

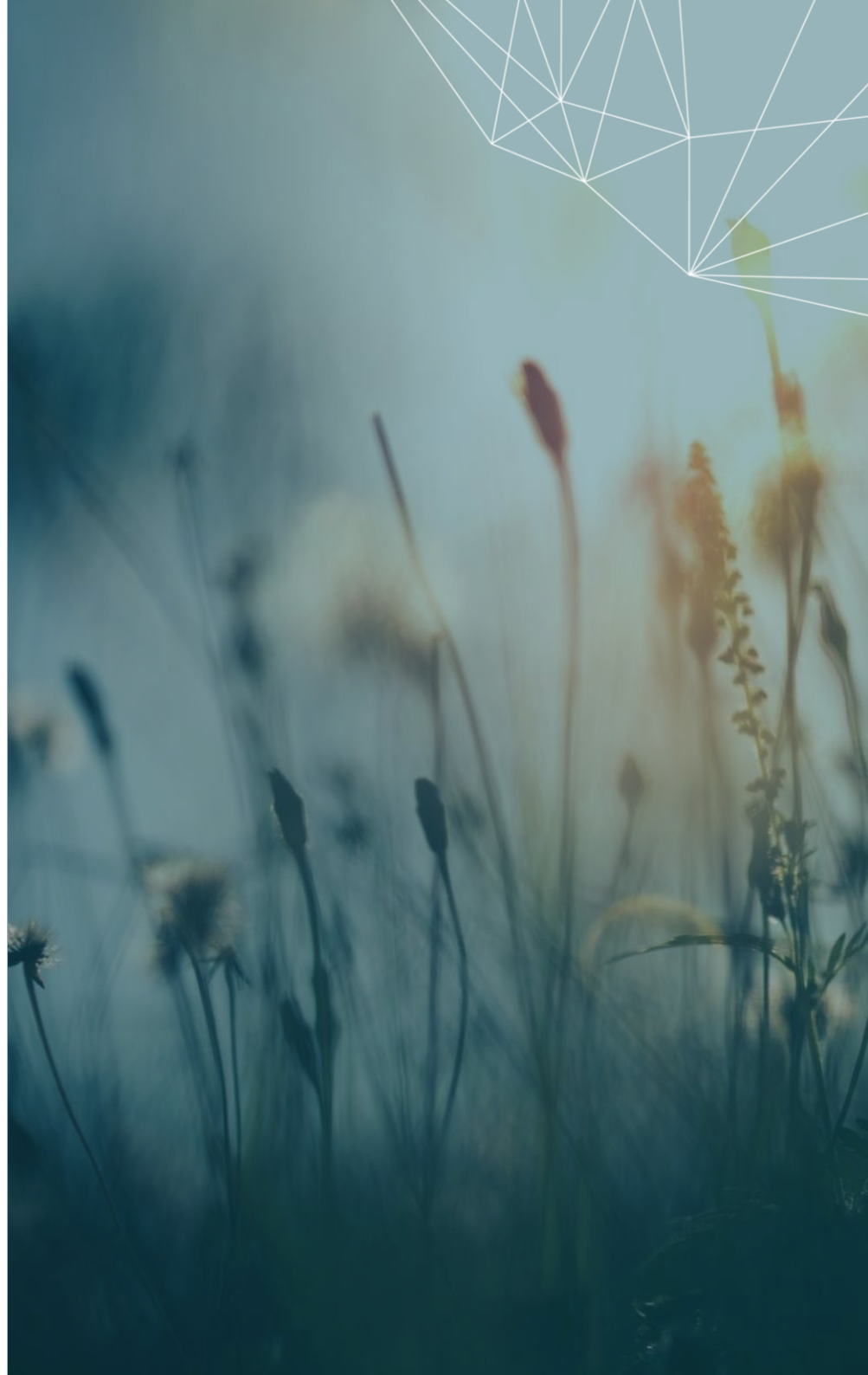
METODENOTAT FOR ENERGINETS SAMFUNDSØKONOMISKE VURDERINGER AF ELTRANSMISSIONS- PROJEKTER

Investeringsanalyse, januar 2025



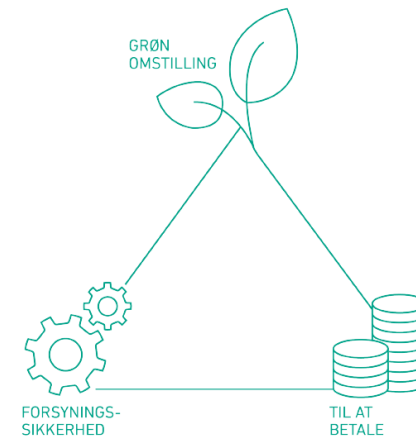
INDHOLD

1. Energinets virke.....	3
2. Metodisk analysetilgang.....	4
3. Generel analyseramme.....	5
4. Forudsætninger.....	6
5. Analysetilgange.....	7
6. Samfundsøkonomi og effekter i analyserne.....	11
1. Markedseffekter.....	16
2. Forsyningsikkerhed.....	21
3. Omkostninger til systemydelse.....	25
4. Omkostninger relateret til anlæg.....	29
5. Andre effekter.....	35
6. Bilag.....	39
7. Ordliste.....	43



ENERGINETS VIRKE

Energinets formål er at eje, drive og udbygge overordnet energiinfrastruktur samt varetage opgaver med sammenhæng hertil og herved bidrage til udviklingen af en klimaneutral energiforsyning. Energinet skal varetage hensyn til forsyningsikkerhed, klima og miljø samt sikre åben og lige adgang for alle brugere af transmissionsnettene og effektivitet i sin drift.



Lovgrundlag for Energinets investeringer

Lov om Energinet

§ 4. Etablering af nye eltransmissionsnet og gastransmissionssystemer og væsentlige ændringer i bestående net og systemer kan ske, hvis der er et **tilstrækkeligt behov for udbygningen**, herunder at udbygningen sker med sigte på **øget forsyningsikkerhed, beredskabsmæssige hensyn, skabelse af velfungerende konkurrencemarkeder eller indpasning af vedvarende energi** eller, hvis projektet er nødvendigt til opfyldelse af pålæg i medfør af stk. 6.

Hvis et projekt har regional betydning på tværs af landegrænser, skal dette indgå i behovsvurderingen. I særlige tilfælde kan ændringer i bestående eltransmissionsnet ske alene af hensyn til forskønnelse.

Elforsyningsloven

§ 1. Lovens formål er at sikre, at landets elforsyning tilrettelægges og gennemføres i **overensstemmelse med hensynet til forsyningsikkerhed, samfundsøkonomi, miljø og forbrugerbeskyttelse**. Loven skal inden for denne målsætning sikre forbrugerne adgang til billig elektricitet og fortsat give forbrugerne indflydelse på forvaltningen af elsektorens værdier.



METODISK ANALYSETILGANG

Dette notat belyser det metodiske grundlag for Energinets arbejde med **samfundsøkonomiske konsekvensvurderinger** af eltransmissionsprojekter.

Energinets metode tager udgangspunkt i den samfundsøkonomiske analyseramme udlagt af Finansministeriet¹ og Energistyrelsen².

Den samfundsøkonomiske konsekvensvurdering skal skabe kvalificeret beslutningsstøtte til Energinets investeringsbeslutninger og vil indgå som en del af det samlede beslutningsgrundlag i en business case. Desuden vil analysen indgå som dokumentation i de tilfælde, hvor et projekt, afhængigt af størrelse og kompleksitet, kræver godkendelse ved Energistyrelsen, ministeriet eller ministeren, en såkaldt § 4-ansøgning.

Energinet tilstræber altid at arbejde inden for en langsigtet planlægningsramme for at imødekomme de brede tendenser i behovet for udvikling i energisystemet.

Metodegrundlaget er relevant for alle større projekter, som initieres af Energinet. Det kan både være nyinvesteringsprojekter og reinvesteringer.

Energinet foretager altid investeringer ud fra en samfundsøkonomisk vurdering.

¹[Vejledning om samfundsøkonomiske konsekvensvurderinger \(fm.dk\)](#)

²[Samfundsøkonomiske analysemetoder | Energistyrelsen \(ens.dk\)](#)

GENEREL ANALYSERAMME FOR ANLÆGSPROJEKTER I ENERGINET



AFGRÆNSNING

Samfundsøkonomi og selskabsøkonomi

Energinets anlægsprojekter medfører direkte omkostninger for Energinet, men påvirker også den øvrige samfundsøkonomi i Danmark og potentielt i nabolande med tilstødende energisystemer. Energinet træffer sin investeringsbeslutning ud fra effekten på den samlede samfundsøkonomi i Danmark.

Regionale effekter

Hvis et projekt har regional betydning på tværs af landegrænser vil dette indgå i vurderingen.

Skalering af analysen

Der udarbejdes samfundsøkonomiske analyser for Energinets anlægsprojekter, hvor der er behov for en samfundsøkonomisk vurdering. Analysens omfang skaleres efter projektets størrelse og karakter.



ALTERNATIVER

Alternativer

Når der er identificeret et behov i eltransmissionssystemet, bestemmes mulige alternativer, som kan dække behovet. Alternativerne kan være i form af anlægsinvesteringer, markedstiltag eller driftsløsninger.

De samfundsøkonomiske fordele og ulemper for hvert af de relevante alternativer identificeres, kvantificeres og værdisættes relativt til situationen i nulalternativet.

Nulalternativ

Energinet evaluerer altid de samfundsøkonomiske konsekvenser af et givent alternativ relativt til nulalternativet.

Nulalternativet er det scenarie, hvor tiltaget ikke igangsættes. Det er ikke en status quo-situation, men en beskrivelse af den forventede udvikling i fravær af de konkrete alternativer. Nulalternativet tager derudover højde for Energinets lovgivningsmæssige forpligtelser med at sikre forsyningen, tilslutte tredjeparter og forbrug etc.



SAMFUNDSØKONOMISK EFFEKT

Opgørelse af effekter

Alle effekter opgøres i markedspriser og rapporteres i faste priser i et givent basisår, typisk det år analysen foretages. Effekter opgjort i faktorpriser omregnes til markedspriser med den aktuelle nettoafgiftsfaktor opgjort af Finansministeriet.

Samfundsøkonomien i projektet evalueres ved at opgøre nettonutidsværdien for de valgte alternativer. Det vil sige; alle omkostninger og gevinster tilbagediskonteres til beslutningstidspunktet på baggrund af den samfundsøkonomiske diskonteringsrate fastlagt af Finansministeriet. Analysens tidshorisont bestemmes oftest ud fra levetiden for investeringen.

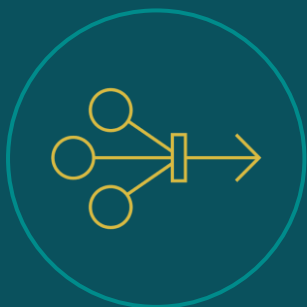
Afledte makroøkonomiske effekter fx i form af ændret udenrigshandel eller beskæftigelseseffekter medtages jf. Finansministeriet ikke i Energinets analyser.

Investeringsbeslutning

Den endelige investeringsbeslutning tages på baggrund af en samlet vurdering af alternativernes fordele og ulemper, herunder også effekter, som ikke kan kvantificeres eller værdisættes.

FORUDSÆTNINGER

Energinet har en række forudsætninger, som danner analyserammen for samfundsøkonomiske konsekvensvurderinger af potentielle projekter. Enkelte forudsætninger kan dog variere på tværs af projekter. Hvis der vurderes at være særlige grunde til at afvige fra nedenstående forudsætningsgrundlag, hvad angår udviklingen i Danmark og internationalt, vil det fremgå eksplicit af den enkelte analyse. Det kan eksempelvis være politiske aftaler, der er indgået efter udgivelsen af de seneste analyseforudsætninger eller information indsamlet gennem Energinets og Energistyrelsens pipelineliste, som baseres på opdateret viden om nye anlæg i det danske energisystem.



ANALYSEFORUDSÆTNINGER

Danmark

Antagelser om udviklingen i det danske energisystem er baseret på Energistyrelsens 'Analyseforudsætninger til Energinet'³. Heri angives et sandsynligt udviklingsforløb for det danske el- og gassystem frem til 2050.

Udlandet

Antagelser om udviklingen i udlandets energisystemer baseres på scenarier fra ENTSO-E's udgivelser TYNDP⁴ (Ten-Year Network Development Plan) og ERAA⁵ (European Resource Adequacy Assessment).

Klimaår

Afhængigt af projekttype foretages analyser baseret på ét eller flere klimaår (Bilag B).



SIMULERINGSMODELLER⁶

BID3

BID3 (Better Investment Decisions) simulerer elspotmarkedet (også betegnet day-ahead-markedet) og brintmarkedet i det samlede europæiske energisystem. Modellen tager ikke højde for eventuelle udfordringer i det interne net. Den udfører også effektilstrækkelighedsanalyser.

SIFRE

SIFRE (Simulation of Flexible and Renewable Energy systems) simulerer brint- og elspotmarkedet samt varmesystemet i Danmark på et mere detaljeret niveau end BID3. SIFRE fastholder påvirkningen fra udlandet baseret på resultaterne fra BID3.

PowerFactory

PowerFactory er en elnetmodel, som anvender input fra SIFRE til simulering af energiflowet i det danske elsystem.



FØLSOMHEDSANALYSER

En række antagelser og forudsætninger vil være forbundet med væsentlig usikkerhed. Derfor kan der udføres en række partielle følsomhedsanalyser for at belyse mulige konsekvenser af usikkerheden.

Relevante følsomheder vil blive identificeret inden for det enkelte projekt. Nedenstående følsomhedskategorier vil ofte blive belyst:

- CO₂- og brændselspriser
- Udbygning af vedvarende energi
- Elforbrug
- Investeringsomkostninger.

Følsomhedsanalyser kan også udføres som udviklingsscenerier, eller der kan gennemføres Monte Carlo-simuleringer for at belyse det samlede udfaldsrum for de identificerede usikkerheder. Det kræver, at der er kendskab til sandsynligheden for at disse realiseres.

³ Årlig udgivelse, læs mere her: [Analyseforudsætninger til Energinet | Energistyrelsen \(ens.dk\)](https://energinet.dk/Analyse-og-Forskning/Beregningsmodeller)

⁴ TYNDP, læs mere her: <https://tyndp.entsoe.eu/>

⁵ ERAA, læs mere her: <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/>

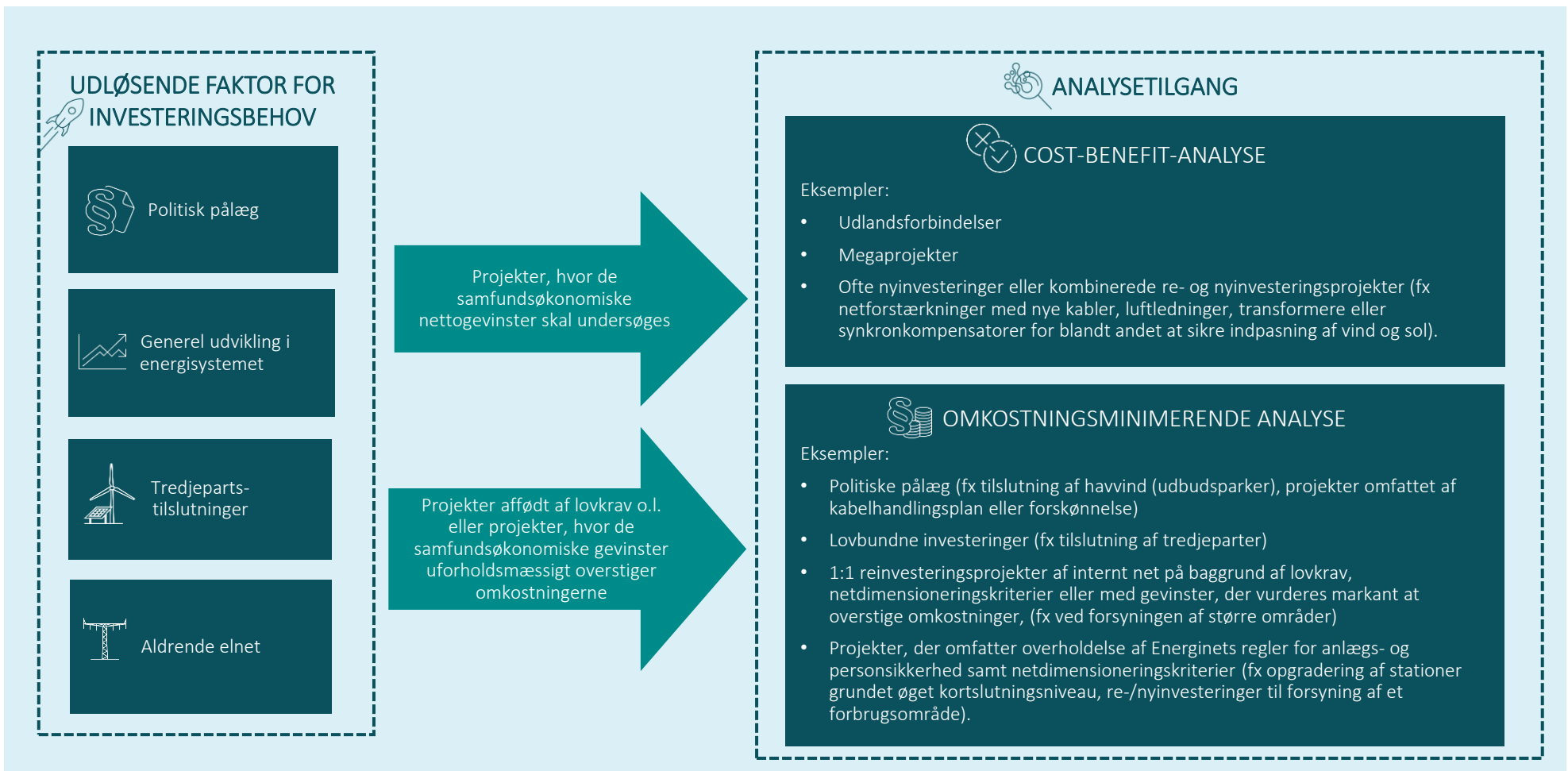
⁶ Læs mere om Energinets simuleringsmodeller her: <https://energinet.dk/Analyse-og-Forskning/Beregningsmodeller>

ANALYSETILGANGE



ANALYSETILGANG AFHÆNGER AF UDLØSENDE FAKTOR

Når Energinet identificerer et behov, undersøger Energinet, hvordan forskellige løsningsalternativer påvirker samfundsøkonomien i Danmark - enten i form af en cost-benefit-analyse eller en omkostningsminimerende analyse alt efter den konkrete problemstilling. Cost-benefit-analysen sammenstiller investeringens omkostninger og gevinster for at undersøge den samfundsøkonomiske nettoeffekt af investeringen. Omkostningsminimeringsanalysen sigter efter at finde det billigste initiativ til at indfri behovet. Behovet kan blandt andet være begrundet i øget forsyningsikkerhed, beredskabsmæssige hensyn, skabelse af velfungerende konkurrencemarkeder eller indpasning af vedvarende energi, som det fremgår af § 4 i Lov om Energinet (se også side 3).



TO TILGANGE TIL SAMFUNDSØKONOMISK KONSEKVENSVURDERING PÅVIRKER INVESTERINGSPROJEKTET DEN FORVENTEDE UDVIKLING AF ENERGISYSTEMET?

Energinet skal grundlæggende analysere to typer af investeringsprojekter, som adskiller sig ved, hvorvidt de påvirker udviklingen af energisystemet. Et investeringsprojekt er marginalt, når det kan ses som forlængelse af det eksisterende system, mens et investeringsprojekt er systemisk, når det påvirker forventningerne til energisystemets udvikling.

Hver projekttype har behov for sin egen samfundsøkonomiske tilgang for at kunne belyse de samfundsøkonomiske konsekvenser retvisende. Derfor arbejder Energinet med to tilgange til at analysere samfundsøkonomiske konsekvenser: Den marginelle tilgang og den systemiske tilgang.

For langt de fleste af Energinets investeringsprojekter er det en rimelig antagelse, at det resterende energisystem vil være det samme med og uden den pågældende investering. Energinet står over for at foretage. Det er således alene driften af enheder i energisystemet, som påvirkes af Energinets investering. Ved disse investeringer anvendes den marginelle tilgang, og tilgangen vil give et retvisende billede af den samfundsøkonomiske konsekvens.

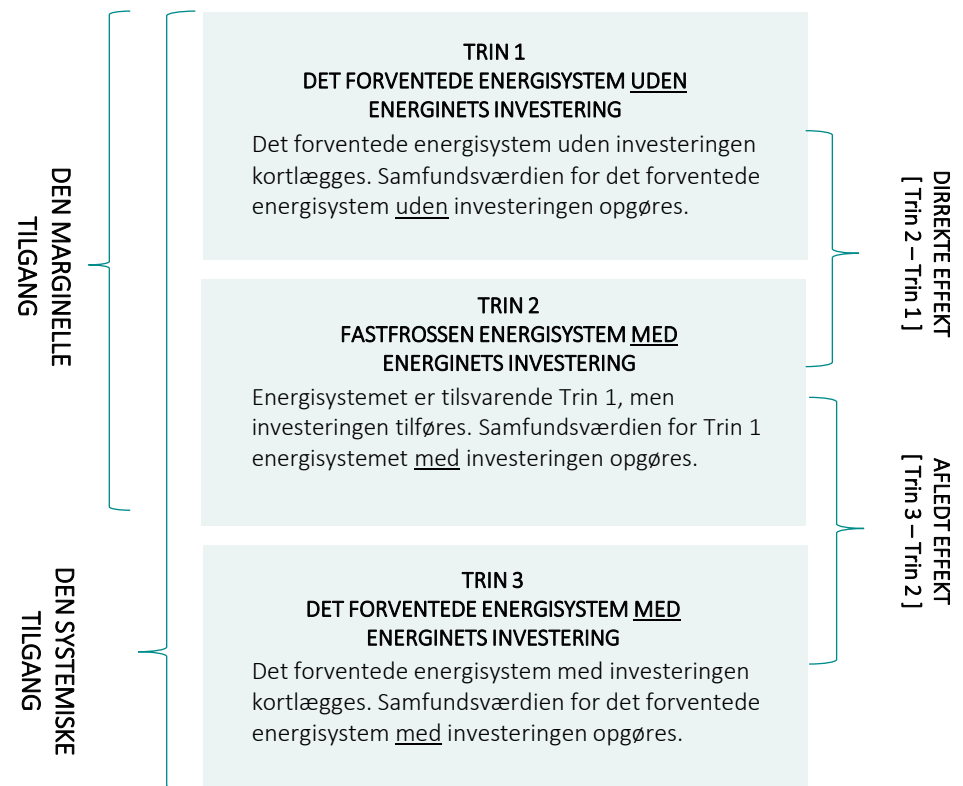
Enkelte investeringer har dog en sådan karakter, der gør, at investeringen i det

pågældende projekt kan forventes at påvirke energisystemets fremtidige udvikling i betydelig grad, hvormed det ikke længere er rimeligt at antage, at energisystemet er det samme med og uden investeringen.

I de tilfælde, hvor energisystemets udvikling påvirkes af Energinets investering, er der behov for at udvide den marginelle tilgang til at tage højde for de afledte effekter, investeringen medfører. Denne tilgang betegnes i Energinet som 'den systemiske tilgang'. Anvendes den marginelle tilgang på et systemisk projekt vil de samfundsøkonomiske konsekvenser ikke være fuldstændige. Omvendt vil den systemiske tilgang give fuldstændige resultater for den marginelle projekt, men kræver betydelige ekstra ressourcer at udføre uden at tilføje ekstra værdi.

For at opnå et retvisende billede af de samfundsøkonomiske konsekvenser for systemiske investeringsprojekter er det nødvendigt at beskrive udviklingen i energisystemet både med og uden investeringen, da energisystemet forventes at være forskellig afhængigt af, om den pågældende investering foretages.

De to tilgange er beskrevet i figuren til højre.



INVESTERINGER UNDER USIKKERHED

Hensigtsmæssig udbygning af elinfrastruktur afhænger i høj grad af udviklingen i energiproduktion og –forbrug samt hastigheden og den geografiske placering heraf.

Det tager tid at planlægge og etablere elinfrastruktur. For at Energinet kan sikre rettidig kapacitet og geografisk udbredelse af transmissionsnettet, skal investeringer ofte foretages inden det konkrete behov opstår.

Potentialebaseret behovsvurdering

Investeringer i energisystemet foretages altid under usikkerhed og er således et vilkår i en strategisk planlægning. Det betyder, at Energinet, både betragter konkrete og potentielle behov i fremtiden. Behovsvurderingen baseret på konkrete behov suppleres med en potentialebaseret behovsvurdering.

Usikkerheden for investeringsbehovet afspejles i den potentialebaserede behovsvurdering, der vurderer behovet under flere potentielle udviklingsveje.

En potentialebaseret behovsvurdering udløses altid af et konkret investeringsbehov (hvor de udløsende faktorer kan være 3. parts tilslutninger, aldrende net, poliske pålæg eller generel udvikling i elsystemet).

De forskellige udviklingsveje identificeres på baggrund af langsigtede politiske målsætninger og/eller Energinets kendskab til potentielle elproduktions- og elforbrugsanlæg og deres geografiske lokation. Dette kan bl.a. være gennem arbejdet i den langsigtede udviklingsplan eller henvendelser til Energinet, DSO'er eller til kommunerne.

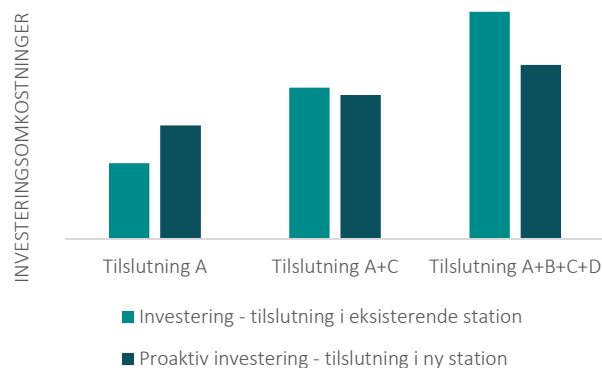
Når der investeres under usikkerhed, er sandsynligheden for realisering ukendt, hvorfor der ikke anvendes sandsynlighedsvægte for, at et udviklingsscenarie realiseres. I stedet fortages en kvalitativ vurdering af sandsynligheden for realisering baseret på modenhed for de potentielle behov.

Proaktive investeringer

En *proaktiv investering* karakteriseres ved, at den baseres på den potentialebaserede behovsvurdering.

Et eksempel på en proaktiv investering er etablering af en ny eltransmissionsstation med henblik på integration af ny VE-produktion, hvor der er usikkerhed om antallet af elproduktionsanlæg, der vil etableres sig på sigt og hvornår.

Afhængigt af, hvor mange VE-anlæg der tilsluttes, er der mulighed for at optimere på de samlede tilslutningsomkostninger og sikre hurtigere indpasning af VE.

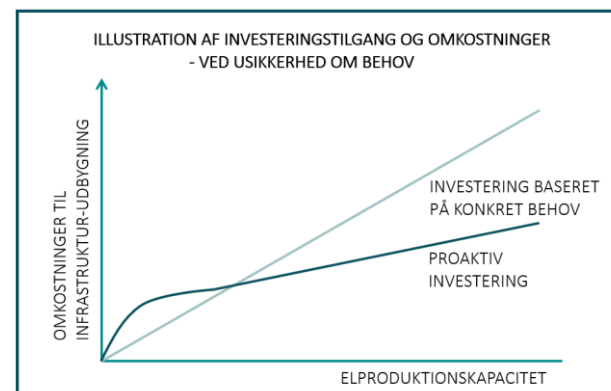


Fra potentialebaseret behovsvurdering til proaktiv investering

Den potentialebaserede behovsvurdering kan føre til en proaktiv investering, hvor investeringsvinduet udnyttes til at fremrykke, sammenlægge eller udvide projekter. En proaktiv investering indstilles alene til godkendelse i de tilfælde, hvor det skønnes at være samfundsøkonomisk hensigtsmæssigt baseret på den potentialebaserede behovsvurdering, og hvis der identificeres et tilstrækkeligt og sandsynligt fremtidigt behov herfor. For at lave vurderingen afvejes konsekvensen ved at komme for sent med risikoen for at bygge for stort eller for tidligt.

Potentielle effekter ved proaktiv udbygning

- ✓ Øgede anlægsomkostninger på kort sigt
- ✓ Reducerede anlægsomkostninger på lang sigt grundet skalaeffekter ved afværget senere udbygning og kapacitetstilpasning
- ✓ Reducerede nabogener og miljøpåvirkning, da mængden af aktivitet i et område mindskes ved at gennemføre ét anlægsprojekt frem for flere
- ✓ Afværgede omkostninger til op- og nedregulering af energiproduktion og –forbrug grundet utilstrækkeligt net
- ✓ Øget hastighed for tilslutninger af kommende produktion og forbrug⁷
- ✓ Afværgede omkostninger ifm. udetid for eksisterende elinfrastruktur i forbindelse med planlagte eller uplanlagte anlægsaktiviteter.



⁷ Det udløsende projekt vil ikke nødvendigvis opleve en hurtigere tilslutning, men det vil de fremtidige tilslutninger.

SAMFUNDSØKONOMI OG EFFEKTER I ANALYSERNE

PROJEKTTYPER

Elspotmarkedet på tværs af Europa er inddelt i forskellige prisområder for at afspejle fysiske begrænsninger i elsystemet. Elspotprisen inden for ét prisområde er ens, mens elspotprisen kan være forskellig mellem to prisområder.

Danmark er i dag opdelt i to prisområder, DK1 (Jylland og Fyn) og DK2 (Sjælland og øerne).

Projekttypen har betydning for de belyste effekter

Energinet inddrager en lang række effekter, når udbygninger af eltransmissionssystemet undersøges i en samfundsøkonomisk analyse. Hvilke effekter, der belyses, afgøres af, om projektet ligger inden for ét prisområde i elmarkedet eller forbinder prisområder. Det skyldes, at forbindelser mellem forskellige prisområder og forbindelser inden for ét prisområde vil påvirke elsystemet på forskellige måder.

De typisk belyste effekter er listet på næste side og uddybes på de efterfølgende sider, dog vil identifikation af relevante effekter altid bero på en konkret vurdering for det enkelte projekt.



PROJEKTER MELLEM PRISOMRÅDER

Projekter, som går mellem forskellige prisområder, betegnes interconnectorer eller udlandsforbindelser.

Handelsgevinster og/eller forbedret effekttilstrækkelighed er typisk de drivende effekter for investeringer mellem prisområder. Bedre forbundne prisområder giver mulighed for at drage nytte af forskelle mellem fx det danske og det udenlandske elsystem til gavn for aktørerne i de to markeder.



PROJEKTER INDEN FOR ÉT PRISOMRÅDE

Investeringer i eltransmissionssystemet inden for ét af de danske prisområder betegnes interne projekter. Bemærk, at interne projekter i nogle tilfælde kan påvirke forbindelser mellem prisområder og derfor overlapper med den projekttype.

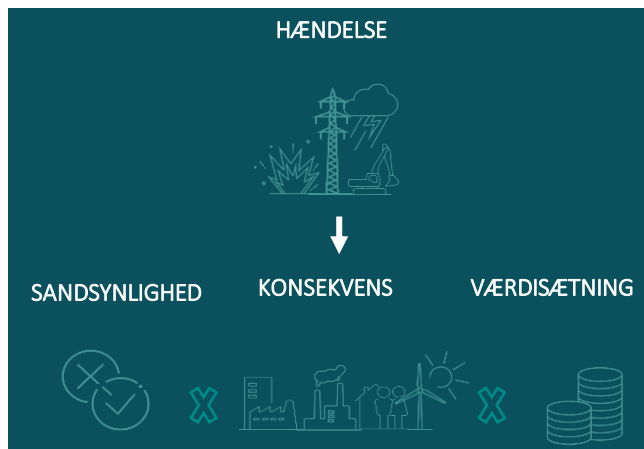
Indpasning af vedvarende energi og/eller forbedring af forsynings sikkerheden er oftest drivende for investeringer i det interne danske eltransmissionssystem.

RISIKO FOR UDFALD AF CENTRALE KOMPONENTER I SYSTEMET

I driften af et elsystem er der risiko for udfald af centrale komponenter. Det kan lede til samfundsøkonomiske tab i form af begrænset mulighed for at aftage elproduktion, reduceret udnyttelse af udlandsforbindelser eller udfordringer med at levere den efterspurgte energi til elforbrugerne.

Metode

Den samfundsøkonomiske konsekvens af risikoen for udfald af centrale komponenter kan indarbejdes i konkrete investeringsbeslutninger, når der kan estimeres: 1) en sandsynlighed for den specifikke hændelse, 2) konsekvensen af den specifikke hændelse samt 3) det er muligt at værdisætte den identificerede konsekvens. Dermed er det muligt ved kendte sandsynligheder at foretage sandsynlighedsvægtede samfundsøkonomiske vurderinger.

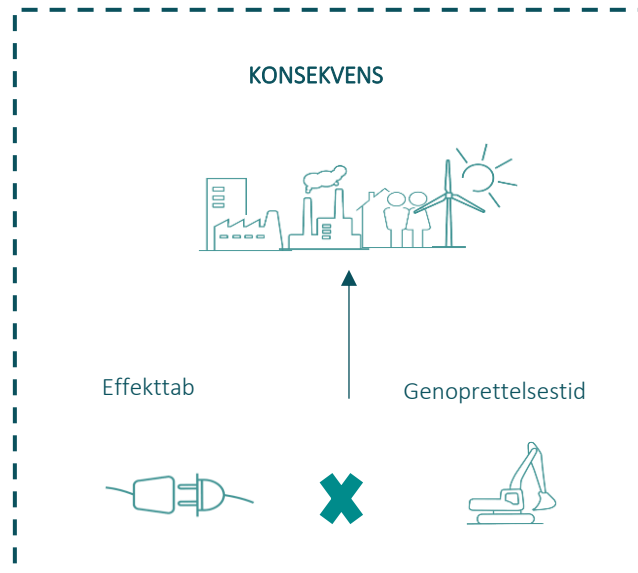


(1) Sandsynlighed

Sandsynlighed dækker over sandsynligheden for, at en hændelse indtræffer. Sandsynligheden for en given hændelse estimeres typisk på baggrund af historiske hændelser. Hvis datagrundlaget til at estimere en sandsynlighed ikke er tilgængeligt eller tilstrækkeligt, fastsættes sandsynligheden ud fra en kvalificeret vurdering.

(2) Konsekvens

Konsekvens beskriver typisk varighed og omfang af hændelsen.



Konsekvens af en hændelse opgøres i total effektmængde, der ikke kan aftages eller leveres til slutbrugeren, og fastsættes ud fra følgende input:

- Effektmængde, som ikke kan leveres time for time i tilfælde af udfald
- Genoprettelsestid indtil systemet igen er tilbage i normaldrift.

Genoprettningstiden bestemmes for den eller de af elsystemets komponenter, der indgår i forbindelse med den beregnede sandsynlighed. Det er vigtigt, at genoprettningstiden afspejler den sandsynliggjorte hændelse.

(3) Værdisætning

Værdisætning sætter samfundsøkonomisk værdi på den sandsynlighedsvægtede konsekvens.

Metoden til værdisætning afhænger af konsekvensen og følger i udgangspunktet de beskrevne værdisætningsmetoder i dette dokument.

Effektvurdering, når der anvendes en risikobaseret tilgang

For at kunne estimere gevinsten ved at lave investeringen, skal investeringens påvirkning af sandsynligheden og/eller konsekvensen af hændelsen vurderes. Der opstilles et nulalternativ og alternativer, hvorefter effekten vurderes. Der kan være flere forskellige forhold, der udløser effekten.

REINVESTERINGER I DET INTERNE DANSKE ELTRANSMISSIONSNET

For at opretholde et acceptabelt niveau af forsyningsikkerhed og en effektiv drift af elsystemet, er der løbende behov for investeringer i eltransmissionsnettet. Reinvesteringer gennemføres, som alle Energinets andre investeringer, på baggrund af en samfundsøkonomisk vurdering.

Det særlige for investeringer i det interne danske eltransmissionssystem er, at i mange tilfælde vil en manglende investering udfordre forsyningsikkerheden og resultere i enten forbrugsafkobling eller begrænset mulighed for at aftage produktion. Derfor gennemføres mange investeringer på baggrund af rationale om lovkrav, sikring af tilstrækkelig redundans i driften af elsystemet, eller en samfundsøkonomisk gevinst, der mange gange opvejer investeringen. Det samme gør sig gældende, når Energinet foretager en levetidsforlængelse.

I disse tilfælde vurderes en værdisætning af gevinsterne at være overflødig, da der ikke vurderes at være alternativer til at indfri det identificerede behov. I denne type projekter vil vurderingen af projektets gevinster indgå som en beskrivelse af rationale for projektet. Der vil derfor alene gennemføres en omkostningsminimeringsanalyse.

Der foretages altid en vurdering af, hvorvidt der fortsat er behov for de berørte anlæg i elsystemet, og hvorvidt en alternativ løsning vil være samfundsøkonomisk billigere.

Reinvestering af eltransmissionsforbindelser og -stationer

Eltransmissionsforbindelser udgør centrale dele af transmissionsnettet og fungerer som energiens motor- og landeveje. Forbindelserne sikrer, at strømmen kan transporteres fra elproducenter til elforbrugere.

Energinets eltransmissionsstationer sikrer, at strøm kan transformeres op på eltransmissionsnettet eller ned til elforbrugere. Desuden giver Energinets eltransmissionsstationer mulighed for, at forbrugs- og produktionsanlæg direkte kan tilsluttes elnettet, og at de fungerer som elektriske knudepunkter, hvor elforbindelser på tværs af landkortet mødes.



Samfundsøkonomiske effekter

Forsyning af forbrugere

Såfremt der ikke foretages investeringer, kan det medføre en forringelse af forsyningsikkerheden. Jf. Bekendtgørelse af lov om Energinet skal der sikres åben og lige adgang for alle brugere af elnettet. Der vil være

en stor samfundsøkonomisk omkostning ved at forringe forsyningsikkerheden hos elforbrugere. Afbrudt elforsyning har en høj samfundsøkonomisk omkostning, hvorfor der vil være en stor gevinst ved at foretage investeringer af eltransmissionsforbindelser, som sikrer leveringssikkerheden hos elforbrugere.

Aftag af produktion

Hvis der ikke fortages en investering, kan det desuden give udfordringer med at aftage produktion. Det skyldes, at andre komponenter i elsystemet kan blive betydeligt overbelastet. For at håndtere udfordringen er der behov for op- og nedregulering af energiproduktion, hvilket medfører en samfundsøkonomisk omkostning, da en knap så effektiv producent skal aktiveres for at dække forbruget.

Handel med udlandet

Nogle interne danske eltransmissionsforbindelser er centrale for at kunne opretholde kapaciteten over Danmarks handelsforbindelser. Såfremt disse ikke investeres, vil det påvirke de danske handelsgevinster i form af et reduceret producentoverskud, forbrugeroverskud og/eller reducerede flaskehalsindtægter.

Tilslutning af forbrugs- og produktionsanlæg til transmissionsnettet

Hvis ikke en station investeres, skal produktion og forbrug, der er tilsluttet i stationen, tilsluttes i en anden station. Tilslutningen i en anden station kan betyde en forøgelse i de samlede tilslutningsomkostninger både for Energinet og for tredjeparten. Energinet er forpligtet til at anvise og fastsætte tilslutningspunkt med de laveste samlede omkostninger ved nettilslutning.

TYPISK BELYSTE EFFEKTER

Forskellige typer projekter løser forskellige behov, og derfor vil det være forskellige effekter, der er vigtige at belyse i det enkelte projekt. Det beror altid på en konkret vurdering i hvert enkelt projekt af, hvilke effekter der skal vurderes og analyseres nærmere. Nedenstående tabel giver et overblik over de typiske samfundsøkonomiske effekter, som kan belyses. Yderligere er det med krydserne antydnet, hvilke effekter der oftest er relevant for henholdsvis projekter mellem prisområder og projekter inden for ét prisområde.

Emne	Effekt	Projekt mellem prisområder	Projekt inden for ét prisområde
Markeds-effekter	Handelsgevinster	X	
	Transitkompensation	X	
Forsynings-sikkerhed	Effekttilstrækkelighed	X	
	Nettilstrækkelighed		X
	Systemikkerhed		
Omkostninger til systemydelse ⁸	Reserver	X	
	Nødstart	X	
	Systembærende egenskaber	X	
Omkostninger relateret til anlæg	Anlægsomkostninger (CAPEX)	X	X
	Drift og vedligehold (OPEX)	X	X
	Reetableringsforpligtelse (ABEX)	X	X
	Nettab	X	
	Udetid	X	
Andre effekter	Klimapåvirkning	X	X

ANDRE EFFEKTER

Der kan også være andre relevante og mere projektspecifikke effekter, som bør inddrages i den samfundsøkonomiske analyse afhængigt af det konkrete projekt. Derfor indgår der i Energinets samfundsøkonomiske analyser også andre effekter end de beskrevne i indeværende notat.

Eksempler på sådanne effekter fra tidligere projekter er EU-støtte, SK4-aftale (vedrører korrektion af danske flaskehalsindtægter på grænsen mellem Jylland og Tyskland) og kapacitetsmarkedet (udlandsforbindelser kan i nogle tilfælde deltage i egentlige kapacitetsmarkeder i udlandet).

IKKE-KVANTIFICEREDE EFFEKTER

Energinets projekter kan også have konsekvenser, som ikke umiddelbart kan kvantificeres eller værdisættes. Det er ofte i situationer, hvor effekten ikke er omsat i et marked, hvorfor det ikke er muligt at udlede en markedspris. Disse effekter kan derfor ikke direkte indgå i det kvantificerede samfundsøkonomiske resultat. Effekterne vil dog stadig blive identificeret, og der vil blive foretaget en kvalitativ vurdering af effekternes vigtighed og konsekvens for det samlede analyseresultat.

Eksempler på sådanne effekter kan være visse miljømæssige forhold.

Metoder til at kvantificere fordele og ulemper ved Energinets projekter er løbende under udvikling.

⁸ Systemydelse er redskaber, der anvendes til at opretholde elforsyningsikkerheden. "Omkostninger til systemydelse" dækker derfor over omkostninger til opretholdelse af elforsyningsikkerheden.

An aerial photograph of a dense, lush green forest. The trees are packed closely together, creating a textured canopy. In the upper left portion of the image, a faint rainbow is visible, partially obscured by a light mist or fog that hangs over the forest. The overall atmosphere is serene and natural.

MARKEDSEFFEKTER



HANDELSGEVINSTER

Forskel i priser mellem prisområder er afledt af fysiske begrænsninger for udveksling mellem områderne. Det skyldes, at de to prisområder ikke er forbundet eller, at kapaciteten på forbindelsen er begrænset i forhold til den handelskapacitet, markedet efterspørger.

Når to prisområder forbindes, eller når overføringskapaciteten på eksisterende forbindelser ændres, påvirkes markedsligevægten i begge prisområder. Priserne i de to områder vil nærme sig hinanden, og produktion og forbrug i de to områder vil tilpasse sig den nye markedsligevægt. Samlet stiger velfærden i begge områder, da markedet bliver større. Denne effekt benævnes typisk handelsgevinster og kan opdeles i ændringer for producenter og forbrugere samt flaskehalsindtægter.

Typisk er handelsgevinsterne et af de væsentligste elementer, når der etableres en interconnector, der direkte påvirker overføringskapaciteten mellem to prisområder. Projekter, som ikke påvirker overføringskapaciteten mellem prisområder, vil ikke generere handelsgevinster. Handelsgevinsterne estimeres i Energinets energimarkedsmodel BID3.

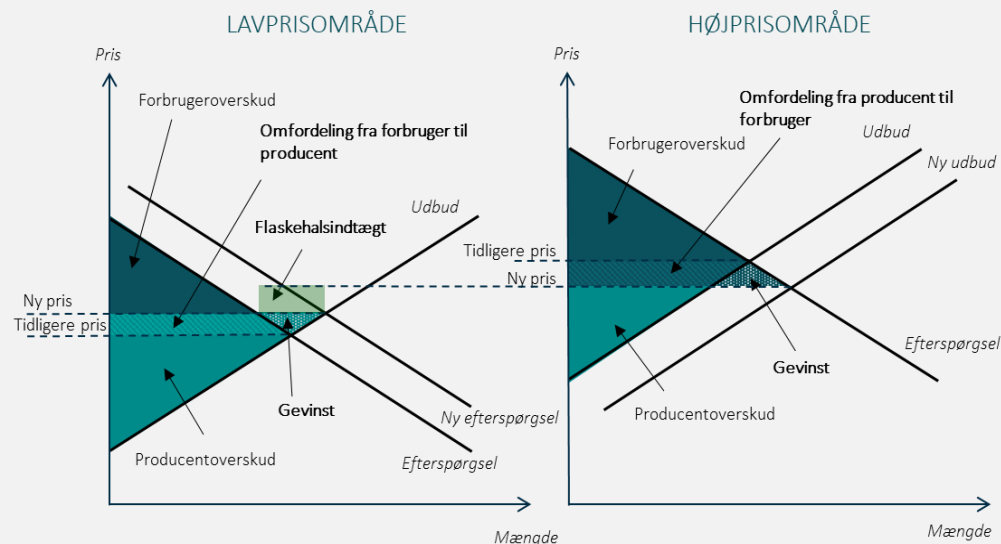
HANDELSGEVINSTER

Samfundsøkonomiske elementer

Figuren til højre viser markeds- og velfærdseffekterne på elspotmarkedet inden for en given time. En forbindelse fra et relativt lavprisområde til et relativt højprisområde vil øge efterspørgslen i lavprisområdet og udbuddet i højprisområdet. Det vil lede til en ny markedsligevægt med ændrede elspotpriser. Den totale samfundsøkonomiske effekt måles i ændringer i *forbrugeroverskud* og *producentoverskud* samt ændringer i *flaskehalsindtægter*. I Energinets analyser er der fokus på de danske ændringer i de tre elementer.

I både høj- og lavprisområderne vil der ske en omfordeling mellem forbrugere og producenter. Derudover vil der være en generel velfærdsstigning ("gevinst") som følge af, at produktion og forbrug i det samlede system på tværs af de to prisområder kan udnyttes mere effektivt.

Bemærk, at det er nettoændringen i flaskehalsindtægter på samtlige danske udlandsforbindelser, der inddrages og ikke kun flaskehalsindtægter på den undersøgte forbindelse.



FORBRUGEROVERSKUD

Forbrugerne i lavprisområdet vil opleve en prisstigning. Dette vil lede til et fald i forbrugeroverskuddet. Det tabte forbrugeroverskud i lavprisområdet vil dog blive omfordelt til et producentoverskud.

Forbrugerne i højprisområdet vil derimod opleve et prisfald grundet det øgede udbud. Dette vil lede til en stigning i forbrugeroverskuddet. En del af stigningen i forbrugeroverskuddet i højprisområdet vil være omfordeling fra producenter, men der vil desuden være en generel velfærdsstigning som følge af den nye ligevægt.

PRODUCENTOVERSKUD

Producenterne i lavprisområdet vil opleve en øget efterspørgsel og derfor en øget pris og mængdeligevægt. Dette vil lede til en stigning i producentoverskuddet, hvoraf en del vil være omfordeling fra forbrugere, men der vil desuden være en generel velfærdsstigning.

Producenter i højprisområdet vil opleve et reduceret producentoverskud som følge af lavere priser og mængder. Dette vil dog være en omfordeling til forbrugerne i området.

FLASKEHALSINDTÆGTER

Når handelskapaciteten mellem to prisområder er begrænset, opstår en flaskehals. Ejeren af forbindelsen vil opnå en flaskehalsindtægt, når forbindelsen benyttes svarende til den transporterede mængde ganget med prisforskellen mellem de to prisområder. Flaskehalsindtægten deles typisk 50:50 mellem høj- og lavprisområdet.

Flaskehalsindtægten bruges til at nedsætte tariffen, og dermed tilfalder effekten forbrugerne af eltransmissionsnettet.

Bemærk, at forøget kapacitet mellem to prisområder kan resultere i såvel en stigning som et fald i flaskehalsindtægter.

HANDELSGEVINSTER I ET SEKTORKOBLET ENERGISYSTEM

El- og brintsystemerne forventes på sigt at være tæt forbundet. Det skyldes, at el fra vedvarende energikilder forventeligt vil være et væsentligt input i brintproduktionen på PtX-anlæg samt, at brint potentielt kan blive et input i kraftværker til produktion af el i de timer, hvor elforbruget er stort og elproduktionen fra vind og sol lille.

El- og brintmarkederne vil derfor i høj grad kunne påvirke hinanden, hvilket er væsentligt at tage hensyn til ved vurderinger af handelsgevinster i Energinets analyser.

El- og brintsystemerne optimeres sammen

I dag sker det ved, at Energinets energimarkedsmodel BID3 endogen modellerer og optimerer produktion og forbrug i både el- og brintsystemerne samtidigt. Derfor estimeres de forskellige handelseffekter som afbildet og forklaret på foregående side i både el- og brintmarkedet ved at foretage en ændring i det ene af systemerne. Fx estimeres ændringer i forbrugeroverskud, producentoverskud og flaskehalsindtægter i både el- og brintmarkedet ved at ændre overføringskapaciteten mellem to prisområder i elsystemet.

For nuværende opgøres effekter for PtX-anlæg, som producerer brint ved forbrug af el, under producentoverskuddet i brintmarkedet. Tilsvarende opgøres effekter for kraftværker, som producerer el ved forbrug af brint, under forbrugeroverskuddet i brintmarkedet.

Bemærk, at inddelingen i prisområder i elmarkedet typisk afspejler den virkelige inddeling i elprisområder, mens hvert land ofte udgør ét prisområde i brintmarkedet i Energinets energimarkedsmodel.

Yderligere er det værd at bemærke, at der er stor usikkerhed om, hvordan et brintsystem og brintmarked vil udvikle sig i

Europa, da et egentligt brintsystem fortsat er under etablering.

Varmesystemernes håndtering

I Danmark modelleres varmesystemet også endogen ligesom el- og brintsystemerne. Varmesystemet og effekterne heri er marginale sammenlignet med el- og brinteffekter ved ændringer i enten el- eller brintsystemet. Energinet kan ikke foretage ændringer i varmesystemet, men kun i el- og brintsystemerne. Effekter i varmesystemet er typisk inkluderet i elmarkedshandelsgevinsterne.

I dag modelleres varmesystemer i andre lande end Danmark ikke endogen. Koblingen mellem el- og varmesystemerne er derfor typisk repræsenteret med eksplicite antagelser herom i energimarkedsmodelleringen. På sigt er det muligt, at udenlandske varmesystemer vil blive modelleret endogen. Det afhænger af, hvordan udenlandske data bliver repræsenteret i ENTSO-E, hvor Energinets antagelser om udlandet stammer fra.

OPGØRELSE AF HANDELSGEVINSTER

De samlede handelsgevinster kan opgøres som:

$$\begin{aligned} \text{Handelsgevinster}_{\text{Totalt}} &= \text{Handelsgevinster}_{\text{El}} + \text{Handelsgevinster}_{\text{Brint}} \\ &= (\text{CS} + \text{PS} + \text{FI})_{\text{El}} + (\text{CS} + \text{PS} + \text{FI})_{\text{Brint}} \end{aligned}$$

hvor CS = forbrugeroverskud, PS = producentoverskud og FI = flaskehalsindtægter.

Se nærmere beskrivelse af CS, PS og FI på foregående side.



TRANSITKOMPENSATION

En del af den energi, der transporteres i det danske eltransmissionsnet, er i transit gennem det danske elnet fra et naboland til et andet. Set i et regionalt perspektiv er den samfundsøkonomiske konsekvens af transit positiv, da det tillader udligning af elspotpriser på tværs af prisområder. Det kræver dog investeringer i det danske eltransmissionsnet og leder til omkostninger i form af nettab.

De europæiske TSO'er deltager i en ordning, som kompenserer dels for nettab i nationale transmissionsnet pga. flows på tværs af grænser (transit), dels for omkostninger til infrastruktur, som muliggør flows på tværs af grænser. Denne ordning kaldes for "Inter-TSO Compensation (ITC) Mechanism"⁹.

ITC-ordningen sørger for at omfordele omkostninger mellem de europæiske TSO'er, så de tilfalder de lande, som drager nytte af transitten. Danmark har historisk været nettomodtager af kompensation fra ordningen, da vi har betydelig transit af strøm fra udlandet gennem elsystemet.



⁹ Læs mere om ITC-ordningen [her](#)

¹⁰ I nogle tilfælde vil det ikke være nulalternativet, der minder mest om det nuværende net. Dette forekommer fx i forbindelse med reinvesteringer. I disse tilfælde laver man beregningen i forhold til det alternativ, som minder mest om nuværende net, fx reinvestering uden kapacitetsændring.

I investeringsanalysen inkluderes ændringen i den danske transitkompensation, da det i en dansk samfundsøkonomisk kontekst er en direkte påvirkning.

Fastlæggelse af transitkompensation

Beregningen af den faktiske transitkompensation er kompliceret. Derfor er den anvendte metode til at bestemme udviklingen i transitkompensation i den samfundsøkonomiske analyse en forenklet metode af virkeligheden.

Udviklingen i den danske transitkompensation approksimeres ud fra ændringer i forholdet mellem transitten gennem det danske elsystem og summen af nettoimport og -eksport for Danmark. Transit samt nettoimport og -eksport bestemmes i Energinets elspotmarkedsmodel BID3.

I den faktiske beregning af transitkompensation for landene under ITC-ordningen er transit en af faktorerne, som spiller ind på kompensationen fra ITC-ordningen, mens bidraget til ordningen afhænger af nettoimport og -eksport.

En svaghed ved den metode, der anvendes til at beregne transitkompensation, er, at kun ændringer igennem Danmark betragtes. Da ordningen omfatter hele Europa og transit, nettoimport og -eksport ligeledes vil ændre sig i andre lande ved etablering af nye udlandsforbindelser, vil fordelingen mellem landene derfor også ændres. Denne effekt indgår ikke i metoden, hvor det kun er den rene danske bruttoeffekt, som estimeres. Yderligere tages der udgangspunkt i historiske kompensation, hvilket ikke nødvendigvis afspejler udviklingen i fremtidens prisniveau.

HVORDAN BEREGNES TRANSITKOMPENSATIONEN?

Transitkompensation for år X estimeres ved:

$$\begin{aligned} & \text{Transitkompensation for år X} \\ &= \text{historisk transitkompensation} \cdot \frac{\text{Transitformel for alternativ a}}{\text{Transitformel for referencen}} \end{aligned}$$

hvor:

$$\begin{aligned} & \text{Transitformel for alternativ a} \\ &= \frac{\sum_1^{8760} \text{Transit DK}(i)_{\text{Alt.a}}^X}{\sum_1^{8760} [(\text{Nettoimport}(i)_{\text{Alt.a}}^X > 0) + (\text{Nettoeksport}(i)_{\text{Alt.a}}^X > 0)]} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & \text{Transitformel for reference} \\ &= \frac{\sum_1^{8760} \text{Transit DK}(i)_{\text{Ref}}^Y}{\sum_1^{8760} [(\text{Nettoimport}(i)_{\text{Ref}}^Y > 0) + (\text{Nettoeksport}(i)_{\text{Ref}}^Y > 0)]} \end{aligned}$$

Y er det første simuleringsår, Ref. er reference/nulalternativ¹⁰, Alt. a er alternativ a. Bemærk transit, nettoimport og -eksport bestemmes som summen over årets timer (i, 1-8760).



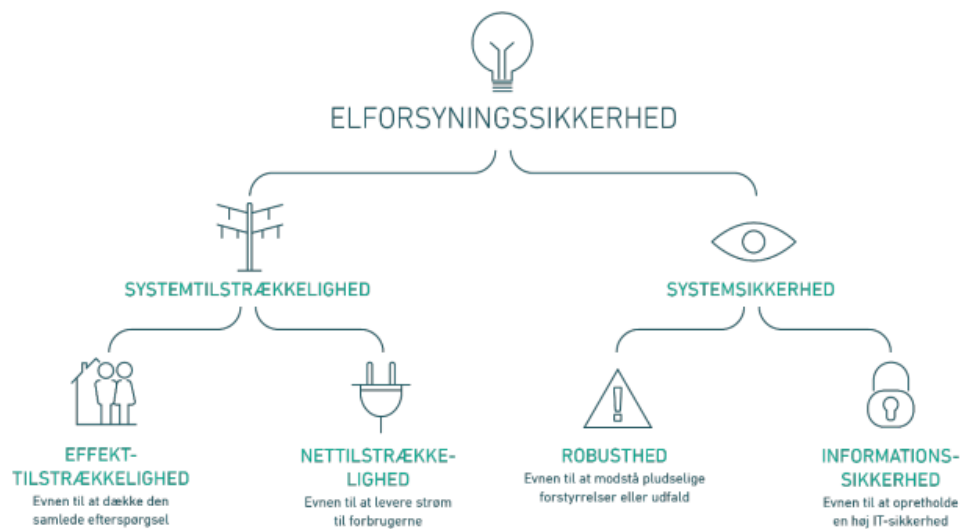
FORSYNINGSSIKKERHED

FORSYNINGSSIKKERHED

En af Energinets hovedopgaver er at sikre forsynings sikkerheden.

Elforsynings sikkerhed handler ikke kun om størrelse og antallet af elledninger, kraftværker og mængde vedvarende energi. Elforsynings sikkerheden afhænger ligeledes af, i hvor høj grad elforbrug og -produktion kan balanceres, og om elnettet kan transportere den nødvendige mængde elektriske energi og håndtere fejl.

Hvis der forekommer ændringer i forsynings sikkerheden ved etablering af et projekt, skal det inkluderes, når projektet evalueres.



EFFEKTILSTRÆKKELIGHED

Effekttilstrækkelighed er elsystemets evne til at dække elforbrugernes samlede efterspørgsel på el.

Effekttilstrækkelighed er tæt koblet til elspotmarkedet, hvor situationer med manglende effekttilstrækkelighed medfører høje elspotpriser.

Effekttilstrækkelighedsanalyser vil typisk inkluderes i konsekvensvurderinger for projekter, der påvirker overføringskapaciteten mellem prisområder.

NETTILSTRÆKKELIGHED

Nettilstrækkelighed er elnettens evne til at transportere el fra elproduktionssted til elforbrugssted. Nettilstrækkelighed omhandler derfor det interne elnet i et givent elspotprismråde.

Hvis der er begrænsninger i det interne net, der påvirker nettilstrækkeligheden, skal det inkluderes i et projekt. Det vil typiske være relevant i projekter, hvor der skal foretages interne netudbygninger grundet manglende kapacitet.

ROBUSTHED

Robusthed er elsystemets evne til at håndtere pludselige driftsforstyrrelser uden, at disse påvirker elforsyningen eller medfører afbud af elforbrugere.

Driftsforstyrrelser kan for eksempel forårsages af elektriske kortslutninger eller udfald af produktionsenheder.

Ofte vil vurderingen af robusthed være af kvalitativ karakter, medmindre betydningen for ikke-leveret energi eller ned- og opregulering af produktion estimeres.

INFORMATIONSSIKKERHED

Informationssikkerhed er blandt andet evnen til at opretholde høj opetid på kritiske IT-systemer og til at modstå cyberangreb uden, at elsystemet og dets aktører påvirkes.

Informationssikkerhed er normalt ikke et element, der medtages i Energinets projekter, som er omfattet af indeværende metodenotat, men inkluderes, hvis det er relevant.

EFFEKTILSTRÆKKEIGHED

METODE TIL BEREGNING AF EFFEKTILSTRÆKKEIGHED

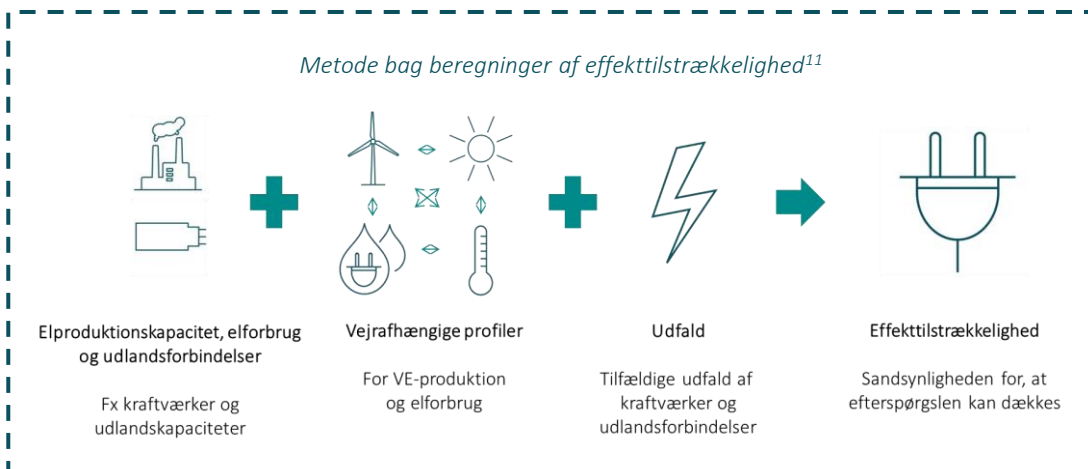
Den samfundsøkonomiske påvirkning af ændret effekttilstrækkelighedsniveau på grund af en given investering i eltransmissionssystemet bestemmes ved:

$$\Delta EUE \times VoLL$$

Ikke-leveret energi (EUE) og Value of Lost Load (VoLL) beskrives i de følgende afsnit.

Investeringer i eltransmissionsnettet, som påvirker overføringskapaciteten mellem prisområder, fx udlandsforbindelser, vil typisk påvirke effekttilstrækkeligheden. Omvendt vil investeringer i det interne eltransmissionssystem inden for de to danske prisområder typisk ikke påvirke effekttilstrækkeligheden. Vurderinger af forskellige markedstiltag (fx en kapacitetsmekanisme) og eventuel påvirkning af effekttilstrækkeligheden herved vil følge samme metode.

Metode bag beregninger af effekttilstrækkelighed¹¹



IKKE-LEVERET ENERGI (EUE, EXPECTED UNSERVED ENERGY)

Ved vurderinger af effekttilstrækkelighed benytter Energinet en sandsynlighedsbaseret modellering, typisk energimarkedsmodellen BID3. BID3-modellen simulerer på timeniveau elproduktion og elforbrug med klimaprofiler for forskellige historiske klimaår og kombinerer dette med stokastiske udfald på kraftværker og udlandsforbindelser. Simuleringen foretages for hele det europæiske elsystem, og således afspejles mulighederne for import på udlandsforbindelser i modelleringen.

Outputtet fra effekttilstrækkelighedsberegninger er en række forskellige indikatorer for effekttilstrækkelighed.

Den ene af disse indikatorer angiver det estimerede niveau af ikke-leveret energi til elforbrugerne på grund af manglende effekttilstrækkelighed. Indikatoren for ikke-leveret energi betegnes EUE (Expected Unserved Energy).

Det er ændringer i niveauet af ikke-leveret energi, som indgår i samfundsøkonomiske konsekvensvurderinger af investeringer i eltransmissionssystemet.

For nærmere beskrivelse af Energinets effekttilstrækkelighedsberegninger henvises til Energinets årlige redegørelse for elforsyningsikkerhed.¹¹

VALUE OF LOST LOAD (VoLL)

Til værdisætning af ikke-leveret energi fra et samfundsøkonomisk perspektiv anvendes estimer af 'Value of Lost Load' (VoLL).

VoLL er en økonomisk indikator, som udtrykker omkostningerne ved en afbrudt elforsyning. VoLL er ikke én værdi, men afhænger af en række faktorer, fx hvem der afbrydes (industri, service, husholdninger osv.) og karakteristika for afbrud (varighed; tidspunkt på dag, uge, år; varslet eller ikke-varslet mv.).

Estimer af VoLL er forbundet med væsentlig usikkerhed. Energinets udgangspunkt for VoLL er 174 DKK/kWh i 2020-priser svarende til det centrale estimat fra Energistyrelsens VoLL-rapport fra 2023¹².

Det nuværende VoLL-estimat er fastsat af Energistyrelsen ved at undersøge, hvad forskellige forbrugergrupper er villige til at betale for at undgå strømafbud af forskellig varighed på forskellige tidspunkter. Det centrale VoLL-estimat er et forbrugsvægtet gennemsnit, der tager udgangspunkt i en times ikke-varslet strømafbud en hverdag (dags-/aftenstid) i vinterhalvåret. Det centrale estimat afspejler således, hvornår risikoen for afbrud på grund af manglende effekttilstrækkelighed vurderes størst. Der er stor variation imellem forbrugergruppernes betalingsvillighed samt, hvornår på året og dagen strømafbuddet finder sted. Hvis der er nærmere kendskab om disse forhold i en analyse, kan det overvejes at tage hensyn hertil.

11 Se bilag 2 til seneste Redegørelse for elforsyningsikkerhed: <https://energinet.dk/om-publikationer/publikationer/redegørelse-for-elforsyningsikkerhed-2023/>

12 <https://ens.dk/ansvarsomraader/el/elforsyningsikkerhed>

NETTILSTRÆKKELIGHED – VÆRDISAT SOM AFVÆRGET REGULERING

Nettilstrækkelighed er elnettets evne til at transportere el fra elproduktionssted til elforbrugssted.

Når der findes en ligevægt mellem produktion og forbrug i elspotmarkedet, bliver der ikke taget hensyn til eventuelle begrænsninger i elsystemet inden for de enkelte prisområder (ofte refereret til som interne flaskehalse).

Netutilstrækkelighed opstår, hvis sådanne begrænsninger skaber udfordringer i form af overbelastninger, når markedsligevægten skal håndteres fysisk i elsystemet. Man siger, at 'marked og fysik ikke matcher'.

Når der ikke er tilstrækkeligt net, vil det være nødvendigt at justere elspotmarkedets fordeling af produktion/forbrug i elsystemet. Det vil ske ved efterfølgende op- og nedregulering af forbrug og produktion.

Hvis produktion nedreguleres på en side af en intern flaskehals, vil der altid være behov for opregulering af den samme mængde på den anden side af flaskehalsen for at tilfredsstille forbruget.



Her er en illustration af, hvor produktionen ikke kan møde forbruget pga. en intern flaskehals i det vestdanske elsystem. Problemet bliver håndteret ved nedregulering af VE og opregulering af et kraftværk.

Alternativt vil der være behov for at nedregulere eller afkoble elforbrugere. Det vil sige, at det i dette tilfælde ikke vil være muligt at forsyne elforbrugere.

Afhjælpning af netutilstrækkelighed

Nettilstrækkeligheden kan understøttes ved at sikre en øget grad af overensstemmelse mellem fysik og marked. Det kan opnås gennem netudbygning eller gennem markedstilpasninger. I enkelte tilfælde kan tilpasninger i driften af elsystemet afhjælpe dele af nettilstrækkelighedsudfordringen.

Regulering af produktion medfører, at det ikke er de mest omkostningseffektive producenter, der leverer til markedet. Der vil være et samfundsøkonomisk tab sammenlignet med en situation uden behov for efterregulering.

Behov for regulering

Netutilstrækkeligheden estimeres som behovet for op- og nedregulering på hver side af den interne netbegrænsning.

Ændringen i behovet for regulering estimeres i Energinets elnetmodel PowerFactory.

Værdisætning af afværget regulering

Ændringer i nettilstrækkeligheden værdisættes som den afværgede reguleringsomkostning. Denne estimeres som forskellen i marginale omkostninger for de enheder, som henholdsvis op- og nedreguleres.

Oftest skyldes overbelastningen, at produktion af vedvarende energi bliver tilsluttet langt fra de større forbrugscentre.

Vedvarende energi antages at have en marginal omkostning på nul. Hvis der er tale om nedregulering af anden produktion end vedvarende energi, så er den marginale produktionsomkostning større end nul, og der laves en vurdering ift. produktionen i området, og hvilken pris der så skal anvendes til regulering.

Opreguleringen baseres på de anlæg (både forbrug og produktion, som er til rådighed i timerne med overbelastning.

Opregulering værdisættes ved at estimere en udbudskurve baseret på de marginale omkostninger for de enkelte anlæg, der indgår i regulerkraftmarkedet baseret på data fra markedssimuleringer.

Først prioriteres opregulering internt i Danmark sammen med modhandel på udlandsforbindelser, som Energinet har modhandelsaftaler på (inkl. Storebælt).

Når ovennævnte opreguleringsmuligheder er udtømte, anvendes de resterende udlandsforbindelser, hvis der er tilgængelig importkapacitet. I begge prioriteringstrin vælges altid den billigste måde til at sikre tilstrækkelige opreguleringsressourcer. For den energimængde, der modhandles via udlandsforbindelser, anvendes elspotprisen i omkringliggende budzoner til værdisætning.



An aerial photograph of a vast, dense forest of evergreen trees, likely spruce or fir, stretching across a valley. The trees are dark green and densely packed. In the background, the forest is shrouded in a thick, white mist or fog, creating a sense of depth and atmosphere. The sky is a pale, overcast grey. A solid teal banner is positioned at the bottom of the image, containing white text.

OMKOSTNINGER TIL SYSTEMYDELSER

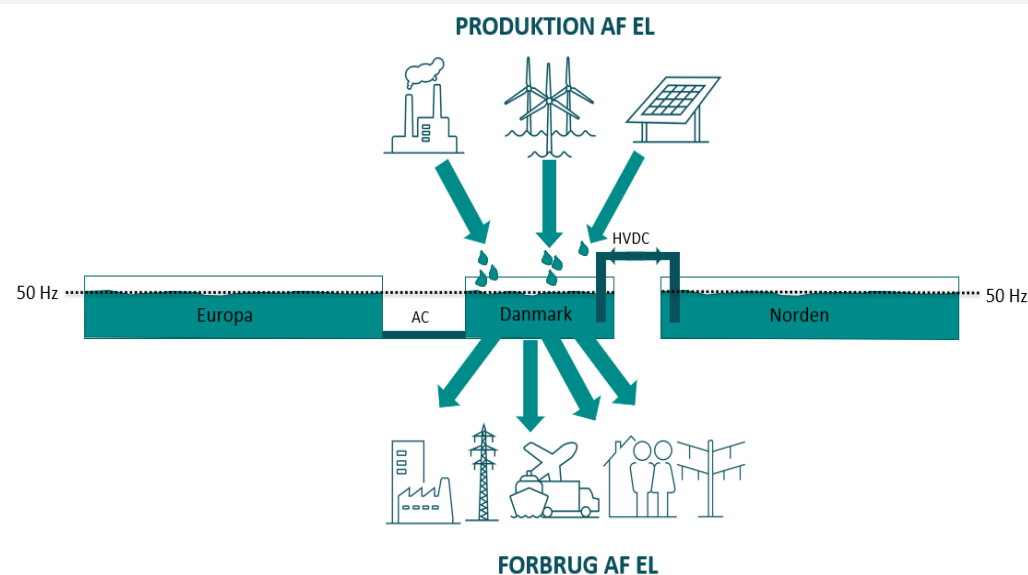
SYSTEMYDELSER

I elsystemet skal der altid være balance mellem forbrug og produktion for at kunne sikre en sikker og stabil drift af systemet. Som systemoperatør har Energinet behov for en række særlige produkter – det, der kaldes systemydelser – for at opretholde denne balance. Systemydelser er et samlet begreb for de elproduktions- og forbrugsressourcer, som anvendes til at opretholde balancen og stabiliteten i elsystemet. Systemydelser er dermed værktøjer, der anvendes til at opretholde en høj forsyningssikkerhed.

Energinet indkøber systemydelser, som kan stå til rådighed, og som kan aktiveres automatisk eller på anmodning fra Energinet, når der er behov for det. Porteføljen af systemydelser er stor, og brugen af dem er relativ kompleks. Langt størstedelen af Energinets systemydelser består af reserver. Dertil kommer et mindre behov for systembærende egenskaber og øvrige systemydelser som for eksempel start fra dødt net.¹³

Større ændringer i eltransmissionssystemet kan påvirke elsystemets behov for systemydelser, hvorfor det er et vigtigt element at få belyst i forbindelse med en investeringsbeslutning.

¹³ Læs mere om de forskellige systemydelser, herunder reservetyper, [her](#).



RESERVER

Når Energinet indpasser mere vedvarende energi eller bygger større anlæg (fx udlandsforbindelser), kan behovet for reserver til at sikre balancen i elsystemet ændre sig.

Investeringer i eltransmissionssystemet kan både påvirke behovet (mængden) eller prisen for de forskellige reservetyper.



NØDSTART

Efter et blackout har elsystemet behov for en nødstart til opstart fra dødt net. Ydelsen i Danmark leveres historisk fra kraftværker, hvor Energinet betaler enheden for at stå til rådighed, så systemet kan startes op fra dødt net.

Der er ligeledes mulighed for at anvende udlandsforbindelser til nødstart. En ny udlandsforbindelse vil dog typisk ikke medføre nogle samfundsøkonomiske effekter, da Energinet allerede har aftaler om nødstart via eksisterende udlandsforbindelser.



SYSTEMBÆRENDE EGENSKABER

Systembærende egenskaber dækker over en række tekniske egenskaber (inerti, kortslutningseffekt, kontinuert spændingsregulering og dynamisk spændingsstøtte under fejl), som er nødvendige for at sikre stabiliteten i elsystemet. Ydelserne kan primært leveres af store kraftværker, Energinets synkronkompensatorer eller HVDC-forbindelser.

Investeringer i eltransmissionssystemet vil potentielt kunne levere visse systembærende egenskaber og derved påvirke de samfundsøkonomiske omkostninger til levering af de nødvendige systembærende egenskaber.

RESERVER

Energinet indkøber en række reservetyper med forskellige funktioner. De forskellige reservetyper betegnes FFR, FCR, FCR-N, FCR-D, aFRR og mFRR.¹⁴ For alle typer af reserver foruden FFR indkøbes disse på et kapacitetsmarked, så reserverne er til rådighed, hvis/når der er behov for dem.

For alle typer af reserver er det gældende, at et projekt kan aflede flere eller færre omkostninger til reserver.

Investeringer i eltransmissionsnettet kan påvirke omkostningerne til reserver via ændringer i de tre nedenstående kategorier.

¹⁴ Læs kort om de forskellige reservetyper i ordlisten bagerst eller mere [her](#).

BEHOVET FOR RESERVEKAPACITET

To forhold kan ændre behovet for reservekapacitet:

1) Et projekt (typisk nye udlandsforbindelser) kan ændre kapaciteten for den dimensionerende enhed i det danske elsystem. Hvis dimensioneringskravet øges, betyder det, at der skal indkøbes mere reservekapacitet (summen af aFRR og mFRR) for at bevare det samme niveau af elforsyningsikkerhed, hvilket vil have en samfundsøkonomisk effekt.

2) Etablering og tilslutning af vedvarende energi skaber flere ubalancer i elsystemet. Det kan øge behovet for reservekapacitet for at opretholde samme elforsyningsikkerhedsniveau. Metoden for og opgørelsen af denne effekt på reservebehovet i Energinets investeringsanalyser er under fortsat udvikling.

Teknologibaserede omkostninger til etablering af nye reserveanlæg¹⁵ og historiske reservepriser er blevet anvendt til prissætning af ændringer i reservebehovet. Ligeledes vil det være muligt at anvende et estimat for værdien CONE (Cost Of New Entry).

¹⁵ <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/teknologikataloger>

PRISEN FOR RESERVEKAPACITET

Ved etablering af en udlandsforbindelse kan der være mulighed for at koble to separate reservemarkeder, hvorved de mest effektive reserveleverandører på tværs af de to prisområder potentielt kan indkøbes i ét samlet marked.

Reservedeling mellem forbundne prisområder/lande kræver en specifik aftale herom. Fx har der siden etableringen af den elektriske Storebæltsforbindelse været en aftale om deling af 300 MW reserver (mFRR) fra DK2 til DK1.

Potentielt kan en reservedelingsaftale også påvirke den indkøbte mængde af reservekapacitet og på den måde have en samfundsøkonomisk effekt.

Markedsudviklingen på systemydelsesmarkederne går i dag mod, at reserver i højere grad skal kunne udveksles på tværs af prisområder/lande som en integreret del af markederne.

Hidtil har den historiske prisforskel på reserver i de relevante prisområder været anvendt til estimering af prispåvirkningen.

Såfremt der ikke reserveres kapacitet på udlandsforbindelsen specifikt til reserveudveksling, vil det kun være muligt at udveksle reserver, når der er ledig kapacitet efter elspotmarkedsudveksling. Den ledige kapacitet til reserveudveksling estimeres i elspotmarkedsmodellen BID3.

OMKOSTNING TIL AKTIVERING AF RESERVER

Aktiveringsomkostningerne til reserver kan på samme måde påvirkes ved investeringer i eltransmissionsnettet. Både behovet for aktivering af reserver og aktiveringsprisen for reserverne kan påvirkes. Ændringer heri vil typisk være fanget i andre af de samfundsøkonomiske effekter beskrevet i indeværende notat.

Fx vil nogle netudbygninger kunne reducere/fjerne behovet for at ned- og opregulere produktion for at undgå potentielle overbelastninger. Det vil reducere omkostningerne til reserveaktivering, se afsnittet "*Nettilstrækkelighed - ændret overføringsevne og værdisætning af produktion*".

NØDSTART OG SYSTEMBÆRENDE EGENSKABER

Nødstart

Den tekniske udformning af eltransmissionsforbindelser mellem prisområder har betydning for, om en forbindelse kan bidrage til nødstart af elnettet i de tilkoblede prisområder. Hvis en forbindelse har mulighed for at bidrage til nødstart og dermed afværger investeringer, der ville være foretaget i nulalternativet, skal dette indregnes som en gevinst ved etablering af forbindelsen.

Investeringer i det interne eltransmissionssystem i de to danske prisområder vil typisk ikke påvirke nødstartsbehovet eller -prisen i Danmark.

Historiske priser til fremskaffelse af nødstartsreserver i det danske elsystem vil typisk anvendes som udgangspunkt for værdisætningen. Nuværende omkostninger til nødstartsreserver fremgår af Energinets hjemmeside ([længerevarende aftaler](#)). Alternativt kan en teknologibaseret tilgang til værdisætning tages i anvendelse.¹⁶



¹⁶ <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/teknologikataloger>

Systembærende egenskaber

Den tekniske udformning af eltransmissionsforbindelser mellem prisområder har betydning for, om en forbindelse kan bidrage med systembærende egenskaber i de tilkoblede prisområder.

Investeringer i det interne eltransmissionsnet i de to danske prisområder har historisk typisk ikke påvirket behovet for systembærende egenskaber i Danmark. I et fremtidigt energisystem ses dog et stigende behov for systembærende egenskaber. Energinet ser dermed i fremtiden, at det bliver relevant at lave samfundsøkonomiske analyser for investering i systembærende egenskaber også inden for et prisområdet. Det kan blandt andet være investeringer i synkronkompensatorer i elsystemet, som typisk vil være drevet af behovet for systembærende egenskaber. Der arbejdes på at udvikle metoden for, hvordan systembærende egenskaber inkluderes i business cases.

Historiske priser for beordringer/tvangskørsler af danske kraftværker har typisk historisk været udgangspunkt for værdisætningen. Alternativt kan en teknologibaseret tilgang til værdisætning tages i anvendelse.





OMKOSTNINGER RELATERET TIL ANLÆG

OMKOSTNINGER TIL ANLÆG OVER LEVETIDEN

Omkostninger til etablering og drift af anlæg samt reetablering af områder efter endt levetid medtages i den samfundsøkonomiske analyse. Omkostningerne opgøres i faktorpriser og omregnes i den samfundsøkonomiske analyse til markedspriser med nettoafgiftsfaktoren¹⁷.

Anlægsomkostninger

Energinet opstiller budgetter for investeringer i eltransmissionssystemet primært baseret på erfaringspriser i Energinet eventuelt suppleret med viden fra dialoger med leverandører i markedet.

Det samlede anlægsbudget (P85) består af a) et fysikestimat, b) en usikkerhedsanalyse og c) en risikoanalyse. Se en typisk opstilling af et anlægsbudget på side 31.

Fysikestimatet danner grundlag for basisbudgettet og er den forventede værdi/pris af de enkelte budgetposter.

I usikkerhedsanalysen anvender Energinet metoden successiv kalkulation, hvor man udover den mest sandsynlige værdi (forventet pris) angiver en worst case (maks.) og best case (min.). Den vægtede middelværdi anvendes til at beregne den statistiske forventningsværdi (P50), som er styringsmålet. Spredningen anvendes til at beregne budgetusikkerhedstillægget svarende til en standardafvigelse.

Risikopuljen er fastsat på baggrund af en risikoanalyse. Der anvendes et økonomisk estimat fra risikoanalysen, som beregnes på baggrund af produktet af sandsynlighed og økonomisk konsekvens af de identificerede risici. Risikopuljen angiver således den forventede værdi af de identificerede risici.

I analyser, hvor der er variation i levetiden for forskellige

investeringsalternativer, indføres reinvesterings som en annuitet for at ensrette analyseperioderne. Dette gøres ved at lægge annuitetsomkostninger til det alternativ, der udløber først, hvilket sikrer sammenlignelige betingelser mellem alternativer med varierende levetider.

Der kan være tilfælde, hvor Energinet påtager sig en større investeringsomkostning for at sikre, at der vælges en løsning, der er samfundsøkonomisk optimal. Her medtages ligeledes omkostninger for eksempelvis tredjeparter i den samfundsøkonomiske vurdering.

Afledte netforstærkninger

Etablering af udlandsforbindelser, tilslutning af energiproduktion eller andre udbygninger i elsystemet kan medføre afledte behov for netudbygninger andre steder i elsystemet for at kunne medregne den fulde gevinst. Typisk vil de afledte netforstærkninger blive kvantificeret og integreret i anlægsbudgettet eller i en separat post i investeringsanalysen.

I nogle tilfælde vil der være et særskilt projekt, der håndterer den afledte netforstærkning. I det tilfælde sikres det, at det fulde gevinstestimat ikke medtages to gange.

Typisk håndterer Energinet tilslutningssager for sig. Disse håndteres alene som omkostningsminimeringsanalyser, da tilslutning af tredjeparter til eltransmissionsnettet er et lovkrav. Gevinstestimatet indgår derfor alene i projekter, hvor der foretages afledte netforstærkninger.



¹⁷ Se finansministeriets vejledning: [Vejledning om samfundsøkonomiske konsekvensvurderinger \(fm.dk\)](#),

OMKOSTNINGER TIL DRIFT, VEDLIGEHOOLD OG REETABLERING

Drifts- og vedligeholdelsesomkostninger

Drift og vedligehold indeholder de forventede løbende omkostninger til at holde anlægget i drift over levetiden.

Omkostninger til havarier kan være inkluderet, hvis der er gjort specifikke antagelser omkring et vist antal havarier i løbet af anlæggets levetid.

Omkostninger til udskiftning af større enkeltkomponenter med en kortere forventet levetid end analyseperioden vil typisk ikke være inkluderet under drift og vedligehold.

Drifts- og vedligeholdelsesomkostningerne opgøres på baggrund af erfaringspriser. Drifts- og vedligeholdelsesomkostninger fremstilles som den årlige omkostning i faste priser.



Reetableringsforpligtelse

Energinet er forpligtet til at afsætte ressourcer til reetablering af de fysiske arealer, når dele af elsystemet saneres.

Ressourcerne hertil medtages i omkostningerne ved forventet endt levetid og vil typisk være en lille omkostningspost i forhold til anlægsomkostningerne.



Afværgede investeringer

Afværgede investeringer i elnettet kan realiseres i det tilfælde, hvor investeringen overflødiggør en anden investering, der skulle foretages i nulalternativet.

Det kunne eksempelvis være en planlagt reinvestering affødt af et nedslidt elnet eller reinvestering i en interconnector.

Hvis det under alternativet er muligt at afværgede en investering, skal omkostningen til den afværgede investering inkluderes i gevinstestimatet for investeringen. Gevinstestimatet kan beregnes ved at anvende den forventede omkostning til etablering af det allerede planlagte projekt.



HVORDAN ANVENDES OMKOSTNINGERNE I ENERGINETS ANALYSER?

Når Energinet træffer en investeringsbeslutning, fremgår omkostningerne til projektet flere steder i beslutningsgrundlaget, blandt andet i afsnittene omhandlende:

- *Anlægsbudget og afledte driftsomkostninger*
- *Samfundsøkonomien*
- *Økonomisk påvirkning og tarifeffekt.*

Anlægsbudget - 2022-priser	Mio. DKK
Projektledelse	
Plan og miljø	
AC-stationer	
Automation	
Konstruktioner	
Landkabel	
Søkabel	
HVDC-konverter (omformeranlæg)	
Basisbudget (ekskl. byggerenter)	
Byggerenter	
Basisbudget	
Forventningstillæg (projektlederreserve)	
Styringsmål	
Risikopolje	
Budgetusikkerhed (styregruppereserve)	
Anlægsbudget	

Anlægsbudgettet fremstiller de samlede anlægsomkostninger. Der fremstilles et basisbudget tillagt byggerenter, et forventningstillæg, risikopolje samt budgetusikkerhed, som udgør det samlede anlægsbudget. Anlægsbudgettet præsenteres i faste priser som anvist i tabellen. Det samlede anlægsbudget rapporteres ligeledes i løbende priser.

Den **samfundsøkonomiske analyse** anvender det samlede anlægsbudget eksklusiv **byggerenter** og **budgetusikkerhed (styregruppereserve)** svarende til **budgettets styringsmål (eksklusiv byggerenter) plus risikopolje**. Dette beløb vurderes på analysetidspunktet som det mest sandsynlige bud på de faktiske anlægsomkostninger. Budgettets budgetusikkerhed (styregruppereserve) forventes således ikke anvendt baseret på budgetmetoden.

Byggerenter medtages ikke, da anlægsomkostninger fordeles over anlægsperioden og diskonteres, hvorved diskonteringsfaktoren indregner omkostningen ved at fremrykke anvendelsen af ressourcer.

Drifts- og vedligeholdelsesomkostningerne fremstilles relativt til nulalternativet og er dermed en deltabetragtning.

Økonomisk påvirkning og tarifeffekt redegør for, hvad den indstillede investering vil aflede af tillæg til omkostningsrammen, som skal indstilles til Forsyningstilsynets godkendelse samt, hvad den afledte tarifeffekt er af investeringen. Afhængigt af, om det er en nyinvestering, reinvestering med kapacitetsændring eller 1:1 reinvestering, opstilles enten den samlede økonomiske effekt af afskrivninger og afledte omkostninger til drift og vedligehold eller blot nettoeffekten, der er grundlag for et tillæg til omkostningsrammen.

Afsnit	Faste priser/ Løbende priser	Faktorpriser/ Markedspriser	Nutids- værdi	Byggerenter og budgetusikkerhed
Samfundsøkonomi	Faste	Markedspriser	Ja	Eksklusiv
Anlægsbudget og afledte driftsomkostninger	Faste og løbende	Faktorpriser	Nej	Inklusiv
Økonomisk påvirkning og tarifeffekt	Løbende	Faktorpriser	Nej	Inklusiv

NETTAB

Når der overføres strøm, forekommer der et tab af energi (elektricitet) pga. modstand i elsystemet. Energิตabet betegnes nettab og vil frigives som varme i elsystemets komponenter og omgivelser.

Flowet af energi i elsystemet ændres ved investeringer i eltransmissionssystemet, hvilket påvirker det samlede nettab i systemet.

Værdisætning af nettab

Værdien af et ændret nettab i elsystemet bestemmes ved estimater for den fremtidige elspotpris:

$$\Delta \text{ nettab} \times \text{elspotpris}$$

Ændring i nettab og den fremtidige elspotpris baseres på simuleringer fra Energinets modeller. Elspotprisen anvendes, da den angiver prisen for strøm og dermed også for nettabet. Nettabsændringen og elspotprisen kan estimeres på timeniveau og summeres op til en årlig værdi.

Nettabet opdeles typisk i nettab internt i danske prisområder og nettab på udlandsforbindelser inklusive Storebæltsforbindelsen.

Tab i danske prisområder

Nettabet internt i de to danske prisområder kan påvirkes både af investeringer i udlandsforbindelser og i det interne danske elsystem.

Nettabet bestemmes i Energinets elnetmodel Power Factory eller estimeres ud fra transitflow gennem det danske elsystem ud fra Energinets elspotmarkedsmodeller. Typisk bestemmes denne del af nettabet på årsbasis og værdisættes med en gennemsnitlig årlig elspotpris baseret

på Energinets elspotmarkedsmodeller BID3 og SIFRE.

Internt nettab bliver ikke beregnet i projekter, hvor det vurderes, at det udvalgte alternativ vil medføre øget nettab nogle steder i det interne net, men samtidig medføre lavere nettab andre steder i nettet. Det er vanskeligt at prissætte nettoeffekten i et formasket net præcist, men da størrelsesordenne er relativt små ift. andre effekter, udelades det fra analyserne. Ændringerne i nettab på grund af ændret transit igennem det danske elnet bør i udgangspunktet opvejes af en tilsvarende ændring i transitkompensationen som beskrevet tidligere.

Tab på forbindelser mellem prisområder

For alle danske udlandsforbindelser og Storebæltsforbindelsen har Energinet udarbejdet en tabsformel, hvor nettabet for den enkelte forbindelse bestemmes som funktion af energiflowet på forbindelsen. For de eksisterende forbindelser er tabsformlen baseret på historisk observeret nettab, mens tabsformlen for nye forbindelser er baseret på forventet nettab givet forbindelsens teknologi.

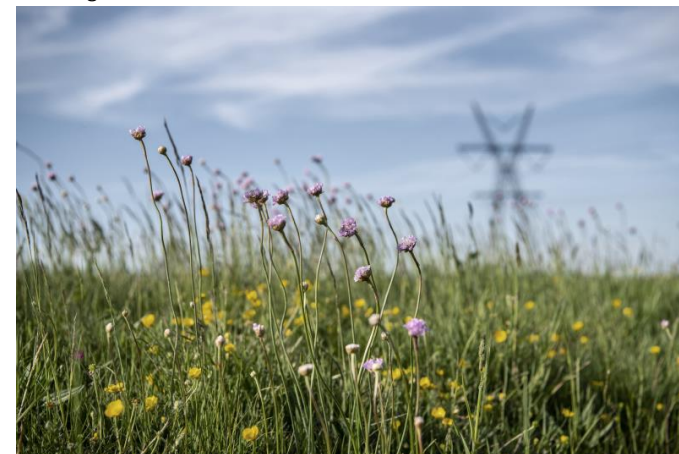
Baseret på tabsformlerne bestemmes nettabet på de enkelte forbindelser ud fra Energinets elspotmarkedsmodel BID3 og det estimerede flow på forbindelserne. Værdien af nettabet bestemmes ved prisen på el i det prisområde, hvor det er aftalt, at tabet bliver købt. Elspotprisen estimeres ligeledes i Energinets elspotmarkedsmodel BID3. Beregningen laves på timebasis. Det er de summerede årsværdier på tværs af alle danske forbindelser, der indgår i investeringsanalysen.

Nettab på eltransmissionsforbindelser mellem prisområder kan enten håndteres implicit eller eksplicit. Ved implicit håndtering indgår nettab på forbindelsen som en del af

markedsoptimeringen i elspotmarkedsmodellen. I optimeringen er der taget hensyn til, at der er tab undervejs på forbindelsen, så der ikke kommer samme mængde energi ud af kablet som ind. Metoden har den konsekvens, at der ikke flyder strøm, hvis flaskehalsindtægterne ikke kan betale for det elektriske tab i forbindelsen. Nettabet på forbindelser med implicit nettabhåndtering er derfor inkluderet i handelsgevinsterne og indgår således ikke i nettabsposten.

I dag håndteres nettabet for Skagerrakforbindelserne og Viking Link implicit i markedsberegningerne. Tabet på de resterende udlandsforbindelser og Storebæltsforbindelsen håndteres eksplicit og bestemmes som beskrevet ovenfor ved hjælp af tabsformler. Det er således kun nettabet på forbindelserne med eksplicit nettabhåndtering, der inkluderes i nettabsposten i Energinets investeringsanalyser.

Ved projekter inden for et prisområde vil nettabet på udlandsforbindelser eller Storebæltsforbindelsen ikke inddrages.



UDETID

Alle dele i elsystemet har udetid, hvad enten det er i form af vedligehold eller havari. Fx forventes en ny udlandsforbindelse at være ude af drift i forbindelse med havari eller vedligehold en vis andel af forbindelsens levetid. Ved udetid realiseres der ikke gevinster eller omkostninger, som er relateret til driftstiden på forbindelsen.



Internt net

Udetid i løbet af levetiden er som udgangspunkt ikke inkluderet i investeringsanalyser for interne netudbygninger. Udetiden vurderes dog ofte i forbindelse med design af anlæg og vil typisk være relevant at inddrage, hvis det er væsentligt at sammenligne udetid i forbindelse med fremstilling af flere alternativer.

Udlandsforbindelser

I Energinets elspotmarkedssimuleringer antages udlandsforbindelser altid at være tilgængelige. Derfor skal der efterfølgende korrigeres for udetid, som vil indtræffe i løbet af levetiden. Det er alene forbindelsen, der undersøges i den pågældende case, hvor der korrigeres for udetid. Der korrigeres ikke for udetid på andre forbindelser, idet det forventeligt vil undervurdere effekterne af den analyserede forbindelse.

Udetid omfatter en korrektion af gevinster (typisk handelsgevinster og transitkompensation) samt omkostninger (typisk nettab), som ikke realiseres grundet udetid. Udetid fremgår dermed ikke direkte som en opgjort effekt i business casen, men indgår implicit i opgørelsen af de nævnte poster.

Antagelser om udetidsprocenten i løbet af levetiden for udlandsforbindelser har enten været baseret på historisk data for lignende forbindelser eller på forventet udetid baseret på den tekniske udformning af forbindelsen.¹⁸

Historiske udetider for de danske udlandsforbindelser og Storebæltsforbindelsen er opgjort forskelligt afhængigt af, om det er en HVDC- eller AC-forbindelse. For HVDC-forbindelserne er valgt at anvende en ens udetidsprocent. For HVDC-forbindelserne tager udetiden udgangspunkt i den historiske udetid for alle de danske HVDC-forbindelser. Denne metode har den fordel, at de nuværende forbindelser er på forskellige stadier af deres levetid.

De danske AC-forbindelser er opbygget forskelligt, og der er derfor beregnet en udetid baseret på de enkelte systemer. Dette gør tallet mere afhængigt af systemets alder og dermed ikke så retvisende for hele systemets levetid. Det er dog stadig bedste bud.



¹⁸ Se mere i seneste Redegørelse for elforsyningsikkerhed her: <https://energinet.dk/Om-publikationer/Publikationer/Redegørelse-for-elforsyningsikkerhed-2022>



ANDRE EFFEKTER

KLIMAPÅVIRKNING

Jf. Finansministeriets vejledning skal CO₂e-skyggeprisen opgøres for projekter, hvor der vil være en klimapåvirkning.

CO₂e-skyggeprisen angiver den samfundsøkonomiske omkostning per reduceret ton CO₂e. Med skyggeprisen er det muligt at sammenligne skyggepriser på tværs af projekter og i forhold til den aktuelle politiske målsætning.

I tilfælde, hvor skyggeprisen måtte være negativ, vil der være et samfundsøkonomisk overskud ved at gennemføre tiltaget, uanset effekten på CO₂e. I disse tilfælde præsenteres skyggeprisen ikke.

Metode

Et alternativs CO₂e-effekt opgøres som den direkte effekt på CO₂e-udledningen fra den danske elsektor¹⁹.

Beregning af CO₂e-skyggeprisen:

$$\frac{\text{Samfundsøkonomisk værdi af klimaeffekt opgjort i en nutidsværdi over projektets levetid}}{\text{Klimaeffekt opgjort i ton CO}_2\text{e}}$$

Skyggeprisen ved en reduktion i CO₂e-udledningen opgøres ved at summere de samfundsøkonomiske gevinster og omkostninger (DKK), undtagen gevinsten ved CO₂e-reduktionen, og dividere resultatet med den diskonterede CO₂e-reduktion.

Interne netudbygninger

Når ændringen i CO₂e-udledningen beregnes i projekter for investeringer internt i det danske eltransmissionssystem sker det under antagelsen af, at produktionen, som bliver nedreguleret, er 100 % vedvarende energi, og den produktion, som bliver opreguleret, er lig det gennemsnitlige produktionsmix i Danmark.

Beregning af ændringen i CO₂e-udledning

Ændringen i overbelastning af nettet ift. nulalternativet
 × den gennemsnitlige CO₂e-udledning fra dansk elforbrug

Den gennemsnitlige CO₂e-udledning fra dansk elforbrug er baseret på Energistyrelsens fremskrivninger.

Denne metode tager ikke højde for udvekslingen af energi på tværs af grænser og er generelt forbundet med stor usikkerhed.

Forbindelser mellem prisområder

Ved projekter mellem forskellige prisområder i elmarkedet (fx udlandsforbindelser), opgøres udover den direkte effekt på CO₂e-udledningen fra den danske elsektor også den direkte effekt på CO₂e-udledningen fra den europæiske elsektor. Dog anvendes den danske effekt som udgangspunkt for beregning af nutidsværdi og skyggepris.

Ændringen i CO₂e-udledning på grund af fx etablering af en

udlandsforbindelse er baseret på elspotmarkedsmodelleringer i Energinets BID3-model. Den samfundsøkonomiske værdi af ændringer i CO₂e-udledning fra elsektoren er indlejret i opgørelsen af handelsgevinster for udlandsforbindelser.

CO₂e-udledning ved anlægsaktiviteter

Beregningen af de samfundsmæssige klimaeffekter tager ikke højde for klimapåvirkningen fra produktion, etablering og drift af anlæggene. Energinet har vedtaget målsætninger for reduktion af klimapåvirkning i egen drift og i værdikæden. Under udførelse sikres det, at projektet bidrager til at indfri disse målsætninger.

Følsomhedsanalyser

Jf. Finansministeriets vejledning skal der for projekter, hvor der vil være en klimapåvirkning, foretages følsomhedsberegninger for CO₂e-priser.

CO₂e-effekten værdisættes med den gældende fastsatte nøgletalsværdi for CO₂ fra Finansministeriet. Da CO₂-prisen er forbundet med væsentlig usikkerhed, gennemføres følsomhedsberegninger med alternative CO₂-priser baseret på [Beregningsforudsætninger fra Energistyrelsen](#) og [Nøgletalskataloget fra Finansministeriet](#). I nogle projekter kan det være relevant at beregne følsomheder baseret på Social Cost of Carbon (SCC) fra ENTSO-E.

¹⁹ Bemærk, at CO₂-udledning fra elproduktion er omfattet af det europæiske CO₂-kvotehandelsystem (EU ETS). Derfor vil det samlede europæiske niveau af CO₂-udledninger i teorien være upåvirket givet, hvordan kvotemarkedet fungerer. Her antages det, at reelle CO₂-reduktioner vil finde sted baseret på de estimerede effekter i elsektoren. Det bygger på en antagelse om, at ikke brugte CO₂-kvoter fra elsektoren ikke vil blive videresolgt.

ELEMENTER I DEN SAMFUNDSØKONOMISKE ANALYSE

OPSUMMERING

Begreb	Beskrivelse	Kvantificering	Værdisætning	
Markedseffekter	Handelsgevinster			
	- Producentoverskud	Gevinst til producenterne, som opnår en afregningspris højere end deres produktionsomkostninger.	Produktionsmængde. Modelkørsel i BID3.	Prisforskellen mellem produktionsomkostning og pris i BID3.
	- Forbrugeroverskud	Gevinst til forbrugerne, som afregnes til en pris lavere end deres betalingsvillighed.	Forbrugsmængde. Modelkørsel i BID3.	Prisforskel mellem betalingsvillighed og pris i BID3.
	- Flaskehalsindtægter	Gevinst til TSO'en ved flow på udlandsforbindelser med prisforskelle mellem prisområder.	Flow på forbindelser. Modelkørsel i BID3.	Prisforskel mellem de forbundne prisområder i BID3.
	Transitkompensation	Kompensation for nettab i det nationale transmissionsnet pga. transit og for omkostninger til infrastruktur, som muliggør flows på tværs af grænser.	Ændring i flow igennem Danmark. Modelkørsel i BID3.	Historisk transitkompensation.
Forsyningsikkerhed	Effekttilstrækkelighed	Effekttilstrækkelighed er elsystemets evne til at dække elforbrugernes samlede efterspørgsel på el.	Forventet ikke-leveret energi. Modelkørsel i BID3.	Pris, som forbrugere er villige til at betale for at undgå strømafbrydelse. Value of Lost Load (VoLL).
	Nettilstrækkelighed	Elnettens evne til at transportere el fra elproduktionssted til elforbrugssted. Gevinst ved undgået op- og nedregulering, da overbelastning i det interne net reduceres eller ved at undgå afkobling af forbrugere.	Overførsel på de relevante forbindelser. Modelkørsel i PowerFactory.	Marginalpris for anlæg, der har mulighed for at levere opregulering. Pris, som forbrugere er villige til at betale for at undgå strømafbrydelse. Value of Lost Load (VoLL).
	Systemsikkerhed	Elsystemets evne til at håndtere pludselige driftsforstyrrelser.	Modelkørsel i SIFRE eller Power Factory.	Marginalpris for anlæg, der har mulighed for at levere opregulering. Pris, som forbrugere er villige til at betale for at undgå strømafbrydelse. Value of Lost Load (VoLL).

ELEMENTER I DEN SAMFUNDSØKONOMISKE ANALYSE

OPSUMMERING

Begreb	Beskrivelse	Kvantificering	Værdisætning	
Omkostninger til systemydelse	Reserver	Tilgængelig effekt, der kan aktiveres, hvis der opstår uforudset ubalance eller nettilstrækkelighedsproblemer i elsystemet.	Ændring i reservebehov indkøbt til at balancere elmarkedet. Energinets analyser og ekspertvurderinger.	Historiske priser og/eller teknologibaserede priser.
	Nødstart	Egenskab til opstart af elsystemet efter blackout.	Ændring i behov for køb af nødstartsydelse hos aktører i det danske elsystem. Energinets analyser og ekspertvurderinger.	Historiske priser for fremskaffelse af nødstartsreserver i det danske elsystem.
	Systembærende egenskaber	Egenskaber til at sikre stabilitet i elsystemet.	Ændringer i behovet for indkøb af egenskaberne hos aktører i det danske elsystem. Modelkørsel i PowerFactory eller Energinets analyser og ekspertvurderinger.	Historiske priser for beordringer/tvangskørsler af danske kraftværker.
Omkostninger relateret til anlæg	Omkostninger til anlæg over levetiden	Omkostninger til etablering, drift og reetablering af et anlæg.	Baseres på komponenter, som indgår i anlæggets design.	Baseret på erfaringspriser og usikkerhed for disse.
	Nettab	Elektrisk tab pga. modstand i elsystemet.	Forbindelser mellem prisområder: Tabsformel bestemt af Energinet samt flow på forbindelse fra modelkørsel i BID3. Internt net: Modelkørsel i PowerFactory eller vurdering på baggrund af modelkørsel i BID3/SIFRE.	Elspotpris i BID3/SIFRE.
	Udetid	Perioder (planlagte og ikke planlagte), hvor anlægget er ude af drift.	Historisk udetid eller teknisk forventet udetid på anlæg over levetiden.	Værdi af de ikke-opnåede gevinster og omkostninger i perioden.
Andre effekter	Klimapåvirkning	CO ₂ -udledning over projektets levetid.	Ændringen i CO ₂ -emissioner fra elproduktion. Forbindelser mellem prisområder: Modelkørsel i BID3. Internt net: Baseres på antagelser om specialregulering og gennemsnitlig energiproduktion i Danmark.	Værdisættes ved kvotepriser for CO ₂ fra analyseforudsætningerne.
	Indpasning af vedvarende energi	Enten afkortning eller undgået nedregulering af vedvarende energi samt vægtede elspotpriser. Kan suppleres med potentiale for yderligere vedvarende energi.	Forbindelser mellem prisområder: Ændring i afkortning af vedvarende energi samt vægtede elspotpriser. Modelkørsel i BID3. Internt net: Undgået nedregulering af vedvarende energi. Modelkørsel i PowerFactory.	Værdisættes ikke direkte selvstændigt, men værdien opfanges til dels indirekte i posterne "handelsgevinster" eller "øget overføringssevne".

BILAG

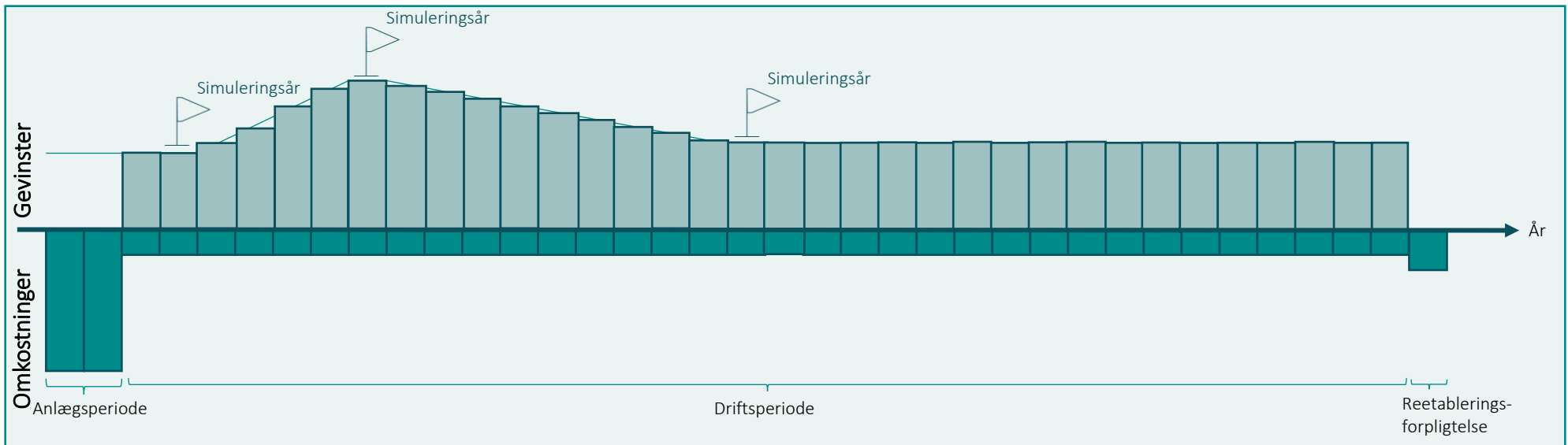


BILAG A – SAMMENSTILLING AF EFFEKTER

I investeringsanalysen sammenstilles alle relevante effekter over projektets levetid.

Alle effekter, både gevinster og omkostninger, tilbagediskonteres med den samfundsøkonomiske diskonteringsrate til et givent år (typisk analyseåret). Alle effekter opgøres på den måde ved en nutidsværdi. Derved kan gevinster og omkostninger, som falder på forskellige tidspunkter over projektets levetid, sammenlignes på en retvisende måde. Fx vægter en gevinst til sidst i levetiden mindre end en tilsvarende gevinst først i levetiden.

Flere effekter er typisk baseret på beregninger af såkaldte simuleringsår, hvilket beskrives i boksene nedenfor.



SIMULERINGSÅR

Energinets analyser hviler i høj grad på modelsimuleringer af elmarkedet/elnettet/energisystemet for fremtidige år. På den måde estimeres en række af de beskrevne effekter i notatet her.

Energinet foretager i projekter ikke simuleringer for hvert enkelt år over levetiden for det konkrete projekt/anlæg. I stedet simuleres udvalgte år, som betegnes simuleringsår eller nedslagsår.

Ovenstående er bl.a. begrundet med, at Energinets modelværktøjer ikke altid har indarbejdet antagelser for alle fremtidige år (er tilfældet for simuleringer i BID3) over den typiske levetid for Energinets anlæg. Yderligere vil den ekstra information fra simuleringer af alle relevante fremtidige år ikke stå mål med ressourceforbruget hertil.

SIMULERINGSÅR I ENERGINETS MODELLER

Simuleringsårene i Energinets elspotmarkedsmodel BID3 baserer sig på, hvilke udlandsdata der er tilgængelige fra ENTSO-E's TYNDP og ERAA. På nuværende tidspunkt er Energinets udlandsdata til langsigtede analyser centreret om årene 2030, 2040 og 2050, som kan simuleres.

I Energinets energisystemmodel SIFRE, som alene simulerer det danske energisystem, kan hvert enkelt år frem til 2050 simuleres. SIFRE har bl.a. behov for antagelser om elspotpriser i udlandet, og antagelserne herom stammer fra BID3. For år mellem simuleringsårene i BID3 antages en lineær udvikling for elspotpriser i udlandet, som ganges på en prisprofil og anvendes i SIFRE. Energinet foretager i projekter med input fra SIFRE ikke simuleringer for hvert enkelt år frem til 2050, da den ekstra viden og indsigt ikke står mål med ressourceforbruget hertil.

SIMULERINGSÅR OG ANVENDELSE I ENERGINETS ANALYSER

Til en investeringsanalyse anvendes de simuleringsår, som er relevante for investeringens tidshorisont.

Energinet antager, at der er en lineær udvikling mellem de simulerede år.

Hvis investeringshorisonten starter før det første simuleringsår eller fortsætter efter det sidste simuleringsår, antager Energinet, at udviklingen er konstant før første/efter sidste simuleringsår. For eksempel vil resultatet i 2055 være det samme som i 2050. Se også figur ovenfor.

BILAG B – KLIMAÅR

Forskellige klimaår bruges i Energinets markedsmodeller for at tage højde for, at vejret varierer fra år til år. Klimaårene, som Energinet bruger, er baseret på de historiske år 1982-2016 og deres vejrforhold med hensyn til variationer i vind, sol, nedbør, temperatur m.m. De historiske års vejrforhold er desuden klimaændringskorrigeret for at tage hensyn til, at klimaet generelt har ændret sig og fortsat ændrer sig.

Afhængigt af, hvilket klimaår, der anvendes i analysen, vil det påvirke resultaterne fra Energinets simuleringværktøjer BID3 og SIFRE. Fx vil energiproduktionen og flowet i elsystemet være forskelligt afhængigt af, om man anvender et år med mindre nedbør end et andet år.

Data for klimaårene, der anvendes i Energinets analyse, kommer fra Pan European Climate Database (PECD) og fås gennem samarbejdet med ENTSO-E.

Når der laves analyser i Energinets simuleringværktøjer BID3 og SIFRE gøres det med antagelser om klimaår.

I BID3-modellen er alle 35 tilgængelige klimaår fra ENTSO-E implementeret. Når der i beregninger i BID3 laves analyser, hvor ikke alle 35 tilgængelige klimaår anvendes, er der i stedet udvalgt 3 klimaår, der hvert er repræsentativt for en større gruppe klimaår med forskellige karakteristika. Disse er udvalgt på baggrund af TYNDP22s clusteranalyse og er klimaårene 1995, 2008 og 2009.

For projekter, hvor der laves beregninger i BID3 for alle 35 klimaår, anvendes et simpelt aritmetisk gennemsnit af resultater på tværs af de 35 år.



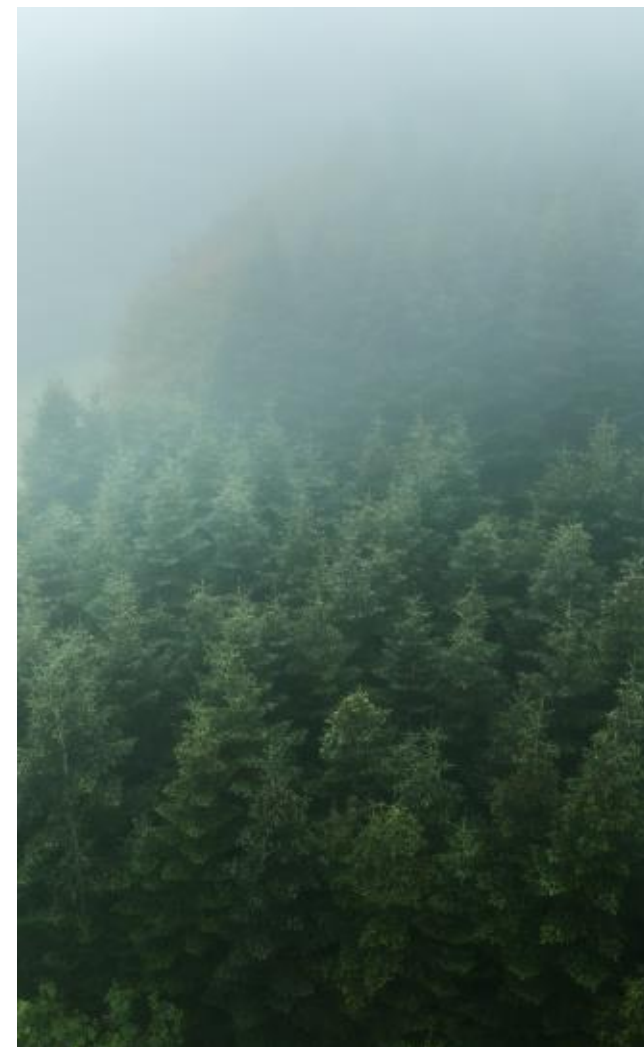
Når der i BID3 anvendes få udvalgte klimaår, vægtes resultaterne for de enkelte klimaår baseret på vægte udarbejdet i TYNDP22s clusteranalyse. Vægtningen af de tre nuværende udvalgte klimaår fremgår af tabellen herunder:

År	1995	2008	2009
Vægtning	23 %	37 %	40 %

I SIFRE-modellen anvendes der tre klimaår, når der laves beregninger. Her anvendes klimaår 2008 som normalår. År 2008 er anvendt, da det for nuværende anses for at være mest repræsentativt for et gennemsnitligt dansk klimaår. Derudover anvendes år 1990 og 2010 som henholdsvis et høj- og lavprisår. Da SIFRE-modellen leverer input til elnetmodellen PowerFactory, er elnetanalyser baseret på samme klimaår.

HVORNÅR BRUGER VI FLERE KLIMAÅR?

- **35 klimaår:** Alle 35 klimaår har tidligere været anvendt i store investeringsanalyser for fx udlandsforbindelser eller energigøer. På grund af øget beregningstid vil investeringsanalyser baseret på 35 klimaår fremadrettet være begrænset. Dog anvendes 35 klimaår i Energinets effektilstrækkelighedsanalyser (se side 20).
- **3 klimaår:** I investeringsanalyser for fx udlandsforbindelser og energigøer vil der typisk anvendes tre forskellige klimaår til at repræsentere variationen over klimaår.
- **1 klimaår:** Der laves typisk kun analyser for ét klimaår, når der laves investeringsanalyser for projekter i det interne danske elsystem. Her anvendes 2008 som normalår.



FREMSKRIVNING AF PRISEESTIMATER FOR ANLÆG OG KOMPONENTER

Energinet anvender nettoprisindekset til fremskrivning af historiske omkostninger, når disse ikke er opgjort for basisåret, på baggrund af Finansministeriets anbefaling.

Nettoprisindekset belyser forbrugerprisudviklingen friholdt for ændringer i afgifter og tilskud. Dermed afspejles den generelle prisudvikling i faktorpriser i det reelle omkostningsniveau, der bruges i business cases.

Finansministeriet anbefaler ligeledes, at man bruger et andet prisindeks, hvis projektspecifikke omkostninger og gevinster har en anden nominel prisudvikling end nettoprisindekset.

FREMSKRIVNING AF VOLL

Hvis forbrugernes betalingsvillighed for den betragtede gevinst/omkostning er afhængig af udviklingen i deres realindkomst, bør beregningsprisen for den pågældende omkostning/gevinst justeres over den betragtede projektperiode. Derfor tages der udgangspunkt i realvæksten i BNP pr. indbygger, når VoLL skal fremskrives til basisåret for analysen.

VoLL er en skyggepris, hvor forbrugernes betalingsvillighed ikke vurderes at følge den generelle forbrugsudvikling, men derimod det generelle indkomstniveau.

Det antages, at VoLL-estimer som udgangspunkt bestemmes i markedspriser.

LINK TIL PRISINDEKSER

Der tages udgangspunkt i prisindekserne fra Transportministeriets Regnearksmodel for Samfundsøkonomisk Analyse for transportområdet: [TERESA og Transportøkonomiske Enhedspriser \(dtu.dk\)](#).

Mere specifikt ligger nettoprisindekset og udviklingen i BNP per capita i excel-filen "Transportøkonomiske Enhedspriser 2.0" under fanen "Økonomiske forudsætninger".



Bilag C - Fremskrivning af priser

Alle gevinster og omkostninger rapporteres i faste markedspriser i et givent basisår. Hvis nogle omkostninger eller gevinster i projektet er opgjort i et andet år end basisåret, anbefaler Finansministeriet, at disse fremskrives til det pågældende basisår. Hvis værdier opgøres i faktorpriser (dvs. priser ekskl. skatter og afgifter) anvendes generelt nettoafgiftsfaktoren som foreskrevet af Finansministeriet til at omregne til markedspriser (dvs. priser inkl. skatter og afgifter).

ORDLISTE

Basisanalyse – Den centrale analyse, som er baseret på det bedste bud på fremtiden og konsekvenserne af de belyste alternativer. Udgangspunktet for følsomhedsanalyser.

Balance i elsystemet – Produktion og forbrug af el skal altid udligne hinanden for at opretholde frekvensniveauet på omkring 50 Hz i elsystemet.

Business case – En beskrivelse af begrundelserne for projektet og berettigelsen af projektets igangsættelse på baggrund af en samfundsøkonomisk analyse.

CO₂-kvotepriser – Markedspris for udledning af CO₂.

Dimensionerende enhed – Princippet bruges til planlægning og drift af elsystemet og siger, at eltransmissionsnettets overordnede funktioner skal forblive intakte ved udfald af en vilkårlig komponent i elsystemet.

Effekttilstrækkelighed – Sandsynlighed for, at der er nok elektricitet til rådighed for forbrugerne, når den efterspørges.

Elinfrastruktur – Omfatter alle de komponenter, som muliggør produktion, transmission og distribution af el.

Elspotmarked – Markedet for køb og salg af el. Kaldes også for day-ahead-marked.

ENTSO-E – The European Network of the of Transmission System Operators for Electricity.

ERAA - *European Resource Adequacy Assessment*.

Fast Frequency Reserve (FFR) – Anvendes til at sikre frekvensstabilitet i situationer med lav inert i elsystemet. Reserven aktiveres automatisk ved frekvensdyk til under 49,7/49,6/49,5 Hz og er aktiv, indtil FCR-D er fuldt aktiveret.

Flaskehalsindtægter – Overskud fra salg af el fra et budområde med lav pris til et prisområde med højere pris.

Forbrugeroverskud – Arealet mellem efterspørgselskurven og prisen i elspotmarkedsmodellen.

Frekvensgenopretning (aFRR) – Frequency Restoration Reserve, også kendt som sekundær reserve. Benyttes til frekvensgenopretning.

Frekvensstyret Driftsforstyrrelsesreserve (FCR-N) – Frequency Containment Reserves, også kendt som primær reserve. Benyttes til at stabilisere frekvensen i nøddriftsområdet under 49,9 Hz.

Frekvensstyret Normaldriftsreserve (FCR-N) – Reuency Containment Reserves, også kendt som primær reserve. Benyttes til at stabilisere frekvensen i nøddriftsområdet under 49,9-50,1 Hz.

Klimaår – Klimamæssigt forskellige år, som bruges til at simulere et givent fremtidigt år under forskellige historiske vejrforhold.

Manuelle reserver (mFRR) – Manuel Frequency Restoration Reserves, også kendt som tertiær reserve. Benyttes til balanceudligning. Begrebet dækker over den kapacitet, aktører stiller til rådighed efter aftale med Energinet.

Nettab – Strøm, der går tabt ved transport fra A til B gennem ledninger, kabler og transformestationer.

Nettoafgiftsfaktor – Anvendes til at omregne faktorpriser (priser eksklusive indirekte skatter, afgifter og tilskud) til markedspriser.

Nulalternativ – Beskriver den forventede situation uden gennemførelse af det analyserede tiltag.

Nødstart – Energinet betaler aktører for at kunne starte elsystemet op fra dødt net i tilfælde af blackout. Kan også betegnes dødstart.

Prisområde – Det største geografiske område, hvor markedsaktører kan handle elektricitet uden begrænsninger grundet interne flaskehalse. Danmark er delt i prisområderne DK1 og DK2. Et prisområde kaldes også for en budzone.

Producentoverskud – Arealet mellem udbudskurven og prisen i markedsligevægten i elspotmarkedsmodellen.

Reserver – Indkøbt elkapacitet, som aktører stiller til rådighed i tilfælde af udfald af største produktionsenhed eller udvekslingskapacitet. Generel betegnelse for de systemydelser i form af energiaktivering og kapacitet, som Energinet indkøber til at opretholde en stabil og sikker drift af elsystemet.

Samfundsøkonomi – Økonomisk analyse af fordele og ulemper for samfundet ved et vilkårligt investeringsprojekt.

Systembærende egenskaber – Ydelser, der ikke umiddelbart kan tilvejebringes i reservemarkederne for aktiv effekt, og som er nødvendige for at sikre stabil drift af det overordnede elsystem. Ydelserne kan fx være kortslutningseffekt, kontinuert spændings- og MVAR-regulering, dynamisk spændingsstøtte under fejl og eventuelt inert i.

Transitkompensation – Kompensation for nettab i elnettet i et givent land, som er forårsaget af øget transit af el mellem nabolande.

Transmissionsnet – Det overordnede forsyningsnet for el, naturgas, og fjernvarme, som kan føre store energimængder over lange afstande.

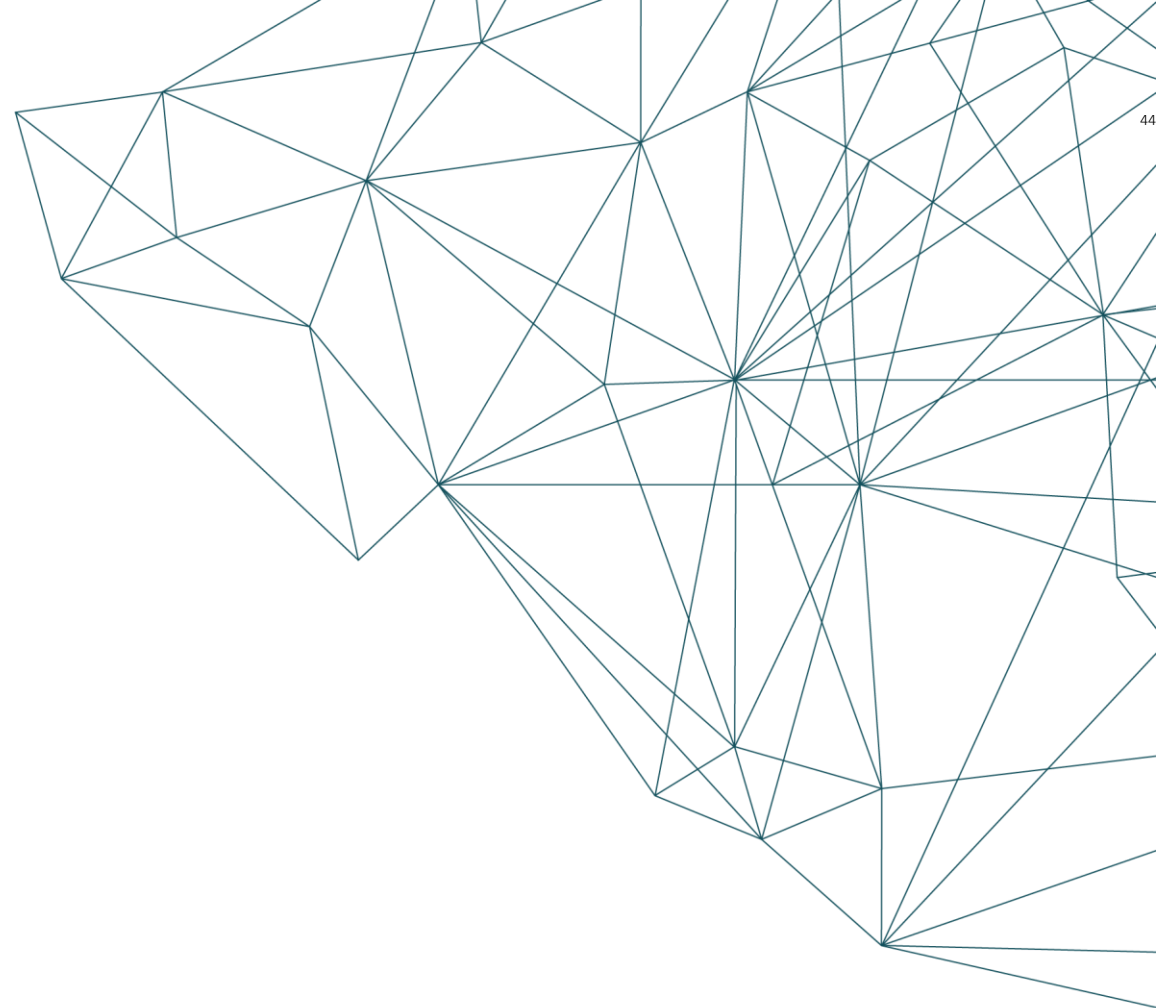
TYNDP – *Ten-Year Network Development Plan*.

Udetid – En periode, hvor en del af elnettet ikke er i drift grundet havari eller vedligehold.

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.