



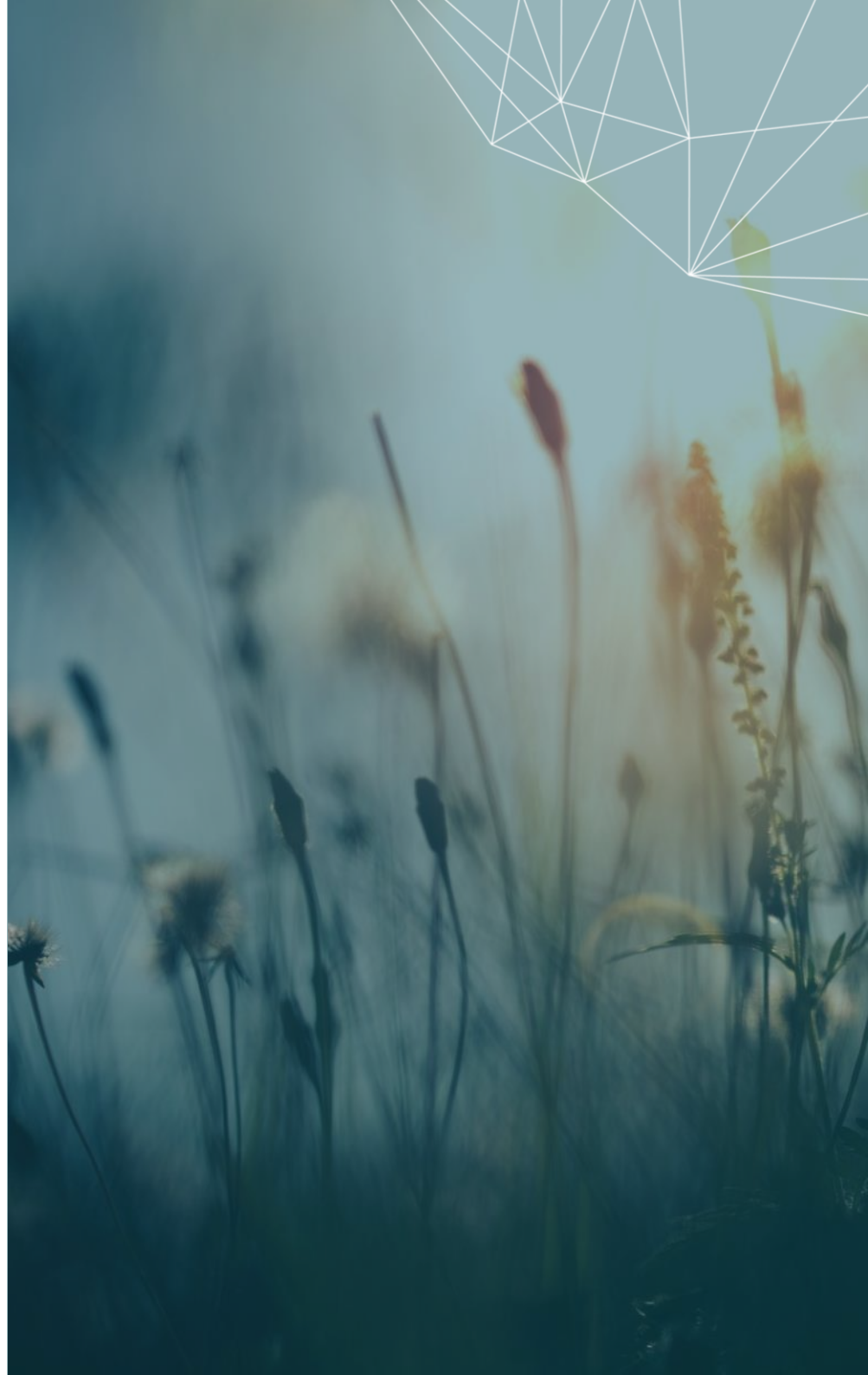
METODENOTAT FOR ENERGINETS SAMFUNDSØKONOMISKE VURDERINGER AF ELTRANSMISSIONS- PROJEKTER

Investeringsplanlægning, November 2022



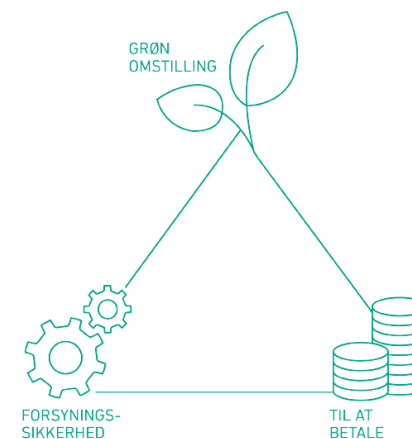
INDHOLD

1. Energinets virke.....	3
2. Metodisk analysetilgang.....	4
3. Generel analyseramme.....	5
4. Forudsætninger.....	6
5. Samfundsøkonomi og effekter i analyserne.....	7
1. Markedseffekter.....	10
2. Forsyningsikkerhed.....	14
3. Omkostninger til systemydelser.....	20
4. Omkostninger til anlæg	24
5. Andre effekter.....	30
6. Bilag.....	35
7. Ordliste.....	38



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 danner metodegrundlag for Energinets arbejde med **samfundsøkonomiske konsekvensvurderinger** af potentielle eltransmissionsprojekter.

Metoden 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. For visse projekter vurderes fordelene ved et projekt at være uforholdsmæssigt store relativt til omkostningerne til gennemførelse af projektet. I disse tilfælde vurderes en værdisætning af gevinsterne at være overflødig. I denne type projekter vil vurderingen af projektets gevinster indgå som en beskrivelse af rationalet for projektet. Der vil derfor alene gennemføres en omkostningsanalyse. Dette kan være projekter såsom reinvestering af centrale transmissionslinjer. Der kan desuden være lovgivningsmæssige forhold, der gør, at visse projekter gennemføres. Her gennemføres ligeledes en omkostningsanalyse.

¹Vejledning om samfundsøkonomiske konsekvensvurderinger (fm.dk)

²Samfundsøkonomiske analysemetoder | Energistyrelsen (ens.dk)

GENEREL ANALYSERAMME FOR ANLÆGSPROJEKTER I ENERGINET

Når et behov er blevet identificeret i Energinets behovsanalyser, undersøger Energinet, hvordan en potentiel investering påvirker samfundsøkonomien i Danmark enten i form af en cost-benefit-analyse eller en omkostningseffektivitetsanalyse alt efter den konkrete problemstilling. Ved anlægsprojekter, som kommer af et behov identificeret af Energinet i form af nyinvesteringer eller reinvesteringer, anvendes en cost-benefit-analyse, som sammenvejer investeringens omkostninger og gevinster for at finde ud af, om der samlet set er en positiv samfundsøkonomisk effekt af investeringen. Ved anlægsprojekter, som stammer fra Energinets lovmæssige forpligtelser (3. parts projekter eller politiske pålæg), anvendes i hovedreglen en omkostningseffektivitetsanalyse, hvor der sigtes efter at finde det mest omkostningseffektive initiativ til at indfri et lovbundet mål.



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.

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 alle 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 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 et givent år på baggrund af den samfundsøkonomiske diskonteringsrate fastlagt af Finansministeriet. Analysens tidshorisont bestemmes oftest ud fra levetiden for investeringen.

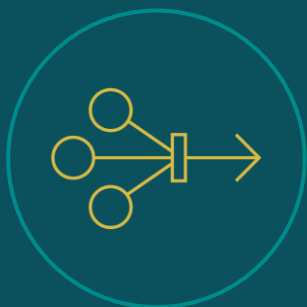
Afledte makroøkonomiske effekter fx i form af ændret udenrigshandel eller beskæftigelseseffekter medtages jf. Finansministeriet ikke i Energinets analyser.

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 i dag (2022) 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) i det samlede europæiske elsystem og udfører effekttilstrækkelighedsanalyser.

SIFRE

SIFRE (Simulation of Flexible and Renewable Energy systems) simulerer elspotmarkedet i Danmark, men er ikke begrænset hverken geografisk eller i forhold til energitype. SIFRE er udviklet med fokus på at understøtte simuleringer af et stadigt mere fleksibelt og integreret energisystem.

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 udføres oftest 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:

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

Følsomhedsanalyser kan også udføres som scenarier, eller der kan gennemføres Monte Carlo-simuleringer for at belyse det samlede udfaldsrum for de identificerede usikkerheder.

³ Årlig udgivelse, læs mere her: [Analyseforudsætninger til Energinet 1. Energistyrelsen \(ens.dk\)](https://energinet.dk/Analyse-og-Forskning/Beregning/modeller)

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 simuleringermodeller her: <https://energinet.dk/Analyse-og-Forskning/Beregning/modeller>

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 (2022) 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.

BELYSTE EFFEKTER

Emne	Effekt	Projekt mellem pris-områder	Projekt inden for ét prisområde
Markeds-effekter	Handelsgevinster	X	
	Transitkompensation	X	
Forsynings-sikkerhed	Effekttilstrækkelighed	X	
	Nettilstrækkelighed	X	X
	Systemikkerhed	X	X
Omkostninger til systemydelse ⁷	Reserver	X	X
	Nødstart	X	X
	Systembærende egenskaber	X	X
Omkostninger relateret til anlæg	Anlægsomkostninger (CAPEX)	X	X
	Drift og vedligehold (OPEX)	X	X
	Reetableringsforpligtelse (ABEX)	X	X
	Nettab	X	X
	Udetid	X	
Andre effekter	Klimapåvirkning	X	X
	Indpasning af vedvarende energi	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.

⁷ Systemydelse er redskab, der kan anvendes til at opretholde forsyningsikkerheden. "Omkostninger til systemydelse" dækker derfor over omkostninger til at opretholde forsyningsikkerheden.

An aerial photograph of a dense, lush green forest. The trees are packed closely together, creating a vibrant green canopy. In the upper left portion of the image, a faint rainbow is visible, its colors blending into the misty atmosphere. The overall scene is serene and natural.

MARKEDSEFFEKTER



HANDELSGEVINSTER

Forskel i elspotpriser mellem prisområder er afledt af fysiske begrænsninger for udveksling af el 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.

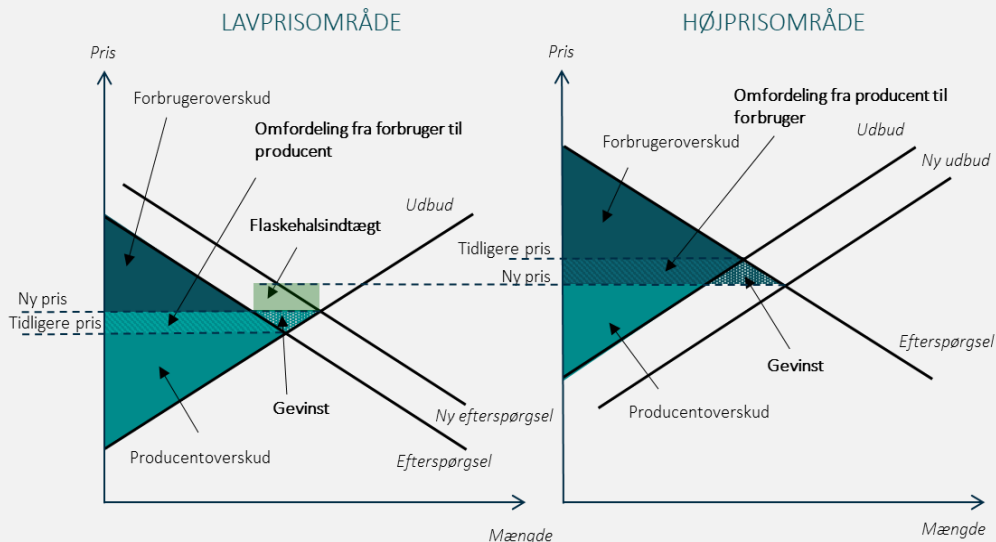
Når to prisområder forbindes, eller når kapaciteten på eksisterende forbindelser ændres, påvirkes markedsligevægten i begge prisområder. Priserne i de to områder vil nærme sig hinanden, og produktion og forbrug i de to områder vil tilpasse sig den nye markedsligevægt. Samlet stiger velfærden i begge områder, da markedet bliver større. Denne effekt benævnes typisk handelsgevinster og kan opdeles i ændringer for producenter og forbrugere samt flaskehalsindtægter⁸.

Typisk er handelsgevinsterne et af de væsentligste elementer, når der etableres en interconnector. Omvendt vil der ikke være handelsgevinster ved projekter, som kun påvirker ét enkelt prisområde. Handelsgevinsterne estimeres i Energinets elspotmarkedsmodel 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. Bemærk, at det er nettoændringen i flaskehalsindtægter på samtlige danske udlandsforbindelser, der inddrages og ikke kun 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. Eksisterende 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 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.

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 modtager af kompensation fra ordningen, da vi har betydelig transit af strøm fra udlandet gennem elsystemet.

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.

⁹ Læs mere om ITC-ordningen [her](#)

HVORDAN BEREGNES TRANSITKOMPENSATIONEN?

Transitkompensation for år x estimeres ved:

$$\text{Transitkompensation for år } x = \text{historisk transitkompensation} \cdot \frac{\text{Transitformel for alternativ a}}{\text{Transitformel for referencen}}$$

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 8.760 timer.

¹⁰ I nogle tilfælde vil det ikke være nulalternativet, som 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.



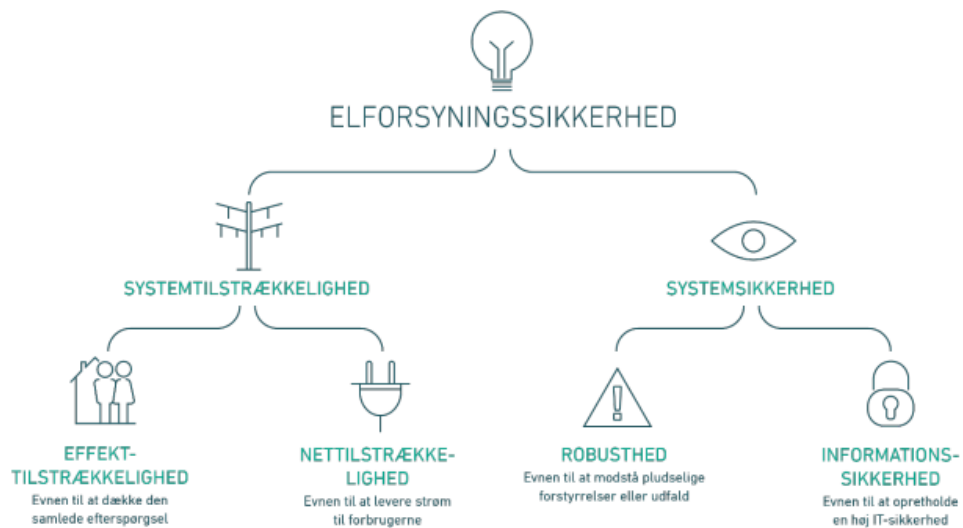
FORSYNINGSSIKKERHED

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 inkluderes i konsekvensvurderinger for projekter, som kan forringe/øge effekttilstrækkeligheden. Det vil typisk være relevant ved etablering af forbindelser mellem prisområder.

NETTILSTRÆKKELIGHED

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

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.

De samfundsøkonomiske konsekvenser ved udetid ifm. fejl og ligeledes omkostninger til at øge robustheden i nettet inkluderes i business casen for et projekt.

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.

EFFEKTILSTRÆKKElighed

METODE TIL BEREGNING AF EFFEKTILSTRÆKKElighed

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 eltransmissionskapacitet mellem prisområder, fx interconnectorer også betegnet udlandsforbindelser, vil typisk påvirke effekttilstrækkeligheden. Omvendt vil investeringer i det interne eltransmissionssystem inden for de to danske prisområder typisk ikke påvirke effekttilstrækkeligheden.

IKKE-LEVERET ENERGI (EUE, EXPECTED UNSERVED ENERGY)

Ved vurderinger af effekttilstrækkelighed benytter Energinet en sandsynlighedsbaseret modellering, typisk elspotmarkedsmodellen 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 tilstrækkeligt 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.

VALUE OF LOST LOAD (VoLL)

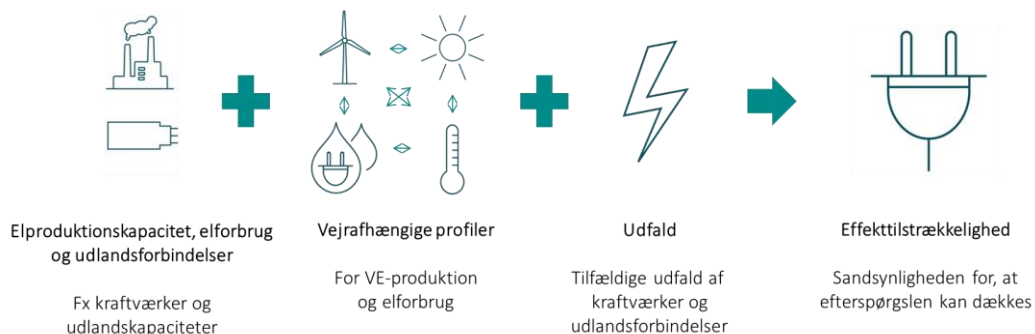
Til værdisætning af ikke-leveret energi fra et samfundsøkonomisk perspektiv anvendes estimater af 'Value of Lost Load' (VoLL).

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 ikkevarslet mv.).

Nuværende estimat er fastsat på baggrund af DAMVAD-rapporten fra 2015¹¹. Der undersøges, hvordan VoLL varierer på baggrund af 4 forskellige forbrugsgrupper. Forbrugergrupperne varierer i VoLL og spænder fra 22 DKK/kWh for husholdninger til 276 DKK/kWh for servicefag ved et afbrud på fire timer. Til at værdisætte omkostninger ved afbrudt elforsyning anvendes den forbrugsvægtede gennemsnitsomkostning ved et afbrud på fire timer.

Estimater af VoLL er forbundet med væsentlig usikkerhed, men udgangspunktet for VoLL er 150 DKK/kWh i 2017-priser.

Metode bag beregninger af effekttilstrækkelighed



¹¹ <https://ens.dk/ansvarsomraader/el/elforsyningsikkerhed>

NETTILSTRÆKKEIGHED

Nettilstrækkelighed er elnettens 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). Hvis der findes sådanne begrænsninger, kan det skabe udfordringer i form af overbelastninger, når markedsligevægten skal håndteres fysisk i elsystemet. Man siger, at marked og fysik ikke matcher.

Når elnettet ikke er tilstrækkeligt, kan det medføre overbelastninger i elsystemet, når strømmen skal transporteres mellem produktions- og forbrugssted. Konsekvensen af ovenstående problematik kan være følgende:

- *Behov for nedregulering af produktion*
- *Behov for at aflaste forbrugere.*

Hvis elnettet ikke er tilstrækkeligt, vil der være behov for at nedregulere elproduktionen, da det ikke er muligt at transportere strømmen hen, hvor den efterspørges.

Herved kan der ske to ting:

1. Hvis der er mulighed for at imødekomme forbruget

ved at producere el fra andre produktionsenheder, der ikke er begrænset af interne flaskehalse, aktiveres disse. Dette betegnes specialregulering eller modhandel, hvis det sker via udlandsforbindelser.

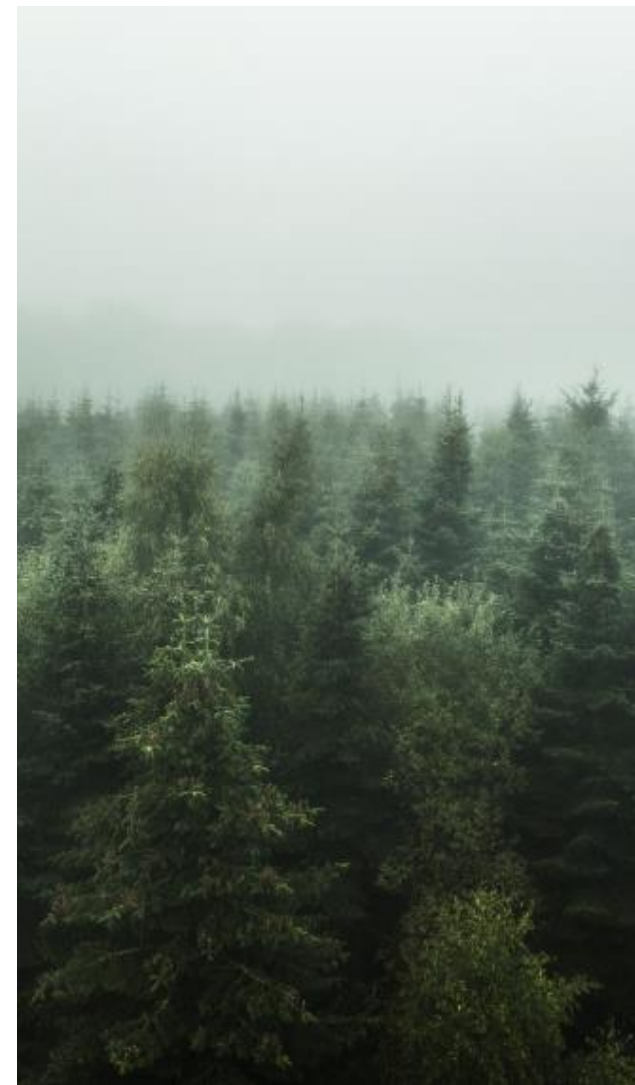
2. Hvis der i området ikke er nogen produktionsenheder, der kan aktiveres og levere til forbrugsområdet grundet interne flaskehalse, vil der være behov for at aflaste forbrugere. Det vil sige, at det i dette tilfælde ikke vil være muligt at forsyne forbrugere.

Udbygninger af eltransmissionssystemet kan i de to tilfælde aflaste udfordringer med nettilstrækkelighed. Værdien heraf er således relevant at inkludere i Energinets investeringsanalyse.

Estimering af nettilstrækkelighed

Typisk vil udfordringer med nettilstrækkelighed alene medføre et behov for at nedregulere elproduktionen, da der vil være andre forsyningsveje til forbrugerne. Energinets metode til værdisætning heraf findes på næste side.

Hvis der ikke er mulighed for at forsyne alle forbrugere grundet udfordringer med nettilstrækkelighed, værdisættes mængden af ikke-leveret energi med VoLL.



NETTILSTRÆKKElighed - ÆNDRET OVERFØRINGSEVNE OG VÆRDISÆTNING AF PRODUKTION

Oftentimes bliver produktion af vedvarende energi tilsluttet langt fra større forbrugscentre, hvilket potentielt kan føre til overbelastninger i elsystemet, når strømmen skal transporteres mellem produktions- og forbrugssted, da der ikke er nok kapacitet i elnettet. Dette refereres også til som begrænset/udfordret nettilstrækkelighed.

Udbygninger af eltransmissionssystemet vil dermed kunne aflaste sådanne overbelastninger, og værdien heraf er dermed relevant at inkludere i Energinets investeringsanalyse.

Hvis problematikken med en udfordret nettilstrækkelighed ikke håndteres, vil det være nødvendigt at justere elspotmarkedets fordeling af produktion/forbrug i elsystemet.



Her er en illustration af, hvor produktionen ikke kan møde forbrug pga. en intern flaskehals i det vstdanske marked

Det vil ske ved efterfølgende reguleringer via regulerkraftmarkedet, hvor fx elproduktion mindskes (nedregulering) på en side af begrænsningen i

eltransmissionssystemet, og elproduktion øges (opregulering) på den anden side. Denne form for regulering inden for ét prisområde betegnes specialregulering. Reguleringen kan også ske fra udlandet via udlandsforbindelser, hvilket betegnes modhandel.

Specialregulering/modhandel

Specialregulering eller modhandel betyder, at mere effektive producenter ikke får lov til at producere el pga. fysiske kapacitetsbegrænsninger i nettet. Det medfører et samfundsøkonomisk tab sammenlignet med en situation uden behov for specialregulering eller modhandel.

Værdisætning af gevinst ved øget overføringsevne

Gevinsten ved at øge overføringsevnen i elsystemet og derved reducere mængden af forventede overbelastninger bestemmes ved produktet af ændring i overbelastningsenergi og den relevante pris.

Ændringen i overbelastningsenergi estimeres i Energinets elnetmodel PowerFactory på baggrund af elspotmarkedsligevægte bestemt i Energinets elspotmarkedsmodel SIFRE. Overbelastningsenergi bestemmes på timeniveau.

Den anvendte pris er et estimat på forskellen i marginale produktionsomkostninger for de enheder, som henholdsvis op- og nedreguleres.

Typisk vil det være vedvarende energi fra vind og sol, som er årsagen til de forventede overbelastninger i elsystemet. Således vil det være vind- eller solproduktion, som ofte skal nedreguleres. Elproduktion fra både vind og sol antages at have en marginal produktionsomkostning på nul.

Elproduktionen, som omvendt skal opreguleres på den anden side af overbelastningen, antages at være en producent, som lige nøjagtigt ikke er blevet aktiveret i elspotmarkedet. På den baggrund antages den opregulerede

elproduktion at have marginale produktionsomkostninger svarende til elspotprisen.

På baggrund af ovennævnte antagelser vil prissætning af overbelastningsenergi svare til de estimerede elspotpriser fra SIFRE, når det er vind eller sol, der nedreguleres, da dette afspejler differencen i marginale produktionsomkostninger for de to producenter.

Hvis produktion ikke stammer fra vedvarende energikilder

I nogle tilfælde vil det ikke være entydigt, at det er vedvarende energiproduktion fra vind og sol, der skal nedreguleres for at håndtere forventede overbelastninger. Derfor kan det i tilfælde heraf ikke antages, at den produktionsenhed, der nedreguleres, har marginale produktionsomkostninger på nul.

I stedet vil den historiske forskel på op- og nedreguleringspriser være udgangspunkt for prissætningen af overbelastningsenergi.

Forskellen mellem op- og nedreguleringspriserne antages at approksimere forskellen i marginale produktionsomkostninger for enhederne, der op- og nedreguleres.

Forskellen mellem op- og nedreguleringspriser sættes relativt til elspotpriserne, da Energinet på nuværende tidspunkt ikke har en fremskrivningsmodel til at fremskrive priser i regulerkraftmarkedet. Dermed fremskrives disse ud fra fremskrivninger af elspotpriserne.

I en fremtid med bl.a. storskala VE og storforbrugere såsom PtX-anlæg, er det sandsynligt, at disse erstatter termisk produktion og byder ind på et balanceringsmarked. Energinet arbejder dermed på en metode for værdisætningen af produktion, der tager højde for en fremtid med VE-udbydere og forbrug, der byder ind i et balanceringsmarked.



SYSTEMSIKKERHED

Den del af systemsikkerhed, som omhandler robusthed, bliver belyst i Energinets konsekvensvurderinger for eltransmissionsprojekter, når en investering påvirker robustheden i elnettet. Robustheden i elsystemet omhandler elsystemets evne til at modstå pludselige driftsforstyrrelser.

Ofte vil vurderingen af systemsikkerhed være af kvalitativ karakter, medmindre betydningen for ikke-leveret energi estimeres.

I tilfælde, hvor det er muligt at estimere betydningen af ikke-leveret energi, anvendes ofte en risikobaseret tilgang til at bestemme værdien af øget robusthed i elnettet. Til at bestemme ændringen i risiko for pludselige driftsforstyrrelser estimeres sandsynligheden for, at driftsforstyrrelser opstår, genoprettelsestiden bestemmes – den tid, der går, før elsystemet igen er tilbage i normaldrift, og mængden af ikke-leveret energi i perioden bestemmes. Til at værdisætte mængden af ikke-leveret energi anvendes estimerer for VOLL.

Den anden del af systemsikkerhed, informationssikkerhed, er ikke inkluderet i projekter omfattet af indeværende metodenotat.

A wide-angle photograph of a dense forest of evergreen trees, likely spruce or fir, stretching across a valley. The sky is overcast and hazy, creating a soft, diffused light. The trees in the foreground are darker and more detailed, while those in the distance are lighter and less distinct due to atmospheric haze.

OMKOSTNINGER TIL SYSTEMYDELSER

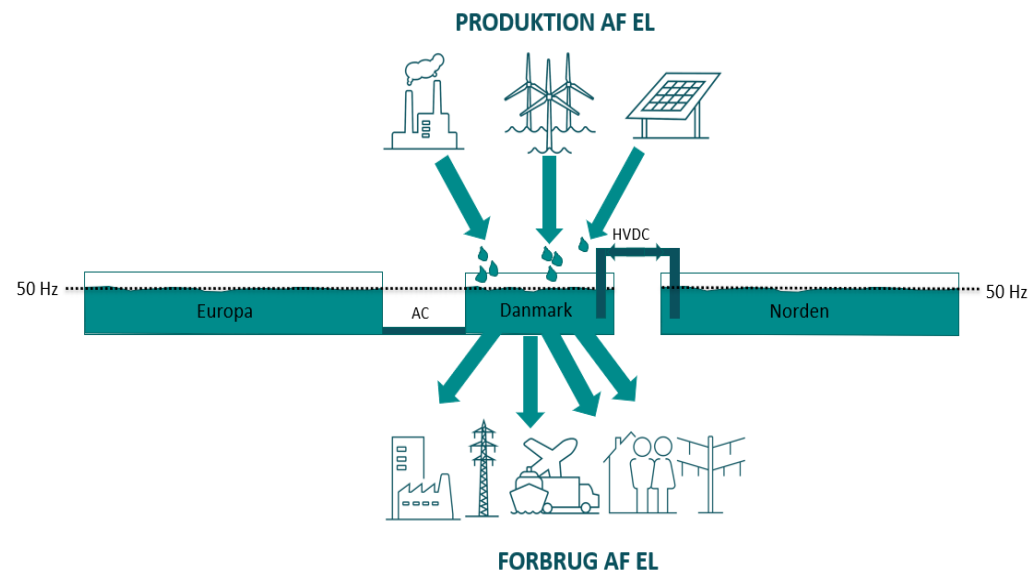
SYSTEMYDELSER

I elsystemet skal der altid være balance mellem forbrug og produktion for at kunne sikre en sikker og stabil drift af systemet. Systemydelse er dermed værktøjer, der kan anvendes til at opretholde en høj forsyningsikkerhed. 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.

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 relativt 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.¹²

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

¹² Læs mere om de forskellige systemydelser, herunder reservetyper, [her](#).



RESERVER

Balancering er vigtig for at kunne opretholde forsyningsikkerheden i et elsystem med en stigende mængde fluktuerende vedvarende energi, og til dette anvendes bl.a. reserver. Når Energinet indpasser mere vedvarende energi eller bygger større anlæg, ændres behovet for reserver.

Investeringer i eltransmissionssystemet kan både påvirke behovet eller prisen for de forskellige reservetyper. Det kan både være en samfundsøkonomisk gevinst eller omkostning, hvilket er relevant at inddrage i business casen.

Dok. nr. 22/08396-1 Offentligt



NØDSTART

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

Derudover er der også mulighed for at anvende udlandsforbindelser til nødstart. At få en ny udlandsforbindelse vil dog typisk ikke medføre nogle samfundsøkonomiske effekter, da man 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.¹³ 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. Ofte vil effekten dog være nul.

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

¹³ 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 (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 nyetablering af nye reserveanlæg¹⁴ og historiske reservepriser er blevet anvendt til prissætning af ændringer i reservebehovet.

Fx er en pris på ca. 300.000 DKK/MW/år typisk anvendt som en approksimation for etablering af nye gasturbiner som spidslast-/reservekapacitet.

¹⁴ <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.

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. 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"*.

Ligeledes kan behovet for reserveaktivering sænkes, når der foretages reinvesteringer, hvor ældre komponenter med større risiko for havari udskiftes. I disse tilfælde laves der oftest en kvalitativ vurdering med fokus på forsyningsikkerhed, som indgår i business casen, se både afsnit om *"Nettilstrækkelighed"* og *"Systemsikkerhed"*.

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 ([energiteleværende aftaler](#)). Alternativt kan en teknologibaseret tilgang til værdisætning tages i anvendelse.¹⁵



¹⁵ <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. Dette kunne 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.



A photograph of a dense forest with tall, slender trees and thick undergrowth. The scene is misty, with soft light filtering through the canopy. The trees are mostly deciduous with green leaves. The ground is covered in a layer of green and brown vegetation.

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 nettoafgiftsfaktoren.¹⁶

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. 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 (max) 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. Risikopoljen 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.

I nogle analyser kan det være relevant at inkludere en scrap-/restværdi af visse komponenter med en længere levetid end analyseperioden. Restværdien placeres i analyseperiodens sidste år og bestemmes ud fra et princip om lineær afskrivning.

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.



¹⁶ Se finansministeriets vejledning: [Vejledning om samfundsøkonomiske konsekvensvurderinger \(fm.dk\)](#),

OMKOSTNINGER TIL DRIFT, VEDLIGEHOOLD OG REETABLERING

Drift- og vedligeholdelseskostninger

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.

Drift- og vedligeholdelseskostningerne opgøres på baggrund af erfaringspriser. Drift- og vedligeholdelseskostninger 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 anlægskostningerne.



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 afværge 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

- *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)**. Det vurderes på analysetidspunktet som det mest sandsynlige bud på de faktiske anlægsomkostninger. Byggerenter medtages ikke, da anlægsomkostninger fordeles over anlægsperioden og diskonteres, hvorved diskonteringsfaktoren indregner omkostningen ved at fremrykke anvendelsen af ressourcer. Drift- og vedligeholdsomkostningerne fremstilles relativt til nulalternativet og er dermed en delbetragtning.

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. Energitalbet 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 ændret nettab 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. 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 den 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.

Ændringerne i nettab på grund af ændret transit igennem det danske elnet bør i udgangspunktet opvejes af en tilsvarende ændring i transittkompensationen 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 nettabshåndtering er derfor inkluderet i handelsgevinsterne og indgår således ikke i nettabsposten.

I dag (2022) 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 nettabshåndtering, 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 ifm. design og vil typisk være relevant at inddrage, hvis det er relevant at sammenligne udetid i forbindelse med fremstilling af flere alternativer.

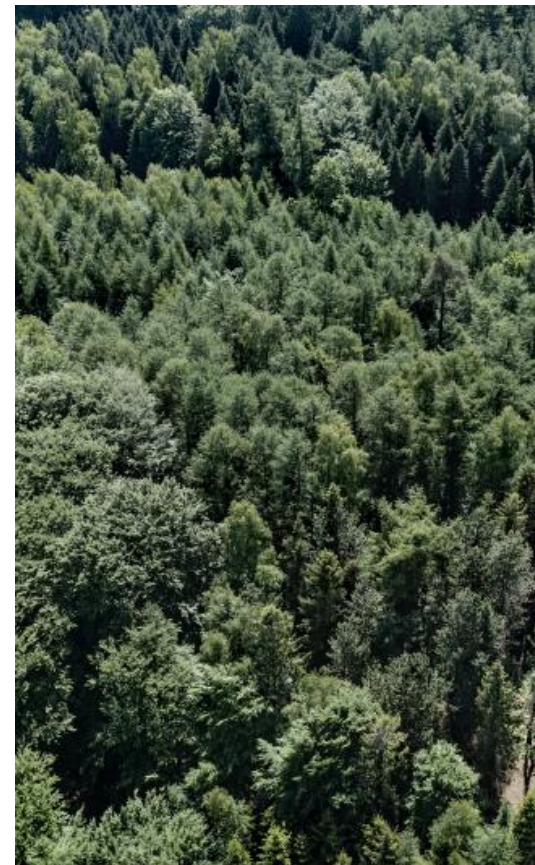
Udlandsforbindelser

I Energinets elspotmarkedssimuleringer antages udlandsforbindelser altid at være tilgængelige. Derfor skal der efterfølgende korrigeres for udetid, som vil indtræffe i løbet af levetiden. Udetidsposten omfatter gevinster (typisk handelsgevinster og transitkompensation) samt omkostninger (typisk nettab), som ikke realiseres grundet udetid.

Antagelser om udetidsprocenten i løbet af levetiden for udlandsforbindelser har enten være baseret på historisk data for lignende forbindelser eller på forventet udetid baseret på den tekniske udformning af forbindelsen.¹⁷

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. Beregningen er på nuværende tidspunkt (2022) for perioden 2012 til 2020. 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. Beregningen er på nuværende tidspunkt (2022) baseret på perioden 2013 til 2021.





ANDRE EFFEKTER

KLIMAPÅVIRKNING

CO₂-effekt

Et alternativs CO₂-effekt opgøres som den direkte effekt på CO₂-udledningen fra den danske elsektor.

Projekter med forventet klimateffekt skal redegøre for:

- Ændringen i CO₂-udledning over projektets levetid
- Nutidsværdien af ændringen i CO₂-udledning
- CO₂-skyggeprisen.

Effekten rapporteres særskilt i afsnittet om klimapåvirkning enten på årsbasis eller over levetiden for projektet og anvendes som udgangspunkt for beregning af nutidsværdi og skyggepris.

Skyggeprisen på CO₂

Angiver den samfundsøkonomiske omkostning per reduceret ton CO₂. Skyggeprisen ved en reduktion i CO₂-udledningen opgøres ved at summere de samfundsøkonomiske gevinster og omkostninger (DKK), undtagen gevinsten ved CO₂-reduktionen, og dividere resultatet med CO₂-reduktionen. Dermed 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 CO₂.

Ved projekter mellem forskellige prisområder i elmarkedet (fx udlandsforbindelser), opgøres udover den direkte effekt på CO₂-udledningen fra den danske elsektor også den direkte effekt på CO₂-udledningen fra den europæiske elsektor. Dog anvendes den danske effekt som udgangspunkt for beregning af nutidsværdi og skyggepris.



Interne netudbygninger

Ændringen i CO₂-udledningen på grund af investeringer internt i det danske eltransmissionssystem er baseret på:

- Ændringen i overbelastningen af nettet ift. nulalternativet
- Energistyrelsens fremskrivning af CO₂-udledning fra det danske elforbrug
- 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, beregnes ændringen i CO₂-udledning som; ændringen i overbelastning af nettet gange den gennemsnitlige CO₂-udledning fra dansk elforbrug.

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

Forbindelser mellem prisområder

Ændringen i CO₂-udledning på grund af fx etablering af en interconnector er baseret på elspotmarkedsmodelleringer i Energinets BID3-model. Den samfundsøkonomiske værdi af ændringer i CO₂-udledning fra elsektoren er indlejret i opgørelsen af handelsgevinster for udlandsforbindelser.

Usikkerhed på CO₂-pris

CO₂-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](#).



INDPASNING AF VEDVARENDE ENERGI

Indpasningen af vedvarende energi indgår som et af investeringskriterierne, når Energinet udarbejder en business case.

I nogle tilfælde vil der blot indgå en kvalitativ beskrivelse af muligheden for at indpasse en vis mængde vedvarende energi i et projekt.

I andre tilfælde værdisættes gevinsten af enten ændringen i afkortning af vedvarende energi eller afværget nedregulering af vedvarende energi med de vægtede elspotpriser, dog ikke som en selvstændig post i investeringsanalysen. Værdien opfanges indirekte, når handelsgevinsterne regnes, hvis der er tale om etablering af en interconnector eller, når værdien af øget overføringsevne beregnes, hvis der er tale om interne netforstærkninger. Her indgår værdisætningen dermed i under investeringskriteriet samfundsøkonomi.

Hvis der er tale om etablering af en interconnector, så vil ændringen i afkortning af vedvarende energi samt de vægtede elspotpriser anvendes til værdisætning via en modelkørsel i BID3.

Hvis der er tale om interne netforstærkninger beregnes den afværgede nedreguleringsmængde i PowerFactory og prissættes med de vægtede elspotpriser estimeret i SIFRE.

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 elspotpris i BID3.
	- Forbrugeroverskud	Gevinst til forbrugerne, som afregnes til en pris lavere end deres betalingsvillighed.	Forbrugsmængde. Modelkørsel i BID3.	Prisforskel mellem betalingsvillighed og elspotpris 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.	Forventet ikke-leveret energi. Modelkørsel i Power Factory.	Pris, som forbrugere er villige til at betale for at undgå strømafbrydelse. Value of Lost Load (VoLL).
	- Øget overføringsevne	Gevinst ved undgået op- og nedregulering, da overbelastning i det interne net reduceres.	Overførsel på de relevante forbindelser. Modelkørsel i PowerFactory.	Elspotpris i SIFRE.
	Systemsikkerhed	Elsystemets evne til at håndtere pludselige driftsforstyrrelser.	Forventet ikke-leveret energi. Modelkørsel i SIFRE eller Power Factory.	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 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

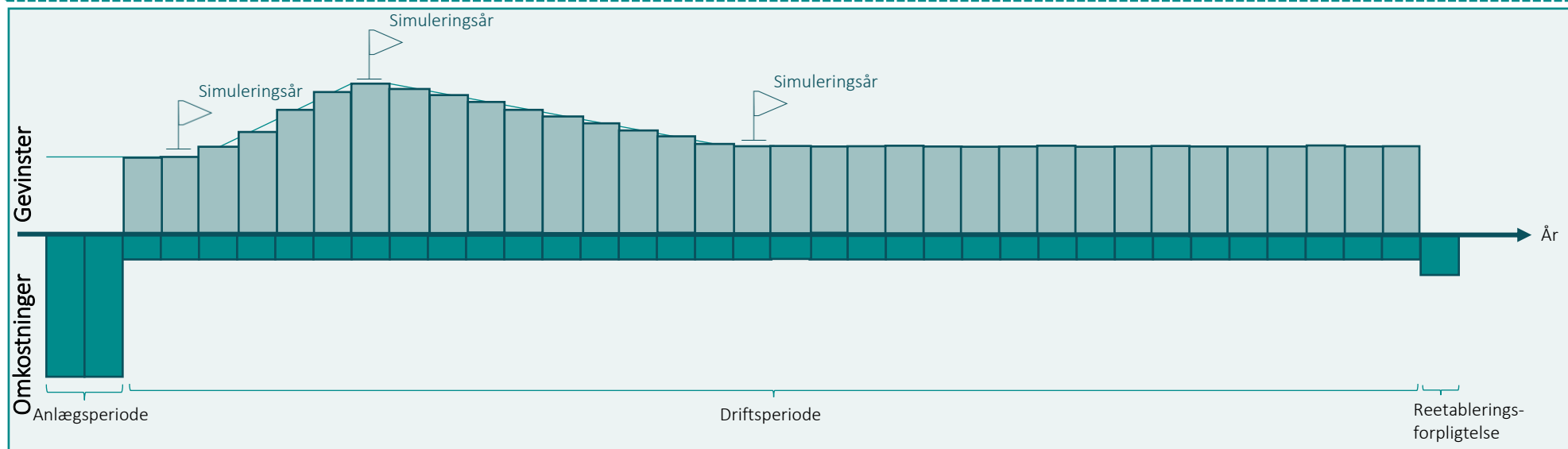


BILAG A – SAMMENSTILLING AF EFFEKTER

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 (i 2022) har Energinet indarbejdet udlandsdata for årene 2025, 2030 og 2040, som derfor kan simuleres.

I Energinets energisystemmodel SIFRE, som alene simulerer det danske energisystem, kan hvert enkelt år frem til 2040 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 2040, 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 relevant 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 2045 være det samme som i 2040. 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 er repræsentative for en større gruppe klimaår med forskellige karakteristika. Disse er udvalgt på baggrund af TYNDP22s clusteranalyse, og er klimaår 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 fremtidigt (fra år 2023) 3 klimaår, når der laves beregninger. Her anvendes klimaår 2008 som normalår. År 2008 er anvendt, da det for nuværende (i 2022) anses for at være mest repræsentativt for et gennemsnitligt dansk klimaår. Derudover anvendes år 1990 og 2010 som 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 anvendes typisk i store investeringsanalyser. Det kunne for eksempel være i forbindelse med etablering af en ny udlandsforbindelse.
- **3 klimaår:** I investeringsanalyser, hvor det vurderes for tidskrævende at anvende alle 35 klimaår, er der i stedet udvalgt tre forskellige klimaår til at repræsentere variationen over klimaår.
- **1 klimaår:** Der laves typisk kun analyser for et klimaår, når der laves investeringsanalyser for projekter i det interne danske elsystem. Her anvendes 2008 som normalår.



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 – European association for the cooperation of transmission system operators for electricity.

ERAA - *European Resource Adequacy Assesment*.

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) – Requency 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 kaldet 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.

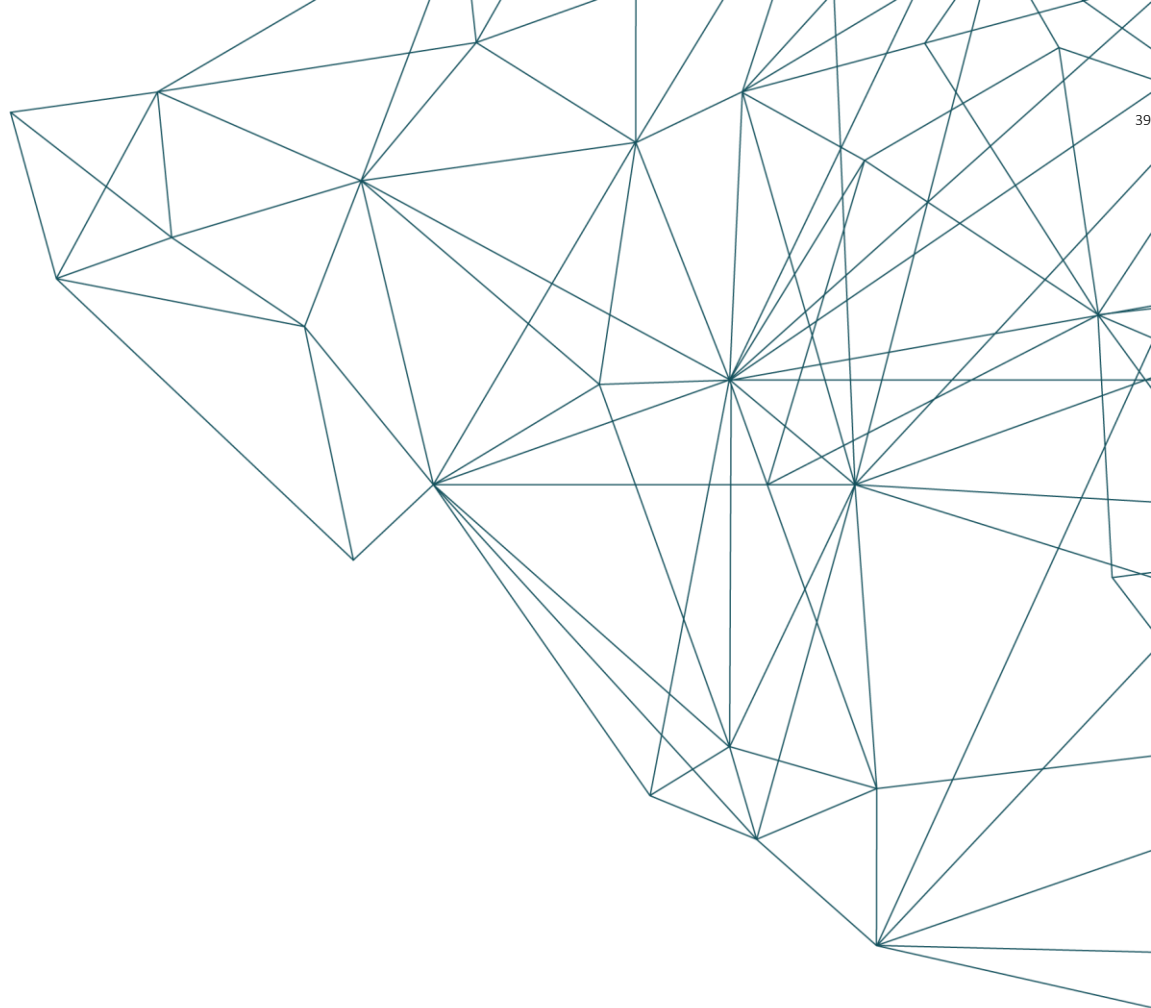
TYNDP – *Ten-Year Network Development Plan*.

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.