

2017

Benchmarkingrapport

Februar 2017

Afsluttende rapport

Benchmarking-
ekspertgruppen



Forord

Denne rapport udgør Benchmarkingekspertgruppens afsluttende benchmarkingrapport. Herudover omfatter ekspertgruppens samlede afrapportering:

- ◆ Bilagskompendium indeholdende blandt andet:
 - Overordnede principper for den fremtidige benchmarkingmodel
 - Konterings- og indberetningsvejledning

Udover nærværende rapport er der udarbejdet en sammenfatning af Benchmarkingekspertgruppens arbejde og anbefalinger. Rapporten og tilhørende bilag samt sammenfatning er offentliggjort på Energitilsynets hjemmeside (www.energitilsynet.dk).

Baggrund

I EI-reguleringsudvalgets rapport fra december 2014 kom udvalget med en række anbefalinger til en ny økonomisk regulering af netvirksomhederne på elområdet. Af anbefalingerne fremgik, at der skal anvendes individuelle effektiviseringskrav, som fastsættes på baggrund af en ny benchmarkingmodel. Herudover skal der anvendes generelle effektiviseringskrav, som fastsættes med udgangspunkt i mål for den produktivitetsudvikling, som netvirksomhederne kan forventes at levere. Kravene skal være baseret på et sagligt grundlag. De individuelle effektiviseringskrav skal fastsættes på baggrund af en robust og valid benchmarkingmodel, der bygger på fagligt anerkendte metoder og samtidig understøtter den fremadrettede regulering.

Modellen skal understøtte omkostningseffektivitet. Modellen skal samtidig give netvirksomhederne incitament til at vælge de løsninger, der mest omkostningseffektivt leverer de nødvendige ydelser. Modellens investeringsincitamenter skal derfor være neutrale således, at den eksempelvis ligestiller investeringer i fysisk net og investeringer i mere driftstunge løsninger, herunder eksempelvis smart grid. Det betyder blandt andet, at modellen bør basere sig på netvirksomhedernes leverede ydelser og totalomkostninger.

Benchmarkingekspertgruppen blev i forlængelse af EI-reguleringsudvalgets rapport nedsat den 31. august 2015 med henblik på at komme med anbefalinger til en ny benchmarkingmodels udformning.

Ekspertgruppens sammensætning

Ekspertgruppen har været sammensat af sagkyndige medlemmer. Interessentrepræsentanter er blevet inddraget gennem deltagelse i en følgegruppe, og de har derigennem haft mulighed for at kommentere på materiale sideløbende med, at ekspertgruppen har fået tilsendt materialet. I tillæg hertil er der blevet afholdt fem workshops med følgegruppen.

Herudover har det været nedsat tre tekniske arbejdsgrupper med ansvar for specifikke delanalyser og opgaver, der er blevet videregivet til ekspertgruppen. Arbejdsgrupperne har været med deltagelse af Dansk Energi, repræsentanter fra 2-4 netvirksomheder, samt en ekspert og en konsulent på området. Sekretariatet for Benchmarkingekspertgruppen og formandskabet har desuden stået til rådighed for bilaterale møder med Dansk Energi undervejs i arbejdet. Interessentrepræsentanterne har således løbende haft mulighed for at komme med inputs, der har indgået i drøftelserne i ekspertgruppen.

Anbefalinger til ny benchmarkingmodel

Ekspertgruppens afrapportering indeholder et konkret forslag til benchmarkingmodel baseret på tilgængelige data for 2014. Ekspertgruppens afrapportering indeholder herudover anvisninger til procedurer for den fremadrettede genberegning af benchmarkingmodellen, der forventes at finde anvendelse første gang i 2018 baseret på indberettede data for 2017. Ekspertgruppen har desuden identificeret en række særlige fokusområder og analyser, som kan styrke datagrundlaget fremadrettet. Anvendelse af et opdateret og styrket datagrundlag ved genberegning af benchmarkingmodellen forventes at reducere modellens usikkerheder betragteligt. Desuden anbefales det, at benchmarking gentages årligt i første reguleringsperiode, hvor modellen stadig er under udvikling. Dette med henblik på, at modelspecifikationerne og resultaterne bliver så retvisende som muligt.

Ekspertgruppen har desuden udarbejdet en række guidelines for udmøntning af effektiviseringskrav for at sikre, at benchmarking af danske netvirksomheder fører til rimelige effektiviseringskrav. Eksempelvis anbefaler ekspertgruppen, at der i første reguleringsperiode fastsættes et konkret loft for hvor stort et effektiviseringspotentiale (i procent) der kan fastsættes for individuelle netvirksomheder. I den efterfølgende periode, hvor datakvaliteten og benchmarkingmodellen er videreudviklet, bør loftet lempes.

Det er ekspertgruppens vurdering, at den anbefalede benchmarkingmodel tilskynder, at netvirksomhederne bliver mere effektive, og at forbrugerne ikke betaler mere for netvirksomhedernes nødvendige ydelser, end de ville have gjort, hvis netvirksomhederne var udsat for konkurrence, hvilket er sigtet med den nye benchmarkingmodel. Modellen bygger på fagligt og praktisk anerkendte metoder. Herudover har modellens resultater og beregnede effektiviseringspotentialer gennemgået et særligt omfattende og dybdegående validerings- og robusthedstjek.

Ekspertgruppen har udarbejdet sine anbefalinger til en ny benchmarkingmodel med ekspertbistand fra professor Peter Bogetoft, der har udarbejdet tilsvarende modeller i andre lande. Det er ekspertgruppens vurdering, at anbefalingerne bygger på fagligt anerkendte og internationale anvendte metoder og udgør best practice i forhold til sammenlignelige lande.

Afslutningsvis vil formandskabet takke ekspertgruppens medlemmer for deres indsats og engagement samt følgegruppen for dens konstruktive inputs til arbejdet. Til sidst en tak til Sekretariatet for Benchmarkingekspertgruppen for en meget kompetent og engageret assistance gennem hele forløbet.

1. februar 2017



Torkil Bentzen
Formand



Holger Blok
Næstformand

Indhold

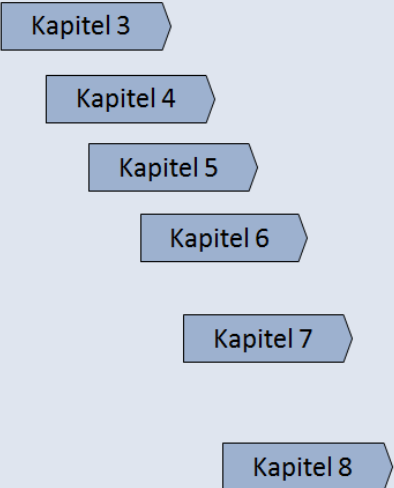
1. Indledning	6
1.1. Baggrund	6
1.2. Benchmarkingekspertgruppens anbefalinger til ny benchmarkingmodel	7
1.3. Organisering af ekspertgruppens arbejde	10
2. Perspektivering af Benchmarkingekspertgruppens arbejde	16
2.1. Benchmarkingmodellens opfyldelse af kommissoriet	16
2.2. Benchmarkingekspertgruppens succeskriterier	19
3. Omkostningsgrundlag	23
3.1. Beskrivelse af omkostningsgrundlag	23
3.2. Særlige omkostningsposter	24
3.3. Standardisering af kapitalomkostninger	30
3.4. Konterings- og indberetningsvejledning	40
4. Netvirksomhedernes ydelser og rammevilkår	42
4.1. Beskrivelse af netvirksomhederne	42
4.2. Sondring mellem ydelser og rammevilkår	46
4.3. Anvendelse af endogene og eksogene forhold	46
4.4. Beskrivelse af mulige ydelser	47
4.5. Beskrivelse af mulige rammevilkår	51
5. Etablering af datagrundlag	56
5.1. Dataindsamling i 2016	56
5.2. Datagrundlag og datakilder for ydelser	59
5.3. Datagrundlag og datakilder for rammevilkår	62
6. Cost driver-analyse	66
6.1. Analysegrundlag	66
6.2. Identifikation af cost drivere	80
6.3. Identifikation af rammevilkår	91
7. Specifikation af benchmarkingmodellen	97
7.1. Valg af overordnet benchmarkingmodel	98
7.2. Data Envelopment Analysis (DEA)	99
7.3. Stochastic Frontier Analysis (SFA)	99
7.4. Anvendelse af en eller flere modeller	100
7.5. Skalaafkast og modelform	106
7.6. Håndtering af outliers og peers	112

7.7. Rammevilkår	117
8. Robusthed af ekspertgruppens anbefalede benchmarkingmodel	122
9. Nationale og internationale erfaringer	128
10. Principper for udmøntning	130
10.1. Teknologineutralitet	130
10.2. Sammenhæng mellem individuelle og generelle krav	130
10.3. Forsigtighedshensyn	131
10.4. Udmøntningsgrundlaget til fastsættelse af effektiviseringskrav	132
10.5. Nationale og internationale erfaringer	137
10.6. Benchmarkingekspertgruppens anbefalinger til udmøntning	142
11. Benchmarkingekspertgruppens anbefalinger	143
11.1. Beskrivelse af den nye benchmarkingmodel baseret på 2014-data	143
11.2. Governance for fremtidig fastsættelse af benchmarkingmodel	145
12. Bilagsoversigt	152

1. Indledning

Nedenstående Figur 1 giver en oversigt over rapportens opbygning.

Figur 1 | Oversigt over rapportens opbygning

Indledning og perspektivering	Kapitel 1 og 2
Udvikling af benchmarkingmodel: <i>Trin 1: Opgørelse af omkostningsgrundlag</i> <i>Trin 2: Fastlæggelse af ydelser og rammevilkår</i> <i>Trin 3: Dataindsamling og datavalidering</i> <i>Trin 4: Udvælge ydelser (cost driver-analyse)</i> <i>Trin 5: Specifikation af model</i> <i>(metode, modelform og skalaafkast, håndtering af outliere samt efterkorrektur af rammevilkår)</i> <i>Trin 6: Modelvalidering og robusthedstjek</i> <i>(peer-analyse og robusthedstjek)</i>	
Nationale og internationale erfaringer	Kapitel 9
Principper for udmøntning	Kapitel 10
Benchmarkingekspertgruppens anbefalinger	Kapitel 11
Bilagsoversigt	Kapitel 12

Kilde: Sekretariatet for Benchmarkingekspertgruppen.

1.1. Baggrund

Som en del af energiaftalen af 22. marts 2012 nedsatte den daværende regering i september 2012 EI-reguleringsudvalget. Udvalget skulle foretage et dybdegående eftersyn af elforsyningssektoren og reguleringen af denne for at sikre, at reguleringen fremadrettet understøtter energiaftalens målsætninger og samtidig sikrer realisering af effektiviseringsgevinster i elsektoren.

I EI-reguleringsudvalgets rapport fra december 2014 kom udvalget med en række anbefalinger til en ny økonomisk regulering af netvirksomhederne. Af udvalgets anbefalinger fremgår blandt andet, at der skal anvendes individuelle effektiviseringskrav, som fastsættes på baggrund af en ny benchmarkingmodel. Herudover skal der anvendes generelle effektiviseringskrav, som fastsættes med udgangspunkt i mål for den produktivitetsudvikling, som netvirksomhederne kan forventes at levere. Kravene skal være baseret på et sagligt grundlag.

Det fremgår endvidere af rapporten, at individuelle effektiviseringskrav skal fastsættes på baggrund af en robust og valid benchmarkingmodel, der bygger på fagligt anerkendte metoder og samtidig understøtter den fremadrettede regulering.

Som led i opfølgningen på EI-reguleringsudvalgets arbejde er ekspertgruppen derfor nedsat af regeringen den 31. august 2015 med henblik på at komme med forslag til en ny benchmarkingmodels udformning. Kort opsummeret består Benchmarkingekspertgruppens opgave i:

- ◆ At udarbejde en konkret benchmarkingmodel, der kan danne grundlag for Energitilsynets tilsyn med netvirksomhedernes effektivitet og udmøntningen af individuelle effektiviseringskrav.
- ◆ At identificere et datagrundlag, som kan skabe grundlaget for en valid og retvisende benchmarking af netvirksomhederne. Et særligt fokus er at identificere parametre, der er bestemmende for netvirksomhedernes omkostninger.

Ekspertgruppen vil i arbejdet blandt andet skulle tage stilling til:

- ◆ En definition af netvirksomhedernes ydelser, og hvordan leveringen af disse kan måles
- ◆ Eventuelle forskellige rammevilkår.
- ◆ En definition af det konkrete omkostningsgrundlag, herunder om der er omkostninger, der ikke bør indgå i omkostningsgrundlaget.
- ◆ Udvikle et grundlag for at sikre tilgængelighed af relevante data: Der skal udarbejdes standardiserede kontoplaner og regnskabsstandarder, således at en ensartet rapportering, der understøtter den nye benchmarkingmodel, sikres.
- ◆ Modelvalg: Ekspertgruppen skal udvælge konkret(e) model(ler), der skal anvendes til at estimere effektiviseringspotentialer.

Det forudsættes, at internationale erfaringer inddrages i analysearbejdet.

Kommissoriet for ekspertgruppen er vedlagt som bilag 1.

Ekspertgruppen har i december 2015 fremlagt sine anbefalinger til de overordnede principper for den fremtidige benchmarkingmodel. Med nærværende rapport fremlægger ekspertgruppen sine anbefalinger til en specifik benchmarkingmodel, der kan danne grundlag for Energitilsynets tilsyn med netvirksomhedernes effektivitet og udmøntning af effektiviseringskrav.

Den nye benchmarkingmodel forventes anvendt til beregning af netvirksomhedernes økonomiske effektiviseringspotentialer og udmøntning af krav første gang i 2018.

1.2. Benchmarkingekspertgruppens anbefalinger til ny benchmarkingmodel

Benchmarkingekspertgruppens samlede afrapportering indeholder fire dele:

- 1) Specifikke anbefalinger til en ny benchmarkingmodel, jf. nærværende rapport.
- 2) Anbefalinger til de overordnede principper for den fremtidige benchmarkingmodel - 1. delaflevering af december 2015, jf. bilag 2.
- 3) Forslag til en ny konterings- og indberetningsvejledning overleveret fra Benchmarkingekspertgruppen til Energitilsynet den 4. oktober 2016, jf. bilag 3.

- 4) Et beregningsværktøj til genberegning af benchmarkingmodellen i 2018 ("script"): Ekspertgruppen har i samarbejde med professor Peter Bogetoft udviklet et script, som anvendes til at foretage de beregningsmæssige analyseresultater af DEA- og SFA-modellerne. Dette script er overleveret til Energitilsynet i forbindelse med, at ekspertgruppen har afleveret sin afsluttende rapport.

På baggrund af anbefalingerne, som er beskrevet i nærværende rapport, er der i Tabel 1 i oversigtsform angivet den benchmarkingmodel, som Benchmarkingekspertgruppen anbefaler, at Energitilsynet anvender til at danne grundlag for tilsyn med netvirksomhedernes effektivitet og udmøntning af individuelle effektiviseringskrav.

Tabel 1 | Den nye benchmarkingmodel for danske netvirksomheder baseret på 2014-data

Metode	Bedste af to forskellige beregningsmodeller til at estimere sammenhænge mellem input og output: 1. DEA (Data Envelopment Analysis) med konstant skalaafkast. 2. SFA (Stochastic Frontier Analysis) med en normeret lineær modelform.
Data	Analyseresultaterne og den nye benchmarkingmodel på kort sigt er baseret på 2014-data. Det samlede datasæt omfatter oplysninger fra netvirksomhedernes indberetninger, dataudtræk fra Energinet.dk, offentlige tilgængelige data fra Danmarks Statistik, lønstatistik fra DI og Dansk Arbejdsgiverforening samt oplysninger fra Dansk Energi. Der skal indsamles et opdateret datasæt til benchmarking i 2018, som baserer sig på nye indberetninger for 2017-regnskabsåret.
Input	De totale omkostninger (TOTEX) består af driftsomkostninger (OPEX) og kapitalomkostninger (CAPEX): 1) <i>OPEX</i>: Driftsomkostningerne er opgjort i bogførte værdier. Nettabsomkostninger indgår i posten og trækkes ud med de faktiske omkostninger. Ekspertgruppen anbefaler dog, at der beregnes et interval omkring den gennemsnitlige enhedsomkostning på f.eks. +/- 15 pct. Dvs. hvis netvirksomhedernes enhedsomkostninger ligger uden for dette interval, vil deres omkostninger blive korri-geret så de ligger indenfor intervallet, før de fratrækkes driftsomkostningerne. 2) <i>CAPEX</i>: Kapitalomkostninger er opgjort som bogførte værdier og omfatter afskrivninger på kapitalapparatet samt en WACC-forrentning af aktivbasen.
Output	Der anvendes i alt tre ydelser (output) i beregningerne: 1. <i>Norm-grid</i>: Aggregat af netkomponenter. 2. <i>Nettospidsbelastning</i>: Timeværdier fra udvekslingsmålere i nettet. Alternativt <i>leveret mængde</i>: Det samlede mængde af el som leveres til kunderne, målt i kWh. 3. <i>Aftagenumre</i>: Samlet antal af kunder der er tilkoblet til nettet.
Rammevilkår	På inputsiden korrigeres 50 pct. af de totale omkostninger for regionale lønforskelle, imens der på outputsiden korrigeres for bymæssighed ved brug af en tæthedskorrektio-n baseret på aftagenumre. Desuden foretages der en efteranalyse (second stage) af effektiviteten på de mulige rammevilkår, der er identificeret, og som ikke er korrigeret for i selve modellen.
Ekstremværdi	Der foretages en randundersøgelse og en outlier-test i både DEA og SFA, for at sikre, at netvirksomhedernes effektivitetspotentiale bliver fastsat i forhold til sammenlignelige netvirksomheder. Netvirksomheder, som i beregningerne skiller sig ekstremt ud fra de øvrige netvirksomheder, og som har en særlig stor indflydelse på de endelige effektiviseringspotentialer, fjernes.

Kilde: Sekretariatet for Benchmarkingekspertgruppens egen fremstilling.

Ekspertgruppens konkrete forslag til en ny benchmarkingmodel er baseret på tilgængelige data for 2014. Ekspertgruppens anbefalinger indeholder også anbefalinger til procedurer for den fremadrettede genberegning af benchmarkingmodellen samt en række særlige fokusområder i forbindelse opdatering af datagrundlaget. Herudover indeholder ekspertgruppens rapport en række anbefalinger til det fremtidige analysearbejde, der forventes udført i forbindelse med genberegning af modellen i 2018. Procedurer for genberegning af benchmarkingmodellen samt anbefalinger til det fremtidige analysearbejde er beskrevet i afsnit 11.2.1 om governance for fremtidig fastsættelse af benchmarkingmodel.

Modellen forventes første gang at finde anvendelse til beregning af netvirksomhedernes økonomiske effektiviseringspotentialer og udmøntning af krav i 2018 baseret på data for 2017.

1.3. Organisering af ekspertgruppens arbejde

Ekspertgruppen har været bredt sammensat af sagkyndige medlemmer. Interessentrepræsentanter er blevet inddraget gennem deltagelse i en følgegruppe og har haft mulighed for at kommentere på materiale sideløbende med, at ekspertgruppen har fået tilsendt materialet. Følgegruppens kommentarer til materialet har således løbende indgået i drøftelserne ved ekspertgruppens møder.

Der har desuden været nedsat en række arbejdsgrupper, hvor ekspertgruppen har inviteret Dansk Energi til at deltage med det formål at imødekomme branchen og inddrage deres perspektiver og viden i arbejdet med at bygge en ny benchmarkingmodel. Samtidig har ekspertgruppen, efter indstilling fra Dansk Energi, inkluderet en række netvirksomheder ved direkte repræsentation i arbejdsgrupperne om hhv. ydelser, kontering og modeludvikling. Det vedrører netvirksomhederne Radius, Eniig, EWII, SEAS-NVE og Syd Energi Net.

1.3.1. Benchmarkingekspertgruppens sammensætning

Ekspertgruppen er udpeget af energi-, forsynings- og klimaministeren og er sammensat af en formand, en næstformand og tre eksperter med faglig indsigt. Ekspertgruppen har således været bredt sammensat af sagkyndige medlemmer. Benchmarkingekspertgruppen består af følgende medlemmer:

Formand	Torkil Bentzen, bestyrelsesformand
Næstformand	Holger Blok, medlem af Energitilsynet
Ekspert	Carsten Smidt, tidligere vicedirektør hos Konkurrence- og Forbrugerstyrelsen (fratrådt 31. august 2016)
Ekspert	Jacob Schaumburg-Müller, vicedirektør hos Konkurrence- og Forbrugerstyrelsen (tiltrådt 27. oktober 2016)
Ekspert	Mette Asmild, professor ved Københavns Universitet
Ekspert	Søren Peter Nielsen, partner hos EY

Der er i alt afholdt 12 møder i Benchmarkingekspertgruppen.

1.3.2. Følgegruppens sammensætning

I tilknytning til ekspertgruppen er der nedsat en følgegruppe bestående af følgende repræsentanter:

Dansk Energi	Filip Sundram, afdelingschef for økonomisk regulering af netselskaber
DI	Louise Bank, chefkonsulent
Forbrugerrådet TÆNK	Martin Salamon, cheføkonom
Landbrug og Fødevarer	Jens Astrup Madsen, afdelingsleder for klima/energi/planter
Det Økologiske Råd	Søren Dyck-Madsen, ansvarsområder såsom energisystemer, fjernvarme, vedvarende energi

Der er i alt afholdt 5 møder med følgegruppen til Benchmarkingekspertgruppen.

1.3.3. Sekretariatet for Benchmarkingekspertgruppen

Ekspertgruppen betjenes af et tværministerielt sekretariat forankret i Sekretariatet for Energitilsynet. Energistyrelsen, Finansministeriet, Konkurrence- og Forbrugerstyrelsen samt Erhvervs- og Vækstministeriet har deltaget i sekretariatsbetjeningen:

Sekretariatet for Energitilsynet	Thorbjørn Nejsum
Sekretariatet for Energitilsynet	Ida Riber Thomsen
Sekretariatet for Energitilsynet	Karoline Hellem
Sekretariatet for Energitilsynet	Kathrine Høg Riis (fratrådt 30. december 2016)
Sekretariatet for Energitilsynet	Kim Pham
Sekretariatet for Energitilsynet	Linda Aaberg
Finansministeriet	Kathrine Thrane Bløcher
Energistyrelsen	Casper Hvilsted Nørgaard
Konkurrence- og Forbrugerstyrelsen	Lauge Rasmussen (fratrådt 31. marts 2016)
Erhvervs- og Vækstministeriet	Jakob Mau Pedersen

Formandskabet for ekspertgruppen tilrettelægger ekspertgruppens arbejde og sekretariatsbetjeningen af ekspertgruppen.

1.3.4. Tilrettelæggelse af Benchmarkingekspertgruppens arbejde

I forbindelse med ekspertgruppens arbejde har der været udarbejdet en mødeplan for både møder i ekspertgruppen og workshops med følgegruppen.

Ekspertgruppemøder			
1. møde	24. september 2015	7. møde	18. maj 2016
2. møde	21. oktober 2015	8. møde	24. juni 2016
3. møde	4. november 2015	9. møde	23. september 2016
4. møde	16. december 2015	10. møde	15. november 2016
5. møde	19. januar 2016	11. møde	19. december 2016
6. møde	2. marts 2016	12. møde	24. januar 2017
Workshops med følgegruppen			
1. workshop	1. oktober 2015	4. workshop	20. maj 2016
2. workshop	3. november 2015	5. workshop	26. september 2016
3. workshop	20. januar 2016		

Følgegruppen har kendt dagsordenen for alle ekspertgruppemøderne og modtaget de papirer, der er blevet forelagt for ekspertgruppen samtidig med, at papirerne er blevet sendt til ekspertgruppen. Følgegruppen har desuden forud for møderne i ekspertgruppen haft mulighed for at fremsende eventuelle kommentarer til det tilsendte materialet.

Følgegruppen har desuden haft mulighed for at indgive skriftlige kommentarer til ekspertgruppens udkast til afrapportering, før den offentliggøres.

Følgegruppen har således gennem hele forløbet haft lejlighed til at kommentere på det materiale, som ekspertgruppen har modtaget, og ekspertgruppen har indgående drøftet de bemærkninger, som følgegruppens medlemmer har haft til materialet.

I tillæg til inddragelse af følgegruppen har formanden for ekspertgruppen i henhold til kommissoriet desuden haft mulighed for at beslutte at nedsætte tekniske undergrupper med ansvar for specifikke delanalyser og opgaver. Formanden har i samarbejde med ekspertgruppen besluttet at nedsætte tre arbejdsgrupper. Arbejdsgrupperne og dens medlemmer er beskrevet i det følgende.

Der er i alt afholdt følgende møder i regi af Benchmarkingekspertgruppens arbejde:

Mødetype	Antal
Ekspertgruppemøder	12
Workshop med følgegruppen	5
Møder i underarbejdsgrupper	17
Dialogmøder med branche afholdt af formandsskabet	2
Dialogmøder med branche afholdt af sekretariatet	8
<i>Afholdte møder i alt</i>	<i>44</i>

Derudover har sekretariatet haft en række bilaterale møder med Dansk Energi undervejs i processen.

1.3.4.1. Arbejdsgruppen for netvirksomhedernes leverede ydelser

Formanden har i samarbejde med ekspertgruppen nedsat en arbejdsgruppe vedrørende netvirksomhedernes leverede ydelser.

Arbejdsgruppen har bestået af følgende medlemmer:

Sekretariatet for Energitilsynet	Kathrine Høg Riis
Sekretariatet for Energitilsynet	Ida Riber Thomsen
Konsulent	Hans Henrik Linboe (Ea Energianalyse)
Konsulent	Johanne Jørgensen (CE)
Dansk Energi	Nicolaj Mølgaard Jakobsen
Dansk Energi	Allan Norsk Jensen
EnergiMidt Net (Eniig)	Jens Tang
Radius	Mads Paabøl Jensen

Der er i alt afholdt 6 møder i arbejdsgruppen.

Arbejdsgruppen har med udgangspunkt i elforsyningslovens bestemmelser om netvirksomhedernes opgaver haft til opgave at udarbejde en beskrivelse af netvirksomhedernes leverede ydelser. Beskrivelsen skulle danne grundlag for definitionen af de mest relevante/væsentligste ydelser til netvirksomhedernes kunder og andre parter, som skal indgå i den fremtidige benchmarkingmodel.

Arbejdet har bestået af 1) at udarbejde et forslag til, hvordan de definerede ydelser kan måles, 2) at finde frem til relevante proxy variable, som kan anvendes, såfremt ydelserne ikke er direkte målbare samt 3) at levere et konkret forslag til, hvilke leverede ydelser, der skal indgå i det videre arbejde med at udarbejde en konkret benchmarkingmodel. Opgaven har både været med fokus på valg af mulige ydelser/rammevilkår til brug for dataindsamling februar/marts 2016 samt valg af mulige ydelser/rammevilkår til brug for dataindsamling i 2018.

1.3.4.2. Arbejdsgruppe vedrørende regnskabspraksis og kontering

Formanden har i samarbejde med ekspertgruppen nedsat en arbejdsgruppe vedrørende regnskabspraksis og kontering.

Arbejdsgruppen har bestået af følgende medlemmer:

Sekretariatet for Energitilsynet	Kathrine Høg Riis
Sekretariatet for Energitilsynet	Ida Riber Thomsen
Sekretariatet for Energitilsynet	Line Carlsen (indtil udgangen af januar 2016)
Ekspert	Søren Peter Nielsen
Konsulent	Thomas Riis (EY)
Energistyrelsen	Casper Hvilsted Nørgaard
Dansk Energi	Nicolaj Mølgaard Jakobsen
EWII	Jørgen Guldborg
Radius	Mads Paabøl Jensen

Der er i alt afholdt 6 møder i arbejdsgruppen.

Arbejdsgruppen har haft til opgave at udarbejde forslag til omkostningsdefinitioner og konteringsvejledning(er), herunder at understøtte omkostningskontering af konkrete leverede ydelser i netvirksomhederne. Arbejdsgruppen har gennem sit arbejde skulle sikre, at 1) driftsomkostningerne og ydelser bliver opgjort på en ensartet måde og 2) ensrette praksis for aktivering af omkostninger.

Arbejdsgruppen har drøftet hvilke net- og regnskabsdata, der overordnet er behov for til brug for en benchmarking og hvilke udfordringer, der kan være i forbindelse med ensretning af data blandt netvirksomhederne.

Derudover har arbejdsgruppen drøftet opgørelsen af omkostningsgrundlaget og herunder opgørelsen af netvirksomhedernes kapitalomkostninger til brug for benchmarkingen, samt i hvilket omfang netvirksomhedernes kapitalomkostninger bør standardiseres i benchmarkingmodellen. Der henvises til afsnit 3 for en beskrivelse af omkostningsgrundlaget.

Arbejdsgruppens arbejde har således dannet grundlag for Ekspertgruppens anbefalinger til en konterings- og indberetningsvejledning, jf. afsnit 3.4.

1.3.4.3. Arbejdsgruppe vedrørende udvikling af ny benchmarkingmodel

Formanden har i samarbejde med ekspertgruppen nedsat en arbejdsgruppe vedrørende udvikling af en ny benchmarkingmodel.

Arbejdsgruppen har bestået af følgende medlemmer:

Sekretariatet for Energitilsynet	Karoline Hellem
Sekretariatet for Energitilsynet	Kim Pham
Sekretariatet for Energitilsynet	Kathrine Høg Riis
Sekretariatet for Energitilsynet	Ida Riber Thomsen
Ekspert	Mette Asmild
Konsulent	Peter Bogetoft
Dansk Energi	Nicolaj Mølgaard Jakobsen
Dansk Energi	Julius Kofoed (indtil 11. oktober 2016)
Dansk Energi	Kalle Hansen (fra 12. oktober 2016)
EWII	Per Sørensen
Radius	Mads Paabøl Jensen
SYD ENERGI Net	Daniel Skovsbo Erichsen
SEAS-NVE	Morten Mieritz

Peter Bogetoft har været ansat til at udvikle modellen og foretage de tekniske statistiske/økonometriske analyser. Resultaterne af modelarbejdet samt de statistiske/økonometriske analyser er blevet diskuteret i arbejdsgruppen.

Der er i alt afholdt 5 møder i arbejdsgruppen.

Arbejdsgruppen har haft til formål at drøfte hvilke(n) model(ler), der skal anvendes til at beregne netvirksomhedernes individuelle effektiviseringspotentialer. Drøftelserne af modellen/modellerne har været med udgangspunkt i de analyser, der har været udarbejdet af Peter Bogetoft på baggrund af det etablerede datagrundlag fra regnskabsåret 2014, jf. afsnit 5 om etablering af datagrundlag. Branchedeltagerne har i den sammenhæng også haft mulighed for at præsentere egne beregninger og analyser.

Sekretariatet for Benchmarkingekspertgruppen har med inddragelse af modelarbejdsgruppens drøftelser udarbejdet et endelig forslag til hvilke modeller, der bør anvendes til at beregne netvirksomhedernes individuelle effektiviseringspotentialer, som er blevet indstillet til Benchmarkingekspertgruppen.

2. Perspektivering af Benchmarkingekspertgruppens arbejde

Sigtet med benchmarkingen er at tilskynde netvirksomhederne til at blive mere effektive. Landets elnetvirksomheder er naturlige monopoler. Da distribution af elektricitet er en monopolaktivitet, er der en risiko for, at netvirksomhederne i udgangspunktet ikke har de samme incitamenter til økonomisk effektivitet som virksomheder på et konkurrencemarked.

Ekspertgruppen finder derfor at benchmarkingmodellen – i fravær af markeds kræfter – skal erstatte det konkurrencepres, der er på et marked med effektiv konkurrence. Det understøtter, at netvirksomhederne minimerer de totale omkostninger til levering af de nødvendige ydelser, jf. afsnit 4.1.1 om netvirksomhedernes opgaver. Benchmarkingen skal være med til at sikre, at forbrugerne ikke betaler mere for netvirksomhedens nødvendige ydelser, end de ville have gjort, hvis netvirksomhederne var udsat for konkurrence.

2.1. Benchmarkingmodellens opfyldelse af kommissoriet

I dette afsnit gives en gennemgang Benchmarkingekspertgruppens vurdering af, i hvilken grad den afsluttende rapport har opfyldt de i kommissoriet opstillede opgaver. Desuden har ekspertgruppen udarbejdet en række succeskriterier for udviklingen af den nye benchmarkingmodel, som ekspertgruppen ligeledes vurderer sin opfyldelsesgrad af i afsnittet.

2.1.1. Robust og bygger på fagligt anerkendte og internationale anvendte metoder

I estimeringen af netvirksomhedernes økonomiske effektivitet og effektiviseringspotentialer er det essentielt, at beregningerne sker på et valideret datasæt, men også at beregningsmetoderne er robuste og metoderne er fagligt anerkendte. Dette sikrer, at resultaterne bliver retvisende, og at der er en stor forståelse samt gennemsigtighed i benchmarkingmodellen og beregningsmetoderne for effektiviseringspotentialerne.

Benchmarkingekspertgruppen vurderer, at den i rapporten anbefalede model bygger på fagligt og praktisk anerkendte metoder, der er anvendelige i praksis. Eksempelvis anvendes tilsvarende metoder af nationale såvel som internationale regulatorer af forsyningsvirksomheder. Modellens resultater og beregnede effektiviseringspotentialer er desuden blevet valideret og robusthedstjekket ved at undersøge for blandt andet outliers samt hvilke netvirksomheder, der er repræsenteret på den effektive rand. Sidstnævnte for at sikre, at randen udgør et robust sammenligningsgrundlag for alle netvirksomheder i modellen.

Det er nærmere illustreret i Tabel 2, hvordan ekspertgruppens anbefalinger til en ny benchmarkingmodel flugter med internationalt anvendte metoder. Dette er reflekteret ved blandt andet at (i) anvende DEA- og SFA-benchmarkingteknikker, (ii) anvende en bedst-af-flere tilgang, (iii) inkludere et forrentningselement i omkostningsgrundlaget for CAPEX samt (iv) anvende cost drivere der også er anvendt i udvalgte europæiske energiregulatorers benchmarkingmodeller. Det er samlet set ekspertgruppens vurdering, at anbefalingerne i nærværende rapport leder til en benchmarkingmodel, der er betydeligt forbedret, set i forhold til den netvolumenmodel, som Energitilsynet anvender i dag.

Tabel 2 | Benchmarkingmodeller i udvalgte lande

	Danmark Ekspertgruppens anbefaling	Danmark Eksisterende	Sverige	Norge	Finland	Tyskland	Østrig
Antal netvirksomheder	60	60	160	136	80	~200	38
Reguleringsperiode	2018-2022	1-årige perioder	2016-2019	2013-2017	2016-2019 og 2020-2023	2014- 2018	2014-2018
Overordnet reguleringsmodel	IR	IR	IR	IR	AB	IR	IR
Omkostningsgrundlag	TOTEX (Bogført CAPEX tillagt en WACC- forrentning af aktiv- basen)	OPEX tillagt bogfør- te afskrivninger	TOTEX (bogført CAPEX)	TOTEX (bedst-af-to tilgang af bogført og standardise- ret CAPEX)	OPEX	TOTEX (bedst-af-flere til- gang af bogført og standardiseret CAPEX)	TOTEX (bedst-af-flere tilgang af bogført og stan- dardiseret CAPEX)
Cost drivere	1. Norm-grid: Aggre- gat af netkomponen- ter. 2. Nettopidsbelast- ning: Timeværdier fra udvekslingsmålere i nettet. Alternativt leveret mængde: Det samlede mængde af el som leveres til kunderne, målt i kWh. 3. Aftageumre: Samlet antal af kun- der der er tilkoblet til nettet.	1. Netkomponenter	1. Transformer- kapacitet 2. Antal tilslutnin- ger 3. Længde af luftledninger	1. Længde af højspændingsnet 2. Antal stationer 3. Antal tilslut- ninger	1. Antal tilslut- ninger 2. Længde af elnettet 3. Transporte- ret mængde energi 4. Værdi af ikke leveret energi	1. Areal for netom- råde 2. Antal tilslutninger 3. Peak load 4. Længde af elnet- tet	1. Peak Load type 1 2. Peak Load type 2 3. Netværkets væg- tede længde eller 3. Længde af høj- spændingsnet 4. Længde af mel- lemspændingsnet 5. Længde af lav- spændingsnet
Benchmarkingmetode	DEA og SFA Bedst-af-to tilgang	Netvolumen	DEA (SFA back-office)	DEA	StoNED	DEA og SFA Bedst-af-flere tilgang	DEA (to modeller) + MOLS Vægtet gennemsnit
Skalaafkast (ved DEA)	Konstant	Konstant	Konstant	Konstant	-	Voksende	Konstant
Modelform (ved SFA)	Normeret lineær	-	Loglineær	-	-	Normeret lineær	-

Kilde: Sekretariatets dialog med udenlandske regulatorer, oplysninger fra el-regulatorers hjemmesider, "Trends in electricity distribution network in North West Europe" Frontier Economics 2012, "Metodik for bestamning av effektiviseringskrav i intaktsramsregleringen for elnatsforetag, REMISS" (2015), Energimarknadsinspektionen samt rapporten "Deloitte, Netselskabernes opgaver og regulering på elmarkedet i udvalgte europæiske lande, 2013".

Note: IR = Indtægtsrammeregulering, AB = afkastbaseret regulering, OPEX = Driftsomkostninger, CAPEX = Afskrivninger, TOTEX = Totalomkostninger.

2.1.2. Ydelser der beskriver netvirksomhedernes omkostninger

For at konstruere en saglig og valid benchmarkingmodel er det centralt at identificere, hvilke ydelser, der er omkostningsdrivende for netvirksomhederne, samt hvilke ydelser der bedst forklarer omkostningsvariationerne mellem netvirksomhederne. Benchmarkingekspertgruppen har bestræbt sig på at etablere en ny benchmarkingmodel baseret på målbare ydelser, der skaber direkte værdi for kunderne. Direkte ydelser til kunder er f.eks. størrelsen af energileverancen, håndtering af installationsblanketter samt leveringssikkerhed. Det har imidlertid vist sig, at en benchmarkingmodel, som er baseret på de totale omkostninger, ikke opnår den samme høje forklaringsgrad, når der udelukkende anvendes direkte målbare ydelser i benchmarkingmodellen. Der kan i stedet for direkte ydelser anvendes såkaldte proxyvariable. En proxyvariabel er reelt målt i forhold til en anden karakteristik, men den statistiske korrelation og begrebsmæssige mening kan skabe grundlag for at anvende en proxyvariabel til at estimere den konkrete ydelse.

I ekspertgruppens arbejde med at udvikle en ny benchmarkingmodel er der anvendt en række proxyvariable, da de statistisk og begrebsmæssigt viser sig at være forklarende for netvirksomhedernes omkostninger, jf. afsnit 4.4 om beskrivelse af mulige ydelser.

På trods af en ambition om udelukkende at inkludere direkte ydelser til kunder i modellen har ekspertgruppen valgt også at inddrage proxyvariable for virksomhedernes ydelser, herunder udstrækningen og opbygningen af de enkelte elnet målt ved et begrebet norm-grid. Norm-gridmålet består af en række netkomponenter såsom elkabler og transformerstationer, som i høj grad driver netvirksomhederne omkostninger, og derfor er forklarende for omkostningsvariationerne mellem netvirksomhederne.

Der har i forbindelse med Benchmarkingekspertgruppens arbejde med udvikling af en ny benchmarkingmode været nedsat en række arbejdsgrupper, hvor Benchmarkingekspertgruppen har inviteret Dansk Energi til at deltage. Ekspertgruppen har efter indstilling fra Dansk Energi valgt at inkludere en række netvirksomheder ved direkte repræsentation i arbejdergrupper om hhv. ydelser, kontering og model. Det vedrører hhv. Radius, EnergiMidt (Eniig), EWII, SEAS-NVE og Syd Energi Net. Det skal hertil bemærkes, at branchen og de enkelte netvirksomheder, som har deltaget i arbejdsgrupperne, har været enige i ekspertgruppens synspunkt om, at det ikke er muligt udelukkende at basere en ny benchmarkingmodel på direkte målbare ydelser til kunderne, men at det i lighed med praksis i andre europæiske lande også er nødvendigt at inddrage proxyvariable for virksomhedernes ydelser, herunder udstrækningen og opbygningen af de enkelte elnet målt ved norm-grid. Benchmarkingekspertgruppen vurderer, at de valgte proxyvariable er rimelig stedfortræder for de ydelser, som netvirksomhederne leverer.

2.1.3. Neutralitet mellem driftsomkostninger og investeringer

I tilknytning til formålet med benchmarkingen finder ekspertgruppen, at benchmarkingens investeringsincitament skal være neutrale, således at den eksempelvis ligestiller investeringer i fysisk net og i mere driftstunge løsninger. Derudover skal benchmarkingen være neutral overfor om netvirksomheden selv udfører en aktivitet eller køber ydelsen efter gældende samhandelsregler.

Det er ekspertgruppens vurdering, at benchmarking af de totale omkostninger samt en udmøntning på både påvirkelige driftsomkostninger og påvirkelige afskrivninger sikrer neutralitet mellem drifts-

tunge og investeringstunge opgaveløsninger. Desuden er der i opgørelsen af de totale omkostninger inkluderet et forrentningselement på kapitalomkostningerne. Dette reducerer skævvredne incitamenter, og sikrer en korrekt balance mellem omkostningerne ved at vælge en driftstung eller investeringstung opgaveløsning.

2.2. Benchmarkingekspertgruppens succeskriterier

Det overordnede succeskriterie for benchmarkingmodellen er, *at modellen skal erstatte det konkurrencepres, der er på et marked med effektiv konkurrence og resultere i effektfulde og rimelige krav*, jf. Benchmarkingekspertgruppens 1. delaflevering.

Nedenstående succeskriterier er opstillet med henblik på en evaluering af, om benchmarkingmodellen efterlever de oplistede mål. Valget af den endelige model indebærer en afvejning af de forskellige succeskriterier. Succeskriterierne er i videst mulig omfang opstillet målbare og objektive:

1. Administrerbar indenfor rimelige rammer
2. Retvisende og saglig model
3. Enkel, operationel og robust model
4. Modellen bygger på empiriske data
5. Usikkerheder håndteres i data, model og udmøntning
6. Udmøntningen stiller fair krav til mulig forandringshastighed
7. Er ikke til hinder for strukturel udvikling af branchen
8. Neutral overfor forskellige typer af opgaveløsning
9. Relevante udenlandske erfaringer er indbygget
10. Branchen har været aktivt inddraget i processen

Succeskriterierne har været anvendt i processerne omkring ekspertgruppens arbejde. Således har det blandt andet været standarden for ydelses-, konterings- og modelarbejdsgruppen at have succeskriterierne for øje og sikre, at processen i hver arbejdsgruppe har fulgt de listede succeskriterier, som har været relevante for arbejdsgrupperne.

2.2.1. Benchmarkingmodellens opfyldelse af succeskriterierne

Med udgangspunkt i de samlede anbefalinger fra Benchmarkingekspertgruppen til en ny benchmarkingmodel har ekspertgruppen foretaget en vurdering af opfyldelsen af succeskriterierne. Opfyldelsen af succeskriterierne er angivet i Tabel 3.

Opfyldelsen af Benchmarkingekspertgruppens succeskriterier, i forhold til den samlede anbefaling til ny benchmarkingmodel, er illustreret i form af et trafiklys, hvor grønt lys = opfyldelse, gult lys = delvis opfyldelse, rødt lys = manglende opfyldelse. Det bemærkes, at grønt lys ikke nødvendigvis er udtryk for en 100 pct. opfyldelse, men også kan afspejle, at det pågældende succeskriterium har en høj opfyldelsesgrad, men altså ikke nødvendigvis 100 pct. Opfyldelsen er baseret på Benchmarkingekspertgruppens egen vurdering, og ekspertgruppen er opmærksom på, at andre kan have en anden vurdering.

Tabel 3 | **Opfyldelse af succeskriterierne for Benchmarkingekspertgruppens anbefalinger**

Succeskriterier	Opfyldelsesgrad
Overordnet succeskriterie: <i>Benchmarkingmodellen skal erstatte det konkurrencepres der er på et marked med effektiv konkurrence og resultere i effektfulde og rimelige krav</i>	
1. Administrerbar indenfor rimelige rammer	
2. Retvisende og saglig model	
3. Enkel, operationel og robust model	
4. Modellen bygger på empiriske data	
5. Usikkerheder håndteres i data, model og udmøntning (vedrørende udmøntning jf. succeskriterie 6)	
6. Udmøntningen stiller fair krav til mulig forandringshastighed	
7. Er ikke til hinder for strukturel udvikling af branchen	
8. Neutral overfor forskellige typer af opgaveløsning	
9. Relevante udenlandske erfaringer er indbygget	
10. Branchen har aktivt været inddraget i processen	

Kilde: Sekretariatet for Benchmarkingekspertgruppen.

Ad 1. Administrerbar indenfor rimelige rammer

Ekspertgruppen vurderer, at den anbefalede benchmarkingmodel er administrerbar indenfor rimelige rammer. Det bemærkes, at den anbefalede benchmarkingmodel er en væsentlig forbedring set i forhold til den nuværende netvolumenmodel, blandt andet fordi den nye benchmarkingmodel vil blive baseret på to metoder, som er fagligt og praktisk anerkendte. Begge metoder medfører, at beregningsfasen vil kræve et øget ressourceforbrug, men hver af disse metoders evne til at håndtere kompleksiteten mellem netvirksomhedernes omkostninger og leverede ydelser gør, at ekspertgruppen anbefaler en benchmarkingmodel, hvor der anvendes to beregningsmetoder.

Benchmarkingekspertgruppen vurderer endvidere, at det arbejde, som Peter Bogetoft overleverer til Energitilsynet i form af et script (programmeringskoder), vil reducere Energitilsynets administrative arbejde, når der skal foretage en ny benchmarking af netvirksomhedernes økonomiske effektivitet i 2018.

Ad 2. Retvisende og saglig model

Den i rapporten anbefalede benchmarkingmodel er baseret på 2014-data, og afspejler derfor ikke nødvendigvis forholdene mellem de totale omkostninger og de mulige ydelser i modellen på længere sigt. Ekspertgruppen vurderer imidlertid, at der på baggrund af det eksisterende datagrundlag er udarbejdet en retvisende og saglig benchmarkingmodel. Ligeledes vurderer ekspertgruppen, at

de indstillede anbefalinger i rapporten også skaber grundlag for en retvisende og saglig benchmarkingmodellen på længere sigt.

Ad 3. Enkel, operationel og robust model

Benchmarkingmodellen består af en sammenvejning af de ydelser, som ekspertgruppen vurderer, er forklarende for omkostningsvariationerne mellem netvirksomhederne, samt giver begrebsmæssig mening. Ydelserne i modellen vurderes at være både operationelle og relativt enkle at forklare. Herudover er der foretaget et robusthedstjek af modellen, for at afdække hvorvidt modellens resultater er robuste. Eksempelvis er det afdækket, hvorvidt netvirksomhedernes effektivitet er afhængig af gode resultater for enkelte år sammenlignet med at anvende et gennemsnit baseret på flere års data. Desuden er der i modeludviklingen taget højde for den eksisterende branchestruktur, og derfor er en række af modelspecifikationerne foretaget med henblik på at undgå, at bestemte typer af netvirksomheder tilgodeses i modelberegningerne. Modelspecifikationerne er således neutrale i forhold til f.eks. størrelsen af netvirksomhederne. Ekspertgruppen vurderer derfor, at den anbefalede benchmarkingmodel både er enkel, operationel og robust.

Ad 4. Modellen bygger på empiriske data

Det eksisterende datagrundlag for udarbejdelsen af den nye benchmarkingmodel er baseret på en række forskellige datakilder hhv. Energitilsynets foreliggende data, nye data indsamlet i marts 2016 samt data fra eksterne kilder, herunder Energinet.dk og NetStat. Alle data vedrører regnskabsåret 2014. Formålet med den nye dataindsamling i marts 2016 har været at supplere allerede foreliggende data og etablere et fyldestgørende datagrundlag. Det er derfor ekspertgruppens vurdering, at modellen bygger på et empirisk dataset.

Ad 5. Usikkerheder håndteres i data, model og udmøntning

Ekspertgruppen anbefaler en benchmarkingmodel, hvori der fremadrettet er anbefalinger til håndteringen af usikkerheder i forhold til datakvaliteten og modelspecifikationen. Således er det anbefalingen, at data opdateres inden benchmarkingmodellen på længere sigt genberegnes. Desuden anbefaler ekspertgruppen, at der ved potentialeberegningerne anvendes to modelberegningsmetoder (DEA og SFA). Ekspertgruppen vurderer samlet set, at succeskriteriet er opfyldt, det skal dog bemærkes, at der alene gives guidelines til udmøntning af effektiviseringskrav, hvorfor det er vanskeligt for ekspertgruppen at vurdere, om usikkerheder håndteres i udmøntningen fremadrettet. Vedrørende udmøntning se kommentar til Ad 6.

Ad 6. Udmøntningen stiller fair krav til mulig forandringshastighed

Ekspertgruppen har ikke anbefalet en endelig metode til udmøntning, da ekspertgruppen i henhold til kommissoriet ikke har fået tildelt denne opgave. Ekspertgruppen har dog på opfordring fra Energistyrelsen udarbejdet en række guidelines for udmøntningen. Ekspertgruppen anbefaler, at Energitilsynet træffer en beslutning om en endelig udmøntningsmekanisme. Da der således endnu ikke er taget stilling til den endelige metode for udmøntning, vurderer ekspertgruppen ikke, at punktet er fuldt opfyldt.

Ad 7. Er ikke til hinder for strukturel udvikling af branchen

Af EI-reguleringsudvalgets anbefaling fremgik, at den nye økonomiske regulering af netvirksomheder bør sikre, at reguleringen ikke udgør en barriere for konsolidering af netvirksomhederne.

En antagelse om konstant skalaafkast i DEA-modellen kan være med til at bidrage til, at benchmarkingmodellen ikke er til hinder for strukturudviklingen i branchen. Antagelsen vurderes desuden at være rimelig, da der antages, at det hverken er en ulempe at være en stor eller en lille virksomhed. Netvirksomheder over og under en bestemt størrelse vil ikke blive tilgodeset ved konstant skalaafkast, da ingen netvirksomheder vil blive behandlet anderledes alene afhængigt af netvirksomhedens størrelse.

Modsat kan et stigende, aftagende og varierende skalaafkast potentielt være til hinder for strukturudviklingen, da disse skalaafkast kan risikere at give skævvredne incitamenter, når netvirksomheder fusionerer eller en netvirksomhed vælger at opdele sig i to eller flere mindre netvirksomheder. Ekspertgruppen vurderer derfor, at den anbefalede benchmarkingmodel ikke er til hinder for strukturudviklingen i branchen.

Ad 8. Neutral overfor forskellige typer af opgaveløsning

Opfyldelsen af succeskriteriet er blevet gennemgået i afsnit 2.1.3.

Ad 9. Relevante udenlandske erfaringer er indbygget

Ved udarbejdelse af den nye benchmarkingmodel er der i høj grad skelet til relevante udenlandske erfaringer. Som nævnt under afsnit 2.1.1 flugter ekspertgruppens anbefalinger til en ny benchmarkingmodel med anvendte metoder internationalt. Ekspertgruppen vurderer derfor, at der er taget højde for udenlandske erfaringer i modellen.

Ad 10. Branchen har aktivt været inddraget i processen

Branchen har været repræsenteret i følgegruppen. Følgegruppen har i gennem hele forløbet haft lejlighed til at kommentere på det materiale, som ekspertgruppen har modtaget, og ekspertgruppen har indgående drøftet de bemærkninger, som følgegruppens medlemmer har haft til materialet. Herudover har der været nedsat en række arbejdsgrupper, hvor Benchmarkingekspertgruppen har inviteret Dansk Energi til at deltage med det formål at imødekomme branchen og inddrage deres perspektiver og viden i arbejdet med at bygge en ny benchmarkingmodel. I arbejdsgrupperne har en række netvirksomheder desuden været repræsenteret. Ekspertgruppen vurderer derfor, at branchen har været aktivt inddraget i hele processen.

Benchmarkingekspertgruppen vurderer, at de opsatte succeskriterier for udviklingen af en ny benchmarking er opfyldt på rimelig vis. Desuden er det vurderingen, at det resterende succeskriterium, som ikke er fuldt ud opfyldt, på længere sigt kan blive opfyldt ved at følge de anførte anbefalinger i rapporten.

3. Omkostningsgrundlag

Det fremgår af kommissoriet for udarbejdelse af en ny model til benchmarking af netvirksomhedernes økonomiske effektivitet, at Benchmarkingekspertgruppens arbejde blandt andet forventes at omfatte en identifikation af det konkrete omkostningsgrundlag, som skal anvendes i modellen. Herunder skal der tages stilling til, om der er omkostninger, som bør holdes ude af omkostningsgrundlaget.

Det fremgår endvidere af ekspertgruppens kommissorium, at modellen bør basere sig på netvirksomhedernes leverede ydelser og totalomkostninger, dvs. at netvirksomhederne skal effektivisere på deres totale omkostninger (TOTEX).

3.1. Beskrivelse af omkostningsgrundlag

Grundlaget for benchmarkingmodellen er totalomkostningerne (TOTEX), der består af summen af driftsomkostninger (OPEX) og kapitalomkostninger (CAPEX) inklusiv et forrentningselement. En TOTEX-benchmarkingmodel modvirker som udgangspunkt en skævvridning i afvejningen mellem driftsomkostninger og omkostninger til investeringer i kapital og er udgangspunktet for ekspertgruppens anbefalinger til en ny benchmarkingmodel.

Nedenfor gives en kort introduktion til de to omkostningsbegreber, OPEX og CAPEX.

3.1.1. Driftsomkostninger (OPEX)

Driftsomkostninger (OPEX – OPerating EXpenses) er de kortsigtede løbende operationelle omkostninger, der er forbundet med at drive en virksomhed. Driftsomkostninger regnskabsføres i det samme år, som omkostningerne opstår. Som udgangspunkt skal netvirksomhederne indberette samtlige driftsomkostninger.

Driftsomkostningerne defineres i henhold til indtægtsrammebekendtgørelsen § 2, stk. 1 nr. 5¹:

"Virksomhedens omkostninger til indkøb af energi, lønninger, tjenesteydelser, administration, vedligeholdelse, demontering af eksisterende anlæg, som ikke indgår i beregningen af nødvendige nyinvesteringer, jf. § 15, stk. 5, driftsomkostninger pålagt af offentlige myndigheder eller Energinet.dk, nettab samt afvikling af de i § 69, stk. 1, i lov om elforsyning nævnte gældsforpligtelser og udgifter til sikkerhedsstillelse. Omkostningerne anses i reguleringsmæssig henseende for ligeligt fordelt over året. Omkostninger knyttet til virksomhedens energispareindsats omfattet af kapitel 3 i bekendtgørelse nr. 1394 af 2. december 2015 om energispareydelser i net- og distributionsvirksomheder indgår ikke i opgørelsen af driftsomkostningerne."

3.1.2. Kapitalomkostninger (CAPEX)

Kapitalomkostninger (CAPEX – CAPital EXpenditures) er anlægsomkostninger, der anvendes af en virksomhed til at erhverve eller opgradere fysiske anlægsaktiver som ejendomme, industrielle bygninger eller udstyr. Den mest udbredte form for anlægsaktiver er de materielle aktiver. Materiel-

¹ Bekendtgørelse om indtægtsrammer for netvirksomheder og regionale transmissionsvirksomheder omfattet af lov om elforsyning, BEK nr. 195 af 04/03/2016.

le anlægsaktiver kan omfatte køretøjer, kabler, kontorartikler, elmålere, computere eller ejendomme.

Kapitalomkostningerne består primært af to elementer. Det ene element forbundet med kapitalomkostninger er det værditab og det slid, der sker på kapitalapparatet over tid. Regnskabsmæssigt er dette udtryk normalt benævnt – *afskrivninger*.

Det andet element består af de omkostninger, som er forbundet med at have kapital bundet i aktiver, hvad enten disse finansieres via egenkapital eller via gæld – dette udtryk er ofte benævnt *kapitalbindingsomkostninger*. Egenkapital kunne i princippet have indtjent en alternativ forrentning, hvis den var blevet investeret i andre aktiver. Kapitalbindingen koster penge, som det også ses når kapitalen lånefinansieres, og der skal betales rente til kreditorerne. Hvis sådanne renteomkostninger ikke inddrages i kapitalomkostningerne, og altså i benchmarkingen, kan virksomhedernes incitamenter – alt andet lige – blive skævvredet, således at der opstår en tendens til at foretrække kapitaltunge løsninger på virksomhedernes opgaver (overkapitalisering).

Kapitalomkostningerne er således givet ved følgende udtryk:

$$\text{CAPEX} = \text{afskrivninger} + \overbrace{\text{forrentning} \cdot \text{aktivbasen}}^{\text{Kapitalbinding}}$$

Der findes mange måder at opgøre CAPEX på i praksis. Afskrivninger, renteomkostninger og aktivbasen kan enten baseres på bogførte værdier eller der kan foretages forskellige grader af standardisering, afhængig af i hvilken grad kapitalomkostningerne ønskes standardiseret.

Afsnit 3.3 giver en nærmere beskrivelse af problemstillingen omkring standardisering af kapitalomkostningerne samt opgørelsen af afskrivninger og kapitalbindingsomkostningerne.

3.1.3. Benchmarkingekspertgruppens anbefalinger

Ekspertgruppen anbefaler:

- ♦ At omkostningsgrundlaget opgøres som netvirksomhedernes totale omkostninger (TOTEX) givet ved følgende udtryk:

$$\text{TOTEX} = \underbrace{\text{driftsomkostninger}}_{\text{OPEX}} + \underbrace{\text{afskrivninger} + \text{forrentning} \cdot \text{aktivbasen}}_{\text{CAPEX}}$$

3.2. Særlige omkostningsposter

Benchmarkingekspertgruppen anbefaler, at udgangspunktet for omkostningsgrundlaget i den nye benchmarkingmodel er netvirksomhedernes totale omkostninger, jf. afsnit 3.1.3. I den forbindelse er det imidlertid relevant at overveje, om der er konkrete typer af omkostninger, som bør udelades

af omkostningsgrundlaget for at sikre det bedst mulige grundlag til at sammenligne netvirksomhedernes omkostninger.

Formålet med benchmarkingen er at sammenligne netvirksomhedernes omkostninger, for på den måde at vurdere deres økonomiske effektivitet. Denne sammenligning skal ske på baggrund af et ensrettet og sammenligneligt omkostningsgrundlag. Det kan i den forbindelse være nødvendigt at behandle bestemte typer af omkostninger anderledes end andre, da det ikke er alle omkostningsposter, som er sammenlignelige på tværs af netvirksomhederne, eller som netvirksomhederne har kontrol over.

Ekspertgruppen har i forbindelse med 1. delaflevering, som blev fremsendt til ministeren i december 2015 (jf. bilag 2), vurderet, at (i) Energitilsynet har de nødvendige kompetencer til at vurdere om konkrete omkostningsposter bør udgå af benchmarkinggrundlaget, og (ii) alene væsentlige omkostningsposter bør kunne udgå af omkostningsgrundlaget.

Ekspertgruppen lægger fortsat vægt på, at det alene er væsentlige omkostningsposter, der bør udgå af omkostningsgrundlaget. Væsentlighedskriteriet kan opgøres på forskellig vis, f.eks. som en andel af omkostningsgrundlaget.

Ekspertgruppen anbefaler, at det er Energitilsynet, som fortsat træffer endelig afgørelse om, hvilke konkrete omkostningsposter der kan holdes ude af omkostningsgrundlaget. Ekspertgruppen har derfor ikke udformet en endelig liste over omkostninger, der bør betragtes som særlige omkostninger i den nye benchmarkingmodel. Ekspertgruppen har i stedet opstillet en række kriterier, som kan anvendes til en konkret vurdering af, om omkostningsposter bør betragtes som særlige omkostninger i den nye benchmarkingmodel.

Ekspertgruppen har givet konkrete anbefalinger vedrørende tre omkostningsposter – tab på debitorer, nettabsomkostninger samt omkostninger til smart grid investeringer. Ekspertgruppen anbefaler, at tab på debitorer samt nettabsomkostninger udelades af omkostningsgrundlaget, pga. deres særlige karakteristika som rammer hele branchen – om end på forskellig måde. Modsat anbefaler ekspertgruppen, at omkostninger til smart grid investeringer ikke udelades af omkostningsgrundlaget. De tre omkostningsposter er nærmere beskrevet i afsnit 3.2.1 nedenfor.

Det skal bemærkes, at kriterierne alene omhandler håndtering af særlige omkostningsposter i *omkostningsgrundlaget* i den nye benchmarking model, og ikke hvordan omkostningsposterne skal håndteres i forbindelse med *udmøntning*. Det er således ikke trivielt at konkludere, at fordi en omkostningspost bør holdes ude af omkostningsgrundlaget, så skal der heller ikke udmøntes krav på den. Der henvises til afsnit 10 for en beskrivelse af ekspertgruppens anbefalinger om udmøntningen af effektiviseringspotentialerne.

Overordnet sondres der mellem to forskellige typer af omkostningsposter, som kan være særlige omkostningsposter for netvirksomhederne hhv. omkostningsposter, som er sammenlignelige og ikke sammenlignelige på tværs af netvirksomhederne.

Sammenlignelige omkostningsposter: Er omkostninger, som alle netvirksomheder har, og som kan sammenlignes på tværs af netvirksomhederne.

ikke sammenlignelige omkostningsposter: Er særlige omkostninger, som kun nogle netvirksomheder har, eller omkostninger som alle netvirksomheder har, men som i særlig høj grad afhænger af eksogene forhold, som netvirksomhederne ikke har kontrol over, og som således rammer netvirksomhederne forskelligt.

Ekspertgruppen anbefaler:

- ◆ At særlige omkostningsposter efter en konkret ansøgning fra netvirksomheden vurderes af Energitilsynet på baggrund af kriterierne beskrevet ovenfor
- ◆ At der bør være hjemmel i lovgivningen til, at Energitilsynet kan fastsætte et væsentlighedskriterie, som de særlige omkostningsposter skal opfylde for, at de kan undtages fra omkostningsgrundlaget

3.2.1. Konkrete omkostningsposter

Ekspertgruppen har konkret vurderet, hvorvidt de to omkostningsposter 'tab på debitorer' og 'omkostninger til nettab' bør betragtes som særlige poster i den nye benchmarkingmodel og således holdes ude af omkostningsgrundlaget.

Derudover har ekspertgruppen diskuteret hvorledes omkostninger forbundet med smart grid investeringer bør håndteres i den nye benchmarkingmodel.

3.2.1.1. Tab på debitorer

Overgangen til engrosmodellen har medført væsentlige ændringer for netvirksomhedernes håndtering af og risiko i forhold til tab på debitorer.

Frem til 1. april 2016 har netvirksomhederne haft en stor kundegruppe bestående af de enkelte elkunder. Der har i perioden været en fast indarbejdet og myndighedsgodkendt restanceproces i forhold til håndtering af kundernes manglende betaling. Det har betydet, at en restance har skullet indkræves efter almindelig inkassolovgivning og har medført, at netvirksomhederne har haft betydelige tab på debitorer. Netvirksomhederne har således oplevet mange mindre tab, da det enkelte kundeforhold i mange tilfælde har udgjort et mindre beløb for netvirksomhederne.

Med engrosmodellens indførsel ændres ovenstående billede. Netvirksomheder bliver med engrosmodellen underleverandører til elhandelsselskaberne og har ikke længere et direkte kundeforhold til de enkelte elkunder. Det forventes derfor, at antallet af situationer med tab på debitorer bliver væsentligt færre, men at tabene beløbsmæssigt bliver væsentligt større, når et tab på debitorer forekommer. Tab på debitorer vil opstå, når et elhandelsselskab går konkurs og ikke kan betale netvirksomheden. Netvirksomhederne vil stå for opkrævning af egne tariffer og elafgifter fra elhandelsselskaberne, og fakturaen til et elhandelsselskab vil være af en betydelig størrelse. Der vil således være tale om betydelige tab, i tilfælde af at et elhandelsselskab går konkurs.

Netvirksomhederne har med indførelsen af Engrosmodellen begrænsede muligheder for at sikre sig mod tab vedrørende elhandelsselskaber. Det har været en forudsætning for indførslen af engrosmodellen, at netvirksomhederne ikke udgør en barriere for elhandelsselskabernes adgang til elmarkedet.

Netvirksomhederne kan som monopolvirksomhed ikke vælge, hvilke elhandelsselskaber de vil indgå aftale med, da alle elhandelsselskaber skal have adgang til det kollektive distributionsnet. Endvidere har netvirksomhederne ikke ret til at opkræve en stående sikkerhedsstilling, som alle elhandelsselskaber skal betale. Netvirksomhederne skal i stedet fastsætte betingelser for anvendelse af distributionsnettet, hvor de nærmere bestemmelser vedrørende misligholdelse fastsættes.

Netvirksomhederne har i fællesskab udarbejdet en standardaftale om brug af distributionsnettet, benævnt "*Standardaftalen mellem netselskab og elleverandør*", som alle netvirksomheder anvender fra den 1. april 2016. Netvirksomhederne forpligter sig efter standardaftalen til at stille krav om sikkerhedsstillelse, når visse betingelser er opfyldt. Netvirksomhederne kan alene vurdere elhandelsselskaberne ud fra faste objektive kriterier, som har med betalingsmønster, regnskaber og anerkendte uafhængige kreditvurderinger at gøre. Det betyder, at netvirksomhederne er forpligtet til at stille krav om sikkerhedsstillelse, når særlige betingelser er opfyldt, men de har samtidig kun ret til at stille krav om sikkerhed i de specificerede situationer.

Netvirksomhederne har ikke adgang til at sikre sig yderligere mod tab på elhandelsselskaber. I tilfælde af at et elhandelsselskab ikke kan betale og ender med at gå konkurs, er forventningen at alle netvirksomheder rammes men i forskellig grad, og at alle netvirksomheder har haft samme begrænsede mulighed for at sikre sig mod tab.

Benchmarkingekspertgruppen vurderer som følge heraf, at omkostninger vedrørende tab på debitorer i vid udstrækning er usammenlignelige på tværs af netvirksomhederne, og at omkostningerne således bør holdes ude af omkostningsgrundlaget i den nye benchmarkingmodel.

Ekspertgruppen anbefaler:

- ♦ At omkostninger til tab på debitorer vedrørende handelsselskaber holdes ude af omkostningsgrundlaget i den nye benchmarkingmodel, hvis betingelserne for sikkerhedsstillelse er opfyldt.

3.2.1.2. Nettab

I netvirksomhedernes indtægtsrammeregulering indgår omkostninger til nettab som en selvstændig post, og er defineret som værende en del af driftsomkostningerne, jf. indtægtsrammebekendtgørelsen § 2, stk.1 nr. 5. Nettabsomkostningerne indeholder de omkostninger som netvirksomhederne kan henføre til dækning af nettab.

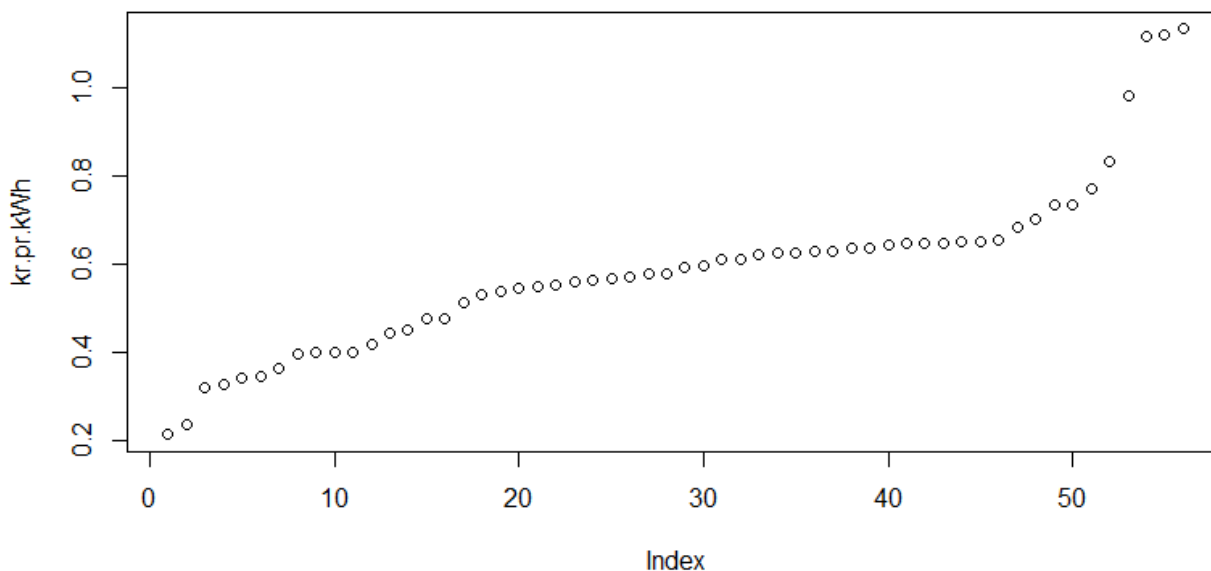
Ved modelkørsler, hvor det fysiske nettab korrigeres ved at trække nettabsomkostningerne ud af driftsomkostningerne krone for krone, indikerer analyseresultaterne, at nettabet skaber støj i data. Mængden af støj betyder, at modellerne ikke er i stand til at identificere effektiviteten, da modellen ikke statistisk er i stand til at adskille støj og ineffektivitet.

I Figur 2 er illustreret de enkelte netvirksomheders enhedspris² på kWh indkøbt el til nettab. Spændet mellem de enhedspriser, som netvirksomhederne indkøber el til at dække nettab med, er mere end 90 øre per kWh.

² Enhedspriserne er de samlede nettabsomkostninger divideret med det fysiske nettab, kroner pr. kWh.

Den standardiserede enhedspris er ved anvendelse af data for 2014 beregnet til 58,11 øre pr. kWh, og er et vægtet gennemsnit af de anførte enhedspriser i Figur 2, hvor det fysiske nettab anvendes som vægte. På længere sigt bør den økonomiske del af nettabsomkostningerne undersøges nærmere, for at afklare hvilke faktorer, som er afgørende for enhedsprisen på nettabet.

Figur 2 | Kroner pr. kWh betalt til at dække det fysiske nettab



Kilde: Peter Bogetofts præsentation til 9. ekspertgruppemøde d. 23. september 2016.

Note: Det bemærkes, at to af de tre observationer, som har enhedspris over 1 krone per kWh, er transformerforeninger, og indgår således ikke i analysegrundlaget til benchmarkingmodellen.

Når netvirksomhedernes fysiske nettab trækkes ud til en standardiseret værdi, vil der være en risiko for, at enkelte netvirksomheder indgår i benchmarkingen med et lavere omkostningsgrundlag end deres reelle niveau. Samme udfordring er dog til stede ved at anvende krone for krone, da de netvirksomheder, som har en høj indkøbt enhedspris, kan have allokeret for mange omkostninger til nettabet og derfor får nedsat deres omkostningsgrundlag med for høje nettabsomkostninger.

Ved en standardpris vil de netvirksomheder, som har haft en indkøbt enhedspris, der er lavere end standardprisen, få nedjusteret omkostningsgrundlaget og dermed fremstå mere effektive. Modsat vil de netvirksomheder, som har høje enhedspriser for den indkøbte el, få opjusteret omkostningsgrundlaget og altså fremstå mindre effektive i potentialeberegningerne.

Ekspertgruppen har anbefalet, at netvirksomhederne fremadrettet indberetter flere oplysninger vedrørende deres fysiske nettab samt flere detaljer vedrørende opgørelsen af nettabsomkostningerne, jf. ekspertgruppens forslag til konterings- og indberetningsvejledning i bilag 3.

Ekspertgruppen anbefaler, at nettabsomkostningerne i den første reguleringsperiode trækkes ud af omkostningsgrundlaget med de faktiske omkostninger, på baggrund af en forventning om, at datagrundlaget for opgørelsen af nettabsomkostningerne bliver forbedret fremadrettet. Ekspertgruppen anbefaler dog, at der beregnes et interval omkring den gennemsnitlige enhedsomkostning på f.eks. +/- 15 pct. Dvs. hvis netvirksomhedernes enhedsomkostninger ligger uden for dette interval, vil

deres omkostninger blive korrigeret så de ligger indenfor intervallet, før de fratrækkes omkostningsgrundlaget.

På længere sigt anbefaler ekspertgruppen, at både det fysiske nettab samt nettabsomkostningerne inkluderes i benchmarkingmodellen. Det forventes, at netvirksomhederne får mulighed for at opgøre deres fysiske nettab mere ensartet og detaljeret efter den fulde udrulning af fjernaflæste målere i 2020.

Ekspertgruppen anbefaler:

- ◆ At det fysiske nettab trækkes ud af omkostningsgrundlaget, indtil der på længere sigt foreligger en mere præcis opgørelse af det fysiske nettab, som følge af blandt andet krav om fjernaflæste målere i 2020.
- ◆ At det fysiske nettab i benchmarkingen i 2018 trækkes ud med de faktiske omkostninger, dog med en grænse for hvor meget enhedsprisen kan variere fra den gennemsnitlige enhedsomkostning.
- ◆ At der på længere sigt arbejdes med at inkludere hele nettabet i benchmarkingmodellen, dvs. at både det fysiske nettab og nettabsomkostningerne indgår i benchmarking af netvirksomhedernes effektivitet.

3.2.1.3. Omkostninger til smart grid investeringer

Af El-reguleringsudvalgets anbefalinger fremgik, at den nye regulering skal skabe rammer for, at smart grid-investeringer herunder investeringer i overvågning, kommunikationssystemer m.v., kan foretages. El-reguleringsudvalgets vurdering er, at disse regulatoriske rammer ikke skabes under den nuværende regulering af netvirksomhederne.

Den nuværende benchmarking af netvirksomhederne vurderes at skævvride investeringsincitamenterne da netvirksomhederne sammenlignes på baggrund af netvirksomhedernes faktiske omkostninger i forhold til deres netvolumen. Dette beregnes på baggrund af netvirksomhedernes fysiske netkomponenter og standardværdier for omkostningerne ved hver gruppe af netkomponenter.

Der findes ingen særlige komponentgrupper for smart grid anlæg i den nuværende benchmarking med undtagelse af fjernaflæste målere. Dette medfører, at visse typer af investeringer giver en dårligere placering i benchmarkingen. Eksempelvis vil investeringer i IT ikke give anledning til ændringer i en netvirksomheds netvolumen, da der ikke er et netaktiv for IT i den nuværende model. Omkostningerne vil dog indgå, hvorved virksomheden opnår en lavere omkostningseffektivitet. Overordnet set favoriserer den nuværende model således investeringer i fysiske anlæg frem for optimering af det eksisterende net.

Herudover vil der i forbindelse med udbygningen af vedvarende energi de kommende år kunne opstå et behov for at kunne håndtere en øget effekt og maksimal belastning i nettet, da vedvarende energi ofte giver mere fluktuerende elproduktion f.eks. i forbindelse med gode vindforhold. Samtidig vil en nedgang i den leverede mængde el som følge af energieffektivisering og egenproduktion ikke afstedkomme, at elforsyningsnet tages ud af drift. Det betyder, at den leverede mængde el kan falde samtidig med, at behovet for kapacitet i nettet stiger.

Det vurderes derfor, at der er behov for en regulering, der ikke diskriminerer i forhold til investering og drift af smart grid samt sikrer, at netvirksomhedernes tilladte indtægter er tæt knyttet til deres faktiske omkostninger. På baggrund heraf er der i kommissoriet præciseret, at den nye benchmarkingmodel skal give netvirksomhederne incitament til at vælge de løsninger, der mest omkostningseffektivt leverer de nødvendige ydelser. Modellens investeringsincitamenter skal derfor være neutrale, således, at den eksempelvis ligestiller investeringer i fysisk net og investeringer i mere driftstunge løsninger, herunder eksempelvis smart grid.

Det er ekspertgruppens vurdering, at investeringer i fysisk net og investeringer i mere driftstunge løsninger bedst muligt ligestilles i benchmarkingmodellen ved, at smart grid indgår i omkostningsgrundlaget. Ekspertgruppen er opmærksom på, at der i den anbefalede benchmarkingmodel baseret på 2014-data ikke indgår et direkte outputmål for smart grid-løsninger, da der på nuværende tidspunkt ikke foreligger tilstrækkelige data for smart grid-løsninger baseret på det eksisterende datagrundlag.

Ekspertgruppen anbefaler, at der på længere sigt arbejdes med at etablere og indhente repræsentative data for smart grid-løsninger. På længere sigt forventes det således at være muligt, at udvide antallet af komponenter i norm-gridmålet til også at omfatte smart grid-komponenter. Norm-grid er nærmere beskrevet i afsnit 6.1.2 om anvendelse af norm-grid.

Ekspertgruppen anbefaler:

- ◆ At omkostninger til smart grid investeringer ikke udelades af omkostningsgrundlaget i den nye benchmarkingmodel.
- ◆ At der på længere sigt arbejdes med at etablere og indhente repræsentative data for smart grid-løsninger.

3.3. Standardisering af kapitalomkostninger

Formålet med at standardisere netvirksomhedernes kapitalomkostninger til brug for benchmarkingmodellen består grundlæggende i at gøre netvirksomhedernes omkostninger mere sammenlignelige og således forsøge at korrigere for forskelle i regnskabspraksis (f.eks. levetid) og forskelle i anskaffelsestidspunktet af aktiverne.

Ekspertgruppen har diskuteret problemstillingen vedrørende anvendelsen af standardiserede kapitalomkostninger i benchmarkingmodellen indgående. Diskussionen har blandt andet omhandlet, hvilke problemstillinger der kan være forbundet med at anvende hhv. standardiserede kapitalomkostninger og ikke-standardiserede kapitalomkostninger i opgørelsen af totalomkostningerne i den nye benchmarkingmodel.

For at undersøge hvilken af de to typer af kapitalomkostninger, som bør anvendes i benchmarkingmodellen, skal de standardiserede omkostninger i første omgang opgøres for netvirksomhederne. Dette er ikke en trivial opgave, da det typisk vil kræve, at netvirksomhederne skal flere år tilbage i regnskabsbøgerne for at fremskaffe det nødvendige datamateriale. Det har ikke været muligt at foretage en sådan analyse på baggrund af det eksisterende datagrundlag og indenfor tidsrammen af Benchmarkingekspertgruppens arbejde. Ekspertgruppen anbefaler derfor, at Energitilsynet igangsætter en dataindsamling i 2017, som kan anvendes til at gennemføre en behovs-

analyse af, om der er grundlag for at anvende standardiserede kapitalomkostninger i den nye benchmarkingmodel. Dansk Energi har i den forbindelse tilkendegivet, at foreningen gerne vil samarbejde og bidrage til løsningen af denne opgave.

Ekspertgruppens anbefalinger til en ny benchmarkingmodel på baggrund af det nuværende datagrundlag indeholder derfor ikke standardiserede kapitalomkostninger, jf. afsnit 6.1.1.

I det følgende afsnit vil den teoretiske problemstilling vedrørende standardisering af kapitalomkostninger blive beskrevet. Problemstillingen vedrørende hvilken betydning metoderne vil have i praksis i benchmarkingmodellen vil imidlertid ikke blive beskrevet.

På baggrund heraf har ekspertgruppen opstillet en række standardiseringshensyn, som en standardiseringsmetode fremadrettet bør opfylde, for at kunne anvendes i den nye benchmarkingmodel. Standardiseringshensynene vil også blive præsenteret i det følgende.

Kapitalomkostningerne er givet ved følgende udtryk, jf. afsnit 3.1.2:

$$\text{CAPEX} = \text{Afskrivninger} + \overbrace{\text{forrentning} \cdot \text{Aktivbasen (bunden kapital)}}^{\text{Kapitalbinding}}$$

3.3.1. Afskrivninger

Afskrivninger skal i princippet afspejle hvorledes kapitalapparatet løbende forbruges af produktionsprocessen. Det forholder sig ofte sådan, at et givet aktiv leverer nogenlunde de samme ydelser hvert år i dets levetid, T . Dette medfører en lineær afskrivning, hvor den oprindelige anskaffelsesværdi fratrasket scrapværdi fordeles ligeligt på T antal år.

Lineære afskrivninger er dog ikke nødvendigvis tilstrækkelig retvisende. Der er blandt andet to udfordringer forbundet med lineære afskrivninger:

- ◆ Lineære afskrivninger korrigerer ikke for inflationen. Det betyder, at hvis der indgår afskrivninger på inputsiden, så vil nyere aktiver typisk opgøres til at være dyrere end gamle aktiver. Det omvendte kan også være tilfældet, hvis udviklingen f.eks. har medført, at der i stedet for f.eks. kobber kan anvendes andet og billigere materiale.
- ◆ Det er almindeligt at netvirksomhederne anvender lineære afskrivninger, men det betyder ikke, at de er sammenlignelige – forskellige netvirksomheder kan have forskellige levetider for investeringerne af strategiske grunde, skattemæssige grunde eller andre grunde, som derved påvirker afskrivningernes størrelse. Endvidere vil afskrivningerne indeholde aperiodiske afskrivninger f.eks. straksafskrivninger i forbindelse med skrotning af anlæg inden endt levetid.

3.3.1.1. Afskrivningsmønstre

For at gøre kapitalomkostningerne mere sammenlignelige med driftsomkostningerne og mellem netvirksomhederne kan afskrivningsforløbene standardiseres.

Det mest almindelige afskrivningsforløb er baseret på lineære afskrivninger. Et aktiv afskrives hvert år med $1/T$ af dens oprindelige værdi. Denne afskrivningsprofil bygger på en hypotese om, at et aktivs ydelser reelt er den samme år for år, og at der derfor skal allokeres den samme omkostning til hvert år i aktivets levetid.

For at kunne konstruere et hensigtsmæssigt udtryk for de samlede kapitalomkostninger (CAPEX) tilføjes en forrentningsomkostning ved år for år at multiplicere den tilbageværende investering med en WACC, dvs. CAPEX er givet ved:

$$CAPEX(t) = \frac{Inv}{T} + WACC \cdot \left(Inv - (t - 1) \frac{Inv}{T} \right),$$

Hvor Inv er anskaffelsesværdien af investeringen enten opgjort på baggrund af bogførte værdier, genanskaffelsesværdier eller tekniske nyværdier (jf. afsnit 3.3.3.3) og T er aktivets levetid.

Det forventes, at de modtagne ydelser/services fra en netvirksomheds aktiver er nogenlunde konstante, og det vil derfor umiddelbart være mere naturligt at anvende en konstant annuitet som afskrivningsmetode. Denne tilgang vil eliminere den forskel der ellers opstår på kapitalbindingen, hvis en netvirksomhed har hhv. et gammelt aktiv, der er stort set fuldt afskrevet, og en andet netvirksomhed har et nyt aktiv, der stort set ikke er afskrevet på.

En anden begrundelse for ikke at anvende lineære afskrivninger til brug for en benchmarkinganalyse kunne være den formodede risiko for, at netvirksomheder med et gammelt og næsten fuldt afskrevet net definerer bedste-praksis, og at der dermed skabes en bedste-praksis standard, som ikke reelt er "levedygtig", da alle distributionsnet naturligvis ikke kan være gamle hele tiden.

Denne situation angiver et ekstremtilfælde. I en etableret netvirksomhed er det ikke alle aktiver, som udskiftes på én gang. Reinvesteringerne er spredt ud over tiden om end ikke nødvendigvis helt jævnt. Det betyder sandsynligvis, at forskellen mellem en lineær afskrivning og en annuitetsbaseret afskrivning i realiteten er mindre, end i det ekstreme tilfælde.

I annuitetsmetoden er hensigten, at den totale omkostning er den samme i hele aktivets levetid. Kapitalomkostningen kan i dette tilfælde opgøres ved en annuitetsmetode som følger:

$$CAPEX(t) = Inv \cdot \left(\frac{WACC}{1 - (1 + WACC)^{-T}} \right)$$

En opgørelse af kapitalomkostningen fra et aktiv på baggrund af annuitetsmetoden betyder, at selve sliddet på aktivet er mindre i begyndelsen, hvor renteomkostningen til gengæld er større, og at sliddet senere er større, mens renteomkostningen er lavere. Proceduren svarer til den måde, som realkreditlån typisk er struktureret på, hvor ydelsen er konstant for hver termin, og hvor ydelsen består af afdrag på lånet og rentebetaling. I begyndelsen betales der høje renter og små afdrag (afskrivninger) og senere betales der store afdrag, mens renten er mindre, fordi den tilbageværende hovedstol er mindre.

En ulempe ved at anvende annuitetsmetoden er dog, at den som oftest ikke matcher med den metode, der bruges i netvirksomhedernes årsregnskab. Mange netvirksomheder anvender et serie-lånsprincip, som almindeligvis er foreskrevet i Årsregnskabsloven, hvor afdraget er konstant, imens renteomkostningen er størst i starten og mindst til sidst i levetiden for aktivet. Summen af afdrag og

renteomkostninger giver dermed en aftagende profil, hvorimod annuitetsmetoden som nævnt resulterer i en konstant profil.

3.3.1.2. Inflation

Udover en standardisering af afskrivningsforløbene kan det være nødvendigt at justere for inflationen. I tilfælde af at et aktiv bliver dyrere år for år kan de afskrivninger, som baserer sig på historiske indkøbspriser, ikke dække omkostningerne, som skal afholdes i en virksomhed, der anskaffer aktivet senere. Det kan derfor være hensigtsmæssigt at inflationsjustere de historiske omkostninger.

Hvis $Inv(s)$ udtrykker de investeringer, som er gennemført i år s i år s priser, kan disse inflationsjusteres til år t med et prisindex $I(s,t)$ og beregne år t kapitalomkostningerne fra en investering $Inv(s)$ i år s ved:

$$CAPEX(t, s) = \frac{Inv(s)I(s, t)}{T} + r \cdot Inv(s)I(s, t) \left(1 - (t - s - 1)\frac{1}{T}\right)$$

eller

$$CAPEX(t) = Inv(s)I(s, t) \cdot \left(\frac{r}{1 - (1 + r)^{-T}}\right)$$

alt afhængig af, om afskrivningsforløbet baseres på en lineær metode eller en annuitetsmetode.

Det er klart, at behovet for en inflationsjustering skal ses i forhold til de priser, som er brugt til opgørelse af kapitalomkostningerne. Hvis de historiske anskaffelser således er givet en nyvurdering på et senere tidspunkt f.eks. i forbindelse med en åbningsbalance, er det kun inflationen fra dette tidspunkt og til analysetidspunktet, som skal inddrages.

I det omfang afskrivningerne bliver inflationsjusteret, vil netvirksomhedernes ansvar for at optimere anskaffelsen af aktiverne i forhold til inflationen blive reduceret. En virksomhed, som forudsiger store prisstigninger, kan driftsøkonomisk ønske at fremskynde (re)investeringerne. Virksomheden vil imidlertid ikke blive belønnet for dette, når der inflationsjusteres. Inflationsjusteringen kan være medvirkende til at reducere den prismæssige risiko, som netvirksomhederne lever under og dermed også muligheden for at være særlig dygtig til at forudsige priserne på investeringsgoder og indrette sig herefter.

3.3.2. Renteomkostningen

Finansieringsomkostningen (renteomkostningen) omfatter både finansieringsomkostningerne forbundet med gæld og de renteomkostninger, som netvirksomheden går glip af på egenkapitalen, når denne er placeret i fysiske netaktiver. Finansieringsomkostningen kan på denne måde naturligt beregnes ud fra investeringssiden (passiv siden) af regnskabsbalancen. Den beregnes dog oftest ud fra aktiv siden ved at multiplicere en WACC-forrentning på aktivbasen (kapitalmængden).

Ekspertgruppen anbefaler:

- ◆ At renten bliver defineret som den WACC-forrentningssats, der i øvrigt anvendes i den økonomiske regulering af netvirksomhederne.

3.3.3. Aktivbasen

Netvirksomhedernes investerede kapital (aktivbasen) kan opgøres på forskellige måder enten ved brug af hhv. bogførte værdier, nyværdier (genanskaffelsesværdi) eller tekniske værdier (aldersjusterede nyværdier). Nedenfor er det givet en kort beskrivelse af de forskellige metoder.

3.3.3.1. Bogført værdi

En enkelt og direkte tilgang til opgørelse af aktivbasen er at bruge de bogførte værdier. Disse afspejler de historiske investeringer, som er gennemført, og tager hensyn til de afskrivninger, der efterfølgende er sket. I princippet afskrives aktiver over deres forventede levetid. Nye investeringer øger den totale bogførte værdi af aktiverne.

Den måde, som aktiverne værdiansættes i regnskabet, afhænger af lovgivningen og de anvendte regnskabsprincipper. I praksis er der normalt nogen fleksibilitet i, hvor hurtigt aktiver afskrives, og hvilke udgifter der reelt aktiveres, dvs. hvilke poster der betragtes som investeringer i stedet for simple driftsomkostninger.

Forskelle i aktiveringsgrænser kan lede til forskelle i, hvorledes aktiver som netvirksomheden selv planlægger og installerer opgøres sammenlignet med aktiver, som udefrakommende entreprenører installerer. Planlægning og installation aktiveres typisk, når installationen outsources, mens dele af disse omkostninger i nogen tilfælde behandles som en driftsomkostning, når installationen insources.

En yderligere komplikation knytter sig til service og vedligeholdelse. Disse aktiviteter kan forlænge et aktivs levetid, men dette justeres der ikke altid for i den bogførte værdi.

Fra et reguleringsperspektiv kan disse forskelle i afskrivningsprofiler og aktiveringspolitikker skabe problemer, når der tages udgangspunkt i bogførte værdier. Tallene fra forskellige netvirksomheder er således ikke nødvendigvis sammenlignelige.

3.3.3.2. Nyværdi med standardiserede priser (genanskaffelsesværdi)

En anden metode til at opgøre kapitalomkostningerne på er at tage udgangspunkt i den beholdning af aktiver, som netvirksomhederne har dags dato, og værdiansætte disse til genanskaffelsespriser.

Genanskaffelsesværdierne kan opgøres på to forskellige metoder:

- ◆ Anvendelse af netvirksomhedernes historiske anskaffelsesværdi
- ◆ Anvendelse af enhedspriser for aktivernes anskaffelsesværdi

Genanskaffelsesværdien opgøres ved først at identificere de komponenter, som indgår i nettet, og dernæst bestemme enhedspriser for disse – enten på baggrund af netvirksomhedernes historiske anskaffelsespriser og afskrivningsmønstre fremskrevet til dags dato eller på baggrund af standardiserede værdier.

En opgørelse af robuste genanskaffelsesværdier vil omfatte priserne på de konkrete aktiver såvel som omkostningerne knyttet til at planlægge og installere disse aktiver. Opgørelsen kan selvstændigt gennemføres mere eller mindre detaljeret, f.eks. ved brug af priser, som afspejler de rammebetingelser (geografiske forhold, geologiske forhold, topologi etc.), der må forventes at have en stor indflydelse på især etableringsomkostningerne.

Hvis den brugsmæssige værdi af en komponent falder kraftigt med alderen, er det klart, at en nyværdiopgørelse ikke er ideel, idet den vil overvurdere værdien af kapitalapparatet.

3.3.3.3. Teknisk værdi med standardiserede priser

Tekniske nyværdier tager normalt udgangspunkt i genanskaffelsesværdierne og dermed i en opgørelse af de foreliggende komponenter og deres enhedspriser. Tekniske værdier tager dog også hensyn til aktivernes alder og kan således siges at sigte på reelle genanskaffelsesværdier. Dvs. hvis det bliver vurderet, at et aktiv er 20 år gammelt og har en forventet restlevetid på 10 år, vil genanskaffelsesværdien være lavere for dette aktiv end et tilsvarende aktiv, som er 5 år gammelt med en forventet restlevetid på 25 år.

Tekniske værdier er tænkt som en slags fair value opgørelse, dvs. en markeds-mæssig opgørelse af aktivernes værdi. Tekniske værdier kan også opfattes som justerede bogførte værdier, idet der tages hensyn til de standardiserede afskrivninger.

For at definere tekniske værdier er det nødvendigt med mere information sammenlignet med nyværdiopgørelser. Som i nyværdiopgørelsen er det nødvendigt at kende antallet og karakteren af netkomponenterne, ligesom det er nødvendigt at kende netkomponenternes priser i dag. Derudover er det nødvendigt at kende aktivernes alder og forventede restlevetider for at opgøre de tekniske nyværdier.

Hvis et aktiv holder længere end standardlevetiden, kan de totale afskrivninger baseret på nyværdi overstige nyværdien. Når der anvendes tekniske værdier, vil dette stadig være tilfældet, men effekten vil være mindre.

Kapitalomkostninger baseret på disse opgørelser afviger derfor fra de regnskabsmæssigt baserede opgørelser idet, et fuldt afskrevet aktiv i regnskabsmæssig sammenhæng giver en kapitalomkostning på nul, selvom aktivet fortsat er fuldt funktionelt. Modsat vil aktiver, som pensioneres før deres afskrivninger er fuldt gennemførte stadig kunne optræde som en kapitalomkostning, når der anvendes regnskabsmæssige principper. I sådanne tilfælde vil disse aktiver eventuelt blive straks-afskrevet.

3.3.4. Internationale erfaringer

Forskellige lande har forsøgt at løse standardiseringsproblemet på forskellig vis. Nogle bruger bogførte værdier og korrigerer ikke for de potentielle udfordringer, der kan være i forbindelse med alene at anvende bogførte værdier, mens nogle bruger standardiserede omkostninger, og nogle bruger begge værdier.

I den norske regulering blev der tidligere gennemført analyser baseret på såvel regnskabsmæssige som standardiserede kapitalomkostninger, og netvirksomhederne fik mulighed for at vælge svarende til en bedste-af-to model. I forbindelse med fornyelsen af den norske regulering i 2007, hvor

regulering overgik fra en ex ante regulering til en ex post yardstick regulering, var dette igen et tema, og der blev gennemført analyser baseret på begge omkostningsbegreber. Analyserne viste, at de standardiserede omkostninger gav et bedre model-fit. Forskellene var dog så små, at den norske regulator efterfølgende valgte at anvende bogførte værdier fremadrettet, blandt andet for at sikre konsistens mellem netvirksomhedernes regnskaber og de indberetninger netvirksomhederne gennemfører i regulerings øjemed.³

I den svenske regulering er kapitalomkostningerne til brug for benchmarkingen beregnet med udgangspunkt i aldersjusterede genanskaffelsesværdier, samt fastsatte standardlevetider for aktiverne samt en WAAC.⁴

I den tyske regulering anvendes bedst-af-flere princippet. I de modeller der er estimeret for BNetzA i 2008-reguleringen og i 2013-reguleringen, er der således lavet modeller (både DEA og SFA) baseret på begge kapitalomkostningsopgørelser. Den generelle erfaring fra disse analyser er, at de standardiserede omkostninger giver noget bedre model-fit⁵.

3.3.5. Fordele/ulemper ved opgørelsesmetoderne

Et centralt spørgsmål er, hvilken af de ovenstående metoder der er bedst til at opgøre værdien af netvirksomhedernes kapitalomkostninger til brug for en benchmarking.

De primære ulemper ved brug af faktiske investeringer er dels forskelle i de anvendte regnskabsprincipper mellem netvirksomhederne samt informationskravet til netvirksomheder. Virksomhederne skal ideelt set kende investeringerne med hensyn til anskaffelsestidspunkt og -pris tilbage i tiden, hvilket mange netvirksomheder kan have svært ved at oplyse.

Brugen af standardiserede nypriser letter informationsproblemet. Det betyder, at netvirksomheder, som har været i stand til at købe aktiver særlig billigt, kommer til at optræde med relativt højere kapitalomkostninger i benchmarkingmodellen.

En kombineret metode kan bestå i at bruge standardiserede priser ved indgangen til den nye regulering, f.eks. ved etableringen af en ny åbningsbalance og faktiske priser derefter. Denne strategi er også attraktiv, fordi den mindsker informationsproblemerne samtidigt med, at den fremadrettet giver øgede incitamenter til at effektivisere investeringerne.

Benchmarkingekspertgruppen har opstillet en række hensyn til at vurdere, hvilken standardiseringsmetode der bør anvendes i den nye benchmarkingmodel.

3.3.6. Standardiseringshensyn

Ekspertgruppen har oplistet en række hensyn, som en given standardisering af kapitalomkostningerne skal opfylde.

³ Sekretariatets dialog med den norske regulator samt oplysninger fra NVE.no.

⁴ "Metodik for bestamning av effektiviseringskrav i intaktsramsregleringen for elnatsforetag, REMISS" (2015), Energi-marknadsinspektionen.

⁵ Trends in electricity distribution network regulation in North West Europe, Frontier Economics 2012

Hensynene er samtidig med til at sikre, at der ikke opstår uhensigtsmæssigheder andre steder i benchmarkingen/reguleringen i forbindelse med en standardisering af kapitalomkostningerne.

I. Rimelig sammenligning af netvirksomhederne

- Udgangspunktet for at foretage en standardisering af kapitalomkostningerne er at opnå en rimelig sammenligning af netvirksomhederne. Hypotesen er, at der i et eller andet omfang er behov for at standardisere for at opnå sammenlignelighed.

II. Incitament til effektive investeringer

- Kapitalomkostningerne må ikke standardiseres i et omfang, så alle virksomheder bliver ens uanset deres evne til at drive en effektiv virksomhed. En fuld standardisering vil udligne alle forskelle på kapitalsiden mellem netvirksomhederne inklusiv dårlige beslutninger og ineffektivitet. En fuld standardisering vil således ikke opfylde hensyn II.

III. Ikke incitament til at udskifte net i utide

- Det er vigtigt, at netvirksomhederne har et incitament til at drive deres kapitalapparat i overensstemmelse med aktivernes reelle levealder, dvs. standardiseringen må ikke gennemføres således, at der tilskyndes til at udskifte nettet før det reelt er nødvendigt. Dette kan være tilfældet, hvis netvirksomheden bliver belastet af en standardværdi (annuitet) i sine kapitalomkostninger fremfor den bogførte værdi.

IV. Administrerbart

- I relation til om standardiseringsmetoden er administrerbar, er det specielt vigtigt om adgangen til historiske data er muligt, og dels hvad det kræver af netvirksomhederne at skulle indberette til benchmarkingen fremadrettet.

V. "Fitter" til data

- Den standardiseringsmetode, som bliver beskrevet bedst af data, og som giver bedst modelmæssig sammenhæng, bør vælges. Det kan også vise sig, som det var tilfældet i Sverige, at det ikke bidrog med særlig meget ekstra forklaring at bruge standardiserede kapitalomkostninger, hvorfor det blev undladt i den svenske model.

VI. Sammenhæng mellem regnskabsprincipper i BM og økonomisk regulering

- Der kan være fordele forbundet med at anvende de samme principper i f.eks. reguleringsregnskabet og indberetningen til benchmarkingen. Den administrative byrde reduceres for netvirksomhederne, og det vil være muligt at validere tallene i forhold til hinanden.

VII. Neutral overfor forskellige typer af opgaveløsning (OPEX/CAPEX)

- En eventuel standardisering må ikke ske på bekostning af, at der skal være en neutralitet mellem om en netvirksomhed vælger at investere i ny kapacitet (investering) eller vælger at øge driftsomkostningerne (f.eks. smart grid)

3.3.7. Data til brug for standardisering af kapitalomkostninger

I forbindelse med beskrivelsen af forskellige standardiseringsmetoder er det imidlertid også relevant at se på, om der bør være forskel på standardiseringsmetoderne alt efter, hvilken historisk periode i netvirksomhederne, der betragtes. Der vil umiddelbart foreligge nogle begrænsninger jo længere tilbage i tiden, der skal indhentes data fra, hvilket eventuelt kan medføre, at det er nødvendigt at anvende forskellige standardiseringsmetoder til opgørelsen af kapitalomkostningerne.

Fremadrettet er der langt færre begrænsninger på muligheden for at standardisere kapitalomkostninger. Ved at pålægge netvirksomhederne at registrere datoen og anskaffelsessummen for tilgang af nye aktiver, kan der etableres et grundlag for standardisering af kapitalomkostninger. Umiddelbart er det Benchmarkingekspertgruppens vurdering, at der kan ansues 3 tidsperioder, der er relevante for opgørelsen af netvirksomhedernes kapitalomkostninger.

Periode 1: Før 1. januar 2000:

- Netvirksomhederne fik opgjort deres anlægsaktiver per 1. januar 2000 på baggrund af standardværdier og opgjorte restlevetider til brug for opgørelsen af netvirksomhedernes åbningsbalancer. Det vil derfor være meget vanskeligt at opgøre faktiske anskaffelsespriser i netvirksomhederne før 1. januar 2000.

Periode 2: Efter 1. januar 2000 til 1. januar 2017

- Efter 1. januar 2000 har netvirksomhederne indberettet deres faktiske investeringer til brug for indtægtsrammereguleringen dog kun som aggregerede størrelser, dvs. reguleringsregnskabet indeholder ikke præcise oplysninger om, hvad der er investeret i de pågældende år og til hvilken pris. Det er på nuværende tidspunkt uvist, hvor langt tilbage i tid netvirksomhederne er i stand til at fremskaffe disse oplysninger fra deres anlægskartoteker.

Periode 3: Efter 1. januar 2017:

- Efter 1. januar 2017 er det muligt for alle netvirksomheder at indberette faktisk tilgang og afgang til deres anlægskartoteker samt anskaffelsespriserne.

Hvis det eksempelvis viser sig, at det er muligt for netvirksomheder at fremskaffe oplysninger om anskaffelsespriser og tilgang og afgang til deres anlægskartoteker 5 år tilbage i tid, vil der opstå en skæringsdato pr. 1. januar 2012. Der vil således være flere muligheder for at standardisere kapitalomkostninger i perioden efter 1. januar 2012 set i forhold til perioden før 1. januar 2012.

3.3.8. Standardiseringsmetoder i forhold til standardiseringshensyn

Ekspertgruppen har vurderet, at de forskellige standardiseringsmetoder kan opsummeres til 2 overordnede metoder til brug for en eventuel standardisering af netvirksomhedernes kapitalomkostninger.

Metode A - Genanskaffelsesværdi

Netvirksomhedernes kapitalomkostninger kan beregnes på baggrund af en opgørelse af anlægsaktiverne til genanskaffelsesværdier f.eks. per 1/1 2017, baseret på netvirksomhedernes historiske anskaffelsesværdier tilbage til erhvervelsestidspunktet korrigeret for inflation og standardlevetid.

Metode B – Standardværdier

Netvirksomhedernes kapitalomkostninger beregnes på baggrund af en opgørelse af anlægsaktiverne f.eks., pr. 1. januar 2017 til standardpriser og standardlevetider.

I metode A beregnes genanskaffelsesværdier af de enkelte aktiver via en inflationskorrektur af de faktiske anskaffelsespriser. Genanskaffelsesværdien afskrives derefter i forhold til en standardlevetid for det pågældende aktiv, der er ens på tværs af netvirksomhederne. I metode B opgøres genanskaffelsespriser via anvendelse af standardpriser, der er ens på tværs af netvirksomheder uanset den faktiske købspris. Genanskaffelsesværdien afskrives i forhold til en standardlevetid for det pågældende aktiv, der er ens på tværs af netvirksomhederne.

Som udgangspunkt forudsætter begge metoder en faldende omkostningsprofil, hvor omkostningerne set over tid falder i forhold til niveauet ved anskaffelsestidspunktet. Begge metoder kan imidlertid udbygges til at anvende en annuitets-tilgang, hvor omkostningsprofilen omregnes til at udgøre en ret linje, således at omkostningen forbundet med det enkelte aktiv udgør det samme beløb hvert år.

En anden mulighed for at variere de ovenstående metoder for standardisering af kapitalomkostninger består i at opgøre genanskaffelsesværdien uden hensyntagen til anlægsaktivernes faktiske alder. I denne variant udgør kapitalomkostningen den samme værdi hvert år uanset aktivets faktiske alder. Konsekvensen af at anvende denne metode har visse paralleller til at anvende en annuitets-tilgang, hvor omkostningen forbundet med det enkelte aktiv udgør det samme beløb hvert år.

Begge metoder kan således varieres alt efter, om der vælges et afskrivningsmønster baseret på serielån eller annuiteter, samt om der ved opgørelsen af anlægsaktiverne tages hensyn til aktiverens faktiske alder. Tabel 4 nedenfor illustrerer, hvordan de to metoder til standardisering af kapitalomkostninger opfylder de ovenfor opstillede hensyn.

Tabel 4 | Standardiseringsmetodernes opfyldelse af de opstillede hensyn

Hensyn	A: Genanskaffelsesværdi	B: Standardværdier
I. Rimelig sammenligning af netvirksomhederne	Ja	Ja
II. Incitament til effektive investeringer	Ja	Dårlige investeringer bliver tilgivet bagudrettet
III. Ikke incitament til at udskifte net i utide	Ja hvis der tages hensyn til aktivernes faktiske alder	Ja hvis der tages hensyn til aktivernes faktiske alder
IV. Administrerbart	Kan være vanskeligt, at fremskaffe historiske anskaffelsesværdier	Der skal beregnes nye standardværdier
V. "Fitter" til data	-	-
VI. Sammenhæng mellem regnskabsprincipper i BM og øvrig regulering	Ja	Ja
VII. Neutral overfor forskellige typer af opgaveløsning	Ja	Ja hvis der tages hensyn til aktivernes faktiske alder

Kilde: Sekretariatet for Benchmarkingekspertgruppen.

Det er vigtigt at bemærke, at metode A om genanskaffelsesværdier forudsætter flere virksomhedsspecifikke oplysninger set i forhold til metode B om standardværdier og kræver oplysninger om

anskaffelsespriser og registrering af tilgang og afgang i anlægskartotekerne. Det er på denne baggrund et sandsynligt udfald, at metode A alene kan anvendes fra og med den skæringsdato, der udgøres af hvor langt tilbage i tid netvirksomhederne er i stand til at fremskaffe oplysninger fra deres anlægskartoteker. I perioden før denne skæringsdato vil det enten være muligt at anvende metode B eller alternativt helt at undlade at standardisere kapitalomkostningerne.

Ekspertgruppen anbefaler:

- ◆ At der skal indsamles et datagrundlag i 2017, som muliggør en analyse af model A og B, så Energitilsynet forud for den nye benchmarkingmodel i 2018 kan gennemføre en analyse af, om der er grundlag for at anvende standardisere kapitalomkostningerne i den nye benchmarkingmodel i 2018.
- ◆ At Energitilsynet iværksætter en undersøgelse af, hvor langt tilbage i tid netvirksomhederne er i stand til at fremskaffe oplysninger fra deres anlægskartoteker ift. anskaffessum og tilgang og afgang af aktiver (skæringsdato). Skæringsdatoen vil indgå som et element i dataindsamlingen.
- ◆ At netvirksomhedernes anlægsaktiver, der erhverves efter skæringsdatoen, som udgangspunkt opgøres til kostpriser korrigeret for inflation og standardlevetider, hvis behovsanalysen understøtter det.
- ◆ At netvirksomhedernes anlægsaktiver, i det tilfælde de opgøres ved brug af standardværdier, opgøres under hensyntagen til type og alder, således at fuldt afskrevne komponenter ikke belaster kapitalomkostningerne.

3.4. Konterings- og indberetningsvejledning

Det fremgår af kommissoriet for Benchmarkingekspertgruppens arbejde, at der skal udarbejdes standardiserede kontoplaner og regnskabsstandarder, således at en ensartet rapportering der understøtter den nye benchmarkingmodel sikres. Ekspertgruppen har derfor udarbejdet en konterings- og indberetningsvejledning til brug for netvirksomhedernes indberetning til den nye benchmarkingmodel.

Konterings- og indberetningsvejledningen skal anvendes første gang, når netvirksomhederne skal indberette oplysninger til benchmarkingen i 2018 på baggrund af de opgjorte omkostninger mv. i netvirksomhederne for regnskabsåret 2017.

Vejledningen beskriver relevante poster i netvirksomhedernes regnskab, samt hvordan behandlingen af dem bør foretages i relation til benchmarkingen i 2018. Derudover indeholder vejledningen en beskrivelse af de oplysninger og regnskabsposter for regnskabsåret 2017, som det forventes at netvirksomhederne skal indberette til brug for Energitilsynets benchmarking af netvirksomhederne i 2018.

Vejledningen er lavet med væsentlige input fra Dansk Energi og repræsentanter fra to netvirksomheder udvalgt af Dansk Energi (EWII og Radius). Derudover har EY været tilknyttet arbejdet med vejledningen som ekspertgruppens konsulent. Vejledningen har været i høring hos følgegruppen for Benchmarkingekspertgruppen bestående af repræsentanter fra Dansk Energi, DI, Landbrug & Fødevarer, Det Økologiske Råd samt Forbrugerrådet TÆNK.

Dansk Energi afgav som de eneste høringssvar. Dansk Energi skriver i deres høringssvar, at de overordnet finder, at der er tale om et godt produkt. Derudover påpeger foreningen, at det er afgørende for branchen, at der løbende arbejdes med at hæve kvaliteten af det indberettede data. Dansk Energi opfordrer således til at overveje muligheden for revisionskrav til benchmarkingens datamateriale.

Benchmarkingekspertgruppen godkendte indberetnings- og konteringsvejledningen på gruppens 9. møde den 23. september 2016 og har herefter overleveret vejledningen til Energitilsynet. Vejledningen er vedlagt som bilag 3 til nærværende rapport.

4. Netvirksomhedernes ydelser og rammevilkår

I dette afsnit gives en beskrivelse af netvirksomhedernes leverede ydelser og rammevilkår samt en beskrivelse af sondringen mellem disse. Endvidere gives en beskrivelse af etablering af datagrundlaget, der anvendes i forbindelse med udarbejdelsen af den nye benchmarkingmodel i 2016.

Benchmarkingekspertgruppen har i forbindelse med sine anbefalinger til de overordnede principper for den fremtidige benchmarkingmodel opstillet en række kriterier, som et givet forhold skal opfylde for at kunne betragtes som en ydelse eller et rammevilkår, jf. ekspertgruppens 1. delaflevering af bilag 2. Ekspertgruppens overordnede kriterier fremgår af Tabel 5.

Tabel 5 | **Overordnede kriterier for leverede ydelser og rammevilkår**

Ekspertgruppen anbefaler, at principperne for udvælgelsen af de leverede ydelser skal være, at:	Ekspertgruppen anbefaler, at kriterierne for, at der skal tages højde for bestemte forskelle i rammevilkår er, at:
◆ Benchmarkingmodellen baseres på et fåtal af veldefinerede leverede ydelser eller approksimationer heraf ◆ Ydelserne afspejler netvirksomhedernes væsentligste bevillingspligtige aktiviteter ◆ Ydelserne skal være målbare og omkostningsdrivende (dokumenteret ved statistiske test) for netvirksomhederne	◆ Der kan findes et teoretisk rationale for sammenhængen mellem rammevilkåret og netvirksomhedens omkostninger ◆ Sammenhængen kan verificeres statistisk på et empirisk datagrundlag ◆ Rammevilkåret har en væsentlig betydning for netvirksomhedens omkostninger

Kilde: Benchmarkingekspertgruppens 1. delaflevering, december 2015.

Kriterierne vil indgå som en væsentlig del af vurderingen af, hvilke *mulige* ydelser og rammevilkår der er relevante at analysere i forbindelse med udarbejdelsen af den nye benchmarkingmodel, samt hvilke ydelser og rammevilkår der i sidste ende inddrages i den endelige benchmarkingmodel.

4.1. Beskrivelse af netvirksomhederne

Der er i 2015 registreret 60 netvirksomheder i Danmark. De 60 netvirksomheder dækker over hhv. to netvirksomheder som alene driver net på 50 kV niveau, 41 distributionsvirksomheder der driver net på samtlige spændingsniveauer (50-0,4 kV niveau), og 17 transformerforeninger som alene driver lavspændingsnet på 0,4 kV niveau. Geografisk er flertallet af netvirksomhederne beliggende i Vestdanmark – Jylland og Fyn – mens der er relativt få netvirksomheder i Østdanmark.

Danmarks ni største netvirksomheder, som hver især leverer el til mere end 100.000 kunder, dækker ca. 80 pct. af alle elforbrugere i Danmark.

Netvirksomhederne er alle underlagt forskellige driftsmæssige vilkår, idet ingen distributionsområder er ens, og alle distributionsnet er opbygget forskelligt, og således er sammensat af forskellige typer og antal af netkomponenter. Endvidere kan netvirksomhederne være underlagt forskellige

fordyrende rammevilkår, som kan forårsage, at driften af elnet i et givet område er mere (eller mindre) omkostningsfyldt end andre elnetområder.

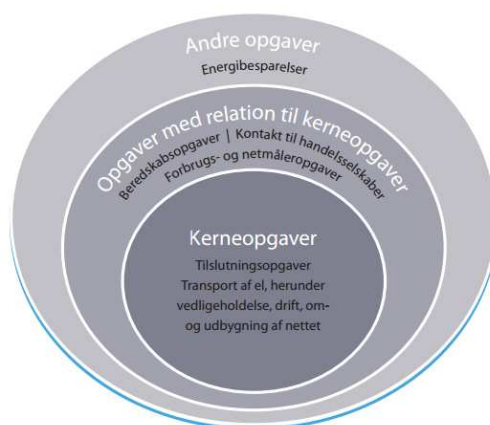
4.1.1. Netvirksomhedernes arbejdsopgaver

I dette afsnit gives en redegørelse for, hvilke forhold der har ligget til grund for overvejelserne i forbindelse med valg af mulige ydelser og rammevilkår. Overvejelserne har blandt andet taget udgangspunkt i hhv. El-reguleringsudvalgets anbefalinger vedrørende netvirksomhedernes arbejdsopgaver og leverede ydelser samt elforsyningsloven.

I forbindelse med ekspertgruppens stillingtagen til, hvilke leverede ydelser, der skal indgå i udarbejdelsen af den nye benchmarkingmodel, skulle der i første omgang tages stilling til, hvilke ydelser netvirksomhederne leverer, og i hvor høj grad disse ydelser er omkostningsdrivende. Netvirksomhedens leverede ydelser kan blandt andet defineres med udgangspunkt i netvirksomhedernes arbejdsopgaver.

Af El-reguleringsudvalgets rapport fremgår en liste over netvirksomhedernes hovedopgaver, jf. Figur 3.

Figur 3 | Netvirksomhedernes hovedopgaver



Kilde: Figur 25 i El-reguleringsudvalgets anbefalinger.

Benchmarkingekspertgruppen har i forbindelse med udarbejdelsen af 1. delaflevering vedrørende de overordnede principper for den fremtidige benchmarkingmodel, jf. bilag 2, haft nogle indledende overvejelser angående, hvad netvirksomhedernes leverede ydelser dækker over. Ekspertgruppen har således overvejet, at et udgangspunkt for en opgørelse af netvirksomhedernes leverede ydelser kan være Elforsyningslovens § 20, stk. 1 og § 22, stk. 1, hvoraf det fremgår, at en netvirksomhed skal sikre tilstrækkelig og effektiv transport af elektricitet med tilhørende ydelser (bevillingspligtig aktivitet):

- ◆ Vedligeholde, om- og udbygge nettet i fornødent omfang
- ◆ Tilslutte leverandører og købere af elektricitet til det kollektive forsyningsnet
- ◆ Stille fornøden transportkapacitet til rådighed og give adgang til transport af elektricitet (uden diskriminering)
- ◆ Måle levering og aftag i nettet

Det er med udgangspunkt i Elforsyningsloven blevet drøftet, hvilke arbejdsopgaver netvirksomhederne har i forbindelse med at opfylde de bevillingspligtige aktiviteter. Benchmarkingekspertgruppen vurderer således, at netvirksomhederne varetager følgende arbejdsopgaver:

- ◆ *Sikrer tilstrækkelig kapacitet i elnettet:* Netvirksomhederne skal sikre en tilstrækkelig kapacitet i elnettet, hvilket betyder, at elnettet skal opbygges således, at nettet kan håndtere den maksimale belastning, som efterspørges af kunderne. Den enkelte kunde er tilsluttet nettet med rettighed til at trække og/eller levere en given effekt i nettet. Elkunderne kan udnytte nettet i højere eller mindre grad. Det er imidlertid ikke alle kunder, som udnytter deres fulde leveringsomfang og slet ikke samtidig med de andre tilsluttede kunder, hvorfor den maksimale samtidige belastning i elnettet almindeligvis er mindre end summen af de enkelte kunders mulige leveringsomfang. Det er således den faktiske maksimalbelastning, som er afgørende for netvirksomhedernes samlede investeringsbehov og dermed også for netvirksomhedernes omkostninger.

For at opnå en sammenhængende, koordineret og omkostningseffektiv udvikling af elnettet, udarbejder netvirksomheden systematisk udbygningsplaner på kort og mellemlang sigt. Udbygningsplanerne baseres på prognoser for den generelle udvikling i elforbrug og lokal elproduktion samt planer for nytilslutning af forbrug og produktion til elnettet. Planerne udarbejdes ud fra de givne rammer og under hensynstagen til, at alle kunder har ret til at blive tilsluttet nettet uanset tilslutningsstedets placering, eksempelvis øer eller vandingsanlæg som ligger langt fra det øvrige net. Netvirksomhederne agerer endvidere i forhold til de planer, som Energinet.dk lægger for udbygningen af det overordnede transmissionsnet.

- ◆ *Drift og vedligeholdelse af elnettet:* Netvirksomhederne skal opretholde den tekniske kvalitet i nettet og vedligeholder løbende distributionsnettets komponenter således, at krav til personsikkerhed, anlægssikkerhed, sikkerhed for miljø og kvalitet i leveringen kan opfyldes.

Netvirksomheden overvåger distributionsnettets belastnings-, spændings- og koblingsmæssige tilstand via en døgnovervåget driftscentral. Målet er i prioriteret rækkefølge, at sikre personsikkerhed, anlægssikkerhed og leveringskvalitet, samtidigt med at driftstilstanden optimeres blandt andet med henblik på hhv. minimering af tab og gennemførelse af planlagte arbejder på nettet.

Netvirksomheden er efter den gældende lovgivning forpligtet til at registrere afbrudsvarighed, omfang og årsag og indmelde disse til Energitilsynet til anvendelse i benchmarkingen af kvalitet i leveringen.

Netvirksomheden foretager udbygning eller ombygning af distributionsnettet, når dette er påkrævet i forbindelse med nytilslutning af forbrug og produktion, overskridelse af belastnings- eller spændingskriterier, fornyelse af elforsyningsanlæg, modernisering, forceret ka-

bellægning (kan være drevet af lovgiver), eller flytning af elforsyningsanlæg i forbindelse med anlægsarbejder udført af eksempelvis banestyrelsen.

- ◆ *Håndtere tilslutning af forbrugere og producenter:* Tilslutningssager omfatter både tilslutning af nye kunder, midlertidige tilslutninger samt udvidelse af leveringsomfanget for eksisterende kunder. Omfanget af arbejdet er afhængigt af leveringsomfangets størrelse og muligheden for at levere det rekvirerede leveringsomfang med de lokale netforhold. Netvirksomheden har ved oprettelse af nyt leveringsomfang eller udvidelse af eksisterende leveringsomfang ansvaret for at anvise et tilslutningspunkt i nettet, jævnfør elforsyningslovens bestemmelser om rimelige og ikke diskriminerende vilkår (§ 6, stk. 4). Tilslutningsforbindelsen (stikledning) etableres af kunden og vil typisk være kundens ejendom.

Nettilslutning af produktionsanlæg er reguleret af tekniske forskrifter og en række love og bekendtgørelser. Netvirksomheden har til opgave at administrere de tekniske forskrifter, dvs. rådgive om disse og sikre at de er overholdt, inden produktionsanlægget sættes i drift.

- ◆ *Kundeforhold:* Efter indførelse af engrosmodellen er opgaven med at informere kunder i forbindelse med planlagt afbrud i elforsyningen i forbindelse med eftersyn og reparationer fortsat hos netvirksomhederne, uagtet at den primære kundekontakt ligger hos elleverandøren.

Kunderettede aktiviteter vil udgøre en mindre andel af netvirksomhedernes opgaveportefølje efter engrosmodellens ikrafttrædelse, hvorfor omkostninger forbundet med kundehåndtering også forventes reduceret sammenlignet med i dag.

- ◆ *Måling og datahåndtering for levering af aftag af elektricitet:* Netvirksomhederne er ansvarlige for måling af levering og aftag af elektricitet i nettet. Dette indebærer, at netvirksomhederne indsamler måledata, som løbende indsendes til DataHub, således at handelsselskaberne kan anvende dem til afregningsformål.

Frem til engrosmodellens ikrafttrædelse i april 2016 har netvirksomhederne endvidere været ansvarlige for at forsyne distributionsnettets brugere med nødvendige oplysninger om måling af elektriciteten, herunder om den enkelte forbrugers forbrugsdata. Netvirksomhederne har ligeledes været ansvarlig for fakturering af slutkundernes anvendelse af distributionsnettet.

- ◆ *Energispareforpligtigelser:* Netvirksomhederne er ansvarlige for at sikre realisering af dokumenterbare energibesparelser også efter indførelse af Engrosmodellen. Netvirksomhederne har i 2009 indgået aftale med det daværende Klima-, Energi-, og Bygningsministerium om varetægelse af energispareindsatsen. Omkostningerne til indfrielse af energispareforpligtigelsen skal være regnskabsmæssig adskilt fra den regulerede økonomi. Energispareforpligtigelsen reguleres særskilt og skal jævnfør lovgivningen ikke indgå i en benchmarking af netvirksomhedernes økonomiske effektivitet.
- ◆ *Forskning, udvikling og demonstration:* Netvirksomhederne understøtter og drive forskning, udvikling og demonstration af nye løsninger i energisystemet. Netvirksomhedernes fokus har været på teknologiudvikling inden for netteknik og produktion f.eks. mere effektive

transformere, decentral produktion (f.eks. vindmøller og kraftvarme), mere fejlsikkert koblingsudstyr etc. Parallelt med teknologiudviklingen, har netvirksomhederne udviklet metoder til indpasning af decentral produktionskapacitet i det eksisterende net.

Drøftelser vedrørende netvirksomhedernes arbejdsopgaver stemmer i høj grad overens med El-reguleringsudvalgets liste med netvirksomhedernes hovedopgaver, som fremgår af Figur 3.

4.2. Sondring mellem ydelser og rammevilkår

Det kan være vanskeligt at opstille klare retningslinjer for en sondring mellem ydelser og rammevilkår, da der er et naturligt overlap mellem de to forhold. Årsagen til dette er, at både ydelser og rammevilkår har betydning for netvirksomhedernes omkostninger, og er således omkostningsdrivende. Benchmarkingmodellen skal udarbejdes med afsæt i netvirksomhedernes leverede ydelser, som kan forklare forskelle i netvirksomhedernes omkostninger. Der kan imidlertid være forhold, som medfører højere omkostninger i netvirksomhederne, og som ikke kan forklares af de leverede ydelser – det er disse forhold, som betragtes som rammevilkår.

Et eksempel på et rammevilkår er bymæssighed. Bymæssighed er et forhold, der påvirker netvirksomhedernes omkostninger i forskellig grad, alt efter hvor distributionsnettet ligger, jf. afsnit 4.5.1. Det kan således være mere eller mindre omkostningsfyldt at udføre netvirksomhedernes arbejdsopgaver – dvs. at levere ydelser afhængig af nettets beliggenhed.

I forbindelse med udvælgelse af netvirksomhedernes leverede ydelser har ekspertgruppen anvendt følgende kriterier:

- ◆ En ydelse skal være efterspurgt af kunder eller myndigheder og afspejle de bevillingspligtige aktiviteter
- ◆ En ydelse skal være omkostningsdrivende for netvirksomhederne
- ◆ En ydelse skal kunne defineres entydigt og skal i princippet kunne måles

Benchmarkingekspertgruppen vurderer ikke, at de generelle krav som ligger til grund for et velfungerende net, eksempelvis at der leves op til miljøkrav, spændingskrav og andre regler, kan anses for at være ydelser.

Til brug for udvælgelsen af netvirksomhedernes rammevilkår har ekspertgruppen anvendt følgende kriterier:

- ◆ Et rammevilkår er et forhold, som rammer netvirksomhederne forskelligt
- ◆ Et rammevilkår har betydning for netvirksomhedernes omkostninger
- ◆ Et rammevilkår ligger uden for netvirksomhedens kontrol

4.3. Anvendelse af endogene og eksogene forhold

Det er i benchmarkingsammenhæng vigtigt at sondre mellem endogene og eksogene forhold. Baseres en benchmarkingmodel på endogene forhold, som er et forhold netvirksomhederne selv kan påvirke, er det vigtigt at være opmærksom på, at benchmarkingen ikke skaber en suboptimerende adfærd blandt netvirksomhederne. Et eksempel på endogene forhold kan være netkomponenterne. Det skal imidlertid bemærkes, at en forudsætning for suboptimering er, at det kan betale sig for

netvirksomheden at anskaffe sig nye komponenter – altså at belønningen i benchmarkingen som minimum opvejer anskaffelsesomkostningerne. Det er imidlertid fortsat af stor betydning, at de valgte ydelser til den nye benchmarkingmodel er overvejende eksogene og hermed forhold, som netvirksomhederne ikke kan påvirke. Eksogene forhold kan eksempelvis være antal tilslutninger, transporteret mængde elektricitet eller tilsluttet decentral produktion.

4.4. Beskrivelse af mulige ydelser

I det følgende gives en beskrivelse af de ydelser, som ekspertgruppen vurderer, kan være relevante for netvirksomhederne i en benchmarkingsammenhæng samt en redegørelse af, hvorfor ydelserne vurderes at være relevante.

Listen over netvirksomhedernes leverede ydelser fremgår af Tabel 6. Det er vigtigt at være opmærksom på, at listen omfatter *mulige* ydelser og således ikke er et udtryk for, hvilke ydelser der skal indgå i den endelige benchmarkingmodel.

Hvilke af de nedenstående ydelser, der kommer til at indgå i den endelige benchmarkingmodel afhænger af, hvordan ydelsen fungerer i modellen i samspil med andre ydelser, samt hvordan ydelserne komplimenterer hinanden. Det er således ikke den enkelte ydelse, men en sammenvejning af ydelserne som er medvirkende til at udgøre den samlede benchmarkingmodel, og hermed skaber grundlag for at netvirksomhederne kan sammenlignes på et retvisende grundlag samt giver de rigtige incitamenter.

Tabel 6 | **Netvirksomhedernes leverede ydelser**

Kapacitet
◆ Netkomponenter
◆ Installeret transformerkapacitet
◆ Antal kunder
◆ Decentral produktion
Transporteret mængde
Nettospidsbelastning
Leveringskvalitet
Installationssager

Kilde: Arbejdsgruppen vedrørende netvirksomhedernes leverede ydelser "*Afsluttende rapport*".

4.4.1. Kapacitet

Elnetvirksomhedernes hovedopgave er at sørge for, at der kan leveres elektricitet til elkunderne. Dette indebærer blandt andet, at netvirksomhederne løbende vedligeholder eldistributionsnettet, således at den tekniske kvalitet i nettet opretholdes. Det er endvidere netvirksomhedernes opgave at om- og udbygge elnettet, så det er i stand til at håndtere den maksimale belastning, der efterspørges af kunderne. Distributionsnettene skal således være i stand til dels at håndtere elektricitet leveret fra transmissionsnettet og dels at håndtere elektricitet leveret til distributionsnettet fra decentral produktion. Fremadrettet vil der endvidere blive behov for, at distributionsnettene kan hånd-

tere en øget efterspørgsel efter eksempelvis tilslutning af batterier til lagring af strøm, tilslutning af ladestationer til elbiler og lignende.

Kapacitet kan således ses som en proxyvariabel for alle de forhold, som knytter sig til det at etablere, drive og vedligeholde elnettet. Kapacitet kan ligeledes anses at være et udtryk for den kompleksitet, der er forbundet med at levere elektricitet i et givet område, såvel som for størrelsen af den opgave netvirksomheden løser. Benchmarkingekspertgruppen vurderer på den baggrund, at forholdet vedrørende kapacitet er omkostningsdrivende for netvirksomhederne.

Der er adskillige måder, hvormed der kan fastsættes en proxyvariabel for netvirksomhedernes kapacitet.

Netkomponenter: Netvirksomhedernes kapacitet kan f.eks. fastsættes på baggrund af de netkomponentdata, som anvendes i den nuværende benchmarking af netvirksomhedernes økonomiske effektivitet – den såkaldte netvolumenmodel, jf. Tabel 7. Ekspertgruppen vurderer med udgangspunkt i ydelsesgruppens anbefalinger, at de eksisterende data for netvirksomhedernes netkomponenter skal suppleres med antal kabelskabe.

Det kan være udfordrende at fastsætte en retvisende proxyvariabel for netvirksomhedens kapacitet med udgangspunkt i f.eks. én enkelt af netkomponenterne, da eldistributionsnettenes opbygning er vidt forskellige. Det kan således være nødvendigt at aggregere netkomponenterne, for således at opnår et anvendeligt mål for kapacitet med udgangspunkt i disse.

Da der på nuværende tidspunkt ikke eksisterer en omkostningsvægt for kabelskabene, som det er tilfældet med de allerede eksisterende netkomponentdata, kan kabelskabene ikke på nuværende tidspunkt indgå på samme niveau som de eksisterende komponenter, eksempelvis i forbindelse beregningen af et samlet norm-grid, jf. afsnit 6.1.2. Analysen af variabelen kabelskabe vil således alene være baseret antal af kabelskabe som en selvstændig omkostningsdriver.

Tabel 7 | **Oversigt over netkomponenter**

50 kV kabel	10 kV kabel, sø
50 kV kabel, sø	10 kV luftledning
50 kV luftledning	10/0,4 kV station
50 kV felt, åben	0,4 kV kabel
50 kV felt, gasisoleret	0,4 kV luftledning
50/10 kV transformer	målere - fjernaflæsning
10 kV felt	målere - ikke fjernaflæsning
10 kV kabel	Kabelskabe

Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet.

En ulempe ved at anvende netvirksomhedernes kapacitet i den nye benchmarkingmodel kan være, at variablene er delvis endogene. Fastsettes proxyvariablen med udgangspunkt i en eller flere netkomponenter, kan netvirksomhederne i princippet påvirke antallet heraf. Dette kan være med-

virkende til at skabe skævvridende incitamenter i modellen, da netvirksomhederne afhængig af modellens udformning kan risikere at blive tilgodeset, hvis de investerer i netop disse komponenter. Netvirksomhederne kan således være tilbøjelige til at vælge en investeringsløsning frem for en mere driftstung løsning, i et tilfælde hvor valget står mellem udbygning af nettet eller tilslutning af f.eks. en smart grid løsning. I værste fald vil netvirksomhederne belønnes for at have et overdimensioneret net frem for et smart net. Det skal derfor overvejes, om der er eksempler på, at dette er et reelt problem, eller om der er andre elementer i den samlede regulering f.eks. i indtægtsrammen, som modvirker incitamentet til at optimere nettet i forhold til benchmarkingen.

Installeret transformerkapacitet: Et andet mål for kapacitet kan være netvirksomhedernes installerede transformerkapacitet. Den installerede transformerkapacitet defineres som summen af installeret transformerkapacitet i samtlige af netvirksomhedernes spændingssatte transformere. I ydelsesgruppen blev der fremført, at netvirksomhedernes installerede transformerkapacitet opgøres mest retvisende som den installerede effekt (MVA) på to niveauer hhv. net tilsluttet 10-20 kV niveau samt net tilsluttet 30-60 kV niveau.

Netvirksomhedernes installerede transformerkapacitet er et delvist endogent forhold, da netvirksomhederne i princippet kan påvirke, hvor mange transformere de ejer samt størrelsen af den installerede kapacitet. Det er imidlertid mere omkostningsfyldt at opsætte en transformator end eksempelvis at installere en kilometer 0,4 kV kabel, hvilket er medvirkende til, at netvirksomhedernes installerede transformerkapacitet vurderes ikke at have et problem med endogenitet, set i forhold til andre typer af netkomponenter som eksempelvis 0,4 kV kabellængde.

Antal kunder: Kan ligeledes være et udtryk for netvirksomhedernes kapacitet. Begrundelsen for det er, at antallet af kunder er en væsentlig proxy variabel for nettes opbygning samt netvirksomhedernes kundehåndtering. Da der er en forventning om, at antallet af kunder/tilslutninger i væsentligt omfang driver netvirksomhedernes omkostninger, vurderer ekspertgruppen, at dette forhold bør analyseres nærmere i forbindelse med udviklingen af den nye benchmarkingmodel.

Antal kunder har hidtil været opgjort som netvirksomhedens samlede antal målere. Ekspertgruppen vurderer imidlertid, at en opgørelse af netvirksomhedernes aftagenumre vil være en bedre og mere retvisende måde at opgøre dette forhold på. Ekspertgruppens vurdering er baseret på, at antal aftagenumre er et bedre defineret og mindre kompliceret mål at opgøre for netvirksomhederne end antal målere. Dette medvirker til, at det i praksis er nemmere at opnå et ensartet datagrundlag på tværs af netvirksomhederne.

Fordelen ved at anvende antal kunder som proxy variabel for netvirksomhedernes kapacitet er, at antal kunder er en eksogen variabel, og således et forhold som netvirksomhederne ikke selv kan påvirke.

Decentral produktion: Det er netvirksomhedernes opgave at sørge for, at det er muligt at etablere og tilslutte decentral produktion til distributionsnettet. Decentral produktion defineres i denne sammenhæng som produktionsenheder tilsluttet direkte i distributionsnettet (vindmølleparker, solcelleparker, batterier og decentral kraftvarme) samt installationstilsluttede produktionsanlæg (private solcelleanlæg og industriel egenproduktion). Efterfølgende er det netvirksomhedernes opgave at transportere den indførte energi.

Energi tilført nettet via decentral produktion er desuden kendetegnet ved at være mindre forudsigeligt end energi der leveres fra det kollektive net, da især vindenergi specifikke steder i nettet kan være medvirkende til at skabe kraftige fluktuationer i den transporterede mængde. Store skift i belastningen af komponenter et givet sted i distributionsnettet kan være medvirkende til et øget behov for drift og vedligeholdelse af de belastede komponenter.

Decentral produktion (effekt) er et eksogent forhold, som netvirksomhederne ikke har nogen indflydelse på. Der kan imidlertid opstå en problemstilling i forhold til udligningsordningen, hvor netvirksomheder helt eller delvist kan få dækket omkostninger til eksempelvis anlægsinvesteringer i forbindelse med tilslutning af decentral produktion eller nettab i den del af distributionsnettet, som er belastet af de tilsluttede anlæg. Hvis decentral produktion skal anvendes som en variabel i den endelige model, skal dette et forhold håndteres, således at netvirksomheder med decentral produktion ikke bliver overkompenseret i modellen som følge af udligningsordningen.

Transporteret mængde: Netvirksomhedernes transporterede mængde elektricitet kan defineres som den mængde strøm, der leveres til forbrugspunkter i nettet samt decentral produktion. Decentral produktion omhandler på nuværende tidspunkt primært produktion af energi fra hhv. vindmøller, solceller og decentral kraftvarme. Ekspertgruppen vurderer, at transporteret mængde energi er en væsentlig cost driver for netvirksomhederne. Årsagen til dette er, at den transporterede mængde elektricitet er en eksogen proxy for distributionsnettenes størrelse, som er dimensioneret således, at de kan levere den efterspurgte mængde elektricitet.

Netvirksomhedernes transporterede mængde er et eksogent forhold, som bestemmes af efterspørgslen efter energi samt produktion fra tilsluttede produktionsanlæg. Den transporterede mængde kan tænkes at være korreleret med kapacitetsvariablens underliggende faktorer (netkomponenterne), jf. Tabel 6, hvilket der skal rettes opmærksomhed på i forbindelse med modeludviklingen.

4.4.2. Nettospidsbelastning

Nettospidsbelastning kan betragtes som en proxy variabel for størrelsen af den kapacitet, som netvirksomheden faktisk har behov for til at transportere energi i nettet i de mest belastede perioder – altså den realiserede kapacitet og ikke den teoretiske. Nettospidsbelastning er et udtryk for de 10 timer i året med den største transport af elektricitet opgjort ved en række udvekslingspunkter mellem det pågældende og omkringliggende netområde. I den enkelte time i det enkelte udvekslingspunkt udgør nettospidsbelastning mængden af elektricitet tilgået netområdet fratrasket mængden af elektricitet fragået netområdet. Eldistributionsnettene skal således dimensioneres til at kunne håndtere nettospidsbelastningen. Det er dog vigtigt at bemærke, at det ikke alene er nettospidsbelastning, der bestemmer dimensioneringen af nettet, men også andre forhold, så som tilsluttede produktionsanlæg samt kablernes og ledningernes længde.

Benchmarkingekspertgruppen vurderer, at nettospidsbelastning er en cost driver, som kan være medvirkende til at forklare netvirksomhedernes omkostninger. Desuden indgår lignende ydelser i benchmarkingen i andre lande – den såkaldte peak load.⁶

⁶ Østrig, Tyskland og Holland.

Fordelen ved at anvende nettospidsbelastning som outputvariabel i den nye benchmarkingmodel er, at nettospidsbelastning på nuværende tidspunkt er et eksogent forhold. Begrundelsen herfor er, at nettospidsbelastningen skabes på baggrund af kundernes efterspørgsel efter energi på et givet tidspunkt, hvorfor netvirksomhederne ikke har nogen påvirkning af dette forhold. Fremadrettet vil nettospidsbelastningen kunne påvirkes af en differentieret tarifstruktur, som indebærer, at kunderne bliver afregnet med den pris, som afspejler markedssituationen på et givet tidspunkt i døgnet. Dette forventes, at have en udjævnende effekt på efterspørgslen og hermed nettospidsbelastningen, da kunderne således, i det omfang det er muligt, vil vælge at forbruge, når prisen er lav.

4.4.3. Leveringskvalitet

Ekspertgruppen vurderer, at leveringskvalitet er en væsentlig ydelse for netvirksomhederne. Dels fordi det er et forhold, som er omkostningsdrivende for netvirksomhederne idet, opretholdelse af en tilstrækkelig leveringskvalitet kræver drift og vedligeholdelse af nettet, og dels fordi det er vigtigt, at netvirksomhederne ikke reducerer deres omkostninger på bekostning af leveringskvaliteten.

4.4.4. Installationssager

Det er netvirksomhedernes opgave at håndtere forskellige former for installationssager f.eks. nye installationer, belastningsændringer, ledningsændringer etc. Benchmarkingekspertgruppen vurderer, at installationssager er en leveret ydelse, som kan være omkostningsdrivende for netvirksomhederne.

4.5. Beskrivelse af mulige rammevilkår

I det følgende afsnit gives en beskrivelse af de rammevilkår, som Benchmarkingekspertgruppen vurderer, kan være relevante i en benchmarkingsammenhæng samt en redegørelse af, hvorfor rammevilkårene vurderes at være relevante.

En oversigt over mulige rammevilkår fremgår af Tabel 8. Det er som i tilfældet med ydelserne vigtig at være opmærksom på, at listen omfatter *mulige* rammevilkår. Det er således først, når den endelige benchmarkingmodel foreligger, at der kan træffes endelige afgørelse om, hvilke rammevilkår der skal korrigeres for i modellen. Begrundelsen for dette er, at det kun er væsentlig at korrigere for de vilkår, som ikke beskrives med udgangspunkt i de valgte ydelser. Endvidere er det vigtigt, at der ikke forekommer dobbeltkorrektion, således at der korrigeres for det samme rammevilkår to gange. Et eksempel på et sådan sammenfald er bymæssighed og regionale lønforskelle, hvor det kan tænkes, at regionale lønforskelle er omfattet af de fordyrende forhold, som indgår i bymæssighed. Der kan desuden forekomme andre fordyrende forhold, som ikke er omfattet af listen som fremgår af Tabel 8.

Tabel 8 | **Rammevilkår**

Bymæssighed
Regionale lønforskelle
Geografi
Distributionsnettets alder
Decentral produktion

Kilde: Arbejdsgruppen vedrørende netvirksomhedernes leverede ydelser "Afsluttende rapport".

4.5.1. Bymæssighed

Eldistributionsnettets placering har stor betydning for omkostninger forbundet med drift og vedligeholdelse samt om- og udbygning af nettet. Det er eksempelvis mindre omkostningsfyldt at lægge kabel på landet, hvor kablerne lægges i åbent og lettilgængeligt terræn end i tæt bebyggede områder med en høj bymæssighed.

Isoleret set kan kundetæthed tænkes at være en omkostningsreducerende faktor. En høj kundetæthed medfører dels en reduktion i netvirksomhedens dækningsområde og dels i behovet for distributionsanlæg målt på mængde. Endvidere kan en høj kundetæthed medvirke til at reducere driftsomkostningerne, da korte distancer mellem kunderne reducerer den arbejdstid, der skal afholdes, når netvirksomhederne skal udføre driftsmæssige reparationer og vedligeholdelse af nettet.

Det er imidlertid i de færreste tilfælde, at der forekommer en høj kundetæthed uden en tilsvarende høj grad af bymæssighed. Bymæssighed kan tænkes at have en modsvarende effekt på netvirksomhedernes omkostninger, da en høj bymæssighed kan være forbundet med større anlægs- og driftsomkostninger. Dette kan blandt andet skyldes:

- ◆ Begrænset tilgængelighed til distributionsnettet
- ◆ Højere lønninger samt jord- og ejendomspriser

I områder med en høj bymæssighed kan ekstraomkostninger forbundet med at drive og vedligeholde nettet tænkes at være større end den besparelse, der opnås ved en høj kundetæthed. Tilsvarende i landdistrikter hvor det kan tænkes, at ekstraomkostninger forbundet med en lav kundetæthed kan være større end besparelsen ved en lav bymæssighed.

Hypotesen vedrørende bymæssighed er således, at effekten fra bymæssighed dominerer effekten af kundetæthed. Det medfører, at netvirksomheder, som driver distributionsnet i områder med en høj kundetæthed samt bymæssighed, har relativt højere omkostninger end netvirksomheder, der driver net i et område med en lav kundetæthed samt en lav grad af bymæssighed. Dette undersøges nærmere i afsnit 6.3.1.1.

4.5.2. Regionale lønforskelle

Hypotesen vedrørende regionale lønforskelle er, at der kan forekomme regionale lønforskelle, som ikke kan forklares med udgangspunkt i produktivitsforskelle. Det betyder, at netvirksomheder, der driver net i specielle områder af Danmark, skal betale en højere pris end andre netvirksomheder for at få udført de samme opgaver.

Regionale lønforskelle er et eksogent forhold, som netvirksomhederne ikke kan påvirke. Det kan dog tænkes, at rammevilkåret kan være korreleret med bymæssighed, i det tilfælde hvor de høje lønniveauer kan tænkes at forekomme i byerne.

Det skal desuden bemærkes, at det ikke er alle omkostningerne, der skal korrigeres for dette forhold, men alene de omkostninger, som forholdet har betydning for.

4.5.3. Geografi

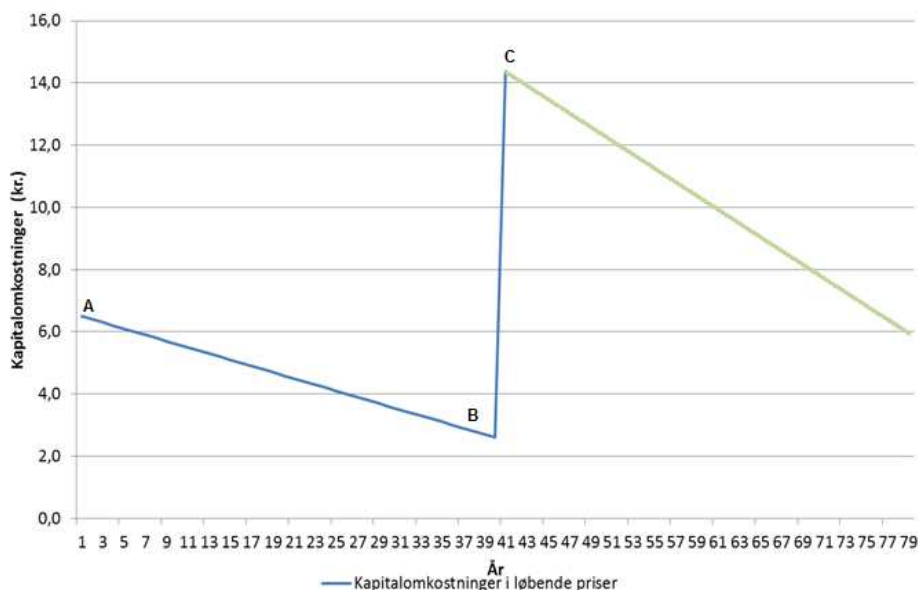
Der kan forekomme geografiske forhold, som i forskellig grad kan være fordyrende for netvirksomhederne. Et eksempel på et fordyrende geografisk forhold kan være størrelsen af netvirksomhedens forsyningsområde – dvs. deres areal. Begrundelsen for dette er, at der kan være forskel på, hvor omkostningsfyldt det er at drive og vedligeholde et stort net i den forstand, at det strækker sig over et stort areal, eller et stort net i den forstand, at det skal levere energi til mange kunder inden for et mindre areal.

Der kan i enkelte tilfælde være særlige geografiske forhold, der ikke er nævnt i det ovenstående, som en netvirksomhed finder fordyrende. I et sådan tilfælde vil Benchmarkingekspertgruppen lade det være op til den enkelte netvirksomhed at gå i dialog med Sekretariatet for Energitilsynet.

4.5.4. Distributionsnettets alder

Netvirksomhederne har gennem tiden investeret i anlæg på forskellige tidspunkter og har således forskellig investeringscyklus. Det medfører, at netvirksomheder, som har et relativt gammelt net, i højere grad har afskrevet deres anlæg end netvirksomheder, der har relativt nye net, og derfor fortsat afskriver på størstedelen af deres anlæg. I en benchmarkingsammenhæng vil det betyde, at netvirksomheder, der befinder sig i starten af en investeringscyklus, kan blive sammenlignet med netvirksomheder, som befinder sig i slutningen af cyklussen. I Figur 4 er dette tilfælde illustreret ved, et ydertilfælde hvor netvirksomhed A sammenlignes med netvirksomhed B.

Figur 4 | Eksempel på investeringscyklus



Kilde: Dansk Energi.

En anden udfordring, der knytter sig til distributionsnettenes alder, er inflation. Inflationen medfører, at netvirksomheder, som udskifter anlæg i år 40, ikke vil kunne foretage investeringen til samme pris, som en netvirksomhed der har investeret i år 1, jf. Figur 4. Effekten heraf vil være, at hver enkelt netvirksomheds investeringscyklus vil forskydes efter investeringstidspunktet og det dertilhørende prisniveau. I Figur 4 er det illustreret ved den blå og grønne kurve, som illustrerer to investeringscyklusser baseret på to forskellige prisniveauer. I værste tilfælde kan inflationseffekten samt effekten af forskellige omkostningscyklusser medføre, at netvirksomhed C bliver benchmarket med netvirksomhed B.

Det er imidlertid vigtigt at bemærke, at illustrationen i Figur 4 er baseret på ekstremer, og disse ekstreme tilfælde således kun vil opstå i det tilfælde, hvor netvirksomhederne ikke løbende reinvesterer i deres anlæg, men udskifter alle deres komponenter og genetablerer hele elnettet inden for et enkelt år. Det faktum, at netkomponenterne i netvirksomhedernes distributionsnet er karakteriseret ved forskellige levetider samt forskellige installeringstidspunkter, vil i sig selv medvirke til, at der løbende vil ske en reinvestering i nettet. En løbende reinvestering i nettet kan således tænkes at medvirke til, at dele af de cykliske svingninger vil blive udlignet.

En korrektion for alder er naturligvis ikke relevant, hvis der tages højde for dette forhold i forbindelse med fastsættelsen af TOTEX, da der således på inputsiden allerede tages højde for den påvirkning, som distributionsnettets alder kan have på netvirksomhedernes omkostninger. Standardisering af kapitalomkostninger er beskrevet i afsnit 3.3.

4.5.5. Decentral produktion

Det er som beskrevet i afsnit 4.4 netvirksomhedernes opgave at sørge for, at det er muligt at etablere og tilslutte decentral produktion til distributionsnettet. Efterfølgende er det netvirksomhedernes opgave at transportere den indførte energi.

Hypotesen vedrørende decentral produktion er således, at netvirksomheder med et relativt stort antal decentrale produktionsenheder tilsluttet distributionsnettet kan have højere omkostninger til investeringer samt drift og vedligeholdelse end netvirksomheder, som ikke har tilsluttet decentral produktion. Det skal imidlertid bemærkes, at anvendelsen af batterier eksempelvis i forbindelse med installation af solceller, kan være medvirkende til at dæmpe en del af effekten fra decentral produktion, da energien således lagres i perioder med høj produktion og forbruges i perioder med lav produktion.

5. Etablering af datagrundlag

Datagrundlaget for udarbejdelsen af den nye benchmarkingmodel i 2016 er baseret på en række forskellige datakilder hhv. Energitilsynets foreliggende data for 2014, data indsamlet i marts 2016, data fra Energinet.dk samt data fra NetStat.

Datagrundlaget for udarbejdelsen af den nye benchmarkingmodel er baseret på netvirksomhedernes data fra regnskabsåret 2014. Årsagen til dette er, at der blev udført en ny dataindsamling i første kvartal af 2016, hvorfor netvirksomhedernes regnskaber for 2015 ikke har været afsluttet.

Anvendelsen af 2014-data giver imidlertid en udfordring vedrørende fusioner i regnskabssåret 2015. Ekspertgruppen har vurderet, at det er vigtigt, at modellen afspejler branchen som den er i dag. Dette betyder, at netvirksomheder, som er fusioneret per 1. januar 2015, betragtes som én netvirksomhed i datagrundlaget. Netvirksomheder fusioneret per 1. januar 2016 betragtes derimod som individuelle netvirksomheder, da det antages, at netvirksomhederne på nuværende tidspunkt ikke har gennemført den fulde fusion i forhold til at sammenkøre regnskaber, ensrette it-systemer og lignende.

5.1. Dataindsamling i 2016

Benchmarkingekspertgruppen udførte i marts 2016 en dataindsamling med henblik på at supplere allerede foreliggende data fra 2014 med nye data, som der ikke på forhånd eksisterede data for og på den baggrund etablerer et fyldestgørende datagrundlag, der omfatter data for alle de mulige ydelser og rammevilkår, jf. afsnit 4.4 og 4.5.

Det fulde datagrundlag, som er blevet anvendt i ekspertgruppens arbejde vedrørende udvikling af den nye benchmarkingmodel, består således af:

- ◆ 2014-data indberettet af netvirksomhederne i forbindelse med dataindsamlingen marts 2016.
- ◆ 2014-data indberettet til den økonomiske benchmarking samt benchmarkingen af kvalitet i levering i 2015. Dataene fra benchmarkingen 2015 vedrører henholdsvis netkomponenter, omkostninger og afbrudsstatistik. Sekretariatet for Energitilsynet har i forbindelse med benchmarkingen i 2015 udført en dybdegående validering af de anvendte data for regnskabsåret 2014.
- ◆ 2014- data indberettet til Sekretariatet for Energitilsynet vedrørende reguleringsregnskaber. Dataene omfatter netvirksomhedernes regulatoriske aktivbase, som er med til at bestemme størrelsen af forrentningselementer i kapitalomkostningerne.
- ◆ 2014-data indhentet fra Energinet.dk. Disse data foreligger for alle netvirksomheder og vurderes at være af høj kvalitet, da dataene er ensrettet i forbindelse med indberetning til Energinet.dk.
- ◆ 2014-data fra NetStat.

Sekretariatet for Benchmarkingekspertgruppen udsendte i mail af 7. marts 2016 indberetningsvejledning samt indberetningsskema til brug for indberetning af nye data til udvikling af den nye benchmarkingmodel. Netvirksomhederne skulle indberette data for følgende nye variable:

- ◆ Kabelskabe
- ◆ Installeret transformerkapacitet tilsluttet to forskellige spændingsniveauer
- ◆ Transporteret mængde fordelt på fire forskellige typer af målinger samt fire forskellige spændingsniveauer
- ◆ Installationssager fordelt på syv forskellige kategorier
- ◆ Procentvis fordeling af netkomponenterne på tre zoner (GIS-data)
- ◆ Geografiske areal

Fristen for indberetning var den 4. april 2016.

Sekretariatet blev i løbet af indberetningsperioden opmærksom på, at der var sammenfald mellem dataindsamlingen og ikrafttrædelsen af engrosmodellen, hvorfor nogle netvirksomheder havde svært ved at overholde den fastsatte indberetningsfrist, da de var ressourcemæssigt udfordret.

Sekretariatet valgte således, at udsætte fristen for indberetningen til den 18. april 2016 for de netvirksomheder, som gjorde opmærksom på, at de ikke havde mulighed for at indberette rettidigt.

Dansk Energi har desuden været i dialog med de af deres medlemmer, der ikke har indberettet og har opfordret alle netvirksomheder til at deltage i dataindsamlingen.

5.1.1. Datakvalitet

Sekretariatet har i alt modtaget indberetninger fra 40 ud af 61 netvirksomheder. Dette svarer til en svarprocent på 66 pct. De 40 indberetningerne udgør en andel på 96,7 pct. af det samlede antal kunder. Fordelingen af indberetningerne på netvirksomhedstype ses i Tabel 9.

Tabel 9 | Indberetninger fordelt på netvirksomhedstype

	Transmission	Distribution	Transformerforeninger
Antal netvirksomheder i gruppen	2	42	17
Antal indberetninger	1	32	7
Deltagelse fordelt på gruppe	50 %	76 %	41 %

Kilde: Sekretariatet for Benchmarkingekspertgruppen.

Note: Grupperingen af netvirksomhederne følger den fordeling, som anvendes i den nuværende benchmarkingmodel for netvirksomhedernes økonomiske effektivitet.

Det fremgår af ovenstående tabel, at alle tre grupper i større eller mindre grad er repræsenteret i dataindsamlingen. Den bedst repræsenterede gruppe er distributionsgruppen, som også er den gruppe, der udgør den største markedsandel. Den mindst repræsenterede gruppe er gruppen af transformerforeningerne. Sekretariatet vurderer, at en af årsagerne til det lave antal indberetninger sandsynligvis skyldes, at transformerforeningerne ikke har de samme ressourcer til rådighed, som de resterende netvirksomheder.

5.1.2. Datavalidering

Sekretariatet har som en del af den indledende datavalidering gennemgået hvert enkelt indberetningsskema, dels for at identificere eventuelle indberetningsfejl, og dels for på baggrund af netvirksomhedernes kommentarer, at vurdere kvaliteten af de indberettede data.

I forbindelse med den indledende datavalidering er sekretariatet blevet opmærksom på følgende:

1. Generelle indberetningsfejl
2. Udfordringer vedrørende detaljeringsgraden af data for transporteret mængde
3. Udfordringer vedrørende GIS-data

Ad 1) Sekretariatet har i forbindelse med gennemgangen af de enkelte indberetningsskemaer fundet forskellige former for indberetningsfejl. Der er her tale om fejl, der er opstået fordi dataene er angivet i den forkerte enhed, eksempelvis kilovolt ampere i stedet for megavolt ampere eller fordeling i absolutte antal i stedet for fordeling i procenter. Sekretariatet vurderer ikke, at der umiddelbart er nogle udfordringer forbundet med at tilrette denne type fejl.

Ad 2) Flere netvirksomheder har i forbindelse med indberetningen af den transporterede mængde gjort opmærksom på, at det ikke har været muligt for netvirksomheden at opdele den transporterede mængde på de ønskede spændingsniveauer samt forskellige typer af målinger. Det har medført, at der alene er få netvirksomheder, som har indberettet data vedrørende transporteret mængde af en sådan kvalitet, at det kan anvendes i det videre arbejde med udvikling af den nye benchmarkingmodel. Dette indebærer, at ekspertgruppen i de nærværende analyser baseret på 2014-data har fundet det nødvendigt at anvende den leverede mængde frem for den transporterede mængde energi.

Sekretariatet vil i forbindelse med fremsendelsen af indberetnings- og konteringsvejledningen til brug for kontering af data i regnskabsåret 2017, gøre netvirksomhederne opmærksomme på, at det i 2018 forventes, at netvirksomhederne kan indberette de efterspurgte data for den transporterede mængde. Sekretariatet arbejder således hen mod, at data vedrørende netvirksomhedernes transporterede mængde kan indgå i analysearbejdet når den nye benchmarkingmodel skal genberegnes i 2018 med afsæt i 2017-data.

Ad 3) Der har i forbindelse med indberetning af GIS-data været to udfordringer. Den umiddelbart største udfordring har været, at mange netvirksomheder har gjort opmærksom på, at der er fejl i zoneinddelingsværktøjet, således at zonerne ikke afspejler de konkrete forhold, som gør sig gældende i de specifikke områder.

En anden udfordring der har været forbundet med indberetning af GIS-data er, at 13 ud af de 32 netvirksomheder, som har anvendt GIS-data til opgørelsen af den procentvise fordeling af netkomponenterne, har været nødsaget til at supplere GIS-dataene med skøn for at fastsætte de efterspurgte værdier for de tre zoner. Nogle netvirksomheder har eksempelvis skønnet målnes placering med udgangspunkt i placeringen af de tilhørende kabelskabe.

En mere detaljeret beskrivelse af udfordringerne vedrørende GIS-dataene samt håndtering heraf fremgår af afsnit 5.3.1.

5.2. Datagrundlag og datakilder for ydelser

Tabel 10 viser en opsummerende oversigt over *mulige* ydelser, samt en kort beskrivelse af de anvendte datakilder. I de følgende afsnit gives en mere detaljeret beskrivelse af datagrundlaget for hver enkelt ydelse.

Tabel 10 | **Datagrundlag for netvirksomhedernes leverede ydelser**

Leverede ydelser	Datakilde
Kapacitet: ◆ Netkomponenter ◆ Installeret transformerkapacitet ◆ Antal kunder ◆ Decentral produktion	Sekretariatet for Energitilsynet Data indsamlet fra netvirksomhederne Data fra Energinet.dk eller Sekretariatet for Energitilsynet Data fra Energinet.dk
Transporteret mængde	Data indsamlet fra netvirksomhederne eller Sekretariatet for Energitilsynet
Nettospidsbelastning	Data fra Energinet.dk
Leveringskvalitet	Sekretariatet for Energitilsynet
Installationssager	Data indsamlet fra netvirksomhederne

Kilde: Sekretariatet for Benchmarkingekspertgruppen.

5.2.1. Kapacitet

Netvirksomhedernes kapacitet kan jf. afsnit 4.4.1. fastsættes på baggrund af flere forskellige variable eksempelvis netkomponenter, installeret transformerkapacitet, antal kunder eller mængden af decentral produktion.

Netkomponenter: De anvendte data for netkomponenter eksklusive kabelskabe, er data som foreligger fra Energitilsynets årlige benchmarking af netvirksomhedernes økonomiske effektivitet for 2015 udarbejdet på baggrund af 2014-data. Netvirksomhederne har i denne forbindelse indberettet, hvor mange (antal eller km) de har af hver af de 15 netkomponenter, jf. Tabel 7. Det er alene tilladt at indberette komponenter, der ejes af netvirksomheden og som er i drift og således kan spændingssættes inden for 1 time. Sekretariatet for Energitilsynet har i forbindelse med fastsættelsen af netvirksomhedernes økonomiske effektiviseringskrav foretaget en omfattende datavalidering af de anvendte netkomponentdata.

Udover de 15 netkomponenter, som indberettes til den nuværende benchmarking, er der i 2016 indsamlet data for kabelskabe. Netvirksomheden har indberettet, hvor mange (antal) kabelskabe virksomheden ejer, og som er i drift pr. 30. juni 2014 (medio året). Kabelskabe anvendes til tilslutning af stikledninger og/eller forgrening af ledninger. Der sondres ikke mellem kabelskabenes størrelse.

Installeret transformerkapacitet: Netvirksomhederne har i forbindelse med dataindsamlingen i marts 2016 indberettet, hvor meget transformerkapacitet (MVA) netvirksomheden har installeret i sit net. Den installerede transformerkapacitet er opgjort som summen af installeret transformerkapacitet.

pacitet i samtlige af netvirksomhedernes spændingssatte transformere. Transformere, der fungerer som reserve, skal kunne spændingssættes inden for 1 time, for at kunne tælle med i opgørelsen.

Transformere hvorpå der er monteret tilkøbsudstyr så som forskellige former for køleelementer, der forårsager, at transformeren kan håndtere en højere belastning, skal indgå i den kategori, som er svarende til transformerens kapacitetsbelastning med tilkøbsudstyr. Er en transformers kapacitetsbelastning eksempelvis 16 MVA, men med installation af tilkøbsudstyr 20 MVA, da skal transformeren indgå i optællingen med 20 MVA.

Netvirksomhederne har indberettet summen af den leverede effekt for alle transformere med net tilsluttet på hhv. 10-20 kV niveau samt 30-60 kV niveau.

Antal kunder: De anvendte data for antal kunder er baseret på hhv. data fra Energitilsynets foreliggende data for netvirksomhedens samlede antal målere – fjernaflæste og ikke fjernaflæste – samt data fra Energinet.dk, der angiver antallet af aftennumre for hver enkelt netvirksomhed. Dataene vedrørende aftennumrene fra Energinet.dk er opgjort som antal forbrugsmålepunkter pr. netvirksomhed.

Decentral produktion: Datagrundlaget for decentral produktion er baseret på data fra Energinet.dk. Dataene angiver, hvor mange kW installeret effekt der er tilkoblet hvert enkelt netvirksomheds distributionsnet fordelt på hhv. solceller og vindmøller.

5.2.1.1. Transporteret mængde

Datagrundlaget for netvirksomhedernes transporterede mængde er baseret på data indberettet i forbindelse med dataindsamlingen i marts 2016. Netvirksomhederne er blevet bedt om at indberette den transporterede mængde (kWh), som er den energi, der leveres til nettet (bruttolevering til nettet) og den energi, som leveres fra nettet (bruttolevering fra net).

Den transporterede mængde energi opgøres som summen af den energi, der kan aflæses på samtlige af netvirksomhedernes afregningsmålere. Netvirksomhederne blev bedt om, at indberette separate oplysninger for M2⁷ og M3⁸ målinger opdelt på fire spændingsniveauer hhv. 0,4 kV, 10-20 kV, 30-60 kV og 132-150 kV.

For at sikre, at alle mængder medtages er de netvirksomheder, som har produktion og eget forbrug fra direkte tilsluttede egenproducenter, blevet bedt om ligeledes at indberette disse mængder separat. Der er her tale om hhv. M1⁹- og M0-målinger¹⁰.

Som beskrevet i afsnit 5.1.2 har flere netvirksomheder gjort opmærksom på, at det ikke har været muligt for netvirksomheden at indberette de efterspurgte data vedrørende den transporterede mængde. Det indebærer, at ekspertgruppen i de nærværende analyser baseret på 2014-data har fundet det nødvendigt at anvende den leverede mængde frem for den transporterede mængde energi.

⁷ M2 = Målt leverance til de kollektive elforsyningsnet (Bruttolevering til nettet).

⁸ M3 = Målt leverance fra det kollektive elforsyningsnet (Bruttolevering fra net).

⁹ M1 = Målt nettoproduktion.

¹⁰ M0 = Målt egetforbrug under stilstand.

Datagrundlaget for netvirksomhedernes leverede mængde er baseret på data, som foreligger fra Energitilsynets årlige benchmarking af netvirksomhedernes økonomiske effektivitet for 2015 udarbejdet på baggrund af 2014-data. Netvirksomhederne har i denne forbindelse indberettet, hvor mange kWh elektricitet netvirksomheden har leveret i 2014. Netvirksomhederne må ikke inkludere VE-anlægsejernes egen produktion af el, som er samtidig med forbruget, i den mængde kWh, der indberettes, da denne mængde ikke kan anses for leveret el fra nettet.

5.2.1.2. Nettospidsbelastning

Datagrundlaget for netvirksomhedernes nettospidsbelastning er baseret på data fra Energinet.dk. Nettospidsbelastningen er opgjort som de 10 mest belastede nettotimeværdier på et år målt på samtlige af netvirksomhedernes udvekslingsmålere.

Dataene fra Energinet.dk er baseret på ca. 1.850 individuelle udvekslingsmålepunkter, som findes i DataHub. Hvert udvekslingsmålepunkt vil typisk indgå i opgørelsen med to mængder hhv. en positiv mængde for det netområde som modtager energi, og en negativ mængde for det netområde der afgiver energi. Dette er dog ikke tilfældet for udvekslingsmålepunkter mod udlandet, som alene indgår én gang i opgørelsen. Summeres netto timeværdierne således på tværs af alle netområderne, bør denne sum svare til summen af udvekslinger mod udlandet.

De ca. 1850 udvekslingsmålepunkter omfatter udvekslinger i alle ejergrænser mellem netvirksomhederne fordelt på spændingsniveauer fra transmissionsnettet til lavspænding.

Spændingsniveauet for udvekslingen afhænger således af, hvordan ejergrænserne er i det fysiske elnet. For nogle netområder indgår der såvel udvekslingsmålinger i snittet mellem 150 kV og 60 kV, samt i snittet mellem 10 kV og 0,4 kV, mens der for andre netområder kun er udvekslinger på et enkelt spændingsniveau – 150/60 kV snittet eller i 10/0,4 kV snittet – eller på et niveau der i mellem.

Eventuel decentral produktion (f.eks. solceller og vindmøller) i netområderne er ikke registret i den nuværende opgørelse af netvirksomhedernes nettospidsbelastning. Uden korrektion for den decentrale produktion, kan nettospidsbelastningen risikere at give et skævt billede af nettets belastning, da decentral produktion også belaster nettet, men ikke opfanges i de udvekslingsmålere der anvendes til opgørelsen af værdierne for nettospidsbelastningen. Dvs. hvis der har været en høj produktion af decentral produktion i et netområde en given time, vil det medføre at nettospidsbelastningen *i den pågældende time* fremstår for lavt. Dette skyldes, at den decentrale produktion og forbruget inde i netområdet ikke registreres på de udvekslingsmålere, der anvendes i den nuværende opgørelse.

Det er vanskeligt at afgøre, hvilken betydning decentral produktion har på den nuværende opgørelse af nettospidsbelastningen i modellen. Det er de 10 mest belastede timer beregningen er baseret på, dvs. der skal være et sammenfald mellem, at det har f.eks. blæst rigtig meget *samtidig med*, at der er brugt meget strøm i en given time, førend det har en væsentlig betydning om decentral produktion er med i opgørelsen af nettospidsbelastningen.

Ekspertgruppen anbefaler, der fremadrettet arbejdes med at datagrundlaget opdateres med hensyn til den decentrale produktion og nettospidsbelastningen.

5.2.1.3. Leveringskvalitet

I forbindelse med den årlige benchmarking af netvirksomhedernes kvalitet i levering indberetter netvirksomhederne årligt data til Energitilsynet vedrørende netvirksomhedernes afbrudsstatistik. Netvirksomhedernes afbrudsstatistik omfatter dels afbrudshyppighed samt afbrudsvarighed på aggregeret niveau og dels afbrudshyppighed samt afbrudsvarighed på enkeltkundeniveau. Det er disse data, der anvendes, som datagrundlag for netvirksomhedernes leveringskvalitet. Desuden indgår der data for, hvorvidt netvirksomhederne har fået beregnet et krav i benchmarkingen af kvalitet i levering i 2015 baseret på data fra regnskabsåret 2014.

5.2.1.4. Installationssager

Datagrundlaget for netvirksomhedernes installationssager er baseret på data indberettet af netvirksomhederne i forbindelse med dataindsamlingen i marts 2016.

Netvirksomheden udfylder og indsender i forbindelse med oprettelse eller ændring af installationer en installationsblanket (ISB). Netvirksomheden har således indberettet, hvor mange (antal) oprettede installationssager netvirksomheden har haft i 2014.

Installationssagerne er opdeles på sagens type hhv. ny installation, belastningsændring, flytning af tavlemåler, installation udgår, ledningsændring, midlertidig Installation og målerbytning.

I alt 38 ud af de 40 netvirksomheder, som har indberettet data i forbindelse med dataindsamlingen i 2016, har indberettet, hvor mange installationssager den pågældende netvirksomhed har haft i 2014. Få netvirksomheder har gjort opmærksom på, at de syv kategorier ikke passer til de kategorier, netvirksomheden normalt anvender i forbindelse med udfyldelse af installationssager, og således ikke har haft mulighed for at udfylde, hvor mange installationssager virksomheden har haft af de specifikke typer, men alene det samlede antal installationssager.

5.3. Datagrundlag og datakilder for rammevilkår

Tabel 11 viser en opsummerende oversigt over de *mulige* rammevilkår, samt en kort beskrivelse af de anvendte datakilder. I de følgende afsnit gives en mere detaljeret beskrivelse af datagrundlaget for hvert enkelt rammevilkår.

Tabel 11 | **Datagrundlag for rammevilkår**

Rammevilkår	Datakilde
Bymæssighed	Data indsamlet fra netvirksomhederne, på baggrund af et GIS-kortlag med zoneinddeling, som er udarbejdet af Atkins for Dansk Energi
Regionale lønforskelle	Data fra NetStat (Dansk Arbejdsgiverforening og DI)
Geografi (areal)	Data indsamlet fra netvirksomhederne baseret på udtræk fra netvirksomhedernes GIS-systemer
Distributionsnettets alder	Estimation af konsulent Peter Bogetoft
Decentral produktion	Data fra Eneginet.dk

Kilde: Sekretariatet for Benchmarkingekspertgruppen.

5.3.1. Bymæssighed

Bymæssighed er opgjort som en procentvis fordeling af netvirksomhedernes netkomponenter på tre kategorier hhv. city, by og land. Opgørelsen er foretaget på baggrund af netvirksomhedernes GIS-systemer og et kortlag med zoneinddeling, som er udarbejdet af Atkins for Dansk Energi i 2008. Netvirksomhederne har for hver af netkomponenterne indberettet, hvor mange procent af en given komponent, der ligger i hver af de tre zoner.

I de tilfælde hvor netvirksomhederne ikke har haft mulighed for at anvende GIS til beregning af netkomponenternes fordeling, har netvirksomhederne foretaget et skøn på baggrund af de retningslinjer, som ligger til grund for kortlaget med zoneinddeling, jf. Tabel 12.

Tabel 12 | **Retningslinjer for zoneinddeling**

City	Mindst 15 adresser pr. kvadratnetcelle eller mere end 75 pct. etageboliger pr. kvadratnetcelle eller mere end 75 pct. byerhverv pr. kvadratnetcelle eller arealer med mindst 15 adresser pr. kvadratnetcelle, hvor mere end 75 pct. er rækkehuse
By	Sammenhængende klynger med mindst en adresse pr. kvadratnetcelle, hvor mindst én af cellerne har mindst 3 adresser Kvadratnetceller med registreret industri
Land	Arealer der ikke er city- eller byzone

Kilde: Atkins: "Geografisk opgørelse af omkostningszoner til drift og vedligeholdelse af elnetselskaber" side 11-12.

Netvirksomhederne har indberettet data for 2014. Har disse data ikke været tilgængelige i netvirksomhedernes databaser, har netvirksomhederne anvendt en dags dato optælling, hvilket imidlertid mængdemæssigt kan afvige fra de eksisterende data om netkomponenter fra 2014, som foreligger fra Energitilsynets benchmarkingafgørelse fra 2015.

Der har i forbindelse med indberetning af GIS-data været to udfordringer. Den umiddelbart største udfordring har været, at mange netvirksomheder har gjort opmærksom på, at der er fejl i kortlaget med zoneinddeling, således at zonerne ikke afspejler de konkrete forhold, som gør sig gældende i de specifikke områder.

En anden udfordring, der har været forbundet med indberetning af GIS-data, er, at 13 ud af de 40 netvirksomheder, som har anvendt GIS-data til opgørelsen af den procentvise fordeling af netkomponenterne, har været nødsaget til at supplere GIS-dataene med skøn for at fastsætte de efterspurgte værdier for de tre zoner. Nogle netvirksomheder har eksempelvis skønnet målnes placering med udgangspunkt i placeringen af de tilhørende kabelskabe.

Bymæssighed har allerede på et tidligt tidspunkt i modelarbejdsprocessen vist sig at være et betydeligt rammevilkår for netvirksomhederne. Sekretariatet har derfor valgt at arbejde videre med de indberettede data, da det på baggrund af den indledende cost driver-analyse har vist sig at være et godt mål for bymæssighed. Det er i sagens natur muligt at anvende et andet og mere forsimplet

mål for kundetæthed, men det er sekretariatets klare overbevisning, at et kundetætheds mål baseret på GIS-data fremadrettet vil være det bedste mål for bymæssighed.

Sekretariatet har i forbindelse med anvendelsen af GIS-dataene været særlig opmærksom på indberetningsfejl og har i denne forbindelse valideret dataene med ekstra forsigtighed. Sekretariatet har blandt andet undersøgt, om de indberettede fordelinger af netkomponenter i de tre zoner summer til 100 pct., samt om de indberettede fordelinger stemmer overens med de indberettede netkomponenter, således at der ikke mangler fordeling af netkomponenter som netvirksomheden ejer, eller omvendt.

I de tilfælde, hvor der har vist sig at være uoverensstemmelser mellem de indberettede data, har sekretariatet i samarbejde med Dansk Energi rettet henvendelse til netvirksomhederne for at få dataene korrigeret. Sekretariatet har i alt korrigeret data for 17 netvirksomheder.

De distributionsvirksomheder, der ikke har indberettet GIS-data, er blevet estimeret på baggrund af data fra de netvirksomheder, som har indberettet. I alt 9 virksomheder ud af de 37 distributionsvirksomheder, som modelarbejdet bygger på, har fået estimeret deres tæthedskorrigerede norm-grid.

5.3.2. Regionale lønforskelle

Datagrundlaget for rammevilkåret regionale lønforskelle fra NetStat, som er en database, der vedligeholdes af Dansk Arbejdsgiverforening og DI. NetStat er et værktøj, som blandt andet anvendes af organisationernes medlemmer til at fastsætte og regulere lønninger. Databasen er baseret på lønoplysninger fra omkring 600.000 lønmodtagere på det private arbejdsmarked.

5.3.3. Geografi (areal)

Netvirksomhederne har indberettet, hvor stort (km²) netvirksomhedens forsyningsområde er. Den mest præcise måde at beregne arealet på, er at anvende GIS. For at opnå et ensrettet datagrundlag er alle netvirksomhederne blevet opfordret til at anvende GIS-systemer til opgørelse af arealet. Har det ikke været muligt for netvirksomheden at anvende GIS til beregning af distributionsnettets areal, har netvirksomhederne indberettet en skønsmæssig vurdering.

5.3.4. Distributionsnettets alder

Det er yderst kompliceret at opgøre distributionsnettenes alder, da en konkret beregning af de individuelle distributionsnets alder skal baseres på data vedrørende netkomponenternes forventede restlevetider. Disse data er ikke tilgængelige for sekretariatet på nuværende tidspunkt, og det er desuden på nuværende tidspunkt uvist, om det overhovedet er muligt for netvirksomhederne at fremskaffe disse oplysninger, som er baseret på historiske data.

For at undersøge om distributionsnettenes alder har en væsentlig betydning for netvirksomhedens omkostninger og således påvirker de individuelle effektivitetsscore, har sekretariatet i samarbejde med Peter Bogetoft foretaget en estimation af alderen på de enkelte netvirksomheders distributionsnet.

Der er konstrueret to mål – et simpelt og et avanceret mål. Det simple mål er alene baseret på en gennemsnitlig levetid, der er ens for alle netvirksomheder uanset nettets konstruktion (40 år), netvirksomhedens aktivbase opgjort i 2014 samt årets afskrivninger for 2014.

$$Alder^i = 40 \text{ år} - \left(\frac{Aktivbase_{2014}^i}{afskrivninger_{2014}^i} \right)$$

I den avancerede estimation, beregnes en selskabsspecifik gennemsnitlig levetid vægtet efter komponenttype og dertilhørende levetid samt det konkrete antal netkomponenter, som indgår i netvirksomhedens distributionsnet, jf. ligning 1 i Tabel 13. For at estimere den gennemsnitlige investering antages det, at netvirksomhederne i gennemsnit investerer jævnt over tid, jf. ligning 2. Afslutningsvist korrigeres den gennemsnitlige investering for inflation, jf. ligning 3.

Tabel 13 | **Avanceret beregning af distributionsnettets gennemsnitlige investeringer**

(1)	$LT^i = \frac{\sum_{j=1}^J (w_j^i \cdot levetid_j)}{\sum_{j=1}^J (w_j^i)}$	LT^i	Netvirksomhed i 's gennemsnitlige levetid på kapitalapparatet
		j	Komponenttype
		J	Samlede antal komponenttyper
		w	Vægte baseret på poster om komponenternes samlede bidrag til norm-grid
		$levetid$	Standard levetid målt ved antal år i perioden der afskrives på komponenttypen
(2)	$Gns.Inv.^i = LT^i \times AFS^i \times \frac{1}{2}$	AFS^i	Bogførte værdi af netvirksomhed i 's afskrivninger i 2014
(3)	$Gns.Inv.indeks^i = Gns.Inv.^i \times Infl.faktor_{LT^2/2}$	π	Inflation baseret på reguleringsprisindeks

Kilde: Sekretariatets konsulent Peter Bogetoft samt Sekretariatet for Benchmarkingekspertgruppen.

Både det simple og det avancerede mål for alder er anvendt i de indledende analyser. De to mål er blandt andet blevet anvendt til at undersøge, om det er muligt at alderskorrigere TOTEX. I forbindelse med efteranalysen for alder, hvor det undersøges, i hvilket omfang distributionsnettenes alder kan beskrive variationerne i effektivitetsscorene mellem netvirksomhederne, er det simple aldersmål anvendt.

5.3.5. Decentral produktion

Datagrundlaget for rammevilkåret decentral produktion er jf. afsnit 4.5.5 baseret på data fra Energinet.dk. Dataene angiver, hvor mange kW installeret effekt der er tilkoblet hvert enkelt netvirksomheds distributionsnet fordelt på hhv. solceller og vindmøller.

6. Cost driver-analyse

I dette afsnit gives en gennemgang af cost driver-analysen. En cost driver-analyse er en statistisk metode, som anvendes til at undersøge, i hvor høj grad en given ydelse påvirker netvirksomhedernes totalomkostninger – altså om ydelsen er omkostningsdrivende for netvirksomhederne. En cost driver-analyse kan derfor bidrage med at undersøge, hvilke leverede ydelser som vurderes relevante at inddrage i den endelige benchmarkingmodel.

Analysen indebærer, at der udpeges en liste over de ydelser, der har væsentlig indvirkning på netvirksomhedernes omkostninger, og som bør indgå i det videre arbejde med at udvikle benchmarkingmodellen. Foruden en række statistiske signifikanstest indeholder analysen også en kvalitativ vurdering af, om sammenhængen mellem omkostninger og en given ydelse er meningsfuld set i et teoretisk perspektiv.

Cost driver-analysen har således til formål at identificere de ydelser, som i særlig grad er medvirkende til at bestemme totalomkostningerne i en gennemsnitlig netvirksomhed, og hvordan de medvirker til at forklare variationerne i omkostninger mellem netvirksomhederne. Resultaterne af cost driver-analysen anvendes til at give en indikation af, hvilke ydelser der er omkostningsdrivende og relevante at inddrage i den endelige benchmarkingmodel baseret på det eksisterende datagrundlag.

Afsnittet starter med at gennemgå datagrundlaget, som cost driver-analysen er baseret på. Under gennemgangen af datagrundlaget gennemgås metode for opgørelse af totalomkostninger samt anvendelse af norm-grid baseret på det eksisterende datagrundlag. Efterfølgende identificeres hvilke cost drivere, og således hvilke leverede ydelser, som vurderes relevante at inddrage i den endelige benchmarkingmodel. Afslutningsvis i afsnittet gennemgås håndtering af rammevilkår.

6.1. Analysegrundlag

Cost driver-analysen tager udgangspunkt i omkostningsgrundlaget beskrevet i afsnit 3.1, herunder beskrivelse af omkostningsgrundlaget, samt det etablerede datagrundlag for netvirksomhedernes ydelser og rammevilkår i afsnit 3.4. Nedenstående cost driver-analyse tager således afsæt i det eksisterende datagrundlag, der baserer sig på 2014-data.

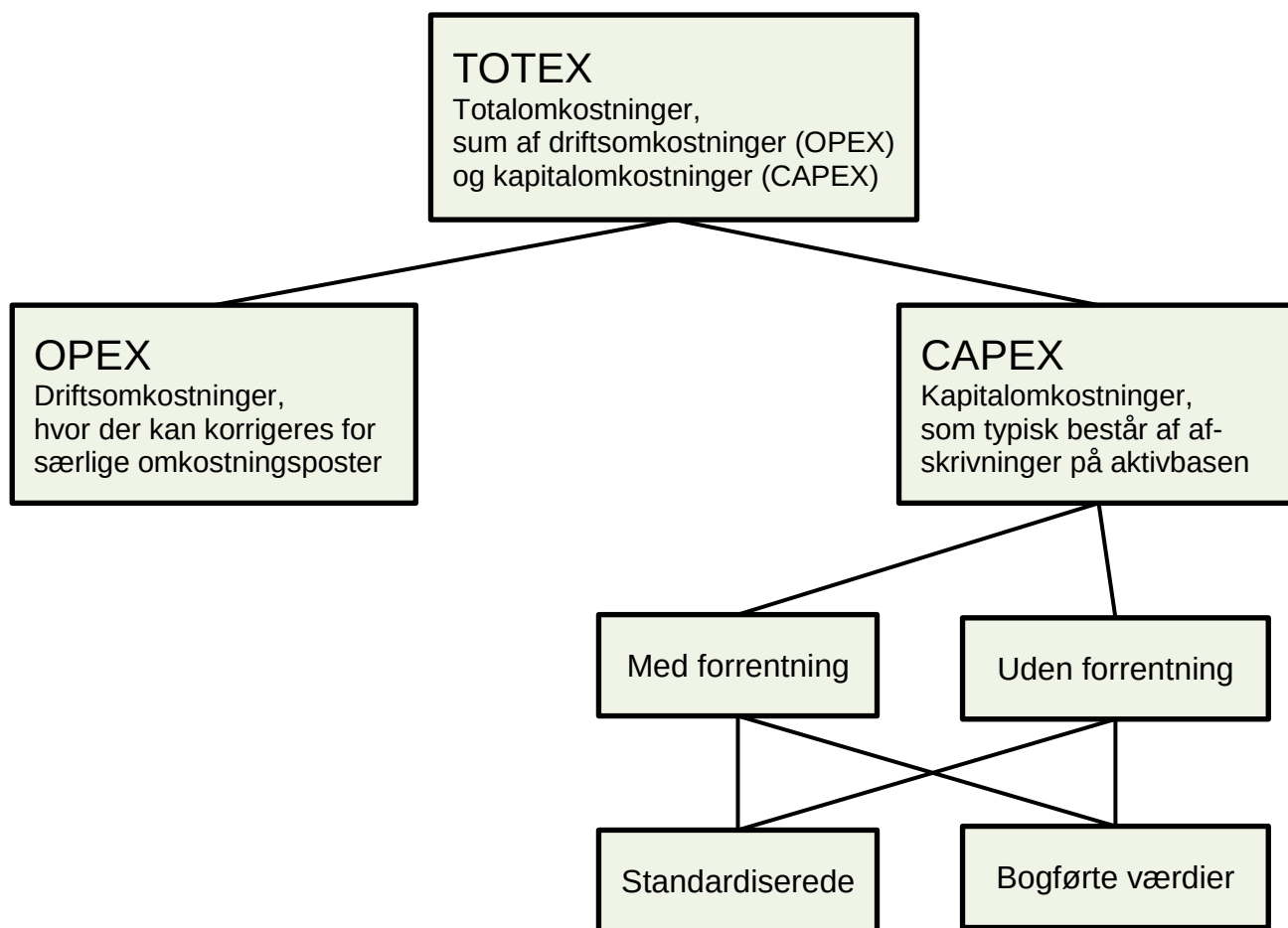
Cost driver-analysen vil skulle genbesøges af Energitilsynet, når der foreligger et opdateret datagrundlag baseret på 2017-data, til brug for benchmarkingen i 2018.

6.1.1. Opgørelse af totalomkostninger (TOTEX)

I henhold til afsnit 3 om omkostningsgrundlaget skal benchmarkingmodellen basere sig på netvirksomhedernes leverede ydelser og totalomkostninger (TOTEX). Det betyder, at netvirksomhedernes individuelle effektiviseringskrav skal baseres på en TOTEX-benchmarkingmodel. Det er ikke nærmere specificeret, hvilke delelementer som skal indgå i TOTEX-begrebet. Der er derfor blevet udarbejdet flere forskellige metoder til at opgøre TOTEX baseret på det eksisterende datagrundlag for 2014.

Figur 5 illustrerer de overordnede principper for, hvordan TOTEX kan opgøres på baggrund af det eksisterende datagrundlag.

Figur 5 | Mulige opgørelser af totalomkostninger (TOTEX)



Kilde: Sekretariatet for Benchmarkingekspertgruppen.

Note: 132 kV komponenter er fjernet fra totalomkostningerne, da alene et fåtal af netvirksomhederne har komponenter på dette spændingsniveau.

Som det ses i Figur 5, kan CAPEX-opgøres både med og uden forrentning samt baseret på enten standardiserede eller bogførte værdier. Herunder er der flere forskellige metoder til at standardisere CAPEX baseret på det eksisterende datagrundlag. I Tabel 14 er et overblik over mulige metoder til at opgøre TOTEX baseret på de forskellige metoder til at opgøre CAPEX på baggrund af det eksisterende datagrundlag.

Tabel 14 | Metoder til at opgøre totalomkostninger (TOTEX)

Metode	TOTEX-betegnelse	Standardiserede afskrivninger	Forrentning	Standardiseret aktivbase	Beregning
A	TOTEX bogført med WACC-forrentning		X		Driftsomkostninger + Bogførte afskrivninger + WACC x bogført aktivbase
B	TOTEX bogført uden WACC-forrentning				Driftsomkostninger + Bogførte afskrivninger
C	TOTEX alderskorrigeret baseret på bogførte afskrivninger det seneste regnskabsår		X	X	Driftsomkostninger + Bogførte afskrivninger + WACC x gns. aktivbase for DSO^2 x inflationsfaktor ²
D	TOTEX alderskorrigeret baseret på et gennemsnit af bogførte afskrivninger over de seneste fire regnskabsår		X	X	Driftsomkostninger + Gns. af bogførte afskrivninger 2011-2014 + WACC x gns. aktivbase for DSO^2 x inflationsfaktor ³
E	TOTEX med afskrivninger beregnet ved brug af annuiteter	X	X	X	Driftsomkostninger + Annuiteter som indeholder afskrivning og en forrentning, og som afhænger af standardlevetider
F	TOTEX med bogførte afskrivninger og en standardiseret aktivbase		X	X	Driftsomkostninger + Bogførte afskrivninger + WACC x standardiseret aktivbase
G	TOTEX med en standardiserede afskrivninger og en standardiseret aktivbase	X	X	X	Driftsomkostninger + Standardiserede afskrivninger (aktiver x afskrivningsækvivalenter) + WACC x standardiseret aktivbase

Kilde: Sekretariatet for Benchmarkingekspertgruppen.

Note 1: Der anvendes en forrentningssats, også kaldet WACC, på 3,31 pct. Forrentningssatsen følger af WACC-ekspertgruppens anbefalinger, der blev offentliggjort den 15. april 2016. Aktivbasen er den bogførte værdi af netaktiver ultimo året fra netvirksomhedernes årlige indtægtsrammer.

Note 2: Gennemsnitlig aktivbase for DSO = Levetider for aktivgrupper vægtet med størrelsen af disse for hver DSO x Afskrivninger / 2.

Note 3: Inflationsfaktor = Levetider for aktivgrupper vægtet med størrelsen af disse for hver DSO / 2 eller Levetider for aktivgrupper vægtet med størrelsen af disse for hver DSO - Bogførte netaktiver/afskrivninger. Umiddelbart vurderes sidstnævnte fastsættelse af inflationsfaktor, at begrebsmæssigt at give bedst mening. Det bemærkes dog, at de to tilgange ikke resulterer i store forskelle.

For alle metoderne A-G oplistet i Tabel 14 gælder, at de er baseret på netvirksomhedernes faktiske driftsomkostninger. Det er således udelukkende opgørelsen af CAPEX, der adskiller de enkelte metoder fra hinanden.

En statistisk og begrebsmæssig evaluering af de mulige metoder til at opgøre TOTEX baseret på det eksisterende datagrundlag gennemgås i det efterfølgende, efterfulgt af en opsamling på hvilke af metoderne der statistisk og begrebsmæssigt giver bedst mening ved valg af TOTEX-opgørelse. Sidstnævnte vurdering skal desuden ses i lyset af en række hensyn, som en given standardisering (og ikke-standardisering) af CAPEX bør opfylde.

En mere uddybende drøftelse af fordele og ulemper med standardisering af CAPEX på længere sigt blev gennemgået i afsnit 3.3. På længere sigt vil der skulle foretages en ny analyse af, om der er grundlag for at anvende standardiserede kapitalomkostninger i den nye benchmarkingmodel i 2018.

Metode A: TOTEX bogført med WACC-forrentning

Denne metode forudsætter, at TOTEX opgøres ved driftsomkostninger tillagt bogførte afskrivninger tillagt WACC multipliceret med bogført aktivbase.

Baseret på statistiske analyser af det eksisterende datagrundlag vurderes metode A at have den højeste forklaringsgrad, sammenlignet med de seks andre TOTEX-opgørelser. Herudover vurderes metoden at være mere gennemsigtig og mere simpel at forstå for den enkelte netvirksomhed, da den relaterer sig direkte til netvirksomhedens regnskab, modsat TOTEX-opgørelser som er baseret på standardiserede værdier.

Yderligere understøtter statistiske analyser af det eksisterende datagrundlag, at der ingen aldersafhængighed er i forhold til de totale omkostninger. De empiriske test af aldersafhængighed er belyst i afsnit 7.7 om rammevilkår.

En tilsvarende opgørelse af TOTEX anvendes også i andre lande. Sverige anvender bogførte værdier til opgørelse af CAPEX, da det viste sig, at det ikke bidrog med særlig meget ekstra forklaring at bruge standardiserede kapitalomkostninger, hvorfor det blev undladt i den nye svenske benchmarkingmodel af netvirksomheder.¹¹ Norge anvender også en lignende model med historiske anskaffelsespriser og genanskaffelsespriser til opgørelse af CAPEX.¹² Herudover anvender Østrig og Tyskland ligeledes bogførte værdier til at fastsætte hvilke omkostninger som skal indgå i benchmarkingen. Dog anvender de en bedst-af-flere tilgang, hvor de også anvender standardiserede værdier i deres benchmarkingmodel.¹³ Det bemærkes, at de standardiserede værdier, som anvendes i Østrig og Tyskland, baserer sig på en standardisering af afskrivningsprofilen udregnet ud fra historiske investeringer og afviger dermed fundamentalt fra de standardiseringer, som drøftes nedenfor.

Metode B: TOTEX bogført uden WACC-forrentning

I metode B opgøres TOTEX ved netvirksomhedens driftsomkostninger tillagt bogførte afskrivninger. Der indgår ikke et forrentningselement i opgørelsen af virksomhedens kapitalomkostninger ved anvendelse af denne metode.

¹¹ "Metodik for bestamning av effektiviseringskrav i intaktsramsregleringen for elnatsforetag, REMISS" (2015), Energi-marknadsinspektionen.

¹² "Endring av modeller for fastsettelse av kostnadsnormer fra 2013" (2012), Norges vassdrags- og energidirektorat

¹³ "Development of benchmarking models for German electricity and gas distribution" (2007), Per Agrell og Peter Bogetoft samt "Quality and efficiency – A DEA based analysis of the Austrian electricity distribution sector" (2015), Roland Goerlich og Ulrich Ruehrnoessl.

De statistiske analyser viser, at metode B har en lavere forklaringsgrad af modellen, sammenlignet med metode A. Dette kan være en indikation af, at der bør inkluderes et forrentningselement i opgørelsen af netvirksomhedens kapitalomkostninger.

Herudover bemærkes, at det fremgik af El-reguleringsudvalgets anbefalinger, at den nuværende benchmarkingmodel kan påvirke løsningsvalget i netvirksomhederne i en uhensigtsmæssig retning. Den nuværende benchmarkingmodel giver isoleret set netvirksomhederne et incitament til at vælge investeringstunge løsninger, selvom disse måtte være dyrere end alternativet. Et af de forhold, der medfører en lempelig behandling af investeringer i den nuværende regulering, er, at omkostninger til forrentning af investeringer ikke medtages i benchmarkingen. Dette betyder alt andet lige, at netvirksomhederne kan forvente et lavere vurderet effektiviseringspotentiale ved valg af investeringstunge løsninger, da der indgår færre omkostninger i omkostningsgrundlaget. El-reguleringsudvalgets anbefalinger lægger derfor indirekte op til, at forrentning skal indgå i opgørelse af TOTEX.

Metode C og D: TOTEX alderskorrigeret baseret på bogførte afskrivninger det seneste regnskabsår eller et gennemsnit over de seneste fire regnskabsår

Metode C og D forudsætter begge, at TOTEX opgøres ved driftsomkostninger tillagt bogførte afskrivninger tillagt WACC multipliceret med en aktivbase, der er korrigeret for alderen på virksomhedens netaktiver.

Metode C og D er alderskorrigerede TOTEX-mål med annuitetsvægte, således at CAPEX er forsøgt delvist standardiseret. Annuitetsvægtene er beregnet baseret på genanskaffelsesværdien og en forrentning på 3,31 pct. Annuitetsvægtene er baseret på standardpriser og standardlevetider fra netvirksomhedernes åbningsbalancer fra 2005 tilsendt af Dansk Energi. På baggrund af disse data er der konstrueret annuiteter for netvirksomhedernes komponenter, der anvendes som vægte til at beregne den gennemsnitlige vægtede levetid af netvirksomhedens samlede net.

Metode C anvender virksomhedens bogførte afskrivninger i det seneste regnskabsår, mens metode D tager udgangspunkt i et gennemsnit af bogførte afskrivninger over de seneste fire regnskabsår 2011-2014.

De statistiske analyser viser, at metode C og D har en betydelig lavere forklaringsgrad af modellen, sammenlignet med metode A.

Begge metoder vurderes i udgangspunktet at give begrebsmæssig mening, da målene korrigeres for alder og netvirksomhedernes cykliske investeringsprofiler. TOTEX-målene forsøger at udligne de økonomiske fordele, der kan være forbundet med at have et gammelt net i forhold til et nyt net. TOTEX-målene forsøger således at udjævne kapitalomkostningerne, så de mest afskrevne net ikke nødvendigvis fremgår med de laveste kapitalomkostninger. Endvidere korrigeres der for inflation i de to TOTEX-opgørelser.

Ved begge disse TOTEX-opgørelser bemærkes imidlertid, at netvirksomhedernes historiske afskrivningsprofiler er konstrueret ud fra informationer om de seneste års afskrivninger og bogførte værdier sammenholdt med gennemsnitslevetid. Denne antagelse er nødvendig, da det eksisterende datagrundlag ikke indeholder netvirksomhedernes faktiske anskaffelsespriser samt anskaffelsesår. Der kan derfor være en vis usikkerhed tilknyttet til beregningen af TOTEX-mål efter metode C og D.

Metode E: TOTEX med afskrivninger beregnet ved brug af annuiteter

I metode E opgøres TOTEX ved driftsomkostninger tillagt afskrivninger beregnet ved brug af annuiteter. Annuiteten er et fast beløb som dækker både afskrivning og forrentning af kapitalomkostninger.

Begrebsmæssig vurderes metode E at have visse fordele, såsom at et eventuelt aldersproblem undgås, hvor netvirksomheder med gamle net fremstår mere omkostningseffektive end netvirksomheder med nye net. Samtidig vurderes det at være en relativ simpel metode at forstå sammenlignet med metode C og D.

Det vurderes dog, at metoden har væsentlige begrebsmæssige ulemper, idet opgørelsen i praksis betyder, at al historisk investeringsmæssig ineffektivitet tilgives.

Opgørelse af TOTEX med udgangspunkt i metode E vil reelt betyde, at modellen bliver en OPEX-benchmarking, da halvdelen af TOTEX kommer til at være det samme på input- og outputsiden. Dette er illustreret med nedenstående teoretiske illustration af forskellene mellem en OPEX og TOTEX-model.

Figur 6 | Teoretisk illustration af forskel mellem OPEX og TOTEX-model

Simple (traditionel) OPEX-model

Input	Output
OPEX	NGOPEX
	y2
	y3

Sund TOTEX-model

Input	Output
OPEX + CAPEX	NGOPEX + NGCAPEX
	y2
	y3

Sund OPEX-model, retningsbestemt efficiens

Input	Output
OPEX	NGOPEX + NGCAPEX
CAPEX	y2
	y3

Simple TOTEX-model

Input	Output
OPEX + NGCAPEX	NGOPEX + NGCAPEX
	y2
	y3

Kilde: Sekretariatets konsulent Peter Bogetofts illustration.

Tabellen i øverste højre hjørne illustrerer en model, der tager afsæt i den enkelte virksomheds faktiske kapitalomkostninger, og som anvender disse som et input i modellen. Kapitalomkostningerne sammenlignes herefter med en beregnet kapitalomkostning, der udtrykker det niveau af omkostninger, som den pågældende netvirksomhed måtte forventes at have. Det vurderes, at denne type af model giver et klart økonomisk incitament til, at netvirksomhederne gennemfører effektive investeringer.

Tabellen i nederste højre hjørne illustrerer imidlertid en anden type af model, der undlader at tage afsæt i den enkelte netvirksomheds faktiske kapitalomkostninger, men i stedet anvender en beregnet kapitalomkostning (her betegnet NGCAPEX) som et input i modellen. Den beregnede kapitalomkostning indgår samtidig på outputsiden af modellen. Det vurderes, at denne type af model ikke giver et økonomisk incitament til, at netvirksomhederne gennemfører effektive investeringer.

Et andet forhold vedrører, at når NGCAPEX fremgår på både input- og outputsiden, vil modellen minde om en simpel (traditionel) OPEX-model med ekstra støj fra NGCAPEX-ledet. Dette vil resultere i, at de effektive netvirksomheder vil se mindre effektive ud og de ineffektive netvirksomheder vil se mere effektive ud. Denne støj vil blive større, jo større NGCAPEX er, og jo mindre OPEX og NGOPEX er.

Metode F og G: TOTEX med en standardiseret aktivbase og bogførte afskrivninger eller standardiserede afskrivninger

Metode F og G forudsætter begge, at TOTEX opgøres ved driftsomkostninger tillagt afskrivninger og WACC multipliceret med en standardiseret aktivbase.

I metode F opgøres afskrivninger ved virksomhedens bogførte afskrivninger. I metode G anvendes i stedet en standardisering, hvor antallet af aktiver multipliceres med afskrivningsækvivalenter.

For metode F og G viser de statistiske analyser, at begge metoder har en lav forklaringsgrad.

Valg af TOTEX-opgørelse

Ved valg af TOTEX-opgørelse skal der tages stilling til, hvilken CAPEX-opgørelse der bør anvendes. For at vurdere, hvilken CAPEX-opgørelse der bør anvendes, er der taget udgangspunkt i en række hensyn, som en given standardisering skal opfylde. Hensynene er nærmere beskrevet under afsnit 3.3 om standardisering af kapitalomkostninger. Hensynene er primært med henblik på en standardisering af kapitalomkostningerne på længere sigt og i forlængelse af dataindsamlingen i 2017, men det vurderes også, at de kan være anvendelige ved beslutningen om opgørelse af CAPEX baseret på det eksisterende datagrundlag. TOTEX-opgørelsesmetoderne er derfor evalueret på baggrund disse af hensyn.

TOTEX-opgørelsernes opfyldelse af hensynene til en standardisering af CAPEX er illustreret i form af et trafiklys, hvor grønt lys = opfyldelse, gult lys = delvis opfyldelse, rødt lys = manglende opfyldelse.

Tabel 15 | Hensyn til opgørelse af kapitalomkostningerne (CAPEX)

Hensyn standardisering (og ikke-standardisering) af CAPEX	Metode A	Metode B	Metode C og D	Metode E	Metode F og G
I. Rimelig sammenligning af netvirksomhederne	●	●	●	●	●
II. Incitament til effektive investeringer	●	●	●	●	●
III. Ikke incitament til at udskifte net for tidligt	●	●	●	●	●
IV. Administrerbart	●	●	●	●	●
V. "Fitter" til data	●	●	●	●	●
VI. Sammenhæng mellem regnskabsprincipper i BM og økonomisk regulering	●	●	●	●	●
VII. Neutral overfor forskellige typer af opgaveløsning (OPEX/CAPEX)	●	●	●	●	●
Samlet vurdering	●	●	●	●	●

Kilde: Sekretariatet for Benchmarkingekspertgruppen.

Herudover bemærkes, at de forskellige metoder til opgørelse af TOTEX er højt korrelerede, hvilket tyder på, at der ikke er store variationer mellem opgørelsesmetoderne, og at det derfor er af mindre betydning, hvilken af opgørelsesmetoderne der anvendes baseret på det eksisterende datagrundlag.

Ekspertgruppen anbefaler:

- ♦ At TOTEX baseret på det eksisterende datagrundlag opgøres på baggrund af bogførte værdier tillagt et WACC-forrentningselement.
- ♦ At der på baggrund af det nuværende datagrundlag konkluderes, at standardisering og alderskorrektur hverken er muligt eller giver mening at gennemføre baseret på det eksisterende datagrundlag, men at perspektiverne ved standardisering og alderskorrektur på længere sigt bør undersøges nærmere, jf. afsnit 3.3 om standardisering af kapitalomkostninger samt 6.6.1.2 om distributionsnettets alder.

6.1.2. Anvendelse af norm-grid

Udvikling af benchmarkingmodellen kan tage afsæt i antallet af de enkelte netkomponenter, f.eks. kilometer ledning og antal transformatorstationer, og anvende denne (uvægtede) sammentælling som udgangspunkt for modellens efterfølgende vægtning af de enkelte netkomponenter. En simpel sammentælling tager dog ikke højde for, at de enkelte netkomponenter er oplyst i forskellige enheder, eller at der er forskel på hvor omkostningsfyldt den enkelte netkomponent er i forhold til andre. F.eks. vil det ikke være retvisende at ligestille en kilometer 10 kV luftkabel med en kilometer 50 kV søkabel.

Alternativt kan der udvikles aggregater, hvor der konstrueres et mål for norm-grid, der kan bibringe et udgangspunkt for, hvordan vægtningen og sammentællingen af aktiverne skal foretages.

Anvendelse af norm-grid vurderes at udgøre et mere robust udgangspunkt frem for at anvende simple og uvægtede sammentællinger af de fysiske aktiver.

Det har på baggrund af det eksisterende datagrundlag været muligt at udarbejde vægte på baggrund af:

1. Drifts- og afskrivningsækvivalenter som har indgået i Energitilsynets nuværende benchmarkingmodel – netvolumenmodellen.
2. Genberegninger af driftsomkostninger fra COWI's undersøgelse vedrørende nødvendige nyinvesteringer fra 2010.
3. Standardpriser fra netvirksomhedernes åbningsbalancer fra 2000 tilsendt af Dansk Energi.

Sammenvejningen af komponenter har i indledende analyser været foretaget med de drifts- og afskrivningsækvivalenter, som indgår i Energitilsynets nuværende benchmarkingmodel. Det har imidlertid vist sig i senere analyser, at vægte baseret på COWI's genberegninger af driftsomkostninger samt standardpriserne fra åbningsbalancen i 2000 resulterer i en højere forklaringsgrad af modellen.

De anvendte vægte er ikke nødvendigvis helt nøjagtige eller kalibreret korrekt i forhold til hinanden, men de vurderes at være et godt alternativ til helt at undlade at foretage en vægtning. Hertil bemærkes det, at det i analysen er muligt at inddrage konstruerede mål for norm-grid, samtidig med at der metodisk tages højde for, at bidragene for de enkelte cost drivere til norm-grid ikke nødvendigvis er fuldstændig korrekt kalibreret. Desuden vil det på længere sigt være muligt at foretage en opdateret opgørelse af drifts- og afskrivningsækvivalenter, såfremt der vurderes at være behov for det.

Herudover kan anvendelse af norm-grid blandt andet imødekomme det forhold, at netvirksomhederne opererer i et geografisk område, som er unikt, og hvor virksomheden for at kunne servicere forbrugerne derfor opstiller et distributionsnet, som er særligt tilpasset til sit eget område.

For at få et retvisende udtryk for norm-grid og de vægte som anvendes til at konstruere norm-grid, kan det være nødvendigt at aggregere netkomponenterne i grupper og dernæst foretage en rekalkibrering. En gruppering af netkomponenterne kan ske på forskellige måder. Dels ved at aggregere grupper med de samme komponenttyper men på forskellige spændingsniveauer, f.eks. kabler, transformere etc. Dels ved at opdele komponenterne i grupper med udgangspunkt i det tilhørende spændingsniveau.

Aggegeringen har til formål at opnå det bedst mulige udtryk for norm-grid, der i videst muligt omfang kan beskrive variationerne i omkostningerne mellem netvirksomhederne. Norm-gridet er baseret på 15 netkomponenter, som alle relaterer sig til driften på de lavere spændingsniveauer (0,4 til 50 kV). Netkomponenterne som er anvendt i norm-gridet er angivet i Tabel 16.

Tabel 16 | Netkomponenter i norm-grid

50 kV	10 kV	0,4 kV	Målere
Kabel (km)	Kabel (km)	Kabel (km)	Fjernaflæste (antal)
Luftledning (km)	Luftledning (km)	Luftledning (km)	Ikke-fjernaflæste (antal)
Søkabel (km)	Søkabel (km)		
Felt, åben (antal)	Felt (antal)		
Felt, gasisoleret (antal)			
50/10 kV transformer (antal)	10/0,4 kV Station (antal)		

Kilde: Sekretariatet for Benchmarkingekspertgruppen.

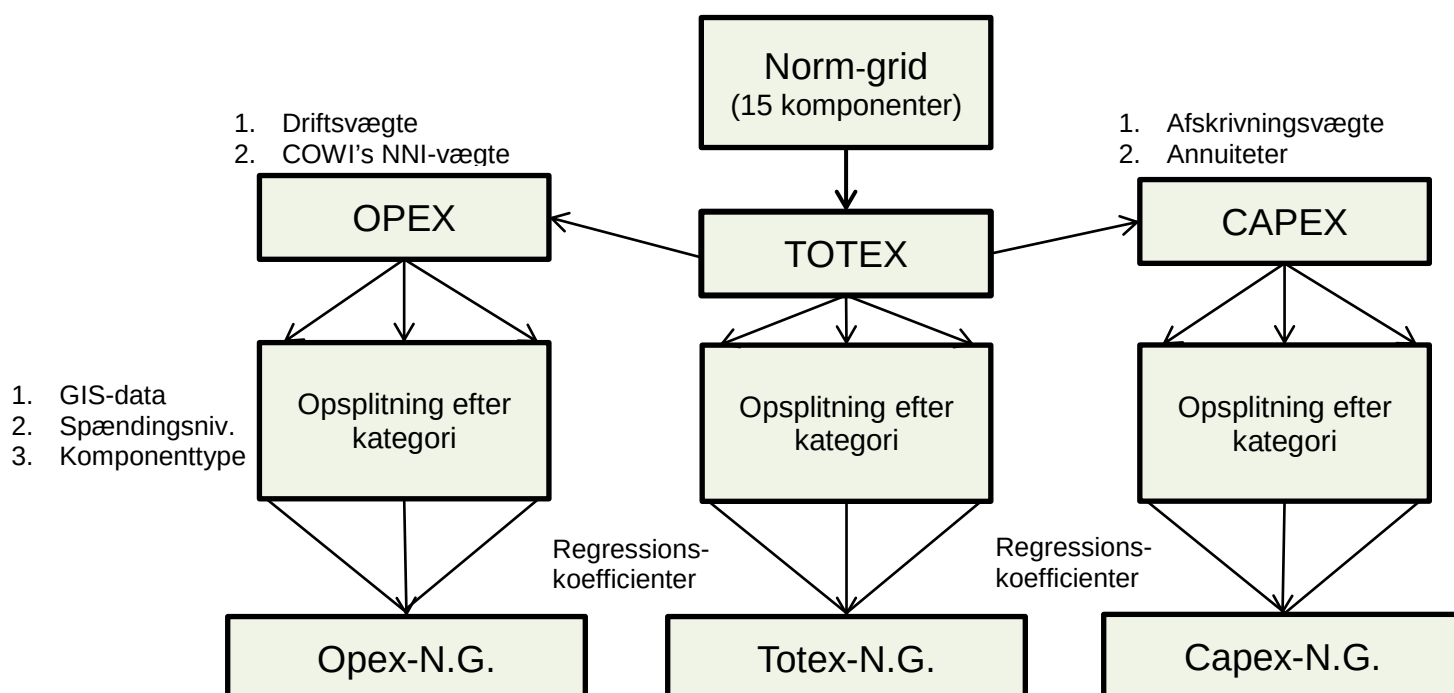
Note: De 15 netkomponenter er udvalgt blandt de 25komponenter, som indgår i Energitilsynets eksisterende model.

Det vil på længere sigt være muligt at udvide antallet af komponenter i norm-grid, hvis der vurderes, at være komponenter der er omkostningsdrivende for netvirksomhederne, der ikke er tilstrækkelig afspejlet i norm-gridet. Eksempelvis vil det være muligt at inkludere smart grid-løsninger mv. på længere sigt, når tilstrækkelige data foreligger på området.

Dette skal ses i lyset af EI-reguleringsudvalgets anbefalinger om, at den nye regulering skal skabe rammer for, at smart grid-investeringer herunder investeringer i overvågning, kommunikationssystemer m.v., kan foretages. Den nye benchmarkingmodel skal også være neutral over for valg af investeringsløsning, hvorfor komponentdata for smart-grid ideelt set også burde indgå i norm-gridet. Med undtagelse af fjernaflæste målere findes der pt. ingen særlige komponentdata for smart grid-anlæg.

Da der ikke vurderes at være tilstrækkelige data til at tage højde for smart grid baseret på det eksisterende datagrundlag, vil disse forhold skulle genbesøges på længere sigt ved indhentning af nye data, der dækker disse forhold. Der er flere forskellige metoder til at opføre norm-grid. En række af de metoder, der har været anvendt og testet er illustreret i Figur 7. De mere traditionelle og simple tæthedskorrektioner er beskrevet i afsnit 6.1.2.3.

Figur 7 | Opgørelse af norm-grid



Kilde: Sekretariatet for Benchmarkingekspertgruppen.

6.1.2.1. Opsplitning af netkomponenter og kalibrering

De initiale vægtforhold mellem komponenterne kan ved en opsplitning blive kalibreret, hvorefter vægtene kan blive mere retvisende for deres omkostningsdrivende faktor. Herudover har der i analysearbejdet været fokus på, at en opsplitning af netkomponenterne og en kalibrering skal give begrebsmæssig mening.

Som vist i Figur 7 er der anvendt tre metoder til at opsplitte netkomponenterne:

1. **GIS-data (bymæssighed):** Korrigerer for bymæssighed, hvor installation og drift af netkomponenterne inde i et city-område, kan have omkostninger som adskiller sig fra installation og drift i by- og landområder, jf. afsnit 4.5.1.
2. **Spændingsniveau:** Korrigerer for at priserne, driften og installation af netkomponenter varierer afhængigt af, hvilket spændingsniveau aktiviteten foregår på. Herudover korrigeres der for, at der kan være andre opgaver knyttet til at drive et net på de højere spændingsniveauer end på de lave spændingsniveauer.
3. **Aktivtype:** Korrigerer for at forskellige typer af netkomponenter både har forskellige priser, men også forskellige driftsomkostninger. F.eks. er der forskel i både installation og drift af henholdsvis søkabler og luftledninger.

De tre opsplitninger foregår ikke simultant, dvs. hvis der er opsplittet i forhold til GIS-data, vil de andre muligheder ikke være anvendt. Et valg af en af metoderne udelukker således et valg af en af de to andre metoder.

Når vægtene kalibreres i forhold til den valgte opsplitningsmetode, anvendes regressionsanalyser til at beregne nye vægtforhold mellem kategorierne. Regressionsanalyserne tester om vægtforholdene på statistisk signifikant vis kan kalibreres i forhold til kategoriopsplitningen. Tabel 17 viser konklusionerne baseret på resultaterne af regressionsanalyserne. Heraf ses, at alle vægtforholdene baseret på GIS-data og spændingsniveau er statistisk signifikante, mens vægtforhold baseret på aktivtype i overvejende grad er insignifikante.

Udover at teste om metoderne er statistisk signifikante er det hensigtsmæssigt at kigge på om fortegnene i regressionsanalyserne giver begrebsmæssig mening. Begrebsmæssigt vil et positivt fortegn på koefficienterne give intuitiv mening, da et positivt fortegn betyder, at en stigning i input resulterer i en stigning i output. Regressionsanalyseresultaterne i Tabel 17 viser, at en opsplitning af netkomponenterne både efter aktivtype og spændingsniveau resulterer i negative koefficienter. Især aktivtype vurderes at have en betydelig andel af negative koefficienter. Dette er ikke tilfælde ved anvendelse af GIS-data, der alene består af positive koefficienter. Dette understøtter yderligere en opsplitning af netkomponenterne baseret på GIS-data, frem for aktivtype og spændingsniveau.

Tabel 17 | Test af opsplitnings- og kalibreringsmetode

Opsplitningsmetode	Kalibreringsgruppe	Signifikant (5 pct. signifikansniveau)	Begrebsmæssig mening (positiv fortegn)	Samlet vurdering
GIS-data	By	Ja	Ja	Signifikante vægte og giver begrebsmæssig mening = Godt fit
	City	Ja	Ja	
	Land	Ja	Ja	
Spændingsniveau	0,4 kV, herunder målere	Ja	Ja	Signifikante vægte, men får et negativt fortegn = Mindre godt fit
	10 kV	Ja	Nej	
	50 kV	Ja	Ja	
Aktivtype	Kabler, herunder søkabler	Nej	Nej	Flertallet af vægte er insignifikante samt får negative fortegn = Dårligt fit
	Luftkabler	Nej	Nej	
	Felt	Nej	Ja	
	Transformer og stationer	Nej	Nej	
	Andet	Ja	Ja	

Kilde: Sekretariatet for Benchmarkingekspertgruppen baseret på sekretariatets konsulent Peter Bogetofts modelkørsler.

6.1.2.2. GIS-tæthedskorrektion

Samlet set viser analyserne, at en opsplitning af netkomponenterne med anvendelse af GIS-data vil give statistisk og begrebsmæssig mening ved, at vægtforholdene baseret på GIS-data både er signifikante samt estimerer koefficienter med positive fortegn. En opsplitning baseret på GIS-data vurderes således at give det bedst fit samt at give begrebsmæssig bedst mening.

En GIS-tæthedskorrektion er desuden et af de mål for bymæssighed, der er blevet identificeret som et relevant rammevilkår under afsnit 6.3 om identifikation af rammevilkår samt 6.3.1.1 om bymæssighed. Rammevilkåret bymæssighed, herunder anvendelse af GIS-data, er nærmere beskrevet i afsnit 6.3 vedrørende identifikation af rammevilkår.

Ved at anvende GIS-data til at opsplitte netkomponenterne og udarbejde norm-gridmålet korrigeres der således for bymæssighed i selve modellen, og det vurderes at være en nemmere og mere retvisende måde at korrigere for bymæssighed, end ved en 'second stage'-analyse. Desuden vurderer sekretariatets konsulent Peter Bogetoft, på baggrund af tidligere erfaringer, at bymæssighed er et vigtigt rammevilkår, som det er hensigtsmæssigt at indarbejde i selve modellen. En 'first stage' korrektion versus en 'second stage' korrektion er nærmere beskrevet i afsnit 6.3 om identifikation af rammevilkår.

Udover at GIS-data giver det langt bedste fit af de tre opsplitningsmetoder er der et ønske om at inddrage GIS-data i en fremtidig model, da GIS-data vurderes at være et særdeles velegnet mål for bymæssighed, jf. afsnit 6.3.1.1 om bymæssighed. Dog er de nuværende GIS-data behæftet med en række udfordringer, jf. afsnit 5.1.2 om datavalidering samt afsnit 5.3.1 om bymæssighed. Anvendelse af GIS-data forudsætter således, at der gennemføres ensretning af GIS-data, dvs. at alle netvirksomheder indberetter data baseret på deres GIS-systemer, samt at GIS-kortet med zoneinddeling opdateres, så GIS-kortet afspejler de korrekte zoner. Indtil der foreligger GIS-data af tilstrækkelig kvalitet bør der derfor anvendes andre metoder til at tage højde for tæthed i benchmarkingmodellen, hvilket gennemgås i efterfølgende afsnit.

6.1.2.3. Traditionelle tæthedskorrektioner

Da de nuværende GIS-data er behæftet med en række udfordringer, er der testet for om eventuelle simple tæthedskorrektioner kan anvendes til at kalibrere norm-gridmålet.

I den forbindelse er der taget udgangspunkt i en række traditionelle tæthedskorrektioner. De traditionelle tæthedskorrektioner fremgår af Tabel 18.

Tabel 18 | Traditionelle tæthedskorrektioner

Metode	Betegnelse	Beregning	Signifikant (5 pct. signifikans-niveau)	Begrebsmæssig mening (positiv fortegn)
1	Taethed_Netvolumen	Antal aftagenumre / netvolumen	Ja	Ja
2	Taethed_Netvolumen_B	Antal aftagenumre / Norm-grid	Ja	Ja
3	Taethed_Kunde_1	(Antal fjernaflæste målere + antal ikke fjernaflæste målere) / (km 0,4 kV kabel + km 0,4 kV luftledning)	Nej	Nej
4	Taethed_Kunde_2	Antal aftagenumre / km ² areal	Nej	Nej

Kilde: Sekretariatets konsulent Peter Bogetoft samt Sekretariatet for Benchmarkingekspertergruppen.

Regressionsanalyserne viser, at tæthedskorrektioner foretaget ved brug af metode 3 og 4 begge er insignifikante og giver fortegn, som ikke er intuitive. Modsat viser regressionsanalyserne, at tæthedskorrektioner foretaget ved brug af metode 1 og 2 begge er signifikante og giver positive fortegn, og således giver begrebsmæssig mening. Ved konstruktion af de nye norm-grids er der således taget udgangspunkt i tæthedskorrektioner der følger metode 1 og 2.

Med afsæt i metode 1 og 2 er der konstrueret to nye tæthedskorrigerede norm-gridmål benævnt *yNG_totex_taeth_Netvolumen_korr* og *yNG_totex_ann_nni_taeth_Netvolumen_B_korr*, jf. mål (iii) og (iv) i Tabel 23. Regressionsanalyser viser, at begge mål er signifikante og giver positive fortegn, og således giver begrebsmæssig mening. Desuden resulterer de nye tæthedskorrigerede norm-gridmål i, at der opnås en høj korrelation mellem DEA og SFA-modeller. Begge disse mål vurderes at kunne anvendes i den konkrete benchmarkingmodel indtil der foreligger GIS-data af tilstrækkelig kvalitet.

6.1.2.4. Samlet TOTEX-mål eller OPEX- og CAPEX-opsplitning

Som vist i Figur 7 kan norm-grid beregnes på et samlet TOTEX-mål og dermed danne et enkelt norm-grid mål, eller norm-grid kan opdeles i henholdsvis et OPEX- og CAPEX-mål. Opsplitningen af norm-grid i et OPEX- og CAPEX-mål vurderes umiddelbart at give et mere nuanceret billede, og tillader, at der senere i processen kan kalibreres indenfor grupperne.

I analyserne har der været testet for, hvorvidt et norm-gridmål baseret på TOTEX og en opsplitning af norm-grid i et OPEX- og CAPEX-mål er signifikante. Alle tre mål har vist sig at være signifikante.

Der er testet for om de to opsplittede opgørelser af norm-grid giver resultater, der er intuitive og fortolkningsmæssige fornuftige. En OPEX og CAPEX-opsplitning af norm-grid viser, at et OPEX-norm-grid får negativt fortegn og et CAPEX-norm-grid får positivt fortegn. En koefficient med negativt fortegn tolkes som at de totale omkostninger, der udgør inputsiden, falder hver gang opgaver relateret til distributionsnettet løses med driftstunge løsninger. Dette er ikke intuitivt og er et resultat af, at målene for OPEX- og CAPEX-norm-grid er stærkt korrelerede.

Ved samme analyse af det ikke-opsplittede mål for TOTEX-norm-grid, giver resultaterne imidlertid et positivt fortegn for TOTEX, hvilket er intuitivt og fortolkningsmæssigt fornuftigt. Det vurderes derfor mest hensigtsmæssigt at anvende et norm-gridmål alene baseret på TOTEX.

Ekspertgruppen anbefaler:

- ◆ At der anvendes et norm-gridmål, som en af cost driverne i benchmarkingmodellen både på kort og længere sigt.
- ◆ At norm-gridmålet *yNG_totex_ann_nni_taeth_NG_B_korr*, der er baseret på en tæthedskorrektion efter aftagenumre, anvendes som en af cost driverne i benchmarkingmodellen, da norm-gridmålet på det nuværende datagrundlag både har vist sig at være statistisk signifikant og at give begrebsmæssig mening. Norm-gridmålet er beregnet med udgangspunkt i en tæthedskorrektion efter aftagenumre og et norm-gridmål beregnet ved hjælp af annuitetsvægte baseret på standardpriser fra åbningsbalancen fra 2000 samt genberegninger af driftsomkostninger fra COWI's undersøgelse vedrørende nødvendige nyinvesteringer fra 2010.
- ◆ Såfremt det er muligt at etablere og indsamle GIS-data af tilstrækkelig kvalitet på længere sigt, bør et norm-gridmål baseret på GIS-data anvendes i stedet som en af cost driverne i benchmarkingmodellen, da et GIS-baseret norm-grid vurderes at være særdeles velegnet til at korrigere for bymæssighed, der vurderes at være et væsentligt rammevilkår.
- ◆ At norm-gridmålet beregnes på hele TOTEX, og ikke opdeles i to separate norm-gridmål efter henholdsvis OPEX- og CAPEX-mål, da et norm-gridmål baseret på hele TOTEX statistisk vurderes at give bedst begrebsmæssig mening.

6.2. Identifikation af cost drivere

Cost driver-analysen tager udgangspunkt i de ydelser, som ekspertgruppen vurderer, kan være relevante for netvirksomhederne i en benchmarkingsammenhæng, og som nærmere er beskrevet i afsnit 4.4 om netvirksomhedernes ydelser og rammevilkår.

Flere af ydelserne dækker over en lang række underkategorier. I visse tilfælde har det været nødvendigt at aggregere variable for at få et retvisende udtryk for en given ydelse f.eks. norm-gridmålene beskrevet i afsnit 6.1.2 om anvendelse af norm-grid.

Det bemærkes dog, at resultaterne af den statistiske analyse ikke kan anvendes til at foretage en endegyldig beslutning om, hvilke ydelser der *skal* indgå i den nye benchmarkingmodel, og hvilke der *ikke skal*. Resultaterne fra analysen angiver alene et pejlemærke i forhold til, hvilke ydelser som kan være relevante at inddrage i det videre arbejde.

Det kan i nogle tilfælde vise sig relevant at inddrage variable, hvor den statistiske analyse viser en mindre forklaringsgrad, men som begrebsmæssigt kan være medvirkende til, at give en mere fuldstændig model. Omvendt kan det være nødvendigt at udelade variable, som har en høj forklaringsgrad, fordi en kombination af andre variable udgør en bedre model.

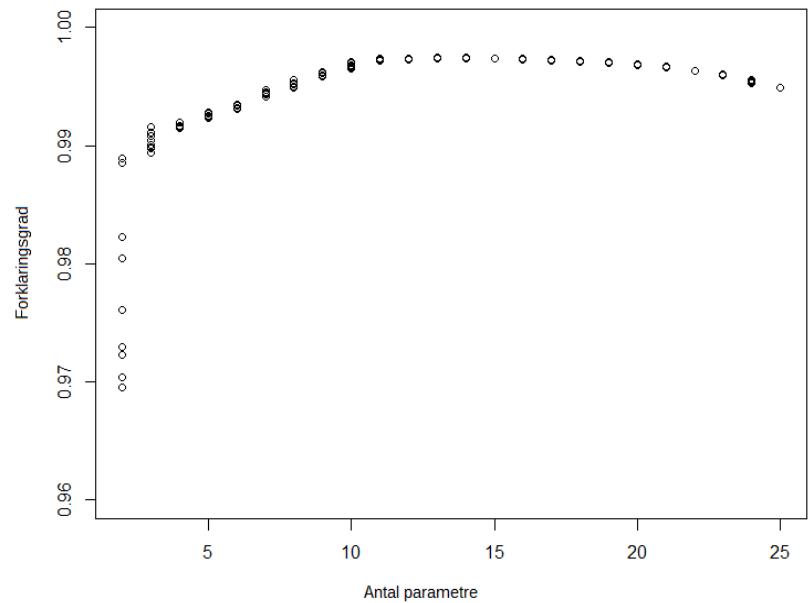
Hvilke ydelser der anbefales at indgå i den endelige benchmarkingmodel afhænger af, hvordan ydelserne fungerer i modellen i samspil med andre ydelser, samt hvordan ydelserne komplimenterer hinanden. Dette baseret på, at det er en sammenvejning af ydelserne, som er medvirkende til at skabe en god benchmarkingmodel og ikke alene den enkelte ydelse.

6.2.1. Statistisk analyse

Overordnet viser cost driver-analysen, jf. Figur 8, at en stor del af variationen i netvirksomhedernes omkostninger kan forklares med relativt få variable, og at forklaringsgraden ikke øges væsentlig ved anvendelse af flere end to cost drivere.

Figur 8 illustrer, hvor stor en del af variationen i netvirksomhedernes totalomkostninger der kan beskrives med et givet antal parametre. Det skal bemærkes, at antal parametre ikke er det samme som antal ydelser, da antal parametre omfatter et konstantled. Det medfører, at forklaringsgraden beskrevet ved eksempelvis tre parametre svarer til, at modellen beregnes med udgangspunkt i to ydelser.

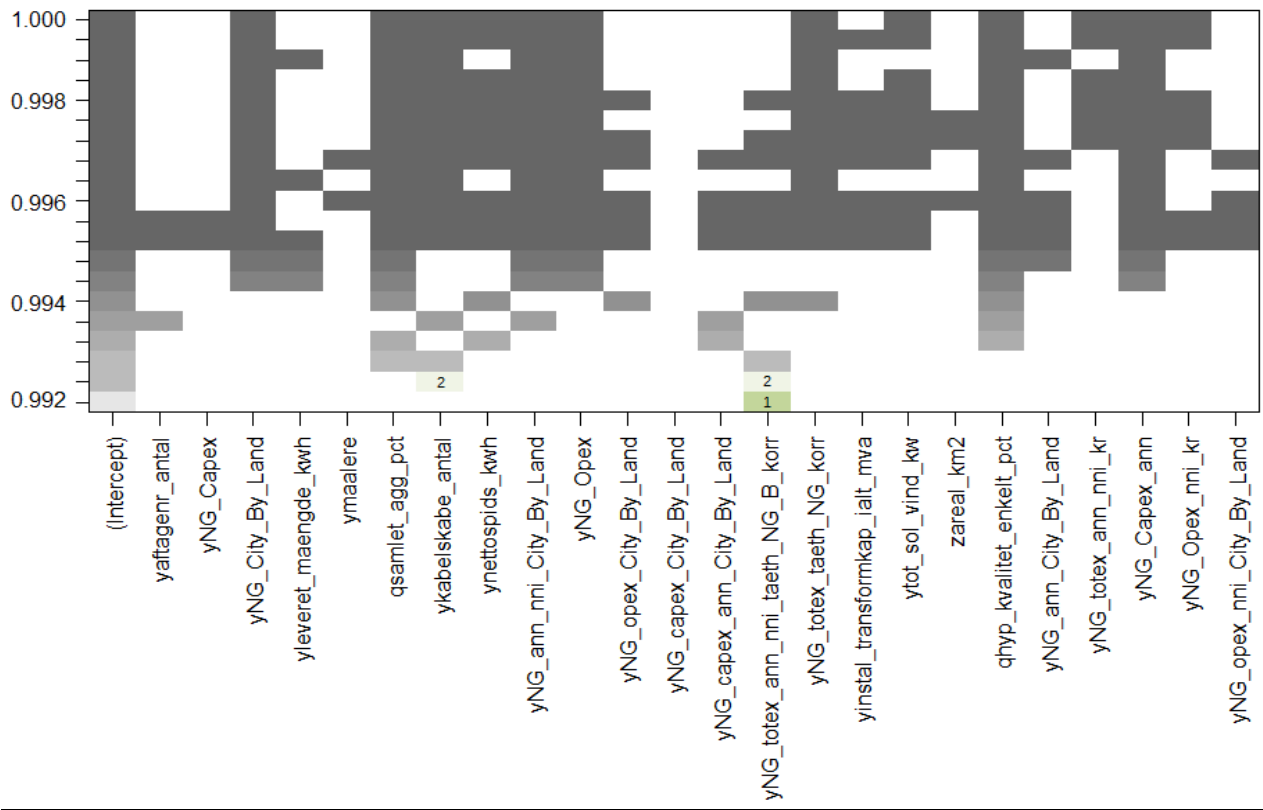
Figur 8 | Forklaringsgrad af de bedste ydelseskombinationer



Kilde: Sekretariatets konsulent Peter Bogetofts datakørsler.

Resultaterne af den statistiske cost driver-analyse er illustreret i Figur 9, og er baseret på TOTEX-opgørelsen metode A, jf. Tabel 14.

Figur 9 | Cost driver-analyse



Kilde: Sekretariatets konsulent Peter Bogetofts datakørsler.

For at undersøge hvilke af de mulige ydelser, der bedst kan forklare variationen i netvirksomhedernes totalomkostninger, er der foretaget en række modelkørsler baseret på følgende tilgang - I tilfælde af at TOTEX skal beskrives ud fra én af de mulige variable, hvilken variabel er så bedst? Hvis TOTEX skal beskrives ud fra to variable, hvilke er så bedst og så fremdeles.

Et eksempel på denne fremgangsmåde er, at i det tilfælde hvor TOTEX skal beskrives ud fra én af de mulige ydelser, da er det tæthedskorrigeret norm-gridmål den bedste cost driver (illustreret ved den grønne boks 1 i Figur 9). I tilfælde af at TOTEX skal beskrives ud fra to mulige ydelser, vil de bedste cost drivere være det kundetæthedskorrigeret norm-gridmål samt antal kabelskabe (illustreret ved de lysegrønne bokse 2 i Figur 9).

Baseret på ovenstående cost driver-analyse er der i Tabel 19 udarbejdet en opsamling af resultaterne. Af tabellen tegner der sig et billede af, hvilke cost drivere der vurderes at kunne forklare variationerne i omkostninger mellem netvirksomhederne, og hvilke der i mindre grad gør.

Tabel 19 | Resultater af model specifikation

Cost drivere	Forklaring af cost driver	Antal af variable i første model-forekomst	Antal af optrædelser (hyppighed)	Samlet vurdering af statistisk analyse
yftagenr_antal	Antal af aftennumre tilkoblet til nettet.	5	3	
yNG_Capex	Norm-grid alene baseret på afskrivninger, beregnet med annuitetsvægte og målt i forhold til gamle netvolumenmodel.	9	2	
yNG_City_By_Land	Norm-grid baseret på ækvivalenterne fra netvolumenmodellen og kalibreret ved GIS-data.	7	14	
yleveret_maengde_kwh	Det samlede mængde af el som leveres til kunderne, målt i kWh.	7	5	
ymaalere	Samlet antal af fjern- og ikke-fjernafmålte målere.	11	2	
qsamlet_agg_pct	Angiver om der er givet et krav om manglende kvalitet i levering, målt på et aggregeret niveau.	3	17	
ykabelskabe_antal	Antal af kabelskabe som er etableret til nettet.	2	15	
ynettospids_kwh	Faktisk spidsbelastning i nettet, målt i kWh og regnet som et gennemsnit af de ti mest belastede timer	4	12	
yNG_ann_nni_City_By_Land	Norm-grid baseret på afskrivninger samt driftsomkostninger og kalibreret ved GIS-data. Målt ved annuitetsvægte og vægte fra nødvendige nyinvesteringer.	5	15	
yNG_Opex	Norm-grid alene baseret på driftsomkostninger. Beregnet som differencen mellem TOTEX og CAPEX, målt med annuitetsvægte.	7	14	

Cost drivere	Forklaring af cost driver	Antal af variable i første model-forekomst	Antal af optrædelser (hyppighed)	Samlet vurdering af statistisk analyse
yNG_opex_City_By_Land	Norm-grid alene baseret på driftsomkostninger og kalibreret ved GIS-data. Beregnet med driftsækvivalenter fra netvolumenmodellen.	6	6	
yNG_capex_City_By_Land	Norm-grid alene baseret på afskrivninger og kalibreret ved GIS-data. Beregnet med annuitetsvægte.	n/a	0	
yNG_capex_ann_City_By_Land	Norm-grid alene baseret på afskrivninger og kalibreret ved GIS-data. Beregnet med afskrivningsækvivalenter fra netvolumenmodellen.	4	6	
yNG_totex_ann_nni_taeth_NG_B_korr	Norm-grid baseret på afskrivninger samt driftsomkostninger og kalibreret ved tæthedsmaal målt som antal aftage-numre per norm-grid.	1	10	
yNG_totex_taeth_NG_korr	Norm-grid på afskrivninger samt driftsomkostninger og kalibreret ved tæthedsmaal målt som antal aftage-numre per netvolumen.	6	13	
yinstal_tranformkap ialt_mv	Samlede installerede kapacitet i nettet, målt i MVA, og beregnet for både 10-20 og 30-60 kV niveau.	9	8	
ytot_sol_vind_kwh	Samlet installeret effekt fra både solceller og vindkraft, målt i kW.	9	10	
zareal_km2	Netvirksomhedens samlede areal i kvadratkilometer.	11	3	
qhyp_kvalitet_enkelt_pct	Angiver om der er givet et krav om manglende kvalitet i levering, målt på enkelt kunde niveau.	4	17	
yNG_ann_City_By_Land	Norm-grid alene baseret på afskrivninger og kalibreret ved GIS-data. Beregnet med annuitetsvægte.	8	6	
yNG_totex_ann_nni_kr	Norm-grid baseret på afskrivninger og driftsomkostninger, målt ved annuitetsvægte og vægte fra nødvendige nyinvesteringer.	14	6	
yNG_Capex_ann	Norm-grid alene baseret på afskrivninger, beregnet med annuitetsvægte.	7	14	
yNG_Opex_nni_kr	Norm-grid alene baseret på driftsomkostninger, beregnet med vægte fra nødvendige nyinvesteringer.	9	7	
yNG_opex_nni_City_By_Land	Norm-grid alene baseret på driftsomkostninger og kalibreret ved GIS-data. Beregnet med vægte fra nødvendige nyinvesteringer.	9	4	

Kilde: Sekretariatets konsulent Peter Bogetofts datakørsler samt Sekretariatet for Benchmarkingekspertgruppen.

Baseret på ovenstående gennemgang vurderes følgende cost drivere relevante at overveje i den endelige benchmarkingmodel:

Tabel 20 | **Cost drivere identificeret via statistisk analyse**

Cost drivere	Samlet vurdering af statistisk analyse
qsamlet_agg_pct	●
ykabelskabe_antal	●
ynettospids_kwh	●
yNG_City_By_Land	●
yNG_ann_nni_City_By_Land	●
yNG_Opex	●
yNG_capex_ann_City_By_Land	●
yNG_totex_ann_nni_taeth_NG_B_korr	●
yNG_totex_taeth_NG_korr	●
qhyp_kvalitet_enkelt_pct	●
yNG_Capex_ann	●
yaftagenr_antal	●
yleveret_maengde_kwh	●
yNG_opex_City_By_Land	●
yinstal_tranformkap_ialt_mv	●
ytot_sol_vind_kwh	●
yNG_ann_City_By_Land	●
yNG_Opex_nni_kr	●
yNG_opex_nni_City_By_Land	●

Kilde: Sekretariatet for Benchmarkingekspertgruppen.

På baggrund heraf kan det blandt andet konkluderes, at der med overvejende sandsynlighed bør indgå et mål for norm-grid i den nye benchmarkingmodel.

Det bemærkes, at cost driver analysen og den efterfølgende effektivitetsberegning suppleres med efterkorrektioner ved en såkaldt "second stage"-analyse, der er belyst nærmere belyses i afsnit 7.7 om rammevilkår.

6.2.2. Begrebsmæssig vurdering

I tillæg til den statistiske analyse er der gennemført en begrebsmæssig vurdering af, om sammenhængene mellem omkostningerne og en given ydelse vurderes at være meningsfulde. Dette gøres ud fra en betragtning om, at cost drivere der erfaringsmæssigt og ud fra en ingeniørmæssig betragtning vurderes at påvirke netvirksomhedernes omkostninger, bør indgå i en konkret benchmarkingmodel.

I det følgende gennemgås en begrebsmæssig vurdering af mulige cost drivere.

Norm-grid: Anvendelsen af norm-grid vurderes at udgøre et robust udgangspunkt frem for at anvende simple og ikke-vægtede sammentællinger af de fysiske aktiver. Som udgangspunkt foretrækkes cost drivere, som er eksogene, med henblik på at give netvirksomheder tilskyndelse til at vælge de mest effektive løsninger, uanset om løsningerne indebærer f.eks. investeringer i fysiske netaktiver eller ændringer i driften. Ideelt set burde benchmarkingmodellen således udelukkende være baseret på de ydelser, som leveres til kunderne.

Herudover kan anvendelse af norm-grid blandt andet imødekomme det forhold, at netvirksomhederne opererer i et geografisk område, som er unikt, og hvor virksomheden for at kunne servicere forbrugerne derfor opstiller et distributionsnet, som er særtilpasset til sit eget område.

Nettospidsbelastning: Betragtes som en proxyvariabel for størrelsen af den kapacitet, som netvirksomheden har behov for til at transportere energi i nettet i de mest belastede perioder. Det maksimale effekttræk giver således begrebsmæssig mening, da det udtrykker behovet for kapacitet i elnettet.

Dette understøttes yderligere af, at der i forbindelse med udbygningen af nogle typer af vedvarende energi de kommende år kan opstå behov for at kunne håndtere øget effekt og maksimal belastning i nettet, da nogle typer af vedvarende energi kan give en mere fluktuerende elproduktion f.eks. i forbindelse med decentral produktion fra vindmøller. Samtidig vil en nedgang i den leverede mængde el som følge af energieffektivisering og egenproduktion ikke afstedkomme, at elforsyningsnet tages ud af drift. Det betyder, at den leverede mængde el kan falde samtidig med, at behovet for kapacitet i nettet stiger. Eldistributionsnettene skal således dimensioneres til at kunne håndtere disse spidsbelastninger. Det er dog vigtigt at bemærke, at det ikke alene er spidsbelastninger, der bestemmer dimensioneringen af nettet, men også andre forhold, så som tilsluttede produktionsanlæg samt ledningernes længde.

Det bemærkes, at den nuværende opgørelse af netvirksomhedernes nettospidsbelastning ikke indeholder eventuel decentral produktion (f.eks. solceller og vindmøller). Ekspertgruppen anbefaler, der fremadrettet arbejdes med at datagrundlaget opdateres med hensyn til den decentrale produktion og nettospidsbelastningen. Læs nærmere herom i afsnit 4.4.2 om nettospidsbelastning.

Antal kunder: I afsnit 4 om netvirksomhedernes ydelser og rammevilkår fremgår det, at antallet af kunder er en væsentlig proxy variabel for nettes opbygning samt netvirksomhedernes kundefølgelse. Fordelen ved at anvende antal aftageenumre som proxyvariabel for nettets opbygning samt netvirksomhedernes kundefølgelse er, at antal kunder er en eksogen variabel, og således et forhold som netvirksomhederne ikke selv kan påvirke. Antal kunder har hidtil været opgjort som netvirksomhedens samlede antal målere. Imidlertid vurderer ekspertgruppen, at en opgørelse af netvirksomhedernes aftageenumre vil være en bedre og mere retvisende måde at opgøre dette forhold på. På baggrund af ovenstående vurdering samt de statistiske analyser vurderes det hensigtsmæssigt at medtage antal aftageenumre (*yaftagenr_antal*) som cost driver i den endelige benchmarkingmodel.

Leveret mængde: Netvirksomhedernes leverede mængde elektricitet er, jf. afsnit 4.4.1, en proxyvariabel for den kapacitet netvirksomhederne anvender til at levere den mængde elektricitet, som kunderne efterspørger. Benchmarkingekspertgruppen vurderer, at det giver begrebsmæssig mening at anvende netvirksomhedernes leverede mængde som en ydelse i den nye benchmarking-

model, såfremt der ikke er andre mål for kapacitet, som samlet set vurderes at være en bedre proxy for netvirksomhedernes kapacitet.

Kabelskabe: Kabelskabe kan teoretisk set tænkes at være et udtryk for, i hvilket omfang elnettet er forgrenet, og der kan således argumenteres for, at kabelskabe kan give en vis begrebsmæssig mening i benchmarkingmodellen. Dog vurderes der ikke at være øvrige argumenter for, at kabelskabe ud fra en begrebsmæssig tilgang skal udgøre en selvstændig kandidat i den endelige benchmarkingmodel. Desuden vurderes det, at i tilfælde af at kabelskabe skal inddrages i modellen, bør det være som en del af norm-gridmålet.

Målere: Antallet af målere giver begrebsmæssig mening. Antallet af målere er ligesom det er tilfældet med antal aftagenumre et udtryk for antallet af kunder og kan anvendes som en proxy variabel for nettes opbygning samt netvirksomhedernes kundeservice. Dog vurderer ekspertgruppen, at en opgørelse af netvirksomhedernes aftagenumre vil være en bedre og mere retvisende måde at opgøre antallet af kunder på, frem for antal målere der har været anvendt i den nuværende benchmarkingmodel.

6.2.3. Cost drivere anvendt i benchmarkingmodeller i udvalgte lande

Det har ikke været muligt for Sekretariatet for Benchmarkingekspertgruppen at fremfinde oplysninger om gennemførte cost driver-analyser i andre lande. Det har dermed ikke været muligt at udarbejde en bruttoliste over de cost drivere, som vores omkringliggende el-regulatorer har udpeget, som kandidater til at indgå i deres endelige benchmarkingmodel.

Sekretariatet for Benchmarkingekspertgruppen har i stedet fundet oplysninger om, hvilke cost drivere der indgår i de endelige benchmarkingmodeller for en række udvalgte lande, hhv. for Norge, Sverige, Finland og Tyskland, jf. Tabel 21.

Tabel 21 | **Cost drivere anvendt af udvalgte lande i benchmarking af elnetvirksomheder**

Beskrivelse af cost driver	Anvendt af elregulatorer i følgende lande
Antal kilometer højspændingsnet (km)	Norge
Antal netstationer	Norge
Transformerkapacitet	Sverige
Areal for netområde (km ²)	Tyskland
Antal tilslutninger/kunder	Tyskland, Norge, Finland, Sverige
Peak load (effektbelastning/kW)	Tyskland
Længde af elnettet (km)	Tyskland, Finland
Længde af luftledninger (km)	Sverige
Transporteret mængde energi (kWh)	Finland
Værdi af ikke leveret energi	Finland

Kilde: Oplysninger fra el-regulatorers hjemmesider, bilateral drøftelse med el-regulatorer, Frontier Economics 2012 samt "Metodik for bestamning af effektiviseringskrav i intaktsregleringen for elnætsforetag, REMISS" (2015), Energi-marknadsinspektionen.

6.2.4. Samlet vurdering

Sekretariatet for Benchmarkingekspertgruppen har på baggrund af den statistiske analyse, den begrebsmæssige vurdering samt de udvalgte udenlandske el-regulatorers anvendte cost drivere udarbejdet en samlet vurdering af de mulige cost drivere, der kan indgå i benchmarkingmodellen.

Den samlede vurdering fremgår af Tabel 22.

Tabel 22 | Samlet vurdering af de identificerede cost drivere

Cost drivere	Samlet vurdering af statistisk analyse	Udvalgte el-regulatorer	Begrebsmæssig vurdering	Samlet vurdering
qsamlet_agg_pct	●	●	●	●
ykabelskabe_antal	●	●	●	●
ynettospids_kwh	●	●	●	●
yNG_City_By_Land	●	●	●	●
yNG_ann_nni_City_By_Land	●	●	●	●
yNG_Opex	●	●	●	●
yNG_capex_ann_City_By_Land	●	●	●	●
yNG_totex_ann_nni_taeth_NG_B_korr	●	●	●	●
yNG_totex_taeth_NG_korr	●	●	●	●
qhyp_kvalitet_enkelt_pct	●	●	●	●
yNG_Capex_ann	●	●	●	●
yaftagenr_antal	●	●	●	●
yleveret_maengde_kwh	●	●	●	●
yNG_opex_City_By_Land	●	●	●	●
yinstal_tranformkap_ialt_mv	●	●	●	●
ytot_sol_vind_kwh	●	●	●	●
yNG_ann_City_By_Land	●	●	●	●
yNG_Opex_nni_kr	●	●	●	●
yNG_opex_nni_City_By_Land	●	●	●	●

Kilde: Sekretariatet for Benchmarkingekspertgruppen.

Note: Cost driverene fremgår i tilfældig rækkefølge, og er ikke rangeret efter vurdering af hvor egnet de er.

Der kan ikke udelukkende ses på cost driveres individuelle vurdering, når der skal vælges en kombination af cost drivere. Valg af cost drivere afhænger af, hvordan ydelsen fungerer i modellen i samspil med andre ydelser, samt hvordan ydelserne komplementerer hinanden og beskriver omkostningsvariationerne mellem netvirksomhederne. Det er således ikke den enkelte ydelse, men en kombination af ydelserne, som er medvirkende til at skabe en god benchmarkingmodel, og dermed et udgangspunkt for at netvirksomhederne kan sammenlignes på et retvisende omkostningsgrundlag.

Benchmarkingekspertgruppen vurderer, at den nye benchmarkingmodel i sammensætning af cost driver bør udtrykke følgende tre forhold:

- ◆ Netvirksomhedernes fysiske aktiviteter
- ◆ Komplexiteten ved den udførte transportopgave
- ◆ Serviceopgaven

6.2.4.1. Beskrivelse af udvalgte cost drivere

Sekretariatet for Benchmarkingekspertgruppen har i samarbejde med konsulent Peter Bogetoft udarbejdet en lang række DEA- og SFA-modeller for at undersøge, hvilke af de mulige cost driver der skal kombineres for at opnå den benchmarkingmodel, der er i stand til at forklare variationerne i netvirksomhedernes TOTEX bedst muligt. Benchmarkingekspertgruppen vurderer på baggrund af de udførte modelkørsler samt dybdegående analyser af modelkørslernes resultater, at følgende cost driver skal indgå i den nye benchmarkingmodel:

Norm-grid: Benchmarkingekspertgruppen vurderer, at det er væsentligt, at modellen er i stand til at beskrive netvirksomhedernes fysiske aktiviteter, da det er netvirksomhedernes opgave at sørge for, at der kan leveres elektricitet til kunderne af en tilstrækkelig kvalitet.

Benchmarkingekspertgruppen vurderer på denne baggrund, at anvendelse af norm-grid udgør et robust mål for netvirksomhedernes fysiske aktiviteter. Årsagen til dette er, at norm-gridmålet er i stand til at afspejle de forskelle, der er i distributionsnettene på tværs af netvirksomhederne i forhold til f.eks. størrelse og kompleksitet. Ekspertgruppen vurderer det derfor hensigtsmæssigt at inkludere et norm-gridmål i den konkrete benchmarkingmodel.

Baseret på resultaterne fra afsnit 6.1.2 om anvendelse af norm-grid vedrørende om opgørelsen af norm-grid skal baseres på et samlet TOTEX-mål eller på en OPEX- og CAPEX-opsplitning vurderes det forklaringsmæssigt mest hensigtsmæssigt at anvende et norm-gridmål baseret på et samlet TOTEX-mål. Dette kan begrundes med, at en opsplitning af norm-grid i OPEX og CAPEX resulterer i, at OPEX får negativt fortegn, hvilket fortolkningsmæssigt er modsat den umiddelbare intuition, da stigning i både OPEX og CAPEX burde give positive fortegn for at give begrebsmæssig mening.

Relevante norm-gridmål for den konkrete benchmarking er således som følgende:

Tabel 23 | Valg af norm-gridmål

Metode	Norm-grid	Beskrivelse	Datakilde	Antal variable i første modelforekomst	Antal optrædelser (hyppighed)
(i)	yNG_City_By_Land	Norm-grid korrigeret for forskelle i omkostninger mellem city, by og land	Vægte baseret på omkostningsækvivalenterne der anvendes i netvolumenmodellen.	6	5
(ii)	yNG_ann_nni_City_By_Land	Norm-grid korrigeret for forskelle i omkostninger mellem city, by og land	Annuitetsvægte baseret på standardpriser og levetider fra åbningsbalancen fastsat i indtægtsrammebekendtgørelsen fra 2000	5	6
(iii)	yNG_totex_ann_nni_taeth_NG_B_korr	Norm-grid beregnet med udgangspunkt i en tæthedskorrektion efter aftage-numre og et norm-gridmål 2010.	Antal aftage-numre / Norm-grid beregnet ved hjælp af annuitetsvægte baseret på standardpriser fra åbningsbalancen fra 2000 samt genberegninger af driftsomkostninger fra COWI's undersøgelse vedrørende nødvendige nye investeringer fra	1	6
(iv)	yNG_totex_taeth_NG_korr	Norm-grid beregnet med udgangspunkt i en tæthedskorrektion efter aftage-numre og den gamle netvolumen	Antal aftage-numre / netvolumen	3	4

Kilde: Sekretariatet for Benchmarkingekspertgruppen.

Note: Kolonnerne med antal variable i første modelforekomst samt antal optrædelser (hyppighed) er baseret på cost driver-analysen fra Tabel 23.

Baseret på indstillingerne i afsnit 6.1.2 om anvendelse af norm-grid er vurderingen, at der som udgangspunkt bør anvendes et norm-gridmål baseret på en tæthedskorrektion efter aftage-numre. Dette er baseret på, at et norm-gridmål baseret på en tæthedskorrektion efter aftage-numre både har vist sig at være statistisk signifikant og at give begrebsmæssig mening. Norm-gridmålene (iii) og (iv) i Tabel 23 er begge baseret på en tæthedskorrektion efter aftage-numre.

Figur 9 illustrerer desuden, at norm-gridmål (iii) i de gennemførte analyser optræder som den første udvalgte potentielle cost driver, samt har en relativ hyppig optræden blandt de udvalgte potentielle cost drivere.

Nettospidsbelastning eller alternativt leveret mængde: Udover at inkludere et norm-gridmål i den endelige benchmarkingmodel vurderes det ud fra en begrebsmæssig betragtning hensigtsmæssigt at medtage et mål for kompleksiteten af den transportopgave, som netvirksomhederne udfører.

Der er i forbindelse med cost driver-analysen blevet analyseret to cost driver, som begge vurderes at kunne beskrive netvirksomhedernes transportopgave, hhv. netvirksomhedernes nettospidsbelastning og den leverede mængde elektricitet. Det fremgår af det ovenstående, at begge cost driver er statistisk signifikante samt vurderes at give begrebsmæssig mening.

Benchmarkingekspertgruppen finder dog på baggrund af den begrebsmæssige vurdering, at netvirksomhedernes nettospidsbelastning i højere grad end den leverede mængde afspejler den kompleksitet, som er forbundet med at transportere elektricitet til kunderne. Dette er valgt fordi nettet ikke alene skal være i stand til at håndtere den mængde elektricitet, der efterspørges af kunderne, men ligeledes skal være i stand til, at håndtere store fluktuationer i belastningen.

Ekspertgruppen vurderer desuden, at netvirksomhedernes nettospidsbelastning komplementerer de andre cost driver bedre end netvirksomhedernes leverede mængde elektricitet, da den leverede mængde udover kapacitet også kan være en proxy for den serviceopgave, som netvirksomhederne ligeledes varetager.

Ekspertgruppen erkender dog, at det på kort sigt ikke er muligt at tage højde for decentral produktion samt transit til underliggende net i den nuværende opgørelsesmetode for nettospidsbelastning. Således kan nettospidsbelastningen give et skævt billede af nettets belastning, da decentral produktion også belaster nettet, men ikke opfanges i de udvekslingsmålere der anvendes til opgørelsen af værdierne for nettospidsbelastningen.

Ekspertgruppen er opmærksom på, at man ved at medtage nettospidsbelastning som cost-driver i benchmarkingmodellen ikke i sig selv tilskynder til løsninger, der udjævner den maksimale effektbelastning. Omvendt giver det begrebsmæssig mening at medtage nettospidsbelastning, da den udtrykker den maksimale effektbelastning (peak-load), som vurderes at være en central driver for netvirksomheders omkostninger.

Det er imidlertid ekspertgruppen vurdering, at den nuværende opgørelse af nettospidsbelastningen bør viderebehandles. Derfor anbefaler ekspertgruppen, at Energitilsynet på sigt undersøger muligheden for at hæve kvaliteten af opgørelsesmetoden for nettospidsbelastning, eksempelvis ved at korrigere for decentral produktion samt transit i distributionsnettet.

Ekspertgruppen anbefaler, at der fremadrettet arbejdes med at opdatere datagrundlaget med hensyn til den decentrale produktion og nettospidsbelastningen. Såfremt det på længere sigt ikke er muligt at få data der tager højde for decentral produktion i opgørelse af nettospidsbelastning vurderes leveret mængde at være et godt alternativ til at beskrive netvirksomhedernes transportopgave.

Antal kunder: Ekspertgruppen vurderer, at antallet af kunder er en væsentlig proxyvariabel for nettets opbygning samt netvirksomhedernes kundefølgelse, og at netvirksomhedernes aftagenumre er en god opgørelse herpå. På baggrund af den begrebsmæssige vurdering samt de statistiske analyser vurderes det hensigtsmæssigt at medtage antal aftagere (*yaftagenr_antal*) som cost driver i den endelige benchmarkingmodel.

6.2.4.2. Beskrivelse af fravalgte cost drivere

Kabelskabe: Den statistiske analyse har udpeget kabelskabe som en forklarende variabel. Kabelskabe fravælges dog som cost driver, da der ikke vurderes at være væsentlige begrebsmæssige argumenter for at medtage kabelskabe i benchmarkingmodellen. Det kan imidlertid eventuelt overvejes om kabelskabe på længere sigt bør indgå som en netkomponent i norm-gridmålet.

Målere: Da antal aftagenumre vurderes at være en bedre og mere retvisende måde at opgøre antallet af kunder på, frem for antal målere, der har været anvendt i den nuværende benchmarkingmodel, fravælges målere som en cost driver i den endelige benchmarkingmodel.

Ekspertgruppen anbefaler:

- ◆ At der anvendes følgende cost drivere i den endelige model baseret på det eksisterende datagrundlag:
 1. Norm-gridmål (jf. indstilling under afsnit 6.1.2 om anvendelse af norm-grid)
 - *yNG_totex_ann_nni_taeth_NG_B_korr*: Norm-gridmålet er beregnet med udgangspunkt i en tæthedskorrektion efter aftennumre og et norm-gridmål beregnet ved hjælp af annuitetsvægte baseret på standardpriser fra åbningsbalancen fra 2000 samt genberegninger af driftsomkostninger fra COWI's undersøgelse vedrørende nødvendige nyinvesteringer fra 2010.
 2. Realiseret kapacitet
 - *ynettospids_kwh*: Den maksimale faktiske nettospidsbelastning målt i netvirksomhedens distributionsnet, hvor der anvendes timeværdier fra Energinet.dk.
 - Såfremt det på længere sigt ikke er muligt at få data der tager højde for decentral produktion i opgørelsen af nettospidsbelastning er der muligt at anvende leveret mængde (*yleveret_maengde_kwh*) som cost driver, i stedet for nettospidsbelastning. Leveret mængde udgør mængden af el, som leveres til kunderne, målt i kWh.
 3. Aftennumre
 - *yaftegenr_antal*: Antal aftennumre tilkoblet netvirksomhedens distributionsnet, hvor der anvendes data fra Energinet.dk.
- ◆ Hvis data ikke viser sig at understøtte ovenstående kombination af cost drivere, bør Energitilsynet revidere kombination af cost drivere, så den afspejler de nye data.

6.3. Identifikation af rammevilkår

Processen for håndtering af rammevilkår i forbindelse med udvikling af den nye benchmarkingmodel er drøftet og fastlagt i samarbejde med konsulent Peter Bogetoft. Benchmarkingekspertgruppen vurderer, at helt centrale rammevilkår som bymæssighed og regionale lønforskelle skal indarbejdes i modeludviklingen fra begyndelsen. Disse rammevilkår skal således indgå som en del af de indledende analyser.

Håndteringen af øvrige rammevilkår skal ske ved udarbejdelse af en efteranalyse (en såkaldt 'second stage' analyse). Det vil sige, at analysen af rammevilkårene foretages i *anden fase* – efter at netvirksomhedernes effektivitetsscore er blevet estimeret i den nye beregningsmodel.

Efteranalysen vil således ske med udgangspunkt i de estimerede effektivitetsscorer og de mulige rammevilkår. Det vil i den forbindelse blive undersøgt, i hvilket omfang de mulige rammevilkår kan beskrive variationerne i effektivitetsscorerne mellem netvirksomhederne (signifikantest). Der vil samtidig blive foretaget en kvalitativ vurdering af om resultaterne af signifikantestene er intuitive og giver begrebsmæssig mening set i et teoretisk perspektiv.

Fremgangsmåden vedrørende håndtering af rammevilkår er illustreret i Tabel 24. Det fremgår af tabellen, at rammevilkårene bymæssighed og regionale lønforskelle er blevet håndteret i forbindelse med de indledende analyser, mens rammevilkårene geografi, distributionsnettets alder og decentral produktion er analyseret ved efteranalyse.

Tabel 24 | **Håndtering af rammevilkår**

Bymæssighed	}	Indledende analyse
Regionale lønforskelle		
Geografi – areal	}	Efteranalyse
Distributionsnettets alder		
Decentral produktion		

Kilde: Sekretariatet for Benchmarkingekspertgruppen.

Når eventuelle rammevilkår er blevet identificeret, skal der udarbejdes en løsningsmodel i forhold til, hvordan korrektionen for et givet rammevilkår skal udarbejdes. Dette kan enten ske ved:

- ◆ At korrigere datagrundlaget inden benchmarkingen foretages
- ◆ At indarbejde rammevilkårene direkte i modellen
- ◆ At udføre en efterkorrektion af eks. effektiviseringsscorerne eller de beregnede effektiviseringskrav

Det er en individuel vurdering, hvilke metode der bør anvendes, eller om det er mest hensigtsmæssig at anvende flere af ovenstående tre metoder.

Det kan i nogle tilfælde være særlige omkostningsposter, som ikke er sammenlignelige blandt netvirksomhederne. Det er i sådanne tilfælde mest hensigtsmæssig, at korrigere omkostningsgrundlaget for særlige omkostningsposter inden benchmarkingen foretages, således at benchmarkingen foretages på et sammenligneligt grundlag.

I de tilfælde hvor der er tale om helt centrale rammevilkår, som i høj grad påvirker alle netvirksomhederne i forskellig grad og hermed de individuelle benchmarkingresultater, bør dette forhold indarbejdes i modellen. I det omfang rammevilkåret i særlig grad forventes at påvirke enkelte af cost driverne, er det mest hensigtsmæssigt at justere disse direkte i modellen.

I de tilfælde hvor det vurderes, at et rammevilkår ikke kan indarbejdes i selve benchmarkingmodellen, kan det være nødvendigt at foretage en efterkorrektion. Det har samtidigt den mulige fordel, at faktoren antages at have en generel indflydelse på tværs af alle cost drivere.

6.3.1. Statistisk og begrebsmæssig vurdering baseret på indledende analyser

I det følgende afsnit gives en statistisk samt begrebsmæssig vurdering af de to rammevilkår bymæssighed og regionale lønforskelle. Den statistiske vurdering er baseret på analyser, som er udarbejdet i forbindelse med vurdering af cost drivere samt forskellige TOTEX-mål.

6.3.1.1. Bymæssighed

For at undersøge om bymæssighed har en betydelig effekt på netvirksomhedernes totalomkostninger, har sekretariatet i samarbejde med Peter Bogetoft konstrueret en række forskellige mål for bymæssighed, jf. Tabel 25. Metode 1-4 er baseret på forskellige mål for tæthed. Metode 5-7, er baseret på GIS-data vedrørende city-, by- og landopdeling. Disse mål anses for at være mere

avancerede mål for bymæssighed, som i højere grad end kundetæthed udtrykker de forhold, som bymæssighed kan medføre.

Sammenhængen mellem TOTEX og de syv mål for bymæssighed er testet via en regressionsanalyse. Fem af de syv beregnede mål er signifikante ved et signifikansniveau på 5 pct., jf. Tabel 25. Målene beregnet ud fra metode 3 og 4 er ikke signifikante, og har desuden negative fortegn – dvs. at en stigning i bymæssighed vil medføre et fald i TOTEX.

Tabel 25 | **Metoder til beregning af bymæssighed**

Metode	Betegnelse	Beregning	Signifikant
1	Taethed_Netvolumen	Antal aftageenumre / netvolumen	Ja
2	Taethed_Netvolumen_B	Antal aftageenumre / norm-grid	Ja
3	Taethed_Kunde_1	(Antal fjernaflæste målere + antal ikke fjernaflæste målere) / (km 0,4 kV kabel + km 0,4 kV luftledning)	Nej
4	Taethed_Kunde_2	Antal aftageenumre / km ² areal	Nej
5	Taethed_Shares_1	Værdien af norm-grid i city / værdien af norm-grid i alt	Ja
6	Taethed_Shares_2	(Værdien af norm-grid i city + værdien af norm-grid i by) / værdien af norm-grid i alt	Ja
7	City_By_Land	(Regressionskoefficient x citykomponenter) + (regressionskoefficient x bykomponenter) + (regressionskoefficient x landkomponenter)	Ja

Kilde: Sekretariatets konsulent Peter Bogetoft samt Sekretariatet for Benchmarkingekspertgruppen.

Det kan således konkluderes, dels at bymæssighed har en betydelig effekt på netvirksomhedernes totalomkostninger og dels, at et mål for bymæssighed enten bør baseres på et mål fastsat på baggrund af aftageenumre pr. netvolumen eller pr. norm-grid eller et mål for bymæssighed baseret på zoneinddeling af city, by og land.

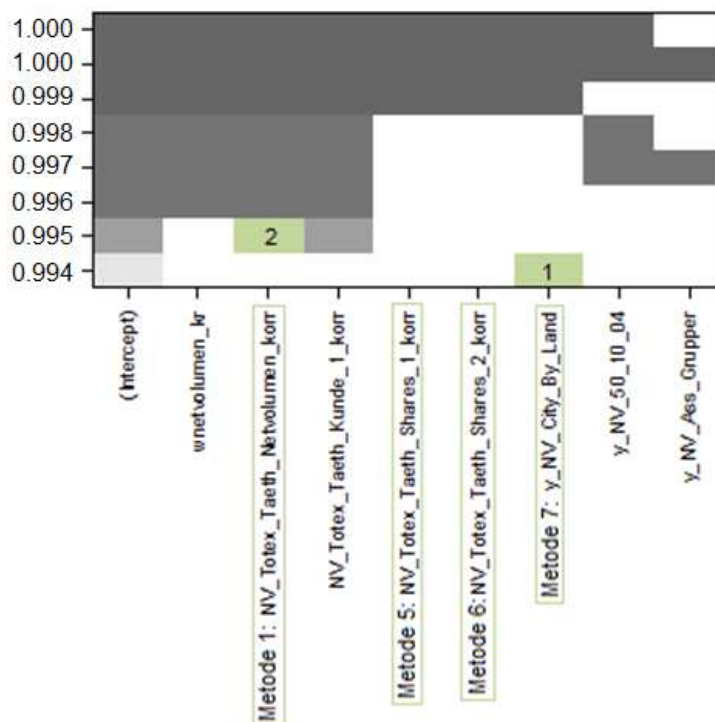
For at undersøge hvilket af de fem mål for bymæssighed der er mest hensigtsmæssigt at anvende til brug for korrektion, er netvirksomhedernes norm-grid korrigeret på baggrund af de 5 metoder, hvor alle 5 metoder viser sig at være signifikante. Herefter er der foretaget en række modelkørsler baseret på den tilgang, at i tilfælde af at TOTEX skal beskrives ud fra én af de mulige variable, hvilken variabel er så bedst? Hvis TOTEX skal beskrives ud fra to variable, hvilke er så bedst og så fremdeles.

Resultaterne af modelkørslerne fremgår af Figur 10. Figur 10 viser, at i tilfælde af at TOTEX skal beskrives ud fra én af de mulige variable, da er norm-grid korrigeret med udgangspunkt i metode 7, den bedste cost drive (illustreret ved den grønne boks 1). Det næstbedste valg er norm-grid korrigeret på baggrund af metode 1 (illustreret ved den grønne boks 2).

Bemærk at norm-grid korrigeret ud fra metode 2 ikke er repræsenteret i figuren. Årsagen til dette er, at metode 2 i princippet er en justeret udgave af metode 1, som er tilpasset den nyeste opgø-

relsen af norm-grid. Dette mål er først konstrueret på et senere tidspunkt i modelarbejdsprocessen og målet var således ikke en del af de indledende analyser.

Figur 10 | "Best fit" af norm-gridmål korrigeret for bymæssighed



Kilde: Sekretariatets konsulent Peter Bogetoft samt Sekretariatet for Benchmarkingekspertgruppen.

I Tabel 26 ses resultaterne af regressionsanalysen for bymæssighed opgjort ud fra metode 1 og metode 2. Regressionsanalysen er foretaget på baggrund af TOTEX opgjort som:

$$\diamond \quad \text{TOTEX} = \text{driftsomkostninger} + \text{afskrivninger} + \text{WACC} \cdot \text{aktivbasen}$$

Opgørelsen af TOTEX er efterfølgende blevet korrigeret for regionale lønforskelle, jf. afsnit 4.5.2.

Tabel 26 | OLS-regression for bymæssighed

Metode	Variabel	Koefficient	Signifikant (5 pct. signifikans-niveau)	Begrebsmæssig mening (koefficientens fortegn)*
1	Konstantled	0,007	Ja	Ja
	Bymæssighed	8,469	Ja	Ja
2	Konstantled	0,003	Ja	Ja
	Bymæssighed	8,837	Ja	Ja

Kilde: Sekretariatets konsulent Peter Bogetoft samt Sekretariatet for Benchmarkingekspertgruppen.

Det fremgår af Tabel 26, at bymæssighed opgjort ud fra de to metoder er signifikant på et signifikansniveau på 5 pct. Endvidere har koefficienterne de intuitive korrekte positive fortegn og afspejler således hypotesen vedrørende bymæssighed, som antager, at det i gennemsnit er dyrere at drive net i tætbebyggede områder med en høj bymæssighed end i områder med lav kundetæthed og en lav bymæssighed, jf. punkt 4.5.1.

Resultaterne af regressionsanalysen for bymæssighed opgjort på baggrund af city-, by- og landzoneinddeling fremgår af Tabel 27. Analysen er baseret på samme opgørelse af TOTEX, som analysen vedrørende kundetæthed. Analysen viser, at hver enkelt af de tre zoner er signifikant på et signifikansniveau på 5 pct. Endvidere giver de beregnede koefficienter begrebsmæssig mening, da de alle er positive og værdierne er rangeret i intuitiv rækkefølge. Dvs. at det i gennemsnit er ca. 2,5 gange dyrere at drive distributionsnet i cityzone end i byzone og i gennemsnit ca. 11 gange dyrere at drive net i cityzone i forhold til landzone. Forholdet mellem byzone og landzone er ca. en faktor 4.

Tabel 27 | **OLS-regression for city-, by- og landzoner**

Metode	Variabel	Koefficient	Signifikant (5 pct. signifikans-niveau)	Begrebsmæssig mening (koefficientens fortegn)*
7	City	3,471	Ja	Ja
	By	1,292	Ja	Ja
	Land	0,307	Ja	Ja

Kilde: Sekretariatets konsulent Peter Bogetoft samt Sekretariatet for Benchmarkingekspertgruppen.

Det kan således, ud fra en statistisk og begrebsmæssig vurdering konkluderes, at bymæssighed er et væsentligt rammevilkår, som det er hensigtsmæssigt at korrigere for i den nye benchmarking-model.

Ekspertgruppen finder, at et GIS-baseret mål for bymæssighed er det mest velegnede mål at anvende til korrektion for bymæssighed i den nye benchmarkingmodel, da dette mål er et mere detaljeret mål, som i højere grad afspejler de forhold, der gør sig gældende i de tre zoner, end det mere simple mål, der alene er baseret på kundetæthed.

Vurderingen er baseret på en forventning om, at det fremadrettet er muligt, at imødekomme de udfordringer, som der på nuværende tidspunkt har været i forbindelse med opgørelsen af GIS, jf. punkt 5.3.1. Det vil blandt andet medføre en ensretning af dataene, således at alle netvirksomheder indberetter data baseret på deres GIS-systemer, samt at GIS-kortlaget med zoneinddeling opdateres, så GIS-kortlaget afspejler de korrekte zoner.

6.3.1.2. Regionale lønforskelle

Hypotesen vedrørende regionale lønforskelle er, jf. punkt 4.5.2, at der kan forekomme regionale lønforskelle, som ikke kan forklares med udgangspunkt i produktivitetsforskelle. Det betyder, at netvirksomheder, der driver distributionsnet i specifikke områder af Danmark, skal betale en højere pris end andre netvirksomheder for at få udført tilsvarende opgaver.

Betragtes Tabel 28, ses det, at der ifølge NetStat er forskel på den gennemsnitlige timeløn mellem de fem danske regioner. Det fremgår af tabellen, at timelønnen i region hovedstaden generelt er højere end i de andre regioner.

Tabel 28 | **Gennemsnitlig timeløn opdelt på regioner**

	Hovedstaden	Sjælland	Syddanmark	Midtjylland	Nordjylland	Hele DK
1. Ledelse	-	-	-	-	-	-
2. Viden på højeste niveau	299,9	259,8	274,0	272,1	258,6	285,7
3. Viden på mellem niveau	246,1	221,4	219,6	220,5	214,5	229,5
4. Kontor og kundeservice	183,5	170,6	169,9	171,1	164,8	175,5
5. Service og salg	151,3	147,0	147,0	147,7	146,3	148,8
6. Landbrug mv.	178,1	156,9	150,5	155,1	153,4	162,1
7. Håndværksmæssigt arbejde	191,8	183,8	176,8	176,8	181,4	181,9
8. Operatør og montering	172,3	167,5	164,3	165,0	162,6	166,0
9. Manuelt arbejde	153,5	161,7	152,7	152,2	154,6	153,9
Alle	200,8	176,1	179,6	181,6	173,7	186,3

Kilde: NetStat (DI).

For at undersøge om regionale lønforskelle har en væsentlig effekt på netvirksomhedernes totalomkostninger og hermed netvirksomhedernes placering i benchmarkingen, er der udarbejdet en analyse baseret på en sammenligning af DEA- og SFA-modeller med og uden korrektion for regionale lønforskelle. Korrektionen er baseret på et gennemsnit af alle lønkategorier, og således kategorien "Alle" i Tabel 28. Analysen viser, at de modeller, der er korrigeret for regionale lønforskelle, forklarer virksomhedernes omkostningsvariationer bedre end de modeller, der ikke er blevet korrigeret. Det kan give en indikation af, at regionale lønforskelle har en forklarende effekt på netvirksomhedernes omkostninger.

Korrektionen for regionale lønforskelle er foretaget ved at korrigere netvirksomhedernes TOTEX, således at netvirksomhederne med distributionsnet i en region med relativt høje lønninger får nedjusteret deres TOTEX, mens netvirksomheder med net i en region med relativt lave lønninger får opjusteret deres TOTEX. Netvirksomhedernes TOTEX vurderes hermed i højere grad at være sammenlignelige end i det tilfælde, hvor TOTEX ikke er korrigeret. Alene den del af TOTEX som vurderes at vedrøre lønninger korrigeres for regionale lønforskelle.

Det har i analysefasen ikke været muligt at undersøge lønstatistikkerne nærmere. Derfor har det nuværende data for regionale lønforskelle ikke været igennem et dybdegående kvalitetstjek. Det er derfor ekspertgruppens vurdering, at der er behov for at foretage et kvalitetstjek af de nuværende anvendte data, herunder at undersøge kvaliteten af statistikken og om der foreligger den nødvendige dokumentation. I den forbindelse bør det også undersøges nærmere, om der findes alternative kilder til data, f.eks. Danmark Statistik.

Der har i processen heller ikke været mulighed for konkret at undersøge hvorvidt regionale lønforskelle er drevet af produktivitsforskelle eller af effekter som udbud og efterspørgsel på arbejdsmarkedet.

Hvis produktiviteten i fx Hovedstadsområdet generelt er højere end i resten af landet, så kan dette eventuelt forklare hvorfor Hovedstadsområdet har en højere gennemsnitlig timeløn. I dette tilfælde vil en korrektion for regionale lønforskelle være mindre relevant, da løsningen af en opgave ikke nødvendigvis er dyrere i Hovedstadsområdet, men i stedet kan løses med færre arbejdstimer grundet højere produktivitet.

Hvis udbud og efterspørgsel på arbejdsmarkedet i Hovedstadsområdet fører til en ligevægt, hvor timelønnen er højere end i resten af landet, vil dette blive opfanget i regionale lønforskelle. I dette tilfælde vil en korrektion for regionale lønforskelle være relevant at inkludere i benchmarkingen, da opgaveløsningen kan være identisk i timeforbrug grundet identisk produktivitet, men dyrere løntimer.

I benchmarkingmodellens potentialeberegning kan øvrige forhold som eksempelvis bymæssighed opfange effekterne fra regionale lønforskelle. Dette er især relevant når der anvendes benchmarkingmodeller, hvor GIS-data anvendes til at klassificere hvorvidt netvirksomhedernes netkomponenter er placeret i city, by eller land. Ved både at anvende GIS-data og regionale lønforskelle opstår der en risiko for, at samme effekt bliver inkluderet i modellen to gange. I Peter Bogetofts kørsler er der evidens for, at dette er tilfældet, idet GIS-opdelingen får mindre betydning for effektivitetsscorerne, når regionale lønforskelle indgår samtidigt med, at GIS-opdelingen inkluderes i modellen.

Benchmarkingekspertgruppen anbefaler, at det på baggrund af det eksisterende datagrundlag er hensigtsmæssigt at korrigere for regionale lønforskelle i den nye benchmarkingmodel. På længere sigt anbefales det, at det undersøges nærmere, om der fremadrettet er grundlag for at korrigere for regionale lønforskelle. I en sådan undersøgelse kan der eventuelt indgå en vurdering af, om lønforskelle er drevet af produktivitsforskelle, samt om sammenspillet mellem lønforskelle og en eventuelt GIS-opdeling vurderes at være hensigtsmæssig.

6.3.2. Benchmarkingekspertgruppens anbefalinger

Benchmarkingekspertgruppen anbefaler på baggrund af de udførte analyser for rammevilkårene bymæssighed og regionale lønforskelle:

Ekspertgruppen anbefaler:

- ♦ At rammevilkårene *bymæssighed* og *regionale lønforskelle* indarbejdes i modellen på nuværende tidspunkt.

7. Specifikation af benchmarkingmodellen

I dette afsnit gives en gennemgang af hvilke beregningsmetoder som kan anvendes til benchmarking af netvirksomhedernes økonomiske effektivitet. Der vil foruden en overordnet forklaring af udvalgte beregningsmetoder, også være en dybdegående gennemgang af hvilke modelspecifikati-

oner som anbefales, og en vurdering af om der hvilke beregningsmodeller som anbefales samt hvordan resultaterne fra de anbefalede modeller anvendes til at fastsætte netvirksomhedernes effektivitet.

Der vil i afsnittet også indgå en gennemgang to modeller, Data Envelopment Analysis (DEA) og af Stochastic Frontier Analysis (SFA), som Benchmarkingekspertgruppen anbefaler at anvende til fastsættelse af netvirksomhedernes effektivitet. Der vil ligeledes være anbefalinger til hvordan der kan foretages efteranalyser af de estimerede effektiviseringsscorer, for at sikre at modelberegningerne er rimelige og robuste.

7.1. Valg af overordnet benchmarkingmodel

Den grundlæggende idé med benchmarking af netvirksomhederne er at sammenligne med bedste praksis. Bedste praksis kan beskrives som de netvirksomheder, der kan udføre deres aktiviteter på den mest effektive måde sammenlignet med andre netvirksomheder. Bedste praksis fokuserer på, hvad det observeres, at netvirksomhederne kan opnå i modsætning til at fokusere på, hvad de ideelt set burde kunne opnå. At fokusere på bedste praksis har dog en primær konsekvens.

Bedste praksis kan ikke direkte observeres. I første omgang foreligger alene simple datapunkter, der beskriver de ressourcer, der har været anvendt, de ydelser der er blevet leveret og de rammevilkår, der har været gældende. Den centrale udfordring er derfor at lave en model, som ud fra nogle simple datapunkter estimerer en sammenhæng mellem disse datapunkter (observationer). Det er kort fortalt et spørgsmål om, hvordan man kan komme fra simple datapunkter til en funktionel sammenhæng.

Der findes flere teknikker til at identificere bedste praksis. Ekspertgruppen har fået til opgave at sikre, at de individuelle effektiviseringskrav fastsættes på baggrund af en robust og valid benchmarkingmodel, der bygger på fagligt anerkendte metoder. Der er derfor taget udgangspunkt i frontiermodeller, som er de oftest internationalt anvendte benchmarkingmodeller. Generelt kan frontiermodeller opdeles i fire klasser alt efter om de bygger på parametriske metoder eller ikke-parametriske metoder og efter, om de er deterministiske eller stokastiske i deres tilgang:

- I. Corrected Ordinary Least Squares (COLS)
- II. Stochastic Frontier Analysis (SFA)
- III. Data Envelopment Analysis (DEA)
- IV. Stochastic Non-smooth Envelopment of Data (StoNED)

En parametrisk model indebærer, at der på forhånd skal tages stilling til den matematiske funktionelle form af produktionsfunktionen. En ikke-parametrisk model betyder, at der ikke på forhånd bliver specificeret nogen funktionel form, men at produktionsfunktionen fastlægges ud fra data.

Corrected Ordinary Least Squares (COLS) er ikke beskrevet i nærmere i nærværende rapport, da COLS metodisk vurderes at være de andre metoder underlegen. COLS er en parametrisk og ikke stokastisk metode og kombinerer en række af de ulemper, der er ved både DEA og SFA. Eksempelvis kræver COLS en række ex ante antagelser om den funktionelle form, hvilket er SFA metodens primære ulempe og samtidigt tillader den ikke, at der skelnes mellem støj og inefficiens, hvilket er DEA metodens primære ulempe.

Ligeledes gennemgås StONED ikke i nærværende rapport, da den i langt ringere grad vurderes at opfylde ekspertgruppens oplyste succeskriterier ved valg af benchmarkingmodel sammenlignet med henholdsvis en DEA- og SFA-model. Dette er baseret på, at SFA og DEA er langt mere administrerbare, enkle, operationelle og gennemsigtige modeller sammenlignet med StONED.

Selvom DEA og SFA er to forskellige metodiske tilgange, vil man i praksis ofte finde, at der er en høj korrelation mellem effektivitetsscorerne fra de to metoder. I de tilfælde hvor man finder en høj korrelation mellem DEA- og SFA-effektivitetsscorerne, er det typisk et tegn på, at det anvendte datasæt, de identificerede cost drivere og sammenhængene mellem ydelserne i modellen og omkostningerne er robuste.

En kort opsummering af fordele og ulemper ved en DEA og SFA-model fremgår af nedenstående afsnit.

7.2. Data Envelopment Analysis (DEA)

Data Envelopment Analysis (DEA) er en deterministisk ikke-parametrisk metode, hvilket betyder, at der til forskel fra SFA ikke på forhånd bliver specificeret nogen funktionel form. DEA opfattes derfor ofte som en mere fleksibel metode, hvad angår den funktionelle form, der i stedet "lader data tale", når forholdet mellem forskellige inputs og outputs skal bestemmes. Det antages i modellen, at afstanden fra den enkelte observation og til produktionsfronten alene består af ineffektivitet og ikke af støj.

Fordele og ulemper ved en DEA-model er kort oplyst i nedenstående tabel.

Tabel 29 | **Fordele og ulemper ved en DEA-model**

DEA	
Fordele	Ulemper
◆ Kræver få antagelser på forhånd ◆ Der kan være flere input eller output, dvs. multiple input/output ◆ Kan anvende vægtrestriktioner blandt forskellige typer input/output (relative priser) ◆ Kan tage højde for forskellige rammevilkår ◆ Kan indeholde/inddrage non-diskretionære variable ◆ Hver virksomhed har individuelle konkrete peers (ved hvem de bliver sammenlignet med) – motiverer læring i virksomhederne	◆ Separerer ikke støj og ineffektivitet, da modellen ikke indeholder et fejllid - ekstreme observationer kan få væsentlig betydning for estimation af fronten ◆ Sværere at teste statistisk ◆ Resultaterne kan være følsomme overfor antagelse om skalaafkast

7.3. Stochastic Frontier Analysis (SFA)

Stochastic Frontier Analysis (SFA) er en stokastisk parametrisk metode til estimation af en produktionsfront, hvor det antages, at afstanden mellem den enkelte virksomhed og produktionsfronten ikke kun udgøres af ineffektivitet men også af støj.

Ved bestemmelsen af en SFA-model skal der tages stilling til den matematiske funktionelle form for fronten med de effektive netvirksomheder. Den matematiske funktion beskriver forholdet mellem inputs og outputs. Afvigelser fra denne estimerede sammenhæng antages at skyldes enten støj eller ineffektivitet¹⁴, så det i modsætning til de deterministiske metoder ikke alene er ineffektivitet, der får de estimerede potentialer til at afvige fra den estimerede front, men også støj. Støjfaktoren i modellen tager højde for, at der kan være usikkerhed om data f.eks. tilfældigheder og målefejl. Det antages, at støj og ineffektivitet er uafhængige af hinanden.

Ved bestemmelsen af en SFA-model skal der tages stilling til fordelingen af ineffektivitet. Dette er et økonometrisk forhold, der kan tage forskellige udgangspunkter, herunder hvorvidt ineffektivitet er normalfordelt, halv-normalfordelt, eksponentielt fordelt, etc. Hvilken antagelse der bør vælges, drøftes ofte i akademiske kredse, og der er ikke en entydig konsensus herom.

Fordele og ulemper ved en SFA-model er kort oplistet i nedenstående tabel.

Tabel 30 | **Fordele og ulemper ved en SFA-model**

SFA	
Fordele	Ulemper
◆ Separerer støj og ineffektivitet, hvilket medfører at modellen er mere robust overfor ekstreme observationer ◆ Fronten påvirkes af alle observationer i datasættet (og forskydes herefter) og ikke kun de mest effektive virksomheder	◆ Kræver forudgående kendskab til, eller antagelser om, de funktionelle sammenhænge i data ◆ Korrektion af enkelte indberetninger af data vil ændre den funktionelle form ◆ Fordeling af ineffektivitet er en vanskelig antagelse

7.4. Anvendelse af en eller flere modeller

DEA- og SFA-modeller har hver deres styrker og svagheder, og der er således fordele og ulemper ved anvendelse af begge metoder. Da både SFA og DEA er teoretisk velbegrundede modeller, der nyder stor respekt i den videnskabelige litteratur, er det ikke nødvendigvis oplagt, hvorvidt man skal vælge den ene eller den anden benchmarkingmetode. Derfor kan det være relevant at drøfte en eventuel kombination af de to metoder.

Herudover er der flere relevante versioner af hver af metoderne. Eksempelvis kan der anvendes to forskellige metoder til opgørelse af TOTEX på inputsiden eller forskellige kombinationer af cost drivere på outputsiden.

Man kan have forskellige teoretiske synspunkter på kombinationen af flere metoder, men ud fra en pragmatisk tankegang kan der argumenteres for, at der bør anvendes en kombination af flere metoder for at "beskytte" netvirksomhederne imod den metodiske usikkerhed, der er ved anvendelse af én metode. Ved at anvende en kombination af flere metoder tages således en form for forsigtig-

¹⁴ P. Bogetoft og L. Otto, Benchmarking with DEA, SFA, and R, Springer, 2011, kapitel 7.5.

hedshensyn i effektivitetsmålingen. Disse forsigtighedshensyn er nærmere beskrevet i afsnit 10.3 om forsigtighedshensyn.

I nedenstående tabel fremgår de overordnede fordele og ulempe ved anvendelse af én eller flere modeller:

Tabel 31 | **Fordele og ulemper ved anvendelse af flere modeller**

Kombination af metoder	
Fordele ◆ Opnår en afvejning mellem metoderne, hvor den ene ikke entydigt kunne fastslås som den bedste ◆ Sikrer at usikkerheder forbundet ved individuelle benchmarkingmetoder reduceres ◆ Disciplinerer modelbygger (ved anvendelse af både en DEA og SFA)	Ulemper ◆ Den samlede benchmarkingmodel bliver alt andet lige mere kompleks

Der kan være forskellige måder at anskue kombinationerne af metoder på. Disse er beskrevet i de efterfølgende afsnit. Anvendelse af flere forskellige metoder til opgørelse af TOTEX på inputsiden samt flere forskellige kombinationer af cost drivere på outputsiden vil blive behandlet som særskilte kombinationer af metoder.

7.4.1. Gennemsnit

At anvende et gennemsnit vil sige, at regulator kan anvende flere metoder til at beregne virksomhedernes effektiviseringspotentialer og effektiviseringskrav, men hvor virksomhedernes konkrete potentiale og effektiviseringskrav opgøres til gennemsnittet af det, som metoderne estimerer.

Denne metode anvendes af den østrigske elregulator. Den østrigske elregulator anvender et vægtet gennemsnit af tre forskellige modeller til benchmarking af netvirksomhederne:¹⁵ To forskellige DEA-modeller med forskellige output og en Modified Ordinary Least Squares (MOLS) estimation. Baseret på de tre forskellige tilgange beregnes et vægtet gennemsnit af netvirksomhedernes effektivitet:

Ligning 1 | **Den østrigske elregulators samlede benchmarkingmodel**

$$Efficiens = 0,45 \times MOLS + 0,15 \times DEA_A + 0,40 \times DEA_B$$

Denne gennemsnitsberegning er valgt for at kombinere styrker og svagheder ved den deterministiske DEA og den stokastiske MOLS. MOLS er foretrukket i forhold til SFA på grund af det relativt lille antal netvirksomheder og dermed begrænsede data.

¹⁵ E-control (7. november 2013), Regulierungssystematik für die dritte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber 1. Jänner 2014 – 31. Dezember 2018.

Fordele og ulemper ved anvendelse af et gennemsnit er oplistet i nedestående tabel:

Tabel 32 | **Fordele og ulemper ved anvendelse af et gennemsnit**

Anvendelse af et gennemsnit	
Fordele	Ulemper
◆ "Udjævner" usikkerheder forbundet ved anvendelse en model	◆ Inkluderer usikkerheder fra modellerne der indgår i gennemsnittet

7.4.2. Bedst-af-flere tilgang

Bedst-af-flere tilgang betyder, at regulator kan anvende flere metoder til at beregne virksomhedernes effektiviseringspotentialer og effektiviseringskrav, men hvor virksomhedernes konkrete potentiale og effektiviseringskrav opgøres til det laveste af det, som metoderne bestemmer.

Denne tilgang indgår i forskellige former i anbefalinger til ny benchmarking af drikke- og spildevandsselskaberne samt i benchmarkingen af de tyske gas- og elnetvirksomheder.

I vandsektoren er langt størstedelen af selskaberne forbrugerejede. I anbefalingerne til en ny benchmarking af drikke- og spildevandsselskaberne blev der derfor argumenteret for, at et metodevalg til fordel for netvirksomhederne i tilfælde af metodisk usikkerhed reelt også er et valg til fordel for forbrugerne. Det blev derfor anbefalet en bedst-af flere logik, dvs. at tage et maksimum af flere modellers estimerede effektivitetsscore. Det fremgår af Forsyningssekretariatet seneste udkast til benchmarkingen for 2017, at der bliver anvendt en bedst-af-to tilgang i den nye benchmarkingmodel.¹⁶

Tyskland indførte en benchmarking baseret incitamentsregulering i 2008 og har i både første reguleringsperiode 2009 – 2013 og anden reguleringsperiode 2014 – 2019 valgt en bedst-af to DEA-modeller og to SFA-modeller.¹⁷ Forskellen mellem de to DEA-modeller (og mellem de to SFA-modeller) beror på, hvordan kapitalomkostningerne opgøres, om der anvendes en standardiseret økonomisk tilgang eller en bogføringsbaseret regnskabsopgørelse. Desuden har de indført en mindstegrænse for effektivitetsscoren på 60 procent for de gas- og elnetvirksomheder, som alle modeller vurderer meget lavt. Sammenlagt vurderes de tyske gas- og elnetvirksomheder ved følgende effektivitetsopgørelse:

Ligning 2 | **Den tyske elregulators samlede benchmarkingmodel**

$$Efficiens = \max\{DEA_S, DEA_B, SFA_S, SFA_B, 60 \%\}$$

Hvor:

- ◆ *S* er en standardiseret økonomisk tilgang
- ◆ *B* er en bogføringsbaseret regnskabsopgørelse

¹⁶ Resultatorienteret benchmarking for 2017, fastsættelse af individuelle effektiviseringskrav i de økonomiske rammer for 2017, oktober 2016, version 2.

¹⁷ Bundesnetzagentur – www.bundesnetzagentur.de

Fordele og ulemper ved anvendelse af en bedst-af-to tilgang er oplistet i nedestående tabel:

Tabel 33 | **Fordele og ulemper ved anvendelse af en bedst-af-to tilgang**

Anvendelse af en bedst-af-to tilgang	
Fordele	Ulemper
♦ Fjerner usikkerheder forbundet med individuelle benchmarkingmetoder	♦ Kan risikere at tage "unødige" forsigtighedshensyn

7.4.3. Back-office

Back-office betyder, at regulator kan anvende en anden type af modellerne til at foretage en robusthedsvurdering af resultaterne i den anvendte model. Ved denne tilgang er det hovedsagelig én model, der anvendes, men ved større afvigelser fra resultaterne fra den anden model vil der foretages et forsigtighedshensyn. Forsigtighedshensynet kan blandt andet tages ved, at regulator foretager en særlig behandling af visse type virksomheder. Et eksempel kan være, at der for effektive virksomheder foretages en benchmarking i en anden model end for de ineffektive virksomheder. Et andet eksempel kan være, at hvis der observeres store afvigelser i resultaterne mellem de to modeller, så kan netvirksomhedens individuelle effektiviseringspotentialer blive justeret for den usikkerhed, der er ved anvendelse af den ene model frem for den anden model.

Denne tilgang anvendes i benchmarkingen af de svenske netvirksomheder.¹⁸ Den svenske regulator anvender en SFA-model til at støtte DEA-modellen. Effektive netvirksomheder på fronten, der måles fuldt effektive i DEA-modellen, får beregnet et effektiviseringskrav med udgangspunkt i SFA-modellen.

Fordele og ulemper ved anvendelse af en back-office tilgang er oplistet i nedestående tabel:

Tabel 34 | **Fordele og ulemper ved anvendelse af back-office**

Anvendelse af back-office	
Fordele	Ulemper
♦ Reducerer usikkerheder forbundet med individuelle benchmarkingmetoder	♦ Bør specificeres klare retningslinjer for den anden model som anvendes som back-office model, hvilket kan være svært at gøre i praksis
♦ I udgangspunktet alene en model at forholde sig til for branchen	♦ Mindre gennemsigtig for branchen, såfremt back-office modellen ikke offentliggøres

¹⁸ Energimarknadsinspektionen (Marts 2015), Metodik för bestämning av effektiviseringskrav i intäktsramsregleringen för elnätsföretag.

7.4.4. Flere metoder til opgørelse af TOTEX

At der anvendes flere metoder til at opgøre TOTEX betyder, at regulator anvender et gennemsnit eller en bedst-af-to tilgang til opgørelsen af TOTEX. I sådanne tilfælde anvendes der normalt både en standardiseret økonomisk tilgang samt en bogføringsbaseret regnskabsopgørelse til opgørelse af kapitalomkostningerne.

Som beskrevet under bedst-af-flere anvender Tyskland både en standardiseret økonomisk tilgang og en bogføringsbaseret regnskabsopgørelse til opgørelse af kapitalomkostningerne.

Den østrigske elregulator anvender også i lighed med Tyskland en bedst-af-to tilgang mellem standardiserede og bogførte kapitalomkostninger.¹⁹

Den norske elregulator anvender også en bedst-af-to tilgang mellem to forskellige kapitalomkostningsopgørelser. Mere præcist anvender normændene en bedst-af historiske anskaffelsespriser og genanskaffelsespriser. Den metode, der giver den højeste effektivitetsscore for den enkelte netvirksomhed, anvendes ved udmøntningen af effektiviseringskravet. I modsætning til den tyske regulator anvender den norske regulator alene en DEA-model og ikke en SFA-model.

Fordele og ulemper ved anvendelse af flere metoder til opgørelse af TOTEX er oplistet i nedestående tabel:

Tabel 35 | **Fordele og ulemper ved anvendelse af flere metoder til opgørelse af TOTEX**

Anvendelse af flere metoder til opgørelse af TOTEX	
Fordele	Ulemper
◆ Reducerer usikkerheder forbundet med valg af TOTEX-opgørelse	◆ Metode for opgørelse af TOTEX på input-siden spiller sammen med anvendelse af cost drivere på outputsiden, derfor kan anvendelse af flere opgørelsesmetoder resultere i inkonsistens i modellen ◆ Anvender to forskellige sammenligningsgrundlag, hvorfor netvirksomhedernes potentialer ikke i samme grad kan sammenlignes op mod hinanden ◆ Mindre relevant i et homogent land som Danmark ◆ Modellen bliver mere kompleks

7.4.5. Flere kombinationer af cost drivere

At der anvendes flere kombinationer af cost drivere betyder, at regulator anvender flere metoder, hvor metoderne ikke indeholder de samme cost drivere. Der anvendes således et gennemsnit eller en bedst-af-to tilgang af disse metoder.

¹⁹ E-control (7. november 2013), Regulierungssystematik für die dritte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber 1. Jänner 2014 – 31. Dezember 2018.

Som tidligere nævnt anvender den østrigske elregulator et vægtet gennemsnit af tre forskellige modeller til benchmarking af netvirksomhederne. Den østrigske elregulator anvender således flere kombinationer af cost drivere ved anvendelse af DEA. I den ene af DEA-modellerne er peak Load type 1, peak Load type 2 og netværkets vægtede længde anvendt som cost drivere, og i den anden af DEA-modellerne er peak Load type 1, peak Load type 2, længde højspændingsnet, længde mellemspændingsnet samt længde lavspændingsnet anvendt som cost drivere.

Fordele og ulemper ved anvendelse af flere kombinationer af cost drivere er oplistet i Tabel 36:

Tabel 36 | **Fordele og ulemper ved anvendelse flere kombinationer af cost drivere**

Kombination af flere cost drivere	
Fordele	Ulemper
♦ Reducerer usikkerheder forbundet med valg af cost drivere	♦ Anvendelse af cost drivere på outputsiden spiller sammen med metode for opgørelse af TOTEX på inputsiden, derfor kan anvendelse af flere opgørelsesmetoder resultere i inkonsistens i modellen ♦ Anvender to forskellige sammenligningsgrundlag, hvorfor netvirksomhedernes potentialer ikke i samme grad kan sammenlignes op mod hinanden ♦ Mindre relevant i et homogent land som Danmark

7.4.6. Samlet vurdering

Ekspertgruppen vurderer samlet set, at der er væsentlige fordele ved at anvende både en DEA og en SFA og således en bedst-af-flere tilgang af de to. Dette fjerner usikkerhederne forbundet med de to metoder.

Eksempelvis tager en SFA-model i højere grad højde for ekstreme observationer, som i en DEA-model kunne få væsentlig betydning for estimering af fronten. I en DEA-model tilgodeses typisk yderpunkterne, da de ofte er effektive "by default", og midterfeltet får derimod typisk en lavere effektivitetsscore. Derudover er antallet af netvirksomheder man kan blive sammenlignet op imod begrænset, da DEA-modellen udvælger nogle enkelte netvirksomheder til at danne front. Fronten kan været dannet af både mindre og store netvirksomheder, og både store og små netvirksomheder kan således risikere at blive sammenlignet med såvel en stor som en lille netvirksomhed. I modsætning hertil vil alle netvirksomheder sammenlignes op imod hinanden i en SFA-model, hvoraf yderpunkterne i højere grad vil blive tilgodeset.

En bedst-af-to tilgang af SFA og DEA vurderes derfor at tilgodesse alle typer netvirksomheder, og vurderes at minimere den usikkerhed, der er forbundet med den enkelte model, henholdsvis DEA og SFA.

Ekspertgruppen vurderer desuden, at der ikke skal anvendes en kombination af bogførte værdier og standardiserede værdier af CAPEX til opgørelserne af TOTEX eller flere kombinationer af cost drivere i benchmarkingmodellen. Dette som følge af, at metoden for opgørelse af TOTEX på inputsiden spiller sammen med anvendelse af cost drivere på outputsiden, hvoraf anvendelse af flere opgørelsesmetoder kan resultere i inkonsistens i modellen. Herudover kan anvendelse af to for-

skellige sammenligningsgrundlag resultere i, at netvirksomhederne ikke i samme grad kan sammenligne effektiviseringspotentialerne op mod hinanden fra benchmarkingmodellen.

Ekspertgruppen anbefaler:

- ◆ At der alene anvendes bogførte værdier til opgørelse af CAPEX, at der således ikke anvendes en kombination af bogførte værdier og standardiserede værdier af CAPEX til opgørelserne af TOTEX i benchmarkingmodellen.
- ◆ At der ikke anvendes flere kombinationer af cost drivere i benchmarkingmodellen.
- ◆ At der anvendes både en DEA og en SFA, og at metoden der anvendes er en bedst-af-to tilgang.

7.5. Skalaafkast og modelform

Ved anvendelse af en DEA-model og en SFA-model er der forskellige antagelser, der gør sig gældende. I en DEA-model anvendes der en antagelse om skalaafkast. Tilsvarende anvendes flere forskellige antagelser om modelformer i en SFA-model. Disse to antagelser gennemgås nærmere i de efterfølgende afsnit.

7.5.1. Skalaafkast (alene relevant for en DEA-model)

Skalaafkast er udtryk for, hvor meget output ændres ved en procentvis stigning i input. I benchmarkingsammenhæng skelnes der typisk mellem fire forskellige typer skalaafkast:

- ◆ **Faldende skalaafkast²⁰ (DRS)** (eller ikke-stigende skalaafkast) betyder, at output vokser med en mindre hastighed end mængden af input. Et eksempel kan være en virksomhed, der øger mængden af input med 2 procent og derved kun øger output med 1 procent, dvs. en situation, hvor der er stordriftsulemper (diseconomies of scale). Et eksempel kan være, at en virksomhed løber ind i øgede interne koordinationsproblemer, når den vokser.
- ◆ **Stigende skalaafkast²¹ (IRS)** (eller ikke-faldende skalaafkast) betyder, at output vokser med mindst samme hastighed som mængden af input. Et eksempel kan være en virksomhed, der øger mængden af input med 2 procent og derved øger output med 4 procent, dvs. en situation, hvor der er stordriftsfordele (economies of scale). Dette kan eksempelvis skyldes, at en stor virksomhed har større eller bredere erfaring, mere effektive processer og udnyttelse af de faste omkostninger. Antagelsen om stigende skalaafkast tager således i sammenligningen højde for, at der kan være fordele ved at være en stor virksomhed.
- ◆ **Konstant skalaafkast (CRS)** betyder, at det er muligt for virksomhederne at fordoble output, hvis input fordobles, og samtidigt at producere det halve output med det halve input. Der er således ingen ulempe ved at være hverken en stor eller en lille virksomhed.

²⁰ Faldende skalaafkast er tilsvarende de engelske betegnelser Decreasing Returns to Scale (DRS) og Non Increasing Returns to Scale (NIRS).

²¹ Stigende skalaafkast er tilsvarende de engelske betegnelser Increasing Returns to Scale (IRS) og Non Decreasing Returns to Scale (NDRS).

- ◆ **Variabelt skalaafkast (VRS)** er en kombination af ikke-stigende og ikke-faldende skalaafkast. Her forudsættes det, at netvirksomhederne har forskellige forudsætninger, og at en ændring i input ikke nødvendigvis fører til en proportional ændring i output. En 2 procent stigning i input kan føre til en stigning i outputtet som er både under eller over 2 procent. Variabelt skalaafkast tager på den måde i sammenligningen højde for, at der kan være ulemper ved både at være en stor og en lille virksomhed.

Hvorvidt der skal anvendes et konstant, faldende, stigende eller variabelt skalaafkast kan besluttes ud fra en ingeniørmæssig forståelse og kendskab til skalaafkastet. Beslutningen om skalaafkastet kan også være en politisk beslutning. Ved en sådan beslutning bør data dog stadigvæk holdes for øje. F.eks. kan en model med stigende skalaafkast potentielt hindre strukturudvikling, da modellen kan beregne et større effektiviseringspotentiale, når små netvirksomheder fusionerer. Dette kan dog også håndteres andre steder end ved valg af model. Et alternativ, som f.eks. anvendes i Norge, består i at beregne potentielle gevinster og tillade fusionerede netvirksomheder at beholde synergieffekterne i en årrække.

I beslutningen af hvilke af de fire skalaafkast der bør anvendes, er det således relevant at kigge på de grundlæggende hypoteser:

1. Faldende skalaafkast antager, at der kan være økonomiske fordele ved at være en lille virksomhed
2. Stigende skalaafkast tager højde for, at der kan være økonomiske fordele ved at være en stor virksomhed.
3. Konstant skalaafkast antager, at der ikke er nogen signifikant ulempe ved at være hverken en stor eller en lille virksomhed. Alle netvirksomhederne sammenlignes derved med hinanden uden, at der tages højde for størrelsesforskelle.
4. Variabelt skalaafkast tager højde for ulemper ved både at være for lille og for stor en virksomhed.

Nedenstående er en begrebsmæssig vurdering af de fire metoder.

7.5.1.1. Faldende skalaafkast

Af El-reguleringsudvalgets rapport fremgik, at den nye økonomiske regulering af netvirksomheder bør sikre, at reguleringen ikke udgør en barriere for konsolidering af netvirksomhederne.²² En anbefaling der bygger på, at der vurderes at være effektiviseringsgevinster at hente ved yderligere konsolidering. Dette taler umiddelbart imod, at der skal anvendes en antagelse om faldende skalaafkast, der antager, at der kan være økonomiske fordele ved at være en lille virksomhed, og således indirekte taler for at større netvirksomheder bør splittes op i mindre netvirksomheder. Det er med andre ord svært at argumentere begrebsmæssigt for, at det kan være en ulempe at være en stor netvirksomhed.

7.5.1.2. Stigende skalaafkast

En antagelse om stigende skalaafkast tager højde for, at der kan være fordele forbundet med at være en stor virksomhed. Dette vurderes at være en rimelig antagelse, da det må vurderes at væ-

²² El-reguleringsudvalget (dec. 2014), *En fremtidssikret regulering af elsektoren*, side 36.

re nogle stordriftsfordele ved at være en større netvirksomhed frem for en lille netvirksomhed. Eksempelvis vurderes det rimeligt at antage, at en stor netvirksomhed har større eller bredere erfaring, mere effektive processer og udnyttelse af de faste omkostninger sammenlignet med en lille netvirksomhed. Modsat kan en antagelse om stigende skalaafkast kritiseres ved, at det potentielt kan være til hinder for strukturel udvikling, da en model med stigende skalaafkast kan risikere at beregne et større effektiviseringspotentiale, når små netvirksomheder fusionerer. Af EI-reguleringsudvalgets anbefaling fremgik, at den nye økonomiske regulering af netvirksomheder bør sikre, at reguleringen ikke er til hinder for strukturel udvikling. I den tyske benchmarkingmodel af netvirksomheder anvendes stigende skalaafkast.

7.5.1.3. Konstant skalaafkast

Begrebsmæssigt vurderes konstant skalaafkast at være en rimelig antagelse. Her antages det, at det ikke er nogen signifikant ulempe at være hverken en stor eller en lille virksomhed. Antagelsen imødekommer desuden den potentielle problematik, der er ved antagelsen om stigende skalaafkast vedrørende den strukturelle udvikling. Denne antagelse er bredt anvendt blandt udenlandske elregulatorer. I både den svenske, norske og østrigske benchmarkingmodel af netvirksomheder anvendes konstant skalaafkast.

7.5.1.4. Variabelt skalaafkast

En antagelse om variabelt skalaafkast tager højde for ulemper ved både at være en lille og en stor virksomhed og forudsætter, at netvirksomhederne har forskellige forudsætninger, og at en ændring i input ikke nødvendigvis fører til samme procentvis ændring i output. En antagelse om variabelt skalaafkast vurderes derfor at være relativt vidtgående og at være en begunstigende antagelse. Desuden vil et variabelt skalaafkast udviske det samlede sammenligningsgrundlag, da det alene antages, at netvirksomhederne kan måles op i mod en netvirksomhed af samme størrelse. Det vurderes derfor, at variabelt skalaafkast kan risikere at overvurdere netvirksomhedernes effektivitet. Modsat kan der også argumenteres for, at der kan anvendes et variabelt skalaafkast som et forsigtighedshensyn i benchmarkingmodellen, såfremt der ikke er en klar statistisk og varierende sammenhæng mellem input og output.

7.5.1.5. Samlet vurdering af skalaafkast

På baggrund af ovenstående begrebsmæssige vurderinger anses konstant skalaafkast at være den mest egnede og rimelige antagelse af lægge til grund, da konstant skalaafkast hverken vurderes at udgøre en barriere for konsolidering eller at være til hinder for strukturel udvikling i form af, at den risikerer at beregne et større effektiviseringspotentiale, når små netvirksomheder fusionerer.

For yderligere at undersøge om konstant skalaafkast også giver statistisk signifikans, er der anvendt en såkaldt Banker test. I denne test forsøger man at lade data tale. En Banker test er baseret på en ide om, at en ændring i modelspecifikationen ikke burde lede til større ændringer i fordelingen af ineffektivitetsscorerne.

Resultaterne fra Banker testen, der tester for en række nulhypoteser med hensyn til valg af skalaafkast i forhold til en given modelspecifikation, peger i nogle tilfælde på anvendelse af variabelt skalaafkast. Resultaterne er heller ikke afvisende over for anvendelse af konstant eller stigende skalaafkast. F.eks. afhænger anvendelse af skalaafkast af, hvilken modelspecifikation, som nulhypotesen testes op mod.

Da det ikke er fuldstændigt entydigt hvilket skalaafkast, der skal anvendes baseret på de statistiske test kan den begrebsmæssige vurdering derfor vælges at tillægges større vægt. Det vurderes derfor hensigtsmæssigt at skele til EI-reguleringsudvalgets anbefalinger ved beslutning om skalaafkast. Baseret på EI-reguleringsudvalgets anbefaling om, at den nye økonomiske regulering af netvirksomheder bør sikre, at reguleringen ikke udgør en barriere for konsolidering af netvirksomhederne eller er til hinder for strukturel udvikling, vurderes en antagelse om konstant skalaafkast at være den mest formålstjente antagelse til at understøtte dette.

Ekspertgruppen anbefaler:

- ♦ At der baseret på det eksisterende datagrundlag anvendes en antagelse om konstant skalaafkast (CRS) i DEA-modellen, der bygger på en antagelse om, at der ikke er særlige fordele ved at være en stor eller lille netvirksomhed. Dette understøttes også af EI-reguleringsudvalgets anbefaling om, at den nye økonomiske regulering af netvirksomheder bør sikre, at reguleringen ikke udgør en barriere for konsolidering af netvirksomhederne eller er til hinder for strukturel udvikling.
- ♦ Hvis data på lang sigt dvs. i 2018 ikke viser sig at understøtte anvendelse af konstant skalaafkast i DEA-modellen, men i stedet peger på at anvende variabelt skalaafkast (VRS), bør Energitilsynet ved brug af antagelsen om konstant skalaafkast anlægge et større forsigthedshensyn i udmøntningen af effektiviseringskrav.

7.5.2. Modelform (alene relevant for en SFA-model)

Der kan f.eks. anvendes en lineær, loglineær eller normeret lineær model.

I modelleringen af SFA-modellen er der en sandsynlighed for, at modelspecifikationen ikke tager højde for den eksisterende branchestruktur, som er karakteriseret ved relativt få store netvirksomheder samt mange små netvirksomheder. Denne struktur kan i bestemte modelspecifikationer give økonometriske problemer (heteroskedasticitet), hvor variationen i en netvirksomheds effektiviseringspotentialer er afhængig af størrelsen af den pågældende netvirksomhed.

For at modvirke dette kan der i stedet for en lineær modelspecifikation, anvendes en loglineær eller normeret lineær modelspecifikation.

Den mest almindelige modelform er en loglineær model. Den er mere fleksibel sammenlignet med en lineær model. Den tillader at forholdet mellem TOTEX og cost driverne ikke er lineært. I Sverige, hvor SFA anvendes som en form for back-office model, anvendes en loglineær model. En loglineær model kan beskrives ved følgende formel:

Ligning 3 | Loglineær model

$$\log(cost) = a + b * \log(cost\ drivers) + v + u$$

Hvor:

- ◆ a er en konstant
- ◆ b er hældningskoefficient
- ◆ v er inefficiens
- ◆ u er støj

Ved at anvende en loglineær modelspecifikation kan det blandt andet testes hvorvidt data udviser stigende, aftagende eller konstant skalaafkast. For hver af modellens output kan de identificerede koefficienter fra regressionsanalysen summeres, og hvis de på statistik signifikantvis summerer til en, er der konstant skalaafkast, da alle omkostningerne ændrer sig med en pct., når de valgte outputs ændres med en pct. I tilfældet hvor summen af outputenes koefficienterne på statistik signifikantvis summerer til mindre end en er der stigende skalaafkast, imens der omvendt er aftagende skalaafkast, hvis summen er større end en.

Et alternativ er at anvende en normeret lineær model, hvor der antages halvnormal fordeling af SFA-modellens inefficiensled. I en normeret lineær model er en af de uafhængige variable anvendt som nævner, f.eks. cost driveren norm-grid korrigeret for forskelle i omkostninger mellem city, by og land mod cost driveren aftagenumre. En normeret lineær model kan f.eks. beskrives ved følgende formel:

Ligning 4 | Normeret lineær model

$$\frac{Cost}{Norm\ grid} = a + b * \frac{andre\ cost\ drivers}{Norm\ grid} + v + u$$

Hvor:

- ◆ a er en konstant
- ◆ b er hældningskoefficient
- ◆ v er inefficiens
- ◆ u er støj

Baseret på en statistisk vurdering af modellerne vurderes log-lineær og normeret lineær modelspecifikation at imødekomme problematikken med heteroskedastisitet²³, der er ved at anvende en ren lineær modelspecifikation.

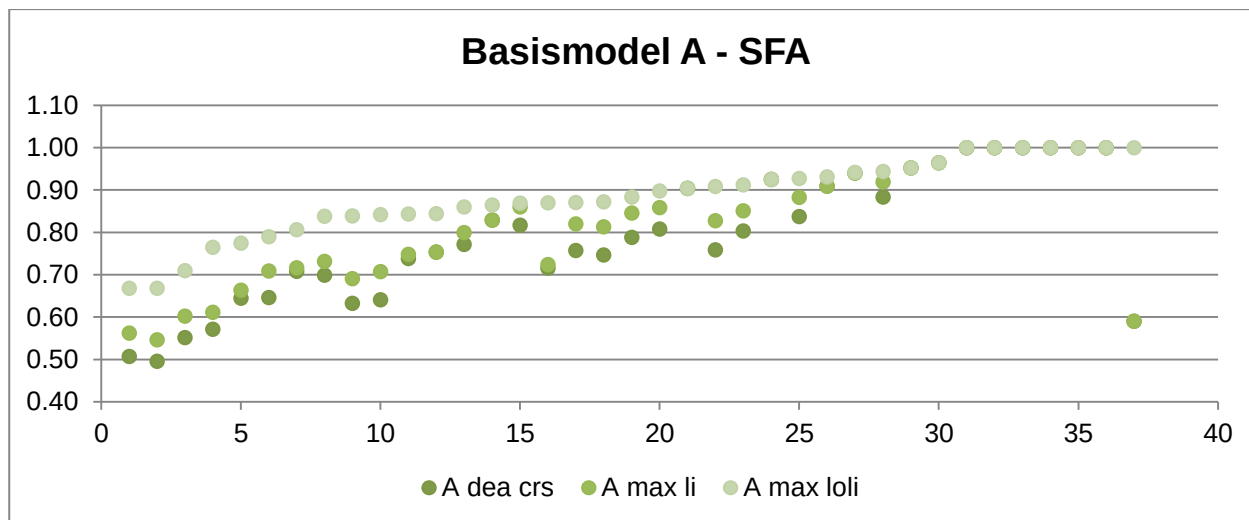
Af log-lineær og normeret lineær modelspecifikation, vurderes en normeret lineær model baseret på nuværende datagrundlag at være mere rimelig, da den teoretisk giver naturlige produktionsisokvanter. Den normeret lineære modelspecifikation opfylder desuden i højere grad ekspertgruppens succeskriterie om, at benchmarkingmodellen ikke må være til hinder for strukturudviklingen.

I Tyskland anvendes en normeret lineær model ud fra den betragtning, at den både håndterer heteroskedastisitet og samtidigt har isokvanter, som i normal omkostningsteori. Herudover opnås en

²³ Heteroskedasticitet vil sige, at der er systematik i variansen på fejlleddet.

højere korrelation med en DEA med konstant skalaafkast, såfremt der anvendes en normeret lineær SFA-model, hvilket kan ses af Figur 11. Dette taler for anvendelse af en normeret lineær SFA-model baseret på nuværende datagrundlag.

Figur 11 | Korrelation mellem DEA CRS og SFA loglineær og SFA normeret lineær



Kilde: Sekretariatets konsulent Peter Bogetofts datakørsler.

Note: dea crs = DEA med konstant skalaafkast, max li = SFA normeret lineær, max loli = SFA loglineær.

Som udgangspunkt vurderes en loglineær model imidlertid at være mere simpel at forstå sammenlignet med en normeret lineær model, hvorfor den også er den mest anvendte model. Det vurderes derfor hensigtsmæssigt på længere sigt at undersøge, om data kan understøtte anvendelse af en loglineær SFA-model, frem for en normeret lineær SFA-model.

Ekspertgruppen er opmærksom på, at det ikke er trivielt at udlede hvilke substitutionsforhold der er mellem de i modellen anbefalede cost drivere baseret på 2014-data. Således er det ikke entydigt hvordan outputmålenes indbyrdes forhold skal opfanges i SFA-modellen. Derfor vurderer ekspertgruppen, at en normeret lineær SFA-model ikke nødvendigvis er mere korrekt i forhold til at beskrive sammenspillet mellem modellens tre output, end en log-lineær SFA-model. Dermed kan det ikke udelukkes, at en log-lineær SFA-model kan være bedre forklarende for dette sammenspil mellem modellens ydelser, når benchmarkingen skal gentages på baggrund af data for 2017.

Fremadrettet er det op til Energitilsynet at fastsætte og afveje de kriterier, som lægges til grund for anvendelse af henholdsvis normeret lineær eller log-lineær SFA-model. Herunder en afvejning af korrelation mellem DEA- og SFA-modellen samt modellens evne til at forklare omkostningsvariationer mellem netvirksomhederne.

Ekspertgruppen anbefaler:

- ◆ At der baseret på det eksisterende datagrundlag baseret på 2014-data anvendes en normeret lineær SFA-model.
- ◆ Hvis data viser sig at understøtte en loglineær SFA-model på længere sigt dvs. i 2018, frem for en normeret lineær SFA-model, bør Energitilsynet i stedet anvende en loglineær SFA-model.

7.6. Håndtering af outliers og peers

Der kan være flere grunde til at udelukke netvirksomheder fra modelestimeringen. Enkelte data fra visse netvirksomheder kan vurderes ikke at være repræsentative, f.eks. at netvirksomheden har særlige gunstige forhold, som andre netvirksomheder ikke har mulighed for at opnå. Herudover kan netvirksomhedernes indberetninger indeholde fejl, der giver netvirksomheden en *for* høj effektivitet. I begge tilfælde bør netvirksomhederne ikke medvirke til at sætte normen for andre netvirksomheder.

I første omgang vil det være hensigtsmæssigt at sikre, at der ikke er sket fejl i netvirksomhedens indberetning. Som det er tilfældet med den nuværende benchmarking af netvirksomhederne vil det være hensigtsmæssigt med en ekstra validering af den pågældende netvirksomhed, hvis netvirksomhedens data adskiller sig væsentlig fra de øvrige netvirksomheders indberettede data. Såfremt valideringen ikke resulterer i ændringer i de indberettede data, vil det være hensigtsmæssigt med en vurdering af, hvorvidt netvirksomheden skal udelukkes fra at danne front.

En vurdering af hvorvidt den enkelte netvirksomhed anses for at være en outlier kan ske statistisk. Håndtering af outliere afhænger af, hvilken model der anvendes, og således om der anvendes en DEA eller SFA -model. Metoderne til håndtering af outliere gennemgås i de to efterfølgende afsnit.

Ved håndtering af outliere i både en DEA eller SFA -model fjernes en række usikkerheder, og sandsynligheden for at sætte for høje krav reduceret betragteligt.

7.6.1. Outliere i SFA

I en SFA-model – en parametrisk model - håndteres outliere ved at fjerne økonometriske outliers, som bestemmes ved Cook's distance. Cook's distance er et mål for hvor meget en enkelt observation har af indflydelse (leverage) på estimerne, således at enkeltobservationer med stor påvirkning af den estimerede funktionssammenhæng kan fjernes. Dette er især vigtigt i de parametriske SFA-modeller, fordi sådanne outliers kan forvride de estimerede funktionelle former og dermed forvride den effektive rand.

Beregning af Cook's distance følger en anerkendt differenceformel. Der kan udtrækkes en række parameterværdier fra OLS-regressionen, som kan anvendes til at beregne Cook's distance for hver netvirksomhed. Der anvendes typisk to metoder til at fastsætte det tilladte niveau for Cook's distance eller *cut-off points*:

Ligning 5 | Håndtering af outliers i SFA ved brug af Cook's distance

Metode 1:

$$Cutoff_1 = \frac{4}{\text{observationer}} = \frac{4}{37} = 0,1081$$

Metode 2:

$$Cutoff_2 = \frac{4}{\text{observationer} - \text{output} - 1} = \frac{4}{37 - 3 - 1} = 0,1212$$

Metode 2 er den mest tolerante over for outliers, da den har den højeste cut-offværdi, og således det niveau der accepterer flest ekstremobservationer. Metode 1 vil være mindre tolerant og dermed identificerer flere outliers, da afstanden skal være relativt lille for ikke at blive identificeret som outlier.

I henhold til opgørelses metode 1 og 2 registreres i alt to outliers baseret på det eksisterende datagrundlag. Begge outliers er to mindre netvirksomheder. Valget af metode har således på baggrund af de eksisterende data ingen betydning, men det kan ikke udelukkes, at det kan have betydning på sigt.

7.6.2. Outliere og supereffektivitetskriterier i DEA

I en DEA-model håndteres outliers ved at fastsætte supereffektivitetskriterier og således fjerne de observationer, som har en ekstrem betydning for vurderingen af de resterende netvirksomheder. Denne tilgang er baseret på, at meget supereffektive selskaber ikke kan danne front. Hvis et front-selskabs effektivitetsscore er ekstrem i forhold til de øvrige netvirksomheder, genberegnes fronten uden den supereffektive netvirksomhed. Dette skal sikre, at netvirksomhedernes krav er rimelige, og dermed ikke skal leve op til effektiviseringer, der er urealistiske at opnå.

I praksis håndteres dette ved først at beregne den effektive rand i DEA-modellen, hvor samtlige netvirksomheder indgår i sammenligningen. Den effektive rand afhænger således af, om der antages konstant (CRS), stigende (IRS) eller variabelt skalafkast (VRS). Efter den effektive rand er identificeret, analyseres der for supereffektive observationer. Dette sker enkeltvist ved at fjerne en netvirksomhed og så genberegne fronten, og dernæst at sammenligne afstanden fra den nye front og hen til den fjernede observation.

Hvis en netvirksomhed er mere produktiv end den næstmest produktive givet nogenlunde samme output, vil den beregnede effektivitet for netvirksomheden overstige 1 (eller 100 procent). Et kriterie der kan anvendes til at udelukke supereffektive netvirksomheder, er som følger:

Ligning 6 | Kriterium for håndtering af supereffektive netvirksomheder i DEA

$$SuperEff. > Q_{0,75} + 1,5 \times (Q_{0,75} - Q_{0,25})$$

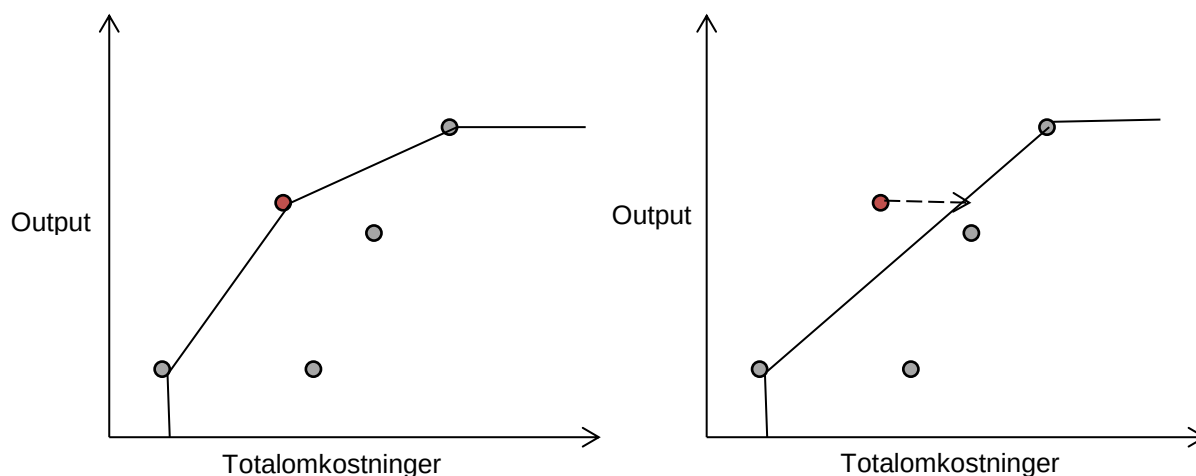
Hvor:

- ♦ $Q_{0,75}$ er tredje kvartil for effektivitetsscorerne for alle netvirksomheder.
- ♦ $Q_{0,25}$ er første kvartil for effektivitetsscorerne for alle netvirksomheder.

I dette hvor netvirksomheden har en effektivitetsscore, der overstiger summen af tredje kvartil samt forskellen mellem tredje og første kvartil vægtet med (1,5), vil netvirksomheden blive anset som en outlier. I dette tilfælde er vurderingen at netvirksomhedens score ligger for langt fra resten af observationerne, og derfor anses som værende en ekstrem observation. Tilsvarende udelukkelseskriterium og interkvartil-beregning for supereffektive ekstremobservationer anvendes i den svenske og tyske benchmarking af netvirksomheder. Ved at ændre på vægten kan styrken i kriteriet varieres.

I Figur 12 er det illustreret, hvordan man beregner supereffektivitet. Den røde prik er supereffektiv, da den ligger udenfor den effektive rand bestemt af de øvrige.

Figur 12 | Illustration af supereffektivitet i DEA (VRS)



Kilde: Sekretariatet for Benchmarkingekspertgruppen.

I henhold til analyserne af supereffektive observationer på baggrund af det nuværende datagrundlag (2014-data), er der alene én netvirksomhed, der fremstår som supereffektiv i en DEA-model med enten konstant skalaafkast eller stigende skalaafkast. I en DEA-model med variabelt skalaafkast er der yderligere én netvirksomhed, der fremstår som supereffektive.

7.6.3. Effektiviseringspotentialet for outliers

I potentialeberegningerne vil de identificerede outliers i DEA- og SFA-modellen ikke umiddelbart få beregnet et effektiviseringspotentiale, da outlier-observationerne udelades i videre beregninger. Derfor skal effektiviseringspotentialerne for disse outliers fastsættes på anden vis. Denne fastsæt-

telsesmetode afhænger af om det er i DEA- eller SFA-modellen, at en netvirksomhed identificeres som en outlier.

I DEA-modellen er det alene de netvirksomheder, som befinder sig på den effektive rand, som skal vurderes, om de bør være repræsentative for hele branchen og dermed være peers, når der skal udmåles effektiviseringspotentiale for andre netvirksomheder. De netvirksomheder der er supereffektive, vil blive fjernet fra randen, hvilket sikrer at hele branchen ikke risikerer at blive målt op imod en netvirksomhed, som vil give urimelige effektiviseringspotentialer. Disse supereffektive netvirksomheder er stadig økonomisk effektive i DEA-modellen, hvorfor deres effektivitet fortsat skal fastsættes til én, og dermed et udmøntet krav fra den individuelle økonomiske effektivitet på nul pct.

I SFA-modellen er det ikke entydigt, om de identificerede outliers er netvirksomheder, som er fuldt ud effektive eller netvirksomheder, der får meget lav effektivitetsscore. Derfor kan der ikke anvendes tilsvarende procedure som i DEA, hvor outliers per definition er en netvirksomhed med fuld effektivitet. I stedet kan efficiensscoren for de identificerede outliers beregnes ved at anvende SFA-modellens estimerede parametre, hvor outlierne ikke har påvirket beregningen af den effektive rand. Dermed estimeres effektiviseringspotentialet ud fra den samme forudsætning som alle øvrige netvirksomheder, dog med den forudsætning, at de netvirksomheder der er outliers ikke får lov til at påvirke beregningerne.

Alternativt kan der i SFA-modellen blive genberegnet et potentiale for hver identificerede outlier, hvor outlieren får lov til at påvirke parameterværdierne i SFA-modellen. I denne proces er det alene den pågældende outliers effektivitet der bliver fastsat, og hverken de netvirksomheder der ikke er identificeret som outlier eller de restende outliers vil blive påvirket, når den pågældende netvirksomheds potentiale beregnes. Processen gentages således for hver de øvrige outliers. En ulempe ved denne proces er, at outlierne ikke får fastsat et effektiviseringspotentiale på baggrund af den samme SFA-model og dets parameterværdier som de andre netvirksomheder. Det er alene de netvirksomheder, der ikke er identificeret som outliers, som får fastsat et effektiviseringspotentiale på baggrund af den samme model. Desuden kan det være administrativt svært at foretage genberegninger for samtlige af de identificerede outliers, ligesom modellerne kan risikere ikke at konvergere ved denne proces.

Det er ekspertgruppens anbefaling, at outliers i DEA får fastsat en effektiviseringsscore på én, hvilket betyder de ikke får et individuelt effektiviseringskrav. Videre er det ekspertgruppens anbefaling, at outliers i SFA-modellen, får fastsat effektiviseringsscoren ved at fastfryse SFA-parametrene og beregne effektiviseringsscoren for hver outlier.

7.6.4. Analyse af peers (alene relevant for en DEA-model)

Udover at korrigere for outliers i DEA er det også analyseret, hvilke netvirksomheder som udgør den effektive rand, for at sikre, at randen udgør et robust sammenligningsgrundlag for alle netvirksomheder i modellen. Dette betyder, at der kontrolleres for om bestemte typer netvirksomheder dominerer den effektive rand, da målsætningen er, at randen ikke skal være repræsenteret ved bestemte typer af netvirksomheder.

Eksempelvis er der gennemført en analyse af, om den effektive rand primært består af små eller store netvirksomheder. I den anbefalede model baseret på det eksisterende datagrundlag, hvor

GIS-data anvendes som tæthedskorrektion, dominerer de små netvirksomheder den effektive rand. Det er derfor testet for om det tilsvarende er gældende for de alternative modeller, hvor der anvendes traditionelle tæthedskorrektioner efter aftagenumre. Undersøgelserne viser, at såfremt de to traditionelle tæthedskorrektioner anvendes, er den effektive rand repræsenteret af både små og store netvirksomheder. Ekspertgruppen har analyseret på netvirksomhedernes GIS-fordelingen samt sammenholdt GIS-fordelingen med netvirksomhedernes størrelse og samlet set kan det tyde på, at det nuværende GIS-mål underkompenserer for land og overkompenserer for by. Denne problematik vurderes håndteret ved, at GIS-kortet med zoneinddeling opdateres, så GIS-kortet afspejler de korrekte zoner. Såfremt det ikke er muligt at få GIS-data af tilstrækkelig kvalitet på længere sigt, vurderes det derfor relevant at oveveje at anvende en af de to traditionelle tæthedskorrektioner i benchmarkingmodellen fremfor en GIS-baseret tæthedskorrektion, jf. anbefaling under afsnit 6.1.2 om anvendelse af norm-grid.

Herudover er der undersøgt for forhold såsom vest/øst-placering (de to prisområders betydning), top-10-netvirksomheder, krav som følge af manglende leveringskvalitet samt drift af 50 kV-komponenter. Ingen af disse forhold ser ud til at have indflydelse på den effektive rand, hverken ved anvendelse af en GIS-baseret tæthedskorrektion eller de to traditionelle tæthedskorrektioner efter aftagenumre.

Det vurderes også fremadrettet hensigtsmæssigt at kontrollere for, om ovenstående forhold er med til at påvirke den effektive rand både på kort og lang sigt.

7.6.5. Håndtering af transformerforeninger og netvirksomheder med alene 50 kV

I de modelkørsler som professor Peter Bogetoft har lavet i forbindelse med udarbejdelse af den nye benchmarkingmodel, har der været fokus på de netvirksomheder som i Energitilsynets gamle benchmarkingmodel – netvolumenmodellen – blev håndteret som distributionsvirksomheder.

Når effektiviseringspotentialerne for de resterende netvirksomheder skal fastsættes, fastholdes modellens effektive rand, hvorefter de resterende netvirksomheders effektiviseringspotentiale estimeres ved at måle dem op imod den effektive rand, som er beregnet på baggrund af distributionsvirksomhederne. På den måde sikres, at estimeringen af netvirksomhedernes effektiviseringspotentiale ikke skævvrides af netvirksomheder, hvis distributionsnet ikke kan sammenlignes med øvrige netvirksomheder.

I den nye benchmarkingmodel vil de netvirksomheder, som i netvolumenmodellen blev kategoriseret som distributionsvirksomheder, udgøre størstedelen af samtlige netvirksomheder.²⁴ De øvrige netvirksomheder (transformerforeningerne og transmissionsvirksomheder) vil bestå af meget få netvirksomheder. Dette kan give statistiske problemer, når de to potentialeberegninger og randen med effektive netvirksomheder, baseres på en lille population. Derfor kan der ikke foretages en genberegning af modellen alene baseret på en population bestående af transformerforeninger eller transmissionsvirksomheder.

²⁴ Distributionsvirksomhed er defineret som en netvirksomhed der har drift på 50 og 10 kV-niveau *eller* som har et samlet elnet der overstiger en fastsat grænse. Denne grænse er defineret ud fra netvolumenmodellen, hvor netvirksomheder med en netvolumen på mere end 5.000.000 anses som distributionsvirksomhed.

7.6.6. Anbefaling

Ekspertgruppen anbefaler:

- ◆ At netvirksomheder der påvirker den funktionelle form ved anvendelse af en SFA-model fjernes ved hjælp af Cook's distance. Dvs. at netvirksomheder, som i beregningerne skiller sig ekstremt ud fra de øvrige netvirksomheder, og som har en særlig stor indflydelse på de endelige effektiviseringspotentialer, fjernes.
- ◆ At netvirksomheder som har en ekstrem betydning for vurderingen af de resterende netvirksomheders effektiviseringspotentialer ved anvendelse af en DEA-model fjernes. Dette fastsættes på baggrund af en interkvartil-beregning for supereffektive netvirksomheder.
- ◆ At det undersøges, hvilke netvirksomheder der udgør den effektive rand. Forhold der kontrolleres for er små og store netvirksomheder, vest/øst-placering (de to prisområders betydning), top-10-netvirksomheder, krav som følge af manglende leveringskvalitet og drift af 50 kV-komponenter mv.
- ◆ At der foretages en randundersøgelse for at sikre, at netvirksomhederne ikke måles op imod en ikke-sammenligneligt netvirksomhed. Der anbefales ikke en decideret "håndfast" metode, men det overlades til Energitilsynet at vurdere, hvordan outliers konkret skal identificeres og håndteres.

7.7. Rammevilkår

Som det fremgår af afsnit 6.3 har fremgangsmåden for håndtering af rammevilkår ikke været ens for alle rammevilkår. Håndteringen af rammevilkår er således sket på to forskellige måder:

- ◆ Rammevilkår analyseret i forbindelse med cost driver-analyser:
 - Bymæssighed
 - Regionale lønforskelle
- ◆ Rammevilkår analyseret ved efteranalyse:
 - Geografi – areal
 - Distributionsnettets alder
 - Decentral produktion

Forskellen mellem de to analysemetoder kommer til udtryk i de følgende præsentationer af de statistiske og begrebsmæssige vurderinger, hvor vurderingerne af de individuelle rammevilkår er baseret på forskellige statistiske tests. Eksempelvis er analysen for bymæssighed baseret på OLS-regression, mens efteranalyserne er baseret på regressioner der håndterer, at effektiviseringsscorerne ikke kan fastsættes til negative værdier, såkaldte Tobit-regressioner.

I det følgende afsnit gives en statistisk samt begrebsmæssig vurdering af rammevilkårene areal, distributionsnettets alder og decentral produktion. Den statistiske vurdering er baseret på efteranalyser, hvor det undersøges, i hvilket omfang et givet rammevilkår kan forklare variationerne i netvirksomhedernes effektivitetsscorer.

7.7.1. Statistisk og begrebsmæssig vurdering baseret på efteranalyser

Efteranalyserne er udarbejdet på baggrund af den nye benchmarkingmodel, som Benchmarkingekspertgruppen anbefaler, skal anvendes til beregning af netvirksomhedernes effektiviseringspotentialer, jf. afsnit 6.3. Modellens specifikationer ses i Tabel 37 nedenfor.

Tabel 37 | Den nye benchmarkingmodel

Input	Output	Skalaafkast
♦ TOTEX: Driftsomkostninger + bogført afskrivninger + WACC x bogført aktivbase (korrigeret for regionale lønforskelle)	♦ Norm-grid korrigeret for bymæssighed (aftagenumre/norm-grid) ♦ Nettospidsbelastning ♦ Antal aftagenumre	CRS

Benchmarkingekspertgruppen anbefaler, at der anvendes en bedst-af-to tilgang til fastsættelse af netvirksomhedernes effektiviseringspotentialer. Efteranalysen er således baseret på netvirksomhedernes effektivitetsscorer fra hhv. DEA- og SFA-modellerne.

Efteranalyserne for rammevilkår er alle baseret på Tobit-regressioner, hvor det undersøges, i hvilket omfang de mulige rammevilkår kan beskrive variationerne i effektivitetsscorerne mellem netvirksomhederne. Resultaterne af Tobit-regressionerne kan fortolkes som i tilfældet med OLS-regressioner.

7.7.1.1. Geografi (areal)

Hypotesen vedrørende areal er, at der kan være forskel på, hvor omkostningsfyldt det er at drive og vedligeholde et stort net, i den forstand at det strækker sig over et stort areal, eller et stort net i den forstand, at det skal levere energi til mange kunder inden for et mindre areal, jf. punkt 4.5.3.

For at undersøge om den ovenfor beskrevne sammenhæng er til stede i modellen, er der udarbejdet en analyse baseret på netvirksomhedernes effektivitetsscorer samt areal angivet i km². Resultatet af Tobit-regressionen for areal ses i Tabel 38.

Tabel 38 | Tobit-regression for areal

Max basis-model DEA/SFA	Variabel	Koefficient	Signifikant (5 pct. signifikansniveau)
	Konstantled	0,9367292	Ja
	Areal	-0,00004	Nej

Kilde: Sekretariatets konsulent Peter Bogetoft samt Sekretariatet for Benchmarkingekspertgruppen.

Det fremgår af tabellen, at rammevilkåret areal ikke er signifikant ved et signifikansniveau på 5 pct. Det vurderes således på baggrund af det foreliggende datagrundlag, at netvirksomhedernes areal på nuværende tidspunkt ikke kan betragtes som et rammevilkår.

7.7.1.2. Distributionsnettets alder

Hypotesen vedrørende distributionsnettenes alder er, at netvirksomheder med et relativt gammelt net har tendens til at falde bedre ud i benchmarkingen end netvirksomheder med et relativt nyt net, da netvirksomheder med et relativt gammelt net, kan tænkes at have lavere bogførte afskrivninger end netvirksomheder med et relativt nyt net, jf. punkt 4.5.4.

For at undersøge om denne sammenhæng er til stede i den nye benchmarkingmodel, er der kørt en Tobit-regression på sammenhængen mellem netvirksomhedernes effektivitetsscorer og alder, jf. Tabel 39. Det fremgår af tabellen, at rammevilkåret alder ikke er signifikant ved et 5 pct. signifikansniveau.

Tabel 39 | Tobit-regression for alder

Max basis-model DEA/SFA	Variabel	Koefficient	Signifikant (5 pct. signifikansniveau)
	Konstantled	0,916521	Ja
	Alder	-0,0003227	Nej

Kilde: Sekretariatets konsulent Peter Bogetoft samt Sekretariatet for Benchmarkingekspertgruppen.

Ekspertgruppen vurderer således på baggrund af det foreliggende datagrundlag, at netvirksomhedernes alder på nuværende tidspunkt ikke kan betragtes som et rammevilkår i den nye benchmarkingmodel.

7.7.1.3. Decentral produktion

Hypotesen vedrørende decentral produktion er testet via en Tobit-regression, for at undersøge om der i modellen kan være tendens til, at netvirksomheder med en stor mængde decentral produktion tilsluttet distributionsnettet vurderes relativt mindre effektive end netvirksomheder, som ikke har tilsluttet decentral produktion eller alene har tilsluttet en lille mængde.

Resultaterne af analysen fremgår af Tabel 40. Analysen er opdelt i tre dele, en for decentral produktion leveret fra hhv. solceller samt vindmøller og en for decentral produktion i alt.

Tabel 40 | Tobit-regression for decentral produktion

Max basismodel DEA/SFA	Variabel	Koefficient	Signifikant (5 pct. signifikansniveau)
	Konstantled	0,9165423	Ja
	Sol	0,000013	Nej
	Konstantled	0,9223036	Ja
	Vind	-0,000000202	Nej
	Konstantled	0,9148828	Ja
	Decentral produktion i alt	-0,00000201	Nej

Kilde: Sekretariatets konsulent Peter Bogetoft samt Sekretariatet for Benchmarkingekspertgruppen.

Det fremgår af tabellen, at de tre forhold ikke er signifikante på et signifikansniveau på 5 pct. Det vurderes således på baggrund af det foreliggende datagrundlag, at decentral produktion på nuværende tidspunkt kan betragtes som et rammevilkår i den nye model.

7.7.1.4. Rammevilkår i andre lande

I Tabel 41 ses en oversigt over de rammevilkår der korrigeres for i hhv. Sverige, Norge, Tyskland og Finland. Det fremgår af tabellen at hverken Sverige eller Tyskland korrigerer for rammevilkår. Finland korrigerer for kundetæthed på baggrund af antagelsen om, at det er dyrere at drive distributionsnet på landet end i byerne. I Norge korrigeres for en række topografiske forhold, som er karakteristiske for Norge, der er et meget heterogent land med mange forskellige geografiske forhold, som gør det vanskeligt for netvirksomhederne at drive distributionsnettene uden for byerne.

Det skal imidlertid bemærkes, at skillelinjerne mellem cost driver og rammevilkår ikke er fastsat ens i alle lande. Nogle lande anvender således cost driver, som i andre lande betragtes som rammevilkår. Et eksempel er den tyske model, hvor *areal* indgår i modellen som et output, hvorimod *areal* betragtes som et rammevilkår i Benchmarkingekspertgruppens arbejde.

Tabel 41 | Internationale erfaring

Land	Rammevilkår
Sverige	Ingen
Norge	Topografi: ◆ Andel kabler ◆ Andel af luftledninger i fyrskov ◆ Afstand til vej ◆ Geo 1: Hældning, installeret effekt fra småkraftværker samt andel af ledninger i løvskov med høj eller særlig høj bonitet ◆ Geo 2: Kvadreret referencevind / afstand til kyst, antal ø'er mere end 1 km fra land eller forsyning af øer samt andel af søkabler
Finland	Kundetæthed
Tyskland	Ingen

Kilde: "Metodik för bestämning av effektiviseringskrav i intäktsramsregleringar för elnätsföretag – empiri och metodik" (udkast til perioden 2016-2019), "Endring av modeller for fastsettelse av kostnadsnormer fra 2013", præsentation ved den finske regulator på i DEA conference 2015 i Braunschweig, og "Development of benchmarking models for German electricity and gas distribution".

Det er således svært at drage direkte paralleller mellem de modeller der anvendes til benchmarking af eldistributionsvirksomhederne i andre lande, dels fordi de geografiske forhold er meget varierende mellem landene, og dels fordi den begrebsmæssige tankegang der ligger bag de anvendte modeller er forskellig. Ens for alle lande er dog, at der i alle tilfælde har været udarbejdet analyser af mulige rammevilkår, for at undersøge om den valgte model tager højde for disse forhold. Konklusionerne på analyserne afhænger imidlertid af modellen som helhed, herunder hvilket omkostningsmål og cost drivere der anvendes.

7.7.2. Rammevilkår fremadrettet

Vurderingen af, hvilke rammevilkår det er hensigtsmæssige at korrigere for i den nye benchmarkingmodel på nuværende tidspunkt, er udført med udgangspunkt det eksisterende datagrundlag, og således beregnet på baggrund af data fra regnskabsåret 2014.

Det er hensigten, at den nye benchmarkingmodel vil blive genberegnet i 2018 på baggrund af nye data fra regnskabsåret 2017. I denne sammenhæng vil der ligeledes blive udarbejdet analyser af, hvilke rammevilkår det er relevant at korrigere for i modellen. Disse analyser vil være tilsvarende de analyser, som er beskrevet i nærværende notat, og være baseret på de rammevilkår, der fremgår af tabel 1. Endvidere vil vurderingen følge de retningslinjer, som benchmarkingekspertgruppen har udarbejdet i forbindelse med udarbejdelsen af de overordnede principper for den fremtidige benchmarkingmodel, jf. punkt 4 om netvirksomhedernes ydelser og rammevilkår.

Det forventes imidlertid ikke, at en genberegning af modellen i 2018 vil ændre modellen radikalt, og det forventes således ikke, at der kommer til at ske en væsentlig ændring i de rammevilkår, der korrigeres for nu, i forhold til de rammevilkår det vil være hensigtsmæssigt at korrigere for fremadrettet. Der kan dog fremadrettet fremkomme nye rammevilkår, som det vil være hensigtsmæssige at analysere i forbindelse med genberegning af modellen i 2018, eller der kan opstå nye måder til opgørelse eller måling af eksisterende rammevilkår, som kan medvirke til, at rammevilkårene fremadrettet vil ændres.

7.7.3. Benchmarkingekspertgruppens anbefalinger

Benchmarkingekspertgruppen anbefaler på baggrund af den udførte analyse for rammevilkårene areal, distributionsnettets alder og decentralproduktion:

Ekspertgruppen anbefaler:

- ◆ At der på nuværende tidspunkt ikke korrigeres for *rammevilkårene areal, distributionsnettets alder samt decentral produktion*
- ◆ At der fremadrettet på baggrund af data fra regnskabsåret 2017 endnu engang foretages en analyse af, hvilke rammevilkår det er hensigtsmæssige at korrigere for.

8. Robusthed af ekspertgruppens anbefalede benchmarkingmodel

Ved beregningerne af netvirksomhedernes individuelle effektivitet er det relevant at afdække hvorvidt modellens resultater er robuste. Eksempelvis bør det afdækkes hvorvidt netvirksomhedernes effektivitet er afhængige af gode resultater for enkelte år sammenlignet med resultaterne ved at anvende et gennemsnit baseret på flere års data.

I modeludviklingsarbejdet har Peter Bogetoft foretaget analyser af modellens såvel som dataenes robusthed. Disse analyser indebærer en omfattende gennemgang af, hvilke mål for de totale omkostninger, samt hvilke ydelser som skal anvendes til at estimere netvirksomhedernes effektivitet. Desuden er der i modeludviklingen taget højde for den eksisterende branchestruktur, og derfor er en række af modelspecifikationerne fortaget med henblik på at undgå, at bestemte typer af netvirksomheder tilgodeses i modelberegningerne. Derudover er der foretaget analyser, som omfatter undersøgelse af frontvirksomhederne, sammenligning af historiske data, samt genkørsler af modellen hvor der anvendes historiske data.

Gennem hele udviklingsfasen har Peter Bogetoft undersøgt alternative opgørelsesmetoder og modelspecifikationer. Ligeledes har der været stor fokus på efteranalyser af resultaterne for at sikre, at benchmarkingmodellen er robust.

I de efterfølgende tabeller er angivet hvilke elementer som har været underlagt et robusthedstjek, hvilke alternativer som har været analyseret eller testet og ekspertgruppens vurdering af hvordan håndteringen har øget modellens robusthed. Tabellernes beskrivelser er i høj grad en opsummering af de beskrivelser og anbefalinger som er beskrevet tidligere i rapporten.

Tabel 42 gennemgår de punkter som har ekspertgruppen har drøftet vedrørende opgørelsesmetode af de totale omkostninger (input) og hvilke ydelser (output).

Tabel 43 gennemgår modelspecifikation af DEA- og SFA-modellen. For DEA-modellen har der været fokus på at vælge det korrekte skalaafkast, imens der i SFA-modellen har været fokus på om der skal anvendes en normeret lineær eller log-lineær model.

Tabel 44 gennemgår de efteranalyser som foretages i forlængelse af resultaterne fra DEA og SFA. Disse analyser fokuserer på randundersøgelser og robusthed i datagrundlaget.

Tabel 42 | Gennemførte robusthedstjek af den nye benchmarkingmodel – definition af input og output

Robusthedstjek	Beskrivelse samt ekspertgruppens vurdering
Alternative TOTEX-mål	Der er testet på et flertal af opgørelsesmetoder for de totale omkostninger. Mulige opgørelsesmetoder inkluderer totalomkostninger med eller uden forrentningselement og forskellige metoder for standardisering af kapitalomkostninger. Det er ekspertgruppens vurdering, at den i rapporten anbefalede model hvor der anvendes bogførte værdier inklusive et forrentningselement, giver den mest robuste model.
Omkostninger til nettab	Ekspertgruppen anbefaler, at det fysiske nettab ikke skal indgå i benchmarkingen baggrund af det eksisterende datagrundlag. Det fysiske nettab er fjernet fra de totale omkostning ved at anvende nettabsomkostningerne eller ved at anvende en standardiseret enhedsomkostning.
Lønkorrektio	Der er testet på betydningen af at ændre på antagelsen om, hvor stor en andel af de totale omkostninger som skal lønkorrigeres. Der er analyseret på resultaterne af at antage, at en større eller mindre andel af de totale omkostninger udgøres af lønomkostninger. Disse analyser har vist, at der ikke er en markant effekt af at ændre på andelen af de totale omkostninger som udgøres af lønomkostninger. Det er ekspertgruppens vurdering, at lønkorrektionen af de totale omkostninger er håndteret på rimelig vis i benchmarkingmodellen. Desuden at lønkorrektionen er robust overfor hvor stor en andel af de totale omkostninger, der antages at være lønomkostninger.
Valgte ydelser i modellen	Der har i analysearbejdet og udviklingsfasen været testet på en mere 20 forskellige potentielle ydelser. De statistiske test er ligeledes blevet suppleret med en begrebsmæssig vurdering af sammenhængen mellem de totale omkostninger og de udvalgte ydelser. I arbejdet med at beskrive omkostningsvariationerne, er benchmarkingmodellen blevet forsøgt specificeret med forskellige antal og forskellige mix af ydelser (output-variable). Ændringer af enkelte variable eller udvidelser af antallet af variable, giver resultater der modelmæssigt ikke forbedrer den endelige benchmarkingmodel. Det er ekspertgruppens vurdering, at der har været en omfattende analyse af de potentielle ydelser, som anvendes i modellen. Den i rapporten anbefalede model har en sammensætning af ydelser, som bedst beskriver effektiviteten i branchen. Det er således vurderingen, at modellens udvalgte output resulterer i robuste resultater.
Vægtene i norm-grid	Der er i konstruktionen af norm-gridmålet anvendt forskellige vægte til at sammentælle de udvalgte netkomponenter. Der er testet både på de oprindelige vægte fra netvolumenmodellen (ækvivalenterne) og på nyere beregnede vægte. De nyere vægte er COWI's beregninger til driftsomkostninger anvendt til nødvendige nyinvesteringer og annuiteter baseret på pristalsfremskrevne genanskaffelsesværdier. Både de oprindelige vægte fra netvolumenmodellen og de nyere vægte har vist sig at give signifikante resultater. Det er ekspertgruppens vurdering, at valget af vægte i norm-gridet og anvendelsen af norm-gridet som helhed, giver benchmarkingmodellen et robust sammenligningsgrundlag af komponenter som i høj grad driver netvirksomhedernes omkostninger.

Robusthedstjek	Beskrivelse samt ekspertgruppens vurdering
Bymæssighed	Der er testet på forskellige opgørelsesmetoder for bymæssighed. Den nuværende tæthedskorrektion opgøres som en ratio mellem aftagenumre og norm-gridmålet. Bymæssigheden har også været forsøgt beskrevet ved en tæthedskorrektion baseret på GIS-data. Begge opgørelser af bymæssighed giver begrebsmæssig mening og giver statistisk signifikante resultater. Det er ekspertgruppens vurdering, at korrektionen af bymæssighed giver robuste resultater. Endvidere er der umiddelbar evidens for, at GIS-data på længere sigt kan blive indarbejdet i benchmarkingmodellen.

Kilde: Sekretariatet for Benchmarkingekspertgruppen.

Det er samlet set ekspertgruppens vurdering, at der i opgørelsen af de totale omkostninger og ydelserne er foretaget en omfattende og dybdegående analyse. Fordele og ulemper ved alternativerne er blandt drøftet, og alt i alt er det ekspertgruppen vurdering, at ovenstående punkter og endelige valg fører til en robust model. Det er ekspertgruppens vurdering, at modellen bygger på fagligt og praktisk anerkendte metoder. Herudover har modellens resultater og beregnede effektiviseringspotentialer gennemgået et særligt omfattende og dybdegående validerings- og robusthedsanalyse.

Tabel 43 | **Gennemførte robusthedstjek af den nye benchmarkingmodel – modelspecifikation**

Robusthedstjek	Beskrivelse samt ekspertgruppens vurdering
Skalaafkast i DEA	Der er i DEA-modellen foretaget statistiske test af hvilket skalaafkast som kan antages i modellen. Resultaterne af disse tests indikerer, at der er stærke beviser for at anvende et konstant skalaafkast. Dermed understøttes valget af skalaafkastet både af det begrebsmæssige, hvor modellen ikke skal være til hinder for strukturudviklingen, men også statistik hvor konstant skalaafkast ikke kan afvises ved signifikanstest. Det er ekspertgruppens vurdering, at valget af konstant skalaafkast både begrebsmæssigt giver mening og statistik er signifikant. Dermed er det vurderingen, at specifikationen giver en robust benchmarkingmodel af netvirksomhedernes økonomiske effektivitet.
Modelspecifikation i SFA	Der er i SFA-modellen blevet specificeret en model som tager højde for den eksisterende branchestruktur, som er karakteriseret ved relativt få store netvirksomheder samt mange små netvirksomheder. Denne struktur kan i bestemte modelspecifikationer give økonometriske problemer (heteroskedasticitet), hvor variationen i en netvirksomheds effektiviseringspotentialer er afhængig af størrelsen af den pågældende netvirksomhed. Derfor er der specificeret en log-lineær og en normeret lineær model. Begge disse specifikationer modvirker et eventuelt problem med heteroskedastisitet. Løsningen af problemet med heteroskedastisitet giver signifikante resultater og begge metoder giver begrebsmæssige mening. Det er dog den normeret lineære specifikation, som giver bedst opfylder kravet om, at modellen ikke må være til hinder for strukturudviklingen. Det er ekspertgruppens vurdering, at modelspecifikationen med normeret lineær specifikation i SFA-modellen håndterer branchestrukturen for danske netvirksomheder. Alternativet med log-lineær specifikation giver ligeledes resultater, som indikerer, at den generelle benchmarkingmodel med de totale omkostninger og leverede ydelser, er robust i forhold til håndtering af strukturen i branchen.
Korrelation mellem modellerne	Der anvendes en DEA- og SFA-model til at beregne netvirksomhedernes økonomiske effektivitet. Ved at anvende to forskellige beregningsmetoder, er det muligt at anvende den statistiske korrelation som et konvergenskrav for at sikre sammenhænge mellem omkostninger og ydelser er robuste. Det er ekspertgruppens vurdering, at de nuværende modeller giver den ønskede korrelation mellem de to forskellige beregningsmetoder, og at der dermed er en statistisk evidens for, at modellen som helhed er robust.

Kilde: Sekretariatet for Benchmarkingekspertgruppen.

Det er ekspertgruppens vurdering, at der i modelspecifikationen er taget højde for både branchestrukturen, den ønskede strukturudvikling, den statistiske signifikans samt den begrebsmæssige mening.

Tabel 44 | Gennemførte robusthedstjek af den nye benchmarkingmodel – efteranalyser

Robusthedstjek	Beskrivelse samt ekspertgruppens vurdering
Historisk udvikling	Der er analyseret på den historiske udvikling i netvirksomhedernes afskrivninger og driftsomkostninger, som har indgået i benchmarkingen af den økonomiske effektivitet (netvolumenmodellen). Dette for at undersøge hvorvidt resultaterne af effektiviseringspotentialeberegningerne er påvirket af, om der anvendes et-årsdata eller om der anvendes et gennemsnit over en periode. Resultaterne viser, at scorerne og netvirksomhedernes individuelle placeringer ikke ændrer sig markant, når resultaterne på data fra 2011-2013 sammenlignes med resultaterne baseret på 2014-data. Det er ekspertgruppens vurdering, at bevægelserne i de totale omkostninger ikke umiddelbart bevæger sig på en sådan måde, at netvirksomhedernes effektivitet og den estimerede front vil rykke sig afhængig af tilfældigheder.
Størrelse	Der er analyseret om netvirksomheder, der danner front, generelt kan karakteriseres ved at have mange 50 kV-komponenter. Desuden er der analyseret om netvirksomhedernes størrelse, målt ved leveret mængde, er forklarende for hvilken økonomisk effektivitet benchmarkingmodellen beregner. Det er ekspertgruppens vurdering, at den i rapporten anbefalede model, ikke domineres af netvirksomheder af en bestemt størrelse. Generelt er der en bred repræsentation af netvirksomheder på den effektive front.
Leveringskvalitet	Der er analyseret på leveringskvaliteten blandt netvirksomhederne. Denne analyse viser, at netvirksomhederne generelt ikke fremstår som økonomisk effektive, når de samtidig har fået et økonomisk krav som følge af manglende leveringskvalitet. Dermed er der ikke umiddelbar evidens for at netvirksomhederne reducerer deres omkostninger for at undgå krav fra benchmarkingen af den økonomiske effektivitet, for i stedet at få et krav vedrørende manglende leveringskvaliteten. Det er ekspertgruppens vurdering, at der fremadrettet bør indgå et kriterie for leveringskvaliteten, og at netvirksomheder der får et krav som følge af manglende leveringskvalitet ikke også kan danne front i benchmarkingen af den økonomiske effektivitet.
Fordyrende rammevilkår	Der er foretaget en omfattende efteranalyse af mulige fordyrende rammevilkår, hvor mere end 100 variable er blevet testet ved blandt andet Tobit regression, Kruskal-Wallis test og Kolmogorov-Smirnov test. Denne omfattende analyse er foretaget for at afklare om der er forhold udenfor modellen, som muligvis kan have en forklarende effekt på potentialerne. Det er ekspertgruppens vurdering, at der er gennemført et omfattende analysearbejde af mulige fordyrende rammevilkår. Det giver en stor robusthed til benchmarkingmodellen, at der er testet på et stort antal variable og ved anvendelse af flere forskellige testanalyser.
Front peeling	I analyserne af DEA-modellerne er der foretaget en peeling af fronten. Dette er en metode hvor den identificerede front (randen af netvirksomheder) fjernes, og hvorefter effektivitetspotentialerne genberegnes på en ny reduceret population. De nye genberegnete effektiviseringspotentialer (efter peeling) bliver derefter sammenlignet med de oprindelige effektiviseringspotentialer (inden peelingen). Netvirksomhedernes individuelle effektiviseringspotentialer viser, at peelingen ikke giver større variationer mellem de to

Robusthedstjek	Beskrivelse samt ekspertgruppens vurdering
Front peeling	beregninger (inden og efter peeling), hvilket giver en indikation om en robust model. Det er ekspertgruppens vurdering, at peelingen giver en stærk indikation om, at DEA-modellens effektiviserings scorer er robuste.
Opdatering af data	Ekspertgruppens arbejde og anbefalinger er baseret på det eksisterende datagrundlag for 2014. Den anbefalede benchmarkingmodel er således alene en indikator for de forhold, som kan forventes at være gældende på længere sigt. Energitilsynet skal i gang med at indsamle et opdateret datasæt med afsæt i netvirksomhedernes drift for 2017. Forventningen er, at et opdateret datasæt vil bidrage til et mere robust og solidt datagrundlag, der vil være med på at sikre en mere robust model på længere sigt.

Kilde: Sekretariatet for Benchmarkingekspertgruppen.

Efteranalyserne indikerer, at den endelige benchmarkingmodel resulterer i robuste resultater og estimer af netvirksomhedernes effektiviseringspotentialer.

Samlet set er det ekspertgruppens vurdering, at anbefalingerne til en ny benchmarkingmodel af netvirksomhedernes økonomiske effektivitet giver robuste resultater. Der er foretaget en lang række afvejninger undervejs i udviklingsfasen, hvor Peter Bogetoft har gennemanalyseret de mulige alternativer, der har været efterspurgt af både ekspertgruppen, sekretariatet og branchen. Det er ekspertgruppens vurdering, at modellen bygger på fagligt og praktisk anerkendte metoder. Herudover har modellens resultater og beregnede effektiviseringspotentialer gennemgået et særligt omfattende og dybdegående validerings- og robusthedsanalyse.

9. Nationale og internationale erfaringer

Tabel 45 viser grundstenene i den økonomiske regulering i lignende forsyningssektorer i Danmark

Tabel 45 | Økonomisk regulering og benchmarking i lignende forsyningssektorer i Danmark

	Vand	Fjernvarme	Naturgas	El
Område	Drikkevands- og spildevandsselskaberne Selskaber med en vandmængde over 200.000 m ³	Varmeforsyning	Naturgasdistribution	Eldistribution
Regulator	Forsyningssekretariatet	Energitilsynet	Energitilsynet	Energitilsynet
Ikrafttrædelse	Copenhagen Economics og Peter Bogetoft forslag til ny regulering af marts 2016 Forventet ikrafttrædelse 2017	Foreløbig forslag fra en tværministeriel arbejdsgruppe til ny regulering af oktober 2015	2014	
Antal virksomheder	211	ca. 430 af i alt ca. 600 selskaber	3	60
Overordnet reguleringsmodel	PL	IR + forrentningsloft	IR	IR + forrentningsloft
Hovedprincipper for fastsættelsen af tilladte indtægter	TOTEX	-	Netvolumenmodel	Netvolumenmodel
Benchmarkingmodel	SFA og DEA Bedst-af-to tilgang	DEA og SFA Bedst-af-to tilgang	Det mest omkostningseffektive selskab findes, og hvorudfra effektiviseringspotentialet for de to andre mindre effektive selskaber bliver vurderet.	
Skalaafkast				
Datagrundlag	TOTEX Fysiske anlægsaktiver opgjort efter pris- og levetidskataloget (POLKA)	-	Driftsomkostninger målt ift. størrelsen på den fysiske opbygning af selskabernes netværk	TOTEX

Forkortelser: IR = Indtægtsrammeregulering, PL = prisloft, TOTEX = Total Expenditures (summen af OPEX, afskrivninger og afkast).

Kilde: Sekretariatet for Benchmarkingekspertgruppen.

Af nedenstående tabel fremgår en oversigt over anvendte benchmarkingmodeller internationalt. Det bemærkes, at der i flere lande foregår et løbende udviklingsarbejde med den økonomiske regulering. Tabel 46 viser den seneste vedtagende praksis i den økonomiske regulering i udvalgte lande.

Tabel 46 | Økonomisk regulering og benchmarking i udvalgte lande

	Sverige	Norge	Finland	Tyskland	Østrig
Antal netvirksomheder	160	136	80	~200	38
Reguleringsperiode	2016-2019	2013-2017	2016-2019 og 2020-2013	2014- 2018	2014-2018
Overordnet reguleringsmodel	IR	IR	AB	IR	IR
Hovedprincipper for fastsættelsen af tilladte indtægter	TOTEX	TOTEX	TOTEX	TOTEX	TOTEX
Cost drivere	1. Transformer-kapacitet 2. Antal tilslutninger 3. Længde af luftledninger	1. Længde af høj-spændingsnet 2. Antal stationer 3. Antal tilslutninger	1. Antal tilslutninger 2. Længde af elnettet 3. Transporteret mængde energi 4. Værdi af ikke leveret energi	1. Areal for netområde 2. Antal tilslutninger 3. Peak load 4. Længde af elnettet	1. Peak Load type 1 2. Peak Load type 2 3. Netværkets vægtede længde eller 3. Længde af høj-spændingsnet 4. Længde af mellem-spændingsnet 5. Længde af lav-spændingsnet
Benchmarkingmodel	DEA (SFA back-office)	DEA	StoNED	DEA og SFA Bedst-af-to tilgang	DEA (to modeller) + MOLS Vægtet gennemsnit
Skalaafkast (ved DEA)	Konstant	Konstant	-	Voksende	Konstant
Modelform (ved SFA)	Loglineær	-	-	Normeret lineær	-
Datagrundlag	TOTEX (bogført CAPEX)	TOTEX (Historiske anskaffelses- og genanskaffelsespriser CAPEX) Bedst-af-to tilgang	OPEX	TOTEX (bogført og standardiseret CAPEX) Bedst-af-to tilgang	TOTEX (bogført og standardiseret CAPEX) Bedst-af-to tilgang

Kilde: Sekretariatets dialog med udenlandske regulatorer, oplysninger fra el-regulatorers hjemmesider, Frontier Economics 2012, "Metodik for bestamning av effektiviseringskrav i intaktsramsregleringen for elnatsforetag, REMISS" (2015), Energi-marknadsinspektionen samt rapporten "Deloitte, Netselskabernes opgaver og regulering på elmarkedet i udvalgte europæiske lande, 2013".

Note: IR = Indtægtsrammeregulering, AB = afkastbaseret regulering, PL = prisloft, OPEX = Driftsomkostninger, CAPEX = Afskrivninger, TOTEX = Totalomkostninger.

10. Principper for udmøntning

Ekspertgruppens vurdering af opgaverne i kommissoriet er, at ekspertgruppens anbefalinger ikke skal indeholde en konkret model for udmøntningen af effektiviseringskrav. Det er dog ekspertgruppens vurdering, at ekspertgruppen har en forpligtelse til at overbringe modellen på en ansvarlig måde. Derfor vil ekspertgruppen viderebringe *retningslinjer* til udmøntning, og hvilke overvejelser der bør gøres i forhold til at sikre, at benchmarkingen af de danske netvirksomheder fører til rimelige krav.

Energitilsynet bør følge nedenstående retningslinjer ved udformning af den konkrete model til udmøntning af effektiviseringskrav, med mindre andre væsentlige hensyn taler for en tilpasning af metoden.

10.1. Teknologineutralitet

Udmøntningen af effektiviseringskrav med den nye benchmarkingmodel skal i henhold til kommissoriet tage hensyn til, at benchmarkingen skal være teknologineutral og dermed ikke tilgodese hverken driftstunge eller investeringstunge løsninger. Dette sikrer, at benchmarkingmodellen giver netvirksomhederne incitament til at vælge de løsninger, der mest omkostningseffektivt leverer de nødvendige ydelser.

I EI-reguleringsudvalgets afsluttende rapport blev det således fremhævet, at den eksisterende benchmarkingmetode alene udmønter på driftsomkostninger. Denne metode til beregning af udmøntet krav giver ifølge EI-reguleringsudvalget et skævvredet investeringsincitament, og det anbefales derfor, at den eksisterende metode erstattes med en ny teknologineutral metode.²⁵

10.2. Sammenhæng mellem individuelle og generelle krav

I EI-reguleringsudvalgets rapport er det fremhævet, at netvirksomhederne kan pålægges både generelle og individuelle effektiviseringskrav, og at det er vigtigt, at der er en sammenhæng mellem de individuelle og generelle krav, så der ikke sker dobbeltudmøntning. Herudover fremgår det af rapporten, at effektiviseringskravene skal fastsættes på et sagligt grundlag, som skal baseres på eksempelvis den generelle produktivitetsudvikling i samfundet, produktivitetsudviklingen i branchen, sammenligninger med udenlandske netvirksomheder etc.²⁶

En ny benchmarkingmodel til fastsættelse af individuelle effektivitetskrav er et delelement af det samlede forslag til den fremtidige regulering, som EI-reguleringsudvalget fremlagde i december 2014. Der er således en sammenhæng mellem benchmarkingen og den øvrige økonomiske regulering. Ekspertgruppen fokuserer imidlertid på den opgave ekspertgruppen er givet i kommissoriet om at udarbejde en konkret benchmarkingmodel, der kan danne grundlag for Energitilsynets tilsyn med netvirksomhedernes effektivitet og udmøntningen af individuelle effektiviseringskrav.

Ekspertgruppen tager således ikke stilling til eventuelle sammenhænge mellem benchmarkingen og den øvrige økonomiske regulering, men finder principielt, at der ikke bør ske dobbelttælling.

²⁵ EI-reguleringsudvalget (December 2014), *En fremtidssikret regulering af elsektoren*. Side 126-127.

²⁶ EI-reguleringsudvalget (December 2014), *En fremtidssikret regulering af elsektoren*. Side 161-162.

10.3. Forsigtighedshensyn

Benchmarking af netvirksomhederne økonomiske effektivitet er baseret på en modelberegning. Som en konsekvens heraf kan det være nødvendigt i processen med at estimere en netvirksomheds mulighed for at effektivisere at indføre forskellige forsigtighedshensyn. I udviklingen af benchmarkingmodellen vil der således blandt andet blive taget hensyn til model- og datausikkerhed, samt korrigeres for eventuelt individuelle fordyrende rammevilkår. Processen med at beregne effektiviseringspotentialer omfatter således en række forsigtighedshensyn, som tilsammen sikrer, at modelresultaterne med rimelighed beregner netvirksomhedernes reelle effektiviseringspotentialer.

Det skal bemærkes, at forsigtighedshensyn relateret til usikkerhedselementer alt andet lige vil føre til mere retvisende effektiviseringspotentialer og herefter fastsættelsen af krav af en rimelig størrelse. Det skal dog nævnes, at en for lempelig tilgang med mange forsigtighedshensyn kan risikere at føre til, at netvirksomhedernes effektiviseringspotentialer undervurderes, og dermed får driften i netvirksomhederne til at fremstå mere effektiv end den reelt er.

Benchmarkingekspertgruppen finder endvidere, at benchmarkingmodellen bør udvise robusthed ved at have en rimelig korrelation mellem forskellige benchmarkingmodeller, indeholde virksomhedsspecifikke vurderinger af eventuelle særlige omkostningsposter, samt tage rimelige forsigtighedshensyn i fastsættelse af de udmøntede krav.

Videre finder ekspertgruppen, at benchmarkingen ikke må stå i vejen for den strukturelle udvikling i branchen, dvs. benchmarkingmodellen må ikke vanskeliggøre fusioner af netvirksomheder eller vanskeliggøre øvrige tiltag til omkostningsreduktioner i den enkelte netvirksomhed. Ekspertgruppen anbefaler således, at der bliver taget højde for fusionerende virksomheder i en periode efter fusionen, således at de fusionerede netvirksomheder ikke kan få et højere effektiviseringskrav som ét samlet selskab sammenlignet med de effektiviseringskrav de ville have fået som separate selskaber.

10.3.1. Bedst-af-flere

Til fastsættelse af de individuelle effektiviseringspotentialer, kan der benyttes en metode, hvor der alene anvendes en enkelt beregningsmodel for effektiviseringspotentialerne, eller en metode hvor der anvendes et flertal af beregningsmodeller.

En model hvor netvirksomhedernes effektivitet bliver beregnet ved to benchmarkingmodeller, reducerer usikkerheden relateret til den konkrete størrelse på de individuelle beregnede effektiviseringspotentialer. Den endelige model for omregningen fra effektiviseringspotentialer til udmøntede krav, skal derfor ses i sammenhæng med ekspertgruppens anbefaling om, at anvende en bedst-af-flere-tilgang som et forsigtighedsfilter til at fastsætte effektiviseringspotentialer.

Ekspertgruppen anbefaler at anvende to beregningsmetoder hhv. en DEA-model og en SFA-model. Netvirksomhedernes effektiviseringspotentiale fastsættes ud fra den af de to beregningsmetoder, der beregner den højeste effektivitet (bedst-af-flere tilgangen). Benchmarkingekspertgruppen anbefaler, at input og output i de to modeller holdes identiske, hvilket sikrer at resultaterne fra de to modeller estimerer forholdene mellem de samme variable, og hermed forholdet mellem totalomkostningerne og de udvalgte leverede ydelser.

Benchmarkingekspertgruppen er opmærksom på, at det øger det administrative arbejde at anvende flere modeller, da modellering af flere robuste modeller er ressourcekrævende. Når ekspertgruppen alligevel anbefaler anvendelse af flere modeller, er det for at tage et øget forsigtighedshensyn til modelusikkerhed, hvilket alt andet lige reducerer den samlede usikkerhed forbundet med opgørelsen af de enkelte effektiviseringspotentialer.

10.3.2. Loft over effektiviseringspotentialer

Ekspertgruppen anbefaler, at Energitilsynet i første reguleringsperiode fastsætter et konkret loft for hvor stort et effektiviseringspotentiale (i procent) der kan fastsættes for individuelle netvirksomheder. I den efterfølgende periode, hvor datakvaliteten og benchmarkingmodellen er videreudviklet, bør loftet lempes.

I potentialeberegningerne kan enkelte netvirksomheder fremstå som ekstremer i modellerne. Det er især netvirksomheder med et højt estimeret potentiale, som kan blive hårdt ramt af modellernes resultater. Ved at foretage benchmarking på årlig data, kan en netvirksomhed der har et enkelt uregelmæssigt regnskabsår risikere, at fremstå særlig ineffektiv i den årlige benchmarking.

For at reducere risikoen ved og effekten af at estimere et uhensigtsmæssigt højt potentiale for en enkelt virksomhed, kan der i fastlæggelsen af potentialet indføres et loft. Dette forsigtighedshensyn kan være med til at bidrage til, at netvirksomheder ikke rammes af et årligt benchmarkingkrav der risikerer, at være urimelig i forhold til det reelle potentiale. I den første reguleringsperiode, hvor modellen stadig er under udvikling og hvor det anbefales, at benchmarking gentages årligt, kan modelspecifikationerne og resultaterne være behæftet med usikkerheder. Derfor anbefaler ekspertgruppen, at et loft over effektiviseringspotentialet bør indføres som et forsigtighedshensyn i den første reguleringsperiode.

10.3.3. Håndtering af 50 kV netvirksomheder

Netvirksomheder der alene har net på 50 kV adskiller sig fra øvrige distributionsvirksomheder ved ikke at have opgaver med kundeforhold. Netvirksomheder der alene har net på 50 kV har således meget få aftagenumre, som er en af cost driverne i den anbefalede benchmarkingmodel baseret på 2014-data. Ekspertgruppen vurderer derfor, at antal aftagenumre bør udgå som cost driver for de to netvirksomheder, der alene har net på 50 kV, når deres effektivitet skal fastsættes. Dvs. at de alene måles på de øvrige cost drivere i benchmarkingmodellen. Dette kan dog øge usikkerheden med hensyn til beregningerne af de individuelle effektiviseringskrav for de to netvirksomheder. Ekspertgruppen anbefaler derfor, at Energitilsynet tager et øget forsigtighedshensyn i forbindelse med udmøntning af individuelle effektiviseringskrav for de to netvirksomheder, der alene har net på 50 kV niveau.

10.4. Udmøntningsgrundlaget til fastsættelse af effektiviseringskrav

Ekspertgruppen anbefaler, at effektiviseringskravet skal udmøntes på de totale omkostninger, dvs. et udmøntningsgrundlag der består af både driftsomkostninger og kapitalomkostninger. Desuden anbefaler ekspertgruppen, at effektiviseringskravet bør udmøntes på omkostninger, der vurderes at være påvirkelige. Dette indebærer, at effektiviseringskrav fastsættes på et udmøntningsgrundlag, som også omfatter de af virksomhedernes omkostninger, der er sammenlignelige og ikke-

sammenlignelige. Der bør dog ikke udmøntes effektiviseringskrav på de af netvirksomhedens individuelle omkostninger, der vurderes af Energitilsynet at være ikke-påvirkelige.

Det er netvirksomhedernes totale omkostninger, der skal underlægges en benchmarking. Det vil sige, at benchmarkingen skal inddrage både drifts- og kapitalomkostninger. Det er dog ikke præciseret, hvilke konkrete drifts- og kapitalomkostninger, som skal medtages i benchmarkingen og i udmøntningsgrundlaget.

10.4.1. Effektiviseringskrav på kapitalomkostninger

Benchmarkingekspertgruppen anbefaler, at andelen af det opgjorte effektiviseringspotentiale, der hvert år skal omregnes til et effektiviseringskrav, skal være lavere på afskrivninger set i forhold til driftsomkostninger. Som tidligere nævnt bør effektiviseringskravet i udgangspunktet udmøntes på både driftsomkostninger og kapitalomkostningerne for at understøtte princippet om teknologineutralitet. Der vil dog samtidig skulle tages hensyn til, hvor stor en andel af de totale omkostninger der kan anses at være påvirkelige inden for perioden.

En stor andel af kapitalomkostningerne vil set i forhold til driftsomkostningerne være mindre påvirkelige på kort sigt, da mange investeringer i nettet har en levetid på omkring 40 år. Derfor bør der tages specifikke hensyn til, hvor stor en andel af henholdsvis kapitalomkostningerne og driftsomkostningerne der med rimelighed kan påvirkes inden for reguleringsperioden.

Med en jævn investeringsprofil i distributionsnettet vil komponenter med en levetid på 40 år skabe afskrivningsposter, hvor kun 1/40-del svarende til 2,5 pct. som udgangspunkt kan påvirkes årligt. Benchmarkingekspertgruppen finder imidlertid, at det er Energitilsynet der bør fastsætte hvor stor andelen af det opgjorte effektiviseringspotentiale, der hvert år skal omsættes til et effektiviseringskrav.

10.4.2. Effektiviseringskrav og nettab

Nettabsomkostninger indeholder to elementer, hvoraf det første element er det fysiske nettab, og det andet element er den enhedspris, som betales for den mængde el, der skal købes for at dække det fysiske nettab.

Det fysiske nettab er højt korreleret med den samlede mængde el, som forbrugerne efterspørger, og netvirksomhederne har begrænset kontrol eller mulighed for at påvirke efterspørgslen efter elektricitet. Ekspertgruppen finder således, at det fysiske nettab kan være svært at påvirke på kort sigt.

Netvirksomhederne kan reelt reducere det fysiske nettab ved at erstatte gamle netkomponenter med seneste teknologi. Det er dog omkostningstungt at skulle foretage en fuldkommen geninstallering af et veletableret distributionsnet, og de besparelser på nettab, der kan realiseres, vurderes ikke at være tilstrækkelige til at dække omkostningerne forbundet med geninstalleringen. En geninstallering af netkomponenterne med henblik på at minimere nettabet er således ikke en profitabel samfundsøkonomisk løsning.

Den pris, som netvirksomhederne giver for indkøb af el til at dække det fysiske nettab, er dog påvirkelig. Indkøbet af el til nettab kan enten ske ved en kontraktuel aftale mellem et handelsselskab

og en netvirksomhed, eller ved at netvirksomheden indkøber el på spotmarkedet²⁷. Netvirksomheden vælger den løsning, som virksomheden vurderer, er bedst for netvirksomheden, derfor er prisen per kWh påvirkelig på kort sigt, og kan indgå i udmøntningsgrundlaget.

Det skal bemærkes, at ikke hele prisen for el er påvirkelig. Den samlede pris for el er udover spotprisen sammensat af tarifer og afgifter. Enhedsomkostningen forbundet med en kWh fysisk nettab er således fastsat på baggrund af følgende elementer:

- Indkøb af el på markedsvilkår (afhænger af netvirksomhedens geografiske placering)
- Nettarif til transmissionsnet (ens omkostning for alle netvirksomheder)²⁸
- Systemtarif til transmissionsnet (ens omkostning for alle netvirksomheder)
- Nettarif til eventuelt overliggende distributionsnet
- PSO-afgift (ens omkostning for alle netvirksomheder)

Net- og systemtariffen dækker Energinet.dk's omkostninger ved det danske transmissionsnet (400/150/132 kV), mens systemtariffen dækker omkostningerne ved reservekapacitet, systemdrift m.v. PSO-tariffen dækker Energinet.dk's omkostninger ved offentlige forpligtelser som fastsat i Elloven.

Enhedsomkostningen for nettab kan opgøres til i alt 57,4 øre per kWh, jf. Tabel 47. Heraf udgør 28,9 øre påvirkelige omkostninger (betaling for el på markedsvilkår), mens de resterende 28,5 øre ikke er påvirkelige.

Tabel 47 | **Enhedsomkostning for nettab**

	Øre per kWh	Status
El på markedsvilkår	28,9	Påvirkelig
Nettarif (transmission)	4,3	Ikke-påvirkelig
Systemtarif	3,9	Ikke-påvirkelig
PSO-afgift	20,3	Ikke-påvirkelig
Omkostning i alt pr. kWh nettab	57,4	-

Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet.

Note: Omkostningen forbundet med nettarif, systemtarif og PSO-afgift afspejler priser pr. 3. kvartal 2016. El på markedsvilkår er illustreret ved niveauet for spotprisen for august måned 2016.

Regeringen har i november 2016 indgået en politisk aftale om at afskaffe PSO-afgiften gradvist fra 2017-2022. På det tidspunkt hvor PSO-afgiften er afskaffet vil en relativt større del af nettabet være påvirkeligt. Fremadrettet vil kun 8,2 øre (nettarif + systemtarif) af enhedsomkostningen til nettab være upåvirkelig, mens den upåvirkelige del i dag udgør 28,5 øre.

²⁷ Der vil formentlig være administrationsomkostninger forbundet med indkøb af el på spotmarkedet som skal tillægges den samlede omkostning for el på markedsvilkår.

²⁸ Kunder med egne 132/150 kV transformere, der afregnes på 132/150 kV siden, betaler dog en reduceret nettarif.

10.4.3. Principper for hvilke omkostninger der indgår i udmøntningsgrundlaget

Ekspertgruppen anbefaler, at netvirksomhedernes effektiviseringskrav skal udmøntes på omkostninger, der vurderes at være påvirkelige. Det indebærer, at effektiviseringskrav fastsættes på et udmøntningsgrundlag, som omfatter både de af virksomhedernes omkostninger, der er sammenlignelige og de af virksomhedernes omkostninger, der ikke kan sammenlignes med andre virksomheder. Benchmarkingekspertgruppen finder ikke, at der skal udmøntes effektiviseringskrav på omkostninger, der vurderes at være upåvirkelige.

Det omkostningsgrundlag, der anvendes som grundlag for benchmarkingen og til at estimere effektiviseringspotentialer, er ikke nødvendigvis identisk med de omkostninger, som bør indgå i udmøntningsgrundlaget. Eksempelvis kan omkostninger, der på samme tid er upåvirkelige og sammenlignelige godt indgå i benchmarkingen, mens det ikke vurderes at være rimeligt at udmønte effektiviseringskrav på disse omkostninger, idet omkostningerne er upåvirkelige. Tabel 48 illustrerer forholdene mellem sammenlignelighed og påvirkelighed af omkostningerne.²⁹

Tabel 48 | **Sammenhæng mellem omkostnings- og udmøntningsgrundlag**

	Påvirkelige	Upåvirkelige
Sammenlignelig	Benchmarking: <u>Ja</u> Udmøntning: <u>Ja</u>	Benchmarking: <u>Ja</u> Udmøntning: <u>Nej</u>
Ikke-sammenlignelig	Benchmarking: <u>Nej</u> Udmøntning: <u>Ja</u>	Benchmarking: <u>Nej</u> Udmøntning: <u>Nej</u>

Kilde: Sekretariatet for Benchmarkingekspertgruppen.

Ekspertgruppen vurderer som udgangspunkt, at alle omkostninger bør indgå i benchmarkingen af netvirksomhederne. Ved beregning af effektiviseringspotentialerne skal der anvendes et omkostningsgrundlag hvor alene de omkostninger som vurderes at være ikke-sammenlignelige kan trækkes ud af omkostningsgrundlaget. Ved udmøntning af kravet skal der anvendes et udmøntningsgrundlag, hvor alene de omkostninger, som vurderes at være ikke-påvirkelige, kan trækkes ud af grundlaget. Tabel 4 viser hvilke typer af omkostninger som indgår i henholdsvis omkostningsgrundlaget og udmøntningsgrundlag.

²⁹ Det skal bemærkes, at der potentielt kan opstå et problem ved at udregne effektiviseringspotentialer på et udsnit af omkostningerne, de sammenlignelige omkostninger, og derefter udmønte et krav på de påvirkelige omkostninger. Med denne metode risikerer netvirksomhedernes potentiale og krav at blive mismatchet. Hvor meget denne mismatch rammer skævt for de enkelte netvirksomheder, og om metoden reelt over- eller undervurderer effektiviseringspotentialet for de påvirkelige omkostninger er uvist. Denne problematik vurderes dog ikke at være til hinder for at anvende et udmøntningsgrundlag som består af påvirkelige omkostninger.

Tabel 49 | **Typer af omkostninger der indgår i omkostningsbase og udmøntningsgrundlag**

Type	Omkostningsgrundlag	Udmøntningsgrundlag	Kommentarer
Sammenlignelige omkostninger	Indgår	Indgår	Alle sammenlignelige omkostningsposter skal indgå i omkostningsgrundlaget, enkelte poster kan være ikke-påvirkelige og skal således ikke indgå i udmøntningsgrundlaget.
Ikke-sammenlignelige omkostninger	Indgår <u>ikke</u>	Indgår	Omkostningsgrundlaget må ikke bestå af poster som er ikke-sammenlignelige.
Påvirkelige omkostninger	Indgår	Indgår	Alle påvirkelige omkostningsposter skal indgå i udmøntningsgrundlaget, enkelte poster kan være ikke-sammenlignelige og skal derfor ikke indgå i omkostningsgrundlaget.
Ikke-påvirkelige omkostninger	Indgår	Indgår <u>ikke</u>	Udmøntningsgrundlaget skal ikke bestå af poster som netvirksomheder reelt ikke har mulighed for at kontrollere.

Kilde: Sekretariatet for Benchmarkingekspertgruppen.

10.5. Nationale og internationale erfaringer

Erfaringerne med anvendelsen af benchmarking og udmøntning hos både nationale og internationale institutioner skal ses i sammenhæng med den overordnede reguleringsmodel og den øvrige benchmarkingproces. I de følgende afsnit vil det blive gennemgået, hvordan der udmøntes krav i benchmarkingen, når der er fundet frem til et effektiviseringspotentiale. Det skal bemærkes, at beregningen af effektiviseringspotentialerne i alle tilfælde indeholder en række forsigtighedshensyn, og at graden af disse hensyn og graden af andre usikkerhedselementer påvirker regulators valg af hvor stor en andel af effektiviseringspotentialet, der udmøntes som årligt krav.

I den følgende gennemgang af erfaringer fra nationale og internationale institutioner vil der fokuseres på, hvordan de respektive effektiviseringspotentialer udmøntes som krav. Endvidere vil der fokuseres på, hvordan potentialerne påvirker de regulerede selskaber, da den regulatoriske opsætning ikke nødvendigvis er sammenlignelig med den indtægtsrammeregulering, som blev anbefalet af EI--reguleringsudvalget.

10.5.1. Eksisterende udmøntning for danske netvirksomheder

I den eksisterende benchmarking af danske netvirksomheder anvendes netvolumenmodellen til at beregne effektiviseringspotentialet. Potentialet er estimeret ud fra et omkostningsgrundlag, som indeholder både driftsomkostninger (OPEX) og kapitalomkostninger (CAPEX). Netvirksomhedernes effektiviseringskrav bliver alene beregnet på baggrund af et udmøntningsgrundlag, som alene indeholder påvirkelige driftsomkostninger.

I alt bliver 25 pct. af det estimerede effektiviseringspotentiale udmøntet som et effektiviseringskrav. Kravet er en varig reduktion af netvirksomhedens indtægtsramme. De resterende 75 pct. vil ikke blive udmøntet, da der foretages en ny benchmarking årligt.

Hverken i den eksisterende indtægtsrammeregulering eller i forbindelse med udmøntningen af netvirksomhedernes effektiviseringskrav er der et loft over effektiviseringspotentialet eller effektiviseringskravet. Det betyder, at netvirksomhederne får udmøntet 25 pct. af årets effektiviseringspotentiale uafhængig af potentialets beregnede størrelse.

10.5.2. Udmøntning i dansk vandregulering

Den danske vandsektor reguleres af Forsyningssekretariatet. Siden 2012 har Forsyningssekretariatet foretaget årlig benchmarking af vandselskabernes, hvor der er anvendt en DEA-model med OPEX (faktiske driftsomkostninger, FADO) som input. Vandselskaberne får årligt beregnet et prisloft, der udmeldes som en samlet m^3 -pris.³⁰

Til at udmønte effektiviseringspotentialet anvendes de pris- og effektivitetskorrigerede driftsomkostninger (driftsomkostninger i prisloftet, DOiPL). Disse omkostninger adskiller sig fra FADO, og et frontsekskab kan således blive pålagt et økonomisk effektiviseringskrav på trods af, at det er et at de mest effektive selskaber i modellen.

³⁰ Kilde: Forsyningssekretariatet hos Konkurrence- og Forbrugerstyrelsen.

Der indgår i reguleringen et generelt effektiviseringskrav, men dette håndteres ikke i fastsættelsen af det økonomiske effektiviseringspotentiale eller i omregning fra potentialet til et årligt krav i pct.

I benchmarkingen af danske vandselskaber er der indført en øvre grænse for, hvor stort et krav der påføres gennem den økonomiske effektivitet. Forsyningssekretariatet har vurderet, at det er muligt at indhente 25 pct. af det korrigerede effektiviseringspotentiale på et år.³¹ Forsyningssekretariatet vil dog højst udmønte et krav på fem pct. af driftsomkostningerne, imens vandselskaber med mindre end én pct. effektiviseringspotentiale får fastsat kravet til nul pct. og dermed ikke får et økonomisk effektiviseringskrav.

10.5.3. Norsk udmøntning af effektiviseringskrav

I den norske regulering af netvirksomheder anvendes en DEA-model samt en SFA-model til at beregne det økonomiske effektiviseringspotentiale.³² Norge anvender en reguleringsmodel, hvor der beregnes en normaliseret omkostningsbase, der sammenvejes med de faktiske omkostningsposter. Herefter beregnes en ny regulatorisk omkostningsbase, som danner basis for indtægtsrammen i det kommende reguleringsår. Sammenvejning sker ved en vægt på 60 pct. og 40 pct. på henholdsvis den modelberegnete omkostningsbase og de faktiske omkostninger.

Den norske regulering af netvirksomheder er svær at sammenligne med EI-reguleringsudvalgets anbefalede model. Årsagen til dette er, at udmøntningen af effektiviseringskrav ikke foregår ved at omregne effektiviseringspotentialet til et egentligt krav, men i stedet ved at hele den modelberegnete normaliserede omkostningsbase indgår i fastsættelse af indtægtsrammen.

10.5.4. Finsk udmøntning af effektiviseringskrav

Den finske regulator anvender en StoNED-model (Stochastic Non-smooth Envelopment of Data) til benchmarking af netvirksomhedernes effektivitet.³³ Benchmarkingen af de finske netvirksomheder foretages alene på driftsomkostningerne (OPEX). Netvirksomhedernes økonomiske effektiviseringspotentiale estimeres ved at beregne forholdet mellem de faktiske påvirkelige driftsomkostninger og de 'rimelige' påvirkelige omkostninger, hvor de rimelige påvirkelige omkostninger beregnes via StoNED-modellen.

Effektiviseringspotentialerne implementeres som en årlig reduktion i de påvirkelige omkostninger, svarende til ca. 25 pct. af det beregnede potentiale.³⁴ Dette tal hænger sammen med længden af den regulatoriske periode, som er på fire år.

I omkostningsbasen til benchmarkingen fratrækkes en række upåvirkelige omkostninger, heriblandt omkostninger ved indkøb af elektricitet forbundet til nettab, elektricitet som går til eget forbrug og omkostninger relateret til Fingrid (transmissionsnettet). Således består omkostningsbasen alene af påvirkelige driftsomkostninger.

³¹ Forsyningssekretariatet (Oktober 2015), *Resultatorienteret benchmarking for 2016. Fastsættelse af individuelle effektiviseringskrav i prislofterne for 2016*, kap. 5, side 17.

³² Norges vassdrags- og energidirektorat, *Endring av modeller for fastsettelse av kostnadsnormer fra 2013*.

³³ Energiavirasto (2. oktober 2015), *Regulation methods in the fourth regulatory period of 1 January 2016 – 31 December 2019 and fifth regulatory period of 1 January 2020 – 31 December 2023*.

³⁴ Efficientscore på 0,8 (20 % effektiviseringspotentiale) omregnes til årligt krav som: $1 - 0,8^{0,25} \approx 0,054$

I den finske benchmarking af netvirksomhederne er der indført en øvre grænse for, hvor stort et krav der kan påføres gennem den økonomiske effektivitet. Således kan den økonomiske effektivitet ikke reducere de rimelige påvirkelige driftsomkostninger med mere end 20 pct. af den rimelige forrentning svarende til produktet af WACC og den regulatoriske aktivbase.

10.5.5. Svensk udmøntning af effektiviseringskrav

Den svenske regulator anvender en DEA-model til at beregne den økonomiske effektivitet blandt netvirksomhederne.³⁵ I reguleringen beregnes der årlige indtægtsrammer, og disse rammer er opbygget som summen af kapitalomkostninger, påvirkelige omkostninger efter effektiviseringskrav og upåvirkelige omkostninger. Dermed er den svenske indtægtsrammeregulerings opsætning og udmøntning mere sammenlignelig med EI-reguleringsudvalgets anbefalede model end den indtægtsrammeregulering, som anvendes i Norge og i Finland.

Den svenske regulator har valgt, at det beregnede effektiviseringspotentiale ikke kan overstige 30 pct. Netvirksomheder, som får beregnet et potentiale, der overstiger loftet, vil i stedet få udmålt et årligt krav baseret på et 30 pct. effektiviseringspotentiale. I løbet af reguleringsperioden skal kun 50 pct. af potentialet realiseres og efter forbrugerdeling og hensyn til en reguleringsperiode på fire år, udregnes det årlige krav ved følgende formel:

Ligning 7 | Ligning for udmøntning i svensk regulering

$$\text{Årlige krav} = \sqrt[4]{\left(1 + \text{potentiale} \times \frac{1}{4}\right)} - 1$$

Med et loft over effektiviseringspotentialet vil det maksimale årlige krav for netvirksomhederne være 1,825 pct. af de påvirkelige driftsomkostninger. I den svenske regulering vil en fuldt ud effektiv netvirksomhed få et årligt effektiviseringskrav på én pct., som dækker over en generel effektiviseringsudvikling i branchen.

10.5.6. Østrigsk udmøntning af effektiviseringskrav

I den østrigske regulering anvendes både DEA og MOLS til at estimere netvirksomhedernes økonomiske effektivitet.³⁶ De to benchmarkingmodeller indgår i den samlede beregning af effektiviseringspotentialerne, hvor der anvendes DEA og MOLS med fem outputvariable samt en yderlig DEA med kun tre outputvariable. Resultaterne fra disse tre forskellige estimationsmodeller vægtes sammen til en endelig score ved at anvende en af følgende to ligninger:

Ligning 8 | Ligninger for beregning af effektiviseringsscore i østrigsk regulering

$$Eff.score_{bogf} = 0,45 * MOLS_{bogf} + 0,4 * DEA5_{bogf} + 0,15 * DEA3_{bogf}$$

³⁵ Energimarknadsinspektionen (30. marts 2015), *Metodik for bestamning av effektiviseringskrav i intaktsramsregleringen for elnatsforetag*.

³⁶ E-control, *Regulatory Regime for the Third Regulatory Period: Electricity Distribution System Operators 1 January – 31 December 2018*.

$$Eff.score_{std} = 0,45 * MOLS_{std} + 0,4 * DEA5_{std} + 0,15 * DEA3_{std}$$

Den af de to ligninger, som giver netvirksomheden den mest favorable score, bliver anvendt til at udmønte effektiviseringskravet (best-af-flere). Forskellen mellem de to ligninger er, at der anvendes hhv. bogførte eller standardiserede kapitalomkostninger til at beregne inputsiden til de tre estimationsmodeller. Det endelige potentiale er forskellen mellem en og netvirksomhedens mest favorable effektivitetsscore.

I den østrigske lovgivning er der nedskrevet en række omkostninger, som bliver defineret som værende upåvirkelige, og som derfor ikke skal indgå i det omkostningsgrundlag, der anvendes i benchmarkingberegningerne. Disse upåvirkelige omkostninger er blandt andet omkostninger til overliggende net, bestemte typer af nettab og skattebetalinger for brug af landjord.

Den østrigske regulator har indført en øvre grænse for effektiviseringspotentialet, som betyder at potentialet ikke kan overstige 27,5 pct. Værdien er sat i forhold til en årlig effektivisering på 3,165 pct. i en periode på ti år. Under hensyntagen til det årlige generelle krav og en periode på ti år for at indhente sit potentiale, er det årlige krav beregnet ved følgende formel:

Ligning 9 | Ligning for udmøntning i østrigsk regulering

$$\text{Årlige krav} = 1 - 0,9875 \times \sqrt[10]{\text{potentiale}}$$

Det maksimale årlige krav for netvirksomhederne er 4,375 pct. Dette indeholder både det individuelle såvel som det generelle effektiviseringskrav. Der er ligeledes et minimum på det årlige krav som er sat til 1,25 pct. En fuldt ud effektiv netvirksomhed får dermed et årligt effektiviseringskrav, som dækker over den generelle effektiviseringsudvikling i branchen.

10.5.7. Tysk udmøntning af effektiviseringskrav

I den tyske regulering anvendes både DEA og SFA til at estimere netvirksomhedernes økonomiske effektivitet.³⁷ Den tyske regulator fastsatte individuelle effektiviseringskrav for over 150 netvirksomheder i 2013, og har derfor et stort antal observationer, når der skal opbygges en model til benchmarking af den økonomiske effektivitet. Med det store antal observationer er der bedre mulighed for at opbygge en benchmarkingmodel med mange outputvariable, og derfor er den tyske benchmarkingmodel også den model, der indeholder flest outputvariable sammenlignet med de øvrige lande beskrevet i indeværende notat.

Den tyske regulering bygger på en indtægtsramme, som er inddelt i to omkostningstyper. Den ene omkostningstype består af permanente ikke-påvirkelige omkostninger, mens den anden omkostningstype er generelle påvirkelige omkostninger. Det udmeldte effektiviseringskrav udmøntes alene på de generelle påvirkelige omkostninger.

I beregningen af de tyske netvirksomheders økonomiske effektivitet anvendes både modeller med og uden standardiserede kapitalomkostninger (CAPEX). Derudover anvendes der både DEA og SFA til at beregne effektiviseringspotentialer. Netvirksomhedernes individuelle efficiensscorer bestemmes ud fra en best-af-flere tilgang, som er illustreret i nedenstående ligning:

³⁷ Bundesnetzagentur – www.bundesnetzagentur.de

Ligning 10 | Ligning fastsættelse af effektiviseringsscore i tysk regulering

$$Eff.score = maks \{DEA_{bogf} ; DEA_{std} ; SFA_{bogf} ; SFA_{std} ; 0,60\}$$

Den tyske regulator har indført en grænse for, hvor ineffektiv en netvirksomhed kan fremstå i benchmarkingberegningerne. Grænsen er på 60 pct. og dermed kan en netvirksomhed ikke få et effektiviseringspotentiale, der overstiger 40 pct. Netvirksomhederne skal indhente sit effektiviseringspotentiale i løbet af den regulatoriske periode på otte år.

10.5.8. Sammenfatning

I Tabel 50 ses en oversigt over de benchmarking- og udmøntningsprincipper, som anvendes i reguleringen af vandsektoren i Danmark og hos internationale regulatorer.

Tabel 50 | **Overblik over regulering og udmøntning hos udvalgte regulatorer**

	Vand	Finland	Sverige	Østrig	Tyskland
Omkostninger der anvendes som omkostningsgrundlag	Faktiske driftsomk. (OPEX)	Påvirkelige driftsomk. (OPEX)	Totale omkostninger (TOTEX)	Totale omkostninger (TOTEX)	Totale omkostninger (TOTEX)
Loft over potentiale eller udmøntet krav	Årlige krav kan ikke være højere end 5 pct.	20 pct. af den rimelige forrentning	Årlige krav kan ikke være højere end 1,825 pct.	Årlige krav kan ikke være højere end 4,375 pct.	Potentialet kan ikke være højere end 40 pct.
Andel af potentiale som udmøntes årligt	25 pct.	25 pct.	25 pct.	10 pct.	12,5 pct.
Omkostninger der anvendes som udmøntningsgrundlag	Pris- og effektivitets-korrigerede driftsomk.	Påvirkelige driftsomk.	Påvirkelige driftsomk.	Påvirkelige omkostninger	Påvirkelige omkostninger
Generelt krav	Ja, men blev beregnet til 0 pct. i 2015	Ja, men blev beregnet til 0 pct. i 2015	Ja, der udmøntes som min. 1 pct.	Ja, der udmøntes som min. 1,25 pct.	NA

Kilde: Sekretariatets dialog med nationale og udenlandske regulatorer samt offentlige tilgængelige rapporter fra de pågældende regulatorer

10.6. Benchmarkingekspertgruppens anbefalinger til udmøntning

Ekspertgruppen anbefaler:

- ◆ At Energitilsynet træffer beslutning om hvor stor en andel af det opgjorte effektiviseringspotentiale der hvert år skal omsættes til et effektiviseringskrav.
- ◆ At Energitilsynet i første reguleringsperiode fastsætter et konkret loft for hvor stort et effektiviseringspotentiale (i procent) der kan fastsættes for individuelle netvirksomheder. I den efterfølgende periode, hvor data og benchmarkingmodellen er videreudviklet, bør loftet lempes.
- ◆ At andelen af det opgjorte effektiviseringspotentiale bør ses i sammenhæng med de samlede forsigtighedshensyn, der tages i modellen. Dette indebærer valg af en eller flere benchmarkingmetoder, udmøntningsgrundlaget, loft på effektiviseringspotentialet og modellens robusthed som helhed.
- ◆ At Energitilsynet i forbindelse med udarbejdelse af den konkrete benchmarkingmodel i 2018 fastsætter den konkrete model til udmøntning af effektiviseringskrav.
- ◆ At Energitilsynet tager et øget forsigtighedshensyn i forbindelse med udmøntning af individuelle effektiviseringskrav for de to netvirksomheder, der alene har net på 50 kV niveau, såfremt modellen baseret på 2017-data anvender aftagenumre som en cost driver.

Energitilsynet bør følge nedenstående retningslinjer ved udformning af den konkrete model til udmøntning af effektiviseringskrav, med mindre, andre væsentlige hensyn taler for en tilpasning af metoden:

- ◆ Effektiviseringskrav skal udmøntes på de totale omkostninger, dvs. et grundlag der består af både driftsomkostninger og kapitalomkostninger.
- ◆ Effektiviseringskrav skal udmøntes på omkostninger, der vurderes at være påvirkelige. Det indebærer, at effektiviseringskrav udbredes på et udmøntningsgrundlag også omfatter de af virksomhedernes omkostninger, der er sammenlignelige og ikke-sammenlignelige.
- ◆ Der skal ikke udmøntes effektiviseringskrav på omkostninger, der vurderes ikke at være påvirkelige.
- ◆ Andelen af det opgjorte effektiviseringspotentiale der hvert år skal omsættes til et effektiviseringskrav skal være lavere på afskrivninger set i forhold til driftsomkostninger.

11. Benchmarkingekspertgruppens anbefalinger

I dette afsnit gives en beskrivelse af Benchmarkingekspertgruppens samlede anbefalinger og overleveringen af den afsluttende rapport. Afsnittet indeholder en samling af de i rapporten anførte anbefalinger til ny benchmarkingmodel af netvirksomhedernes økonomiske effektivitet.

Ekspertgruppens konkrete forslag til en ny benchmarkingmodel er baseret på tilgængelige data for 2014. Derudover har ekspertgruppen givet anbefalinger til procedurer for den fremadrettede genberegning af benchmarkingmodellen. Modellen forventes at finde anvendelse til beregning af netvirksomhedernes økonomiske effektiviseringspotentialer og udmøntning af krav første gang i 2018 baseret på data for 2017. Benchmarkingekspertgruppen anbefalinger indeholder desuden en række anbefalinger til det fremtidige analysearbejde, der forventes udført i forbindelse med genberegning af modellen i 2018.

11.1. Beskrivelse af den nye benchmarkingmodel baseret på 2014-data

På baggrund af ekspertgruppens anbefalinger er der i Tabel 51 i oversigtsform angivet den benchmarkingmodel, som Benchmarkingekspertgruppen anbefaler, at Energitilsynet anvender til at danne grundlag for tilsyn med netvirksomhedernes effektivitet og udmøntning af individuelle effektiviseringskrav baseret på 2014-data.

Tabel 51 | Den nye benchmarkingmodel for danske netvirksomheder baseret på 2014-data

Metode	Bedste af to forskellige beregningsmodeller til at estimere sammenhænge mellem input og output: 1. DEA (Data Envelopment Analysis) med konstant skalaafkast. 2. SFA (Stochastic Frontier Analysis) med en normeret lineær modelform.
Data	Analyseresultaterne og den nye benchmarkingmodel på kort sigt er baseret på 2014-data. Det samlede datasæt omfatter oplysninger fra netvirksomhedernes indberetninger, dataudtræk fra Energinet.dk, offentlige tilgængelige data fra Danmarks Statistik, lønstatistik fra DI og Dansk Arbejdsgiverforening samt oplysninger fra Dansk Energi. Der skal indsamles et opdateret datasæt til benchmarking i 2018, som baserer sig på nye indberetninger for 2017-regnskabsåret.
Input	De totale omkostninger (TOTEX) består af driftsomkostninger (OPEX) og kapitalomkostninger (CAPEX): 1) <i>OPEX</i>: Driftsomkostningerne er opgjort i bogførte værdier. Nettabsomkostninger indgår i posten og trækkes ud med de faktiske omkostninger. Ekspertgruppen anbefaler dog, at der beregnes et interval omkring den gennemsnitlige enhedsomkostning på f.eks. +/- 15 pct. Dvs. hvis netvirksomhedernes enhedsomkostninger ligger uden for dette interval, vil deres omkostninger blive korriigeret så de ligger indenfor intervallet, før de fratrækkes driftsomkostningerne. 2) <i>CAPEX</i>: Kapitalomkostninger er opgjort som bogførte værdier og omfatter afskrivninger på kapitalapparatet samt en WACC-forrentning af aktivbasen.
Output	Der anvendes i alt tre ydelser (output) i beregningerne: 1. <i>Norm-grid</i>: Aggregat af netkomponenter. 2. <i>Nettospidsbelastning</i>: Timeværdier fra udvekslingsmålere i nettet. Alternativt <i>leveret mængde</i>: Det samlede mængde af el som leveres til kunderne, målt i kWh. 3. <i>Aftagenumre</i>: Samlet antal af kunder der er tilkoblet til nettet.
Rammevilkår	På inputsiden korrigeres 50 pct. af de totale omkostninger for regionale lønforskelle, imens der på outputsiden korrigeres for bymæssighed ved brug af en tæthedskorrektion baseret på aftagenumre. Desuden foretages der en efteranalyse (second stage) af effektiviteten på de mulige rammevilkår, der er identificeret, og som ikke er korrigeret for i selve modellen.
Ekstremværdi	Der foretages en randundersøgelse og en outlier-test i både DEA og SFA, med sigte på at netvirksomhedernes effektivitetspotentiale bliver fastsat i forhold til sammenlignelige netvirksomheder. Netvirksomheder, som i beregningerne skiller sig ekstremt ud fra de øvrige netvirksomheder, og som har en særlig stor indflydelse på de endelige effektiviseringspotentialer, fjernes.

Kilde: Sekretariatet for Benchmarkingekspertgruppen.

11.2. Governance for fremtidig fastsættelse af benchmarkingmodel

Benchmarkingekspertgruppens afrapportering indeholder en indstilling om, hvilken konkret benchmarkingmodel der kan danne grundlag for Energitilsynets tilsyn med netvirksomhedernes effektivitet og udmøntning af individuelle effektiviseringskrav, jf. kommissoriet af bilag 1. Benchmarkingen skal sikre at individuelle effektiviseringskrav fastsættes på baggrund af en robust og valid model. Samtidig skal modellen understøtte omkostningseffektivitet og give netvirksomhederne incitament til at vælge de løsninger, der mest omkostningseffektivt leverer de nødvendige ydelser.

Ekspertgruppens anbefalinger afleveres til Energitilsynet, og skal af Energitilsynet anvendes som baggrund for stillingtagen til fastsættelse af den økonomiske benchmarking af netvirksomhedernes effektivitet. Netvirksomhedernes indtægtsrammer vil blive justeret med et effektiviseringskrav baseret på det effektiviseringspotentiale, som fastsættes i benchmarkingmodellen.

Den nye regulering af de danske elnetvirksomheder forventes at bestå af 5-årige reguleringsperioder. Den første periode gældende fra 1. januar 2018 til 31. december 2022. Første beregning og udmelding af individuelle effektiviseringskrav fra den nye benchmarkingmodel ventes at ville finde sted ultimo 2018, og påvirke netvirksomhedernes indtægtsramme for 2019. Beregningerne i 2018 vil tage udgangspunkt i netvirksomhederne indberetningerne til Energitilsynet for regnskabsåret 2017. Effektiviseringskravene fastsat på baggrund af den nye benchmarkingmodel vil således ikke påvirke indtægtsrammerne for det første regnskabsår i den nye regulering.

Ekspertgruppen har i 1. delaflevering af december 2015 anbefalet, at Energitilsynet fastsætter årlige effektiviseringskrav på baggrund af en årlig benchmarking (inklusive en årlig opdatering af den såkaldte benchmarkingfront med de mest effektive virksomheder) med anvendelse af det foregående års data.

En årlig benchmarking med en årlig udmøntning af effektiviseringskrav vil fortsat tilgodese de hensyn, som EI-reguleringsudvalget har peget på, ligesom drivkraften for en netvirksomhed til at opnå effektiviseringer fortsat vil være ønsket om at opnå ekstraordinære effektiviseringsgevinster i den 5-årige reguleringsperiode.

Benchmarkingekspertgruppen har i 1. delaflevering endvidere anbefalet, at Energitilsynet forud for reguleringsperiode 2023-2027, skal have mulighed for, at analyserer om datagrundlaget anvendt i benchmarkingmodellen bør ændres fra ét år til flere års data. En eventuel revision af datagrundlaget må dog ikke mindske virksomhedernes incitament til effektiviseringer.

11.2.1. Proces for genberegning af benchmarkingmodellen

Det er Benchmarkingekspertgruppens vurdering, at Energitilsynet på baggrund af anbefalingerne til procedure for genberegning af den nye benchmarkingmodel kan etablere en ny benchmarkingmodel, der kan danne et retvisende og robust grundlag for tilsyn med netvirksomhedernes effektivitet og udmøntning af individuelle effektiviseringskrav.

Benchmarkingekspertgruppen anbefaler, at analysen i 2018 på baggrund af data fra regnskabsåret 2017 tager udgangspunkt i følgende procedure for genberegning af modellen:

- ◆ Analyse af opgørelse af netvirksomhedernes totalomkostninger
- ◆ Cost driver-analyse samt identifikation af rammevilkår
- ◆ Specifikation af beregningsmodeller
- ◆ Modelvalidering og robusthedstjek

Benchmarkingekspertgruppen anbefaler, at Energitilsynet i forbindelse med opdateringer af datagrundlaget løbende bør genberegne benchmarkingmodellen efter den i nærværende rapport opstillede proces. Arbejdet med at etablere og opdatere benchmarkingmodellen kan opdeles i en række delopgaver, der løses i en iterativ proces. I takt med at der indhentes nye data, kan der opstå et behov for at genbesøge og reevaluere de enkelte delopgaver, jf. Tabel 52.

Tabel 52 | Delelementer til genberegning af benchmarkingmodellen

Trin 1	Opgørelse af omkostningsgrundlag herunder udarbejdelse af en konteringsvejledning
Trin 2	Fastlæggelse af ydelser og rammevilkår herunder udarbejdelse af en indberetningsvejledning
Trin 3	Dataindsamling og datavalidering
Trin 4	Udvælge ydelser ved brug af statistiske test (cost driver analyse)
Trin 5	Specifikation af model herunder fastlæggelse af input/output, funktionel form og rammevilkår
Trin 6	Modelvalidering og robusthedstjek herunder second-stage analyser og peer-review

Kilde: Sekretariatet for Benchmarkingekspertgruppen.

I udviklingen af den anbefalede benchmarkingmodel er der testet for alternativer til den anbefalede model. Det er ekspertgruppens vurdering, at såfremt opdaterede og nye data viser, at den anbefalede model ikke længere er den bedste model til at forklare omkostningsvariationerne mellem netvirksomhederne, er der også andre nærliggende alternativer, som Energitilsynet kan anvende.

Energitilsynet foretager fremadrettet de nødvendige tilpasninger af modellen og beslutter på baggrund af genberegningen af benchmarkingmodellen, om der skal ske ændringer i forhold til modelspecifikation og til den i rapporten beskrevne model.

I Tabel 53 er en sammenfatning af Benchmarkingekspertgruppens anbefalinger til procedure for genberegning af den nye benchmarkingmodel. En detaljeret beskrivelse af anbefalingerne fremgår af de respektive afsnit i rapporten.

Tabel 53 | Benchmarkingekspertgruppens anvisninger til procedurer for genberegning af den nye benchmarkingmodel

Benchmarkingekspertgruppen anbefaler:

Metode:

- ◆ At effektiviseringspotentialerne estimeres ved brug af en DEA-model (Data Envelopment Analysis) med konstant skalaafkast samt en normeret lineær SFA-model (Stochastic Frontier Analysis). Dette forudsætter dog, at de statistiske test bekræfter brug af konstant skalaafkast i DEA og en normeret lineær model i SFA.
- ◆ At den af de to ovennævnte modeller, som resulterer i den højeste effektivitet for den individuelle netvirksomhed, anvendes til at fastsætte effektiviseringskravet. Ekspertgruppen anbefaler, at denne metode fastholdes ved genberegning.

Data:

- ◆ At der i forbindelse med genberegning samt revurdering af modellen i 2018 foretages en analyse tilsvarende den, der er blevet udarbejdet i forbindelse med anbefalingerne til den nye benchmarkingmodel baseret på 2014-data.
- ◆ At der foretages en ny indsamling af data for regnskabsåret 2017. Dataindsamlingen skal blandt andet omfatte antal netkomponenter, data vedrørende transformerkapacitet, GIS-fordelinger, lønstatistikker, opdaterede omkostningsvægte og opgørelse af nettab.

Input:

- ◆ At det bør undersøges nærmere, om der er grundlag for at standardisere kapitalomkostningerne.
- ◆ At Energitilsynet skal undersøge, hvordan nettabet på længere sigt bør håndteres i benchmarkingmodellen.

Output:

- ◆ At der på baggrund af 2014-data anvendes tre ydelser (output) i beregningerne af effektiviseringspotentialerne, hhv. tæthedskorrigeret norm-grid, antal aftagenumre og nettospidsbelastning eller alternativt leveret mængde.
- ◆ At der ved genberegningen af benchmarkingmodellen på ny foretages en cost driver-analyse for at identificere om de tre ydelser også kan anvendes i modellen baseret på 2017-data. I vurderingen af ydelserne bør der både lægges vægt på den begrebsmæssige betydning såvel som den statistiske signifikans.

Rammevilkår:

- ◆ At der i benchmarkingmodellen korrigeres for regionale lønforskelle og bymæssighed.
- ◆ At der foretages en second stage analyse, for at identificere om der er nogle af de i rapporten beskrevet mulige rammevilkår, som der fremadrettet bør korrigeres for.
- ◆ At der i forbindelse med genberegning i 2018 ligeledes udføres en second stage analyse for at identificere mulige rammevilkår.

Ekstremværdi:

- ♦ At der foretages en randundersøgelse og outlier-test i både DEA- og SFA-modellen. Dette gøres for at sikre, at netvirksomhedernes effektivitetspotentialer bliver fastsat i forhold til sammenlignelige netvirksomheder, samt at sikre at effektiviseringspotentialerne ikke fastsættes på et urimeligt niveau.
- ♦ At der ved genberegning i 2018 ligeledes udføres en randundersøgelse og outlier-test.

11.2.2. Programmeringskoder (scripts) til genberegning af modellen i 2018

Benchmarkingekspertgruppen har nedsat en arbejdsgruppe til udviklingen af den ny benchmarkingmodel. Professor Peter Bogetoft har været ansat til at udvikle modellen og til at foretage de statistiske analyser. Peter Bogetoft har i denne forbindelse, i tæt samarbejde med Sekretariatet for Benchmarkingekspertgruppen, udviklet et såkaldt script, som er programmeringskoder til beregner og analyser af DEA- og SFA-modellerne i programmeringsprogrammet R.

Peter Bogetofts og Sekretariatet for Benchmarkingekspertgruppens udarbejdede script vil blive overleveret til Energitilsynet, når Benchmarkingekspertgruppen afleverer sin afsluttende rapport. Scriptet indeholder alle løbende beregner og analyser, der er gennemført i forbindelse med udvikling af den ny benchmarkingmodel, og er et arbejdsdokument der stadig er under udvikling.

Sekretariatet og Peter Bogetoft har indgået et tæt samarbejde i forbindelse med udarbejdelsen af modellen samt de bagvedliggende analyser. Dette har resulteret i, at sekretariatet har erhvervet sig stor indsigt og forståelse af analysearbejdet samt det anvendte script. Dette for at sikre, at Sekretariatet for Energitilsynet har kompetencer til på sigt at foretage genberegningerne af modellen, når data for regnskabsåret 2017 skal anvendes til udmøntning af effektiviseringskrav for netvirksomhedernes indtægtsrammer for 2019.

Det udarbejdede script, som Peter Bogetoft har produceret i samarbejde med Sekretariatet for Benchmarkingekspertgruppen, giver Sekretariatet for Energitilsynet mulighed for hhv. at genberegne modellens effektiviseringspotentialer, at analysere om modellen er robust baseret på data fra regnskabsåret 2017, samt at analysere behovet for justeringer af modellen som helhed.

Scriptet er at betragte som et arbejdsdokument under fortsat udvikling – der foreligger således på nuværende tidspunkt ikke et endeligt script, der alene indeholder programkoder målrettet den af ekspertgruppen anbefalede benchmarkingmodel. Ekspertgruppemedlemmerne er derfor af den mening, at det synes formålstjenesteligt at vente med at udlevere script, til de individuelle effektiviseringskrav udmeldes. Dette er i overensstemmelse med kommissoriet for Benchmarkingekspertgruppen, hvoraf det fremgår, at ekspertgruppen ved arbejdets afslutning vil komme med en beskrivelse af de overordnede principper for den fremtidige benchmarkingmodel, herunder valg af model. Herudover bemærkes det, at det ligeledes i forbindelse med udviklingen af benchmarkingmodeller i sammenlignelige lande ikke har været praksis at udlevere script, men alene at udlevere et script ved anvendelse af benchmarkingmodellen og udmelding af individuelle effektiviseringskrav.

11.2.3. Fremadrettet dataindsamling

Ekspertgruppens samlede anbefalinger til en ny benchmarkingmodel er baseret på tilgængelige data for 2014. Benchmarkingekspertgruppen anbefaler imidlertid, at der i forbindelse med genberegning samt revurdering af modellen i 2018 på baggrund af data for regnskabsåret 2017 foretages en analyse tilsvarende den, der er blevet udarbejdet i forbindelse med anbefalingerne til den nye benchmarkingmodel baseret på 2014-data. Indhentning af data for regnskabsåret 2017 bør baseres på nedenstående principper.

Tabel 54 | **Dataindsamling af transformerkapacitet**

Data	Transformerkapacitet.
Datakilde	Nye indberetningsskemaer som skal udfyldes med 2017-data og indsendes til Energitilsynet i 2018.
Anvendelse i benchmarkingmodellen	Den installerede transformerkapacitet er en mulig ydelse i modellen, hvorfor det er af stor betydning at dataene for kapaciteten er til rådighed, og at de er af høj kvalitet.

Tabel 55 | **Dataindsamling af nettospidsbelastning**

Data	Den faktiske spidsbelastning i elnettet.
Datakilde	Data vedrørende netvirksomhedernes faktisk nettospidsbelastning samt den decentrale produktion fra solceller og vindmøller. Data fra udvekslingsmålere i nettet er registreret i DataHub, som drives af Energinet.dk.
Anvendelse i benchmarkingmodellen	Netvirksomhedernes nettospidsbelastning er identificeret som en ydelse i den nye benchmarkingmodel. På nuværende tidspunkt er effekterne fra den decentrale produktion dog ikke inkluderet, hvilket kan medvirke til misvisende data afhængigt af størrelsen af den decentrale produktion og elforbruget i nettet. Benchmarkingekspertgruppen anbefaler derfor, at det på sigt undersøges om, der i opgørelsen af målet for nettospidsbelastning kan tages højde for bl.a. decentral produktion.

Tabel 56 | **Dataindsamling af GIS-data**

Data	City-, by- og landfordeling af netkomponenter. Geografisk informationssystem (GIS).
Datakilde	Nye indberetningsskemaer som skal udfyldes med 2017-data og indsendes til Energitilsynet i 2018.
Anvendelse i benchmarking-modellen	Bymæssighed er identificeret som et væsentligt rammevilkår. Ekspertgruppen anbefaler, at Energitilsynet fremadrettet foretager en undersøgelse af en mulig forbedring af GIS-data. Dermed reduceres usikkerheden omkring de estimerede omkostningsforhold mellem city, by og land, som der er ved den eksisterende GIS-opdeling.
Bemærkninger	Dansk Energi har tilbage i 2008 i samarbejde med Atkins udviklet et GIS-filter med zoneinddeling, som netvirksomhederne kan anvende ved opgørelsen af fordelingen af netkomponenter i city, by og land. Dette værktøj har dog vist sig at være fejlbehæftet. Ekspertgruppen anbefaler derfor, at Energitilsynet fremadrettet bør udvikle et lignende værktøj, som netvirksomhederne kan anvende til brug for indberetning af fordelingen af netkomponenter efter zoner. I den forbindelse anbefales Energitilsynet at kigge nærmere på zone-inddelingerne, så GIS-kortet i højere grad afspejler netvirksomhedernes reelle omkostningsforskelle på tværs af geografisk område.

Tabel 57 | **Dataindsamling af omkostningsvægte**

Data	Omkostningsvægte.
Datakilde	Indsamle data fra netvirksomhederne.
Anvendelse i benchmarking-modellen	Det konstruerede norm-gridmål skal summeres med vægte.
Bemærkninger	Driftsomkostnings- og afskrivningsvægtene, som anvendt i modellen på nuværende tidspunkt, er baseret på oplysninger fra før 2010. Det er således ekspertgruppens vurdering, at omkostningsvægtene skal genberegnes for at sikre, at forholdene mellem netkomponenterne, som indgår i norm-gridmålet er korrekte.

Tabel 58 | **Dataindsamling af regionale lønforskelle**

Data	Regionale lønforskelle.
Datakilde	Der foreligger på nuværende tidspunkt ingen officielle data, hvorfor ekspertgruppen anbefaler, at Energitilsynet inden 2018 undersøger om der kan indsamles mere valide data for regionale lønforskelle.
Anvendelse i benchmarking-modellen	Regionale lønforskelle er identificeret som et væsentligt rammevilkår. Ekspertgruppen anbefaler, at såfremt der kan indsamles valide informationer om regionale lønforskelle, så bør disse korrigeres i netvirksomhedernes totale omkostninger, inden der foretages en cost driver-analyse og potentialeberegninger i DEA og SFA-modeller.

Tabel 59 | **Dataindsamling af nettab**

Data	Fysisk nettab samt nettabsomkostninger
Datakilde	Indberetninger fra netvirksomhederne, samt en undersøgelse af netvirksomhedernes kontrol af fysisk nettab og indkøb af el til at dække det fysiske nettab.
Anvendelse i benchmarking-modellen	Det er på nuværende tidspunkt ikke muligt, at anskaffe målinger af den nødvendige præcision og dermed til at foretage en benchmarking af det fysiske nettab. På sigt bør nettab indarbejdes i benchmarkingen af netvirksomhederne.

Tabel 60 | **Dataindsamling vedrørende levetid for netkomponenter**

Data	Levetider for netkomponenter.
Datakilde	Indsamle data vedrørende netvirksomhedernes faktisk anvendte levetider for netkomponenterne.
Anvendelse i benchmarking-modellen	Nettets alder er beskrevet som et muligt rammevilkår. For at undersøge betydningen af nettes alder, anbefaler ekspertgruppen, at Energitilsynet fastlægger, hvilke levetider som netvirksomhederne anvender til netkomponenterne.

12. Bilagsoversigt

Bilag 1: Kommissoriet

Bilag 2: 1. delaflevering af december 2015 om overordnede principper

Bilag 3: Indberetnings- og konteringsvejledning: Forslag til konterings- og indberetningsvejledningen i den version, som blev overleveret fra Benchmarkingekspertgruppen til Energitilsynet den 4. oktober 2016.

Bilag 4: Oversigt over dialog- og arbejdsgruppemøder med branchen

Bilag 5: Følgegruppens høringssvar til rapporten

Bilag 5a: Høringssvar fra Dansk Energi

Bilag 5b: Høringssvar fra DI

Bilag 5c: Høringssvar fra Forbrugerrådet Tænk

Bilag 5d: Høringssvar fra Landbrug & Fødevarer

Bilag 5e: Høringssvar fra Det Økologiske Råd

Bilag 6: Høringsnotat – Benchmarkingekspertgruppens adressering af følgegruppens bemærkninger til rapporten