale om eksterne eller interne årsager.

For en uddybning af udfordringerne omkring miljø- og myndighedstilladelser, konsekvenser samt nødvendige, mitigerende eksterne og interne tiltag henvises til bilag om "Miljø- og myndighedstilladelser"

3.2 Udfordrede leverandørkæder (leveringstider og priser)

Efterspørgslen i de globale markeder for komponenter til energisektoren er steget markant og forventes at stige yderligere. Energinets – såvel som andre TSO'ers – forsyningskæder er ramt af "The Perfect Storm" udløst af geopolitisk ubalance og afledt kapløb om at opnå geopolitisk energiuafhængighed via accelereret grøn omstilling. Dette har intensiveret kampen om komponenter til at udbygge energiinfrastrukturen og skabt en global kamp om ressourcer.
De afledte ambitiøse udbygningsplaner for infrastruktur hos de europæiske TSO'er og DSO'er samt udbygning af VE-anlæg (fx havvind) øger efterspørgslen markant i en grad, så leverandørsiden ikke kan følge med efterspørgslen. Konsekvensen er lange leveringstider og markante prisstigninger.

I figuren herunder er Energinets vurdering af den aktuelle leveringssituation gengivet.

El	Forsyningskæderessource	Alvorlighedsgrad af leveringstide	Leveringstid/mdr.	Tendens	Antal leverandører	Kapacitetsbegrænsninger
132/150 kV udstyr	132/150 kV transformere		24-30	Stagnation	Flere	Ja
	132/150 kV reaktorer		24-30	Stagnation	Flere	Ja
	132/150 kV GIS switchgear		18-20		Flere	Ja
220 kV udstyr	220kV transformere		30-36		Flere	Ja
	220kV reaktorer		30-42		Flere	Ja
	220kV GIS switchgear		24-36		Flere	Ja
400 kV udstyr	400kV transformere		36-42		Flere	Ja
	400kV reaktorer		42-66	Stigende	Flere	Ja
	400kV GIS switchgear		24-36		Flere	Ja
Kabel & Ledning	AC Kabel		8-12	Svagt stigende	Flere	Nej
	AC Ledninger		4-6	Svagt stigende	Flere	Nej
HVDC	HVDC Konverter (udl. forbindelser)		84-120		Flere	Ja
	HVDC Kabel (udl. forbindelser)		84-120		Flere	Ja
Byg/anlæg	Bygge & anlægsydelser		3-6		Flere	Nej
Gas/Brint	**Forsyningskæderessource**	**Alvorlighedsgrad af leveringstide**	**Leveringstider**	**Tendens**	**Antal leverandører**	**Kapacitetsbegrænsninger**
Kompressorer	Kompressorer		12-18	Stigende	Flere	Ja
	Mobile evakueringskompressorer		12		1, potentielt flere	Ja
	Container kompressorer		12-16		Flere	Ja
Rør	Rør		12-36	Stigende	Flere	Ja
Ventiler	Ventiler		6-18		Flere	Nej
	Ball ventiler		6		Flere	Nej
	Plug-/globe ventiler		3-6		Flere	Nej
Aktuatorer	Aktuatorer		6		Flere	Nej
Isoleringskoblinger	Isoleringskoblinger		4-6		1	Nej
Deodoseringsanlæg	Deodoseringsanlæg		9-12		Flere	Ja
M/R stationer	M/R stationer		12-18		Flere	Ja
		Lav Høj				

Figur 2 *Alvorlighedsgrad af leveringstider på el- og gaskomponenter samt byg/anlæg.*

Samtidigt med den udfordrede leverancesituation er der især siden 1. halvår af 2022 forekommet markante prisstigninger i markedet som eksemplificeret i tabellen herunder.

Tabellen viser, hvordan priserne er justeret i Energinets prislisten, som ligger til grund for anlægsbudgetterne og projektprognoserne

	Q1 2022	Q3 2022	Q2 2023	Q4 2023	Q2 2024
400-600 MVA transformere	100	170	170	170	170
100+160 MVA transformere	100	170	235	275	275
400 kV reaktorer	100	170	230	255	265
132-150 kV reaktorer	100	170	175	200	240
Kabler + tilbehør	100	150	150	205	200
Entreprenørydelser	100	135	135	135	250

Tabel 1 *Prisudvikling i Energinets prisliste illustreret ved indekstal.*

Som det fremgår, er der især for entreprenørydelser sket en voldsom prisstigning siden december 2023 på entreprenørydelser. Årsagerne til de højere priser vurderes især at være en kraftigt stigende efterspørgsel efter entreprenørydelser men til dels også et leverandørmarked, der har udfordringer med at tiltrække den nødvendige arbejdskraft. Da der ikke er udsigt til, at efterspørgslen falder, eller at det bliver nemmere at tiltrække arbejdskraft, vurderes det nu, at der skal regnes med væsentligt højere priser på entreprenørydelser fremadrettet. Optimalt set burde priserne have været opdateret gradvist siden 2022, men da Energinet ikke har indgået ret mange kontrakter på gravearbejde i perioden, har der ikke været tilstrækkeligt belæg for at hæve priserne før nu.

Effekten af stigningen på entreprenørydelser er stor på tværs af porteføljen, da mange af anlægsprojekterne endnu ikke har underskrevet kontrakterne på entreprenørydelserne, og derfor er prognoserne baseret på gamle priser (indeks 100 eller 135). De højere entreprenørpriser har i sig selv ført til prognosestigninger på samlet DKK 1,5 mia. i forbindelse med replanlægningen ud af den samlede prognosejustering på DKK 3,6 mia.

Som det fremgår af tabellen, er priserne på reaktorer også steget siden december 2023, mens transformerpriserne er uændrede. Stigningen vurderes at skyldes en stigende efterspørgsel samt en begrænset produktionskapacitet for især 400 kV-reaktorerne.

Kabelpriserne er generelt meget volatile og er meget forskellige fra leverandør til leverandør, især fordi fragtpriserne udgør en betydelig del af prisen. Det er vurderingen, at det nuværende prisniveau, som er væsentlig højere end før stigningerne i 2022, bør fastholdes for nu, men at der må forventes store udsving i priserne. Derfor er der lagt ekstra reserver i budgetterne i kabelprojekter for at håndtere denne usikkerhed.

Det er selvsagt meget vanskeligt at forudse, hvordan priserne udvikler sig fremadrettet. Generelt forventer Energinet dog, at efterspørgslen på reaktorer, kabler og transformere fortsat vil stige over de kommende år, da fokus på den grønne omstilling er stigende i hele verden. Det vil formentlig tiltrække flere leverandører, men det tager lang tid at etablere nye produktionsanlæg, blandt andet fordi produktionen kræver meget specialiseret arbejdskraft, og den har nuværende leverandører svært ved at skaffe. Dermed er der ikke noget, der indikerer, at priserne på transformere, reaktorer og kabler vil falde på kort og mellemlangt sigt, men først på længere sigt, hvis udbuddet øges mere end efterspørgslen.

Stål, aluminium og kobber er de mest anvendte råvarer i produktionen af komponenter til energiinfrastruktur. Råvarepriserne har siden 2022 ligget nogenlunde stabilt, dog på et højere niveau end før de markante stigninger i 2021. Råvarepriserne udgør kun en af flere drivere for prisudviklingen og kan altså ikke alene forklare de prisstigninger, vi har set. London Metal Exchange indikerer, at priserne på især kobber og aluminium vil stige i de kommende år, ligesom også fragtpriserne forventes at stige.

I forhold til entreprenørydelser vurderes det generelt, at udbuddet på dette marked bør kunne tilpasse sig efterspørgslen hurtigere end på markedet for især reaktorer og transformere, da markedet er mindre specialiseret og ikke i samme grad koblet 1-1 med energisektoren. Men leverandørerne har som sagt store udfordringer med at skaffe den nødvendige arbejdskraft. Det gælder efterhånden også den udenlandske arbejdskraft, som bliver dyrere pga. mere konkurrencedygtige lønninger i udlandet. Kombineret med en forventning om en fortsat stigende

efterspørgsel efter entreprenørydelser er der således ikke noget, der indikerer, at entreprenørpriserne vil falde på den korte eller mellemlange bane.

Samlet set er det forventningen, at priserne *ikke* vil falde væsentligt på kort og mellemlang sigt af følgende årsager:

- Umiddelbart forventes ikke faldende efterspørgsel fra de andre europæiske TSO'er.
    - Dette styrkes af bl.a. løbende dialog mellem de nordiske TSO'er, hvor TSO'erne fra både Norge, Island, Sverige, Finland og Danmark har pipelines, der alle steder viser en markant stigende anlægsportefølje.

- Vi ser, at flere leverandører udbygger deres kapacitet, men ikke i den skala og hastighed, der er nødvendig for at møde den samlede efterspørgsel. Dette er bl.a. drevet af:
    - Der er tale om store og længerevarende investeringer. Det er behæftet med store omkostninger og markante geopolitiske risici for leverandørerne og deres aktionærer at investere i ny kapacitet.
    - Kapitalomkostningerne er høje grundet højt renteniveau og priserne på produktionsapparat er præget af samme geopolitiske mega-tendenser som råvarer og komponenter.
    - Usikkerhed om, hvorvidt den nuværende efterspørgsel er en "boble" eller en vedvarende tendens. Med andre ord søger investorerne en mere "sikker" ROI på deres investeringer.

- Foruden store investeringer tager det også tid at opbygge ny produktionskapacitet. F.eks. tager det mellem 3-4 år før den første kilometer kabel kommer ud af en fabrik fra det tidspunkt, en kabelproducents bestyrelse har underskrevet en anlægskontrakt. Dvs. kapacitetsknapheden vil fortsætte en årrække.

- Ingen indikationer på at priserne på råvarer falder til tidligere niveauer jf. det nævnte eksempel for kobber forwardpris ovenfor.

Ovenstående udbuds- og efterspørgselssituation medfører samtidig en generel komponentmangel med risiko for forsinket gennemførelse af Energinets anlægsportefølje.

For at mitigere situationen med såvel komponentmangel som stigende priser har Energinet igangsat en række tiltag, som uddybes senere i notatet. Dog er det her relevant at nævne, at turnkey-aftalen, der er et af flere mitigerende tiltag i forhold til leverandørudfordringerne, også resulterer i fordyrelser i projekterne.

3.2.1 Justeret anskaffelsesstrategi

På baggrund af den ganske dramatiske udvikling i markedssituationen, har Energinet justeret sin overordnede anskaffelsesstrategi. Traditionelt har Energinet benyttet sig af multi-contracting og rammeaftaler, altså et stort antal aftaler med mange leverandører. Energinet har hovedsageligt købt komponenter, services, entreprenørydelser etc. på særskilte, individuelle kontrakter. Yderligere blev en række af indkøbene foretaget og individualiseret for hvert enkelt projekt. Udgangspunktet for de projektspecifikke udbud og kontrakter var, at købsforpligtigelsen for Energinet altid lå efter §4 godkendelsen.

Rammeaftalerne har traditionelt været bygget op uden aftagepligt for Energinet, altså hvor leverandørerne ikke var sikret nogen volumen fra Energinet, og Energinet derfor frit kunne vælge, om vi ønskede at gøre brug af aftalen eller ej. Tilsvarende var leverandørerne ej heller forpligtet til at levere til Energinet. I et marked, der var præget af balance, fungerede dette efter hensigten.

Tidligere oplevede Energinet ressourcerigelighed fra leverandørsiden i projekterne. Dette både i forhold til medarbejdere og komponentleverancer. Tidsplaner, leveringsplaner og ressourcer til etablering af projekterne i pipeline var alignet og stabilt. Altså kunne vi bero os på, at f.eks. processen for installation af en transformer tog ca. 1 år fra underskrevet kontrakt, til den stod installeret på en station.

Under daværende markedssituation gav rammeaftaler uden forpligtelse og projektspecifikke udbud god mening, da det gav Energinet mulighed for at forfølge en strategi om at optimere indkøbspriserne fra projekt til projekt.

De seneste og aktuelle markedstendenser giver imidlertid behov for at tilpasse Energinets overordnede anskaffelsesstrategi samt de overordnede principper, der knytter sig til anskaffelser på tværs af den samlede anlægsportefølje for at servicere de indkøbsbehov, som Energinet står foran. Energinets opdaterede anskaffelsesstrategi har følgende overordnede sigtepunkter:

1. Proaktive indkøb med tidlig forpligtigelse
2. Indsatser for at åbne markedet

1. Proaktive indkøb med tidlig forpligtigelse
Med lange leveringstider og deciderede flaskehalse i markedet er det afgørende at komme i markedet tidsnok til at sikre kapacitet. En af de helt store tendenser, vi ser i markedet, er tidlige købsforpligtelser fra TSO'er, hvor kapaciteten bindes mod et aftalt aftag. Vi ser denne tendens fra flere af de store Europæsike TSO'er. F.eks. har 50 Hertz lukket et kabeludbud på 35 milliarder kroner, TenneT har lukket et samlet køb af 14 2GW HVDC-platforme og Statnett har gennemført et udbud på 38 transformere, som de forpligter sig til at købe.

Tidligere var det vurderingen i Energinet, at vi IKKE havde tilstrækkelige rammevilkår til at kunne forpligte Energinet til væsentlige indkøb, før §4 godkendelsen forelå. Derfor har muligheden for at agere som f.eks. TenneT, 50 Hertz og Stattnet ikke været en strategisk mulighed for os. Denne barriere er dog elimineret, da vi i dialog med Energistyrelsen har fundet frem til, at dette alligevel kan lade sig gøre inden for lovens rammer så længe, der er tale om kritiske anlæg, der er omfattet af Energinets Langsigtede Udviklingsplan (LUP).

De ændrede rammevilkår åbner således for muligheden for tidlig forpligtigelse. Det vil betyde, at vi kan blive mere markedskonforme i forhold til den aktuelle udvikling, vi ser hos vores søster TSO'er samt sikre kapacitet på et tidligere tidspunkt. I nuværende marked, hvor der er flere projekter end kapacitet, går leverandørerne efter de udbud, hvor der er konkrete penge på bordet og udbud, der kan give dem robuste forpligtigelser. Tidlig forpligtigelse vil helt naturligt også reducere leverandørernes risiko i forhold til økonomi og styrke deres sikkerhed for et positivt ROI. Dermed vil tidlig forpligtelse kunne tiltrække flere leverandører og sikre kapacitet.
En tidligere forpligtigelse vil kræve, at Energinet forpligtes før §4 godkendelsen. Indkøbet vil derfor ikke bero på det specifikke projekt, hvor de konkrete indkøbsbehov er kendte og veldefinerede. I stedet vil forpligtelsen bero på en porteføljebetragtning, der bygger på forecast, som laves ud fra LUP. Risikoen ved tidligere kapitalbinding skal dækkes af transmissionsselskabernes egenkapital, hvilket taler ind i den generelle problematik vedr. Energinets soliditet.

Som et yderligere greb til at sikre leverancer til tiden kan der etableres projektlagre. Det vil især være de komponenter, hvor Energinet oplever flaskehalse, der vil være velegnede at sætte på lager. Der ville i praksis kunne være tale om to typer lager: *1)* et sikkerhedslager, hvor et antal af de mest kritiske komponenter står på lager som buffer såfremt, der måtte ske skade, forsinkelse eller andet i et givent

projekt, og *2)* et stødlager, der kan lette processen for levering og mitigere den risiko, der er for, at produktionsslot og tidspunktet, hvor Energinet reelt ønsker leveringen ikke harmonerer.

Jf. afsnittet omkring tidlig forpligtigelse vil der i praksis ske det, at Energinet reserverer et produktionsslot. I situationen, hvor et projekt bliver rykket f.eks. på grund af en forsinket miljøgodkendelse, vil det give udfordringer mod leverandøren, idet leverandøren kan have vanskeligt ved at flytte Energinets produktionsslot. I forpligtelsen ligger ligeledes, at Energinet er forpligtet til at aftage komponenterne. Et projektlager vil derfor bidrage til, at Energinet vil kunne agere mere fleksibelt i forhold til levering. Levering vil kunne ske til projektlageret på aftalte tidspunkt. Når det givne projekt har fået nødvendige godkendelser og det reelle behov for levering opstår, kan projektet modtage komponenterne fra projektlageret.

2. indsatser for at åbne markedet
I den det aktuelle pressede leverandørmarked giver det, set ud fra et kapacitetssynspunkt, mening at forfølge en anskaffelsesstrategi, der søger at åbne leverandørmarkedet mest muligt. Energinet har allerede en række tværgående aktiviteter igangsat. Målet er, at Energinet forbliver en attraktiv kunde og derved kan sikre leverancer til tiden.

I det beskrevne marked, hvor det er af afgørende betydning, at Energinet er en attraktiv kunde, er det essentielt at være i tæt dialog med markedet med henblik på at stille markedskonforme krav. Når der tales om krav i perspektiv af anskaffelser dækker kravene bredt og på tværs af en række faglige områder. Der stilles således krav til alt fra tekniske løsninger, økonomi, levering, forpligtigelser, ´ways of working´, ESG-området. På nuværende tidspunkt, er det vanskeligt for Energinet at opstille særskilte særkrav for de forskellige faglige områder. Med særkrav menes krav, der er specielle for Energinet, herunder strengere krav end andre TSO'er stiller. Hvis Energinet pålægger flere ikke strengt kritiske krav til leverandørerne, vil dette alt andet lige medføre, at vi begrænser markedet og bliver mindre attraktiv som kunde – altså kapaciteten går til anden side. Det er derfor afgørende, at Energinet følger udviklingen tæt i markedet og følger, hvor hurtigt markedet kan (og vil) udvikle sig på de forskellige faglige områder. Med fordel kan Energinet indgå i tæt dialog med andre TSO'er for at blive enige om, hvilke krav og hvilke områder, hvor udviklingen skal ske og i samarbejde påvirke de markedskonforme krav i den retning, Energinet ønsker.

Et effektivt håndtag til at fastholde et stabilt leverandørmarked og opbygge relationer til nye leverandører er især standardisering. Med standardisering i denne kontekst menes, at Energinet i så høj grad som muligt læner sig op ad markedets standardløsninger og praksis. I relation til dette pågår en række initiativer i Energinet, hvor gode erfaringer og læring kan bringes med i det videre arbejde. Særligt er det af afgørende karakter, at Energinets særkrav minimeres og ved, i tæt dialog med markedet, at sikre, at de krav, Energinet stiller, er markedskonforme. Standardisering efterspørges også af leverandørerne, der som bekendt befinder sig i den situation, at der er større efterspørgsel end kapacitet. Det vil sige, at de kan sælge alt, hvad de producerer til høje priser (jf. prisudviklingsgraferne) og ønsker ikke at lave skræddersyede løsninger for at imødekomme diverse særkrav. På EU-niveau pågår arbejde omkring interoperabilitet mellem f.eks. platforme og kabler. Interoperabilitet muliggør en modulær, trinvis og accelereret udbygning. Energinet vil naturligvis søge at påvirke det Europæiske standardiseringsarbejde, ligesom Energinet indgår i dialog og samarbejde med andre TSO'er omkring tilgang til marked og standardisering.

Energinet har i dag allerede en international leverandørbase. Som håndtag til at øge kapaciteten er det dog naturligt at se endnu mere på tværs af landegrænser og dermed få endnu flere potentielle leverandører i scope. På kabler ser vi i stigende grad også Kinesiske leverandører søge om kvalificering og byde på vores udbud. Yderligere ser vi også nabo TSO'er begynde at købe f.eks. transformere fra

store Sydkoreanske leverandører som Hyosung og Hyundai. I dialog med Energinets ejer er det i primo 2024 blevet afstemt, at det er okay for Energinet at købe fra fjernøsten herunder Kina og derved følge statens generelle retningslinje for køb i fjernøsten. Der er på den baggrund udmeldt klare retningslinjer i Energinet for bl.a. screening af indkøb fra eksempelvis Kina, hvis der er tale om sikkerhedskritiske komponenter, men det er også slået fast, at eksempelvis kabelindkøb fra Kina ikke som udgangspunkt er problematisk i forhold til statens generelle retningslinjer.

De centrale elementer i Energinets justerede anskaffelsesstrategi er vist i figuren herunder.

Figur 3 *Centrale elementer i Energinets justerede anskaffelsesstrategi.*

For at sikre hurtig eksekvering af Energinets opdaterede anskaffelsesstrategi har Energinet iværksat en handleplan benævnt "Dynamisk Sourcing". Handleplanen er udover Energinets generelle erfaring med leverandørmarkedet også udarbejdet på baggrund af de konkrete erfaringer og læringer fra turn-key udbud.

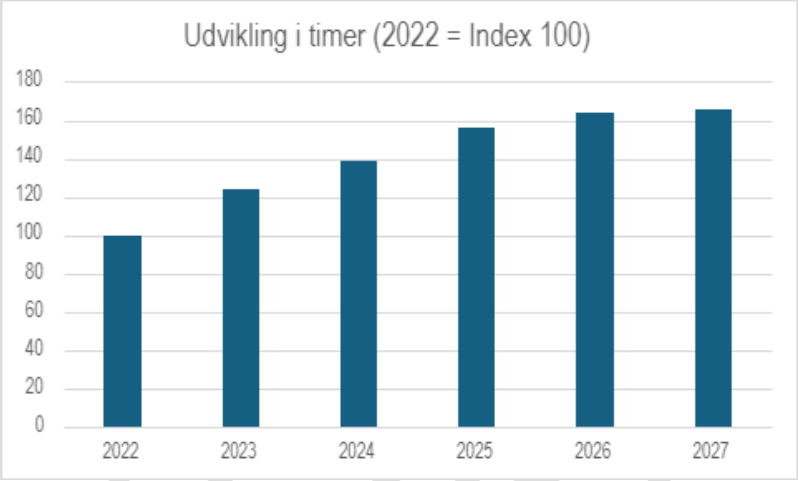
Denne handleplan skal sikre, at Energinet i løbet af kort tid (målet er udgangen af 2024) er i stand til at mitigere konsekvenserne af pressede leverandørkæder væsentligt mere effektivt end tidligere. Målbilledet for denne handleplan er vist i figuren herunder.

Figur 4 *Målbillede for handleplan "Dynamisk Sourcing" (X'er er under nærmere fastlæggelse).*

På baggrund af den justerede anskaffelsesstrategi og implementering af handleplan "Dynamisk Sourcing" er det Energinets mål og forventning, at længere leveringstider i markedet i væsentligt mindre grad vil udgøre en barriere for hurtigere eksekvering af anlægsporteføljen samt at indkøbet sker så effektivt, som muligt i det fortsat ophedede leverandørmarked. Handleplanen indebærer desuden, at Energinet vil styrke sin evne til at operere med en bred pallette af samtidige leverancemodeller, herunder både multi- og duo-contracting, turnkey og andre strategiske leverandørsamarbejder, afhængigt af den konkrete markeds- og leverandørsituation.

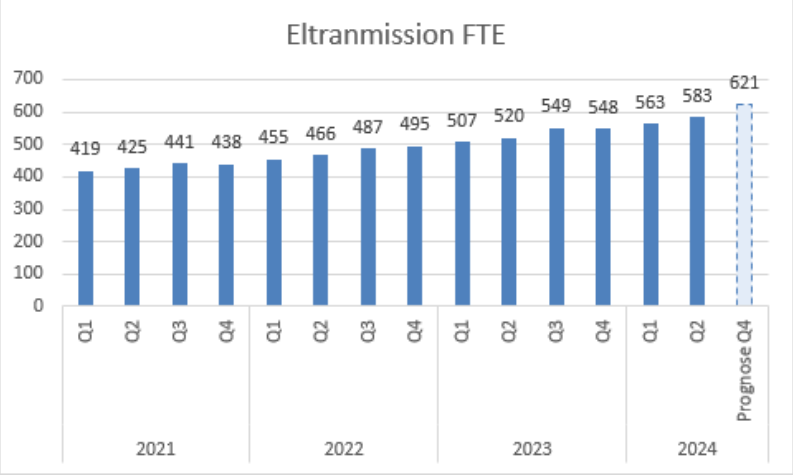
3.3 Udfordringer med intern skalering af kapacitet

Et generelt udfordret arbejdsmarked medfører stor konkurrence om de kritiske kompetencer, Energinet skal bruge for at kunne eksekvere på projektporteføljen. Det er en udfordring i lyset af, at den massive vækst i Energinets anlægsportefølje medfører en betydelig stigning i Energinets forventede ressourcebehov. Ressourcebehovet til at levere den nødvendige infrastruktur forventes således at stige med 60 % over en femårig periode fra 2022 til 2027.



Figur 2 *Udviklingen i timebehov i Eltransmissions projektportefølje fra 2022 til 2027.*

Dette skal ses i sammenhæng med, at Energinet, jf. figuren herunder, allerede har haft en vækst på knap 40 % i antal årsværk siden starten af 2021 for at følge med den øgede efterspørgsel efter infrasruktur.



Figur 5 *Udvikling i antal årsværk i Eltransmission.*

På flere kritiske kompetenceområder (eks. miljø, teknik og projektledelse) er Energinet udfordret og modtager relativt få kvalificerede ansøgninger ved stillingsopslag. Bemandingen er øget

kraftigt de seneste år, men ikke tilstrækkeligt. Dette skyldes særligt de stadigt mere komplicerede processer ift. myndighedsbehandling, ændringen fra turnkey strategi til "Dynamisk sourcing" og en generelt forsigtig tilgang til ekspansion hidtil. Dette skal ses i kombination med, at de nødvendige og kritiske kompetencer i lige så høj grad efterspørges af myndigheder og andre virksomheder i sektoren. Derfor er der i realiteten tale om et "nulsumsspil", hvor fx øget bemanding af plan- og miljønøglefunktioner i Energinet ofte sker på bekostning af afgang af nøglepersoner fra de myndigheder, der skal sikre godkendelser af Energinets projekter.

For at sikre de nødvendige kompetencer og ressourcer til varetagelse af både den nuværende og fremtidige opgaveportefølje, arbejder Energinet strategisk med følgende initiativer:

- Sikring af fremtidens kompetencer via proaktiv "work force planning".
- Skalering af rekrutteringskapacitet og målrettet arbejde med Employer Branding
- Fokuseret arbejde med præ- og onboarding

Energinet arbejder således målrettet og Kontinuerligt med videreudvikling af praksis omkring tiltrækning, rekruttering og udvikling af de profiler, der er nødvendige, for at imødekomme det fremtidige kompetencebehov.

I rekrutteringsprocessen har vi fokus på at være aktiv og opsøgende i jobmarkedet, hvilket bl.a. har betydet at tiden fra stillingsrekvisition til ansættelsesaftale er 63 dage, selvom vi agerer i et svært marked.

Energinet arbejder også på de trin, der ligger forud for selve rekrutteringsprocessen, hvilket bl.a. er ressourcesignalering og tidlig igangsættelse af relevante initiativer som f.eks. branding, udvikling eller rekruttering.

En vigtig udfordring for at øge proaktiviteten er, at jo mere vi fremskynder beslutningsprocesser relateret til ressourcer, jo større risiko påtager vi os, hvis behovet eller kapaciteten internt ændres. Samtidig kræver det et solidt datafundament omkring projektportefølje og bemandingsbehov, hvilket vi pt. har initiativer i gang for at styrke, herunder "Dynamisk sourcing".

Energinet fokuserer også på præ- og onboarding. Her er de koncernfælles strukturer og støttefunktioner blevet forbedret. Et vigtigt opmærksomhedspunkt fremadrettet er dog, at den nære onboarding og oplæring kræver tid fra etablerede medarbejdere. For de afdelinger der står overfor flere ansættelser, er der altså en vigtig strategisk overvejelse omkring, hvor mange medarbejdere man kan trække ud af produktion til oplæring, da det vil have en effekt for produktiviteten i afdelingen. Det er således en forventet effekt af kraftig ekspansion i bemandingen i en periode vil reducere den marginale effektivitet i virksomheden, men alternativet er, at nødvendige, fremtidige opgaver ikke kan løses på tilfredsstillende vis.

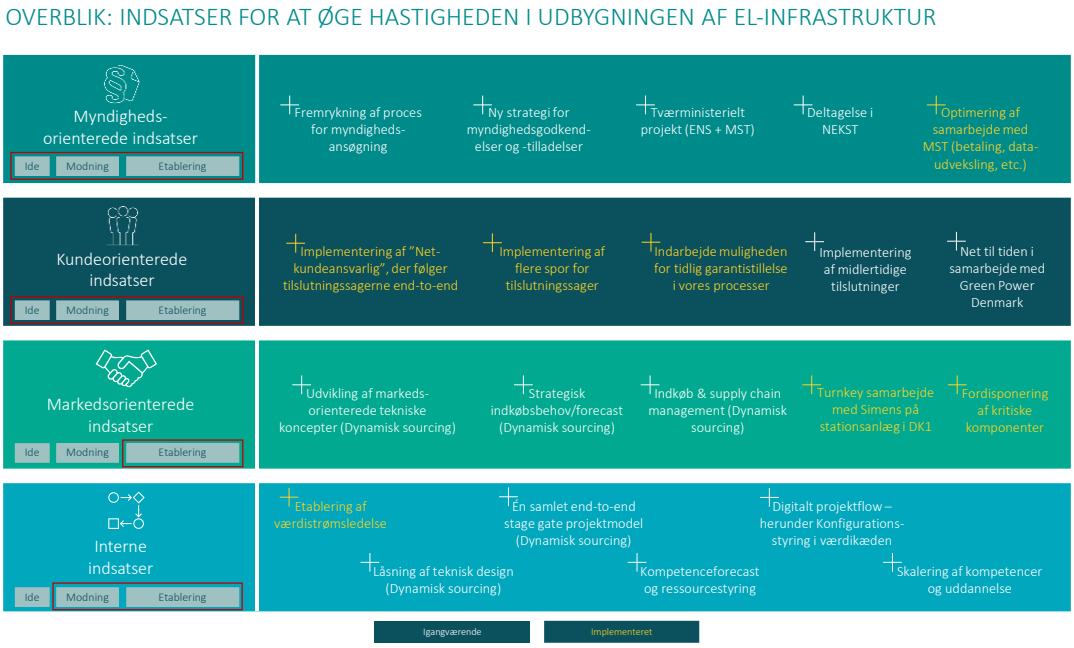
For at ruste sig til fremtiden, har Energinet en strategisk prioritet omkring fremtidens kompetencer, der adresser ovenstående. Der udvikles værktøjer til dels at forecaste organisationens kompetencebehov og dels til at underbygge en strategisk tilgang til medarbejderudvikling og rekruttering, ligesom Energinet er aktiv i Universitetsmiljøet og i faglige miljøer for at skabe opmærksomhed om behovet for fremtidens kompetencer og jobmuligheder.

3.4 Tværgående tiltag, der skal mitigere konsekvenser af forsinkelserne

For at minimere konsekvenserne af især de generelt længere leveringstider på komponenter og langstrakte plan- og miljøprocesser, har Energinet særlig fokus på generelt at fremrykke kritiske aktiviteter til tidligere faser af projektudviklingen. Dette med henblik på at skabe større klarhed for projekternes sammenhæng, design, tidsplaner og risici inden godkendelse af business cases. På den måde kan

igangsættelse af såvel indkøb og myndighedsprocesser fremrykkes til et langt tidligere stadium end i dag. Dette vil stille væsentligt større krav til kvaliteten af modning og projektudvikling, men det vil være en vigtig investering i at minimere risikoen for flaskehalse på et senere tidspunkt i projektforløbet.

Energinet har iværksat en række strategiske indsatser, der både skal sikre en generel fremrykning af aktiviteter og øge effektiviteten i projektmodellen fra screening til idriftsættelse. Dette vil bidrage til at minimere konsekvenserne af længere normtider og vil på sigt endda kunne reducere disse. I figuren herunder er de væsentligste, eksisterende indsatser vist.



Figur 6 *Overblik over eksisterende strategiske indsatser for at styrke projekteksekveringen.*

På baggrund af bl.a. konsekvenserne af revurderingen af projektporteføljen, har Energinet derudover nedsat et task force på direktørniveau, der nøje skal gennemgå, justere, prioritere og fokusere allerede igangsatte indsatser og samtidigt identificere evt. nye strategiske og operationelle indsatser, der er kritiske for at styrke robustheden og øge eksekveringsevnen i realisering af anlægsporteføljen, herunder både eksterne og interne indsatser. Der vil i den sammenhæng være særligt fokus på at samarbejde med myndigheder og med branchen, herunder i regi af NEKST, for at skabe de nødvendige fundamentale ændringer processer for især plan- og miljøgodkendelser.

4. Afledte konsekvenser af projektudskydelser

Den store mængde udskudte projektplaner ift. hidtil forventede idriftsættelsestider medfører ganske mærkbare konsekvenser for Energinets netkunder og for driften af elsystemet ift. at opretholde en fortsat høj elforsyningssikkerhed trods forskydninger i anlægsporteføljen. Der er således særligt to områder, hvor revurderingen af tidsplaner vil have betydelig påvirkning på Energinets aktiviteter: 1) Kunderelationer og 2) Systemdrift – konsekvenserne på disse to områder beskrives i det følgende.

4.1 Konsekvenser for netkunder

Revurderingen af projekttidsplaner viser, at i alt ca. 30 ud af 57 netkundeprojekter (primært VE-tilslutninger) vil blive påvirket med en gennemsnitlig udskydelse af nettilslutningen på 1,3 år. Hvis der tages udgangspunkt i, at samtlige af disse 30 projekter ville blive gennemført som pt. forventet og "bestilt" af VE-udviklerne, så vil udskydelsen af nettilslutningen medføre en

udskudt VE-produktion på ca. 6.000 MWh. Dertil kommer evt. konsekvenser for projekter under screening og modning, hvor netkunden endnu ikke har indgået nettilslutningsaftale. Porteføljen af netkundeprojekter under screening og modning er pt. under nærmere analyse, og KEFM vil modtage en samlet oversigt over konsekvenser for netkunder primo uge 36.

Samlet set vurderes revurderingen af porteføljen at kunne medføre, at nettilslutningen af 1-2 GW VE (primært sol) bliver udskudt til enten sent i 2030 eller til efter 2030, og dermed kan dette have betydning for hvor meget VE, der vil være installeret i 2030. Målet for den samlede installerede mængde VE i 2030 er 33 GW, jf. Energistyrelsens seneste analyseforudsætninger til Energinet fra 2023. Derfor vil en udskydelse af 1-2 GW være genstand for politisk bevågenhed, eftersom dette påvirker den generelle robusthed i målopfyldelsen i 2030.

De økonomiske konsekvenser for VE-udviklere af kombinationen af stigningen i Energinets tilslutningsbidrag i 2025 (jf. separat orientering i baggrundsnotat om "Stigninger i producentbetaling i tarifudmelding for 2025") samt af udskydelsen af idriftsættelse af nettilslutninger er illustreret i det følgende med udgangspunkt i fiktive projekter, samt under relativt grove antagelser og forudsætninger om bl.a. anlægsomkostninger og diskonteringsrente for VE-udviklere og fremtidige elpriser.

4.1.1 Konsekvens af stigning i tilslutningsbidrag

Energinets tariffer vil ændres fra 2024 til 2025, herunder vil satserne for tilslutningsbidrag ved nettilslutninger for elproducenter stige. Det medfører en større omkostning til tilslutningsbidrag for VE-udviklere ved nettilslutninger i eltransmissionsnettet. Disse omkostninger fastlægges i forbindelse med indgåelse af nettilslutningsaftalen. Det betyder således, at for VE-udviklere, hvor nettilslutningsaftalen allerede er underskrevet eller bliver underskrevet inden udgangen af 2024, vil ændringen i tilslutningsbidrag ikke have en betydning for deres projekter trods en evt. udskydelse af idriftsættelsestidspunktet for deres nettilslutning. Det vurderes, at for omkring 90 % af de berørte projekter vil der være indgået nettilslutningsaftale inden udgangen af 2024.

Stigningen i tilslutningsbidrag fra 2024 til 2025 betyder fx, at en 200 MW solcellepark tilsluttet i et produktionsoverskudsområde i en 132/150 kV station skal betale ca. 64 mio. DKK mere for nettilslutningen (såfremt kunden ikke allerede har indgået nettilslutningsaftale jf. ovenfor). Det svarer til en forøgelse af netkundens samlede investeringsomkostninger med ca. 7 %, så nettilslutningsbetalingen i 2025 udgør 16 % af den samlede investeringsomkostning mod tidligere 10 %.[1]

For et hybridanlæg hvor vind og sol (og evt. batterier) kombineres med tilsvarende tilslutningskapacitet i eltransmissionsnettet, dvs. 200 MW, vil de samlede investeringsomkostninger være større[2], mens nettilslutningsbetalingen er uændret. Derfor vil tarifstigningen betyde en væsentlig mindre procentvis forøgelse af de samlede investeringsomkostninger for et sådan anlæg, da nettilslutningsbetalingen udgør en mindre andel af de samlede investeringsomkostninger. De præcise effekter vil afhænge af, hvordan hybridanlægget konkret er designet.

1 Anlægsomkostningsomkostningsestimatet er baseret på data fra Energistyrelsens Teknologidatakatalog for "Utility-scale PV"-anlæg for gennemsnittet af 2020- og 2030-værdier justeret til 2024-prisniveau. Omkostninger anført i Teknologidatakataloget som "grid connection" er medtaget (udgør ca. 10 % af en solcelleparks anlægsomkostninger) og antages at være omkostninger for forbindelsen fra produktionsanlægget til tilslutningspunktet i eltransmissionsnettet.

2 De samlede investeringsomkostninger vurderes større, da landvind er dyrere at etablere per MW sammenlignet med sol samt, at der i et hybridanlæg typisk etableres mere produktionskapacitet (flere MW) i anlægget end nettilslutningskapaciteten.

Stigningerne i særligt tilslutningsbetalingen har dog også som konsekvens, at der er kommet et stærkt og langt mere kostægte incitament for producenter til at udnytte den ønskede netkapacitet til det kollektive elnet bedst muligt. Fx har har hybridanlæg, hvor vind og sol (og evt. batterier) kombineres, langt flere fuldlasttimer og dermed en lavere omkostning pr. kWh. Ligeledes er der kommet gode muligheder for at samplacere nyt forbrug med produktion (fx gennem direkte linjer) før tilslutnings- og tariferingspunktet til det kollektive elnet. Herved har aktørerne mulighed for selv at påvirke og reducere deres omkostninger til tariffer og tilslutningsbetaling – både for produktion og forbrug. Den mere balancerede betaling mellem elproducenter og elforbrugere til det kollektive elnet medfører, at begge kundegrupper nu har et direkte og stærkt incitament til at tænke samplacering og høj netudnyttelse ind fra start i deres nye projekter. Et incitament, der i højere grad end tidligere, afspejler den værdi af samplacering som ses i de samfundsøkonomiske modelleringer. Herved kommer producenterne forventeligt også til i højere grad at lave en samfundsøkonomisk-/systemøkonomisk optimering af den tilslutningskapacitet, de i disse år efterspørger i stor skala hos Energinet.

Præmissen for al Energinets tarifering af net- og systemydelser er, at tarifferne skal fastsættes "efter rimelige, objektive og ikkediskriminerende kriterier for, hvilke omkostninger de enkelte kategorier af netbrugere giver anledning til" (cf. efl. §73, stk. 1). Energinets tarifudvikling har således vedvarende som mål at sikre dette gennem omkostningsægte tariffer og nettilslutningsbetalinger for de enkelte forbrugerkategorier. Udviklingen i tarifferne for 2025 afspejler således de faktiske omkostninger, som brugerne af nettet giver anledning til. Hvis ikke dette var tilfældet, ville der være tale om urimelig (ulovlig) krydssubsidiering mellem de forskelle brugerkategorier, herunder især mellem elforbrugere og elproducenter. Stigningerne i især tilslutningsbetalingen for producenter afspejler med de nye niveauer de faktiske omkostninger ved at blive tilsluttet nettet, og dermed sikres det, at der ikke sker krydsubsidiering mellem forbrugere og producenter i betalingen for netadgang. Dermed sikres tillige, at efterspørgslen efter netadgang – hhv. fra forbrugere og producenter – sker på baggrund af den reelle pris på at købe netadgang. Hvis producentbetalingen skulle sættes lavere, ville omkostningerne til den nødvendige udbygning af nettet i stedet skulle overvæltes på forbrugerne, og dette ville føre til en (inoptimal) over-efterspørgsel efter netadgang fra producenter og under-efterspørgsel fra forbrugere, fordi de ville møde en kunstig lav hhv. kunstig høj pris på netadgangen. Hertil kommer, at den samlede omkostning til udbygning af nettet ville blive højere, fordi mere strøm ville skulle transporteres længere. Dette ville i sidste ende føre til et samfundsmæssigt dødvægtstab. Energinets tariffastsættelse er således et middel til at sikre den bedst mulige anvendelse af samfundets ressourcer til udbygning af eltransmissionsnettet ved at sikre, at forskellige kategorier af netbrugere betaler den reelle pris for adgang til og brug af nettet, herunder også i forhold til, hvor langt strømmen skal transporteres mellem produktion og forbrug.

Det bemærkes, at de udmeldte tilslutningsbetalinger ikke gælder energiøer, idet de konkrete betalinger for netadgang vil være omfattet af udbudsbetingelserne herfor. Selvom de udmeldte højere tilslutningsbetalinger alt andet lige øger produktionsomkostningerne for VE (med 0,5-2 øre/kWh), vurderes den samlede elprispåvirkning at være marginal, og den afledte, samlede forbrugerbelastning vurderes at være neutral, grænsende til mindre qua den mere optimale fordeling af tilslutningsbetalingen mellem forbrugere og producenter.

4.1.2 Konsekvens af forsinket nettilslutning

Konsekvensen ved forsinkelse i nettilslutningen for kommende VE-anlæg er, at elproduktionen fra anlægget først vil kunne afsættes via elnettet senere end hidtil antaget. Det betyder ikke en forventet lavere elproduktion fra anlægget samlet set over levetiden, men at produktionen er skubbet i tid. Den økonomiske konsekvens heraf afhænger bl.a. forventningen til udviklingen i

den fremtidige afsætningspris for solproduktion, den forventede årlige solproduktion, diskonteringsrenten for VE-udvikleren og størrelsen af den tidsmæssige forsinkelse.

En simpel beregning med 12 måneders forsinkelse fra 2030 til 2031 af en 200 MW solcellepark medfører en reduceret indtægt for udvikleren på ca. 40 mio. DKK i nutidsværdi. Dette er baseret på Energinets estimerede afsætningspriser for solproduktion.[3] Omkostningsestimatet afhænger i høj grad af, hvilke antagelser der gøres om udviklingen i afsætningsprisen for solproduktionen. Fx reduceres den estimerede omkostning til godt 30 mio. DKK, hvis det antages, at afsætningsprisen er ens igennem hele anlæggets levetid og svarende til 2030-niveauet i Energinets forudsætningsgrundlag.

Der kan også være andre økonomiske konsekvenser for VE-udviklere ved forsinket nettilslutning. Fx vil VE-udviklere have kapitalbindingsomkostninger til forlængelse af den garantistillelse, som er nødvendig for at indgå en nettilslutningsaftale. Omkostningen til en forlænget garantistillelse vurderes at kunne svinge betydeligt fra VE-udvikler til VE-udvikler afhængigt af den enkelte udviklers soliditet og konkret omkostninger til kapitalbinding.

Derudover kan VE-udviklere også have omkostninger, hvis der er indgået aftaler om leveringstidspunkt for et VE-anlæg, hvor nettilslutningen derefter forsinkes. Omkostningen hertil vil være omkostninger til at skubbe leveringstidspunktet, eller omkostninger til lager til opbevaring af det bestilte anlæg.

Disse potentielle omkostninger vurderes umiddelbart af mindre betydning sammenlignet med omkostningen ved at skulle udskyde produktionsstart én vis periode som i eksemplet ovenfor.

Det er dog åbenlyst, at der her er tale om mærkbare størrelser – både i udskudt produktionsvolumen og økonomi for netkunderne.

Dertil kommer konsekvenser for (pt.) fire større forbrugskunder: Everfuel, CIP, Microsoft og Novo Nordisk, som alle har betydelig økonomisk og samfundsmæssig vægt. Det må derfor forventes, at Energinet vil møde skarp kritik fra disse netkunder og deres organisationer, når det bliver dem bekendt, at nettilslutningerne forsinkes. Ligeledes er det sandsynligt, at denne kritik vil forplante sig til det politiske niveau. Derfor vil Energinet i forlængelse af udmeldingerne om forsinkelse gå i tæt og individuel dialog med berørte netkunder – både producenter og forbrugere – mhp. at søge løsninger, der kan sikre hurtigere netadgang, fx midlertidig eller begrænset nettilslutning, alternativt tilslutningspunkt i nettet eller andre konkrete løsninger, der afdækkes i samarbejde med kunden. Dette arbejde vil Energinet prioritere særdeles højt og derfor vil Energinets kapacitet til at håndtere nye tilslutningssager være begrænset i en periode.

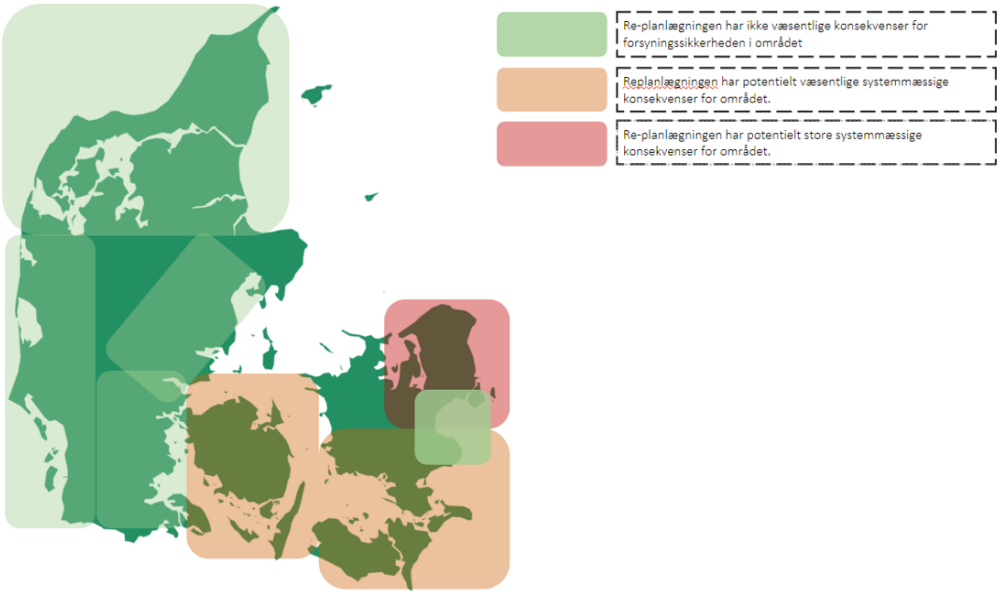
4.2 Konsekvenser for systemdriften

Da Energinets eksisterende net flere steder nærmer sig udløbet af den tekniske levetid, er der behov for reinvesteringer og etablering af nye anlæg som erstatning eller supplering af de eksisterende for at kunne opretholde forsyningssikkerheden. Overordnet set øger udskydelsen af projekter i porteføljen den udfordring, som Energinet har med at koordinere og gennemføre de nødvendige reinvesteringer, inden de pågældende anlægs tekniske levetid ophører.

Konsekvenserne af de udskudte projekter er i nedenstående Danmarkskort vurderet i forhold til deres betydning for forsyningssikkerheden. Det er væsentligt at bemærke, at forsinkelse af

3 Beregningen baseret sig følgende antagelser og forudsætninger: Levetid: 35 år, fuldlasttimer: 1350 diskonteringsrente: 3,5 %, solvægtede elpriser for DK1 fra Energinet baseret på Energistyrelsens Analyseforudsætninger til Energinet 2023 (AF23) (Analyseforudsætninger 2023 (energinet.dk)).

de enkelte projekter ikke medfører en væsentlig forøgelse af den forsyningssikkerhedsmæssige risiko. Forsinkelse af et større antal projekter eller sammenfald med andre hændelser i nettet vil derimod samlet set kunne medføre en forøgelse af risikoen og vanskeliggøre indpasning af opgaver, som kræver afbrydelser af eksisterende anlæg. Det er derfor på nuværende tidspunkt ikke muligt at lave en præcis vurdering af de enkelte projekter, da det præcise sammenfald med andre arbejder i nettet, markedssituationen m.m. ikke er kendt.



Figur 3 *Potentielle konsekvenser af udskudte projekter og betydning for forsyningssikkerheden.*

Det vurderes, at udskydelsen af projekter i især Nordsjælland potentielt kan have betydelige systemmæssige konsekvenser. For projekterne i Nordsjælland betyder udskydelserne yderligere udfordringer ift. at realisere de nødvendige reinvesteringer, idet udskydelsen øger samtidigheden i behovet for reinvesteringer. Det kan medføre større udfordringer med at planlægge udkoblinger af nettet, mens arbejdet udføres. Flere af reinvesteringsopgaverne vil ikke kunne gennemføres samtidigt, idet der ikke vil kunne opretholdes den nødvendige robusthed overfor fejl i nettet. Konsekvenserne heraf er en reduktion af kapaciteten på udvekslingsforbindelserne og en forøget risiko for udkobling af forbrug på Sjælland.

Udskydelsen af projekter vurderes på Fyn, Sydsjælland samt Lolland-Falster potentielt at have væsentlige systemmæssige konsekvenser. Justering af tidsplanerne for projekterne på Fyn medfører en forhøjet risiko for, at man bliver nødsaget til at tage den ene eller begge 400 kV-forbindelser til området ud af drift, hvorefter det ikke vil være muligt at opretholde sikkerhed for forsyning af forbruget på Fyn. For projekterne på Sydsjælland og Lolland-Falster har udskydelserne ligeledes væsentlige konsekvenser, da hovedparten af 132 kV-forbindelserne i området vil være udtjente indenfor en kort årrække. De enkelte reinvesteringsbehov er ikke i sig selv kritiske, men det samlede omfang i området vil medføre et afbrydelsesbehov, som må forventes at forudsætte betydelige produktionsbegrænsninger på Lolland-Falster og Sydsjælland.

I Østjylland nærmer flere strækninger sig endt levetid og kræver derfor snarlig udskiftning eller reinvestering. Dette er væsentligt at opretholde fokus på, men udskydelserne i forbindelse med re-planlægningen har ikke ændret dette forhold væsentligt.

Som mitigerende foranstaltninger vil der på flere anlæg og strækninger blive gennemført levetidsforlængende tiltag ved udskiftning af enkelte komponenter evt. suppleret med øget vedligeholdelsesarbejde og overvågning. Dette øger forsyningssikkerheden i en begrænset periode, indtil en mere permanent løsning bliver iværksat i takt med realisering af projekterne. Dette kan medføre forøgede omkostninger men vil være et nødvendigt mitigerende tiltag.

Ovenstående risici og mitigerende tiltag er nu indarbejdet som operationsgrundlaget for systemdriften og vil således omhyggeligt og kontinuerligt blive monitoreret og mitigeret med nødvendige, tilgængelige midler, så den overordnede forsyningssikkerhed ikke kompromitteres.

5. Opdaterede budgetforudsætninger

Udover ovenstående konsekvenser ift. projekttidsplaner er der i forbindelse med revurderingen af porteføljen gennemført en prognoseopdatering, baseret på Energinets seneste prisforventninger til komponenter og entreprenørydelser, jf. nærmere om priser ovenfor.

I alt medfører de justerede tidsplaner og prognoser en samlet økonomisk afvigelse på DKK 3,6 mia., der således forklarer hovedparten af den samlede prognoseændring i kvartalet på DKK 3,9 mia. I 78 af de 174 revurderede projekter er totalprognosen for projektet opjusteret med gennemsnitligt 47 mio. DKK. Afvigelsen til totalprognosen svarer til 6 pct. af projekternes BC-budgetter. Idet der er tale om påvirkning af en række allerede §4-godkendte projekter skal det afklares med Energistyrelsen og Klima-, Energi og Forsyningsministeriet hvorvidt og i hvilken udstrækning, der skal gennemføres en fornyet godkendelse af disse projekter.

Den samlede stigning i totalprognoserne kan tilskrives højere prisforventninger til især graveentrepriser (+1,5 mia. DKK.). Turnkey stationspriser forklarer ligeledes en del (+0,9 mia. DKK), ligesom opjusteringer af byggerenter, der er en konsekvens af udskydelserne af projekternes idriftsættelser, forklarer en vis del af prognosestigningerne (+0,8 mia. DKK).

6. Offentliggørelse af forsinkelser

Den 5. september 2024 vil Energinet tage direkte kontakt til de netkunder og DSO'er, der konkret bliver berørt af forsinkelserne, samt til deres brancheorganisationer på direktionsniveau, herunder med invitation til yderligere dialog om eventuelle alternative løsninger, der kan sikre hurtigere netadgang for de enkelte kunder. for at mitigere konsekvenserne af de projektspecifikke forsinkelser for de enkelte kunder.

Den 6. september 2024 offentliggør Energinet pressemeddelelse om forsinkelserne i anlægsporteføljen. Alle netkunder og DSOer kontaktes med uddybbende information om konsekvenser for deres respektive projekter. Det gælder også de netkunder og DSOer, der ikke bliver berørt af forsinkelser.

Energinet vil i den kommende tid periode prioritere dialogen med berørte netkunder og DSO'er, og af samme årsag vil Energinet i denne periode have begrænset kapacitet til at tage imod nye tilslutningssager.

Det bemærkes, at sagen og nærværende orientering skal behandles strengt fortroligt indtil offentliggørelsen den 6. september 2024, idet der for de berørte netkunder er tale om forretningsfølsomme oplysninger ift. idriftsættelsen af deres konkurrenceudsatte produktions- og forbrugsanlæg. Derfor er Energinet forpligtet til at sikre ligebehandling og samtidighed i udmeldingen til aktørerne. Dette vil ske efter en nøjere tilrettelagt plan.

Presseudmelding i denne sag koordineres direkte mellem Energinets og KEFMs presseafdelinger.