



ENERGINET

REDEGØRELSE FOR ELFORSYNINGSSIKKERHED

2024

BILAG 2.2

Resultatnotat – Energinets effekttilstrækkelighedsberegninger

INDHOLDSFORTEGNELSE

Hvad viser analysen?	3
Nøgletal for effektilstrækkelighed	4
Forskellige tidsperspektiver	5
Variation på tværs af vejrår	6
Variation i størrelsen af effektmangel og en uge med brownout	7
Stigende importbehov i de værste timer	8
Sammenligning af effektilstrækkelighed på tværs af Europa	9
Sammenligning af årets resultater med sidste års resultater	10
Ændrede udlandsforudsætninger	11
Følsomhedsberegninger	12

FORMÅL

Energinet ønsker med dette notat at give interessenter en dybere indsigt i Energinets effektilstrækkelighedsvurderinger end præsenteret i redegørelsens hovedrapport. Notatet læses således bedst i sammenhæng med siderne om effektilstrækkelighed i hovedrapporten. Samtidig benyttes notatet til opfyldelse af § 47, stk. 3, i bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet mv.¹

Ifølge Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet mv. skal Energinet udarbejde prognoser for effektilstrækkeligheden. I dette års redegørelse opstilles to scenarier for udviklingen i Europa, som udspænder et udfaldsrum, der særligt skal belyse usikkerheden i beregningerne i forhold til, hvordan fremtidens effektilstrækkelighed håndteres af de andre europæiske lande.

Metode og forudsætninger bag Energinets effektilstrækkelighedsvurderinger beskrives nærmere i det selvstændige bilag til redegørelsen herom (Bilag 2.1 - Metodenotat).

1: Bekendtgørelse nr. 1358 af 24/11/2023.

HVAD VISER ANALYSEN?

Risikoen for effektminutter i Danmark på grund af manglende effekttilstrækkelighed vurderes at stige over de kommende 10 år. Selvom Energinets analyser viser, at der er en stigende risiko for enkelte situationer med brownouts (kontrollerede forbrugsafkoblinger) på grund af manglende effekttilstrækkelighed, forventes sådanne situationer at være sjældne hændelser. Som det nævnes i "Bilag 1 – Afbrudsstatistik" har manglende effekttilstrækkelighed ikke været årsag til effektminutter i det danske elsystem i hele den opgjorte periode, der går tilbage til 1995.

Den stigende risiko for manglende effekttilstrækkelighed er et resultat af en forventning om fortsat udfasning af termisk elproduktionskapacitet og stigende elforbrug blandt andet til øget elektrificering af varme- og transportsektorerne i Danmark og omkringliggende lande. Udviklingen øger Danmarks behov for nye fleksible løsninger på både produktions- og forbrugssiden.

Forbehold og stor usikkerhed

Beregninger af effekttilstrækkelighed er forbundet med betydelig usikkerhed – specielt på længere sigt. En lang række forudsætninger og antagelser for både Danmark og udlandet ligger til grund for effekttilstrækkelighedsberegningerne, og for alle parametre stiger usikkerheden, jo længere tidshorizonten er. Derfor vil resultaterne i de sidste år af analyseperioden også have en tendens til at svinge mere fra år til år, da forudsætninger for fjerne år i fremtiden er mere usikre end nære år. Beregninger er, udover datausikkerheden, behæftet med en vis mængde stokastisk støj. Det skyldes de

stokastiske havarier af elproduktionskapacitet og udlandsforbindelser i modellen. Den relative størrelse af den stokastiske støj er større i elsystemer med sjældne og relativt store afbrud. De specifikke resultater og effektminutter bør således altid fortolkes i lyset af disse usikkerheder. I de kommende år forventes vejrfænomener dog at blive den primære driver for de europæiske effekttilstrækkelighedsproblemer, og det er derfor således også særlige vejrår, der slår ud gang på gang. Stokastiske havarier bliver i mindre udstrækning den primære årsag til effekttilstrækkelighedsproblemerne, og den stokastiske støj fylder mindre i effekttilstrækkelighedsvurderingerne end tidligere har gjort.

Særlige usikkerheder forsøges belyst gennem følsomheder, som beskrives nærmere i afsnittet om [Følsomhedsberegninger](#). Yderligere vil forskellige modeller og de stokastiske elementer i beregningerne generere forskellige resultater, selvom de grundlæggende forudsætninger er ens. De absolutte effekttilstrækkelighedsresultater skal derfor altid tolkes med varsomhed og snarere ses som bedste bud på trends for den forventede fremtidige energisystem i Danmark og Europa end en præcis forudsigtelse af effekttilstrækkelighedsniveauet.



Indikator	Beskrivelse	Typisk enhed
LOLE (Loss Of Load Expected)	<ul style="list-style-type: none"> Forventet antal situationer, hvor produktion og import ikke kan dække forbrug. Måler hyppigheden af effektmangelsituationer. 	Timer/år
EENS (Expected Energy Not Served) /EUE* (Expected Unserved Energy)	<ul style="list-style-type: none"> Forventet energiforbrug, som ikke kan dækkes af produktion og import. Måler størrelsen af effektmangelsituationer. 	MWh/år
Effektminutter	<ul style="list-style-type: none"> Forventet antal afbrudsminutter pga. manglende effekttilstrækkelighed. Måler størrelsen af effektmangelsituationer. Omregning af EUE baseret på det gennemsnitlige elforbrug pr. minut pr. år, dvs. tallet illustrerer andelen af et års elforbrug, der ikke kan dækkes. 	Minutter/år
Leveringssikkerhed	<ul style="list-style-type: none"> Omregning af effektminutter/EUE. Andel af et års elforbrug, som forventet kan leveres på grund af tilstrækkelig effekt. 	Pct.

Tabel 1: Forskellige definitioner af effekttilstrækkelighedsindikatorer

EN GENNEMSNIITSBETRAGTNING

Når den fremtidige effekttilstrækkelighed vurderes ud fra ovenstående nøgletal, sker det i udgangspunkt på årsniveau ud fra en gennemsnitsbetragtning på tværs af en række modellerede vejrår og udfaldsmønstre. Dertil kigger Energinet også på fx de specifikke effektmangelsituationer, som opstår i de værste vejrår.

NØGLETAL FOR EFFEKTILSTRÆKKEDELIGHED

Til at vurdere effekttilstrækkeligheden anvendes en række indikatorer, som hver især siger noget forskelligt om effekttilstrækkeligheden i knaphedssituationer. De enkelte indikatorer kan af samme grund heller ikke stå alene, når effekttilstrækkeligheden vurderes. Fx antyder LOLE, som angiver hyppigheden af timer med effektmangel, ikke noget om størrelsen på effektmanglen, hvilket EENS derimod fortæller noget om.

Effektminutter og leveringssikkerhed sætter begge den årlige effektmangel (i MWh/år) i forhold til det samlede årlige elforbrug. Effektminutter regner dette ud fra, at elforbruget er ligeligt fordelt på alle årets minutter og viser da, hvor mange af disse minutter, der ikke kan forsynes, mens leveringssikkerhed opgør den samlede del af det årlige elforbrug, som kan forsynes i pct.

Definitioner på de forskellige indikatorer fremgår af tabellen til venstre.

Figur 1 illustrerer elmarkederne i kronologisk rækkefølge. Typisk bruges indikatorerne EENS og LOLE som effekttilstrækkelighedsindikatorer i day-ahead markedet (fx i ENTSO-E's europæiske effekttilstrækkelighedsvurdering, ERAA), mens effektminutter er en indikator, som alene anvendes i Danmark til at vurdere effekttilstrækkeligheden tæt på driftsøjeblikket.

Simulering af fremtidig effekttilstrækkelighed i day-ahead markedet

Energinet anvender en elmarkedsmodel, der simulerer det europæiske energisystem i day-ahead markedet som udgangspunkt for vurderinger af den fremtidige effekttilstrækkelig. De overordnede modelleringsantagelser er beskrevet i Bilag 2.1 og følger grundlæggende antagelserne, som angives i ENTSO-E's europæiske effekttilstrækkelighedsvurdering (ERAA) fra 2023 (se [ERAA's metoderapport afsnit 1.3](#)).



Figur 1: Visualisering over elmarkederne i kronologisk tidsmæssig rækkefølge

Vestdanmark (DK1)								
	År	Day-ahead		Driftstimen				
		LOLE (timer/år)	EENS (MWh/år)	LOLE (timer/år)	EENS (MWh/år)	EUE (MWh/år)	Effektminutter (min/år)	Leveringssikkerhed (%)
Scenarie A	2025	1,3	112	0,0	0	0	0,0	100,0000
	2028	2,3	344	0,1	9	10	0,1	100,0000
	2030	2,3	376	0,1	7	8	0,1	100,0000
	2033	5,1	908	0,2	31	35	0,2	100,0000
	2034	4,0	737	0,3	31	35	0,2	100,0000
Scenarie B	2025	4,5	495	0,0	0	0	0,0	100,0000
	2028	7,7	1602	0,7	87	95	1,0	99,9998
	2030	6,7	1629	0,9	209	221	2,1	99,9996
	2033	17,5	4376	2,1	586	613	4,4	99,9992
	2034	15,8	3462	1,6	503	525	3,5	99,9993

Tabel 2: Effektilstrækkelighedsresultater for Vestdanmark for de to scenarier.

Østdanmark (DK2)								
	År	Day-ahead		Driftstimen				
		LOLE (timer/år)	EENS (MWh/år)	LOLE (timer/år)	EENS (MWh/år)	EUE (MWh/år)	Effektminutter (min/år)	Leveringssikkerhed (%)
Scenarie A	2025	1,8	85	0,0	0	0	0,0	100,0000
	2028	3,2	251	0,0	0	0	0,0	100,0000
	2030	2,8	245	0,0	0	0	0,0	100,0000
	2033	5,3	459	0,0	0	0	0,0	100,0000
	2034	4,9	605	0,1	3	5	0,1	100,0000
Scenarie B	2025	5,3	321	0,0	0	0	0,0	100,0000
	2028	10,4	1030	0,0	0	0	0,0	100,0000
	2030	7,9	860	0,1	2	6	0,1	100,0000
	2033	16,2	1746	0,2	12	17	0,4	99,9999
	2034	16,3	1813	0,4	36	44	0,9	99,9998

Tabel 3: Effektilstrækkelighedsresultater for Østdanmark for de to scenarier.

RESULTATER OPDELT FOR ØST- OG VESTDANMARK

Resultaterne af forskellige effektilstrækkelighedsindikatorer fremgår af tabellerne til venstre for hvert af de to udlandsscenarier; A og B. Resultaterne angiver et gennemsnit på tværs af 35 gennemregninger af hvert enkelt år. Resultaterne vises både for day-ahead markedet og for driftstøjeblikket. Driftstøjeblikket adskiller sig fra day-ahead markedet ved, at de danske balanceringsreserver tages med i betragtningen til at forsyne danske elforbrugere, før elforbrug potentielt ikke kan forsynes, og derfor må afkobles.

Flere og større effektilstrækkelighedsudfordringer over tid

Både i Øst- og Vestdanmark stiger alle indikatorerne over tid. Eksempelvis bliver elmanglen (EENS) i day-ahead markedet seks til syv gange større fra 2025 til 2034 i såvel scenarie A og B og i begge danske priszoner. Samtidigt øges hyppigheden af effektmangel (LOLE) i day-ahead markedet fra en til to timer om året i gennemsnit til omkring 16 timer i gennemsnit i samme periode.

Forbrugsafkoblinger holdes nede af balanceringsreserver

Balanceringsreserverne, som kan aktiveres af Energinet efter day-ahead markedet, afhjælper langt størstedelen af elmanglen. Fx reduceres den vestdanske elmangel i day-ahead markedet i 2034 på 3462 MWh i scenarie B til 525 MWh elmangel efter anvendelse af balanceringsreserver.

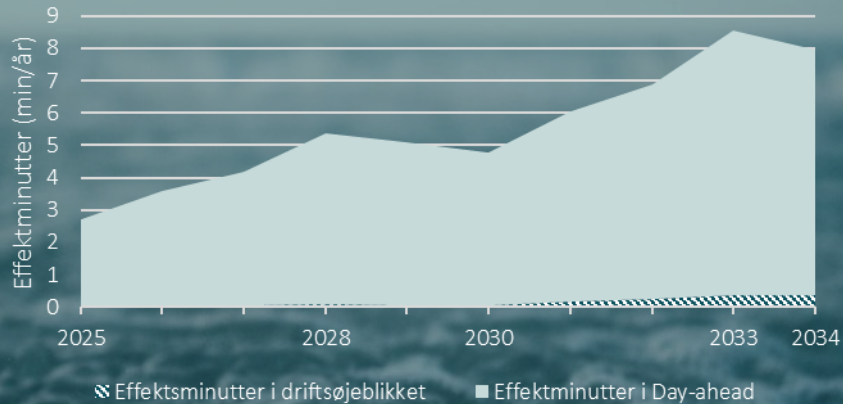
Relativt lave effektminutter

Effektminutterne stiger også frem mod 2034, men holder sig under fem effektminutter som er det senest fastsatte planlægningsmål. Resultatet skal dog ses i lyset af, at det danske elsystem i stigende grad kommer i situationer med indenlandsk effektunderskud, så den danske effektilstrækkelighed i højere grad bliver påvirket af, hvordan den europæiske effektsituation udvikler sig.

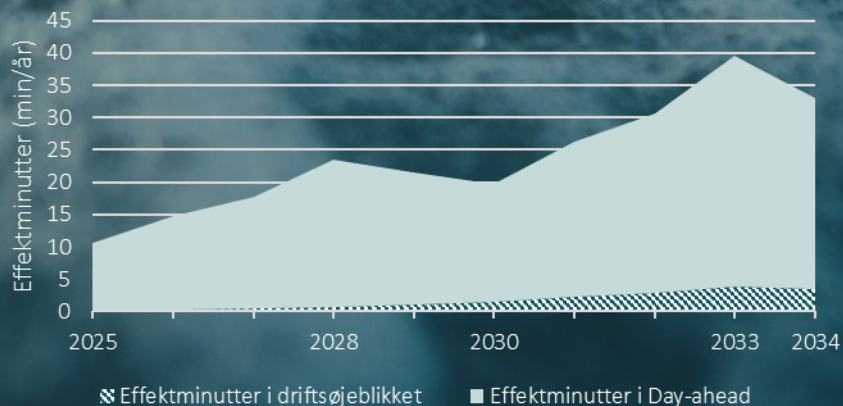
Beregningsår

Beregningerne er foretaget i nedslagsårene der fremgår af tabellerne til venstre. Mellemliggende år er ikke beregnet, da de ikke vurderes at vise et væsentligt anderledes billede end vist i seneste nedslagsår. Den væsentligste årsag herfor er at ulandsdata ikke er indmeldt i mellemliggende år, og dermed vil være en intrapolering mellem nedslagsår, hvis resultater skulle udarbejdes herfor.

Scenarie A, Effektminutter - Danmark



Scenarie B, Effektminutter - Danmark



Figur 2: Udfaldsrum baseret på scenarierne A og B for LOLE i day-ahead markedet i 2034 for forskellige grupperinger af vejrår.

FORSKELLIGE TIDSPERSPEKTIVER

Energinets effekttilstrækkelighedsvurderinger kan generelt betragtes enten i day-ahead markedet eller i driftsøjeblikket. Forskellen er, om de danske balanceringsreserver inkluderes i vurderingen af den danske effekttilstrækkelighed.

Begge tidsperspektiver siger noget om effekttilstrækkelighedssituationen, som kan bruges til at vurdere forskellige behov for tiltag. Hvordan man vælger at ansue situationen, afhænger blandt andet af, om der er behov for en vurdering af det langsigtede kapacitetsbehov eller derimod den mere kortsigtede planlægning af uforudsete hændelser.

Balanceringsreservernes betydning for effektminutter stiger over tid

Figurerne til venstre illustrerer balanceringsreservernes påvirkning af de beregnede effektminutter. Fx viser figurerne, at balanceringsreserverne allerede næste år kan afhjælpe op mod 10 effektminutter, hvis udviklingen følger scenarie B. I scenarie A afhjælpes knap 3 effektminutter.

Frem mod 2034 er det muligt for balanceringsreserverne at afhjælpe stort set alle danske effektminutter i scenarie A, mens der i scenarie B kan afhjælpes alle på nær ca. 3 effektminutter i 2034.



Day-ahead markedet

I day-ahead elmarkedet vil det ca. et døgn før driftsøjeblikket blive tydeliggjort, om der forventes tilstrækkelig elproduktion til at dække elforbruget hver time den kommende dag. Hvis det ikke er tilfældet, vil elprisen blive meget høj (fastlagt makspris i dag: 30 DKK/kWh) i disse timer. Effekttilstrækkelighed i day-ahead markedet leder ikke nødvendigvis til ufrivillig afkobling af elforbrugere.



Driftsøjeblikket

Frem mod driftsøjeblikket vil der fortsat være en række håndtag og processer, som kan betyde, at elforbrugere ikke oplever afbrud i elforsyningen. Et af håndtagene er de balanceringsreserver, som Energinet indkøber hver time til at håndtere pludselige ubalancer mellem forbrug og produktion. Aktiveres balanceringsreserverne på grund af systemmæssig effekttilstrækkelighed, så kan de ikke også aktiveres ved ubalancer, fx pludselige fejlslagte vindprognoser, og forbrug vil i de tilfælde blive afkoblet for at undgå blackout.

VARIATION PÅ TVÆRS AF VEJRÅR

Risikoen for effektmangel i Danmark er tæt forbundet til vejrforhold. Under [Resultater opdelt for Øst- og Vestdanmark](#) i dette bilag vises resultater som et gennemsnit på tværs af 35 forskellige vejrår, som er simuleret i dette års beregninger.

Ser man derimod udelukkende på de værste vejrår, er situationen imidlertid væsentligt anderledes. Figur 3 viser antallet af timer med effektmangel i day-ahead markedet (LOLE), når gennemsnittet vurderes på henholdsvis alle 35 vejrår, de 5 værste vejrår isoleret set og de 30 bedste vejrår (uden de 5 værste vejrår). Udfaldsrummet spænder fra scenarie A i den lave ende til scenarie B i den høje ende. Det fremgår, at gennemsnittet for de 5 værste vejrår er væsentligt højere end de to andre gennemsnit og spænder fra ca. 25 til 75 LOLE i 2034.

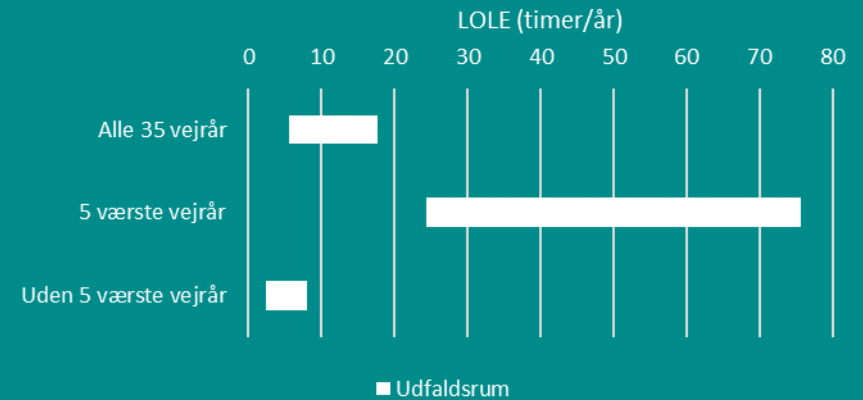
Figur 4 viser alle gennemregninger af de to scenarier i 2034 sorteret efter, hvor mange timer med effektmangel i day-ahead markedet, der observeres. I scenarie A er det i ca. 1/3 af simuleringerne, der opstår timer med effektmangel i day-ahead markedet. Det er dog primært de sidste 5-10 pct. af simuleringerne, der driver gennemsnittet

op, hvor kurverne "knækker" og stiger eksponentielt. I den værste gennemregning i scenarie A er der således ca. 60 timer med effektmangel i day-ahead markedet.

I scenarie B er risikoen for effektmangel større, og i ca. halvdelen af simuleringerne observeres timer med effektmangel i day-ahead markedet. Her knækker kurven også tidligere, så det er de 10-20 pct. værste simuleringer, der primært driver gennemsnittet op. I scenarie B er det største observerede antal timer med effektmangel ca. 120 timer.

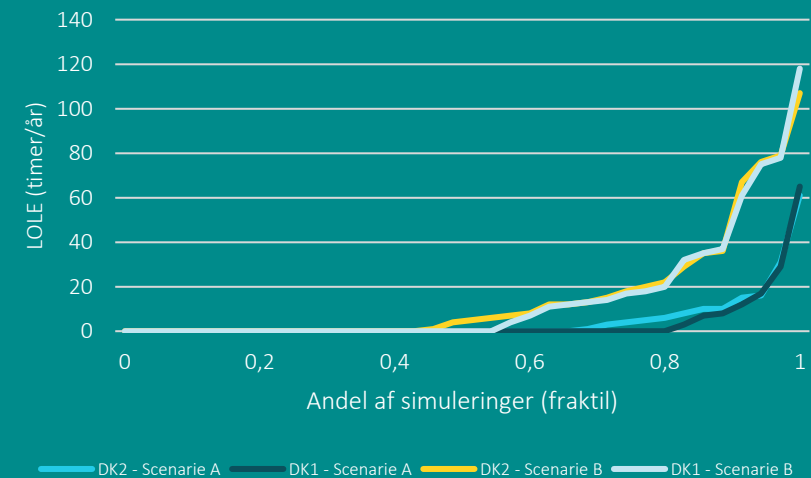
Det gælder både for scenarie A og B, at timer med effektmangel i DK1 og DK2 følger hinanden tilnærmelsesvist. Det er en konsekvens af, at begge priszoner forventes at være godt forbundet til deres respektive naboprisoner, ligesom der er stort sammenfald i, hvornår de to priszoner er i effektunderskud. I begge priszoner gælder det, at effektmangel primært opstår, når produktionen fra sol og vind er lav. Denne korrelation er uddybet i afsnittet [En uge med brownout](#).

LOLE 2034



Figur 3: Udfaldsrum baseret på scenarierne A og B for LOLE i day-ahead markedet i 2034 for forskellige grupperinger af vejrår.

LOLE per simulation



Figur 4: LOLE i day-ahead markedet i 2034 pr. scenarie fordelt på Øst- og Vestdanmark.

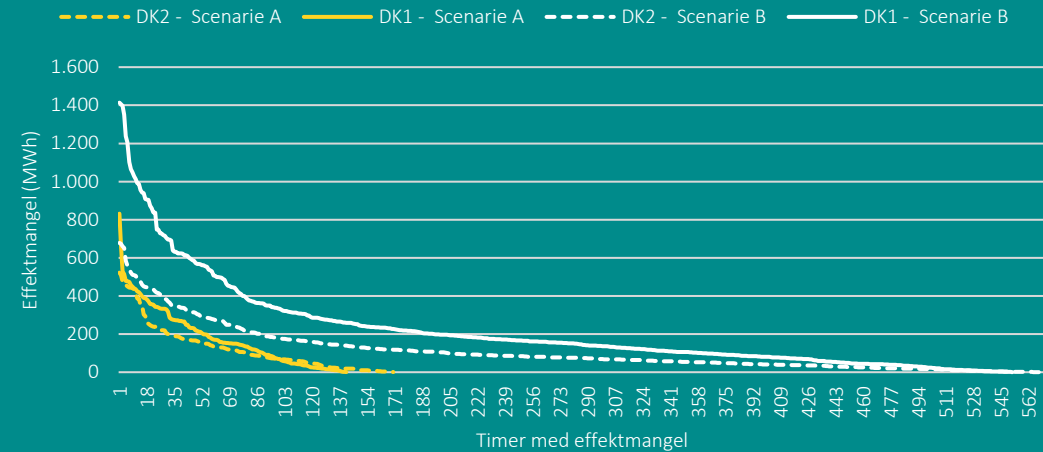
VARIATION I STØRRELSEN AF EFFEKTMANGEL

Ligesom der er stor variation i effekttilstrækkeligheden afhængigt af vejrår, er der også stor forskel på effektmanglen i de forskellige timer med effekttilstrækkelighed.

I DK1 er det for eksempel 800 MW, der mangler i den værste time i scenarie A, mens dette er halveret efter de 10 pct. værste timer er overstået (ca. ved time 19 på grafen). Tilsvarende gælder for DK2, hvor størrelsen på manglen også er halveret efter de første 10 pct. værste timer er ovre – her er niveauet blot mindre i udgangspunktet.

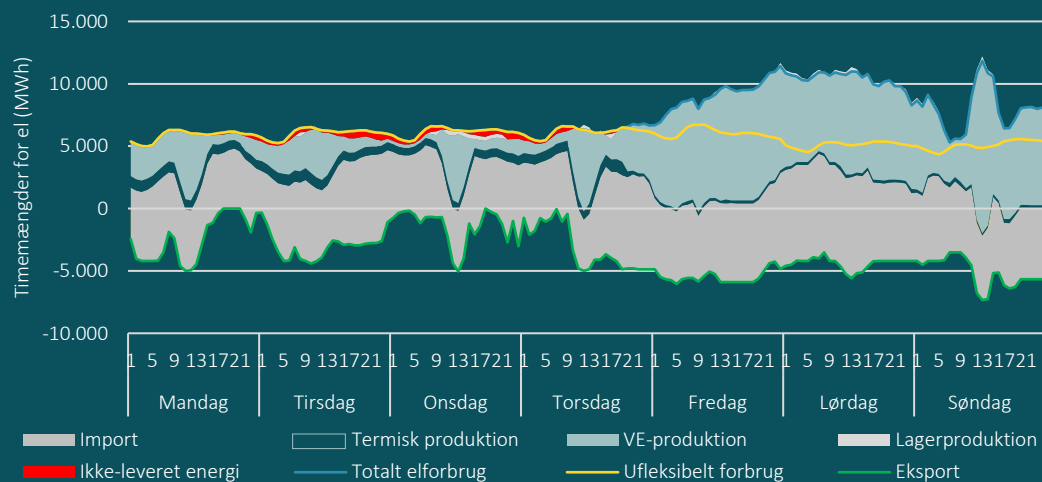
Hvorledes konkrete tiltag påvirker effektmanglen i Danmark afhænger af mange faktorer, og derfor vil tilførsel af kapacitet tilsvarende den maksimale potentielle effektmangel ikke nødvendigvis løse alle problemer, fordi systemet skal ses som et integreret europæisk system.

Effektmangel (EENS) pr. time i day-ahead markedet - 2034



Figur 5: Effektmangel (EENS) pr. time i day-ahead markedet i 2034 pr. scenarie fordelt på Øst- og Vestdanmark.

Elforbrug og –produktion - Uge 2 - Januar 2034 - Vejrår 1997 Vestdanmark



Figur 6: Ugebalance for elforbrug og –produktion i Vestdanmark som eksempel på uge med load loss. Uge 2, januar, 2034, vejrår 1997.

EN UGE MED BROWNOUT

En udvalgt uge med elmangel i Vestdanmark er illustreret til venstre. Danmark importerer over hele perioden (den grønne linje for eksport er negativ), og når der er effektknaphed efterfølges det generelt af en forøgelse af elproduktionen fra termiske anlæg. I timer med ikkeleveret energi fremgår det, at det ofte skyldes lav VE-produktion til dels kombineret med lav import. Mønsteret i Østdanmark ligner dette.

STIGENDE IMPORTBEHOV I DE VÆRSTE TIMER

Der bliver i fremtiden større og større behov for import af strøm fra udlandet til at sikre den danske effekttilstrækkelighed i visse situationer. Situationerne er kendetegnet ved relativt højt elforbrug og relativ lav elproduktion fra sol og vind i Danmark og i vores nabolande.

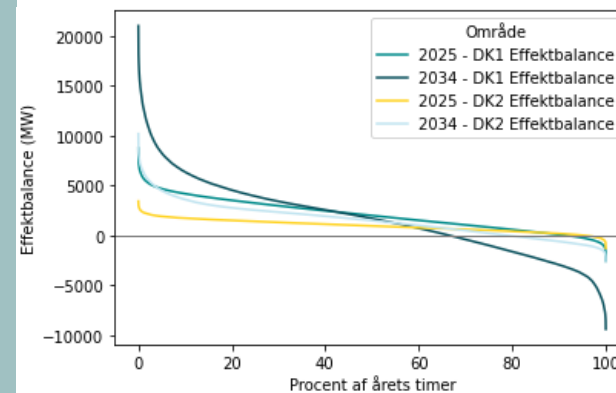
Både andelen af årets timer med behov for import og behovets størrelse på timeniveau stiger over tid.

Selvom behovet for import stiger over tid for at sikre effekttilstrækkeligheden, forventes Danmark på sigt at blive nettoeksportør af strøm, da den samlede elproduktion i Danmark fra vind og sol over et år forventes at være større end det danske elforbrug.



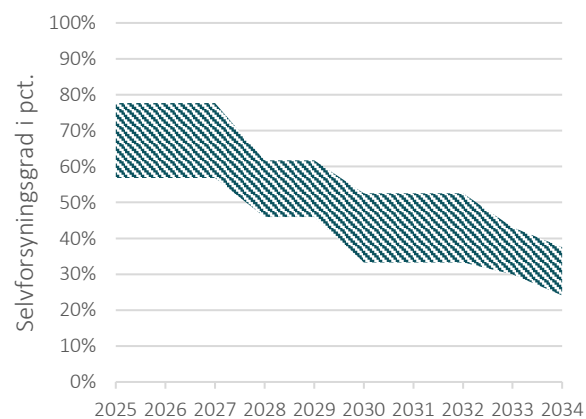
FLERE TIMER MED BEHOV FOR IMPORT

I Østdanmark er der behov for import i 4 pct. af tiden i 2025 som stiger til 20 pct. af tiden i 2034, mens det i Vestdanmark går fra 8 pct. af tiden til godt 30 pct. af tiden i 2034.



Figur 7: Effektbalance i årets timer (andel). Effektbalancen er uden el til delen af PtX som antages fleksibel (90 pct.) og uden reserver

■ Danmark



Figur 8: Udvikling i selvforsyningsgrad for Danmark inkl. reserver. Udfaldsrummet udspændes værste time i bedste vejrår til værste time i værste vejrår.



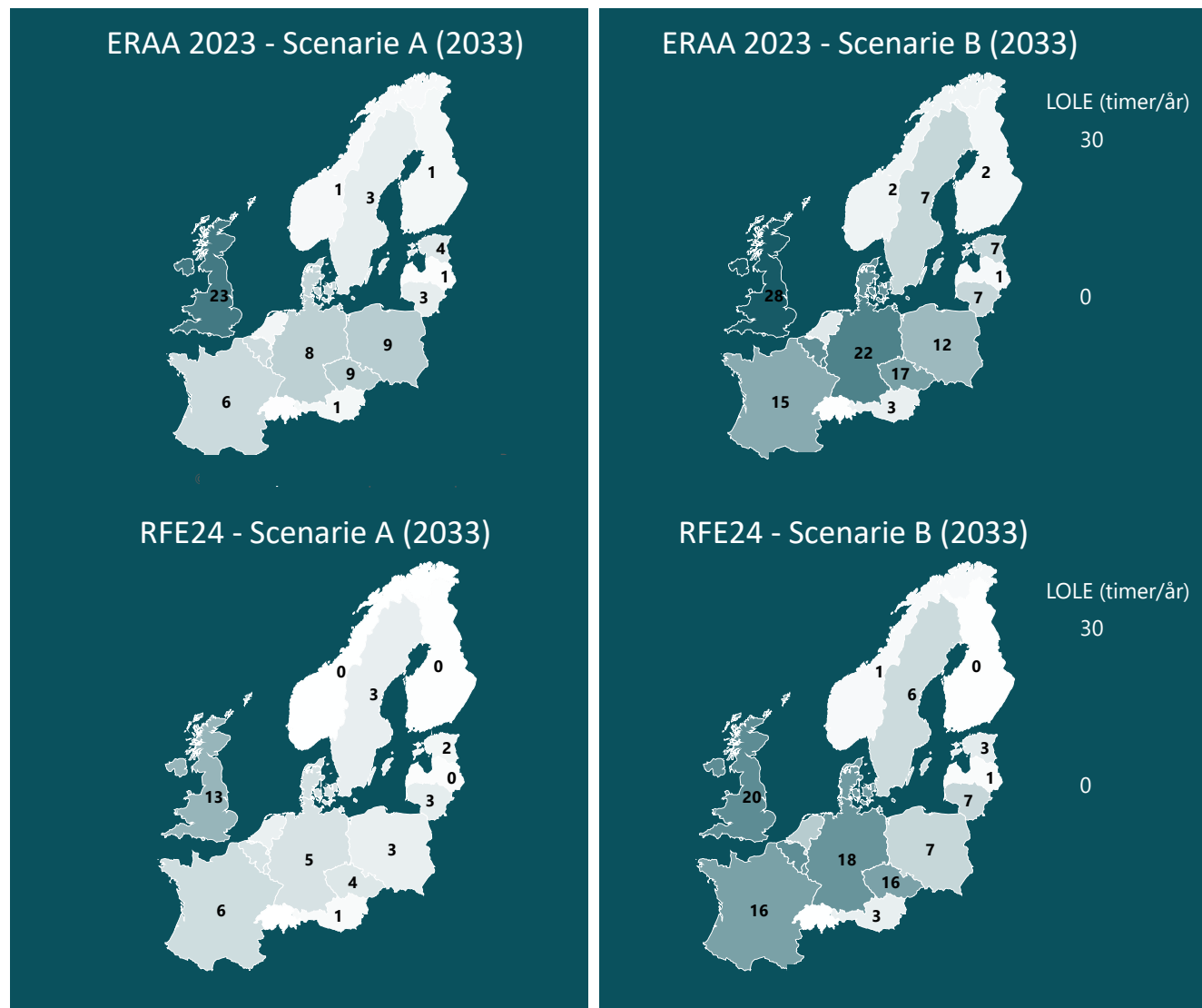
FALDENDE SELVFORSYNINGSGRAD

Uden forbindelser til nabolandene, vil det danske system i de mest pressede timer kunne dække mellem ca. 60 og 80 pct. af det efterspurgte forbrug, mens niveauet falder til mellem ca. 25 og 40 pct. i 2034.

SAMMENLIGNING AF EFFEKTTILSTRÆKKELIGHED PÅ TVÆRS AF EUROPA I REDEGØRELSEN OG ENTSO-E'S ERAA 2023

Energinets effekttilstrækkelighedsberegninger baseres på data for udlandet fra ENTSO-E's ERAA 2023 og for danske data på Energistyrelsens Analyseforudsætninger til Energinet 2023. Til højre sammenlignes effekttilstrækkelighedsindikatoren LOLE i day-ahead markedet i 2033 for Danmarks omkringliggende lande i ERAA 2023 og årets redegørelse (RFE24).

Sammenligningen viser, at RFE24 og ERAA 2023 identificerer de samme overordnede mønstre for, hvor der observeres effektudfordringer i fremtiden. Begge analyser viser også, at risikoen for effektmangel stiger over tid i takt med, at den termiske regulerbare produktionskapacitet erstattes af vedvarende energi. RFE24 identificerer dog en smule færre timer med effektmangel i day-ahead markedet end ERAA 2023. Forskellene vurderes primært at stamme fra modelforskelle, da der benyttes to forskellige simuleringstværværktøjer til ERAA 2023 og RFE24.



SAMMENLIGNING AF ÅRETS RESULTATER MED SIDSTE ÅRS RESULTATER

Der er betydelig forskel på årets effekttilstrækkelighedsresultater (RFE24) og resultaterne i sidste års redegørelse (RFE23). Det fremgår blandt andet af forskellen i udfaldsrummet for de beregnede afbrudsminutter fra effekttilstrækkelighed (se side 9 i hovedrapporten).

Det er dog værd at bemærke, at både dette og sidste års resultater indikerer, at hvis effekttilstrækkeligheden er høj i Danmarks omkringliggende lande, så er antallet af beregnede afbrudsminutter minimal. Fx er antallet af afbrudsminutter i scenarie A i årets redegørelsen minimale, og tilsvarende var antallet af afbrudsminutter i målopfyldesscenariet, som udgjorde bunden i udfaldsrummet i sidste års redegørelse, omtrent nul.

Figureerne til højre illustrerer forskelle mellem RFE24 og RFE23 (markedsscenarioet; toppen af udfaldsrummet i sidste års redegørelse) for indikatorerne EENS og LOLE i day-ahead markedet for 2033. Fx viser figur 10, at der blev beregnet effektmangel i day-ahead markedet for alle vejrår i RFE23, mens det kun er i godt halvdelen af vejrårene i scenarie B i RFE24, at der optræder effektmangel i day-ahead markedet.

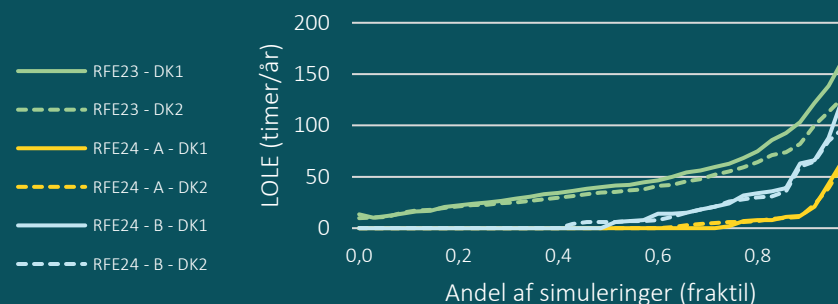
Figur 11 til højre illustrerer effekten af

opdateringer i Energinets modelværktøj, som anvendes i forbindelse med effekttilstrækkelighedsvurderinger. Den nyeste version af værktøjet, som er anvendt i forbindelse med dette års redegørelse, reducerer den beregnede EENS sammenlignet med sidste års version. Den resterende og primære forskel mellem RFE23 og RFE24 kan dog ikke forklares med et opdateret modelværktøj.

Den resterende forskel skyldes derimod ændrede forudsætninger om udviklingen i elsystemet på tværs af Europa. De danske forudsætningsændringer fra RFE23 til RFE24 vurderes ikke i betydelig grad at reducere de beregnede effekttilstrækkelighedsindikatorer for Danmark.

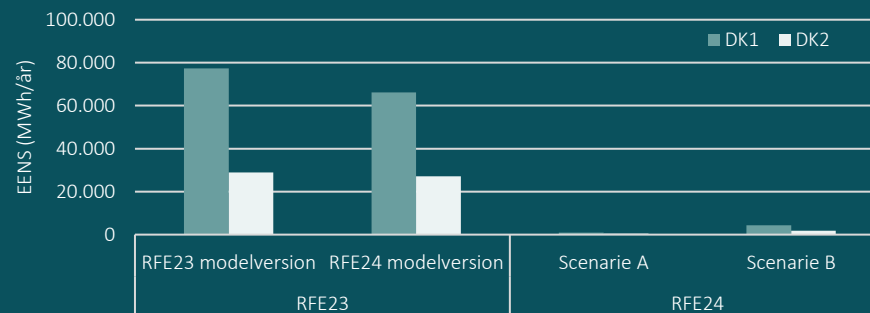
Energinet vurderer, at ændrede forudsætninger om udviklingen i udlandets elsystemer er den primære årsag til forskellene mellem årets effekttilstrækkelighedsresultater og sidste års resultater. Det betyder, at risikoen for effektmangel i Danmarks omkringliggende lande vurderes lavere i årets redegørelse sammenlignet med sidste år, hvilket har stor betydning for de danske effekttilstrækkelighedsvurderinger. Overordnede ændringer i udlandsforudsætninger beskrives på næste side.

LOLE per simulering i timer - 2033
RFE23 vs. RFE24 scenarie A og B



Figur 10: LOLE per simulering for RFE24 scenarie A og B, samt RFE23 (markedsscenarioet) kørt i ny modelversion – kun én iteration af de 35 klimår, 2033.

EENS i MWh - 2033
RFE24 vs. RFE23 (forskellige modelversioner)



Figur 11: EENS for RFE24 – Scenarie A, Markedsscenarioet fra RFE23 fra sidste år og i RFE24-modelversion for 2033

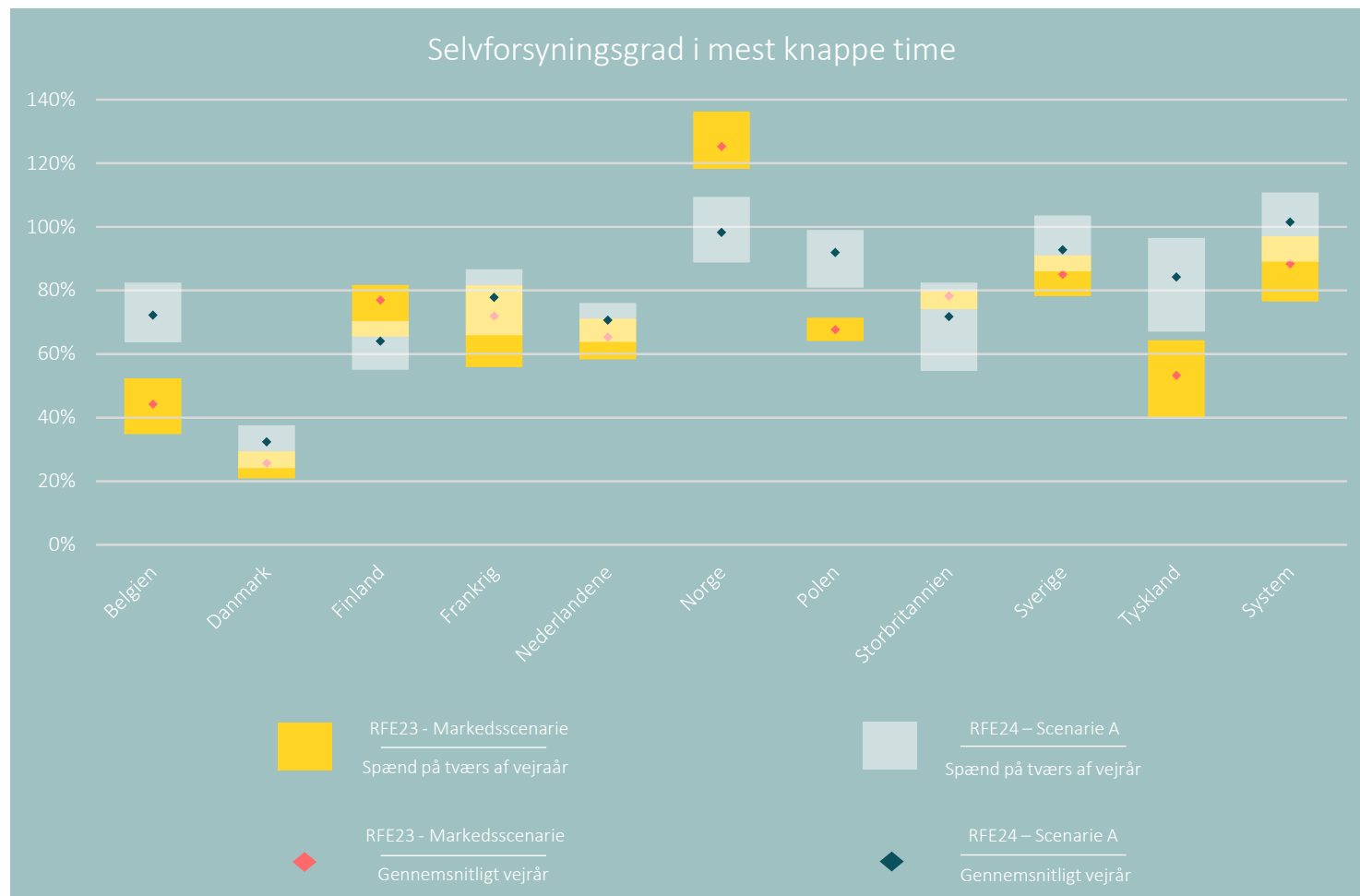
ÆNDREDE UDLANDSFORUDSÆTNINGER ER PRIMÆR ÅRSAG TIL ÆNDREDE DANSKE EFFEKTTILSTRÆKKELIHEDSRESULTATER

Årets udlandsdatasæt (baseret på ERAA23) adskiller sig på flere punkter væsentligt fra sidste års udlandsdatasæt (baseret på ERAA22). De væsentligste forskelle er, at der i det europæiske elsystem forudsættes mere regulerbar elproduktionskapacitet, større grad af forbrugsfleksibilitet og mere batterikapacitet i årets beregninger. Alt sammen er forhold, som reducerer den beregnede risiko for effektmangel i Europa.

Figur 12 illustrerer forskellene i selvforsyningsgraden i den mest knappe time for udvalgte lande i Europa i RFE24 og RFE23. Selvforsyningsgraden er et udtryk for, hvorvidt landet kan opfylde efterspørgslen på el med indenlandsk produktion.

Figuren viser, at selvforsyningsgraden i de fleste lande er forbedret fra RFE23 til RFE24 og tilsvarende gælder, når landene betragtes under ét (se "System" i figuren).

Tysklands effekttilstrækkelighedssituation vurderes særligt afgørende for den danske effekttilstrækkelighed. Den tyske selvforsyningsgrad forbedres i betydeligt omfang fra RFE23 til RFE24, da der antages mere regulerbar produktionskapacitet og mere batterikapacitet i Tyskland i ERAA23, og samtidig antages langt størstedelen af det elforbrug, der kommer til, at være fleksibelt. Både data fra ERAA22 og ERAA23 kan findes på [ENTSO-E-s hjemmeside](#).



Figur 12: Selvforsyningsgrad for udvalgte lande i den mest knappe time – for 2033 i RFE23 vs. 2034 i RFE24

FØLSOMHEDSBEREGNINGER

Energinet har udført en række følsomhedsanalyser for at belyse betydningen for den danske effekttilstrækkelighedsvurdering af nogle af de usikre forudsætninger, som ligger til grund for beregningerne. Følsomhedsanalyserne giver også en indikation af, hvilke forudsætninger der har særlig stor betydning, eller omvendt, begrænset betydning for effekttilstrækkelighedsberegningerne. Alle følsomhedsberegninger er udført for år 2034 og for scenarie B. Selvom scenarie A er hovedscenariet, er følsomhederne belyst for scenarie B, da effekterne af forudsætningsændringer træder tydeligere frem, når risikoen for effektmangel er større i udgangspunktet for følsomhedsvurderingerne. Risikoen for effektmangel er netop større i scenarie B end i scenarie A. På de følgende to sider præsenteres følsomhedernes effekt på afbrudsminutter og antallet af timer med effektmangel i day-ahead markedet.

Navn	Beskrivelse og følsomhedernes forudsætningsændring i forhold til basis
Scenarie A	Danske forudsætninger følger AF23, mens udlandets forudsætninger følger ERAA 2023 scenarie A. Dette er hovedscenariet.
Scenarie B	Danske forudsætninger følger AF23, mens udlandets forudsætninger følger ERAA 2023 scenarie B. Dette er den primære følsomhed, som er værre stillet end hovedscenariet. Yderligere følsomhedsberegninger er regnet med udgangspunkt i scenarie B.
<u>Nedenstående følsomheder er udført med udgangspunkt i scenarie B for år 2034</u>	
Mere termisk kapacitet i DK1	Der lægges ekstra 2 GW termisk regulerbar produktionskapacitet i DK1.
Mere batterikapacitet i DK1	Der lægger ekstra 2 GW batterikapacitet i DK1 med et lagerindhold på 6 GWh.
Høj forbrugsfleksibilitet	Gælder kun ændringer i Danmark: Elforbrug i husholdninger, erhverv og industri kan reducere elforbruget med 30 pct. ved meget høje elpriser. Elbiler og individuelle varmepumper kan flytte elforbruget op til 3 timer. Power-to-X forudsættes 100 pct. fleksibelt i stedet for 90 pct. som i scenarie A og B fra ERAA. Sammenlagt reducerer det det maksimale baseload elforbrug med ca. 25 pct.
Ingen reinvestering i Skagerrak	Kapaciteten på Skagerrakforbindelserne reduceres med 500 MW, som svarer til, at der ikke reinvesteres i Skagerrak 1 og 2.
Reinvestering i Skagerrak	Kapaciteten på Skagerrak øges med 200 MW, som svarer til den forventede kapacitetsforøgelse ved en reinvestering i Skagerrak 1 og 2.
Ingen reinvestering i Konti-Skan	Kapaciteten på Konti-Skan-forbindelserne reduceres til 0 MW, som svarer til, at der ikke reinvesteres i Konti-Skan 1 og 2.
Reinvestering i Konti-Skan	Kapaciteten på Konti-Skan øges med 300 MW, som svarer til den forventede kapacitetsforøgelse ved en reinvestering i Konti-Skan 1 og 2.
Uden Energiø Nordsø	Energiø Nordsø er ikke en del af beregningen.
Uden Energiø Bornholm	Energiø Bornholm er ikke en del af beregningen.
10 pct. PTX baseload i Europa	Der lægges et fast 10 pct. baseload på Power-to-X i Europa. Dette svarer ca. til 10 GW ekstra.
Højt forbrug i Tyskland	Det tyske elforbrug øges med 10 pct., hvilket svarer til ca. 10 GW i den værste time og 6,5 GW i gennemsnit.
1 GW til Polen	Der tilføjes en ny forbindelse til Polen på 1 GW fra Energiø Bornholm.

Tabel 4: Overblik over følsomhedsberegninger lavet i forbindelse med RFE24.

FØLSOMHEDSBEREGNINGER, EFFEKTMINUTTER

I figuren til venstre fremgår følsomhedernes effekt på de estimerede danske afbrudsminutter fra effekttilstrækkelighed. Følsomhederne er grupperet efter, om de forøger eller formindsker afbrudsminutterne i forhold til udgangspunktet, som er scenarie B.

Større selvforsyningsgrad forbedrer effekttilstrækkeligheden

De forbedrende følsomheder viser, hvordan mere regulerbar kapacitet i Danmark i form af kraftværker, batterier eller højere fleksibilitet i elforbruget reducerer antallet af afbrudsminutter. Af de belyste følsomheder er det dén med mere termisk kapacitet, som har størst positiv betydning på afbrudsminutterne. Samlet reduceres antallet af afbrudsminutter således fra ca. 3,5 minutter i scenarie B til ca. 2 minutter, hvis der tilføres 2 GW regulerbar kapacitet i systemet i DK1.

Når der tilføjes ekstra regulerbar kapacitet i Danmark, vil kapaciteten indgå i det fælleseuropæiske elmarked. Derfor afhjælper ekstra dansk regulerbar kapacitet heller ikke 1:1 på dansk effektmangel, hvis et eller flere nabolande har effektmangel i de samme timer som Danmark.

Udlandskapaciteten påvirker kun afbrudsminutterne i mindre grad

Energinets analyser viser ligeledes, at det danske elsystem ventes at være så godt forbundet til vores nærmeste nabolande i 2034, at det at øge overførselskapaciteten til udlandet ved reinvesteringer eller nyetableringer af udlandsforbindelser, eller det at fjerne en enkelt udlandsforbindelse (enten via en energiløse eller en konventionel direkte forbindelse) ikke i sig selv påvirker den danske effekttilstrækkelighed betydeligt.

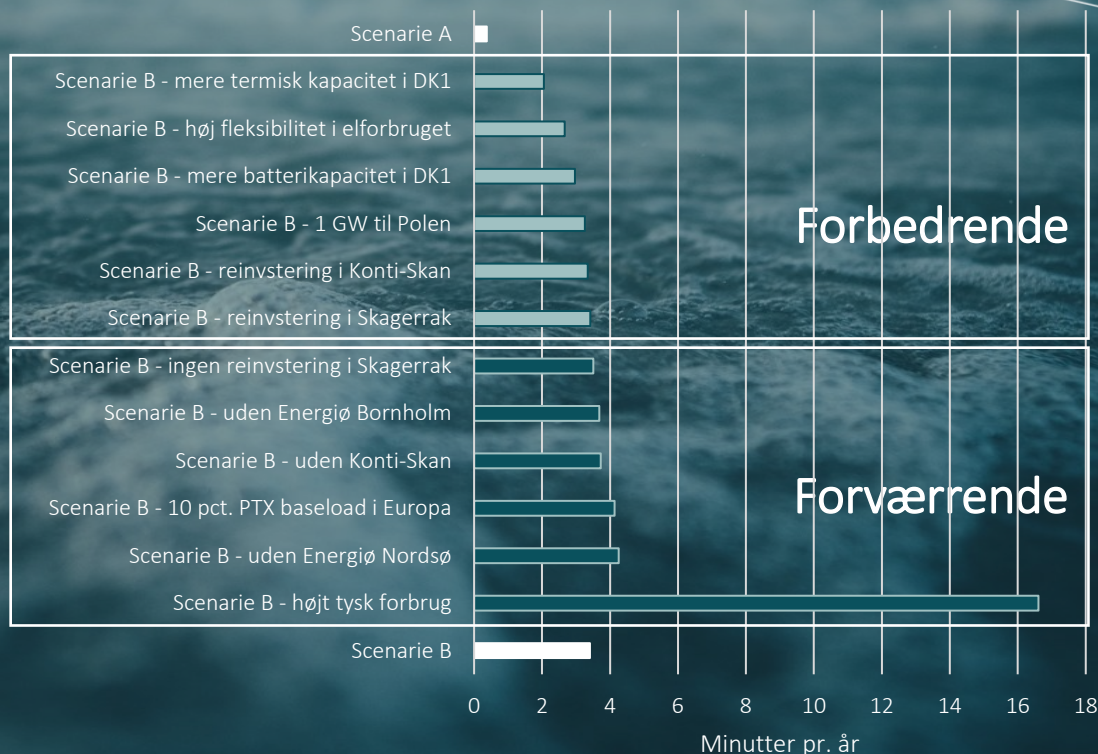
Grunden hertil er hovedsageligt, at der i fremtiden forventes at være situationer, hvor det ikke er muligt at importere tilstrækkelig strøm fra vores nabolande på grund af lav produktion fra vedvarende energi på tværs af landegrænser. Det vil sige situationer, hvor Danmarks nabolande har effekttilstrækkelighedsudfordringer sammenfaldende med Danmark (typisk ved relativ lav elproduktion fra vind og sol). Derudover har det også betydning, at der ved sammenfaldende effektmangel i flere lande vil ske en fordeling af effekt manglen, betegnet som "curtailment sharing". Læs nærmere om curtailment sharing i Bilag 2.1 - Metodenotat.

Særlig sårbarhed ved ændrede forudsætninger for udlandet

Hvis udlandets effekttilstrækkelighedssituation forværres mærkbart – og hvis det særligt er koncentreret tæt ved Danmark – har det en negativ indvirkning på den danske effekttilstrækkelighed. Dette er illustreret ved beregningen med højt tysk forbrug. Følsomhederne viser dog også, at det ikke har en lige så stor påvirkning på den danske effekttilstrækkelighed, hvis det er en lille forværring af effekttilstrækkeligheden fordelt jævnt ud over Europa, som det er tilfældet med beregningen med 10 pct. PTX baseload i Europa.

I relation til afhængigheden af udlandet er forskellen mellem scenarie A og B igen væsentlig at huske, da en bedre udenlandsk effekttilstrækkelighed kan reducere de danske afbrudsminutter til et minimum.

Effektminutter pr. år – 2034 – Danmark



Figur 13: Effektminutter for følsomhedsberegninger til RFE24 angivet i minutter pr. år og delt på forbedrende og forværrende for effekttilstrækkeligheden.

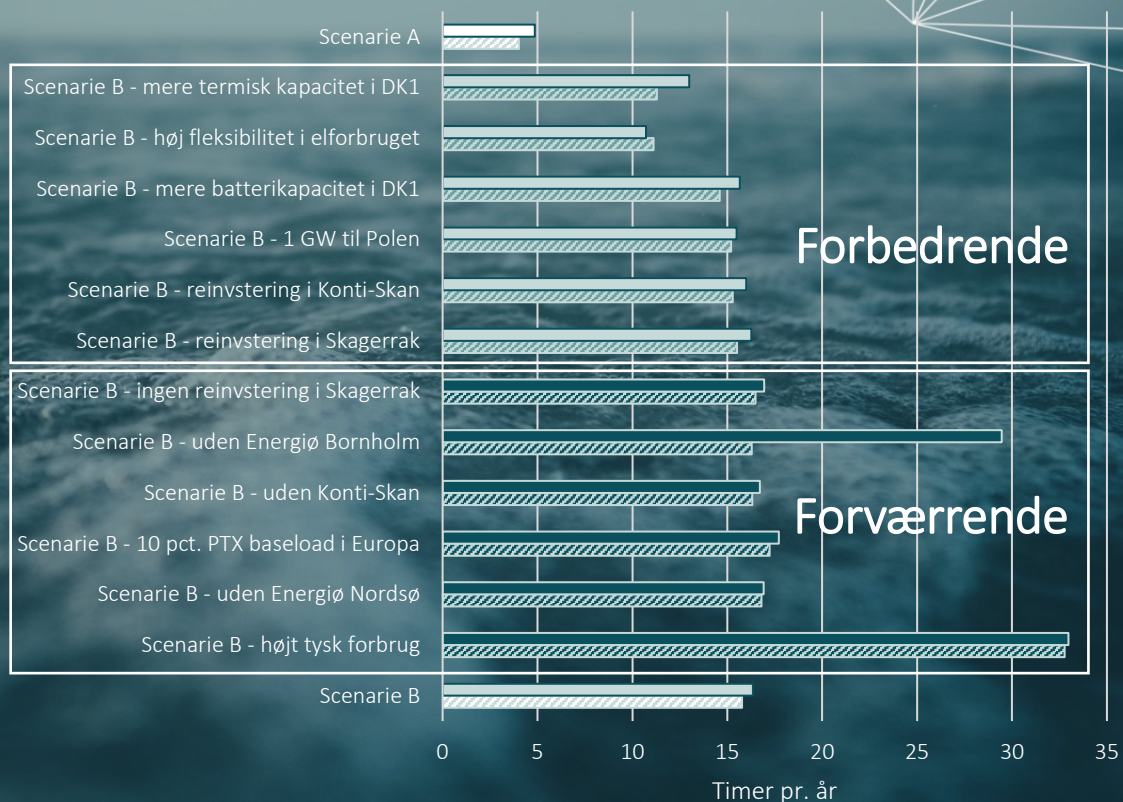
FØLSOMHEDER PÅ SCENARIE B

Følsomhedsanalyserne er lavet på baggrund af scenarie B, selvom scenarie A er vores referencescenarie. Det er valgt, fordi scenarie A har så få effektminutter i udgangspunktet, at det vil være svært at belyse effekterne af de forskellige variationer af data tydeligt.

Resultaterne af følsomhedsanalyserne vil vise det samme for scenarie A.

LOLE pr. år - 2034

■ DK2 ■ DK1



Figur 14: LOLE for følsomhedsberegninger til RFE24 angivet i timer pr. år og delt på forbedrende og forværrende for effekttiltrækkeligheden.

FØLSOMHEDSBEREGNINGER, LOLE

I figuren til venstre fremgår følsomhedernes effekt på antallet af timer (LOLE) med effektknaphed i day-ahead markedet i Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2). Følsomhederne er grupperet efter, om de forøger eller formindsker antallet af timer med effektmangel i forhold til udgangspunktet, som er scenarie B.

Generelt viser følsomhedernes effekt på LOLE i day-ahead markedet samme tendens som for effektminutterne. Der er dog nogle særlige dynamikker, som er værd at bemærke.

Øget forbrugsfleksibilitet reducerer LOLE

Mens mere termisk kapacitet giver den største reduktion i effektminutter af de belyste følsomheder, giver øget forbrugsfleksibilitet den største reduktion i LOLE. Det skyldes, at forbrugsfleksibilitet dels kommer til udtryk som en reduktion i forbruget, dels som en flytning af forbruget. Det kan således ske, at flytning af forbrug, som fx elbilers opladning, er nok til at undgå en time med effektmangel og derved reduceres LOLE i beregningerne fra 16 timer til 11 timer.

Energiø Bornholm påvirker i betydelig grad LOLE i Østdanmark

På figuren til venstre springer følsomheden uden Energiø Bornholm i øjnene, da den i betydelig grad ser ud til at påvirke LOLE i Østdanmark. På forrige side fremgår ellers, at effekten uden Energiø Bornholm på estimerede afbrudsminutter er minimal. Stigningen i LOLE skyldes, at det østdanske system er relativt sårbart, fordi det er afhængigt af få store enheder og ikke lige så stærkt forbundet til omkringliggende lande som Vestdanmark. Selvom antallet af timer med effektmangel i day-ahead markedet stiger uden Energiø Bornholm, vil de østdanske balanceringsreserver typisk være tilstrækkeligt store (i MW) til at dække day-ahead markedets effektmangel selv uden Energiø Bornholm, hvorfor betydningen for Energiø Bornholm på afbrudsminutterne er begrænset.

FØLSOMHEDER PÅ SCENARIO B

Følsomhedsanalyserne er lavet på baggrund af scenarie B, selvom scenarie A er vores referencescenarie. Det er valgt, fordi scenarie A har så få effektminutter i udgangspunktet, at det vil være svært at belyse effekterne af de forskellige variationer af data tydeligt.

Resultaterne af følsomhedsanalyserne vil vise det samme for scenarie A.