



Energinet
Tonne Kjærsvej 65
DK-7000 Fredericia

+45 70 10 22 44
info@energinet.dk
CVR-nr. 39 31 49 59

Dato:
3. oktober 2023

Forfatter:
JGD/MEO

NOTAT

FRA ANALYSEFORUDSÆTNINGER TIL NETPLANLÆGNINGSFORUDSÆTNINGER

Indhold

1. Indledning.....	2
1.1 Bornholm	2
2. Produktion.....	2
2.1 Havmøller efter udbud – herunder energiøer	3
2.2 Havmøller efter åben-dør ordningen.....	3
2.3 Centrale kraftværker.....	3
2.4 Decentrale kraftværker.....	4
2.5 Solceller	4
2.6 Landmøller	4
3. Forbrug.....	5
3.1 Datacentre	6
3.2 Banetransport.....	6
3.3 Store elkedler og varmepumper	6
3.4 Power-to-X.....	7
3.5 El-lager	7
3.6 Distribueret forbrug.....	7

1. Indledning

Grundlaget for Energinets netplanlægning er de [gældende Analyseforudsætninger \(AF\)](#), der udarbejdes af Energistyrelsen til brug for Energinet. Analyseforudsætningerne indeholder fremskrivninger for en lang række parametre i energisystemet. Fokus for dette notat er fremskrivninger vedrørende elsystemet og grundlaget for Energinets planlægning af eltransmissionsnettet.

Analyseforudsætningerne leverer energier og kapaciteter år for år for en lang række elforbrugs- og elproduktionsenheder samt kapacitet på handelsforbindelser. En del af disse værdier er aggregeret for det vestdanske- (DK1) og østdanske- (DK2) område, eller er på anden vis ikke specificerede ift. placering i eltransmissionsnettet. For at kunne bruge disse forudsætninger til netanalyser med henblik på at afdække behov for tiltag i transmissionsnettet og undersøge konkrete løsninger, er der imidlertid brug for en højere detaljeringsgrad. Energinet dekomponerer derfor de aggregerede og uspecificerede værdier ved at fordele disse ud på stationer i elnettet, således at de kan implementeres i Energinets netmodel. Energinets netmodel modellerer det danske elsystem og bruges bl.a. til netstrukturanalyser. Fordelingen sker ned til 150 kV-stationer i DK1 og ned til 50 kV-stationer i DK2 – i nogle tilfælde til et højere spændingsniveau, f.eks. for udlandsforbindelser. Dekomponeringen foretages ned til et lavere spændingsniveau i DK2, fordi Energinet har 50 kV-nettet inkluderet i netmodellen, hvilket ikke er tilfældet med 60 kV-nettet i DK1.

De værdier, der implementeres i netmodellen, er den installerede effekt for produktionsanlæg og maksimalt effektforbrug. Dekomponeringen siger altså ikke noget om det faktiske forbrug og produktion eller samtidigheden mellem de forskellige kategorier. Dette perspektiv bliver inkluderet, når forskellige driftssituationer undersøges, hvilket ikke behandles yderligere i dette notat. Dekomponeringen handler altså udelukkende om den geografiske fordeling af de forskellige forbrugs- og produktionsenheder samt eltransmissionsforbindelser.

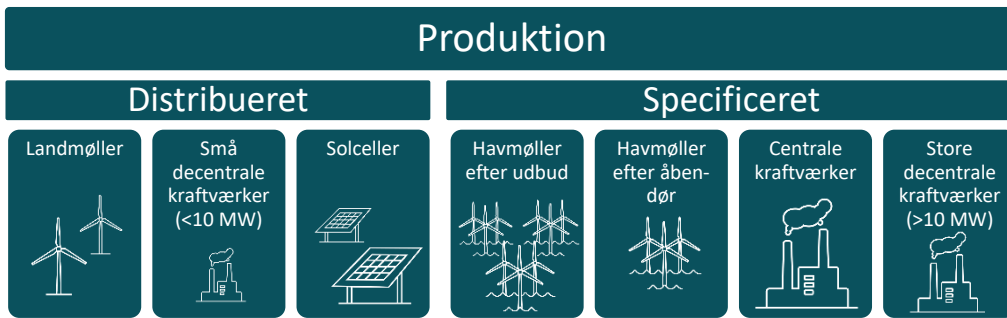
I dette notat beskrives de metoder, der anvendes til dekomponeringen af de forskellige elementer i Analyseforudsætningerne. Metoderne beskrives generisk og er derfor ikke specifikke for en særlig udgave af Analyseforudsætningerne. Notatet opdateres, hvis der bliver behov for det – enten som følge af, at der introduceres nye forbrugs- eller produktionstyper i AF, eller der udvikles på de anvendte metoder.

1.1 Bornholm

Forbrug og produktion på Bornholm er rent markedsmæssigt en del af DK2 og indgår derfor også i DK2 fremskrivningerne i AF. Bornholm er dog ikke fysisk forbundet med DK2 gennem eltransmissionsnettet, og Bornholm indgår derfor som hovedregel ikke i Energinets netanalyser. Det er dog væsentligt at vide, hvor meget forbrug og produktion der kan forventes på Bornholm for at sikre en korrekt modellering af det øvrige DK2. Derfor indgår Bornholm også i dekomponeringsmodellerne.

2. Produktion

På produktionssiden sondres mellem distribueret og specificeret produktionskapacitet, som det fremgår af Figur 1. Specificeret produktionskapacitet omfatter de store produktionsenheder, der er tilsluttet i specifikke punkter: havvindmølleparker, kystnære vindmølleparker, centrale kraftværker og større decentrale kraftværker. Den distribuerede produktionskapacitet omfatter mindre produktionsenheder, der fordeler sig på adskillige stationer i hele landet: landvindmøller, solceller og mindre decentrale kraftværker. Store solcelleanlæg tilsluttet på transmissionsniveau modelleres dog som særskilte enheder, dvs. specificeret.



Figur 1. Produktionsgruppers inddeling i distribueret og specificeret produktion.

Alle former for produktionskapacitet i AF implementeres i netmodellen med den installerede produktionskapacitet. Den aktuelle installerede kapacitet på stationsniveau baseres på aktuelle stamdatainformationer¹, der til netmodellen – i nogle tilfælde - skal skaleres marginalt for, at summen er i overensstemmelse med værdierne for indeværende år i AF. I det tilfælde, hvor der er en afvigelse, undersøges det, om der skal gives input til ændringer til næste års Analyseforudsætninger.

2.1 Havmøller efter udbud – herunder energiøer

I AF er kapacitet og etableringsår defineret for et antal nye havvindmølleparker. Det er dog kun de parker, hvor der er taget endelig politisk beslutning om placeringen, at denne er specificeret. For disse parker har Energinet fastlagt et tilslutningspunkt til eltransmissionsnettet. For endnu ikke besluttede parker er i AF angivet en overordnet geografisk placering – f.eks. "Nordsøen". AF forholder sig ikke til tilslutningspunkter for denne udbygning. Til dekomponeringen defineres tilslutningspunkterne ud fra tidligere gennemførte screeningsanalyser og sandsynlige stærke punkter i transmissionsnettet. Det efterstræbes desuden, at der er en vis kontinuitet i tilslutningspunkterne fra år til år, da det kan have stor indflydelse på den langsigtede netstruktur. Der er en vis usikkerhed forbundet med de konkrete tilslutningspunkter, og der bør derfor foretages følsomhedsanalyser på alternativer. De endelige tilslutningspunkter fastlægges først efter detaljerede projektspecifikke analyser.

2.2 Havmøller efter åben-dør ordningen

Vedtagne parker er specificeret i AF ved navn og offshore placering. På det stadie, hvor parkerne er vedtaget, vil Energinet have lavet studier, der definerer tilslutningspunktet, som kan anvendes i implementeringen i netplanlægningsforudsætningerne. Øvrige endnu ikke etablerede parker indgår som en samlet mængde under "Åben-dør", hvor det ikke er specificeret, hvilke parker der er tale om. Der er stor usikkerhed omkring, hvilke af de [aktuelle åben-dør projekter](#), der kan forventes realiseret. Samtidig er der tale om store effekter i få tilslutningspunkter, hvilket kan have stor betydning for de behov, der identificeres og den resulterende langsigtede netstruktur. Implementeringen af de kystnære parker i netmodellen beror på en vurdering af de enkelte parkers sandsynlighed, og den grundlæggende tanke er at fokusere kapaciteten i de parker, der vurderes mest sandsynlige. Den samlede kapacitet er i udgangspunktet i overensstemmelse med AF, men på grund af den store usikkerhed foretages følsomhedsanalyser på mængden og placeringer.

2.3 Centrale kraftværker

Eksisterende og fremtidige centrale termiske kraftværker er specificerede i AF, og deres tilslutningspunkter er kendte. Anlæggene implementeres i netmodellen med den kapacitet, der er

¹ Stamdata indeholder bl.a. information omkring specifikke anlægs fysiske placering, tilkoblingspunkt, opstillingsdata, kapacitet mv.

angivet som "Elkapacitet ved overlast" i AF. Dette gøres for at sikre, at nettet dimensioneres til at aftage den maksimale produktion fra anlæggene. Eksisterende anlæg angives med forskellig status i AF, der angiver deres driftstilstand. Det er kun anlæggene med status "Driftsklar", der inkluderes i netplanlægningsforudsætningerne, da alene disse anvendes i den daglige drift og også er inkluderet i markedssimuleringen. Der opretholdes dog også net til at aftage produktionen fra anlæg med stadiet "Betinget driftsklar".

2.4 Decentrale kraftværker

I AF fremskrives de decentrale kraftværker som en sum for henholdsvis Vest- og Østdanmark. Denne fremskrivning baserer sig dog på en mere detaljeret model af kraftværkerne, der blandt andet omfatter de forskellige brændselstyper. Denne detaljerede model giver mere viden om, hvilke typer værker der kan forventes at lukke ned. Kombineret med energiproducenttællingen² anvendes dette til at lave en mere detaljeret antagelse om, hvilke værker der lukker, og hvad det betyder for udviklingen i kapaciteten på den enkelte stationer.

2.5 Solceller

Der anvendes forskellige metoder til dekomponeringen for de tre typer solkraftanlæg, der ligger bag Energistyrelsens fremskrivning i AF: husstands-, industri- og markanlæg. Metoderne er overordnet beskrevet herunder.



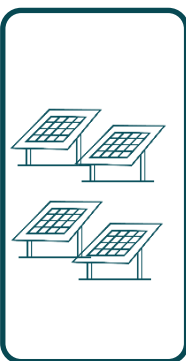
Husstands anlæg

Følger det klassiske forbrug med undtagelse af stationer i det centrale København. Stationerne omkring øvrige storbyer anvendes også til forsyning af områder uden for byerne.



Kommercielle industri- og erhvervs anlæg

Fordeles jævnt på alle stationer med undtagelse af stationer i det centrale København. Denne kapacitet følger ikke det klassiske forbrug for at undgå at placere for meget kapacitet centralt i storbyer, hvor der forventeligt er mindre erhverv og industri.



Markanlæg

Langt den største vækst i kapacitet forudsættes at være som markanlæg. Til dekomponeringen anvendes viden om potentielle VE-projekter, der baserer sig på dialog med netselskaber og udviklere samt overvågning af lokalplaner. De projekter, der er længst i processen, lægges ind med fuld kapacitet. Der laves gradvist en mere jævn fordeling på baggrund af de mindre sandsynlige projekter. På den lange bane (efter 2030) anvendes den installerede landvindskapacitet som fordelingsnøgle. Dette gøres for at sikre en relativt jævn fordeling af kapaciteten på langt sigte, da der er stor usikkerhed om fordelingen.

2.6 Landmøller

I AF er landvindskapaciteten opdelt i grupper på baggrund af, hvilket årstal møllerne er opstillet. Ift. Dekomponeringen sondres mellem "gamle landmøller", som er møllerne fra før 2006 og "nye landmøller", som er resten. Denne sondring laves, fordi der omkring dette tidspunkt var et tek-

² Energiproducenttællingen udarbejdes årligt af Energistyrelsen. Den omfatter alle el- og fjernvarmeproducenter i Danmark med tilknytning til det offentlige net med undtagelse af solcelleanlæg og vindkraftanlæg. For hvert produktionsanlæg er der oplysninger om elproduktion, varmeproduktion og brændselsforbrug.

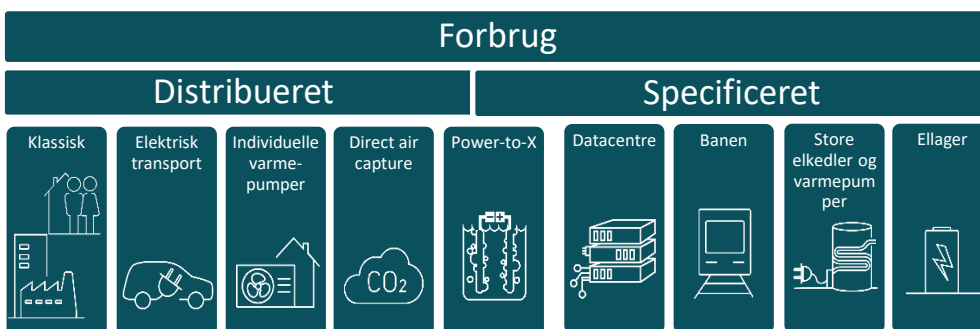
nologiskifte i møllerne, hvilket har stor betydning for dynamiske netanalyser. Når den eksisterende kapacitet bestemmes for hver station, på baggrund af stamdata, opdeles denne også i gamle og nye møller.

Energistyrelsen har vurderet levetiden for alle møllerne i stamdata ud fra en analyse foretaget af EMD³. På baggrund af dette opgøres for hver station, hvor meget af den eksisterende kapacitet af de "gamle møller", der forventes nedtaget frem mod 2050. Dette bruges til at fordele den årlige nedtagning opgjort i AF på de enkelte stationer.

Hvad angår udbygning med ny kapacitet anvendes kendskab til konkrete projekter, der enten har vundet udbud eller er langt i den kommunale godkendelsesproces til at bestemme placeringen af den kapacitet, der kommer til de første par år. Derefter fordeles den årlige udbygning på stationerne ud fra samme faktor, som anvendes til nedtagning af gamle møller. Dette gøres ud fra en antagelse om, at den nye kapacitet, der opstilles, i høj grad vil være i forbindelse med repowering af eksisterende møller. Der laves denne udglatning af både nedtagning og opsætning af kapacitet for at undgå uhensigtsmæssige udsving i kapaciteten på de enkelte stationer.

3. Forbrug

Også på forbrugssiden sondres mellem distribueret og specificeret forbrug, som det fremgår af Figur 2. Specificeret forbrug omfatter datacentre, baneforbrug, el-lager, store elkedler og varmepumper. Det er de forbrugskategorier, der er koncentreret i specifikke tilslutningspunkter. Distribueret forbrug omfatter elektrisk transport udover togdrift, individuelle varmepumper, direct air capture og klassisk forbrug, hvor sidstnævnte indeholder alt forbrug, der ikke er inkluderet i de øvrige forbrugskategorier. Med undtagelse af forbrug til elbiler og individuelle varmepumper, indeholder det klassiske forbrug således forbruget i husholdninger, industri, service, landbrug osv. Det distribuerede forbrug fordeler sig på alle stationer over hele landet. Der er stadig stor usikkerhed om, hvordan udviklingen med Power-to-X (PtX) kommer til at ske. For nuværende forudsættes en blanding af større specificerede og distribuerede anlæg – læs mere herom i afsnit 3.4.



Figur 2 Forbrugsgruppers inddeling i distribueret og specificeret forbrug.

Hovedparten af forbruget i AF er ikke direkte overførbart til en installeret kapacitet. For disse kategorier bruges årsværdierne for forbruget i den gældende AF og den anvendte profil for fordelingen af dette i Energinets markedsmodel SIFRE⁴ som et estimat for maksimaleffekten. Dette er også tilgangen for kategorierne store datacentre og banetransport, på trods af at det for disse i højere grad er muligt at koble forbrugsfremskrivningen i AF22 til installeret kapacitet. For kategorierne Power-to-X samt store varmepumper og elkedler i fjernvarmen er tilgangen til maksimaleffekt en anden. Her anvendes den installerede kapacitet i den gældende AF direkte

³ https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Hoeringer/af20_-_baggrundsnotat_-_landvind.pdf

⁴ Læs mere om SIFRE og Energinets andre beregningsmodeller her: <https://energinet.dk/analyse-og-forskning/beregningsmodeller/>

som det maksimale effekttræk. (Læs mere om tilgangen til maksimaleffekt på Energinets hjemmeside⁵). I de følgende afsnit beskrives, hvordan dekomponeringen sker for de forskellige forbrugskategorier – altså hvordan den geografiske fordeling af maksimaleffekten bestemmes.

3.1 Datacentre

Effektforbruget til datacentre fra AF fordeles på baggrund af viden om etablerede datacentre og Energinets pipeline for potentielle datacentre samt lokationer, hvor der er vist interesse for placering af et datacenter. Fordelingen foretages, så det summerede elforbrug er i overensstemmelse med AF i alle år. Der tages udgangspunkt i den nominelle effekt for anlæggene, og der vil derfor være en afvigelse i MW størrelserne, dvs. effekt, ift. det, der er angivet i AF, hvor det er gennemsnitligt effekttræk over året, som er angivet. For de kendte projekter anvendes den forventede indfasning af kapaciteten og derudover indfases den forventede kapacitet over 10 år. Den kapacitet, der ikke er omfattet af de kendte og sandsynlige projekter, jf. ovenstående indfasning, fordeles jævnt på potentielle tilslutningspunkter. Disse punkter vurderes ud fra placeringer, hvor der tidligere har været interesse, sammenholdt med hvor Energinet vurderer, der vil være plads til datacentre inden for en tidshorisont på op mod 5 år.

3.2 Banetransport

I dekomponeringen af el til banetransport sondres der mellem den DSO-tilsluttet og TSO-tilsluttet banetransport svarende til AF-kategorierne:

- DSO: "Letbaner, S-tog og Metro"
- TSO: "Fjern- og regionaltog" og "Godstog"

Det TSO-tilsluttede banetransport forsynes fra Banedanmarks transformere på transmissionsniveau, og derfor har Energinet kendskab til både nuværende og fremtidig placering af dette forbrug. Dekomponeringen baserer sig på driftsmålinger kombineret med informationer fra Banedanmark omkring fremtidige banetransformere og forbrugsmønstre.

Den DSO-tilsluttede banetransport forsynes fra det underliggende net, hvorfor Energinet har begrænset kendskab til fordelingen. Fra baggrundsmaterialet til Energistyrelsens fremskrivning af forbruget har Energinet kendskab til de konkrete projekter, der giver anledning til de enkelte forbrugsstigninger, der sker over årene.⁶ Dette giver en grov geografisk fordeling (f.eks. Aarhus, Odense, København). For nogle af projekterne har netselskaberne meldt et forventet forbrug ind. I så fald bruges denne information til den relative dekomponering på stationsniveau. I de tilfælde, hvor denne information ikke foreligger, fordeles forbruget jævnt på de relevante stationer i det respektive område.

3.3 Store elkedler og varmepumper

Store elkedler og varmepumper til fjernvarmeproduktion implementeres i netmodellen med den installerede el-effekt. Den præcise geografiske placering af kapaciteten afgøres i første omgang på baggrund af viden om potentielle projekter meldt ind fra blandt andet netselskaberne samt Energistyrelsens fremskrivningsmodeller. Derudover anvendes antagelse om udfasning af kraftvarmeproduktion under antagelse af at varmebehovet i området fortsat skal dækkes. Der er altså stor relation mellem denne dekomponering og dekomponeringen af kraftværkskapaciteten beskrevet i afsnit 2.1 og 2.4.

⁵ Maksimaleffektnotatet offentliggøres årligt pba. af analyseforudsætningernes modelimplementering: <https://energinet.dk/analyse-og-forskning/analyseforudsætninger/>

⁶ https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/b5_transport.pdf

3.4 Power-to-X

Power-to-X (PtX) er en ny teknologi, og der er derfor også stor usikkerhed om, hvordan den fremskrevne udvikling vil fordele sig rent geografisk, og hvilke faktorer der vil blive afgørende for placeringen af anlæggene. Modellerne for dekomponering kan derfor løbende opdateres, efterhånden som ny viden opnås.

PtX dekomponeres ud fra tre modeller:

- **Specifikke projekter i pipeline:** En del af kapaciteten fordeles på potentielle PtX-projekter Energistyrelsen og/eller Energinet har kendskab til ud fra deres potentielle størrelse.
- **Ved ilandføring af havvind:** En del af kapaciteten fordeles på forudsatte tilslutningspunkter for havvind.
- **Distribueret PtX:** Den resterende kapacitet fordeles som distribueret PtX og fordeles på stationerne ud fra den nuværende installerede sol- og landvindskapacitet.

Udover de specifikke projekter beror modellerne i høj grad på antagelser om placering tæt på VE-produktion, såkaldt samplacering af forbrug og produktion. PtX er dog stadig en ny teknologi, hvor markedet ikke er udviklet endnu. Der er derfor risiko for, at denne tilgang undervurderer udfordringerne i transmissionsnettet som følge af både VE- og PtX-udbygningen. Dette bør være et opmærksomhedspunkt i tolkningen af resultaterne.

3.5 El-lager

I AF22 blev angivet opsætning af et specifikt CAES-anlæg (compressed-air-energy-storage), som Energinet efterfølgende har fordelt på den mest sandsynlige station i området. CAES-anlæg er en form for energi-lager hvor energi lagres som trykluft i en stor kaverne. Rent elektrisk består anlægget af en kompressor og en turbine. Kompressoren benyttes til at fylde kaverne med trykluft og turbinen bruges, når kaverne tømmes, og der produceres strøm. Kompressor og turbine vil aldrig køre samtidigt.

Der findes mange former for el-lager, bl.a. compressed-air-energy-storage (CAES), termiske og kemiske batterier mv. Generelt er el-lagring en ny og umoden teknologi, og der er derfor væsentlig usikkerhed om, hvordan den fremskrevne udvikling vil fordele sig rent geografisk. Modellerne for dekomponering bør derfor løbende opdateres efterhånden som ny viden opnås.

3.6 Distribueret forbrug

Det distribuerede forbrug omfatter som nævnt AF forbrugskategorierne klassisk, elektrisk transport og individuelle varmepumper. Fordi alle tre kategorier indgår i de målinger, Energinet og netselskaberne har til rådighed til at vurdere det aktuelle forbrug, er der en sammenhæng imellem metoderne for de tre kategorier. Dekomponeringen følger følgende fire trin:

1. Det aktuelle forbrug pr. station bestemmes (aggregeret for det distribuerede).
2. Det aktuelle forbrug til elektrisk transport og individuelle varmepumper pr. station bestemmes.
3. Det klassiske forbrug pr. station bestemmes som residualen.
4. De tre forbrugstyper fremskrives individuelt.

De fire trin beskrives herunder.

Trin 1 – Aktuelt distribueret forbrug

Som første skridt bestemmes det aktuelle distribuerede forbrug under stationerne. Med udgangspunkt i sidste års dekomponerede værdier opgøres det aktuelle forbrug under hver enkelt station. Dette gøres ved at skalere sidste års værdier, så de passer med summen for de nyeste forudsætninger. Disse værdier sendes til validering ved netselskaberne, idet netselskaberne vurderes at have den bedste indsigt i forbruget i netop deres område. De forbrugsværdier, der sendes til validering, er det samtidige maksimum imellem det distribuerede forbrug, da dette kan holdes op imod målinger, i modsætning til de enkelte kategoriers maksimum. Indmeldinger fra netselskaberne anvendes til at justere forbruget på de enkelte stationer, hvorefter alle stationer skaleres, så summen igen er i overensstemmelse med de gældende analyseforudsætninger.

Trin 2 – Aktuelt forbrug til elektrisk transport og individuelle varmepumper

Det næste trin i processen er, for hver station, at bestemme, hvor stor en andel af det samlede forbrug, der stammer fra henholdsvis elektrisk transport og individuelle varmepumper.

Elektrisk transport

I de kommende år forventes generelt et stigende elforbrug som følge af elektrificering af transportsektoren. På den korte bane kan der være områder, hvor udviklingen sker hurtigere end andre steder, og hvor elforbruget dermed også stiger hurtigere. På den lange bane vurderes det dog at jævne sig ud, så elforbruget til elektrisk transport bliver mere jævnt fordelt. Derfor dekomponeres det aktuelle forbrug til elektrisk transport ud fra fordelingen af de klassiske forbrug.

Individuelle varmepumper

Forbruget til individuelle varmepumper omfatter to typer varmepumper:

- Varmepumper i husholdninger
- Varmepumper i erhverv

I dag udgør forbruget til varmepumper i erhverv en mindre del af det samlede forbrug til individuelle varmepumper, men andelen forventes at stige fremover. I den nuværende metode er det dog forbruget i husholdninger, der anvendes som fordelingsnøgle, da det er dette forbrug Energinet for nuværende har bedst kendskab til placeringen af.

På baggrund af informationer fra BBR har Energinet aggregeret antal varmepumper pr. station baseret på en antagelse om, at nærmeste 50-60 kV-station forsyner en given varmepumpe. I DK1 aggregeres 60 kV-stationerne op på de respektive 150 kV-stationer. På baggrund af disse informationer bestemmes det, hvor stor en del af varmepumperne i henholdsvis DK1 og DK2, der forsynes fra alle stationerne. Denne andel bruges til fordeling af det aktuelle forbrug fra AF. Det antages dermed at antallet af varmepumper kan bruges som fordelingsnøgle for forbruget.

Trin 3 – Aktuelt klassisk forbrug

På baggrund af det aktuelle stationsforbrug bestemt som beskrevet i step 1 og forbruget til elektrisk transport og individuelle varmepumper som beskrevet i step 2, bestemmes det aktuelle klassiske forbrug under hver station (og på Bornholm) som det resterende forbrug.

Trin 4 – Fremskrivning af forbrug

Med udgangspunkt i det aktuelle forbrug i de forskellige kategorier på hver station fremskrives forbruget under hensyn til de gældende AF. Herunder beskrives metoden for de tre typer af distribueret forbrug.



Elektrisk transport

For elektrisk transport anvendes, på baggrund af det nuværende forbrug, den samme skaleringsfaktor på alle stationerne i henholdsvis DK1 og DK2. Skaleringen svarer, for alle stationerne, til vækstraten i de gældende AF.



Individuelle varmepumper

Individuelle varmepumper antages især at vinde frem i områder, hvor der ikke er kollektiv varmforsyning (fjernvarme og naturgas). Denne information anvendes til fremskrivningen af dette forbrug. Ligesom for det nuværende antal individuelle varmepumper, aggregeres antal oliefyr på stationsniveau. Andelen af oliefyr under en station i henholdsvis DK1 og DK2 bruges som fordelingsnøgle til at fordele tilvæksten år for år på stationerne. På sigt kunne det undersøges nærmere om der er andre teknologier der er mere sigende for udbredelsen af varmepumper. Det kunne f.eks. være alle ikke-kollektive varmforsyninger aggregeret.



Klassisk

På det klassiske forbrug anvendes i udgangspunktet den samme skaleringsfaktor på alle enheder i henholdsvis DK1 og DK2 svarende til vækstfaktoren i AF. Der afviges dog fra dette princip i de tilfælde, hvor Energinet gennem netselskaberne har viden om forvetninger til konkrete forbrugsforøgelser under en given station. Enkelte selskaber har meldt meget detaljeret ind med en lang række mindre projekter. For at sikre et mere ensartet billede på tværs af netselskaber anvendes kun projekter >5 MW i fremskrivningen af det klassiske forbrug. Mindre projekter kan desuden bedre antages at være en del af den generelle forbrugsudvikling.

Flensborg

Forbruget i Flensborg forsynes fra det danske net kombineret med lokal produktion. Det skal derfor inkluderes i netmodellen for det danske system. Forbruget i Flensborg er en del af prisområdet DK1, men indgår ikke i forbrugsfremskrivningen fra DK1 i AF. Energinet har ikke umiddelbart samme kendskab til forbruget som i det danske system. Derfor anvendes sidste års værdi på forbruget som på overordnet niveau søges bekræftet ud fra målinger på forbindelsen til Flensborg. Der antages en fordeling mellem klassisk forbrug, elektrisk transport og individuelle varmepumper svarende til den samlede fordeling i DK1. De tre kategorier fremskrives desuden med samme vækstfaktor som i AF for DK1.

Direct air capture

Direct air capture (DAC) er en umoden teknologi, hvor CO₂ fanges fra atmosfære på DAC-anlæg og enten lagres eller anvendes i PtX-processer. Da DAC er en forholdsvis dyr proces for CO₂-fangst, kan den med fordel kombineres med vedvarende energi (VE) og bruge el på de tidspunkter, hvor der er overproduktion.

På den baggrund er DAC distribueret i områder, hvor der er en stor andel af VE og PtX-processer. Der er stor usikkerhed om hvilke faktorer der vil blive afgørende for placeringen af anlæggene

og derfor den geografiske udvikling af DAC-teknologien. Modellerne for dekomponering kan derfor løbende opdateres efterhånden, som ny viden opnås.