



**AALBORG UNIVERSITET**

# **Screening af kapacitet i Nordjyllands transmissionsnet 2022**

## **El-infrastruktur Nordjylland**

Marts, 2022

© Forfattere

Steffen Nielsen

Karl Sperling

Poul Alberg Østergaard

**Aalborg Universitet  
Institut for Planlægning**

### **Publisher:**

Department of Planning  
Aalborg University  
Rendsburggade 14  
9000 Aalborg  
Denmark

### **ISBN**

## **Resume**

Denne rapport er udarbejdet i forbindelse med indsatsen "Grøn infrastruktur" i regi af Business Region North Denmark (BRN). Rapporten indeholder en screening af påvirkningen af øget elproduktion og elforbrug på transmissionsnettet i Region Nordjylland.

Analysen er baseret på en beregningsmodel, der inkluderer de 19 nordjyske knudepunkter i transmissionsnettet og de eksisterende elledninger mellem disse.

I analysen er der opstillet tre scenarier for hhv. årene 2020, 2025 og 2030, hvor der udover en generel udvikling i elforbruget, er indlagt specifikke større nye forbrugere og producenter baseret på data indsamlet fra kommunerne i regionen.

Resultaterne af analysen indikerer, at der vil være kapacitetsmæssige udfordringer med en del af transmissionsledningerne i Nordjylland, hvis kommunernes forventninger og den forventede elektrificering af samfundet realiseres.

# Indhold

<b>FORORD .....</b>	<b>4</b>
<b>1. FORMÅL OG BAGGRUND.....</b>	<b>4</b>
<b>2. METODE.....</b>	<b>6</b>
Generel metode.....	6
udvikling i scenarierne.....	8
Datagrundlag.....	8
<i>2020 scenariet</i> .....	10
<i>2025 scenariet</i> .....	10
<i>2030 scenariet</i> .....	11
<i>Oversigt</i> .....	12
<b>3. RESULTATER.....</b>	<b>14</b>
2020 scenariet.....	14
2025 scenariet.....	16
2030 scenariet.....	20
<b>4. OVERVEJELSER VEDRØRENDE DISTRIBUTIONSNETTET .....</b>	<b>24</b>
<b>5. KONKLUSION.....</b>	<b>26</b>
<b>REFERENCER .....</b>	<b>27</b>
<b>BILAG A .....</b>	<b>28</b>

## FORORD

Denne rapport er udarbejdet i perioden november 2021 – marts 2022 i forbindelse med indsatsen ”Grøn infrastruktur” i regi af Business Region North Denmark (BRN).

Rapporten er udarbejdet af Steffen Nielsen, Karl Sperling og Poul Alberg Østergaard som under arbejdet har stået i løbende dialog med en følgegruppe bestående af

- Mette Høj Ravnborg (Region Nordjylland)
- Thomas Jensen (Hjørring Kommune)
- Knud Erik Jensen (Mariagerfjord Kommune)
- Per Frank Hansen og Karen Østergaard (Erhvervshus Nord)
- Michael Lyhne (Thy-Mors Energi)
- Michael Stie Laugesen (Green Hub Denmark)
- Henrik Hartmann og Thomas Stevn Kruse (Business Region North Denmark)

Forfatterne har naturligvis det endelige ansvar for rapportens indhold.

## 1. FORMÅL OG BAGGRUND

Denne screening har til formål at undersøge belastningen af transmissionsnettet i Region Nordjylland ved stigende elproduktion fra vedvarende energi samt nye større elforbrug som power-to-x, store varmepumper og datacentre. Da mange af disse forbrug allerede er kendte og en del af kommunernes planer, udarbejdes der scenarier for 2020 (baseline), 2025 og 2030.

Scenarierne for 2025 og 2030 bygger ovenpå scenariet for 2020, som er udgangspunktet for analyserne.

Analyserne skal ses på baggrund af en generel tendens til en stigende elektrificering af det danske energisystem, hvor industrielle forbrug, boligopvarmning og ikke mindst transportsektoren forudses elektrificeret i videst muligt omfang. Dette sker som en naturlig konsekvens af den danske omlægning til vedvarende energi og på kortere sigt landets 70% CO<sub>2</sub>-emissionsreduktionsmål. Reduktion i følsomhed overfor import af russisk naturgas danner ydermere baggrund for denne omlægning. Danmarks væsentligste vedvarende energikilder er vind og sol, og el fra disse forudses i højt omfang anvendt på de nævnte områder.

Energisystemets geografi er et meget væsentlig rammevilkår. Danmark har i forhold til andre lande traditionelt haft et energisystem med stor geografisk spredning i elproduktionen qua en geografisk spredt produktion fra vindmøller. Denne tendens er styrket af opblomstringen af solcelleanlæg. Forbruget har derimod været mere traditionelt spredt, med behov som i stort omfang har fulgt befolkningstætheden. Med elektrificering af transportsektoren og herunder specielt produktion af syntetiske brændsler (brint, e-fuels, electrofuels, power-2-x) kommer der potentielt set meget store belastninger, som ikke nødvendigvis ligger i befolkningscentrene.

Ubalancer mellem den geografiske spredning af forbrug og produktion øger behovet for transmissionskapacitet – og modsat så kan tilstedeværelsen af en stærk transmissionsnetsforbindelse være en forudsætning for etablering af nye anlæg til både produktion og forbrug af elektricitet. Denne balance eller ubalance må naturligvis analyseres med en høj tidsopløsning og på årsbasis. En øget produktion af el fra solceller i en given lokation vil f.eks. ikke matche et tilsvarende øget behov fra varmepumper; tværtimod vil begge ændringer bidrage til et øget transmissionskapacitetsbehov til området grundet ubalancen i hvornår el produceres og forbruges.

I denne rapport analyseres tendenser for hvordan det nordjyske transmissionsnet belastes i fremtiden, og hvilke begrænsninger det sætter for eventuel udvikling af forbrug og produktion.

## 2. METODE

I dette afsnit beskrives kort analysemetoden, datagrundlaget samt de udviklede scenarier

### GENEREL METODE

Den generelle metode er at simulere transmissionsnettet (150kV og 400kV) i Nordjylland for 19 knudepunkter og de transmissionslinjer, der forbinder disse. Simuleringen foregår i en elnetberegningsmodel kaldet Pandapower (Thurner et al., 2018).

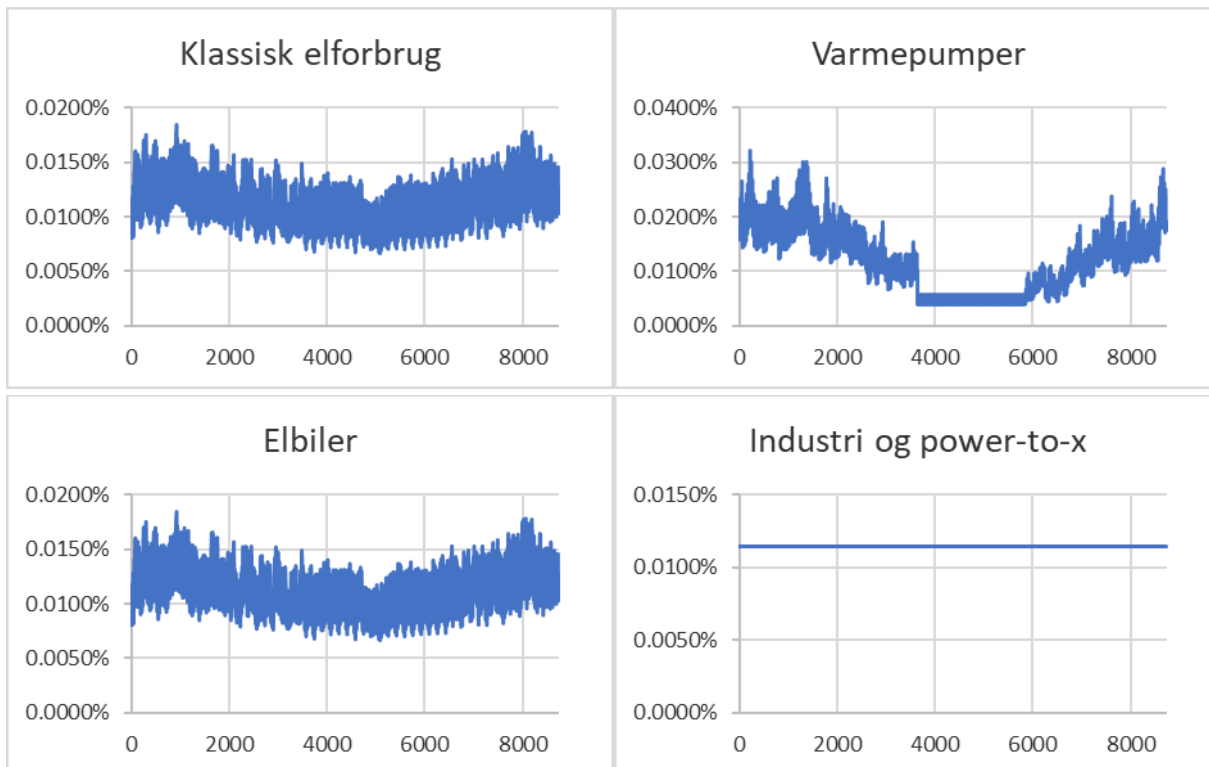
Der laves ikke analyser på de underliggende spændingsniveauer i distributionsnettet - dvs. 60 kV og derunder – men nogle af problemstillingerne forbundet med disse diskuteres kvalitativt.

Der laves ikke redundansanalyser; dvs., at der tages ikke, som i decideret netudvidelsesplanlægning, hensyn til om transmissionsnettet er stærkt nok til at klare delvise udfald. I såkaldte N-1 (n minus et) analyser simuleres systemet under udfald af kritiske komponenter – f.eks. ledningsstrækninger eller transformatorer mellem 150 og 400 kV nettet. Analyseresultaterne er således ikke worst-case scenarier under udfald, men giver alene en indikation af muligheder og potentielle flaskehalsproblemer i Nordjylland.

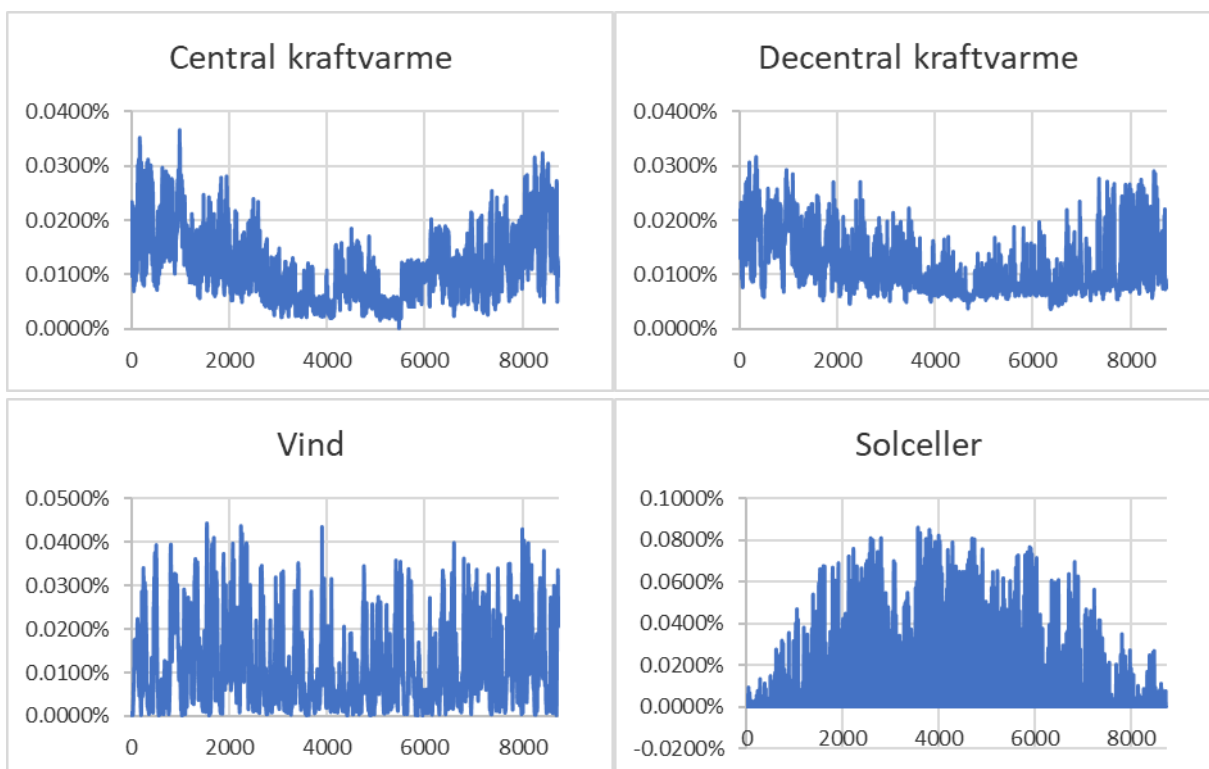
For alle knudepunkterne i transmissionsnettet estimeres produktion og forbrug på årsbasis. Udgangspunktet er derfor årlige data for produktion og forbrug fra Energinets kapacitetskort (Energinet & Dansk Energi, 2021). Da kapacitetskortet kun inkluderer en balance mellem forbrug og produktion, er der indhentet produktion og forbrug separat. Produktionen er videre fordelt ud på central kraftvarme, decentral kraftvarme, solceller og vindmøller (da den procentvise fordeling af disse også er tilgængelig på knudepunktsniveau).

Da produktion og forbrug varierer hen over året og på uge- og døgnbasis, er der indhentet timeprofiler, der anvendes til at fordele de årlige produktioner hen over årets timer. Timeprofilerne er baseret for data for Vestdanmark (Jylland + Fyn) for år 2021 (Energinet, 2022). Det bør bemærkes at dette er en simplificering, da disse profiler vil variere for hvert knudepunkt ift. lokale forhold, men disse data er ikke umiddelbart tilgængelig med denne detaljeringsgrad.

Følgende timeprofiler (side 7) er anvendt for elforbrug. Her antages det, at elbiler følger det klassiske elforbrug, varmepumper følger varmebehovet over året og er derfor lavere om sommeren, mens industri og power-to-x har en konstant timeprofil hen over året, hvilket svarer til et jævnt behov/produktion året rundt. Ved nogle Power-to-X anlæg vil produktionsprofilen sandsynligvis være mere fleksibel, ikke mindst som følge af fluktuerende elpriser. Det vurderes dog, at fleksibiliteten skal være meget høj før denne gør sig gældende i forhold til belastningen af elnettet, da disse anlæg har høje investeringsomkostninger og har brug for mange driftstimer om året. Dette kan eventuelt undersøges nærmere i fremtidige analyser. Det samme gælder fleksibel opladning af elbiler mv.



Herunder vises timeprofilerne for de forskellige typer produktion, hvoraf det ses, at elproduktionen fra kraftvarme er lidt højere i vintertimerne, at vinden varierer hen over året, mens solcelleproduktion ikke overraskende er højest om sommeren.



For hvert knudepunkt laves der ud fra timeprofilerne produktionsprofiler, som anvendes som input til elnetmodellen.

## UDVIKLING I SCENARIERNE

Der antages følgende udvikling i elsystemet:

- Elforbrug i baseline 2020 er baseret på tal fra Energinets kapacitetskort (Energinet & Dansk Energi, 2021).
- Forbrug tilknyttet elbiler estimeres på baggrund af Energistyrelsens analyseforudsætninger (Energistyrelsen, 2021) og udregnes som en procentsats af det klassiske elforbrug. Der regnes med et elforbrug til elbiler på 2,8% i 2025 og 8,36% i 2030.
- Omlægning af opvarmning til individuelle varmepumper i bygningerne udenfor fjernvarmeområder er baseret på data fra Varmeplan Danmark 2021 rapporten. Der implementeres energieffektiviseringer i bygningerne som reducerer varmebehovet med 36% i gennemsnit. Dette implementeres dog kun i en del af bygningerne – der antages 20% i 2025 og 30% i 2030. Der antages desuden en generel årlig stigning på 0,42% i elbehov til nye bygninger (Vad Mathiesen et al., 2021).
- Nye elforbrug i industri, datacentre, og power-to-x baseres på dataindsamling fra kommunerne.
- Ny vindkraft- og solcelleproduktion baseres på dataindsamling fra kommunerne (Se dog også side 12).

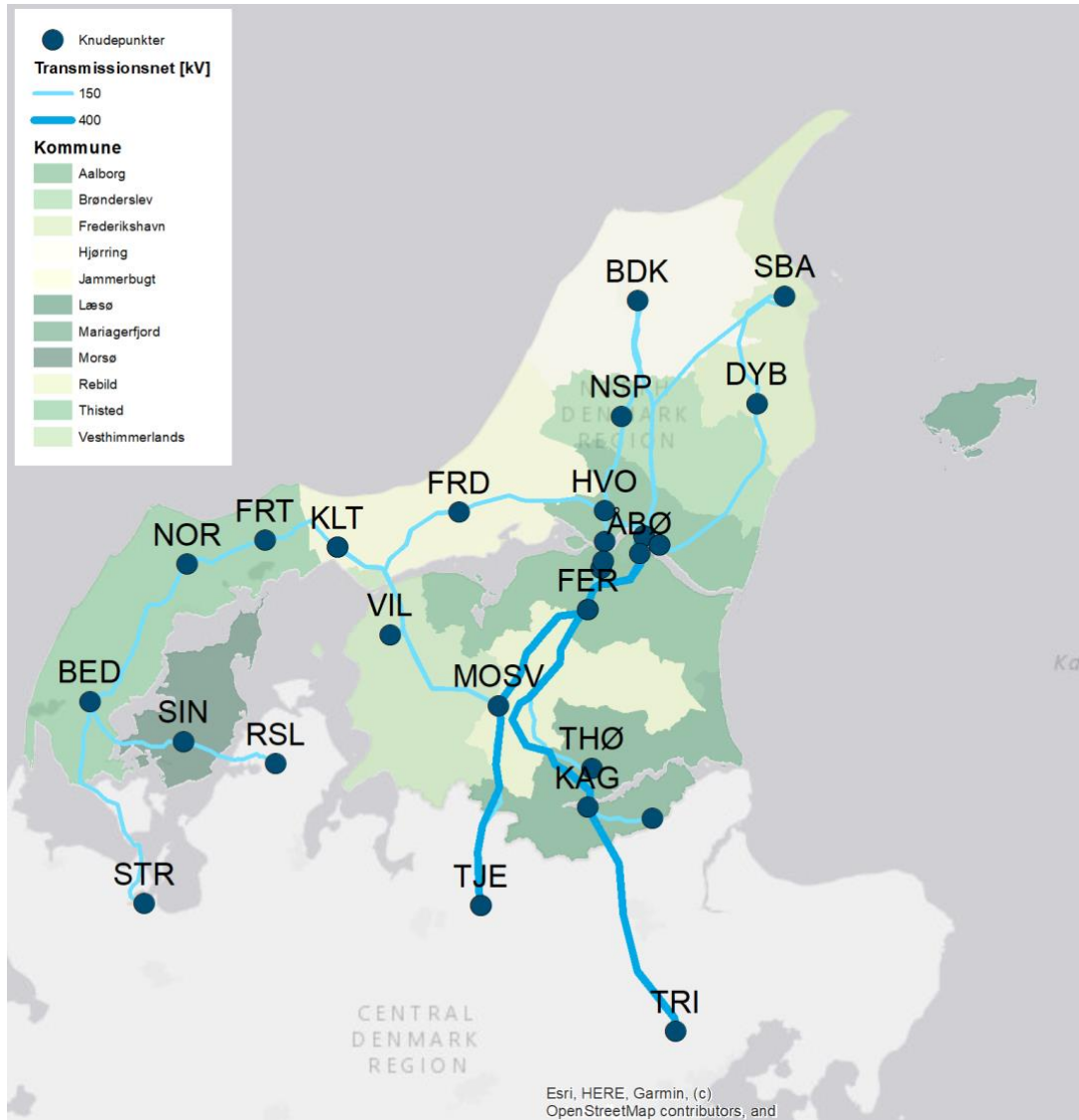
## DATAGRUNDLAG

Nedenstående oversigt viser de 19 nordjyske knudepunkter i transmissionsnettet. Disse er hentet fra Energinets netdata (Energinet, 2020).

1. Bredkær (BDK)	Hjørring Kommune
2. Bedsted (BED)	Thisted Kommune
3. Dybvad (DYB)	Frederikshavn Kommune
4. Ferslev (FER)	Aalborg Kommune
5. Fredensdal (FRD)	Jammerbugt Kommune
6. Frøstrup (FRØ)	Thisted Kommune
7. Hvorupgård (HVO)	Aalborg Kommune
8. Kærbybro (KAG)	Mariagerfjord Kommune
9. Klimfjordholme (KLT)	Jammerbugt Kommune
10. Mosbæk (MOS)	Rebild Kommune
11. Nors (NOR)	Thisted Kommune
12. Nibstrup (NSP)	Brønderslev Kommune
13. Starbakke (SBA)	Frederikshavn Kommune
14. Sindbjerg (SIN)	Morsø Kommune
15. Skansen (SKA)	Aalborg Kommune
16. Tinghøj (THØ)	Mariagerfjord Kommune
17. Vester Hassing (VHA)	Aalborg Kommune
18. Vilsted (VIL)	Vesthimmerlands Kommune
19. Aalborg (ADL,HVV,NVV,ÅBØ er en samling af fire knudepunkter grundet konfidentialitetshensyn)	Aalborg Kommune



På kortet Figur 1 ses de knudepunkter der er inkluderet i modellen. Bemærk, at nogle af knudepunkterne er udenfor Region Nordjylland (f.eks. Struer og Tjele). Disse er medtaget for at kunne se belastningen på strækningerne til Nordjylland.



Figur 1: Oversigt over knudepunkter og linjeføringer for transmissionsnettet i Nordjylland.

Af modeltekniske hensyn er transmissionsledningernes kapaciteter (belastningsevne) simplificeret. De fire typer af ledninger der er anvendt findes i Tabel 1. Værdierne er baseret på gennemsnitstal for de mere detaljerede netværksdata.

Tabel 1: Værdier for belastningsevne eller kapacitet anvendt til transmissionsledninger

	Max belastning [kA]	Max belastning [MW]
<b>165kV 1</b>	0,87	226
<b>165kV 2</b>	0,84	240
<b>165kV 3</b>	0,62	177
<b>400kV</b>	1,60	1.109

## 2020 SCENARIET

Tabel 2 viser datainput til 2020 scenariet baseret på Energinets kapacitetskort. De aggregerede tal inkluderer forskellige typer af forbrug og produktion.

*Tabel 2: Inputdata i 2020 scenariet - årlige forbrug og produktion per knudepunkt*

Station	2020 forbrug [GWh]	2020 produktion [GWh]
Bredkær	416	415
Bedsted	362	213
Dybvad	176	220
Ferslev	180	57
Fredensdal	129	104
Frøstrup	134	173
Hvorupgård	140	181
Kærbybro	275	658
Klimfjordholme	36	447
Mosbæk	265	164
Nors	202	262
Nibstrup	342	276
Starbakke	410	117
Sindbjerg	179	240
Skansen	88	3
Tinghøj	220	331
Vesterhassing	163	219
Vilsted	198	291
Aalborg	832	2.162
<b>Sum</b>	<b>4.746</b>	<b>6.533</b>

## 2025 SCENARIET

Tabel 3 viser datainput for 2025 scenariet og er, som beskrevet, baseret på den generelle udvikling af elbiler og varmepumper samt input fra kommunerne. Der vises kun de aggregerede tal for forbrug og produktion, men disse inkluderer forskellige typer af forbrug og produktion som igen er knyttet op på forskellige timeprofiler (f.eks. for vind og sol). Generelt ses en øgning i både forbrug og produktion, men med tydelige forskelle knudepunkterne imellem.

*Tabel 3: Inputdata i 2025 scenariet - årlige forbrug og produktion per knudepunkt*

Station	2025 forbrug [GWh]	2025 produktion [GWh]
Bredkær	503	485
Bedsted	406	213
Dybvad	1.011	367

Ferslev	218	57
Fredensdal	179	268
Frøstrup	146	173
Hvorupgård	159	509
Kærbybro	538	658
Klimfjordholme	46	473
Mosbæk	317	627
Nors	238	262
Nibstrup	407	391
Starbakke	1.359	117
Sindbjerg	226	240
Skansen	136	205
Tinghøj	3.703	331
Vesterhassing	202	927
Vilsted	236	1.153
Aalborg	4.195	2.766
<b>Sum</b>	<b>14.225</b>	<b>10.223</b>

## 2030 SCENARIET

Tabel 4 viser datainput for 2030 scenariet, baseret på input fra kommunerne. I forhold til 2025 scenariet ses en øgning af forbruget, mens produktionen er lavere. Den lavere produktion skyldes primært nedlukningen af Nordjyllandsværket i 2028.

*Tabel 4: Inputdata i 2030 scenariet - årlige forbrug og produktion per knudepunkt*

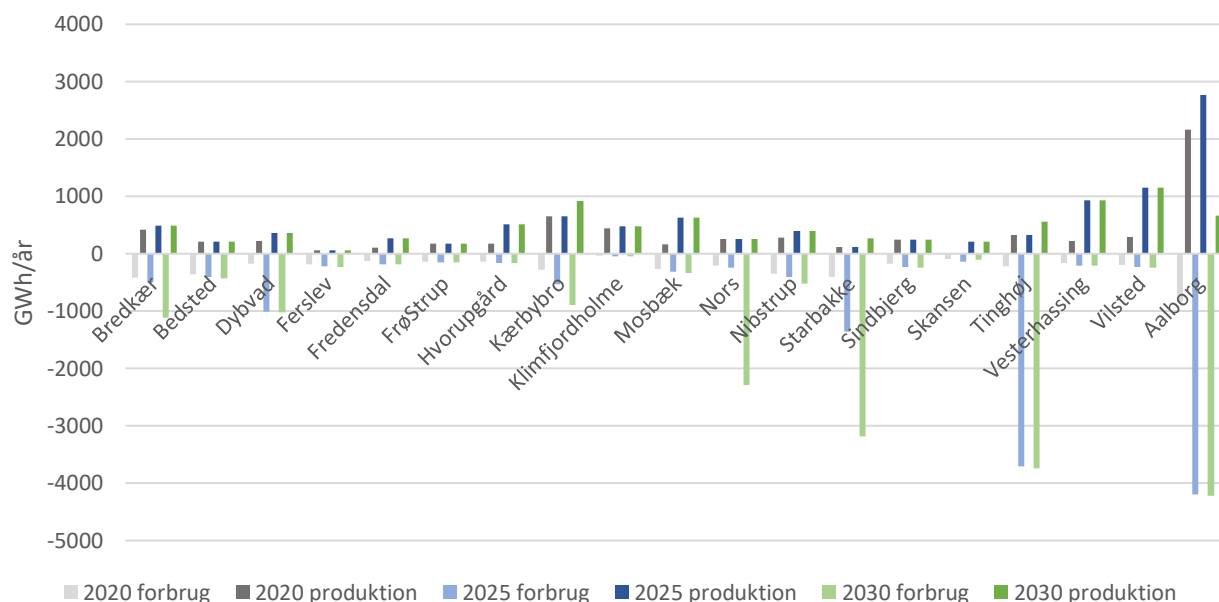
Station	2030 forbrug [GWh]	2030 produktion [GWh]
Bredkær	1.118	485
Bedsted	425	213
Dybvad	1.019	367
Ferslev	227	57
Fredensdal	185	268
Frøstrup	154	173
Hvorupgård	166	509
Kærbybro	891	924
Klimfjordholme	48	473
Mosbæk	330	627
Nors	2.288	262
Nibstrup	525	391
Starbakke	3.182	274
Sindbjerg	238	240
Skansen	100	205
Tinghøj	3.744	559

<b>Vesterhassing</b>	209	927
<b>Vilsted</b>	243	1.153
<b>Aalborg</b>	4.216	659
<b>Sum</b>	<b>19.309</b>	<b>8.766</b>

Det bør dertil nævnes, at yderligere solcelleplaner indrapporteret fra kommunerne ikke er medtaget i 2030 scenariet, da kapaciteten i 2025 scenariet allerede overskrider det estimerede, fremtidige behov for solceller. På landsplan regnes der i Ingeniørforeningens Klimasvar (Lund et al., 2021) med 5 GW i 2030 og 10 GW i 2045 og Energistyrelsen regner med 8,4 GW i 2030 og 13,1 GW i 2040 (Energistyrelsen, 2021). Hvis Energistyrelsens tal omregnes til årlig produktion i TWh/år, og Nordjyllands andel deraf estimeres, så skal der være 1,7 TWh/år fra solceller i 2030. I det opstillede 2025 scenarie er produktionen allerede 2,3 TWh/år i Nordjylland.

## OVERSIGT

Figur 2 viser en oversigt over forbrug og produktion per knudepunkt for de tre scenarier.



Figur 2: Sammenligning af inputdata for produktion og forbrug for de tre scenarier. Forbrug vises som negative tal, mens produktion vises som positive tal.

Ud fra Figur 2 ses en kraftig forøgelse i elforbruget frem mod 2030 i Bredkær, Dybvad, Kærbybro, Nors, Starbakke, Tinghøj og Aalborg. Samtidig stiger elproduktionen i Fredensdal, Hvorupgård, Kærbybro, Klim Fjordholme, Mosbæk, Vester Hassing, Vilsted. I Aalborg stiger elproduktionen i 2025, men falder i 2030, hvilket skyldes lukningen af Nordjyllandsværket.

Da typerne af elforbrug og elproduktion varierer fra knudepunkt til knudepunkt, vil der være store forskelle hen over året. Hvis der i et knudepunkt f.eks. er en stor andel af solceller, vil produktionen primært ligge om sommeren, mens denne vil være mere jævnt fordelt i et knudepunkt med en mindre andel sol. Der er også stor forskel på hvor stor en andel i knudepunkterne, der kan dækkes af lokal

elproduktion. F.eks. er der i Tindhøj et langt større elforbrug end den lokale elproduktion. I Bilag A ses timedistributioner per knudepunkt for 2025 og 2030 scenarierne.

### 3. RESULTATER

Dette kapitel indeholder resultaterne fra beregningsmodellen. Hvert scenarie er beskrevet ud fra samme struktur:

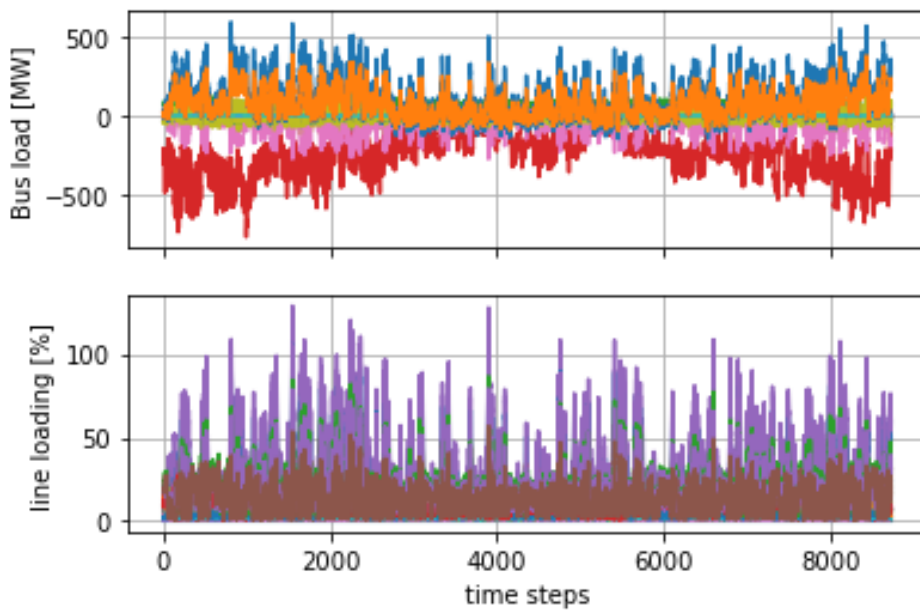
- 1) timefordelingen per knudepunkt og for alle linjeføringer,
- 2) kort over belastning i time 3000 (forår), 5000 (sommer) og 8735 (vinter) og
- 3) tabel med opsummering af antal timer hver linje er overbelastet.

#### 2020 SCENARIET

Øverst på Figur 3 vises belastningen i MW for hvert knudepunkt (på engelsk Bus load) for hver time hen over året, farverne repræsenterer forskellige knudepunkter. Nederst på figuren vises belastningen på de forskellige linjer (Line loading), hvor en belastning på over 100% betyder, at en linje er overbelastet. Det er ikke et stort problem, hvis en linje har få timer over 100% da dette kan løses i praksis, men hvis det begynder at være konsistent, er det en generel udfordring, der bør løses eventuelt ved hjælp af netforstærkninger. En såkaldt N-1 betragtning vil selvfølgelig gøre dette mere kritisk.

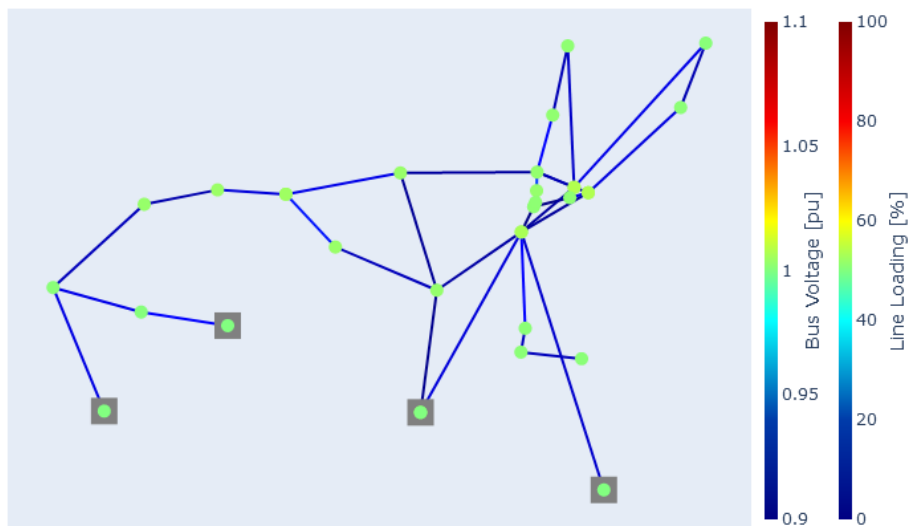
En transmissionsledning kan godt holde til at blive overbelastet i mindre grad i en kortere periode. I praksis afsættes der varme i en ledning under drift, og mængden af varme der afsættes, afhænger af strømstyrken og dermed den overførte effekt - i anden potens. Hvor meget en ledning kan belastes, er derfor et spørgsmål om, hvor varm, den må blive. Det afhænger således af forskellige forhold som materiale, tværsnitsareal, omgivelsernes temperatur og af om den er et jordkabel eller en luftledning. Ved ophedning forlænges ledninger, hvilket øger sandsynlighed for utilsigtede kortslutninger. I yderste konsekvens kan en ledning smelte - men inden da bør sikkerhedssystemer naturligvis have frakoblet den. For jordkabler vil for høj driftstemperatur mindske levetiden for kablets isolering.

Til sidst i denne sektion findes en opsummering over hvor mange timer hver linje er belastet over 100%.

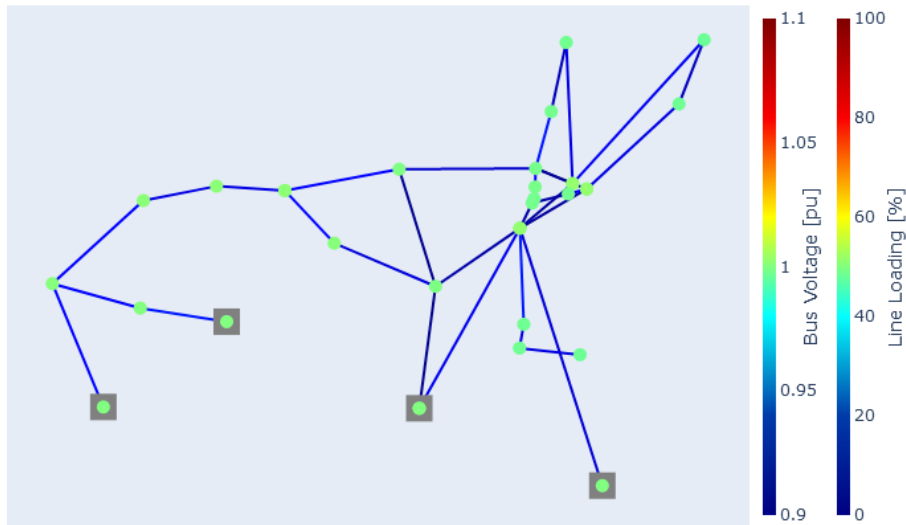


Figur 3: Timefordeling af belastningen på knudepunkter og linjer i 2020 scenariet

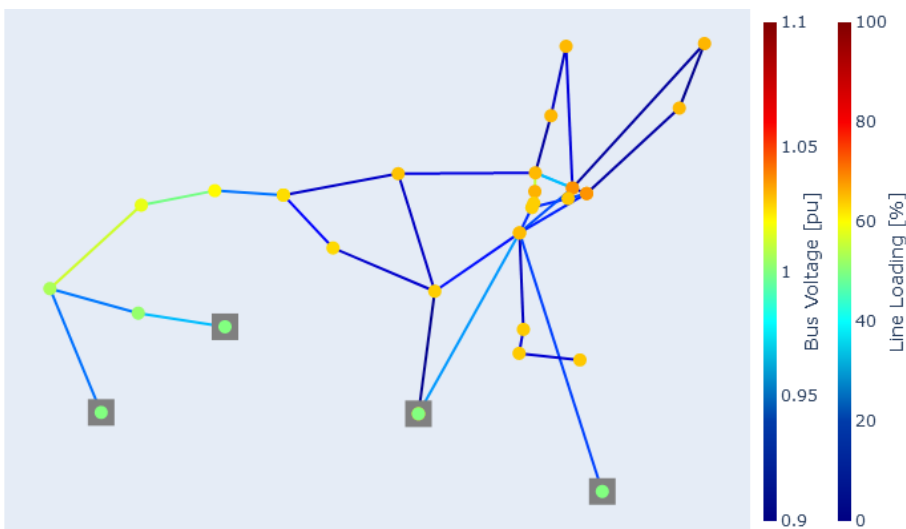
På kortene Figur 4-Figur 6 på næste side vises samme resultat, for time 3000, 5000 og 8735, hvor det ses at linjebelastningen (lineload %) er under 100% for alle linjer, dvs. der ikke er en overbelastning i disse timer.



Figur 4: Belastning for linjerne i time nummer 3000 for 2020 scenariet



Figur 5: Belastning for linjerne i time nummer 5000 for 2020 scenariet



Figur 6: Belastning for linjerne i time nummer 8735 for 2020 scenariet

Tabel 5 viser de overbelastede linjer, samt hvor mange timer hver linje er overbelastet, for at se om der er store udfordringer i nettet. I 2020 scenariet er der tre linjer med en grad af overbelastning, men i så få timer, at det må vurderes at der ikke er udfordringer i dette scenarie.

Tabel 5: Linjer med overbelastning i 2020 scenariet. Angivet som procent af året med overbelastning.

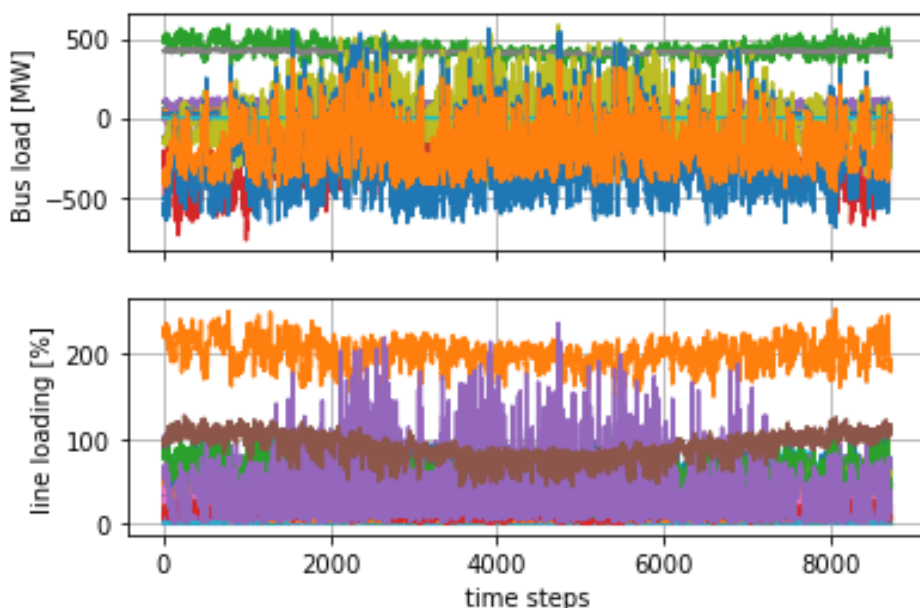
Nr	Fra	Til	2020
4	Bedsted	Nors	0,7%
20	Frøstrup	Nors	0,1%
24	Hvorupgaard	Skansen	0,1%

## 2025 SCENARIET

For 2025 scenariet vises samme type af resultater som 2020 scenariet, men på Figur 7 ses det, at der er væsentlig mere belastning på nogle linjer. Nederst ses det, at der er én linje der ligger omkring

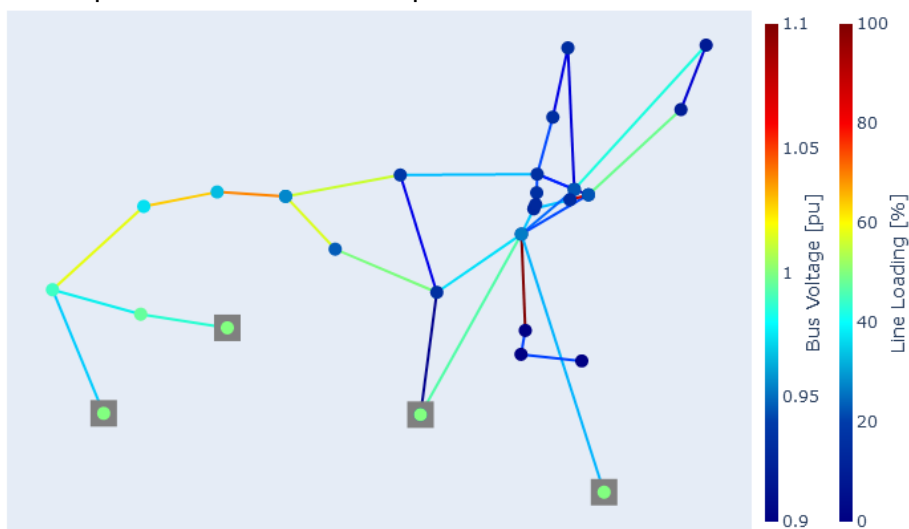


200% belastning konstant, én linje ligger på omkring 100% konstant og en tredje ligger over 100% i sommertimerne. I praksis ville disse udfordringer skulle løses, da systemet ikke kan drives med denne belastning.

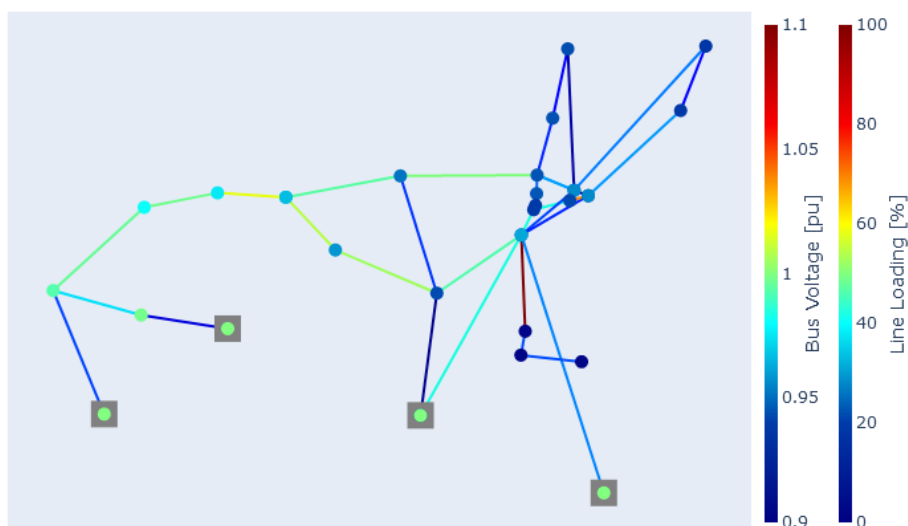


Figur 7: Timefordeling af belastningen på knudepunkter og linjer i 2025 scenariet

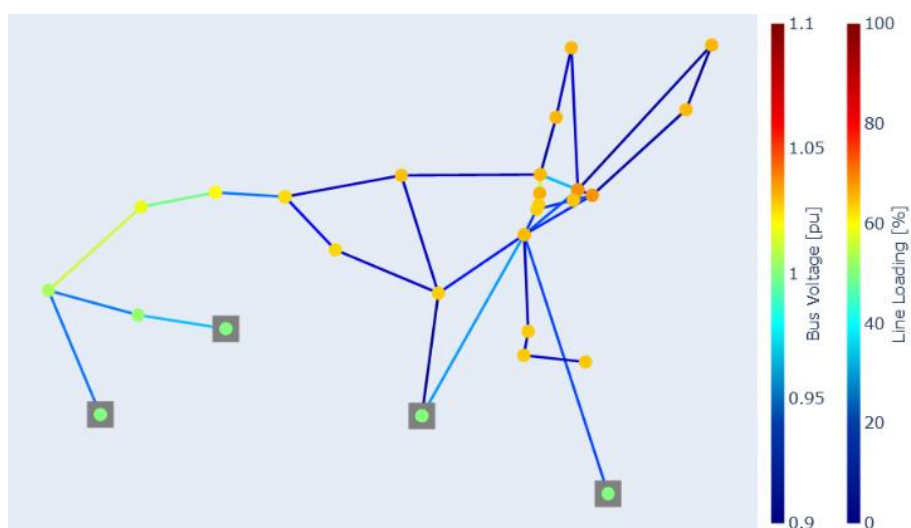
Figur 8, Figur 9 og Figur 10 på næste side, viser kort over belastningen for de individuelle linjer for hhv. time 3000 (forår), 5000 (sommer) og 8735 (vinter). Her ses det at linjen Ferslev til Tinghøj har en høj belastning samt linjen Vester Hassing til Aalborg Øst. Den sidste skyldes højst sandsynligt simplificeringer af modelinputtet ift. Aalborg og burde ikke være et problem i praksis, mens Ferslev til Tinghøj linjen er et problem der skal løses i praksis.



Figur 8: Belastning for linjerne i time nummer 3000 for 2025 scenariet



Figur 9: Belastning for linjerne i time nummer 5000 for 2025 scenariet



Figur 10: Belastning for linjerne i time nummer 8735 for 2025 scenariet

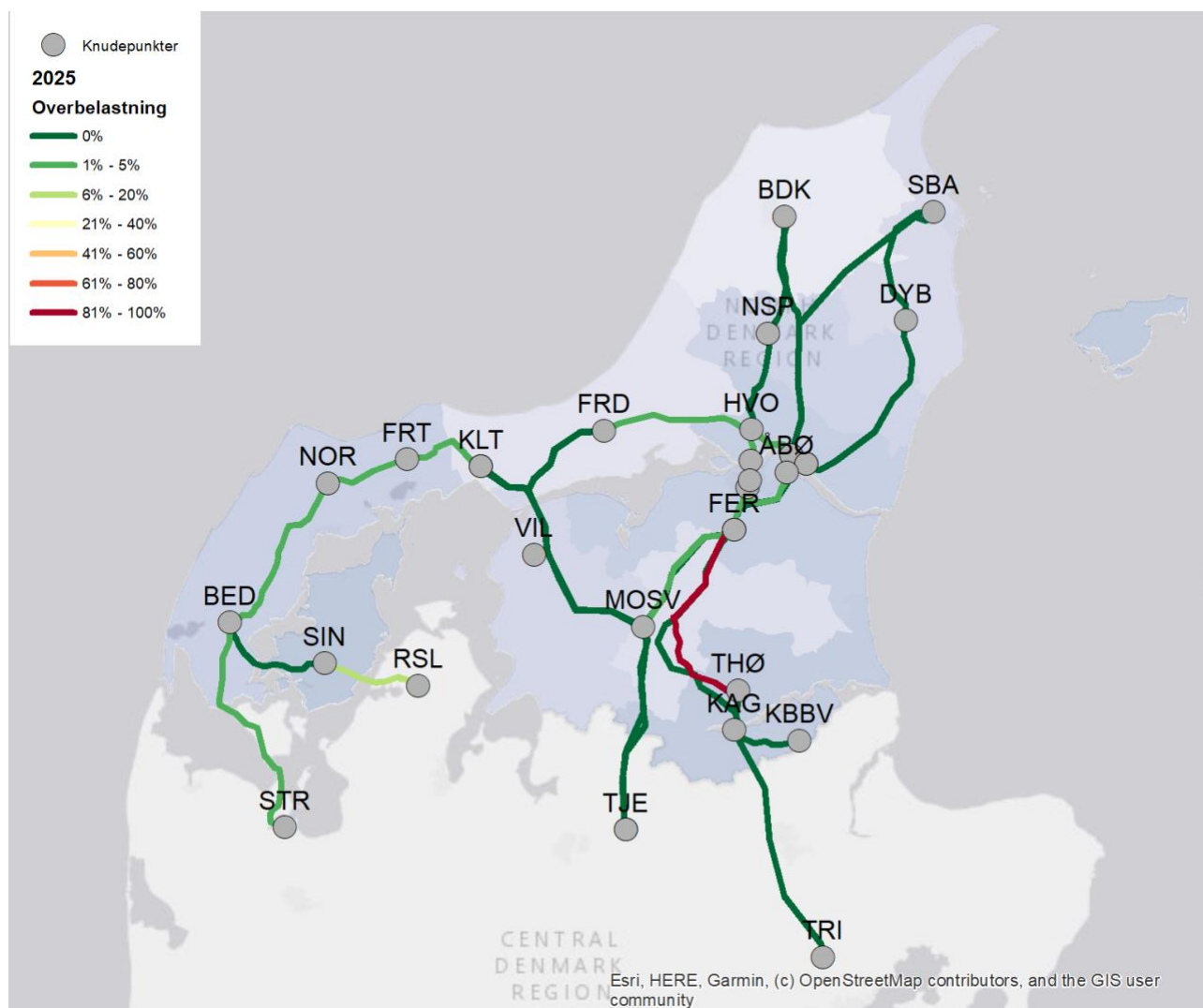
Tabel 6 og kortet på Figur 11 viser at der i 2025 scenariet er 15 linjer, hvor der forekommer en overbelastning i nogle timer. For de fleste linjer er der dog tale om få timer og det er derfor, som nævnt ovenfor, Ferslev til Tinghøj (overbelastet i 100% af tiden) og Vester Hassing til Aalborg Øst (overbelastet i 31,2% af tiden), hvor der er en udfordring. Der ses også en tendens til, at Roslev til Sindbjerg og Bedsted til Nors begynder at have en mere betydende belastning, dog stadig kun i hhv. 8,5% og 4% af timerne.

Det kan bemærkes, at 400 kV forbindelsen mellem Ferslev og Trige passerer Tinghøj, hvorved der kunne være mulighed for at udvide kapaciteten i dette område. Om end en udvidelse med en 400 kV station naturligvis er omkostningstung.

Tabel 6: Linjer med overbelastning i 2025 scenariet. Angivet som procent af året med overbelastning.

Nr	Fra	Til	2025
1	Ådalen	Aalborg Øst	1,8%
4	Bedsted	Nors	4,0%

6	Bedsted	Struer	0,5%
9	Ådalen	Ferslev	1,8%
10	Ferslev	Mosbæk	0,3%
11	Ferslev	Tinghøj	100,0%
16	Fredensdal	Hvorupgaard	1,2%
19	Frøstrup	Klim Fjordholme	0,1%
20	Frøstrup	Nors	1,3%
22	Hvorupgaard	Nordjyllandsværket	0,8%
23	Hvorupgaard	Nordjyllandsværket	0,8%
24	Hvorupgaard	Skansen	1,6%
32	Nordjyllandsværket	Aalborg Øst	0,1%
34	Roslev	Sindbjerg	8,5%
35	Vester Hassing	Aalborg Øst	31,2%

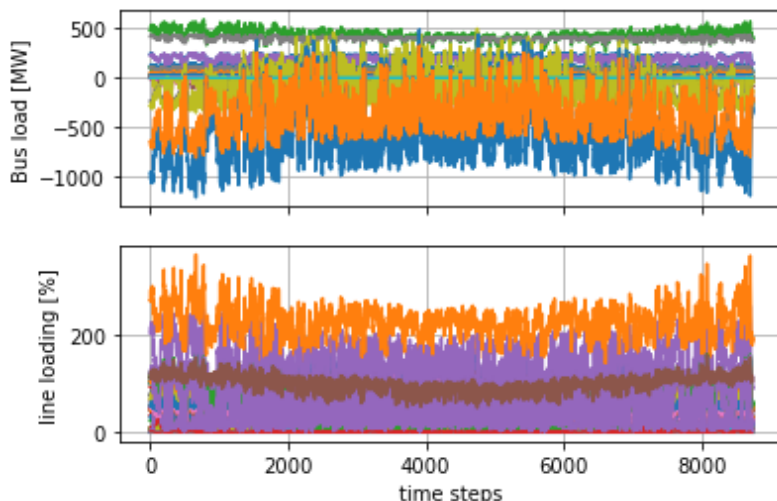


Figur 11: Kort over overbelastningen i 2025 scenarie. Procentsatsen angiver andelen af den samlede mængde timer hvor der er en overbelastning på hver linje.

## 2030 SCENARIET

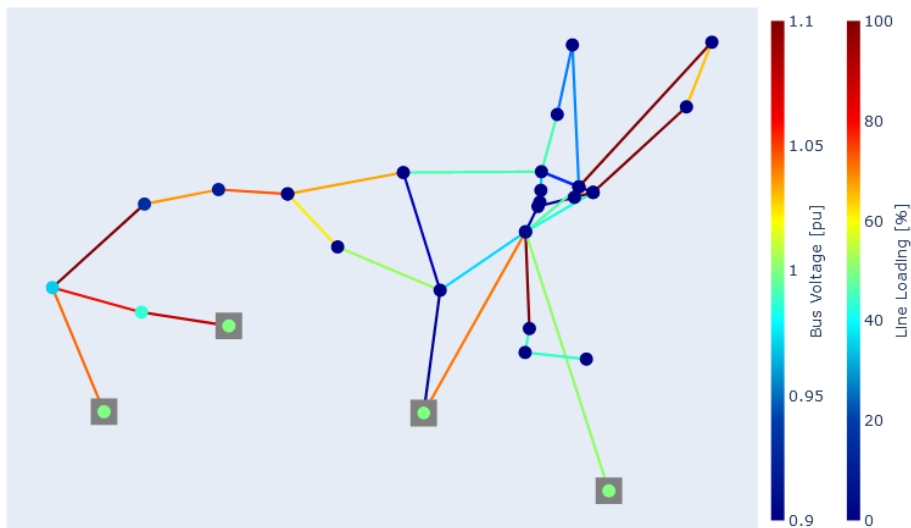
I 2030 scenariet er der tilføjet yderligere elbehov ift. 2025 scenariet. Det bør nævnes, at for 2030 scenariet er elforbruget i Tinghøj samme niveau som i 2025, da modellen ikke kunne finde frem til en løsning med et så højt elbehov som ønsket. Dog er linjen fra Ferslev til Tinghøj allerede i 2025 scenariet overbelastet 100% af tiden, og det vurderes derfor, at et øget behov kun vil øge denne overbelastning.

Figur 12 viser timefordelingen på knudepunkter og linjer, hvor det ses at belastningen endnu engang er øget og dermed er flere linjer overbelastede.

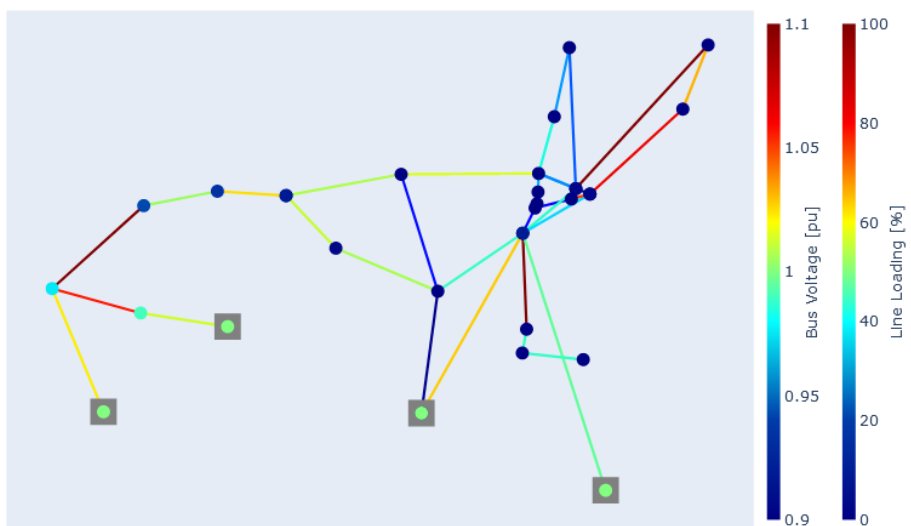


Figur 12: Timefordeling af belastningen på knudepunkter og linjer i 2030 scenariet

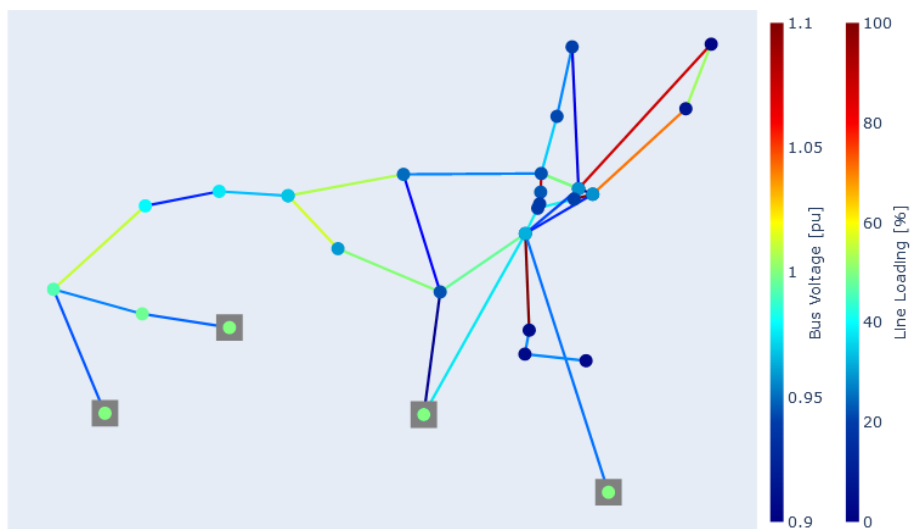
Figur 13, Figur 14 og Figur 15 på næste side, viser kort over belastningen for de individuelle linjer for hhv. time 3000 (forår), 5000 (sommer) og 8735 (vinter). På kortene ses det, at belastningen ift. tidligere er øget i den vestlige og nordlige del af Nordjylland. Dette kan være et tegn på et øget behov for styrkelse af forbindelserne i dette område.



Figur 13: Belastning for linjerne i time nummer 3000 for 2030 scenariet



Figur 14: Belastning for linjerne i time nummer 5000 for 2030 scenariet

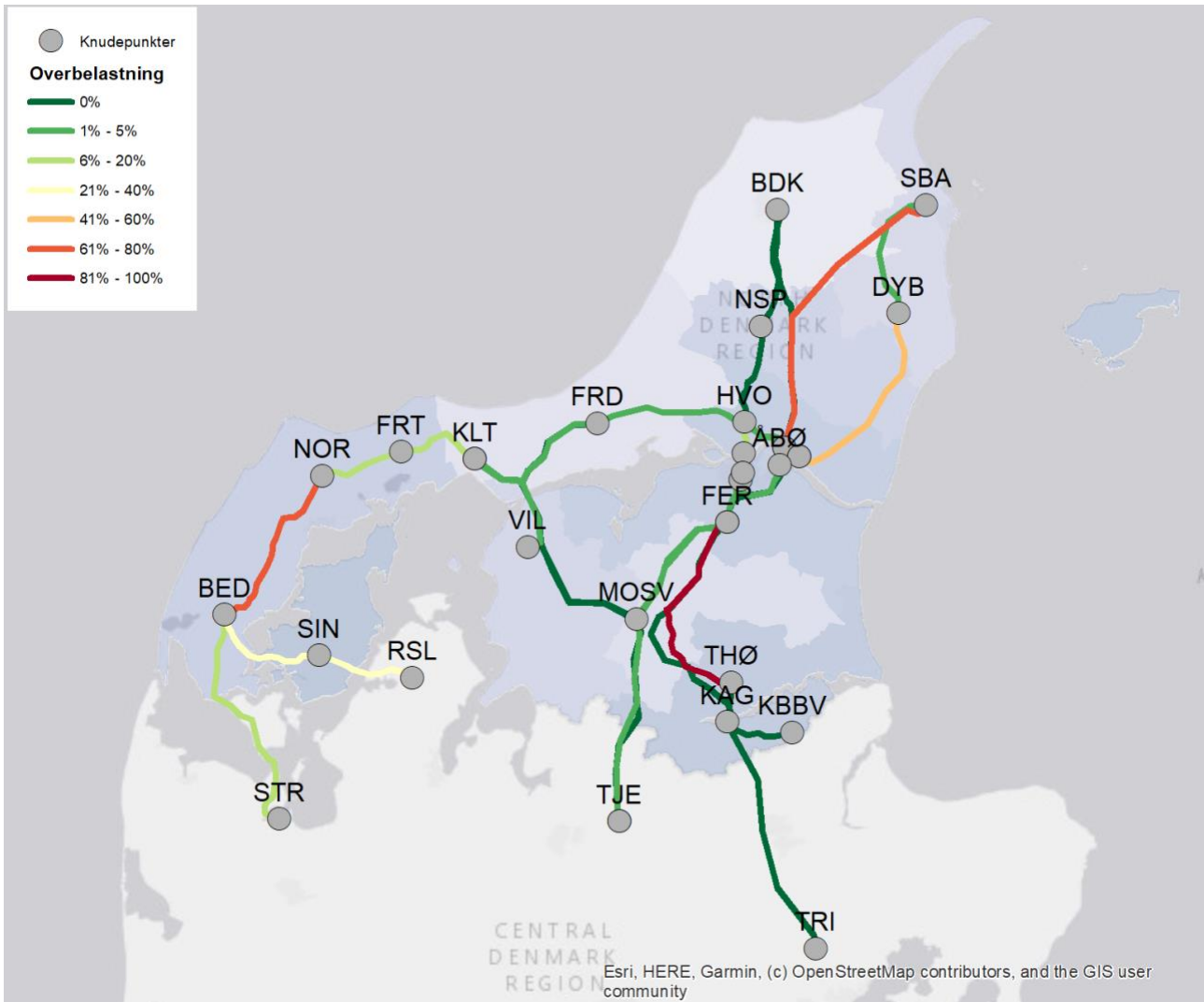


Figur 15: Belastning for linjerne i time nummer 8735 for 2030 scenariet

Tabel 7 og kortet på Figur 16 viser, at der i 2030 scenariet er omkring 22 linjer ud af 35 som er overbelastede i en del af årets timer. I dette scenarie er der flere linjer med en overbelastning end i 2025 scenariet. De samme udfordringer kan identificeres på linjen fra Ferslev til Tinghøj (overbelastet 100% af tiden). Der ses også en større belastning på linjerne i den vestlige del omkring Bedsted til Nors (overbelastet 61,2% af tiden), Bedsted til Sindbjerg (overbelastet 21,7% af tiden), Roslev til Sindbjerg (overbelastet 24,6% af tiden). Samtidig ses der en øget belastning på linjerne i det nordlige område, herunder fra knudepunkterne ved det lukkede Nordjyllandsværk til Starbakke (overbelastet 63,4% af tiden), Dybvad til Vester Hassing (overbelastet 42% af tiden), Vester Hassing til Aalborg Øst (overbelastet 28,9% af tiden) og Nordjyllandsværket til Aalborg Øst (overbelastet 21% af tiden).

*Tabel 7: Linjer med overbelastning i 2030 scenariet. Angivet som procent af året med overbelastning. Beregningen i dette scenarie er baseret på timer der dækker 80% af året.*

Nr	Fra	Til	2030
4	Bedsted	Nors	61,2%
5	Bedsted	Sindbjerg	21,7%
6	Bedsted	Struer	8,0%
7	Dybvad	Starbakke	0,1%
8	Dybvad	Vester Hassing	42,5%
10	Ferslev	Mosbæk	0,2%
11	Ferslev	Tinghøj	100,0%
13	Ferslev	Tjele	4,3%
16	Fredensdal	Hvorupgaard	3,6%
17	Fredensdal	Klim Fjordholme	0,9%
19	Frøstrup	Klim Fjordholme	10,3%
20	Frøstrup	Nors	12,1%
22	Hvorupgaard	Nordjyllandsværket	2,0%
23	Hvorupgaard	Nordjyllandsværket	2,0%
24	Hvorupgaard	Skansen	11,6%
27	Klim Fjordholme	Klim Fjordholme	0,7%
28	Klim Fjordholme	Vilsted	0,1%
31	Nordjyllandsværket	Starbakke	63,4%
32	Nordjyllandsværket	Aalborg Øst	21,0%
34	Roslev	Sindbjerg	24,6%
35	Vester Hassing	Aalborg Øst	28,9%



Figur 16: Kort over overbelastningen i 2030 scenarieret. Procentsatsen angiver andelen af den samlede mængde timer hvor der er en overbelastning på hver linje. Beregningen i dette scenarie er baseret på timer der dækker 80% af året (af modeltekniske hensyn).

## 4. OVERVEJELSER VEDRØRENDE DISTRIBUTIONSNETTET

Analyserne tager som nævnt udgangspunkt i transmissionsnettet, og behandler således ikke distributionsnettet, men idet transmissionsnettet ikke når ud i alle ender af Nordjylland, vil vi her kort overveje nogle af de begrænsninger, som distributionsnettet kan udgøre for udviklingen af Nordjylland.

Hvor en 150 kV forbindelse typisk kan ligge på lidt over 200 MW overføringskapacitet og en 400 kV forbindelse ligger på f.eks. 1100 MW, så ligger en 60 kV forbindelse på noget mindre - måske 50 MW. Dette afhænger som ved de andre spændingsniveauer af antallet af parallelle forbindelser, men det viser, at der er potentielle flaskehalsproblemer også i distributionsnettet.

Det nærmeste 150 kV knudepunkt i forhold til Hirtshals er f.eks. Bredkær i den østlige ende af Hjørring. Derfra er der 16 km til Hirtshals Havn. Mellem Bredkær og Hirtshals er der tre 60 kV ledninger med en samlet overføringskapacitet på omkring 155 MW, men kun en enkelt af disse går direkte fra 150 kV knudepunktet i Bredkær. De andre går hhv. via Sindal/Bindslev og Hjørring/Sønderlev, så det betyder naturligvis, at Hirtshals ikke har denne kapacitet til rådighed. Der har tidligere været planlagt en 150 kV forbindelse på 255 MW til Horne/Hirtshals, men den blev ikke realiseret.

I forhold til Skagen, er situationen tilsvarende. Her er der en strækning på ca. 33 km fra Starbakke vest for Frederikshavn som alene har 60 kV forbindelse samt en parallel forbindelse fra Skagen mod Sindal og 150 kV knuden i Bredkær. Der har tidligere været planlagt en 150 kV forbindelse mellem Starbakke og Ålbæk / Skagen, men den blev ikke realiseret. Derudover var Skagen planlagt forbundet på 150kV niveau med Sindal, som skulle være knudepunkt på en ny 150 kV øst-vest forbindelse mellem Bredkær (Hjørring) og Starbakke (Frederikshavn).

Frederikshavn er knyttet til transmissionsnettet på 150 kV niveau, men selv her kan der være potentielle flaskehalse i distributionsnettet, hvis der placeres store nye forbrug i form af power-2-x eller opladning af elfærger ved Frederikshavn havn - en distance på 5-6 km i luftlinje fra Starbakke. Mellem Starbakke og havnen er der to 60 kV forbindelser. Dertil kommer en 60 kV forbindelse syd mod Sæby og videre mod 150 kV stationen i Dybvad.

Hanstholm Havn ligger 12 km fra den nærmeste 150 kV station Nors eller 21 km fra Frøstrup (Østerild) – og tilsvarende ligger Thisted Havn 8-9 km fra Nors. Problemstillingen gentager sig således.

Opsummeret sætter distributionsnettet en begrænsning for udbygningen af ny forbrug og produktion, som transmissionsnetsanalyser ikke fanger. Det har dog ligget ud over det arbejde, som denne rapport har fokuseret på, så det skal alene ses som en indikation af potentielle yderligere flaskehalse ved en kraftig elektrificering af Nordjylland.

Om produktions- og forbrugsudvidelser i disse eksempler skal dækkes ved hjælp af distributionsnet eller ved hjælp af transmissionsnettet, forholder vi os ikke til. Det må afhænge af en nærmere



vurdering i det enkelte tilfælde, men desto højere forbrug eller produktion et givet sted, desto større bliver incitamentet for at transmissionsnettet skal udvides dertil. I transmissionsnetsanalyserne har vi i sagens natur kun kunnet simulere belastningen af konkrete eksisterende transmissionsledninger; ikke ikke-eksisterende ledninger.

## 5. KONKLUSION

I denne rapport er der analyseret tre scenarier for det nordjyske transmissionsnet – dvs. luftledninger og underjordiske kabler på 150 og 400 kV niveau. Scenarierne har en forholdsvis kort tidshorisont med et referencesystem samt to fremtidsscenarier for hhv. 2025 og 2030.

Blandt de konklusioner, der kan drages er:

- Der er ikke problemer pt og den almene forbrugsudvikling er ikke problematisk.
- De fleste af de nye behov – varmepumper til fjernvarme eller individuel boligopvarmning, forslag til elektrificeringer i industrien, anlæg til CO<sub>2</sub> lagring, – er ikke problematiske.
- Kapaciteten i transmissionsnettet står ikke mål med ambitionerne frem mod 2030. Det vil sige, at hvis de ambitioner som er blevet indsamlet fra de 11 kommuner i området indfries, så overstiger de hvad transmissionsnettet kan yde.
- Så snart der tales om elintensive processer, såsom power-2-x, så opstår der problemer i transmissionsnettet.
- Hvis der lægges nye elbehov i områder som ikke er forbundet direkte til transmissionsnettet, så skabes der behov for enten styrkelse af distributionsnettet eller for en udvidelse af transmissionsnettet. Analyserne har kun taget udgangspunkt i det eksisterende net, så manglende kapacitet på strækninger uden eksisterende forbindelser er ikke fanget i analyserne.
- Lukningen af Nordjyllandsværket i 2028 ændrer billedet, idet en stor produktionsenhed dermed udtages centralt i det nordjyske transmissionsnet. Produktionen i Nordjylland kommer derved til næsten udelukkende at være baseret på vind og sol. Flows i transmissionsnettet kommer dermed også til at variere mere efter vindforhold og solindstråling. Samtidig bliver der også et øget behov for import af strøm til Nordjylland.
- Det skal bemærkes, at analyserne i denne rapport ikke er foretaget under de antagelser som udføres normalt i forbindelse med netudvidelsesplanlægning. Der tages således udgangspunkt i et intakt net, hvor man i netudvidelsesplanlægning vil foretage følsomhedsanalyser med udfald af komponenter (ledningsstrækninger, transformatorer) - med andre ord, man undersøger, om der er redundans i transmissionsnettet. Eftersom der opstår problemer med intakt net, så er der naturligvis heller ikke redundans til udfald.

## REFERENCER

- Energinet. (2020). *Netdata*. <https://energinet.dk/EI/Data-om-energisystemet/Netdata>
- Energinet. (2022, January 19). *Production and Consumption - Settlement*. <https://www.energidataservice.dk/tso-electricity/productionconsumptionsettlement>
- Energinet, & Dansk Energi. (2021). *Kapacitetskort 2021*. [www.kapacitetskort.dk](http://www.kapacitetskort.dk)
- Energistyrelsen. (2021, October 12). *Analyseforudsætninger til Energinet 2021 (AF21)*. <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/analyseforudsætninger-til-energinet>
- Lund, H., Mathiesen, B. V., Thellufsen, J. Z., Sorknæs, P., Chang, M., Kany, M. S., & Skov, I. R. (2021). *IDAs Klimasvar 2045 - Sådan bliver vi klimaneutrale*. Ingeniørforeningen IDA. <https://vbn.aau.dk/en/publications/idas-klimasvar-2045-s%C3%A5dan-bliver-vi-klimaneutrale>
- Turner, L., Scheidler, A., Schafer, F., Menke, J. H., Dollichon, J., Meier, F., Meinecke, S., & Braun, M. (2018). Pandapower - An Open-Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis, and Optimization of Electric Power Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(6). <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2829021>
- Vad Mathiesen, B., Lund, H., Nielsen, S., Sorknæs, P., Moreno, D., & Zinck Thellufsen, J. (2021, October 8). *Varmeplan Danmark 2021*. <https://vbn.aau.dk/da/publications/varmeplan-danmark-2021-en-klimaneutral-varmeforsyning>

## BILAG A

Dette bilag indeholder de anvendte timedistributioner for 2025 og 2030 scenarierne per knudepunkt. Y-aksen er MW og X-aksen er time på året. Produktion og forbrug er aggregerede tal, hvor produktionen indeholder kraftvarme, sol og vind mens forbruget inkluderer klassisk elforbrug, varmepumper, elbiler, industri (inklusive power-to-x, datacentre osv.).

