



Bilagskompendium

Bilag til baggrundsrapport for
forrentningen af netvirksomhedernes
fremadrettede investeringer (WACC)

14. april 2016



INDHOLD

BILAGSNR.		INDHOLD
1	1-3	Kommissoriet
2	4	Sekretariatet for WACC-ekspertgruppen
3	5-31	Høringsnotat - Adressering af følgegruppens bemærkninger til udkast til den endelige rapport
4	32	Udtalelser fra følgegruppen
4a	33	Fælles udtalelse fra DI, Landbrug & Fødevarer, Dansk Energi, Realkreditrådet og Det Økologiske Råd
4b	34-37	Udtalelse fra Dansk Energi
4c	38	Udtalelse fra DI
4d	39	Udtalelse fra Forbrugerrådet Tænk
4e	40	Udtalelse fra Landbrug & Fødevarer
4f	41	Udtalelse fra Realkreditrådet
4g	42-44	Udtalelse fra Det Økologiske Råd
5	45-52	Beskrivelse af netvirksomhederne
6	53-78	Detaljeret forklaring af WACC-forrentningsgrundlaget
6a	79-82	Energistyrelsens forklarende tekst til illustration af pristalsregulering
6b		Energistyrelsens illustration af pristalskorrektion af forrentningsrammen (Excel-ark)
6c		Effekt af investering på tilladte indtægter (Excel-ark)
7	83-85	Energistyrelsens vurdering af kompensation for prisudvikling og fastsættelsen af den fremadrettede aktivbase
8	86-93	Energistyrelsens vurdering af usikkerhed i ny regulering
9	94-98	Dansk Energis vurdering af usikkerhed i ny regulering

10	99-102	Sammenligning af udvalgte europæiske elregulatorer
10a	103-108	WACC i Norge
10b	109-113	WACC i Sverige
10c	114-118	WACC i Finland
10d	119-123	WACC i Nederlandene
10e	124-127	WACC i Østrig
10f	128-131	WACC i Tyskland
11	132-139	Danske myndigheders brug af WACC
12	140-152	Notat om SFG Consulting rapporten af d. 22. december 2015
13	153-192	SFG Consulting rapporten af d. 22. december 2015
14		WACC-beregner (Excel-ark)



Kommissorium for fastsættelse af forrentningen af netvirksomhedernes fremadrettede investeringer (WACC)

Stormgade 2-6
1470 København K
Tlf. 3392 2800
Fax 3392 2801
kebmin@kebmin.dk
www.kebmin.dk

Som følge af regeringens forslag til ny økonomisk regulering af netvirksomhederne nedsættes en ekspertgruppe, der skal komme med en indstilling til fastsættelse af forrentningen af netvirksomhedernes fremadrettede investeringer.

27. august 2015 9.
oktober 2015

J nr. 2014-3434

/

Baggrund

Som en del af energiaftalen af 22. marts 2012 blev det besluttet at gennemføre et dybdegående eftersyn af reguleringen af den danske elforsyningssektor. Udvalgets afrapportering blev offentliggjort den 1. december 2014. Udvalget anbefaler en ny økonomisk regulering af netvirksomhederne, hvor forrentningen af de fremadrettede investeringer er et centralt element. Udvalget anbefaler, at forrentningen af de fremadrettede investeringer fastsættes med udgangspunkt i et markedsmæssigt, systematisk risikojusteret afkastkrav. Nærmere bestemt med udgangspunkt i en WACC (Weighted Average Cost of Capital).

Niveauet for WACC'en skal give netvirksomhederne et rimeligt, systematisk risikojusteret afkast svarende til risikoen ved at drive en reguleret monopolvirksomhed ved effektiv drift. Niveauet bør hverken give anledning til under- eller overinvesteringer i udviklingen og vedligeholdelsen af distributionsnettet.

Opgaver

Ekspertgruppen skal udarbejde en indstilling til fastsættelse af forrentningen af netvirksomhedernes fremadrettede investeringer med udgangspunkt i en WACC beregnet for en gennemsnitlig netvirksomhed, dvs. et vægtet gennemsnit af egenkapitalens afkastkrav og fremmedkapitalens afkastkrav.

Ekspertgruppens afrapportering skal indeholde en indstilling til hvilke konkrete parametre, der bør indgå i WACC-fastsættelsen og en beregningsmodel for, hvordan parametrene anvendes til at fastsætte WACC'en. Parametrene og beregningsmodellen skal være så præcise, at de kan anvendes direkte til at beregne en konkret procentsats for WACC'en.

Ekspertgruppen skal i sit arbejde blandt andet tage stilling til følgende tekniske parametre og forhold:

Bilag 1

- Risikoen ved at investere i elnettet generelt
- Den risikofri referencerente
- Den optimale kapitalstruktur i en netvirksomhed givet ved forholdet mellem egenkapital og fremmedkapital (den såkaldte gearing)
- Systematisk risiko
- Likviditet
- Skat
- Og regulatorisk risiko

Herudover skal ekspertgruppen i sit arbejde:

- Inddrage internationale erfaringer.
- Se deres indstilling i sammenhæng med de øvrige elementer i den nye økonomiske regulering af netvirksomhederne.
- Vurdere, hvordan muligheden for rentearbitrage kan minimeres ved fx at løbetiden på den risikofri referencerente ses i sammenhæng med hyppigheden i opgørelsen af forrentningsgrundlaget.

Proces, organisering og afrapportering

Der nedsættes en ekspertgruppe bestående af en formand, en næstformand og to-fire eksperter med faglig indsigt i emnet. Nationalbanken, universitetsverdenen og eventuelt andre relevante eksperter inviteres til at deltage i ekspertgruppen. Energi-, forsynings- og klimaministeren udpeger ekspertgruppens formand og eksperter. Finansministeriet og Erhvervs- og Vækstministeriet inddrages i processen. Energitilsynet er næstformand for ekspertgruppen.

Der etableres i tilknytning til ekspertgruppen en følgegruppe, hvis formål er at inddrage relevante interessenter i arbejdet med at fastsætte en WACC. Dansk Energi, DI, Forbrugerrådet Tænk, Landbrug & Fødevarer, Det Økologiske Råd og Realkreditrådet inviteres til at deltage i følgegruppen.

Ekspertgruppen skal udarbejde en mødeplan for inddragelse af følgegruppen med henblik på at sikre, at følgegruppen høres i alle relevante faser af ekspertgruppens arbejde. Planen skal inkludere afholdelse af minimum to workshops med følgegruppen. Følgegruppen kan derudover indkaldes efter behov. Følgegruppen skal kende dagsordenen for ekspertgruppens møder og modtage de papirer, der forelægges ekspertgruppen samtidig med, at papirerne sendes til ekspertgruppen. Følgegruppen skal fremsende eventuelle kommentarer til materialet forud for afholdelse af mødet, som materialet vedrører. Følgegruppen skal tilsendes alt baggrundmateriale fra eksterne kilder, der udleveres til ekspertgruppen, herunder bl.a. eksterne rapporter og videnskabelige artikler. Ekspertgruppen kan angive, at dokumenterne skal behandles i fortrolighed. Ekspertgruppen skal forholde sig til relevante bidrag fra følgegruppen modtaget indenfor høringsperioder fastlagt af ekspertgruppens formandskab. Følgegruppen skal desuden have mulighed for at indgive skriftlige kommentarer til ekspertgruppens udkast til afrapportering, før den offentliggøres. Ekspertgruppen skal udarbejde et høringsnotat, som indgår som bilag til rapporten. Hvis medlemmer af følgegruppen på væsentlige punkter er

Bilag 1

uenige i afrapporteringens konklusioner, kan de udarbejde en kortfattet udtalelse, som skal fremgå af et bilag til afrapporteringen.

Formandsskabet opfordres til at overveje muligheden for, at lade ekspertgruppen få adgang til at stille opklarende spørgsmål til Dansk Energi i fact-finding fasen.

Ekspertgruppen betjenes af Sekretariatet for Energitilsynet. Energistyrelsen, Finansministeriet og Erhvervs- og Vækstministeriet deltager i sekretariatsbetjeningen. Formandskabet for ekspertgruppen tilrettelægger gruppens arbejde og sekretariatsbetjeningen af udvalget.

Ekspertgruppen skal aflevere sin afrapportering senest 1. februar 2016.

WACC- ekspertgruppen

Bilag 2 – Sekretariatet for WACC-ekspertgruppen

WACC-ekspertgruppen har været betjent af et tværministerielt sekretariat forankret i Sekretariatet for Energitilsynet og har bestået af følgende medarbejdere:

Sekretariat for Energitilsynet	
Martin Windelin (fra 1. oktober 2015)	Sekretariatschef (kontorchef)
Rune Moesgaard (indtil 30. september 2015)	Tidligere sekretariatschef (kontorchef)
Thorbjørn Nejsum (fra 15. januar 2016)	Kontorchef
Karoline Hellem	Fuldmægtig
Kim P.V. Pham	Fuldmægtig
Niels O. Jensen	Fuldmægtig
Per N. Vogelius	Specialkonsulent
Jesper M. Banghøj (fra 2. november 2015)	Fuldmægtig
Louise Bank (indtil 30. november 2015)	Fuldmægtig
Birgitte Farre	Kontorfuldmægtig (it-administrator)
Rikke Maltby Lyck	Kontorfuldmægtig (it-administrator)

Energistyrelsen	
Lea Bruun Nielsen (indtil 29. februar 2016)	Fuldmægtig
Kasper Villum Hansen (fra 1. marts 2016)	Specialkonsulent

Finansministeriet	
Jon Folberg Pedersen	Fuldmægtig

Konkurrence- og Forbrugerstyrelsen	
Lauge Rasmussen	Specialkonsulent

Erhvervs- og Vækstministeriet	
Malte Lisberg (indtil 31. oktober 2015)	Specialkonsulent
Jakob Mau Pedersen (fra 1. november 2015)	Fuldmægtig

WACC- ekspertgruppen

Bilag 3 – Høringsnotat - Adressering af følgegruppens bemærkninger til udkast til den endelige afrapportering

Udkast til WACC-ekspertgruppens baggrundsrapport om forrentningen af netvirksomhedernes fremadrettede investeringer (WACC-regulering) har været sendt i høring hos følgegruppen den 12. februar 2016. Høringsfristen udløb den 19. februar 2016.

WACC-ekspertgruppen har modtaget høringssvar fra:

- A. Det Økologiske Råd
- B. DI
- C. Landbrug & Fødevarer
- D. Realkreditrådet
- E. Dansk Energi
- F. Forbrugerrådet Tænk

WACC-ekspertgruppen har nedenfor adresseret følgegruppens høringssvar.

Opstillet i punktform kommenterer følgegruppen på følgende:

1. Samlet WACC
 - a) Utilstrækkelig fokus på understøttelse af den grønne omstilling
 - b) Manglende incitament til konsolidering og tiltrækning af investorer
 - c) Under- og overinvesteringer
 - d) Minimum af belønning
 - e) Internationale sammenligninger
 - f) Markedstest
 - g) Teoretisk model
 - h) Forventning til WACC'ens niveau
 - i) Parameterværdierne har tidligere været anvendt i en anden sammenhæng
 - j) Markedsbaseret afkast
 - k) Langsigtet forudsigelighed og stabile tariffer
2. Internationale erfaringer
 - a) Manglende dokumentation for, at Danmark adskiller sig fra nabolandene
3. Den risikofrie rente
 - a) Løbetid
 - b) Fastsettelsesperioden
 - c) Rentearbitrage (generelt)
 - d) Rentearbitrage vil føre til 1 års løbetid på lån
 - e) Anvendelse af den risikofrie rente for regulerede selskaber

- f) Usædvanligt lave renteniveau
- 4. Høringssvar med relation til SFG Consultings rapport og nærværende notat
 - a) Systematisk risiko ved betalingsstrømme
 - b) Kompensation til beta for at anvende en 5-årig risikofri rente
 - c) Floater
 - d) Queensland Competition Authority (QCA) ikke repræsentative for den australske tilgang
- 5. Beta
 - a) Selektivt sammenligningsgrundlag i forhold til beta-estimat
- 6. Markedsrisikopræmien (MRP)
 - a) Inkonsistente beregninger og sammenhæng mellem MRP og den risikofrie rente
- 7. Fremmedkapitalomkostningen
 - a) Incitament til fremmedkapitalfinansieringsperiode
 - b) Fremmedkapitalomkostning afviger fra de reelle lånevilkår
 - c) Løbetid og rentetilpasningsperiode på fremmedkapitalfinansiering
 - d) Sondring mellem løbetid og rentetilpasningsperiode ift. gældsrisikopræmien
- 8. Gearing
 - a) Optimale gearingsniveau
- 9. Udvidelser til WACC
 - a) Regulatorisk og politisk risiko
 - b) Illikviditetstillæg
- 10. Governance
 - a) Verifikation fra tredjepart og klagemulighed
 - b) Hurtig politisk opfølgning og implementering af anbefalingerne
- 11. Organisering
 - a) Håndtering af kommentarer til baggrundsrapporten
 - b) Løbende ændringer af begrundelserne, men ikke anbefalingerne

Ad 1. Samlede WACC

a) Utilstrækkelig fokus på understøttelse af den grønne omstilling

Det Økologiske Råd anfører, at der generelt i baggrundsrapporten er utilstrækkelig fokus på understøttelse af den grønne omstilling.

Ekspertgruppens bemærkninger

Den nye økonomiske regulering skal sikre, at netvirksomhederne har incitament til at investere herunder i grøn omstilling. Dette skal blandt andet sikres ved, at netvirksomhederne får et rimeligt, systematisk risikojusteret afkast svarende til risikoen ved at drive en reguleret monopolvirksomhed ved effektiv drift.

Ekspertgruppen er dog på linje med El-reguleringsudvalget neutral overfor valget af teknologi ved de nødvendige investeringer, dvs. der gives ikke et særskilt positivt incitament til eksempelvis grønne investeringer. Netvirksomhederne ansøres således til at vælge de investeringer, der mest

omkostningseffektivt kan opretholde den ønskede kvalitet i nettet. Denne frihed i reguleringen tager højde for, at forskellige netvirksomheder kan have behov for forskellige typer af investeringer. Samtidig tages der højde for, at det i praksis kan være vanskeligt og administrativt tungt med en generel adskillelse af grønne investeringer og andre typer af investeringer. Særlige, innovative og grønne investeringer kan have brug for en særlig form for målrettet understøttelse fra staten, såfremt de er samfundsmæssigt, men ikke selskabsmæssigt rentable, jf. El-reguleringsudvalgets rapport. Men det bør ikke ske ved at sætte en for høj WACC for alle investeringer, men ved særskilte støtteordninger til sådanne særlige investeringer.

På baggrund af Det Økologiske Råds bemærkning er der indsat en præcisering af dette i afsnit 2.2 ”El-reguleringsudvalgets anbefalinger til den nye regulering”.

b) Manglende incitament til konsolidering og tiltrækning af investorer

Det Økologiske Råd samt Realkreditrådet anfører, at den fastsatte WACC er for lav og derfor vil hæmme konsolideringen i den dansk elnetsektor. DI anfører, at forrentningen skal bidrage til at kunne sikre fremtidig konsolideringsgevinster ved at tiltrække professionelle investorer og stiller spørgsmål ved, om WACC-niveauet er i stand til at styrke konsolideringen i sektoren. Dansk Energi påpeger, at WACC'en bør justeres for at få WACC'en på niveau med et risikojusteret, markedsbaseret afkast, som kan tiltrække investorer, skabe konsolideringsmuligheder og sikre kapitalallokeringen til elnettet.

Dansk Energi anfører endvidere, at hvis der ikke rettes op på det nuværende anbefalede niveau for WACC'en, vil det have den konsekvens, at investorer ikke vil allokere den nødvendige kapital i elnettet, og at det ikke kan forsvares at allokere kapital til en WACC langt under de faktiske, markedsbaserede kapitalomkostninger. Derudover peger Dansk Energi på, at kapital – modsat elnetselskabernes monopolydelse – er i fri konkurrence på tværs af sektorer og landegrænser og vil udgøre en barriere for en fortsat strukturudvikling, fordi hverken fusionspartnere eller opkøbskandidater vil kunne opnå en tilstrækkelig aflønning af den kapital, der efterfølgende må investeres i selskaberne.

Ekspertgruppens bemærkninger

Ekspertgruppen er uenig i, at WACC'en er fastsat for lavt. Ekspertgruppen har fastsat en WACC, der vurderes at give netvirksomhederne et rimeligt, systematisk risikojusteret afkast svarende til risikoen ved at drive en reguleret monopolvirksomhed ved effektiv drift. Endvidere er målet for WACC'ens niveau ikke at tiltrække bestemte typer af investorer, men at WACC'en skal give netvirksomhederne et rimeligt, systematisk risikojusteret afkast.

Et rimeligt, systematisk risikojusteret afkast svarende til risikoen ved at drive en reguleret monopolvirksomhed ved effektiv drift giver ikke anledning til underinvesteringer.

WACC'ens niveau for de danske netvirksomheder er pt. lavere end i mange andre lande eller sektorer, og der har historisk set også været forskelle mellem den forrentning, netvirksomhederne har fået i de forskellige lande. Som det er anført i rapporten er det problematisk at sammenligne WACC'er i forskellige lande, der er fastsat på forskellige tidspunkter. Årsagerne til at den danske WACC aktuelt ligger væsentligt under de øvrige udenlandske regulatorer er udførligt beskrevet i rapporten. Dette er

ikke ensbetydende med, at danske netvirksomheder ikke har været eller er i stand til at tiltrække kapital. Det er hverken sådan, at kapital må anses at komme fra en begrænset pulje, eller at investorerne står med et valg mellem at investere i danske netvirksomheder, andre landes netvirksomheder eller andre sektorer.

Det er endvidere ekspertgruppens vurdering, at en rational investor ikke kun vil se på WACC-satsen i første reguleringsperiode, men også på den måde som WACC-satsen justeres på mellem reguleringsperioderne, da en investor også vil lægge vægt på WACC-satsen i perioderne efter første reguleringsperiode. En rationel investor vil således tage med i sin investeringsvurdering, at hvis renteniveauet (herunder statsobligationsrenten) stiger i fremtiden, så vil WACC'en stige væsentligt hurtigere/kraftigere ved den af ekspertgruppen foreslåede WACC-anbefaling, hvor den risikofri rente beregnes på baggrund af et aktuelt 3 måneders gennemsnit end hvis der anvendtes fx et 5- eller 10-årigt rentegennemsnit, som det er tilfældet i en række andre lande. Dette skal der også tages højde for når WACC-satserne mellem forskellige lande sammenlignes og det skal vurderes hvordan WACC'erne påvirker investeringsincitamentene.

Det bemærkes desuden, at WACC'en ikke er den eneste faktor, der afgør, hvorvidt en netvirksomhed er i stand til at tiltrække kapital eller ej, hvilket er uddybet i rapporten.

Konsolidering vil blive fremmet af El-reguleringsudvalgets forslag om incitamentsbaseret rammeregulering, idet effektiviseringer vil skabe en merværdi, som kan komme både køber og sælger til gode. El-reguleringsudvalgets forslag om benchmarking forventes også at medvirke til konsolidering af de mindre effektive netvirksomheder.

Herudover kan det bemærkes, at der historisk set er der sket en omfattende konsolidering i elsektoren, hvor antallet af netvirksomheder over de seneste 20 år er reduceret fra over 200 til 65. Alene de sidste 10 år, hvor der har været indtægtsrammeregulering og en forrentningssats på lang byggeobligationsrente plus 1 pct. point er der sket en halvering af antallet af netvirksomheder.¹ Dette indikerer, at forrentningssatsen på investeringer ikke har en særlig stor betydning for konsolidering blandt netvirksomhederne, men at det er andre forhold, som fx effektiviseringspres og muligheder for synergieffekter, som er vigtige for konsolideringen.

Herudover deler ekspertgruppen ikke Dansk Energis vurdering af, at en højere forrentning end den af ekspertgruppens fastsatte WACC, og hvad ekspertgruppen vurderer at svare til et rimeligt, systematisk risikojusteret afkast, vil virke fremmende for konsolidering. Ekspertgruppen vurderer, at en højere forrentning, end hvad der vurderes at være et rimeligt, systematisk risikojusteret afkast, vil overkompensere ejerne af de naturlige monopoler. At give en for høj forrentning til netvirksomhederne, vil øge netvirksomhedernes markedsværdi, men på bekostning af højere priser til forbrugerne og reduktion af danske virksomheders konkurrenceevne. Det vurderes derfor ikke samfundsmæssigt gavnligt at sætte en WACC, der er højere end det, der vurderes at være et rimeligt,

¹ Jf. side 12 i rapporten "Diskussionsoplæg: Forsyningssektorerne – Strategi for en bedre regulering" fra september 2015, som er udarbejdet for Dansk Energi og tilsendt ekspertgruppen den 30. november 2015.

systematisk risikojusteret afkast svarende til risikoen ved at drive en reguleret monopolvirksomhed ved effektiv drift.

c) Over- og underinvesteringer

Realkreditrådet anfører, at den udmeldte WACC fremadrettet risikerer at hæmme investeringer i sektoren. DI anfører, at WACC'en skal sikre et tilstrækkeligt investeringsniveau uden at give anledning til hverken over- eller underkompensation på lang sigt, og retter tvivl om ekspertgruppens fastsatte niveau for WACC'en vil være i stand til at sikre dette. Det Økologiske Råd præciserer, at risiciene ved en for højt fastsat WACC udelukkende er en for høj betaling fra el-forbrugerne til elnetselskaberne. Risikoen ved en for lavt fastsat WACC er derimod, at der underinvesteres i det danske elnet, der på sigt fører til høje omkostninger for det samlede energisystem. Det Økologiske Råd nævner desuden, at det ikke er korrekt, at en for høj WACC nødvendigvis vil føre til overinvesteringer.

Ekspertgruppens bemærkninger

Ekspertgruppen er uenig i, at den fastsatte WACC vil resultere i underinvesteringer. Ekspertgruppen har fastsat en WACC, der vurderes at give netvirksomhederne et rimeligt, systematisk risikojusteret afkast svarende til risikoen ved at drive en reguleret monopolvirksomhed ved effektiv drift. En sådant fastsat WACC vurderes ikke at give anledning til under- eller overinvesteringer.

WACC'en er desuden ikke den eneste mekanisme til at understøtte, at netvirksomhederne foretager de nødvendige investeringer for at vedligeholde nettet. Der henvises til afsnit 2.4.3.3 "Andre mekanismer til at understøtte investeringer", hvor de øvrige mekanismer er beskrevet.

Det Økologiske Råd anfører, at det ikke er korrekt, at en for høj WACC nødvendigvis vil føre til overinvesteringer. Ekspertgruppen er enig heri. En for høj WACC vil give et incitament til at overinvestere, ligesom en for lav WACC vil give et incitament til at underinvestere, men der er også andre forhold, der påvirker netvirksomhedernes investeringsbeslutninger, hvilket fremgår af rapporten.

Hvis der sættes en for lav WACC kan dette give underinvesteringer i distributionsnettet, som kan medføre et velfærdstab for samfundet. Hvis der er tale om betydelige underinvesteringer kan der blive tale om et betydeligt velfærdstab. En for høj forrentning af netvirksomhedernes investeringer vil medføre, at forbrugerne og virksomhederne vil have højere omkostninger til el-distribution, og kan som beskrevet føre til overinvesteringer. Overinvesteringer er ikke samfundsøkonomisk rentable og kan derfor resultere i et velfærdstab for samfundet. Hvorvidt der er et tilfredsstillende investeringsniveau i det danske distributionsnet afhænger af, hvilken kapacitet og kvalitet i nettet, der anses for samfundsmæssigt ønskelig. Dette er en politisk beslutning.

d) Minimum af belønning

Forbrugerrådet Tænk kan støtte det foreliggende udkast til rapport, der findes at være velargumenteret, grundigt og afbalanceret. Målet om at sikre de nødvendige investeringer i denne beskyttede del af elsektoren bør sikres med det minimum af belønning, der skal til. Der er derfor intet selvstændigt bidrag til velfærd i at hæve eller sænke WACC'en til det niveau, der er fastsat i andre lande eller sektorer.

Ekspertgruppens bemærkninger

Ekspertgruppens opgave har været at fastsætte en WACC, der vurderes at give netvirksomhederne et rimeligt, systematisk risikojusteret afkast svarende til risikoen ved at drive en reguleret monopolvirksomhed ved effektiv drift. Formålet med at sætte WACC'en har således ikke været, at sætte WACC'en til et niveau, der er fastsat i andre lande eller sektorer.

e) Internationale sammenligninger

Det Økologiske Råd, Realkreditrådet og Dansk Energi fremhæver, at den anbefalede WACC ligger langt under de gældende WACC-satser hos de omkringliggende lande. Dansk Energi mener, at ekspertgruppen er selektiv i den vægt, der tillægges internationale erfaringer og parameterestimater - dvs. kun tillægger internationale erfaringer vægt, når de passer med ekspertgruppens holdninger. Det Økologiske Råd mener desuden, at der mangler en analyse af årsagerne til denne forskel, og hvilken betydning dette vil få for sektorens evne til at tiltrække kapital til investeringer.

Ekspertgruppens bemærkninger

Ekspertgruppen er ikke enig i ovennævnte bemærkninger. WACC'en er ikke fastsat for at nå et niveau som er lig med, over eller under WACC'en i omkringliggende lande, jf. afsnit 3.9 "Beregning af WACC og følsomhedsanalyse" i baggrundsrapporten. Dette har heller ikke været ekspertgruppens opgave i henhold til kommissoriet. Ekspertgruppen har i henhold til kommissoriet inddraget internationale erfaringer - både med hensyn til valg af metoder, fastsættelse af parameterverdier og vurdering af den samlede WACC.

Ekspertgruppen har for hver parameter forholdt sig til, hvordan det tilsvarende parameter er fastsat hos de udvalgte europæiske elnetregulatorer, og hvorvidt der burde anvendes samme parameter- og metodevalg i Danmark. Ekspertgruppen har for hver parameter og metode begrundet valget. Når ekspertgruppen har truffet et andet valg end i udlandet er dette udførligt begrundet. Det skal bemærkes, at der også mellem de udenlandske elnetregulatorer er betydelige forskelle i parametervalg. Desuden er WACC'ens samlede niveau sammenholdt med de udvalgte europæiske elregulatorer i baggrundsrapportens afsnit 3.9 "Beregning af WACC og følsomhedsanalyse". I samme afsnit er årsagerne til forskellen i WACC'ens niveau mellem Danmark og de udvalgte europæiske elregulatorers fastsatte WACC analyseret og forklaret udførligt.

Ekspertgruppens vurdering er, at når netvirksomhederne i Danmark får et rimeligt, systematisk risikojusteret afkast vil netvirksomhederne være i stand til at tiltrække den nødvendige kapital, også selvom WACC'en hos udenlandske elnetregulatorer måtte være højere, jf. argumentationen herfor tidligere i høringsnotatet.

f) Markedstest

Det Økologiske Råd fremhæver, at der er behov for, at WACC'en og dens parametre markedstestes og sammenlignes med netvirksomhedernes konkrete afkastkrav, da WACC'en er fastsat på baggrund af en regnemodel og således mangler at blive markedstestet. Dansk Energi pointerer endvidere, at WACC'ens størrelse ikke alene må blive defineret af en teoretisk model, der ikke svarer til, hvad markedsaktører og realinvestorer anvender i praksis, og dette således stiller krav til en virkelighedstest af WACC'en og de

enkelte parametre. Derudover fremhæver Dansk Energi, at konklusionerne samlet set er i modstrid med Finanstilsynets tilgang til alternative investeringer i fx infrastruktur, hvor Finanstilsynet tillægger ekstra vægt på validering og følsomhedsanalyse i forbindelse med værdiansættelse af alternative aktiver.

Ekspertgruppens bemærkninger

Ekspertgruppemedlemmerne har en finansiell, reguleringsmæssig og investeringsmæssig baggrund og besidder tilsammen betydelig forskningsmæssig viden om WACC-fastsættelse og praktisk erfaring med WACC-fastsættelse ved investeringsbeslutninger og værdiansættelse af virksomheder. Dette er i betydelig grad med til at sikre, at der fastsættes en realistisk WACC for netvirksomhederne og som er i overensstemmelse med kommissoriets krav hertil.

Ekspertgruppen bemærker desuden, at selvom Dansk Energis rundspørge hos nogle af deres større netvirksomhedsmedlemmer viser, at gennemsnittet for medlemmernes beregnede WACC er på 5,7 pct. nominelt før skat og anvendes til deres in- og divestmentbeslutninger, så har de danske netvirksomheder generelt investeret betydeligt, selvom forrentningssatsen på investeringer i den nuværende regulering har været på 4,5 pct. i 2013, 4,1 pct. i 2014 og 3,8 pct. i 2015.

Det er ekspertgruppens vurdering, at en egentlig markedstest/virkelighedstest af den nye økonomiske regulering, herunder af den fastsatte WACC, ikke kan gennemføres ex ante før den nye økonomiske regulering er trådt i kraft og netvirksomhederne har indrettet deres investerings- og finansieringsadfærd i henhold hertil. Effekterne af den ændrede økonomiske regulering, herunder den nye måde at opgøre forrentningsgrundlaget og den fastsatte forrentningssats (WACC'en) på, forventes først at kunne vurderes over en længere årrække.

Fastsættelse af en regulatorisk WACC, der opfylder kravene i kommissoriet, bør ikke ske ved at bede netvirksomhederne oplyse, hvilken WACC de pt. regner med og så sætte WACC'en lig den sats, som virksomhederne oplyser. Det kan i øvrigt bemærkes, at de udvalgte europæiske elregulatorer heller ikke i deres WACC-afgørelser og hertil hørende offentligt tilgængelige dokumentationsgrundlag, som Sekretariatet for WACC-ekspertgruppen er bekendt med, ses at fastlægge deres WACC ud fra den WACC, som netvirksomhederne selv oplyser, de anvender. De udvalgte europæiske regulatorer anvender derimod i meget vid udstrækning de samme modeller og empiriske studier, som ekspertgruppen også har anvendt i sit arbejde.

Tidspunktet for gennemførelsen af en markedstest/virkelighedstest har ekspertgruppen taget stilling til. Ekspertgruppen foreslår, at der i anden reguleringsperiode udarbejdes en evaluering af WACC-forrentningen af netvirksomhedernes investeringer, og denne finder sted mindst et år før afslutningen af anden reguleringsperiode. Evalueringen foreslås fremsendt til energi-, forsynings- og klimaministeren. En nærmere beskrivelse heraf fremgår afsnit 4.3.2 "Evaluering af WACC'en inden ny reguleringsperiode".

Ekspertgruppen er uenig i Dansk Energis påstand om, at ekspertgruppens anbefalinger er i modstrid med Finanstilsynets tilgang til alternative investeringer i fx infrastruktur. Ekspertgruppen har netop foretaget en række af de samme overvejelser, som indgår i Finanstilsynets tilgang til alternative

investeringer. Eksempelvis har ekspertgruppen gennemført en følsomhedsanalyse af ændringer af de væsentligste parametre og hvilken indflydelse, de har på den fastsatte WACC. Ekspertgruppen har ligeledes vurderet hvorvidt der skulle gives særskilte tillæg til WACC'en for illikviditet, regulatorisk og politisk risiko mv. eller om netvirksomhederne bliver tilstrækkeligt kompenseret for den risiko de bærer gennem de anbefalede værdier for beta, markedsrisikopræmie, gældsrisikopræmie mv. og de heraf afledte risikopræmier på egen- og fremmedkapitalen.

Herudover gælder, at ekspertgruppen er udpeget af energi-, forsynings- og klimaministeren. Ekspertgruppens medlemmer består af i alt seks eksperter. Disse besidder samlet set betydelig forskningsmæssig viden om og praktisk erfaring med fastlæggelse og anvendelse af WACC. Denne ekspertviden understøtter validiteten af hoved- og baggrundsrapportens anbefalinger. Der vurderes derfor ikke at være behov for yderligere eksperter på området til at vurdere og markedsteste fastsættelsen af WACC'en.

Følgegruppens kritik af, at ekspertgruppens fastsatte WACC er baseret på en teoretisk model og problemstillinger relateret hertil, er behandlet under høringsnotats punkt 1 g) ”Teoretisk model”.

g) Teoretisk model

Dansk Energi anfører, at WACC'en ikke alene må blive defineret af en teoretisk model, der giver et estimat, der ikke svarer til, hvad markedsaktører og investorer anvender i praksis. Ifølge Dansk Energi stiller dette krav til virkelighedstest af de enkelte parametre og i særdeleshed af det samlede WACC-estimat, som ekspertgruppen kommer frem til. Dansk Energi konstaterer, at ekspertgruppen primært har forholdt sig teoretisk – og isoleret til de enkelte parametre hver for sig og til den teoretiske ramme, der defineres af CAPM.

Det Økologiske Råd anfører, at den foreslåede WACC alene er fastsat på baggrund af en regnemodel.

Ekspertgruppens bemærkninger

Det er ekspertgruppens vurdering, at de samlede anbefalinger til WACC for danske netvirksomheder ikke alene har forholdt sig teoretisk til fastsættelsen af WACC'en, men har inddraget et meget stort antal empiriske undersøgelser til fastlæggelsen af WACC'en og dens underliggende parametre. Ekspertgruppen finder, at der er bred konsensus i markedet og blandt de europæiske elnetregulatorer om at anvende CAPM, som den underliggende teoretiske ramme, til at fastsætte WACC'en og dens parametre.

Derudover er det eksperternes forskningsmæssige viden og praktiske erfaringer og indsigt om anvendelse af WACC til investeringsbeslutninger, som har dannet grundlaget for fastsættelsen og ikke en ren teoretisk tilgang.

h) Forventning til WACC'ens niveau

Dansk Energi anfører, at netvirksomhederne ikke har haft en forventning om, at WACC'en vil ændres i en nedadgående retning ved overgang til nye regulering.

Ekspertgruppens bemærkninger

Det er muligt, at netvirksomhederne har haft en forventning om, at WACC'en i den nye økonomiske regulering ville fastsættes til et højere niveau og på niveau med WACC'en i en række af vores nabolande. Ekspertgruppens opgave har alene været at fastsætte et niveau for WACC'en, der skal give netvirksomhederne et rimeligt, systematisk risikojusteret afkast svarende til risikoen ved at drive en reguleret monopolvirksomhed ved effektiv drift. Hvad Dansk Energi og netvirksomhederne har haft af forventninger til det fremtidige niveau for den regulatoriske WACC, har ikke været tillagt vægt i fastsættelsen af den anbefalede WACC.

i) Parameterværdierne har tidligere været anvendt i en anden sammenhæng

Dansk Energi anfører, at ekspertgruppen i forlængelse af den teoretiske og isolerede tilgang, ikke har forholdt sig tilstrækkeligt til sammenhængen mellem de enkelte parametre. Dette betyder ifølge Dansk Energi, at der mange steder i rapporten indgår parameterværdier, der benyttes til at understøtte konklusionerne, som oprindeligt har indgået i en anden sammenhæng.

Ekspertgruppens bemærkninger

Ekspertgruppen finder ikke, at der er anvendt en tilgang, som ikke forholder sig tilstrækkeligt til sammenhængen mellem de enkelte parametre. Udviklingen i rapportens indhold fra udkast til udkast er en naturlig konsekvens af den arbejdsgang, der har været for ekspertgruppens arbejde. Sekretariatet har forud for ekspertgruppens møder fremsendt udkast til de pågældende afsnit i rapporten til både ekspertgruppen og følgegruppen. Dette materiale har indgået i ekspertgruppens efterfølgende drøftelser på ekspertgruppemøderne. Disse møder har dels ført til ændringer til det af sekretariatet fremsendte materiale, men også til, at der blev undersøgt nye forhold vedrørende parametre, metoder mv. Denne arbejdstilgang betyder også, at de samme emner løbende er blevet genbesøgt. Derfor er ekspertgruppens anbefalinger til de enkelte parametre i WACC'en også vurderet i sammenhæng med WACC'ens øvrige parametre.

j) Markedsbaseret afkast

Dansk Energi anfører, at den anbefalede WACC er væsentlig lavere end det afkast, som markedsaktører i praksis vil stille til et dansk elnetselskab, og at WACC'en dermed ikke afspejler et risikojusteret, markedsbaseret afkastkrav.

Ekspertgruppens bemærkninger

Ekspertgruppen er uenig i Dansk Energis vurdering. Ekspertgruppen har netop fastsat en forventning af de fremadrettede investeringer med udgangspunkt i et markedsbaseret, systematisk risikojusteret afkastkrav. Med et markedsbaseret, systematisk risikojusteret afkastkrav menes, at netvirksomhederne får et rimeligt, systematisk risikojusteret afkast svarende til risikoen ved at drive en reguleret monopolvirksomhed ved effektiv drift, jf. kommissoriet bilag 1.

k) Langsigtet forudsigelighed og stabile tariffer

Landbrug og Fødevarer anfører et ønske om større klarhed i forhold til WACC'ens niveau i kommende reguleringsperioder. DI anfører, at der bør sikres en stabil forventningssats og dermed mere stabile tariffer. Begge henviser til opgørelsesmetoden for den risikofrie rente som den væsentligste årsag til

udsving i WACC'en og anbefaler at der anvendes et 10-årigt gennemsnit af den risikofrie rente i WACC'en.

Ekspertgruppens bemærkninger

Ekspertgruppen har ved fastsættelsen af den risikofrie rente i WACC'en lagt vægt på, at den anvendte risikofrie rente skal være aktuel, så den afspejler den akutte markedssituation. Det har ført til en anbefaling om at den risikofrie rente estimeres ved et gennemsnit af tre måneders daglige dataobservationer af den risikofrie rente fra 1. juni til 31. august forud for overgangen til en ny reguleringsperiode. Ekspertgruppen anerkender, at anvendelse af et 3 måneders gennemsnit af den risikofrie rente betyder, at der alt andet lige vil være større udsving i WACC'ens niveau end ved anvendelse af eksempelvis et rentegennemsnit over 10 år.

En WACC baseret på et gennemsnit for den risikofrie rente de seneste 10 år vil give en mere stabil WACC, men det betyder ikke, at risikoen for netvirksomhederne dermed bliver lavere, tværtimod. Et langt 10-årigt gennemsnit af den risikofrie rente vil betyde, at WACC'en konsekvent vil være ude af trit med en investors aktuelle afkastkrav. En WACC baseret på et 10-årigt gennemsnit af den risikofrie rente vil alene betyde at WACC'en nærmest konstant vil afvige fra et rimeligt, systematisk risikojusteret WACC niveau. Det kan periodisk føre til overinvesteringer, hvis renteniveauet er faldende, og underinvesteringer, hvis renteniveauet er stigende. Det er derfor ikke hensigtsmæssigt at sikre stabile tariffer ved at fastsætte WACC'en på baggrund af mange års data for den risikofrie rente.

Endelig bemærkes det, at hensynet til stabile tariffer ikke indgår som et hensyn i kommissoriet for ekspertgruppens arbejde.

Ad 2. Internationale erfaringer

a) Manglende dokumentation for, at Danmark adskiller sig fra nabolandene

Dansk Energi anfører, at ekspertgruppens anbefaling om at benytte en 5-årig rente som risikofri rente ikke er repræsentativ for den tilgang, som energiregulatorerne har i Europa. Under alle omstændigheder finder Dansk Energi det langt mest relevant at bruge den stort set samstemmende praksis hos regulatorer i øvrige vesteuropæiske lande, hvor reguleringen kan sammenlignes med den kommende danske regulering.

Ekspertgruppens bemærkninger

Ekspertgruppen er ikke enig i det anførte. Internationale erfaringer har indgået i ekspertgruppens overvejelser ved valg af metode til fastsættelse af de enkelte parametre og i vurderingen af det samlede niveau for en WACC for danske netvirksomheder investeringer. Dette har resulteret i, at ekspertgruppen i nogle tilfælde har fundet det hensigtsmæssigt at anvende en tilsvarende metode, som andre udvalgte europæiske elregulatorer. I andre tilfælde har ekspertgruppen fundet, at andre metoder eller parameterverdier har været mere egnede. Ekspertgruppen har i baggrundsrapporten begrundet sine valg samt fravalg af de enkelte metoder. På tilsvarende vis har ekspertgruppen i hoved- og baggrundsrapporten begrundet, hvorfor niveauet for den anbefalede WACC for danske

netvirksomheder adskiller sig fra de udvalgte europæiske elnetregulatorers WACC. Ekspertgruppen har ligeledes udførligt begrundet sin anbefaling om at anvende en 5-årig risikofri rente.

Ad 3. Den risikofrie rente

a) Løbetid

Dansk Energi, Realkreditrådet, DI Det Økologiske Råd og Landbrug & Fødevarer angiver, at ekspertgruppen bør genoverveje niveauet for den risikofrie rente med henvisning til valget af løbetid. Bemærkningerne opfordrer ekspertgruppen til, at den i rapporten anbefalede løbetid på 5 år i stedet bør være 10-årige statsobligationer.

Ekspertgruppens bemærkninger

Ekspertgruppen vurderer, at løbetiden skal fastholdes på 5 år, som er identisk med reguleringsperioden. Der henvises til baggrundsrapportens afsnit 3.5 "Ekspertgruppens begrundelse for en 5-årig risikofri rente", hvor denne vurdering begrundes udførligt. Ekspertgruppen har på adskillige møder og på baggrund af omfangsrigt input fra følgegruppens medlemmer overvejet niveauet for den risikofrie rente og løbetiden på den statsobligation, der anvendes i anbefalingen.

Fastsættelsen af løbetiden på den risikofrie rente dækker næsten alle problemstillinger, som bliver rejst i SFG Consultings rapport for Dansk Energi. Det er især Dansk Energi, der henviser til argumenter fra denne rapport i argumentationen for at anvende en 10-årig risikofri rente frem for en 5-årig rente. Der henvises til høringssvarets punkt 4 "Høringssvar med relation til SFG Consultings rapport" for en gennemgang af disse argumenter.

b) Fastsættelsesperioden

DI og Landbrug & Fødevarer angiver, at den risikofri rente bør estimeres over en 10-årig periode for at give større forudsigelighed om WACC'ens størrelse for forbrugere og virksomheder. DI mener desuden, det vil sikre et tilstrækkeligt investeringsniveau, og Landbrug & Fødevarer mener, det vil bidrage til, at den danske regulering tilnærmer sig reguleringen i nabolandene.

Det Økologiske Råd angiver, at mange kilder anbefaler at fastlægge WACC'en over en 10-årig eller længere periode, og at dette giver en større grad træghed i tilpasningen af WACC'en og dermed større sikkerhed for langsigtet viden om indtægtsrammernes størrelse.

Ekspertgruppen forstår Det Økologiske Råds bemærkning, som et argument for at anvende en længere estimationsperiode for den risikofrie rente i WACC'en. Det besvares derfor sammen med DI og Landbrug og Fødevarers argumenter vedrørende fastsættelsesperioden nedenfor.

Ekspertgruppens bemærkninger

Ekspertgruppen har vurderet, hvilken periode den risikofrie rente bør estimeres over i baggrundsrapportens afsnit 3.5.5 "Estimationsperiode og datafrekvens for den risikofrie rente" og det er yderligere uddybet i følsomhedsanalysen i afsnit 3.9. Heri begrundes fravalget af en lang estimationsperiode primært med, at en lang estimationsperiode på eksempelvis 10 år betyder, at den

estimerede risikofrie rente ikke svarer til den aktuelle risikofrie rente i markedet. Den risikofrie rente vil derimod afvige fra markedsrenten i enten opadgående eller nedadgående retning afhængig af renteutviklingen.

Ekspertgruppen har jf. afsnit 3.5.5 ”Estimationsperiode og datafrekvens for den risikofrie rente” imidlertid lagt større vægt på, at den risikofrie rente skal afspejle en aktuel markedsrente end på at udjævne længerevarende udsving i den risikofrie rente.

c) Rentearbitrage (generelt)

Dansk Energi og Det Økologiske Råd angiver, at ekspertgruppen ikke har forholdt sig tilstrækkeligt til, hvordan det reelt er muligt at opnå rentegevinster via rentearbitrage på egenkapital, hvilket Dansk Energi påpeger, er den antagelse, som ekspertgruppen grundlæggende har arbejdet ud fra.

Det Økologiske Råd angiver, at ekspertgruppen har en overdreven frygt for rentearbitrage, og at denne frygt ikke kan begrundes i hidtidige erfaringer fra netselskabernes finansieringsmønster, som tværtimod bygger på optagelse af længere lån. Det Økologiske Råd finder således ikke, at det er stabiliserende eller hensigtsmæssigt at fastlægge en WACC efter rentearbitrage, idet det tilskynder netselskaberne til at søge korte lån.

Ekspertgruppens bemærkninger

Ekspertgruppen arbejder ikke ud fra en antagelse om, at det er muligt at opnå gevinster ved rentearbitrage på egenkapital. I baggrundsrapporten afsnit 3.5.3.1 ”Rentearbitrage” fremhæves det tværtimod, at der i reguleringsmæssigt regi ikke er mulighed for rentearbitrage i sin rene form. Overvejelserne i baggrundsrapporten vedrører derimod en eventuel overkompensation af netvirksomhederne, såfremt disse kompenseres for realrente- og inflationsrisiko svarende til en længere periode, end hvad de faktisk eksponeres for under den nye regulering med 5-årige reguleringsperioder, og hvor WACC-satsen foreslås fastholdt i løbet af den 5-årige reguleringsperiode. At ekspertgruppen har forholdt sig til ovennævnte skyldes blandt andet, at det fremgår af kommissoriet, at ekspertgruppen skal forholde sig hertil når løbetiden på den risikofrie rente i WACC’en skal fastlægges.

I forhold til bemærkningerne om, at optagelse af korte lån ikke findes at være hensigtsmæssig eller stabiliserende bemærker ekspertgruppen, at netvirksomhederne ved optagelse af lån skal træffe to separate beslutninger om løbetiden henholdsvis rentejusteringshyppigheden på lånene.

Den af ekspertgruppen anbefalede WACC-sats vil fortsat give netvirksomhederne mulighed for, at optage lån med lang løbetid (fx 10-, 20- eller 30- årige lån). Dette understøttes tillige af ekspertgruppens (ændrede) anbefaling om at beregne kreditrisikopræmien ud fra virksomhedsobligationer med en løbetid på over 10 år. Dermed er fremmedkapitalomkostningen fastsat under hensyn til, at netvirksomhederne kan optage lån med lang løbetid af hensyn til refinansieringsrisiko.

Det er incitamentet til at vælge fast eller variabelt forrentede lån, der påvirkes af, hvor hyppigt den regulatoriske WACC-sats ændres. Selv hvis ekspertgruppen havde anbefalet at bruge en 10-årig nulkuponrente som risikofri rente og WACC’en ville blive justeret hvert femte år, så ville

netvirksomhederne stadig have incitament til via finansielle instrumenter og ved valget af den gennemsnitlige rentejusteringshyppighed på deres lån/låneportefølje at afdække den renterisiko, der ville være forbundet med at WACC'en fastholdes i perioder af 5 år. Det skal derudover bemærkes, at netvirksomhedernes valg af løbetid og rentejusteringshyppighed på deres lån ikke alene vil afhænge af WACC'en, men også netvirksomhedernes fremtidige renteforventninger, forretningsstrategi mv.

d) Rentearbitrage vil føre til 1 års løbetid på lån

Dansk Energi anfører, at såfremt teorien om, at selskaberne kunne bedrive rentearbitrage, var korrekt, ville selskaberne i dag alene optage finansiering med 1-års varighed, idet den nuværende reguleringsforrentningssats justeres årligt. Det er imidlertid ikke tilfældet. Netselskaberne finansierer sig – som øvrige selskaber – med en portefølje af fremmedfinansiering med forskellig løbetid. Dette sker primært ud fra et hensyn til risikoafdækning, herunder i særdeleshed refinansieringsrisiko, og dette hensyn tillægges større vægt end et hensyn til at nedbringe renteomkostningerne ved alene at fremmedkapitalfinansiere sig med 1-årige lån. Dansk Energi påpeger, at beskrivelsen af forrentning af nødvendige nyinvesteringer i den nuværende regulering ikke er korrekt.²

Ekspertgruppens bemærkninger

Ekspertgruppens argumentation vedrørende rentearbitrage (overkompensation) går alene på, at netvirksomhederne har et incitament til at matche rentejusteringshyppigheden på deres lån med reguleringsperiodens længde for at minimere renterisiko. Det indebærer ikke, at lånene skal have en løbetid svarende til rentejusteringshyppigheden. Argumentationen vedrørende rentearbitrage (overkompensation) har derfor ikke betydning for eventuelle hensyn til at reducere refinansieringsrisiko ved at optage langfristet gæld.

Dansk Energi påpeger, at beskrivelsen af forrentningen af nødvendige nyinvesteringer i den nuværende regulering ikke er korrekt. Hertil bemærkes, at både den oprindeligt anførte tekst i notatet om rapporten fra SFG Consulting samt Dansk Energis forslag til tekstpræcisering skal nuanceres yderligere, hvis formålet er at beskrive mekanismerne i den eksisterende regulering med en høj grad af nøjagtighed. På baggrund af Dansk Energis bemærkninger om beskrivelsen af ovennævnte er teksten i rapporten præciseret.

En sådan præcisering ændrer imidlertid ikke ved den af ekspertgruppen anførte konklusion om, at den nuværende regulering, der baserer sig på den lange byggeobligationsrente plus 1 pct. point, ikke udelukkende tilskynder netvirksomheder til at optage variabelt forrentede lån, men i en række tilfælde også vil tilskynde netvirksomheder til at optage langfristede, fastforrentede lån.

² Jf. fodnote fra Dansk Energis høringssvar: Det bemærkes, at det ikke er korrekt, når ekspertgruppens sekretariat om nødvendige nyinvesteringer i den nuværende regulering i notatet om rapporten af Hall og Gray skriver: "[...] investeringer, der godkendes som nødvendige nyinvesteringerne forrentes med den på investeringstidspunktet gældende lange byggeobligationsrente + 1 pct. point i hele investeringens ofte meget lange levetid (typisk 30-40 år)." Under den nuværende regulering er investeringerne primært forrentet med det enkelte års lange byggeobligations-rente plus ét procentpoint (hvis der er indtægtsramme til det). De investeringer, der godkendes som nødvendige nyinvesteringer, er dog forrentet med den mindste af den lange byggeobligationsrente plus ét procentpoint på investeringstidspunktet og den lange byggeobligationsrente plus ét procentpoint i det enkelte år. Denne type aktiver er dermed ikke forbundet med mindre renterisiko.

For forrentningsreglerne for reinvesteringer under den nuværende regulering gælder, at virksomhederne isoleret set har et incitament til at optage variabelt forrentede lån, som sagtens kan være med lang løbetid, hvis netvirksomheden finder dette fordelagtigt.

Det samme gør sig imidlertid ikke gældende for investeringer godkendt som nødvendige nyinvesteringer. Her afhænger incitamentet til valg af rentejusteringshyppighed på låneoptagelse af, om netvirksomhedens tilladte indtægter er begrænset af et forrentningsloft eller en indtægtsramme.

For netvirksomheder, hvis tilladte indtægter er begrænset af indtægtsrammen, gælder, at investeringer godkendt som nødvendige nyinvesteringer giver anledning til et løft i indtægtsrammen beregnet på baggrund af den på investeringstidspunktet gældende lange byggeobligationsrente plus 1 pct.-point. Med henblik på at reducere renterisikoen vil netvirksomheder dermed tilskyndes til at optage langfristede, fastforrentede lån.

For netvirksomheder, hvis tilladte indtægter er begrænset af forrentningsloftet gælder, at investeringer, der godkendes som nødvendige nyinvesteringer, vil opnå en forrentning, der modsvarer den lange byggeobligationsrente plus 1 pct. point. Netvirksomhederne tilskyndes i denne situation til at optage variabelt forrentede lån.

I begge de skitserede situationer vil netvirksomhedernes incitamenter i sidste ende også afhænge af blandt andet deres forventninger til fremtiden. Fx kan en ændring af renteniveauet eller en ændring i den transporterede mængde el føre til en forskydning af både indtægtsrammen og forrentningsloftet.

e) Anvendelse af den risikofrie rente for regulerede selskaber

Dansk Energi angiver, at andre steder og hos virkelighedens investorer anses reguleringen samlet set at have mange andre hensyn og risici end renterisiko knyttet til den risikofrie rente. Dansk Energi mener, at der blandt investorer foretages en helhedsvurdering af WACC'en og af reguleringen, som fører til, at man anvender en risikofri rente med en løbetid på 10 år. Dansk Energi fremhæver til støtte for sit synspunkt en rapport udarbejdet af SFG Consulting for Dansk Energi, som blev fremsendt til ekspertgruppen, følgegruppen og Sekretariatet for WACC-ekspertgruppen den 30. december 2015.

Ekspertgruppens bemærkninger

Ekspertgruppens er enig i, at hos investorer i netvirksomheder anses reguleringen samlet set at have mange andre hensyn og risici end renterisiko knyttet til den risikofrie rente. At der er andre risici end renterisiko er ikke et argument for at forlænge løbetiden på den risikofrie rente fra 5-år til 10-år. Det er alene renterisikoen, som den risikofrie rente skal kompensere investorerne for. Alle andre risici kompenseres der for via de andre parametre i WACC'en (fx beta, markedsrisikopræmie og gældsrisikopræmie) og via de øvrige mekanismer i den økonomiske regulering af netvirksomhederne (fx automatisk justering af omkostningsrammerne for ændret aktivitetsniveau på baggrund af givne indikatorer og mulighed for justering af omkostningsrammerne som følge af øgede omkostninger for netvirksomhederne som følge af politiske beslutninger eller ændrede krav fra myndigheder).

f) Usædvanligt lave renteniveau

Dansk Energi anfører, at ekspertgruppen ikke har forholdt sig til, at markedsaktører i praksis bl.a. korrigerer for den nuværende usædvanlige lavrentesituation. Desuden fremhæver Dansk Energi i sin udtalelse, at ”en række regulatorer har (forventeligt midlertidigt) forlænget estimationsperioden for den risikofrie rente for dermed også at inddrage værdier, der ikke er påvirket af den unormale rentesituation som følge af pengepolitiske tiltag og finansielle regulatoriske indgreb i forlængelse af finanskrisen”.

Ekspertgruppens bemærkninger

Det har været overvejet i ekspertgruppen om WACC'en eller nogle af de parametre der indgår i WACC'en skal korrigeres for det aktuelt lave renteniveau. Dette er også nævnt i baggrundsrapportens afsnit 3.5.1.1 ”Pengepolitiske forhold”. Ekspertgruppen har valgt ikke at korrigere for det lave renteniveau, da der er aktører i markedet, som handler til de eksisterende renter/kurser, og dermed bekræfter, at det er niveauet for den risikofrie rente pt.

Med hensyn til sammenhængen mellem det usædvanligt lave renteniveau og markedsrisikopræmien henvises til høringsnotatets punkt 6 om markedsrisikopræmien, som netop har et afsnit (a) om denne sammenhæng.

De udvalgte europæiske regulatorer anvender heller ikke et tillæg til den risikofrie rente, selvom de anvender en referencerente som har fulgt samme udvikling som de danske statsobligationer. De konstaterede forskelle mellem det danske WACC-niveau og de udvalgte europæiske elnetregulatorers WACC-niveau skyldes, 1) at ekspertgruppen anbefaler anvendelse af en aktuel risikofri rente (og ikke et rentegennemsnit over en længere historisk periode på fx 5 eller 10 år), 2) at ekspertgruppen anbefaler en nulkuponrente baseret på danske statsobligationer med en løbetid på 5 år som risikofri rente og ikke en risikofri rente med 10 års løbetid, 3) at renten på statsobligationer er lavere i Danmark end den er i de andre udvalgte europæiske lande (på nær Tyskland, hvor statsobligationsrenten er næsten identisk med den danske) og 4) at der forskellige tidspunkter for fastsættelse af den danske WACC og de udenlandske WACC'er, der sammenlignes med. Dette er udførligt forklaret og dokumenteret i hoved- og baggrundsrapporten.

Dansk Energi anfører, at ”en række regulatorer har (forventeligt midlertidigt) forlænget estimationsperioden for den risikofrie rente for dermed også at inddrage værdier, der ikke er påvirket af den unormale rentesituation som følge af pengepolitiske tiltag og finansielle regulatoriske indgreb i forlængelse af finanskrisen”. Dette er nyt argument, som Dansk Energi ikke tidligere har anført i deres bemærkninger til rapportudkastene til de seks tidligere afholdte ekspertgruppemøder siden efteråret 2015. Dansk Energi anfører ingen kilde til eller dokumentation for ovennævnte udsagn. Hverken for hvilke regulatorer dette skulle gælde eller for, at regulatorerne har forlænget estimationsperioden for den risikofrie rente for dermed også at inddrage værdier, der ikke er påvirket af den unormale rentesituation eller for, at en sådan forlængelse af estimationsperioden forventes at være midlertidig.

At ovennævnte skulle være tilfældet fremgår ikke af KPMG's landeanalyse af WACC-parametre i en række forskellige europæiske lande, som Dansk Energi har fået udarbejdet og tilsendt WACC-ekspertgruppen eller af nogen af de øvrige rapporter, materiale eller bemærkninger, som Dansk Energi

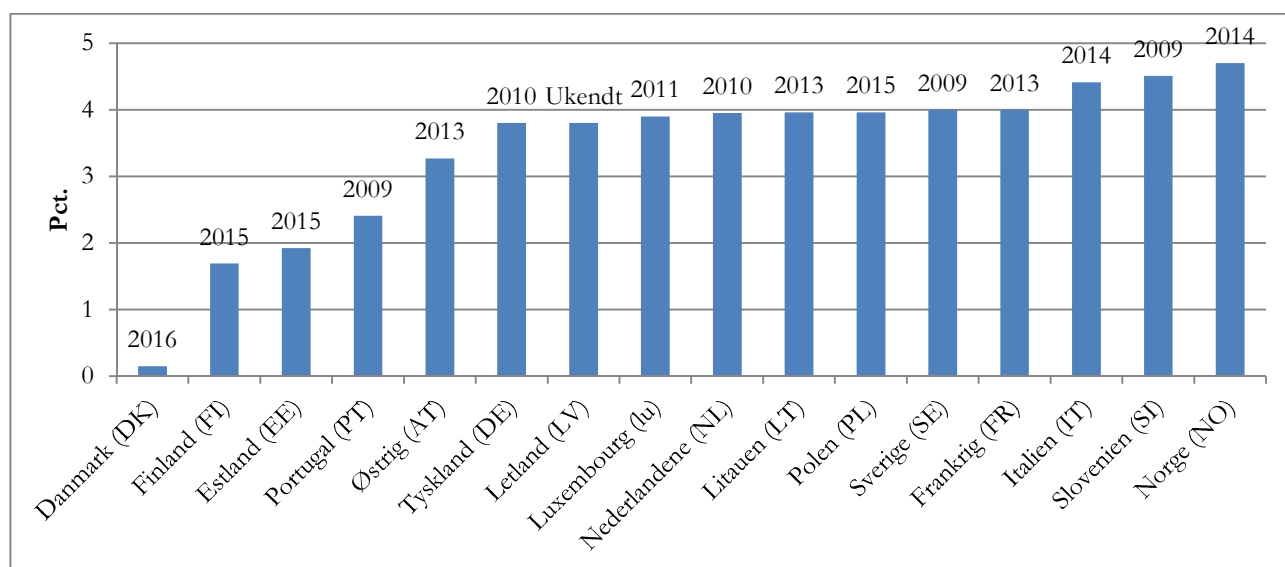
har tilsendt ekspertgruppen. Det fremgår heller ikke af ”CEER Report on investment Conditions in European Countries” fra marts 2016, som Dansk Energi i deres udtalelse til rapporten anvender som kilde til deres sammenligning af risikofri renter i de regulatorisk fastsatte WACC’er for europæiske netvirksomheder. Ifølge den nævnte CEER-rapport fra marts 2016 har ingen af de adspurgte elregulatorer anført, at finanskrisen har ført til en forlænget estimationsperioden for den risikofrie rente, jf. afsnittet ”Reaction to the financial crisis” i CEER-rapporten.

Det kan i øvrigt bemærkes, at de i denne rapport udvalgte europæiske elnetregulatorer heller ikke i deres WACC-afgørelser og hertil hørende offentligt tilgængelige dokumentationsgrundlag, som sekretariatet for WACC-ekspertgruppen er bekendt med, har anført, at de har forlænget estimationsperioden for den risikofrie rente for dermed også at inddrage værdier, der ikke er påvirket af den unormale rentesituation eller at de forventer at reducere periodelængden af deres rentegennemsnit.

g) Sammenligning af udlandets satser for den risikofrie rente

Dansk Energi har i sin udtalelse til ekspertgruppens rapport anført nedenstående figur. Dansk Energi angiver, ”den væsentligste tekniske årsag til, at ekspertgruppen kommer frem til en meget lav WACC, er markante forskelle i beregningsmetoden for den risikofrie rente i forhold til sammenlignelige lande. Det fører til, at ekspertgruppen anvender en ensidigt meget lav risikofri rente, og det illustreres bl.a. med en ny rapport fra CEER.”

FIGUR 1. SAMMENLIGNING AF NOMINELLE RISIKOFRI RENTER BENYTTET I WACC’EN FOR EUROPÆISKE NETVIRKSOMHEDER



Kilde: CEER (marts 2016). CEER Report on Investment Conditions in European Countries.

Ekspertgruppens bemærkninger

Ovenstående Figur 1 svarer til den i Dansk Energis udtalelse anførte figur, dog er der indsat fastsættelsestidspunktet for den risikofrie rente, da Dansk Energi har valgt ikke at anføre disse tidspunkter, selvom de klart fremgår af den kilde Dansk Energi bruger til figuren. Det har fremgået af

adskillige rapporteudkast - og Dansk Energi er også på det andet workshop-møde blevet gjort opmærksom på - at det er problematisk at sammenligne forskellige landes WACC/rentesatser, der er opgjort på forskellige tidspunkter, og at der skal tages højde herfor når der sammenlignes, hvilket Dansk Energi netop ikke gør i den viste figur eller i de bemærkninger de knytter til figuren i deres udtalelse. Problemerne med og betydningen af at sammenligne forskellige landes WACC/rentesatser, der er opgjort på forskellige tidspunkter er omtalt udførligt i hoved- og baggrundsrapporten.

Ekspertgruppen har i hoved- og baggrundsrapporten forklaret de fire årsager der er til forskellen mellem den danske risikofrie rente og den risikofrie rente i de i rapporten udvalgte europæiske elnetregulatorer.

Ad 4. Høringssvar med relation til SFG Consultings rapport og nærværende notat

a) Systematisk risiko ved betalingsstrømme

Dansk Energi anfører et synspunkt om, at det på side 4 i ekspertgruppens notat om SGF-rapporten afvises, at selskaber skal kompenseres for den risiko, der er knyttet til betalingsstrømme fra senere reguleringsperioder og at dette gøres med henvisning til citater af professor Martin Lally. Dansk Energi mener imidlertid, at disse citater bygger på, at systematisk risiko knyttet til betalingsstrømme i senere reguleringsperioder skal kompenseres gennem et tillæg til den risikofrie rente frem for ved en 10-årig risikofri rente – eksempelvis et tillæg til beta.

Dansk Energi mener desuden, at Martin Lally direkte i sit notat af november 2015 (lavet i australsk sammenhæng) konkluderer, at der skal bruges et risikotillæg til den anvendte risikofrie rente, hvis der anvendes periode matching³, når der er systematisk usikkerhed om senere betalingsstrømme.⁴ Dette mener Dansk Energi ikke fanges i beta-værdier fra andre regulatorer, der benytter 10-årige risikofrie renter i deres WACC.

Ekspertgruppens bemærkninger

Martin Lally omtaler et tillæg, som compensation for en eventuel systematisk risiko ved værdien af aktivbasen ved overgangen til en ny reguleringsperiode. Formuleringen indgår i en sammenhæng, hvor Martin Lally tilbageviser, at periode matching kun er korrekt, hvis der ikke er usikkerhed om aktivbasens værdi ved overgangen til en ny reguleringsperiode. Det gør han ved først at analysere et tilfælde, hvor der er usystematisk risiko om aktivbasens værdi. Herefter undersøger han tilfældet, hvor der er systematisk risiko om aktivbasens værdi. Det er derfor korrekt, at Martin Lally mener, at eventuel systematisk risiko om aktivbasens værdi skal kompenseres ved et risikotillæg. Men da udsagnet er givet i forbindelse med en teoretisk gennemgang af, om periode matching er korrekt under alle tænkelige scenarier med risiko omkring aktivbasens værdi, tages det ikke som udtryk for, at Martin Lally mener, at et sådant tillæg er relevant.

³ Periode matching dækker over det engelske begreb "term matching".

⁴ Lally (Nov 2015) "Review of arguments on the term of the risk free rate", Capital Financial Consultants Ltd.

Det bemærkes desuden, at Martin Lallys eksempel ikke argumenterer for, at der i en WACC, der ændres mellem hver 5-årige reguleringsperiode, enten skal anvendes en 10-årig risikofri rente eller en 5-årig risikofri rente og et risikotillæg, der skal kompensere selskaberne for at der vælges en 5-årig risikofri rente frem for en 10-årig rente. Martin Lally argumenterer derimod for, at periode matching er korrekt, uagtet om der måtte være systematisk risiko ved værdien af aktivbasen ved overgangen til en ny reguleringsperiode eller ej.

Dansk Energi refererer desuden Martin Lallys udsagn om systematisk risiko om værdien af aktivbasen som "*systematisk risiko knyttet til fremtidige betalingsstrømme*". Der er imidlertid tale om to forskellige begreber. I modsætning til netvirksomhedernes betalingsstrømme er det ikke givet, at der er systematisk risiko knyttet til værdien af aktivbasen.

b) Kompensation til beta for at anvende en 5-årig risikofri rente

Dansk Energi anfører, at der er en udfordring med at beregne et tillæg til den risikofrie rente, der skal kompensere for den øgede refinansieringsrisiko ved at optage kortere gæld. At det langt fra er sikkert, at de beregningsmetoder, der normalt anvendes for beta, indeholder en kompensation for anvendelse af en 5-årig frem for en 10-årig rente.

Ekspertgruppens bemærkninger

Virksomhederne behøver ikke at anvende samme løbetid på deres fremmedkapitalfinansiering, som løbetiden på den risikofrie rente i WACC'en. Dette har ekspertgruppen begrundet i notatet om SFG Consultings rapport. Ekspertgruppen kan derfor ikke tilslutte sig Dansk Energis argument om, at beta skal indeholde en kompensation for at benytte en 5-årig risikofri rente frem for en 10-årig risikofri rente.

Ekspertgruppens anbefaling til beta aktiv beror desuden på et skøn af danske netvirksomheders beta aktiv, som afspejler den risiko ekspertgruppen vurderer, at danske netvirksomheder har under den nye regulering af netvirksomhederne i Danmark. Der er således ikke tale om at ekspertgruppen har taget et gennemsnit eller lignende af udenlandske regulatorers beta-værdier for at fastsætte den danske betaværdi, hvilket også fremgår af baggrundsrapportens afsnit 3.6.2 om beta.

c) Floater

Dansk Energi argumenterer ud fra notatet fra SFG Consulting, at man ikke i praksis kan betragte netvirksomhedernes afkast og den nye regulering som en "floater", dvs. en variabelt forrentet obligation, hvor den pålydende rente justeres til markedsrenten med fastlagte jævne mellemrum, hvilket indebærer, at dens markedsværdi vil være lig kurs 100 på det tidspunkt, hvor renten justeres.

Ekspertgruppens bemærkninger

Ekspertgruppen betragter ikke netvirksomhedernes afkast som en "floater", sådan som Dansk Energi fremstiller det. Netvirksomhedernes afkast er ikke en fast kendt betalingsstrøm i hver periode som ved en "floater", idet der er usikkerhed forbundet med netvirksomhedernes cash flow. Som argumenteret i ekspertgruppens notat om SFG Consultings rapport er ekspertgruppens argumentation, den renterisiko netvirksomhederne har ved at WACC'en fastholdes over en 5-årig periode kompenseres de for ved

valget af en risikofri rente med en 5-årig løbetid, og at den risiko som netvirksomhederne har herudover kompenseres de for via WACC'ens øvrige parametre (og den øvrige økonomiske regulering), jf. argumenterne herfor tidligere i dette høringsnotat. Som anført i baggrundsrapporten har ekspertgruppen ikke fundet anledning til at give separate tillæg for den refinansieringsrisiko, som Dansk Energi argumenterer for i deres høringssvar. Ekspertgruppen har dog, i lyset af de indkomne kommentarer fra flere af følgegruppens medlemmer om netvirksomhedernes valg af løbetid på deres fremmedkapital samt SFG Consultings argumentation om, at netvirksomheder har incitament til at vælge finansiering med forholdsvis lang løbetid, for at reducere refinansieringsrisikoen, valgt at øge løbetiden på gældsrisikopræmien fra 5 til 10 år. Der henvises til argumenterne i baggrundsrapportens afsnit 3.7.3 samt ekspertgruppens notat om SFG Consulting rapporten for nærmere herom.

d) Queensland Competition Authority(QCA) ikke repræsentative for den australske tilgang

Dansk Energi anfører, at Queensland Competition Authority (QCA) anvender periode matching til fastsættelse af den risikofrie rente, mens Australien Energy Regulator (AER) anvender en risikofri rente med en løbetid på 10 år. Dansk Energi anfører, at QCA ikke afspejler den dominerende australske tilgang og ikke er repræsentativ for den australske tilgang. Dansk Energi fremhæver, at AER er den dominerende regulator på energiområdet i Australien og dækker den største del af energisektorerne og størsteparten af delstaterne.

Ekspertgruppens bemærkninger

Ekspertgruppen har ikke på noget tidspunkt anført, at QCA afspejler den dominerende australske tilgang eller er repræsentativ for den australske tilgang. Ekspertgruppen har i notatet om SGF Consulting rapporten omtalt blandt andet QCA, idet de to akademikere fra SFG Consulting tidligere har lavet rapporter - som taler imod periode matching - for en række virksomheder, der ønsker at ændre QCAs brug af periode matching, og fordi SFC Consultings rapport for Dansk Energi fremfører rigtig mange af de samme argumenter, som SFG Consulting har fremført i deres tidligere rapporter mod QCA. I øvrigt kan det nævnes, at også Western Australias Economic Regulation Authority og New Zealands Commerce Commission bruger periode matching, hvilket også fremgår af ekspertgruppens notat. Det har i ekspertgruppens drøftelser af valget af løbetid på den risikofrie rente ikke været tillagt vægt, hvor mange regulatorer i Australien eller i Europa, der anvender periode matching. Dette ses også af, at ekspertgruppens anbefaling om at anvende en 5-årig nulkuponrente som risikofri rente initialt er fremkommet uden, at den australske tilgang har været drøftet eller inddraget, jf. tidligere rapportudkast, som har været sendt i høring til følgegruppen.

Ad 5. Beta

a) Selektivt sammenligningsgrundlag i forhold til beta-estimat

Realkreditrådet angiver, at de grundet selektionsbias i analysen bag fastsættelsen af beta, ikke kan tilslutte sig resultatet og anbefalingen om et beta aktiv på 0,35.

Ekspertgruppens bemærkninger

Ekspertgruppen finder ikke, at der er selektionsbias i analysen bag fastsættelsen af beta aktiv på 0,35. Ekspertgruppens anbefaling på 0,35 er baseret på et samlet skøn, der blandt andet er baseret på ekspertgruppens praktiske erfaringer med fastsættelse af beta aktiv og vurderingen af netvirksomhedernes karakteristika, det marked netvirksomhederne opererer på og de regulatoriske rammer, der er for netvirksomhedernes virke, pengestrømme og risiko. I det samlede skøn for beta aktiv er der desuden skelet til udvalgte europæiske elregulatorers fastlæggelse af beta aktiv, men anbefalingen på 0,35 er ikke baseret på et gennemsnit eller lignende af disse værdier for beta aktiv.

Ad 6. Markedsrisikopræmien

a) Inkonsistent beregning og sammenhæng mellem MRP og den risikofrie rente

Realkreditrådet og Dansk Energi anfører, at ekspertgruppen ikke har været konsistent i sin fastsættelse af markedsrisikopræmien. Realkreditrådet og Dansk Energi nævner begge, at anvendelsen af en kort, aktuel estimationsperiode for den risikofrie rente ikke understøtter en markedsrisikopræmie på 5,5 pct. Dansk Energi anfører, at 5,5 pct. er væsentlig lavere end den markedsrisikopræmie, som markedsaktører på nuværende tidspunkt benytter i aktuelle sammenhænge – og det er endda ved anvendelse af en 10-årig risikofri rente.

Dansk Energi angiver, at WACC er en samlet størrelse, og at der er indbyrdes sammenhæng mellem parametrene. Ifølge Dansk Energi vil ændringer i den risikofrie rente betyde, at de øvrige parametre skal justeres i overensstemmelse hermed. Ifølge Dansk Energi skal der ske en korrektion af enten den risikofrie rente eller markedsrisikopræmien som følge af den aktuelle markedssituation med usædvanlig lav rente. Dansk Energi påpeger, at ekspertgruppen har valgt ikke at foretage korrektion af hverken den risikofrie rente eller markedsrisikopræmien og finder således den foreslåede værdi af markedsrisikopræmien på 5,5 pct. for lav, når det samtidig foreslås at benytte en aktuel (og 5-årig) risikofri rente med henvisning til Energiklagenævnets bemærkninger herom i en konkret afgørelse.⁵

Ekspertgruppens bemærkninger

Ekspertgruppen finder ikke, at der i hoved- og baggrundsrapporten er inkonsistens i beregningsmetoderne for WACC. Ekspertgruppen er ikke enig med Realkreditrådet og Dansk Energi i, at en markedsrisikopræmie på 5,5 pct. ikke kan anvendes sammen med en aktuel sats for den risikofrie rente.

Ekspertgruppens anbefaling til markedsrisikopræmien er baseret på et samlet skøn ved tre forskellige tilgange til fastsættelse af markedsrisikopræmien. Alle tre metoder anvendes i både regulatorisk sammenhæng og i videnskabelige artikler: 1) historisk merafkast på markedsporteføljen i forhold til den

⁵ Dansk Energi henviser til Energiklagenævnets afgørelse på gasdistribution af 19. september 2014, hvoraf det bl.a. fremgår: ”Energiklagenævnet finder tillige, at der ved fastsættelse af den risikofrie rente skal anvendes aktuelle niveauer, da disse giver det mest retvisende billede af forholdene fremadrettet, i særdeleshed i den periode hvor den fastsatte WACC rente skal være gældende. Dette er ikke tilfældet i Energitilsynets beregninger, da der i CAPM-modellen bruges aktuelt niveau til fastsættelse af den risikofrie rente, mens der ved markedsrisikotillægget tages udgangspunkt i historiske data.”

risikofrie rente, 2) markedsbaserede survey eller 3) beregning af en implicit markedsrisikopræmie. Ekspertgruppen har i sit skøn og anbefaling taget højde for, at resultaterne af de tre metoder er behæftet med en vis grad af usikkerhed. Ekspertgruppen har i sit skøn for markedsrisikopræmien taget højde for, at det anbefales at anvende en 5-årig risikofri rente. Det bemærkes, at den markedsrisikopræmie, der estimeres ved brug af fx historisk merafkast, øges desto kortere løbetiden er for den risikofrie rente.

Ekspertgruppen er uenig i, at den aktuelle lavrentesituation giver anledning til at tilføje et særtillæg til den risikofrie rente, markedsrisikopræmien eller den samlede WACC. Ingen af de udvalgte europæiske regulatorer har i deres seneste WACC afgørelser valgt at give et tillæg til den risikofrie rente, markedsrisikopræmien eller den samlede WACC på grund af den aktuelle lavrentesituation.

Til Dansk Energis citat fra Energiklagenævnets bemærkninger i den ovenfor nævnte afgørelse bemærker ekspertgruppen, at de er enige i, at der ved fastsættelse af den risikofrie rente skal anvendes aktuelle niveauer og ikke lange historiske gennemsnit, sådan som nogle europæiske regulatorer gør. Ekspertgruppen finder, at det ikke er problematisk at fastlægge sit skøn over den aktuelt forventede fremtidige markedsrisikopræmie i den regulatoriske WACC'en på baggrund af blandt andet historiske data over en meget lang periode for merafkastet på markedsporteføljen i forhold til den risikofrie rente. Det vil tværtimod ikke være korrekt anvendelse af metoden med historisk merafkast, at anvende et historisk merafkast beregnet over en kort periode til at estimere markedsrisikopræmien i WACC'en, selvom der anvendes en aktuel risikofri rente (beregnet med et 3 måneders gennemsnit) i WACC'en.

Ad 7. Fremmedkapitalomkostningen

a) Incitament til fremmedkapitalfinansieringsperiode

Dansk Energi angiver, at de ikke er bekendt med, at myndigheder gennem reguleringen kan give incitament for selskaberne til at handle mere omkostningseffektivt end på et konkurrenceudsat marked. Dansk Energi mener, at hvis man tvinger regulerede selskaber til at finansiere sin fremmedkapital kortere end det optimale niveau, vil dette allokere en øget risiko over på egenkapitalen. Dette er også én af de væsentlige konklusioner i SFG Consultings rapport fremsendt til ekspertgruppen, følgegruppen og Sekretariatet for WACC-ekspertgruppen den 30. december 2015.

Ekspertgruppens bemærkninger

Ekspertgruppen kan ikke se relevansen af Dansk Energis udsagn om, at reguleringen ikke kan give incitament for netvirksomhederne til at handle mere omkostningseffektivt end på et konkurrenceudsat marked. Netvirksomheder er både under den nuværende regulering såvel som under den fremtidige regulering regulerede monopolvirksomheder. Derfor kan netvirksomhedernes ageren under den nuværende regulering ikke kategoriseres, som 'hvad en konkurrenceudsat virksomhed ville gøre', og eventuelle ændringer i netvirksomhedernes ageren som følge af den ny regulering vil derfor ikke være afvigelser fra, 'hvad en konkurrenceudsat virksomhed ville gøre'.

Ekspertgruppen bemærker desuden, at WACC'en ikke skal approksimere kapitalomkostningerne i en på alle andre områder identisk ureguleret virksomhed. WACC'en skal derimod, jf. kommissoriet, give et

”et rimeligt, systematisk risikojusteret afkast svarende til risikoen ved at drive en reguleret monopolvirksomhed ved effektiv drift”, dvs. et rimeligt systematisk risikojusteret afkast for at drive netvirksomhed givet de regulatoriske rammer, som påvirker netvirksomhedens risiko.

Ekspertgruppen er enig i, at kortere fremmedkapitalfinansiering øger refinansieringsrisikoen og dermed – i det omfang refinansieringsrisikoen er systematisk – afkastkravet på egenkapitalen. Ekspertgruppen finder imidlertid ikke, at en kortere løbetid for den risikofrie rente ’tvinger’ eller giver netvirksomhederne incitament til at anvende kortere fremmedkapitalfinansiering. Dansk Energis opfattelse beror på en sammenblanding af løbetiden på den risikofrie rente og finansieringshorisonten, jf. i øvrigt ekspertgruppen bemærkninger i dette høringsnotats punkt ”3c) Rentearbitrage” for en uddybning heraf.

b) Fremmedkapitalomkostning afviger fra de reelle lånevilkår

Dansk Energi anfører, at ekspertgruppens anbefaling til beregning af fremmedkapitalomkostningen og den deraf følgende aktuelle fremmedkapitalomkostning er lavere end, hvad selskaberne faktisk kan låne til uden at eksponere sig for en betydelig risiko. Ifølge Dansk Energi skyldes det især den lave risikofrie rente, men også at gældsrisikopræmien er lavere end de faktiske vilkår.

Ekspertgruppens bemærkninger

Ekspertgruppen har siden Dansk Energis bemærkninger blev afgivet justeret fremmedkapitalomkostningen, så denne beregnes ud fra omkostningerne til en over 10-årig fremmedkapitalfinansiering med 5-årig rentejustering frem for 5-årig fremmedkapitalfinansiering. Ændringen har givet anledning til, at gældsrisikopræmien er steget, så den nu udgør 135 basispoint. Det vurderes, at netvirksomheder ikke behøver at eksponere sig for en betydelig risiko for opnå den fremmedkapitalomkostning, som følger af ekspertgruppens anbefalinger.

Fremmedkapitalomkostningen fastsættes fortsat på baggrund af summen af den aktuelle risikofrie rente og gældsrisikopræmien. Den risikofrie rente afspejler som tidligere nævnt den aktuelle markedsrente på risikofrie aktiver. Gældsrisikopræmien anbefales fastsat som et rentespread beregnet ved den observerede effektive rente på virksomhedsobligationer med en løbetid på over 10 år, udstedt af forsyningsvirksomheder med en A/BBB S&P rating og fratrullet en statsobligationsrente med tilsvarende løbetid. Hertil er lagt 8 basispoint til at dække udstedelsesomkostninger.

c) Løbetid og rentetilpasningsperiode på fremmedkapitalfinansiering

Dansk Energi har gennemført en analyse af fremmedkapitalfinansieringen, primært blandt de større netvirksomheder. Undersøgelsen viser, at netvirksomhederne i dag udsteder fremmedkapital med en gennemsnitlig løbetid på 19 år på udstedelsestidspunktet med gennemsnitligt rentetilpasning hvert 12. år. Dansk Energi bemærker, at virksomhederne til trods for ekspertgruppens teori om, at de har incitament til at optage 1-årige lån, tilsyneladende har vægtet andre hensyn højere og har optaget lange lån. Dansk Energi bemærker desuden, at det blandt andet er en lignende observation og analyse, der fik den Australske myndighed (AER) til at anvende en 10-årig risikofri rente.

Ekspertgruppens bemærkninger

Indledningsvist bemærkes det, at ekspertgruppen ikke mener, at netvirksomhederne har incitament til at optage 1-årige lån. Den nuværende regulering giver imidlertid nogle virksomheder et incitament til at optage lån med 1-årig rentetilpasning for den del af deres investeringer, som forrentes med en rentesats, der ændres årligt. Løbetiden på disse lån er en separat beslutning, hvor virksomhederne kan vælge den løbetid, de finder optimal.

Rentetilpasningsperioden og løbetiden på fremmedkapitalfinansieringen under den nuværende regulering er dog ikke relevant for ekspertgruppens anbefalinger. Den af ekspertgruppen anbefalede WACC skal give et rimeligt risikojusteret afkast af netvirksomhedernes fremadrettede investeringer under den nye regulering. Investeringer foretaget under den nuværende regulering forrentes til en historisk forrentningssats og er dermed ikke påvirket af ekspertgruppens anbefalinger.

Ekspertgruppen vurderer, at netvirksomhederne i den nye regulering har incitament til at matche rentejusteringshyppigheden på deres fremmedkapitalfinansiering med reguleringsperioden på 5 år. Dette incitament vil være til stede i alle netvirksomheder for de investeringer, der foretages efter ikrafttrædelsen af den nye regulering.

WACC'en skal give en rimelig risikojusteret kompensation for at drive reguleret netvirksomhed i Danmark under den nye regulering. Heri indgår hensyn til incitamenter og risikoforhold i andre dele af netvirksomhedens koncern ikke. Ekspertgruppens vurdering er derfor ikke baseret på netvirksomhedernes rentejusteringshyppighed og løbetid på fremmedkapitalfinansiering under den nuværende regulering eller selskabsstruktur.

d) Sondring mellem løbetid og rentetilpasningsperiode ift. gældsrisikopræmien

Dansk Energi anfører, at man ikke kan reducere låneomkostningerne ved at foretage længere lån blot ved at have hyppigere rentetilpasning ift. eksempelvis CIBOR 3-måneders referencerente. Dansk Energi begrundet det med, at kreditrisikopræmien fastsættes på baggrund af løbetiden på lånene og ikke rentejusteringshyppigheden.

Ekspertgruppens bemærkninger

Den effektive rente på en obligation eller et lån med variabel rente er – ved en stigende rentekurve, som er det hyppigst forekomne – lavere end renten på en tilsvarende fastforrentet obligation med samme løbetid. Dermed er den samlede rente på variabelt forrentede lån i udgangspunktet lavere end på fastforrentede lån. Dette argument vedrører ikke kreditrisikopræmien, som Dansk Energi omtaler ovenfor.

Ad 8. Gearing

a) Optimale gearingsniveau

Realkreditrådet anfører, at en gearing på 50 pct. ikke harmonerer med realkreditsektorens opfattelse af en optimal gearing af aktiver med lange og relativt stabile cash flows.

Ekspertgruppens bemærkninger

Ekspertgruppens analyse af gearingen i sammenlignelige virksomheder indikerer en gearing i niveauet 46-58 pct. Niveauet stemmer desuden godt overens med andre europæiske elregulatorers anvendte gearing ved fastsættelse af WACC, der er på lige over 50 pct. i gennemsnit.

Ekspertgruppen er dog også klar over, at tidligere undersøgelser har vist, at virksomheder i forsyningssektorerne har kunnet opretholde en gearing på 65-70 pct. Dette har også indgået i ekspertgruppens overvejelser ved fastsættelse af gearingsniveauet. Det som dog har været det afgørende er, at analysen af gearingen i sammenlignelige virksomheder viser, at en gearing på 60 pct. vil være for høj, da alene 2 ud af de i alt 11 sammenlignelige virksomheder har valgt en gearing på 60 pct., og at en gearing på 50 pct. vil være mere retvisende.

Desuden bemærkes, at en fast branchebaseret gearing i fastsættelsen af WACC ikke binder netvirksomhederne til at anvende den forudsatte gearing. Det vil være op til den enkelte netvirksomhed at anvende fremmedkapital og egenkapital i det forhold, virksomheden finder hensigtsmæssig.

Ad 9. Udvidelser til WACC

a) Regulatorisk og politisk risiko

Det Økologiske Råd og Dansk Energi angiver, at ekspertgruppens anbefalinger til netvirksomhedernes WACC ikke tager tilstrækkeligt hensyn til danske netvirksomheders regulatoriske risiko.

Dansk Energi angiver, at ekspertgruppen lægger op til at kategorisere regulatoriske og politiske risici som såkaldte usystematiske risici, idet ekspertgruppen mener, at de kan fjernes ved diversificering. De regulatoriske risici er ifølge Dansk Energi imidlertid netop ikke usystematiske og kan ikke fjernes ved, at en investor, der holder aktier eller ejerandele i et netselskab, spreder investeringen til andre sektorer. Det skyldes, at de for en investor ensidige negative indgreb ikke bliver kompenseret ved modsvarende positive effekter i andre sektorer.

Dansk Energi anfører samtidig i sit høringssvar, at Energitilsynet fortsat ikke har udmeldt de endelige indtægtsrammer tilbage til og med 2005 for de fleste selskaber, og fremhæver blandt andet på denne baggrund, at der bør indføres et særskilt risikotillæg til WACC'en.

Ekspertgruppens bemærkninger

Ekspertgruppen finder, at regulatorisk og politisk risiko som udgangspunkt er sektorspecifik og dermed usystematisk risiko, som ifølge CAPM ikke kompenseres i egenkapitalomkostningen. Sektorspecifik risiko kan bortdiversificeres ved at holde et tilstrækkelig veldiversificeret portefølje. Den del af den regulatoriske og politiske risiko, som samvarierer med markedsporteføljen og dermed er systematisk risiko, bliver netvirksomhederne kompenseret for gennem det fastsatte beta aktiv. Det bemærkes i øvrigt, at de udvalgte europæiske elregulatorer heller ikke har en særskilt præmie eller tillæg for regulatorisk og politisk risiko - hverken i deres fastsættelse af beta, markedsrisikopræmie eller i den samlede WACC.

I forhold til Dansk Energis bemærkning om, at Energitilsynet fortsat ikke har udmeldt de endelige indtægtsrammer tilbage til og med 2005, er det Ekspertgruppens vurdering, at netvirksomhederne over perioden har haft et rimeligt udgangspunkt for at skønne de indtægter, som de måtte opkræve hos kunderne i det enkelte år. Dels har selskaberne haft kendskab til gældende regelsæt, og dels har Energitilsynet udmeldt foreløbige indtægtsrammer til virksomhederne (et beløb), som fastsætter en ramme for hvad virksomheden det enkelte kalenderår må opkræve hos kunderne. Der er således ikke tale om en situation hvor netvirksomhederne har været uden retningslinjer for deres økonomiske rammer. Dertil kommer, at selskaberne over perioden har opkrævet nettariffer hos kunderne, aflagt årsrapporter, aflagt reguleringsregnskaber, samt har foretaget en omfattende konsolidering. Dette vidner om, at de økonomiske rammer ikke har været ukendte for virksomhederne.

At der ikke er udmeldt endelige indtægtsrammer hænger blandt andet sammen med, at der ikke har været nogen forældelsesfrist for, hvornår netvirksomhederne kunne søge om at kunne få såkaldte nødvendige investeringer i elnettet inkluderet i indtægtsrammerne. Det vil sige, at en netvirksomhed, som f.eks. har foretaget en investering i 2006 år, har kunnet vente til eksempelvis 2014 med at indberette det til Sekretariatet for Energitilsynet, som så igen skulle åbne og genberegne indtægtsrammen for hele perioden. Så sent som i 2015 har netvirksomhederne indsendt 236 ansøgninger om nødvendige nyinvesteringer, hvor mange af ansøgningerne vedrører investeringer tilbage fra 2006, 2007, 2008 osv.

Det skal samtidig bemærkes, at der blandt de danske regulatorer, herunder på varmeområdet, naturgasområdet og teleområdet, ikke været praksis at lade den regulatoriske risiko indgå som et særskilt element. Heller ikke hos de udvalgte europæiske elregulatorers gives et særskilt tillæg for regulatorisk risiko.

b) Illikviditetstillæg

Dansk Energi angiver, at ekspertgruppen har været meget sparsom i sin begrundelse for ikke at anvende et illikviditetstillæg.

Ekspertgruppens bemærkninger

Det er ekspertgruppens vurdering, at der ikke er en markant højere grad af illikviditet for danske netvirksomheder end for netvirksomhederne i de lande, som er udvalgt som sammenligningsgrundlag i rapporten og hvor regulatorerne (med Finland som eneste undtagelse) har vurderet, at der i WACC-fastsættelsen ikke skulle gives et særskilt tillæg for illikviditet. Netvirksomhedernes karakteristika, herunder at netvirksomhederne er illikvide aktiver, indgår i ekspertgruppens skønsmæssige fastsættelse af beta for de danske netvirksomheder.

Ad 10. Governance

a) Verifikation fra tredjepart og klagemuligheder

Realkreditrådet kritiserer, at muligheden for at få gennemført en verifikation af WACC'ens niveau af tredjepart og muligheden for at påklage det udmeldte WACC-niveau ikke nævnes i afsnittet om governancestruktur.

Ekspertgruppens bemærkninger

Ekspertgruppen er udpeget af energi-, forsynings- og klimaministeren og består af i alt seks medlemmer. Ekspertgruppemedlemmerne har en finansiell, reguleringsmæssig og investeringsmæssig baggrund og besidder tilsammen betydelig forskningsmæssig viden om WACC-fastsættelse og praktisk erfaring med WACC-fastsættelse ved investeringsbeslutninger og værdiansættelse af virksomheder. Ekspertgruppen har samlet set en bred indsigt i de finansielle markeder og økonomisk regulering, herunder indsigt i el-reguleringsudvalgets arbejde og deres forslag til ny økonomisk regulering af elsektoren. Denne ekspertviden understøtter validiteten af hoved- og baggrundsrapportens anbefalinger. Det vurderes derfor ikke nødvendigt at inddrage yderligere ekspertviden i form af en tredjeparts verifikation WACC'ens niveau.

Det fremgår desuden af kommissoriet, at ekspertgruppens afrapportering skal indeholde en indstilling til hvilke konkrete parametre, der bør indgå i WACC-fastsættelsen og en beregningsmodel for, hvordan parametrene anvendes til at fastsætte WACC'en. Herudover skal parametrene og beregningsmodellen være så præcise, at de kan anvendes direkte til at beregne en konkret procentsats for WACC'en.

Ekspertgruppens afrapportering afleveres til energi-, forsynings- og klimaministeren med henblik på at blive anvendt som baggrund for politisk stillingtagen til fastsættelse af WACC'en. På baggrund heraf vil principperne for fastsættelse af WACC'en blive fastlagt i en bekendtgørelse på linje med El-reguleringsudvalgets forslag herom. Hensigten med at udstede en bekendtgørelse for principperne for fastsættelse af WACC'en er dels, at det på forhånd er klart for investorerne, hvordan WACC'en vil blive fastsat, dels at man ikke skal kunne påklage WACC'ens niveau. Sidstnævnte da det direkte følger af en bekendtgørelse, dvs. af en politisk beslutning og ikke et administrativt skøn i Energitilsynet, hvad der er et rimeligt niveau for WACC-parametrene og WACC'ens niveau. Man kan påklage administrative skøn i Energitilsynet til Energiklagenævnet. Dog giver det ikke mening at anke politiske beslutninger til Energiklagenævnet, hvilket er en af grundene til, at muligheden for at påklage det udmeldte WACC-niveau ikke nævnes i afsnittet om governancestruktur. Det er i øvrigt ikke ekspertgruppens opgave at komme med en model for håndtering af klager vedrørende fastsættelse af WACC'en, jf. kommissoriet. Energitilsynets WACC-afgørelse på baggrund af den fremtidige bekendtgørelse vil kunne ankes for så vidt angår eventuelle beregningsfejl eller såfremt principperne anvendes i modstrid med bekendtgørelsens regler.

Ekspertgruppen foreslår desuden, at der ved overgang til ny reguleringsperiode, foretages en evaluering af WACC-parametrene som følge af ændringer på de finansielle markeder eller lignende, og at denne vurdering fremsendes til energi-, forsynings- og klimaministeren, såfremt der vurderes at være sket ændringer heraf, der giver anledning til ændringer i WACC-parametrene. Herudover foreslår ekspertgruppen, at det i anden reguleringsperiode udarbejdes en evaluering af WACC-forrentningen af netvirksomhedernes investeringer, og denne finder sted mindst et år før afslutningen af anden reguleringsperiode. Evalueringen foreslås fremsendt til energi-, forsynings- og klimaministeren. Det vil være energi-, forsynings- og klimaministeren, der beslutter, om der skal ske ændringer af de fastlåste værdier og metoder i bekendtgørelsen, og/eller hvorvidt en ny WACC-ekspertgruppe skal nedsættes til at genvurdere fastsættelsen af WACC. En nærmere beskrivelse heraf fremgår afsnit 4.3.2 "Evaluering af WACC'en".

På baggrund af ovenstående er det ekspertgruppens vurdering, at verifikation af tredjepart alene vil være relevant, såfremt energi-, forsynings- og klimaministeren træffer en aktiv beslutning om, at der er behov for at foretage ændringer af de fastlåste værdier og metoder i bekendtgørelsen, og såfremt energi-, forsynings- og klimaministeren aktivt beslutter, at verifikation af tredjepart skal indgå i en sådan beslutning.

b) Hurtig politisk opfølgning og implementering af anbefalingerne

Landbrug & Fødevarer anfører, at de håber ekspertgruppen med sin aflevering kan anspore til en hurtig politisk opfølgning og implementering af anbefalingerne.

Ekspertgruppens bemærkninger

Ekspertgruppens afrapportering afleveres til energi-, forsynings- og klimaministeren. Derefter vil det være en politisk beslutning om fastsættelse af principperne for udregning og at udmønte dette i en bekendtgørelse. Ekspertgruppen har således ikke indflydelse på den politiske opfølgning og implementeringen af anbefalingerne eller hastigheden, hvormed dette gøres.

Ad 11. Organisering

a) Håndtering af kommentarer til rapporten

Dansk Energi påpeger, at sekretariatet ikke har taget imod Dansk Energis tilbud om at bidrage med mere detaljerede oplysninger og dokumentation ved at fremsende en word-version af rapporten.

Ekspertgruppens bemærkninger

Der er korrekt, at der ikke har været udsendt en word-version, men alene en pdf-version af udkast til rapporten. Dette har dog ikke været til hinder for Dansk Energi at kunne komme med mere detaljerede oplysninger og dokumentation eller tekstnære kommentarer til rapporten. Dansk Energi har desuden haft mulighed for at afgive deres tekstnære kommentarer direkte i pdf-dokumentet. Ekspertgruppen har ikke stillet formkrav til, hvordan følgegruppens bemærkninger skal afgives.

b) Løbende ændringer af begrundelserne, men ikke anbefalingerne

Dansk Energi anfører, at rapportens konklusioner og anbefalinger i vid udstrækning synes at have været fastlagt fra ekspertarbejdets begyndelse, mens argumentationer og understøttende data løbende er ændret i de forskellige rapportudkast.

Ekspertgruppens bemærkninger

Rapportens indhold og anbefalinger har løbende ændret sig og har været et udtryk for de drøftelser, der har været i ekspertgruppen. De forskellige udkast afspejler således, at det har været en løbende proces. Ekspertgruppen er således uenig i, at anbefalingerne har været fastsat fra start af, da disse er blevet ændret som følge af de drøftelser, der har været i ekspertgruppen.

WACC- ekspertgruppen

Bilag 4 – Udtalelser fra følgegruppen

Følgegruppens medlemmer har haft mulighed for at udarbejde en kortfattet udtalelse, såfremt de på væsentlige punkter har været uenige i den endelige rapports konklusioner.

WACC-ekspertgruppen har modtaget følgende udtalelser:

- A. Fælles fra DI, Landbrug & Fødevarer, Dansk Energi, Realkreditrådet og Det Økologiske Råd
- B. Dansk Energi
- C. DI
- D. Forbrugerrådet Tænk
- E. Landbrug & Fødevarer
- F. Realkreditrådet
- G. Det Økologiske Råd

Følgegruppemedlemmernes udtalelser fremgår af bilag 4a-4g.

22. marts 2016

Fælles udtalelse fra DI, Landbrug&Fødevarer, Realkreditrådet, Det Økologiske Råd og Dansk Energi

DI, Landbrug&Fødevarer, Realkreditrådet, Det Økologiske Råd og Dansk Energi afgiver hermed en fælles udtalelse til WACC-ekspertudvalgets rapport hvad angår den risikofri rente.

WACC-ekspertudvalgets vigtigste og primære opgave har været, at udarbejde en indstilling til fastsættelse af forrentningen af danske elnetselskabers fremtidige investeringer.

Den fastsatte WACC-forrentning skal være på et niveau, så der opnås en tilstrækkelig investering i elnettet til gavn for forbrugerne.

Ekspertudvalgets anbefaling indebærer en WACC-forrentning på 3,21 pct. p.a. ved anvendelse af data for 2015.

Den væsentligste årsag til, at WACC-ekspertudvalget kommer frem til dette WACC-niveau er, at ekspertudvalgets anbefaling tager udgangspunkt i en risikofri rente med en løbetid på 5 år. Så og sige alle andre regulatorer i øvrige vesteuropæiske lande anvender samstemmende en risikofri rente med en løbetid på 10 år, når de fastlægger WACC for elnetselskaber i deres respektive lande – i hovedreglen ud fra en tilgang om, at løbetiden på den risikofrie rente skal følge investeringshorisonten.

Vi er ikke enig i WACC-ekspertudvalgets anbefaling om at anvende en rente med en løbetid på 5 år som risikofri rente, og vi mener, at WACC for elnetselskaber bør fastlægges med udgangspunkt i en risikofri rente med en løbetid på 10 år.

Det er afgørende, at WACC-ekspertudvalgets anbefaling sikrer incitament 1) til rettidige investeringer, dvs. hverken over- eller underinvesteringer, 2) til at tiltrække den nødvendige kapital fra investorer og 3) til konsolidering.

Det er vores opfattelse, at WACC-ekspertudvalgets anbefaling ikke understøtter disse mål.

Det skal bemærkes, at denne udtalelse skal ses som et supplement til organisationernes individuelle udtalelser.

Med venlig hilsen

DI

Landbrug&Fødevarer

Realkreditrådet

Det Økologiske Råd

Dansk Energi

Dok. ansvarlig: AST
Sekretær:
Sagsnr.: s2014-852
Doknr: d2016-4866-8.0
23-03-2016

Dansk Energis udtalelse til WACC-rapport

Dansk Energi er på væsentlige punkter uenig i rapportens konklusioner og har i nærværende notat derfor afgivet en udtalelse i henhold til ekspertgruppens kommissorium.

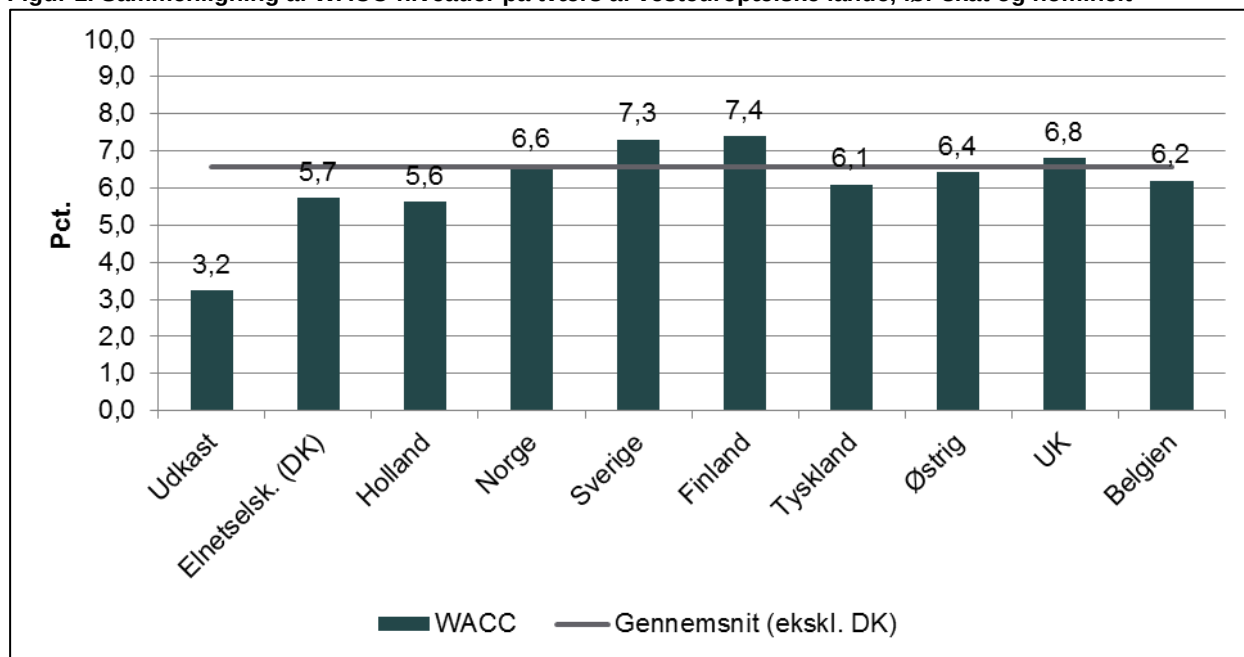
Det danske elnet udgør rygraden i energiforsyningen, og det er dermed også en grundlæggende forudsætning for danskernes hverdag og virksomhedernes konkurrenceevne. Vi står over for betydelige udfordringer i de kommende år. Den grønne omstilling medfører et behov for at kunne håndtere et mere kompliceret energisystem, hvor der bl.a. skal investeres i at indpasse en stigende mængde fluktuerende og decentral produktion. Det skal foregå parallelt med, at elnettet bliver ældre, og at store dele bliver udskiftningsmodent. Det kan håndteres rettidigt, til de rigtige priser og til gavn for kunderne – men det kræver fornuftige rammer. Her er den WACC, som bliver fastsat i den nye regulering, et helt afgørende element.

Blandt andet af hensyn til at understøtte ovenstående udvikling, har ekspertgruppens overordnede opgave været at fastsætte en WACC, der afspejler et risikojusteret, markedsbaseret afkastkrav for et gennemsnitligt elnetselskab. Denne opgave er efter Dansk Energis opfattelse samlet set *ikke* løst.

Den nye danske økonomiske regulering og dermed elnetselskabernes risiko svarer til den, der er gældende i øvrige vesteuropæiske lande, og der er derfor ikke grundlag for, at den danske WACC alene skulle udgøre halvdelen af den WACC, som regulatorer har fastlagt for elnetselskaber i de øvrige vesteuropæiske lande, jf. figur 1.

Dansk Energis vigtigste anke mod rapporten er, at ekspertgruppen efter vores vurdering ikke har forholdt sig tilstrækkeligt til den samlede, beregnede WACC, herunder at den ikke er markedstestet, og at det medfører et niveau, der ikke svarer til et risikojusteret, markedsbaseret niveau.

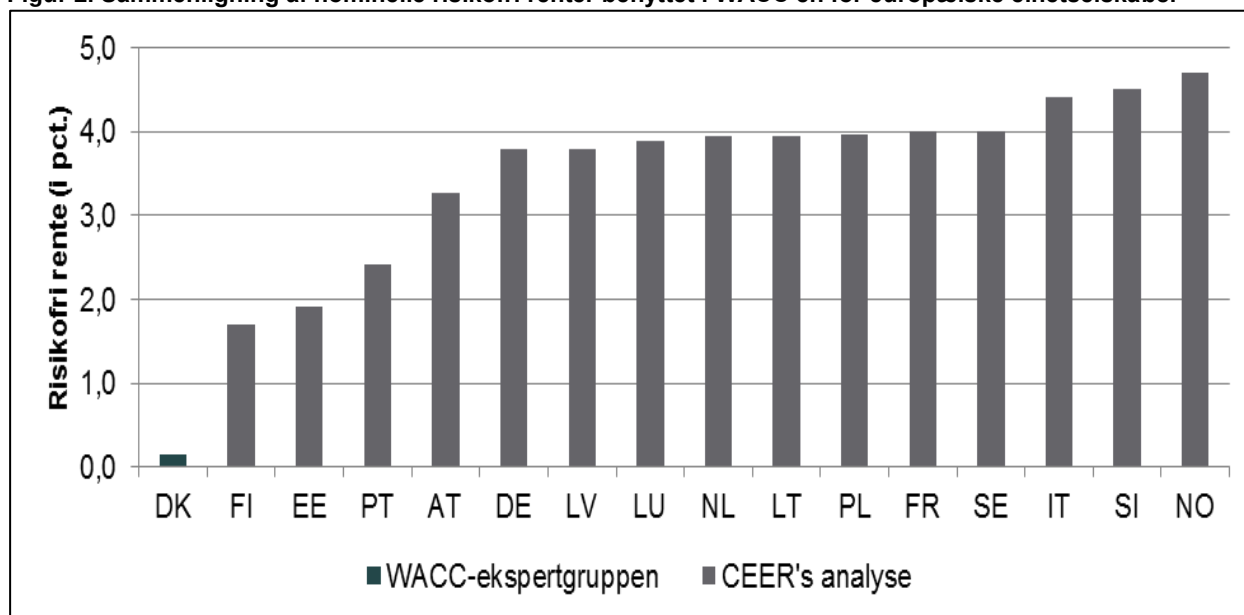
Figur 1. Sammenligning af WACC-niveauer på tværs af vesteuropæiske lande, før skat og nominelt



Kilde: Ekspertgruppens anbefaling (WACC opgjort i 2015), Sekretariatet for WACC-ekspertgruppen (WACC'er gældende i 2014, dog 2016 for Finland), KPMG's lande-analyse hvad angår værdier for UK og Belgien (WACC'er gældende i 2015) og Dansk Energi hvad angår de danske elnetselskabers WACC (WACC for 2015).

Den væsentligste tekniske årsag til, at ekspertgruppen kommer frem til en meget lav WACC, er markante forskelle i beregningsmetoden for den risikofri rente i forhold til sammenlignelige lande. Det fører til, at ekspertgruppen anvender en ensidigt meget lav risikofri rente, og det illustreres bl.a. med en ny rapport fra CEER (Council of European Energy Regulators), jf. figur 2.

Figur 2. Sammenligning af nominelle risikofri renter benyttet i WACC'en for europæiske elnetselskaber



Kilde: CEER, "CEER Report on Investment Conditions in European Countries", marts 2016.

De markante forskelle i beregningsmetoden er både, at ekspertgruppen benytter en 5-årig frem for en 10-årig risikofri rente, og at der ikke tages højde for det nuværende ekstraordinært lave

niveau for statsobligationsrenter¹. Så at sige alle andre steder, herunder også hos investorer og andre markedsaktører, benytter man en 10-årig risikofri rente. Det er meget vidtgående, at ekspertudvalget foreslår en ændring med en så fundamental effekt på baggrund af en kontroversiel og i reguleringsmæssig sammenhæng meget uprøvet teori, der ikke kan finde støtte i praksis, dvs. i netselskabernes faktiske finansieringsstruktur, og heller ikke hos langt hovedparten af regulatorer i udlandet. Dette understøttes af Dansk Energis kortlægning af løbetiden på fremmedkapitalen i de danske elnetselskaber, der i gennemsnit er på 19 år, mens rentetilpasninger i gennemsnit sker hvert 12. år.²

Grundlæggende skal der i forbindelse med WACC-fastsættelse tages højde for den indbyrdes sammenhæng, der er mellem de enkelte parametre, og som skyldes, at WACC er en samlet størrelse. Ved fastsættelse af de fleste af parametrene lægger ekspertgruppen sig op ad de parameterværdier, der benyttes i sammenlignelige lande. Praksis i disse lande er også i vid udstrækning benyttet som begrundelse for ekspertgruppens konkrete parametervalg³. Når ekspertgruppen imidlertid vælger en så markant anden tilgang (end i andre lande) til at fastsætte den risikofri rente, så skal de øvrige parametre justeres i overensstemmelse hermed. Det vil konkret dreje sig om bl.a. beta, markedsrisikopræmien og kreditrisikopræmien. Hensigten hermed skal være, at den samlede WACC fastsættes på et risikojusteret, markedsbaseret niveau, og det kræver, at de enkelte elementer i WACC'en er indbyrdes konsistente.

Dansk Energi har løbende fulgt arbejdet i ekspertudvalget. Det er på den baggrund vores vurdering, at der ligger en uheldig proces til grund for den ovenfor beskrevne inkonsistens, som desværre har medført et alt for lavt teoretisk WACC-estimat. Det er en proces, hvor konklusionerne i overvejende grad i udgangspunktet har ligget fast, mens begrundelserne løbende er ændret.

Ovenstående kunne have været fanget op, hvis det beregnede WACC-estimat var blevet testet op mod konkrete markedskrav, inden de endelige konklusioner var foretaget.

Samlet set vil de nuværende anbefalinger i rapporten isoleret set have den konsekvens, at der ikke allokeres tilstrækkelig kapital til investeringer i elnettet. En sådan adfærd ville være decidedet værdidestruktion. Kapital er – modsat elnetselskabernes monopolydelse – i fri konkurrence på tværs af både sektorer og landegrænser. Det vil sige, at risikoen er, at der ikke vil blive investeret tilstrækkeligt til at opretholde den nuværende leveringskvalitet. Tilmed vil det udgøre en barriere for en fortsat strukturudvikling, fordi hverken fusionspartnere eller opkøbskandidater vil kunne demonstrere en tilstrækkelig aflønning af den anvendte kapital, og fordi investorer vil være skeptiske over for at investere i selskaberne.

Dansk Energi har løbende givet kommentarer og input, herunder både ganske omfattende kommentarer og rapporter fra eksterne kilder, med henblik på at nuancere vurderinger og bidrage til, at konklusionerne afspejler markeds-mæssige vilkår. Det er fortsat uklart i hvilket omfang, ekspertgruppen har forholdt sig til disse. Fx er ekspertgruppens høringsnotat som reaktion på følgegruppens høringssvar til det endelige rapportudkast primært en afvisning af alle af føl-

¹ En række regulatorer har (forventeligt midlertidigt) forlænget estimationsperioden for den risikofri rente for dermed også at inddrage værdier, der ikke er påvirket af den unormale rentesituation som følge af pengepolitiske tiltag og finansielle regulatoriske indgreb i forlængelse af finanskrisen.

² WACC-ekspertudvalget er informeret om denne analyse.

³ Det bemærkes, at Dansk Energi også fremkom med denne bemærkning i forbindelse med rapportens høringsudkast, hvor vi særligt redegjorde for, at det ikke var korrekt, når ekspertgruppen fastsatte beta med henvisning til beta i sammenlignelige lande samtidig med, at den risikofri rente blev fastsat med en markant anderledes metode end i disse lande og andre steder. Herefter er ekspertgruppens begrundelse i den endelige rapport for valget af beta ændret markant, mens der ikke er ændret på konklusionen (en beta-aktiv på 0,35).

gegruppens mange kommentarer, herunder også Dansk Energis. Overordnet set ønsker vi her at betone fem centrale uhensigtsmæssigheder ved rapporten, men listen er ikke udtømmende:

1. Den samlede WACC afspejler *ikke* et risikojusteret, markedsbaseret afkast.
2. Processen for fastlæggelse af WACC'en har *ikke* været i overensstemmelse med en konsistent tilgang.
3. Fastlæggelsen af den risikofri rente bygger på en snæver og stort set uprøvet teori med virkelighedsfjerne overvejelser frem for praksis. Såfremt man benytter denne tilgang, skal man foretage tilsvarende justeringer af beta og kreditrisikopræmien. Det gør ekspertudvalget ikke.
4. Det er inkonsistent at benytte en markedsrisikopræmie på et historisk niveau sammen med en aktuel risikofri rente.
5. Det er *ikke* i overensstemmelse med faktiske markedsvilkår, at der *ikke* gives risikotillæg (fx krisetillæg og tillæg for regulatorisk risiko, politisk risiko, illikviditet mv.).

Dansk Energi vil opfordre til, at der gennemføres en markedsprøvning af ekspertgruppens anbefaling. Dette har ekspertgruppen ikke gjort, selvom det er helt normal praksis ved WACC-fastlæggelse, at den estimerede WACC testes op mod den pris på kapital, som markedet kræver ved allokering af kapital til selskaber med en tilsvarende risiko. Dette skal sikre, at den estimerede WACC faktisk svarer til et risikojusteret, markedsbaseret afkast

Der henvises i øvrigt til den supplerende, fælles udtalelse til den endelige WACC-rapport fra DI, Landbrug&Fødevarer, Realkreditrådet, Det Økologiske Råd og Dansk Energi. Her redegøres for, at alle fem organisationer ikke er enige i ekspertgruppens valg af en 5-årig risikofri rente, men at alle fem organisationer mener, der skal benyttes en risikofri rente med en løbetid på 10 år.

Endeligt opfordres interesserede til at læse Dansk Energis høringssvar til det endelige udkast til WACC-rapporten. Det kan findes på www.danskeenergi.dk/WACC.

Med venlig hilsen

Anders Stouge

WACC-ekspertgruppen

Dansk Industri
Confederation of Danish Industry**DI bemærkninger til rapportudkast af 17. marts 2016**

Tak for modtagelse af udkast til rapport fra WACC-ekspertudvalget. DI vil igen gerne kvittere for det store og meget omfattende stykke arbejde. Udkastet til anbefalinger giver imidlertid fortsat anledning til bemærkning fra DI's side.

DI er fortsat uenig med ekspertgruppens fastsættelse af den risikofrie rente.

Det er fortsat DI's opfattelse, at fastsættelsen af den risikofrie rente bør ske i overensstemmelse med følgende principper:

- At modellen sikrer en stabil rente og dermed mere stabile tariffer
- At modellen sikrer et tilstrækkeligt investeringsniveau, uden at give anledning til hverken over- eller underkompensation på lang sigt
- At modellen er forudsigelig og gennemskuelig for selskaber og slutbrugere

DI mener, som tidligere nævnt, at der bør lægges ligelig vægt på ovennævnte tre kriterier, og at det i tråd med hermed vil være hensigtsmæssigt at lægge mere vægt på investeringshorisonten ved fastsættelsen af den risikofrie rente.

Således opfordrer DI fortsat til, at der anvendes et 10-årigt gennemsnit af en 10-årig statsobligationsrente, hvor anvendelsen af den 10-årige statsobligationsrente understøtter, at der lægges en større vægt på investeringshorisonten. En sådan fastsættelse af den risikofrie rente vil efter DI's vurdering, udover at sikre et tilstrækkeligt investeringsniveau, skabe en mere stabil tarifudvikling på længere sigt, samt at WACC-niveauet vil være mere forudsigelig for elnetvirksomheder og elforbrugere.

En anvendelse af et længere gennemsnit underbygges efter DI's vurdering yderligere af, at markedet alt andet lige forventer en opadgående renteudvikling inden for en kortere årrække.

Afslutningsvist bemærker DI som også tidligere anført, at WACC-niveauet skal være i stand til at tiltrække tilstrækkelige investeringer til elnetsektoren fremover, således konsolideringen i sektoren kan styrkes, og dermed bidrage til betydelige effektiviseringsgevinster, hvilket er af afgørende betydning for DI.

Med venlig hilsen

Troels Ranis

Udtalelse fra Forbrugerrådet Tænk

Forbrugerrådet Tænk kan støtte rapporten, der findes at være velargumenteret, grundig og afbalanceret. Der er gjort en række fornuftige valg af parametre, beregninger og værdier, som giver en enkel, robust og gennemskuelig model for fastsættelsen af WACC. På trods af et komprimeret forløb har Ekspertgruppen undervejs i vidt omfang inddraget Følgegruppen og forholdt sig til de indkomne kommentarer mv.

Målet om at sikre de nødvendige investeringer i denne beskyttede del af elsektoren bør sikres med det minimum af belønning der skal til. Der er derfor intet selvstændigt bidrag til samfundsvelfærd i at hæve eller sænke WACCen til det niveau, der er fastsat i andre lande eller sektorer. Det bør have in mente at 1 procentpoints forhøjelse af WACCen betyder en merudgift for de danske forbrugere på 90 mio. kr. årligt de første år, stigende til 400 mio. kr. årligt.

Vi skal endvidere pege på, at udviklingen af en elsektor i verdensklasse med ekstremt høj forsyningssikkerhed er sket ved en forrentning på byggerenten plus 1 procent. Der er desuden under denne forrentning sket en løbende og fortsat konsolidering fra ca. 200 til 65 selskaber. At der nu ved etablering af et forbedret reguleringsregime skulle være behov for at hæve denne forrentning med flere procentpoint for at opnå det samme resultat, taler både mod ekspertgruppens konklusioner og mod den i Danmark høstede erfaring.

Vi finder at den af ministeren nedsatte ekspertgruppe med den fremlagte rapport har udført det opdrag som El-reguleringsudvalget - med repræsentation fra hele interessentkredsen - definerede. Styrken ved en uafhængig ekspertgruppe er især at den ikke behøver at ligge under for pres fra interessenter i markedet. Den uafhængighed har ekspertgruppen efter vores opfattelse demonstreret at være i besiddelse af. Det bør være en ledetråd i denne rapports videre anvendelse.

Med venlig hilsen

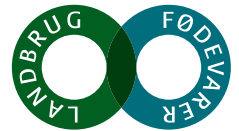
Martin Salamon

Cheføkonom / Chief Economist

T +45 7741 7729 / M +45 4194 7905 / taenk.dk

Fiolstræde 17 B / Postboks 2188 / 1017 København K

**Forbrugerrådet
Tænk**
Danish Consumer Council



WACC-ekspertgruppen

Landbrug & Fødevarer FmbA

Axelborg, Axeltorv 3
DK 1609 København V

T +45 3339 4000
F +45 3339 4141
E info@lf.dk
W www.lf.dk

CVR DK 25 52 95 29

Bemærkninger til Hovedrapport, Endelig rapport af 17. marts 2016

Landbrug & Fødevarer vil gerne kvittere for det store arbejde, der er foretaget af WACC-ekspertgruppen og Sekretariatet for WACC-ekspertgruppen. Vi har været glade for at bidrage og blive hørt via vores deltagelse i følgegruppen.

Det har været afgørende for L&F's indstilling til arbejdet i ekspertgruppen, at der skulle findes et balanceret niveau for forrentningen af netvirksomheder, der er tilstrækkeligt for at tiltrække de nødvendige investeringer, men også ansporer til en effektiv selskabsdrift og sikrer, at elforbrugere ikke betaler overkompensation.

Som det fremgår af den fælles udtalelse, som L&F har sendt med DI, Realkreditrådet, Det Økologiske Råd og Dansk Energi, så havde vi gerne set, at WACC-ekspertgruppen havde truffet andre valg i forhold til fastsættelsen af den risikofri rente. Det havde efter vores vurdering sikret større forudsigelighed for såvel sektor som forbrugere.

Helt overordnet er det dog Landbrug & Fødevarers klare opfattelse, at WACC-ekspertgruppens konklusioner og hovedrapport afspejler, at ekspertgruppen har løst de opgaver, der er givet i gruppens kommissorium, på god, gennearbejdet og tilfredsstillende vis.

Landbrug & Fødevarer håber derfor, at ekspertgruppens aflevering vil give et godt fundament for den videre opfølgning på El-reguleringsudvalgets arbejde samt udmøntningen af effektiviseringer af sektoren til gavn for el-forbrugende danske virksomheder og husholdninger.

Med venlig hilsen

Mikkel Stein Knudsen
Seniorkonsulent

Energi, Klima & Planter

T 3339 4657
E msk@lf.dk

Landbrug & Fødevarer er erhvervsorganisation for landbruget, fødevarer- og agroindustrien. Med en eksport på over 156 milliarder kroner årligt og med 169.000 beskæftigede repræsenterer vi et af Danmarks vigtigste eksporterhverv.

Ved at nytænke og synliggøre erhvervets bidrag til samfundet sikrer vi vores medlemmer en stærk placering i Danmark og globalt.

23. marts 2016

Forrentningen af netvirksomhedernes fremadrettede investeringer (WACC-regulering)

Mindretalsudtalelse fra Realkreditrådet (RKR)

RKR er af den opfattelse, at Ekspertgruppens rapport og anbefalinger angående "Forrentningen af netvirksomhedernes fremadrettede investeringer" på enkelte punkter enten ikke er baseret på et tilstrækkeligt fagligt grundlag, eller ikke sikrer konsistens imellem parametervalg i fastlæggelsen af WACC.

Af disse grunde kan RKR ikke tilslutte sig resultater og anbefalinger på baggrund af Ekspertgruppens rapport på følgende punkter:

- En 5-årig løbetid for den risikofrie rente baseret på en isoleret vurdering af renterisiko og hensynet til at undgå overkompensation. Dette er gjort uden at skele til øvrige risiko, der relaterer sig til at drive elnetvirksomhed i Danmark samt de øvrige hensyn, som Ekspertgruppen var givet i opdrag at fastlægge WACC efter;
- Beta på 0,35 grundet selection bias i den fremlagte analyse bag ekspertgruppens skøn;
- Markedsrisikopræmie på 5,5% i kombination med en risikofri rente, der er estimeret over en kort, aktuel periode; og
- En gearing på 50% harmonerer ikke med Realkreditsektorens opfattelse af en den optimale, ej heller aktuelle, gearing af aktiver med lange og relativt stabile cash-flows.

I lyset af at WACC for indtægtsrammeregulering af elnetvirksomheder i Skandinaviske nabolande for nyligt er fastlagt til 6,39% for 2016 i Norge og 6,5% for 2016-2019 i Sverige og RKR-medlemmernes observationer og erfaringer fra markedet, undrer RKR sig over det endelige WACC-niveau Ekspertgruppen kommer frem til på 3,21%.

Ekspertgruppens anbefalinger er, i RKR's optik, baseret for ensidigt på en teoretisk tilgang til fastlæggelse af WACC, og risikerer dermed ikke at levne elnetvirksomhederne mulighed for at tiltrække kapital på markedsvilkår.

Ovennævnte forhold medfører endvidere, at RKR vil opfordre til at overveje en Governance Struktur for beregning og udmelding af WACC, der indebærer tredjepartsverifikation (markedstest) samt effektive indsigelsesmuligheder fra sektoren.

Med venlig hilsen

Silas Harbo

17.2.2016

Udtalelse fra Det Økologiske Råd til endelig WACC rapport

Det Økologiske Råd takker for en fin, men meget forceret proces med fastlæggelsen af en tilladelig forrentningssats for investeringer i el-net-selskaber.

Desværre har ekspertudvalget ikke haft tilstrækkelig fokus på eller oplysninger fra sekretariatet om betydningen af fastlæggelsen af den danske WACC i en samlet omkostningseffektiv sammenhæng med reguleringen af den samlede energi- eller el-sektor og dermed heller ikke på understøtningen af den danske grønne omkostningseffektive energiomstilling.

Vi fremsætter hermed vores kommentarer til den færdige rapport på områder, hvor vi enten mangler uddybning af problemstillinger og sammenhænge eller er uenige med rapportens antagelser og konklusioner.

Kommentarerne fremstår ikke i prioriteret orden:

- Utilstrækkelig fokus på understøttelse af den grønne omstilling
Vi mangler generelt i rapporten en stærkere fokus på, at den nye regulering af el-net-selskaberne omkostningseffektivt skal understøtte den grønne danske omstilling af energisystemet. Rapporten beskæftiger sig således ikke tilstrækkeligt med, hvordan sammenhængen mellem fastlæggelsen af en WACC og effekten for det samlede energisystem omkostningseffektivt skal understøtte den grønne omstilling.
- Incitament til konsolidering må ikke hæmmes
Vi frygter, at en for lavt sat WACC vil hæmme konsolideringen i den danske el-net-sektor og derved at de potentielle effektiviseringer, der kan opstå herved, ikke realiseres.
- Underinvestering kan på sigt medføre for høje omkostninger for det samlede energisystem
Rapporten angiver, at der skal findes en WACC, som hverken giver anledning til over- eller underinvesteringer. Hvis dette var muligt, så er vi for så vidt enige. Men det er det ikke. Vi skal derfor påpege, at risici ved en for højt fastlagt WACC udelukkende er en for høj betaling fra el-forbrugerne til de el-net-selskaber, som i udstrakt grad er ejet af de samme forbrugere. Derimod er risici ved en for lavt fastlagt WACC, at der sker en underinvestering i de danske el-net, som på sigt kan føre til problemer med funktionaliteten af el-nettet. Dette kan medføre for høje omkostninger for det samlede energisystem.
- Fleksibilitet i løsning af infrastrukturopgaven forudsætter, at WACC'en er markedsmæssig
- El-reguleringsudvalget lagde vægt på, at en fremtidig regulering skulle understøtte den grønne omstilling, og derfor skulle selskaberne via indretningen af reguleringen og herunder benchmarkingen have frit valg til at fastlægge om fremtidig drift af el-nettene bedst skete gennem investeringer i infrastruktur eller gennem end mere driftstung optimeret brug af eksisterende infrastruktur. Det er en forudsætning for denne fleksibilitet, at niveauet for WACC'en afspejler markedsmæssighed. Vi finder endvidere, at den samlede regulering af el-net-selskaberne bør give tilskyndelse til at udskyde "nødvendige" investeringer på en forsvarlig måde ved at skabe en ny benchmark, hvor forøgede driftsomkostninger ved optimering af eksisterende net kan vægtes op



mod en tidlig udskiftning af dele af el-nettet. Dette er sigtet med anbefalingen fra el-reguleringsudvalget om at sammenveje drifts- og investeringsomkostninger ved benchmark. En for lav WACC giver efter vores mening ikke i tilstrækkelig grad denne tilskyndelse.

- Årsag til og konsekvens af den store forskel i WACC'en i omgivende lande mangler
Det fremlagte forslag til en dansk WACC ligger endog meget langt under de gældende forrentningssatser/WACC'er i de omgivende lande. Hvis denne meget store forskel skal fastholdes, så mangler vi en analyse af årsagerne til denne forskel og af, hvad en så stor forskel i forrentning af investeret kapital mellem Danmark og vores omliggende lande vil få af betydning for tiltrækning af kapital.
- Behov for test af markedsmæssighed
El-reguleringsudvalget lagde vægt på, at forrentningen skulle fastsættes med udgangspunkt i en markedsbaseret WACC. Indtil videre er den foreslåede WACC alene fastsat på baggrund af en regnemodel. Vi mangler, at WACC'en og dens parametre marktestes, herunder sammenlignes med el-net-selskabernes konkrete afkastkrav.
- Hensigtsmæssig fastsættelsesperiode bør undersøges nærmere
Rapporten vælger at fastlægge den danske WACC på grundlag af en kort årrække. Hensigten er at give et rimeligt tidssvarende billede af rentesituationen. Mange kilder anbefaler derimod at fastlægge WACC'en over en ti-årig eller længere periode. Dette giver en større træghed i tilpasningen af WACC'en og dermed en større sikkerhed for langsigtet viden om indtægtsrammernes størrelse. Vi savner en ordentlig udredning i rapporten af fordele og ulemper for størrelse af og forudsigelighed for el-net-selskabernes indtægtsrammer ved de to forskellige valgmuligheder.
- Uklart reguleringsgrundlag medfører unødvendig usikkerhed ved fastlæggelse af WACC
Vi finder, at det faktum, at WACC udvalget skulle afslutte sit arbejde længe før en endelig benchmark-model fastlægges, giver en unødvendig usikkerhed, som ikke er medtaget ved fastlæggelsen af WACC'en.
- Overdreven frygt for rentearbitrage medfører uhensigtsmæssig konklusion
Vi finder, at rapporten har en overdreven frygt for rentearbitrage. Denne frygt kan efter vores mening ikke begrundes i hidtidige erfaringer fra el-net-selskabernes finansieringsmønster, som tværtimod bygger på optagelse af længere lån. Vi finder således ikke, at det er hensigtsmæssigt at fastlægge en WACC efter rentearbitrage, idet det tilskynder el-net-selskaberne til at søge kortsigtede lån, hvilket vi ikke finder stabiliserende eller hensigtsmæssigt. Udvalget har ligeledes ikke forholdt sig til, hvordan man kan opnå rentearbitrage på egenkapital og har heller ikke forholdt sig tilstrækkeligt til, at man i omgivende lande benytter en risikofri rente med længere løbetid.
- Der mangler at blive taget højde for regulatorisk risiko
Vi finder, at muligheden for justering af benchmark-modellen hvert femte år, som det foreligger nu, er en nødvendig ting, som dog også giver anledning til en økonomisk risiko for WACC, hvilket ikke er medtaget. Dertil kommer, at den igangværende Benchmark-ekspertgruppe i deres første del-rapport anbefaler, at benchmark skal finde sted hvert år, hvilket yderligere øger risikoen. Vi finder ligeledes, at rapporten bygger på, at der kan findes en rimelig og retfærdig og retvisende ny benchmark-model. Dette er desværre ikke givet på forhånd, og rapportens grundlag i dette synes alt for positivt, og vil føre til en for lav WACC, og dermed til en urimelig lav indtægtsramme for de selskaber, som via deres struktur vil være uheldige at falde "skævt" ud i den forventelige nye



benchmark. Dette skaber en økonomisk, reguleringsmæssig risiko, som negligeres i fastlæggelsen af WACC'en i denne rapport.

- Endelig finder vi, at det ikke nødvendigvis er korrekt, når rapporten beskriver, at en for høj WACC vil føre til overinvesteringer. Sammenhængen mellem WACC og overinvestering er ikke nødvendigvis entydig, når man betragter den samlede regulering med en samlet indtægtsramme og dennes effektiviseringsincitamenter.

Det Økologiske Råd takker for muligheden for at deltage i følgegruppen til ekspertgruppen til fastlæggelse af WACC for de danske el-net-selskaber.

Med venlig hilsen

På vegne af Det Økologiske Råd

Søren Dyck-Madsen

WACC- ekspertgruppen

Bilag 5 – Beskrivelse af netvirksomhederne

1.1 GENERELLE FORHOLD

Netvirksomhederne er ejere af distributionsnettet og har ansvaret for distribution af el fra transmissionsnettet til forbrugerne. En netvirksomhed distribuerer el til forbrugerne inden for eget netområde. Fra et samfundsmæssigt synspunkt vil det ikke være hensigtsmæssigt at have flere parallelle net, hvorfor disse ikke er etableret. Netvirksomhederne er derfor naturlige monopoler. Forbrugerne er dermed for så vidt angår distributionsydelsen bundet til den netvirksomhed, der har bevilling i det område, hvor forbrugeren bor, og de har ikke mulighed for at vælge en anden netvirksomhed. Netvirksomhederne er derfor underlagt en økonomisk regulering og skal have bevilling til at drive netvirksomhed. Den nuværende regulering har eksisteret siden 2005.

Bevillingen til at drive netvirksomhed meddeles af energi-, forsynings- og klimaministeren og gives kun til ansøgere, der opfylder kravene defineret i kapitel 7 og 8 i elforsyningsloven. Bevillingen er af 20 års varighed, jf. elforsyningslovens § 19. Selve bevillingen kan også ledsages af konkrete vilkår, jf. elforsyningslovens § 50, stk. 2. Fastsatte vilkår kan først ændres efter 5 år og med et års varsel, jf. elforsyningslovens § 52.

Netvirksomhederne er generelt lovmæssigt underlagt krav om at sikre en tilstrækkelig og effektiv transport af elektricitet, herunder at vedligeholde, om- og udbygge forsyningsnettet i fornødent omfang, at tilslutte leverandører og købere af elektricitet til nettet, at stille fornøden transport til rådighed og give adgang til transport af el gennem nettet samt at måle levering og aftag af elektricitet i nettet, jf. elforsyningslovens § 20, stk. 1. Derudover er kravene til netvirksomhederne nærmere definerede i elforsyningslovens kapitel 7 og 8.

Er der tale om koncernforbundne virksomheder, er virksomhederne ydermere forpligtede til at opstille et program for intern overvågning, som beskriver virksomhedernes tiltag for at forhindre diskriminerende adfærd mellem de koncernforbundne virksomheder, jf. elforsyningslovens § 20a.

De af energi-, forsynings- og klimaministeren givne bevillinger kan hverken direkte eller indirekte overdrages til andre uden godkendelse fra energi-, forsynings- og klimaministeren og er undtaget fra retsforfølgning, jf. elforsyningslovens § 53. Bevillingsgiver er berettiget til at fratage bevilling igen, såfremt netvirksomheden ikke overholder lovkrav samt vilkår stillet af Energinet.dk, hvis der er afgivet urigtige eller vildledende oplysninger i ansøgning om bevilling, eller hvis bevillingshaver tages under rekonstruktionsbehandling/indgiver konkursbegæring/erklæres konkurs, jf. elforsyningslovens § 54, stk. 1, nr. 1-4.

Som udgangspunkt inddrages bevillingerne af domstolene, men energi-, forsynings- og klimaministeren kan inddrage bevillingen, hvis en virksomhed tages under rekonstruktionsbehandling/indgiver

konkursbegæring/erklæres konkurs, jf. elforsyningslovens § 54, stk. 3. Sekretariatet for WACC-ekspertgruppen er ikke bekendte med tilfælde, hvor en elnetvirksomhed har fået inddraget sin bevilling.

Energi-, forsynings- og klimaministeren kan også inddrage bevillingerne midlertidigt, hvis netvirksomhederne groft eller gentagne gange tilsidesætter vilkår fastsat af energinet.dk i forbindelse med netvirksomhedens bevilling og på den led sætter væsentlige hensyn til forsyningssikkerheden på spil, jf. elforsyningslovens § 54, stk. 4. Inddragelser kan i disse i tilfælde prøves ved domstolene, jf. elforsyningslovens § 54, stk. 5.

Netvirksomhederne varierer væsentligt i størrelse, jf. Tabel 1. De otte største netvirksomheder dækker godt 77 pct. af alle danske elforbrugere, hvoraf DONG Energy er langt den største med knap én million tilslutninger. DONG Energy er som det eneste selskab primært statsejet, mens de øvrige primært er forbrugerejede andelsselskaber og mindre, kommunalt ejede aktieselskaber. Det bemærkes dog, at regeringen har planer om, at børsnotere DONG Energy.¹

Der var pr. 1. januar 2015 i alt registreret 60 netvirksomheder.² Antallet af netvirksomheder er således reduceret betragteligt fra 1999, hvor der i alt var registrerede 189 virksomheder, svarende til en reduktion på 66 pct. over 15 år. En del af effektiviseringerne i netvirksomhederne er sket gennem en betydelig konsolidering i forbindelse med fusioner og salg af andelsejede og kommunale selskaber.

Af nedenstående tabel fremgår de otte største netvirksomheder i 2014 (målt i antal tilslutninger).

TABEL 1. ANTAL TILSLUTNINGER HOS DE 8 STØRSTE NETVIRKSOMHEDER

Selskab	Antal tilslutninger	Andel af de samlede tilslutninger
DONG Energy Eldistribution A/S	989.458	30 %
SEAS-NVE Net A/S	388.916	12 %
Syd Energi Net A/S	273.054	8 %
EnergiMidt Net A/S	237.243	7 %
NRGi Net A/S	216.302	7 %
Energi Fyn Net A/S	173.247	5 %
HEF Net A/S	144.621	4 %
TRE-FOR El-net A/S	136.305	4 %
I alt tilslutninger hos de 8 største netvirksomheder	2.559.146	77 %
I alt tilslutninger i Danmark	3.302.455	100 %

Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet.

¹ Kilde: Finansministeriet, <http://www.fm.dk/temaer/dong>.

² Kilde: Energitilsynet. Primo 2015 eksisterer 64 indtægtsrammer, hvoraf enkelte netvirksomheder administrerer flere indtægtsrammer.

Af nedenstående tabel fremgår en liste over bevillingshavere samt bevillingernes udløb.

TABEL 2. OVERSIGT OVER BEVILLINGERNES UDLØBSDATO

Elnetselskabsnavn	Bevillingens udløbsdato
AURA El-net A/S	26-maj-22
Bjerringbro Elværk	17-maj-22
Brenderup Netselskab A.m.b.a.	23-sep-22
Bårdesø og Omegns Elforsyning A.m.b.a.	18-maj-24
DONG Energy Eldistribution A/S	30-jan-23
Ejby Elnet A.m.b.a.	07-nov-22
Energi Fyn Net A/S	18-okt-22
EnergiMidt Net A/S	24-apr-23
Forsyning Helsingør - Elnet A/S	12-jun-22
Frederikshavn Elnet A/S	07-jun-22
Faaborg Elforsyning A/S (Netvirksomhed)	01-sep-22
GEV Net A/S	13-dec-23
Hammel Elforsyning Net A/S	06-aug-22
Hasmark/Egense Energinet A.m.b.a.	08-okt-23
HEF Net A/S	30-okt-23
Hirtshals El-netselskab	17-okt-23
Hjerting Transformatorforening	18-okt-22
Hurup Elværk Net A/S	09-okt-22
Ikast Værkerne Net A/S	14-dec-23
Kibæk Elværk A.m.b.A.	07-aug-22
Kjellerup Elnet A/S	10-sep-22
Knøsgaard Transformatorforening*	
Kongerslev Elnet ApS	22-jan-24
LEF Net A/S	13-aug-22
Læsø kommunale elforsyning	29-dec-24
MES Net A/S, Midtjyllands Elektricitetsforsyning	29-jul-22
Midtfyns Elforsyning A.m.b.a.	24-sep-22
Nakskov Elnet A/S	02-aug-22
Netselskabet Ullerslev Elforsyning A.m.b.a.	07-okt-22
Nibe Elforsyning Net AmbA.	26-sep-22
NKE-Elnet A/S	02-aug-22
NOE Net A/S	14-dec-23
Nord Energi Net A/S	06-nov-22
Nr. Broby-Vøjstrup Netselskab A.m.b.a.	17-okt-22
NRGi Net A/S	30-jan-23
Nyfors Net A/S	10-dec-23
Paarup El-Forsyning A.m.b.a.	16-okt-22
RAH Net 2 A/S	14-dec-23
RAH Net A/S	15-dec-24
Ravdex A/S	27-nov-22
Rolfsted og Omegns Transformerforenings Netselskab A.m.b.a.	30-sep-22

SEAS-NVE Net A/S	06-okt-23
SEF Net A/S	01-maj-22
SK-Elnet A/S	13-jun-22
Struer Forsyning Elnet A/S	13-dec-23
Sunds Elforsyning	11-jul-22
Syd Energi Net A/S	13-dec-23
Tarm Elværk Net A/S	16-dec-22
Thy-Mors El-net A/S.	14-dec-23
TRE-FOR - El-Net A/S	06-okt-22
VERDO Hillerød Net A/S	13-maj-22
VERDO Randers El-Net A/S	21-feb-25
Vestforsyning Net A/S	15-dec-24
Viborg elNet A/S	11-dec-23
Videbæk Elnet ApS	01-mar-24
Vildbjerg Elværk A.m.b.a.	16-okt-22
Vordingborg Elnet A/S	31-jul-22
Øslev-Drostrup Transformatorforening*	
Østkraft Net A/S (ny)	02-aug-22
AAL El-Net A.m.b.a.	18-okt-22
Aars-Hornum Net A/S	23-okt-22

Kilde: Energistyrelsen. Udtræk fra bevillingsdatabasen 14/10-2015. * Energistyrelsen er i gang med at behandle en ansøgning om fusion med Nyfors.

Faldet i antallet af netvirksomheder er primært sket blandt kommunalt ejede netvirksomheder, der har solgt deres netaktiver til andelsselskaber, og blandt andelsejede netvirksomheder, som har valgt at fusionere. Udviklingen i netvirksomhedernes ejerskabsform kan ses af Tabel 3. Årsagerne til konsolideringen i branchen kan formentlig findes i flere forhold. En årsag til konsolideringen kan givetvis være et ønske og incitament til at høste synenergier samt skærpede krav til regulering - ikke blot med hensyn til krav om effektiviseringer, men også som følge af fx krav om intern overvågning, energibesparelsesforpligtelser, indberetning af måledata til den kommende datahub mv. De fleste af netvirksomhederne indgår i koncernstrukturer med andre selskaber, som agerer på kommercielle markeder for fx elhandel, bredbånd og energibesparelser.

TABEL 3. NETVIRKSOMHEDERNE FORDELT PÅ EJERSKAB

Ultimo året	2005	2007	2009	2011	2012	2013	2014
Andelsselskaber	81	69	58	55	53	50	45
Kommunalt	24	22	16	13	12	12	12
Selvejende institution	0	6	6	6	6	6	6
Aktieselskab	3	3	3	1	1	1	1
Andre	4	1	1	1	1	1	1
I alt	112	101	84	76	73	70	65

Kilde: Dansk Energi. Note: Kategorien "Selvejende institution" lå i 2005 under kategorien "Andre".

Det er værd at bemærke, at de forskellige former for ejerstruktur kan betyde, at de forskellige netvirksomheder har forskellige prioriteringer og hensyn i forbindelse med prisfastsættelsen af distributionsydelsen. Fx vil andelsselskaberne ikke nødvendigvis udvise en klassisk profitmaksimerende adfærd, men kan lige såvel forventes at have en målsætning om billig distribution af el til deres forbrugere, som samtidig er deres ejere.³

1.2 ØKONOMISKE FORHOLD

1.2.1 DEN FREMTIDIGE ØKONOMISKE REGULERING

Den fremtidige økonomiske regulering af netvirksomhederne er endnu ikke vedtaget. Nedenstående beskrivelse er derfor baseret på El-reguleringsudvalgets anbefalinger til den fremtidige økonomiske regulering. El-reguleringsudvalgets anbefalinger til en ny økonomisk regulering af netvirksomhederne og en nærmere beskrivelse heraf fremgår af bilag 4 i El-reguleringsudvalgets afsluttende rapport.⁴

El-reguleringsudvalget anbefaler, at det grundlæggende princip for reguleringen skal være incitamentsbaseret rammestyring, dvs. at netvirksomhederne indenfor nogle klare rammer får råderum til selv at beslutte, hvordan nettet kan drives bedst muligt. Konkret er rammen for netvirksomhedernes indtjeningsmuligheder i videst muligt omfang givet på forhånd, så netvirksomhederne i en periode kan opnå en øget forrentning, hvis de kan drive nettene mere effektivt end forudsat i rammerne.

Indtægtsrammerne i den fremtidige regulering vil bestå af en omkostningsramme og en forrentningsramme. Derudover vil indtægtsrammen ligesom under den nuværende regulering fortsat blive reduceret ved utilstrækkelig leveringskvalitet. El-reguleringsudvalget anbefaler dog, at den årlige vurdering af netvirksomhedernes leveringskvalitet i højere grad sker på baggrund af langsigtede og stabile mål for leveringskvaliteten, der fastsættes ud fra samfundsmæssige interesser. Opbygningen af indtægtsrammerne er illustreret i nedenstående tekstboks.

BOKS A

$$\text{Indtægtsramme} = \text{omkostningsramme (driftsomkostninger og afskrivninger)} + \text{forrentningsramme (forrentning af investeringer)} - \text{sanktion for utilstrækkelig leveringskvalitet}$$

Udgangspunktet for fastsættelsen af indtægtsrammerne vil være faktiske, historiske regnskabstal. For forrentningsrammen er grundlaget aktivbasens bogførte værdi i forrige reguleringsperiode. I den første reguleringsperiode vil grundlaget være aktivbasens værdi ved overgangen til en ny regulering. For omkostningsrammen er udgangspunktet bogførte afskrivninger og driftsomkostninger i forrige reguleringsperiode. I den første reguleringsperiode vil grundlaget være de gennemsnitlige omkostninger i 2012 – 2014.

For at tage hensyn til at et historisk niveau ikke nødvendigvis er retvisende for det fremadrettede effektive omkostnings- og investeringsbehov, anbefaler El-reguleringsudvalget, at indtægtsrammerne løbende justeres for udviklingen i en række eksogene forhold, som netvirksomhederne ikke kan

³ Moesgaard, Rune (Marts 2012). Økonomisk regulering af elnetselskaberne, *Samfundsøkonomen*, nr.1, s. 12 – 21.

⁴ El-reguleringsudvalgets rapport er tilgængelig på <http://www.ens.dk/afsluttende-rapport-el-reguleringsudvalget>.

påvirke, men som påvirker deres omkostninger væsentligt samt effektiviseringskrav. Konkret anbefaler udvalget, at indtægtsrammerne justeres for aktivitetsændringer, opgaveændringer, nettab, prisudvikling, individuelle effektiviseringskrav og generelle effektiviseringskrav. De individuelle effektiviseringskrav skal fastsættes ved benchmarking, og føre til reduktioner af indtægtsrammerne. Der er nedsat en ekspertgruppe, som skal udvikle en ny benchmarkingmodel. Det lægges op til, at den nye model bør basere sig på netvirksomhedernes leverede ydelser, totalomkostninger og være neutral i forhold til forskellige typer af omkostninger, så driftstunge løsninger sidestilles med investeringer i det fysiske net. Indtægtsrammerne vil desuden blive justeret hvert femte år på baggrund af de gennemsnitlige omkostninger og investeringer i netvirksomhederne i den foregående reguleringsperiode. Effektiviseringer, som netvirksomhederne foretager udover pålagte effektiviseringskrav, deles dermed med forbrugerne ved overgangen til en ny femårig reguleringsperiode. Det bevirker, at netvirksomhederne beholder effektiviseringsgevinsterne herved, i hvad der svarer til en femårig periode. Herefter tilfalder effektiviseringsgevinsterne forbrugerne.

Forrentning af netvirksomhedernes investeringer og de fremadrettede indtægtsrammer

Som det fremgår af Boks F vil forrentningsloftet blive afskaffet, og forrentningen vil indgå som delelement i indtægtsrammerne.

Forrentningen vil blive fastsat forskelligt for henholdsvis netvirksomhedernes historiske og fremadrettede aktivbaser. Den *historiske aktivbase* udgøres af investeringer foretaget før ikrafttræden af den nye økonomiske regulering. Forrentningen af den historiske aktivbase skal fastsættes med udgangspunkt i netvirksomhedernes historisk mulige forrentning under den nuværende regulering. Den *fremadrettede aktivbase* vil blive beregnet som forskellen mellem den gennemsnitlige aktivbase i forrige femårige reguleringsperiode og det enkelte års værdi af den historiske aktivbase. I slutningen af en reguleringsperiode vil den fremadrettede aktivbase være større end i starten, da den historiske aktivbase løbende afskrives.

WACC'en vil indgå i forrentningsrammen, da det er den forrentningssats, der vil blive anvendt for investeringer, der foretages efter reguleringen træder i kraft (ovenfor benævnt den ”fremadrettede aktivbase”). WACC'en er ikke et loft over netvirksomhedernes forrentning eller en garanti for, at netvirksomhederne opnår denne forrentningssats. Hvis netvirksomhedernes omkostninger er lavere eller højere end forudsat i rammerne, vil de have mulighed for at opnå henholdsvis en højere eller en lavere forrentning. Netvirksomhederne kan desuden vælge at opkræve lavere priser, end deres indtægtsramme tillader, hvilket også vil føre til en (frivilligt) lavere forrentning.

1.2.2 DRIFTSMÆSSIGE KRAV

Netvirksomhederne skal i henhold til elforsyningsloven (1999) blive drevet professionelt og have den fornødne tekniske og finansielle kapacitet til at operere på et monopolistisk marked.

Det fremgår af elforsyningslovens § 47, stk 1, at netvirksomheden kun må løse de bevillingspligtige aktiviteter – og ikke andre opgaver – i netvirksomheden. For netvirksomheder, som har mindre end 100.000 tilsluttede forbrugere, har energi-, forsynings- og klimaministeren dog mulighed for at tillade, at mindre omfattende aktiviteter, der ligger uden for bevillingen, kan finde sted i netvirksomheden. Der er således ikke muligt for større netvirksomheder at udføre andre aktiviteter i netvirksomheden.

Bestemmelserne indebærer således også, at en netvirksomhed eksempelvis ikke må drive udlånsvirksomhed ved at optage lavt forrentede lån med sikkerhed i distributionsnettet og herefter

udlåne låneprovenuet til andre virksomheder i samme organisation. En sådan form for bankvirksomhed antages at være i strid med elforsyningslovens § 47, stk. 1, samt eldirektivet artikel 26.

1.2.3 EJERKRAV

Elforsyningsloven indeholder en regel om, at bevillingshavere til netvirksomhed skal eje de anlæg som anvendes til gennemførelse af de bevillingspligtige aktiviteter, jf. elforsyningslovens § 51, stk. 4. Der kan dog i særlige tilfælde dispenseres herfra, jf. elforsyningslovens § 51, stk. 5.

Der er med andre ord krav om, at den direkte ejer af distributionsnettet også skal være den, der har bevillingen til netvirksomheden. I lovbemærkningerne hedder det blandt andet: *"Ifølge forslaget er det et krav, at bevillingshaverne skal eje de anlæg, som anvendes til gennemførelse af deres bevillingspligtige aktiviteter. Bestemmelsen tilsigter derfor at udelukke konstruktioner, hvor bevillingshaveren eksempelvis frasælger nettet men fortsætter med aktiviteten, f.eks. på grundlag af en leasingaftale med køberen"*. Dette er også i overensstemmelse med eldirektivets artikel 26, hvorefter distributionssystemoperatøren (med 100.000 tilsluttede forbrugere eller mere) skal råde over de nødvendige ressourcer til at varetage opgaverne, herunder blandt andet de fysiske ressourcer.

Det direkte ejerkrav er ikke til hinder for, at der kan være flere virksomheder, som investerer i nettene via andele i den juridiske enhed, som ejer nettene, og som derfor har bevillingen. Bevillingshaver skal dog opfylde krav om fornøden teknisk og finansiell kapacitet, jf. elforsyningslovens § 50, stk. 1.

1.2.4 LÅNEMULIGHEDER

Netvirksomheder kan optage lån med pant i distributionsnettene. Moderselskabet kan således frit disponere kapitalen i de enkelte selskaber og placere denne i aktiviteter, hvor fx afkast er mere fordelagtigt for moderselskabet. En bank eller en finansiell institution vil dog ikke kunne overtage nettene i tilfælde af misligholdelse af låneaftalen. Dette skyldes, at finansielle aktører normalt ikke vil kunne få netbevilling og dermed retten til at drive nettet, da disse som udgangspunkt ikke ville kunne opfylde lovens krav om tilstrækkelig teknisk kapacitet.

Bestemmelsen i elforsyningslovens § 47 om, at netvirksomheden kun må drive bevillingspligtige aktiviteter beskytter eksempelvis tillige i sammenhæng med eldirektivet artikel 26, forbrugeren mod, at netvirksomheden optager lån mod pant i nettet og anvender beløbet til udlån til andre virksomheder i den pågældende organisation. Bestemmelsen hindrer dog ikke, at nettet anvendes til sikkerhed for lånefinansiering til netaktiviteter, men långiver kan ikke uden videre overtage netdriften, da et finansieringsinstitut normalt ikke vil kunne få bevilling pga. af manglende teknisk kapacitet.

Derudover vil de forskellige virksomhedstyper have adgang til forskellige lånemuligheder. Eksempelvis vil nogle have lettere adgang til fremmedkapital. Kommunalt ejede netvirksomheder med 100 pct. kommunegaranti vil have adgang til fordelagtige lån hos KommuneKredit. Pr. 22. september 2015 havde KommuneKredit i alt udlån til 3 netvirksomheder.

1.2.5 SKATTEFORHOLD

I henhold til selskabsskatteloven § 1, stk. 1, nr. 2e, er selskaber⁵ skattepligtige uanset selskabets organisationsform.⁶ Netvirksomheder, der er kommunalt ejede, andelejede eller ejede af selvejende

⁵ I selskabsskatteloven forstås selskaber m.v., i hvis aktiviteter indgår produktion, transport, handel eller levering af elektricitet.

⁶ Bekendtgørelse af lov om indkomstbeskatning af aktieselskaber m.v. (Selskabsskatteloven) fremgår af: <https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=143677#Afs1>.

institutioner, er således alle skattepligtige. Skattepligten gælder også interessentskaber, hvis aktivitet består af el-produktion, el-transport, handel med el eller levering af elektricitet – dog modificeret således, at det er interessenterne, der beskattes, jf. selskabsskattelovens § 1, stk. 1, nr. 2e, 2. pkt. Dette begrundet med, at interessentskaber ikke er noget selvstændigt skattesubjekt.

Indregistrerede aktieselskaber, eksempelvis DONG, og anpartsselskaber er ligeledes skattepligtige, jf. skatteloven § 1, stk. 1, nr. 1.⁷

⁷ Bekendtgørelse af lov om indkomstbeskatning af aktieselskaber m.v. (Selskabsskatteloven) fremgår af:

<https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=143677#Afs1>.

WACC- ekspertgruppen

Bilag 6 - Detaljeret forklaring af WACC-forrentningsgrundlaget

Overordnet om rammestyring af investeringer og WACC'en

RAMMESTYRING AF INVESTERINGER

Opgørelsen af WACC-forrentningsgrundlaget har betydning for det forrentningsbeløb, netvirksomhederne kan få af deres fremadrettede investeringer. For at forstå WACC'ens betydning og den kontekst som WACC'en skal indgå i, har Energistyrelsen udarbejdet en række notater og Excel-ark, der beskriver forslag til ny økonomiske regulering af netvirksomhedernes WACC-forrentningsramme, under forudsætning af, at reguleringen følger El-reguleringsudvalgets anbefalinger.¹ Energistyrelsen notater skal ses i lyset af, at den nye økonomiske regulering af netvirksomhederne endnu ikke er vedtaget. Nærværende afsnit er en introduktion til de mekanismer, der regulerer opgørelsen af WACC-forrentningsrammen, og en kort opsummering af Energistyrelsens udarbejdede notater og Excel-ark. Derudover er netvirksomhedernes generelle og økonomiske forhold beskrevet i bilag 6.

Metoden der anvendes til opgørelse af WACC-forrentningsgrundlaget, og de mekanismer, der er indbygget i reguleringen heraf er forskellig fra den måde, netvirksomhedernes forrentningsgrundlag hidtil har været reguleret, og forskellig fra reguleringen i de fleste andre lande.

Det bemærkes, at der i de efterfølgende afsnit sondres mellem netvirksomhedernes 'godkendte nyinvesteringer' og reinvesteringer. Godkendte nyinvesteringer er investeringer i aktiver, der ikke er en del af driften af netvirksomhedernes eksisterende net, og som godkendes som nye investeringer. Dette kan eksempelvis omfatte investeringer i elnet til nye bydele, installation af fjernaflæste målere eller nye tilslutninger.² En reinvestering defineres som alle investeringer, der ikke er såkaldte godkendte nyinvesteringer.

El-reguleringsudvalget anbefaler, at både netvirksomhedernes investeringer og omkostninger underlægges en rammestyring, hvor virksomhedernes omkostningsramme og forrentningsramme fastholdes i 5-årige perioder. Formålet med rammereguleringen er blandt andet at give netvirksomhederne et incitament til at effektivisere. Dette ved at de kan beholde ekstraordinære effektiviseringsgevinster inden for den 5-årige reguleringsperiode. Fordelene ved en 5-årig rammeregulering blandt andet, at det ligestiller effektiviseringer, der opnås ved at investere mere hensigtsmæssigt med effektiviseringer som følge af en mere omkostningseffektiv drift. Dette giver

¹ Bilag 4 - Detaljeret forklaring af WACC-forrentningsgrundlaget (notat), bilag 4a - Energistyrelsens forklarende tekst til illustration af pristalsregulering (notat), bilag 4b - Energistyrelsens illustration af pristalskorrektur af forrentningsrammen (Excel-ark), bilag 4c - Effekt af investering på tilladte indtægter (Excel-ark) samt bilag 5 - Energistyrelsens vurdering af kompensation for prisudvikling og fastsættelsen af den fremadrettede aktivbase.

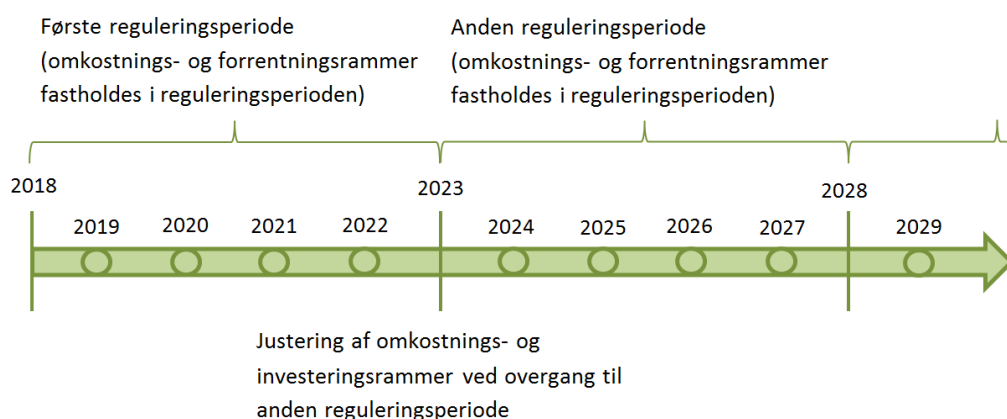
² Der er ikke taget stilling til, hvilke typer af investeringer, der kan godkendes som nyinvesteringer i den fremadrettede regulering.

netvirksomhederne incitament til at stræbe efter en omkostningseffektiv drift og omkostningseffektive investeringsbeslutninger.

Rammestyringen betyder samtidig, at det undgås, at reguleringen skævvrider netvirksomhedernes incitamenter til at investere i fysisk net frem for at afholde flere driftsomkostninger med samme mål, fx øget kapacitet i nettet.

I El-reguleringsudvalgets anbefalinger til opgørelsen af netvirksomhedernes forrentningsgrundlag har det desuden været et væsentligt hensyn, at netvirksomhederne ikke skulle have incitament til at gennemføre investeringer på bestemte tidspunkter i en reguleringsperiode. For at opnå dette hensyn anbefaler El-reguleringsudvalget at indbygge en række mekanismer i opgørelsen af netvirksomhedernes forrentningsgrundlag.

FIGUR 1. REGULERING MED RAMMESTYRING AF DRIFTS- OG INVESTERINGSOMKOSTNINGER



Kilde: Sekretariatet for WACC-ekspertgruppen på baggrund af El-reguleringsudvalgets anbefalinger.

Rammestyring af investeringer betyder, at netvirksomhedernes forrentningsgrundlag i den første 5-årige reguleringsperiode fastlægges på baggrund af et forventet investeringsniveau, og ikke netvirksomhedernes faktiske investeringer.

El-reguleringsudvalget forudsætter i fastsættelsen af forrentningsrammen, at netvirksomhedernes investeringsniveau svarer til, at netvirksomhederne investerer på et niveau, der medfører, at realværdien af deres aktivbase opretholdes. Simplificeret kan det forstås som en antagelse om, at netvirksomhederne reinvesterer i takt med deres afskrivninger, og at der ved indgangen til den nye økonomiske regulering tages højde for prisudviklingen på historiske investeringer i elnettet. Netvirksomhederne får dermed mulighed for at opnå en WACC-forrentning af deres reinvesteringer.

Ved overgangen til den anden reguleringsperiode justeres netvirksomhedernes forrentningsgrundlag i forhold til de faktiske investeringer, hvorefter forrentningsgrundlaget igen fremskrives på baggrund af et forventet investeringsniveau. Forrentningsrammen påvirkes derfor af virksomhedernes faktiske investeringer, men med en forsinkelse. Denne justering af forrentningsrammen beskrives nærmere i bilag 4 ”Detaljeret forklaring af WACC-forrentningsgrundlaget”.

Den forsinkede justering af omkostningsrammen og forrentningsrammen på baggrund af netvirksomhedernes faktiske investeringer er medvirkende til, at virksomhedernes

investeringsbeslutninger ikke alene bestemmes af WACC'en, men også af andre hensyn. Overvejer en virksomhed eksempelvis at foretage en investering i løbet af det første år i en reguleringsperiode vil denne investering først få indflydelse på omkostnings- og forrentningsrammen, når rammerne justeres ved overgangen til den efterfølgende reguleringsperiode.

WACC'en har betydning for, om det samlet set giver et rimeligt, systematisk risikojusteret afkast at drive netvirksomhed i Danmark, idet den indgår i fastsættelsen af virksomhedernes samlede indtægter (indtægtsrammen). WACC'en har desuden betydning for om, netvirksomhederne har incitament til at gennemføre de såkaldte godkendte nyinvesteringer. Det bemærkes, at der her ikke er taget stilling til, hvilke indikatorer, der vil blive anvendt i den nye økonomiske regulering eller hvilke typer af investeringer, der vil skulle godkendes. Denne type investeringer er undtaget for rammereguleringen, og vil medføre en forøgelse af omkostnings- og forrentningsrammerne fra det tidspunkt, de gennemføres. Herefter vil netvirksomhederne få WACC-forrentning af den godkendte nyinvestering, og omkostningsrammen forøges med de årlige afskrivninger på nyinvesteringen.

Samlet set er WACC'en den forrentningssats, netvirksomhederne kan få i forrentning på deres reinvesteringer, hvis de reinvesterer som forudsat i forrentningsrammerne. Hvis netvirksomhederne reinvesterer mindre end det forudsatte niveau, vil de midlertidigt opnå et større overskud og dermed en højere forrentning end WACC'en. Hvis de omvendt reinvesterer mere end det forudsatte niveau, vil de midlertidigt få en lavere forrentning end WACC'en. Reinvesteringer betragtes her som alle investeringer, der ikke godkendes særskilt.

I det følgende forklares opgørelsen af WACC-forrentningsgrundlaget detaljeret trin for trin. Gennemgangen er opdelt på følgende syv afsnit:

- a) Forrentningsrammens komponenter
- b) Den fremadrettede aktivbase i første reguleringsperiode fra 2018-2022
- c) Justering af den fremadrettede aktivbase ved overgangen til ny reguleringsperiode
- d) Netvirksomhedernes forrentningssats for bogførte investeringer i 2018-2022
- e) Rammestyring og nutidsværdi af ændrede betalingsstrømme som følge af investeringer
- f) Andre mekanismer til at understøtte investering
- g) WACC'ens effekt på netvirksomheders investeringer

Detaljeret forklaring af WACC-forrentningsgrundlaget

a) Forrentningsrammens komponenter

Forrentningsrammen afhænger af netvirksomhedernes regulatoriske aktivbase og to forrentningssatser. Den regulatoriske aktivbase opdeles i en historisk og fremadrettet aktivbase. Den historiske aktivbase vedrører investeringer foretaget, før ikrafttræden af den nye rammeregulering, og vil blive forrentet med en historisk forrentningssats. Den fremadrettede aktivbase vedrører investeringer foretaget efter den nye regulerings ikrafttræden og vil blive forrentet med en WACC, jf. Ligning 1.

LIGNING 1. FASTSÆTTELSE AF FORRENTNINGSRAMMEN

$$\begin{aligned} \text{Forrentningsramme}_{2018} \\ &= \text{Historisk aktivbase}_{2018} \times \text{historisk forrentningssats}_{2018} \\ &+ \text{forudsat fremadrettet aktivbase}_{2018} \times \text{WACC}_{2018} \end{aligned}$$

I illustrationerne i Energistyrelsens Excel-regneark ”Illustration af pristalskorrektion af forrentningsrammen” tages der udgangspunkt i de forudsatte værdier af den historiske og fremadrettede aktivbaser *ultimo* det år forrentningen beregnes for. Der er dog ikke taget stilling til, om det er ultimo aktivbasen, der skal anvendes i den fremtidige regulering.

Den historiske aktivbase opgøres ved overgangen til den nye ramme-regulering i 2018 på baggrund af netvirksomhedernes regulatoriske aktivbase den 31. december 2017, som fremgår af netvirksomhedernes reguleringsregnskaber. Herefter vil den historiske aktivbase hvert år blive reduceret med årets afskrivninger, som vist i Ligning 2. Alle investeringer fra 2018 og frem betragtes som fremadrettede investeringer, og indgår derfor i den fremadrettede aktivbase.

LIGNING 2. DEN HISTORISKE AKTIVBASE

$$\begin{aligned} \text{Historisk aktivbase}_{2019} \\ &= \text{Historisk aktivbase}_{2018} - \text{afskrivninger på historisk aktivbase}_{2018} \end{aligned}$$

Den historiske aktivbase vil dermed blive afviklet i takt med afskrivningerne på de aktiver, der blev anskaffet før ikrafttrædelsen af den nye regulering i 2018.

Den historiske aktivbase forrentes med en historisk forrentningssats. En nærmere beskrivelse af opgørelsen heraf ligger uden for målet med nærværende rapport, hvis fokus er forrentning af den fremadrettede aktivbase ved en WACC-forrentning.

Opgørelsen af den fremadrettede aktivbase, der forrentes med WACC'en i første reguleringsperiode fra 2018-2022 i det efterfølgende afsnit. Herefter beskrives den fremadrettede aktivbase i anden reguleringsperiode ved to eksempler i de efterfølgende afsnit – et basiseksempel og et eksempel, hvor en netvirksomhed ikke investerer fra 2018 og fremefter.

b) Den fremadrettede aktivbase i første reguleringsperiode fra 2018-2022

Definition af den fremadrettede aktivbase

Den fremadrettede aktivbase omfatter netvirksomhedernes investeringer efter overgangen til ny regulering i 2018. I hele den reguleringsperiode, der påbegyndes ved rammereguleringens start, vil netvirksomhedernes forrentning af den fremadrettede aktivbase være baseret på en fremskrivning af aktivbasen, og dermed ikke de faktiske fremadrettede investeringer. Grundet rammestyringen får de faktiske investeringer, der foretages efter den nye regulerings ikrafttræden, først effekt på den fremadrettede aktivbase ved overgangen til en ny reguleringsperiode. Det vil ske første gang ved overgangen til anden reguleringsperiode i 2023.

Som et resultat af rammereguleringen, hvor den fremadrettede aktivbase i 2018-2022 alene baseres på en fremskrivning er det derfor nødvendigt at sondre mellem virksomhedernes *faktiske* fremadrettede

investeringer, og de *forudsatte* fremadrettede investeringer, der forrentes med en WACC. I det følgende anvendes derfor følgende definitioner:

Bogført fremadrettet aktivbase: Den nedskrevne bogførte værdi af de investeringer netvirksomhederne faktisk har foretaget fra 1. januar 2018 og fremefter.

Forudsat fremadrettet aktivbase: Aktivbasen, der udgør WACC-forrentningsgrundlaget og forrentes med fastsat WACC-sats. Aktivbasen beregnes på baggrund af antagelser om, hvor meget virksomheden forventes at investere i perioden.

Den forudsatte fremadrettede aktivbase i 2018-2022

I den første reguleringsperiode fra 2018-2022 fastlægges netvirksomhedernes WACC-forrentningsgrundlag, den *forudsatte fremadrettede aktivbase*, som forskellen mellem netvirksomhedernes *forudsatte samlede aktivbase* og *historiske aktivbase*, jf. Ligning 3:

LIGNING 3. BEREGNING AF FORUDSAT FREMADRETTET AKTIVBASE

$$\text{Forudsat fremadrettet aktivbase}_{2018} = \text{forudsat samlet aktivbase}_{2018} - \text{historisk aktivbase}_{2018}$$

Den forudsatte samlede aktivbase beror på en fremskrivning af den samlede regulatoriske aktivbase for den nye regulering trådte i kraft, dvs. pr. ultimo 2017. Den samlede aktivbase fremskrives med et specifikt prisindeks for investeringer i elnet ud fra en antagelse om, at netvirksomhederne fremadrettet vil investere på et niveau, hvor aktivbasens realværdi bibeholdes. Aktivbasen forventes desuden justeret for ændringer i netvirksomhedernes aktivitetsniveau og, opgaver. Herudover er det muligt, at forrentningsrammen også vil blive justeret for effektiviseringskrav. Der er nedsat en benchmarkingekspertgruppe, der blandt andet skal tage stilling til, hvilke omkostninger effektiviseringskrav skal udmøntes i forhold til og ved eventuelle effektiviseringskrav. Der ses i de efterfølgende eksempler bort fra disse justeringer, bortset fra i eksemplerne vedrørende godkendte investeringer, hvor ændringer som følge af ændret aktivitetsniveau beskrives.

LIGNING 4. FREMSKRIVNING AF FORUDSAT SAMLET AKTIVBASE

$$\text{Forudsat samlet aktivbase}_{2018} = \text{Forudsat samlet aktivbase}_{2017} \times \frac{\text{Prisindeks}_{2018}}{\text{Prisindeks}_{2017}}$$

Den historiske aktivbase udgøres af den bogførte værdi af netvirksomhedens netaktiver ultimo 2017, og afskrives årligt, jf. Ligning 2.

LIGNING 5. UDVIKLING I HISTORISK AKTIVBASE

$$\text{Historisk aktivbase}_{2018} = \text{Netaktiver}_{\text{ultimo } 2017} - \text{afskrivninger historisk aktivbase}_{2018}$$

Kombineres resultaterne i Ligning 3, Ligning 4 og Ligning 5 kan man konkludere, at den *forudsatte fremadrettede aktivbase* er defineret som forskellen mellem værdien af den *historiske aktivbase*, der årligt reduceres med afskrivningerne på den *historiske aktivbase*, og den *forudsatte samlede aktivbase*, der årligt vokser med udviklingen i et prisindeks.

Dermed vokser den *forudsatte fremadrettede aktivbase*, der udgør forrentningsgrundlaget for WACC'en, årligt, som vist i Ligning 6 nedenfor, hvor plus og minus angiver om faktoren forventes at vokse eller falde:

LIGNING 6. FORVENTET UDVIKLING I FORUDSAT FREMADRETTET AKTIVBASE

$$\Delta \text{Forudsat fremadrettet aktivbase} = \Delta \text{Forudsat samlet aktivbase} - \Delta \text{Historisk aktivbase}$$

(+)
(+)
(-)

Det bemærkes, at ingen af variablene i ovenstående ligninger i udgangspunktet afhænger af netvirksomhedernes faktiske investeringer efter 2018. Udviklingen i WACC-forrentningsgrundlaget afhænger således i vidt omfang af størrelsen på den aktivbase netvirksomheden har ved overgangen til den nye regulering, afskrivningerne på denne aktivbase og prisudviklingen i den første reguleringsperiode³.

På baggrund af WACC-forrentningsgrundlaget kan netvirksomhedens WACC-forrentning i kroner beregnes ved følgende ligning:

LIGNING 7. WACC-FORRENTNING

$$WACC_forrentning_{2018} = forudsat\ fremadrettet\ aktivbase_{2018} \times WACC_sats_{2018}$$

De konkrete beregninger i fremskrivningen af netvirksomhedernes aktivbase er illustreret ved et eksempel i boks 1 nedenfor.

Boks 1: Fremskrivning af den fremadrettede aktivbase i 2018-2022

Nedenstående eksempel er baseret på Energistyrelsens eksempler i Excel-regnearket ”Illustration af pristalskorrektion af forrentningsrammen”. Dette eksempel tager udgangspunkt i en netvirksomhed med bogførte aktiver til en værdi på 1.000 mio. kr. ultimo 2017. Alle aktiverne i netvirksomhedens historiske aktivbase har en restlevetid på præcist 40 år og afskrives lineært, dvs. med 25 mio. kr. om året.

Det antages desuden, at alle investeringer foretaget efter 1.januar 2018 (fremadrettede investeringer) har en levetid på 10 år, og at afskrivningerne påbegyndes året efter investeringen foretages.

Endelig antages det, at prisindekset på netinvesteringer stiger med 2 pct. om året, og at WACC-satsen

³ WACC-forrentningsgrundlaget kan blive påvirket af virksomhedens faktiske investeringer i den udstrækning den foretager *godkendte nyinvesteringer*. For overblikkets skyld behandles dette først senere. Derudover kan aktivbase justeres for ændringer i netvirksomhedernes aktivitetsniveau og opgaver, ligesom det er muligt, at forrentningsrammen også vil blive justeret for effektiviseringskrav. Der er nedsat en benchmarkingekspertgruppe, der blandt andet skal tage stilling til, hvilke omkostninger effektiviseringskrav skal udmøntes i forhold til. Der ses i de efterfølgende eksempler bort fra disse justeringer, bortset fra i eksemplerne vedrørende godkendte investeringer, hvor ændringer som følge af ændret aktivitetsniveau beskrives.

er konstant på 5 %. Der er herudover der ingen forhold, der i øvrigt giver anledning til at forudsætte en ændring i netvirksomhedens investeringsbehov. Alle antagelser er illustrative, da beregningerne alene har til formål at illustrere mekanismen for fastsættelse af forrentningsgrundlaget.

TABEL 1. EKSEMPEL – FORUDSAT FREMADRETTET AKTIVBASE I 2018-2022

Tal i mio. kr.	2018	2019	2020	2021	2022
a) Prisindeks	102	104	106	108	110
b) Forudsat samlet aktivbase	1.020	1.040	1.061	1.082	1.104
c) Historisk aktivbase	975	950	925	900	875
d) Forudsat fremadrettet aktivbase	45,0	90,4	136,2	182,4	229,1
e) WACC-forrentning	2,3	4,5	6,8	9,1	11,5

Kilde: Energistyrelsens Excel-regneark: Illustration af pristalskorrektur af forrentningsrammen.

a) Prisindekset er 100 i 2017 og vokser med 2 pct. om året

b) Netvirksomhedens samlede aktivbase antages at have en værdi på 1.000 mio. kr. ultimo 2017. Herefter fremskrives aktivbasen årligt med udviklingen i prisindekset:

$$\text{Forudsat samlet aktivbase}_{2018} = \text{samlet aktivbase}_{\text{ultimo 2017}} \times \frac{\text{Prisindeks}_{2018}}{\text{Prisindeks}_{2017}}$$

Indsættes værdierne for aktivbasen og prisindekset fås den forudsatte samlede aktivbase på 1.020 mio. kr. i 2018:

$$\text{Forudsat samlet aktivbase}_{2018} = 1.000 \text{ mio. kr.} \times \frac{102}{100} = 1.020 \text{ mio. kr.}$$

c) Den historiske aktivbase opgøres som den historiske aktivbase året før fratrasket afskrivninger på den historiske aktivbase, jf. Ligning 2 ovenfor. Den initiale historiske aktivbase ultimo 2017 antages at være på 1.000 mio. kr., og afskrives årligt med 25 mio. kr. dermed bliver den historiske aktivbase i 2018:

$$\text{Historisk aktivbase}_{2018} = 1.000 \text{ mio. kr.} - 25 \text{ mio. kr.} = 975 \text{ mio. kr.}$$

d) Den forudsatte fremadrettede aktivbase opgøres som forskellen mellem den fremskrevne samlede aktivbase og den historiske aktivbase:

$$\text{Forudsat fremadrettet aktivbase}_{2018} = \text{Forudsat samlet aktivbase}_{2018} - \text{Historisk aktivbase}_{2018}$$

På baggrund af værdierne i Tabel 1 beregnes den forudsatte fremadrettede aktivbase i 2017 til 45:

$$\text{Forudsat fremadrettet aktivbase}_{2018} = 1.020 \text{ mio. kr.} - 975 \text{ mio. kr.} = 45 \text{ mio. kr.}$$

e) WACC-forrentningen beregnes ved Ligning 7:

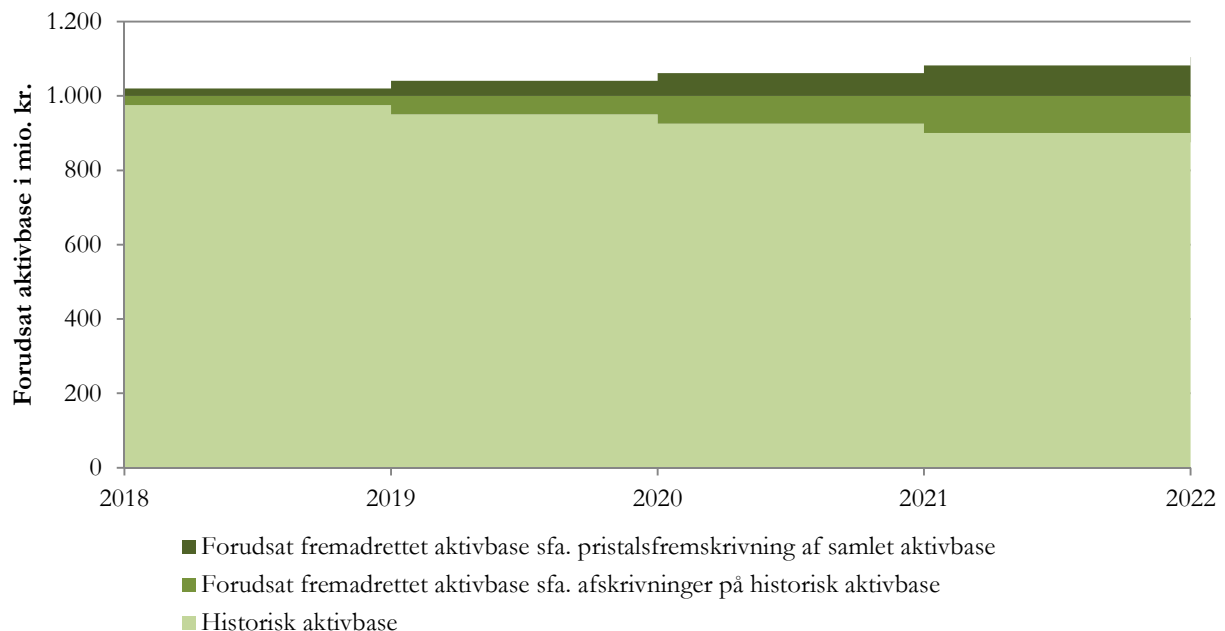
$$\text{WACC}_{\text{forrentning}}_{2018} = \text{forudsat fremadrettet aktivbase}_{2018} \times \text{WACC}_{\text{sats}}_{2018}$$

Indsættes den forudsatte fremadrettede aktivbase i 2018 på 45 mio. kr. og WACC-satsen på 5 % fås de 2,3 mio. kr. i WACC-forrentning i 2018:

$$\text{WACC}_{\text{forrentning}}_{2018} = 45 \text{ mio. kr.} \times 5 \% = 2,3 \text{ mio. kr.}$$

I forlængelse af eksemplet i boks 1 kan udviklingen i WACC-forrentningsgrundlaget (den forudsatte fremadrettede aktivbase) dekomponeres i den del, der opstår som følge af prisudviklingen, og den del, der opstår som følge af afskrivninger på den historiske aktivbase, som vist i Figur 2.

FIGUR 2. ILLUSTRATION AF FREMSKRIVNING AF DEN FREMADRETTEDE AKTIVBASE



Kilde: Sekretariatet for WACC-ekspertgruppen på baggrund af Energistyrelsens Excel-regneark: Illustration af pristalskorrektur af forrentningsrammen

Anmærkning: I illustrationen er der ikke foretaget nogen godkendte nyinvesteringer i perioden, ligesom der ikke er sket andre ændringer i andre forhold, der har givet anledning til en justering af den forudsatte fremadrettede aktivbase.

I den første reguleringsperiode afhænger netvirksomhedernes forrentningsgrundlag ikke af netvirksomhedernes faktiske investeringer i 2018-2022. Ved overgangen til en ny reguleringsperiode justeres netvirksomhedens omkostningsrammer og forrentningsrammer imidlertid på baggrund af, hvad netvirksomhedernes *faktisk* har haft af omkostninger og investeringer i den første reguleringsperiode. Dette beskrives nærmere nedenfor.

c) Justering af den fremadrettede aktivbase ved overgang til ny reguleringsperiode

Ved overgangen til en ny reguleringsperiode justeres netvirksomhedernes WACC-forrentningsgrundlag på baggrund af, hvordan virksomhederne *faktisk* har investeret i løbet af den foregående reguleringsperiode.

I nærværende afsnit er det derfor vigtigt at sondre mellem hvilken historisk, fremadrettet og samlet aktivbase netvirksomhederne *faktisk* har haft i løbet af den seneste 5-årige reguleringsperiode, og hvilken historisk, fremadrettet og samlet aktivbase det i løbet af reguleringsperioden er *forudsat* at netvirksomhederne havde. Netvirksomhedernes *faktiske* investeringer og værdi af aktiverne opgøres ved nedskrevne bogførte værdier.

El-reguleringsudvalget anbefaler, at justeringen i stedet sker på baggrund af et gennemsnit af den faktiske aktivbase i foregående reguleringsperiode. Formålet hermed er, at sikre ensartet investeringsincitament i

løbet af en reguleringsperiode. En anden måde at fastsætte forrentningsgrundlaget i den efterfølgende periode ville være at tage udgangspunkt i den bogførte, nedskrevne, værdi af investeringer gennemført efter ikrafttrædelsen af den nye regulering ultimo i den sidste reguleringsperiode. Det ville imidlertid betyde, at netvirksomhedernes forrentningsgrundlag var uafhængigt af, hvor mange aktiver der var i de første fire år af den sidste reguleringsperiode, og dermed ville netvirksomhederne have et incitament til at udskyde alle investeringer til det sidste år i den 5-årige reguleringsperiode.

Justering af den forudsatte (regulatoriske) aktivbase i 2023

Den forudsatte fremadrettede aktivbase beregnes ved overgangen til en ny reguleringsperiode fortsat som forskellen mellem den forudsatte samlede aktivbase og den historiske aktivbase. Ved overgangen til 2. reguleringsperiode i 2023 kan det udtrykkes på samme form som i Ligning 3, jf. nedenstående Ligning 8:

LIGNING 8. BEREGNING AF DEN FORUDSATTE FREMADRETTEDE AKTIVBASE I 2023

$$\text{Forudsat fremadrettet aktivbase}_{2023} = \text{forudsat samlet aktivbase}_{2023} - \text{historisk aktivbase}_{2023}$$

Den historiske aktivbase er fortsat defineret som den nedskrevne bogførte værdi af netvirksomhedens aktivbase ved overgangen til den nye rammeregulering. Derfor kan den historiske aktivbase i 2023 beregnes efter samme princip, som i Ligning 5, jf. nedenstående Ligning 9:

LIGNING 9. DEN HISTORISKE AKTIVBASE I 2023

$$\text{Historisk aktivbase}_{2023} = \text{Historisk aktivbase}_{2022} - \text{afskrivninger historisk aktivbase}_{2023}$$

El-reguleringsudvalget anbefaler at indbygge en række mekanismer i justeringen af WACC-forrentningsgrundlaget (den forudsatte fremadrettede aktivbase) for at give netvirksomhederne incitament til at foretage investeringer løbende i reguleringsperioden. Disse mekanismer betyder at justeringen af WACC-forrentningsgrundlaget er relativt kompleks.

Den forudsatte samlede aktivbase justeres ved overgangen til en ny reguleringsperiode på baggrund af den gennemsnitlige bogførte værdi af den samlede aktivbase i hele den sidste 5-årige reguleringsperiode. Den samlede bogførte værdi af netvirksomhedens netaktiver fremskrives til det aktuelle prisniveau på baggrund af udviklingen i prisindekset, for at værdierne er sammenlignelige (opgjort i samme enhed). Pristalsfremskrivningen af de bogførte værdier af den samlede aktivbase foretages år for år inden der tages et gennemsnit. Justeringen af den forudsatte samlede aktivbase i 2023 foretages ud fra formen i Ligning 10.

LIGNING 10. JUSTERING AF DEN FORUDSATTE SAMLEDE AKTIVBASE I 2023

$$FSA_{2023} = \frac{\left(BSA_{2018} \times \frac{PI_{2023}}{PI_{2018}} + BSA_{2019} \times \frac{PI_{2023}}{PI_{2019}} + BSA_{2020} \times \frac{PI_{2023}}{PI_{2020}} + BSA_{2021} \times \frac{PI_{2023}}{PI_{2021}} + BSA_{2022} \times \frac{PI_{2023}}{PI_{2022}} \right)}{5}$$

hvor

FSA er den Forudsatte Samlede Aktivbase

BSA er den Bogførte Samlede Aktivbase

PI er prisindekset

Ligning 10 kan skrives i komprimeret form ved at anvende et sumtegn, jf. Ligning 11:

LIGNING 11. KOMPRIMERET NOTATION AF LIGNING 10

$$FSA_{2023} = \frac{\sum_{t=2018}^{2022} BSA_t \times \frac{PI_{2023}}{PI_t}}{5}$$

Herefter kan resultaterne fra Ligning 9 og Ligning 11 indsættes i Ligning 8 for at beregne den forudsatte fremadrettede aktivbase i 2023, der udgør netvirksomhedens WACC-forrentningsgrundlag.

De nærmere implikationer af denne måde at opgøre værdien af den forudsatte fremadrettede aktivbase i det første år af den anden reguleringsperiode (2023) illustreres i boks 2 og 3 ved at se på to konkrete eksempler.

I det første eksempel har netvirksomheden investeret som forudsat i fremskrivningen af netvirksomhedens fremadrettede investeringer i første reguleringsperiode. Dette eksempel kaldes basiseksemplet og er identisk med basiseksemplet i Energistyrelsens Excel-regneark: ”Illustration af pristalskorrektion af forrentningsrammen”.

I det andet eksempel investerer netvirksomheden slet ikke efter ikrafttrædelsen af den nye regulering.

Boks 2: Basiseksemplet – justering af aktivbasen ved overgang til ny reguleringsperiode

Eksemplet i boks 1 er baseret på Energistyrelsens basiseksemplet i Excel-regnearket ”Illustration af pristalskorrektion af forrentningsrammen”.

Basiseksemplet bygger på de samme antagelser som eksemplet i boks 1. Netvirksomheden har derfor ligeledes en historisk aktivbase på 1.000 mio. kr. ultimo 2017. Hele den historiske aktivbase har en restlevetid på 40 år og afskrives linært, dvs. med 25 mio. kr. om året. Prisindekset vokser med 2 pct. pr. år.

I tillæg til antagelserne i boks 1 antages det i nærværende eksempel, at netvirksomheden har investeret som forudsat i fremskrivningen af netvirksomhedens aktivbase i første reguleringsperiode. Derfor er de bogførte værdier af aktivbasen i Tabel 2 nøjagtigt de samme, som de forudsatte værdier af aktivbasen i Tabel 1 i boks 1.

TABEL 2 - NETVIRKSOMHEDENS BOGFØRTE VÆRDIER AF AKTIVBASEN I FØRSTE REGULERINGSPERIODE

Tal i mio. kr.	2018	2019	2020	2021	2022
Prisindeks	102	104	106	108	110
Bogført aktivbase - samlet	1.020	1.040	1.061	1.082	1.104
Historisk aktivbase	975	950	925	900	875
Bogført fremadrettet aktivbase	45,0	90,4	136,2	182,4	229,1

Kilde: Energistyrelsens Excel-regneark: "Illustration af pristalskorrektion af forrentningsrammen".

På baggrund af netvirksomhedens bogførte værdier af aktivbasen i 2018-2022 (korrigeret for prisudviklingen) beregnes netvirksomhedens *justerede* værdier af den *forudsatte aktivbase* i første år af den anden reguleringsperiode, der starter i 2023. Det er de *forudsatte* værdier i 2023, der danner grundlag for opgørelse af netvirksomhedens WACC-forrentning, og som fremskrives i hele anden reguleringsperiode fra 2023-2027.

På baggrund af tallene i Tabel 2 opgøres de *forudsatte* værdier af aktivbasen i den nye reguleringsperiode i 2023 i Tabel 3 nedenfor.

TABEL 3 – INITIALE REGULATORISKE VÆRDIER AF AKTIVBASEN I 2023

Tal i mio. kr.	2023
A) Prisindeks	113
B) Forudsat samlet aktivbase	1.126
C) Historisk aktivbase	850
D) Forudsat fremadrettet aktivbase	276,2

Kilde: Energistyrelsens Excel-regneark: "Illustration af pristalskorrektion af forrentningsrammen".

A) Prisindeks i 2023

Prisindekset i 2023 er beregnet ved at forøge prisindekset i 2022 med 2 pct., som antaget i eksemplet:

$$Prisindeks_{2023} = Prisindeks_{2022} \times 1,02 = 110 \times 1,02 = 113$$

B) Forudsat samlet aktivbase i 2023

Den forudsatte samlede aktivbase i 2023 opgøres som den gennemsnitlige pristalsfremskrevne bogførte værdi af aktivbasen i 2018-2022, dvs. som anvist i Ligning 10.

Indsættes værdier fra Tabel 2 fås følgende:

$$\begin{aligned}
 & \text{Forudsat samlet aktivbase}_{2023} \\
 &= \frac{(1.020 \text{ mio. kr.} \times \frac{113}{102} + 1.040 \text{ mio. kr.} \times \frac{113}{104} + 1.061 \text{ mio. kr.} \times \frac{113}{106} + 1.082 \text{ mio. kr.} \times \frac{113}{108} + 1.104 \text{ mio. kr.} \times \frac{113}{110})}{5} \\
 &= \frac{(1.126,2 + 1.126,2 + 1.126,2 + 1.126,2 + 1.126,2)}{5} = 1126,2
 \end{aligned}$$

Resultatet stemmer dermed overens med værdien i Tabel 3. Årsagen til at aktivbasens realværdi er ens i alle 5 år i brøken ovenfor er, at netvirksomheden har investeret nøjagtig som forudsat, således at realværdien af den samlede aktivbase bevares. Eksemplet illustrer, hvorfor værdien af den faktiske aktivbase i de enkelte år skal korrigeres for prisudviklingen før, der tages et gennemsnit af årene. Hvis aktivbasens værdi i alle årene ikke var blevet justeret for prisudviklingen, kunne netvirksomheden i

2022 ikke opretholde realværdien af sin aktivbase i 2023.

C) Historisk aktivbase i 2023

Den historiske aktivbase er ikke baseret på forudsatte eller fremskrevne værdier, men opgøres blot som den aktuelle nedskrevne bogførte værdi – både i løbet af en reguleringsperiode, og ved overgangen til en ny reguleringsperiode. Derfor beregnes værdien af den historiske aktivbase efter samme princip som i Ligning 5:

$$\begin{aligned} \text{Historisk aktivbase}_{2023} \\ = \text{Historisk aktivbase}_{2022} - \text{afskrivninger historisk aktivbase}_{2023} \end{aligned}$$

Afskrivningerne på den historiske aktivbase er antaget at være lineære med 25 mio. kr. om året og værdien af den historiske aktivbase i 2022 er 875 mio. kr. jf. Tabel 2. Dermed fås værdien af den historiske aktivbase i 2023 i Tabel 3:

$$\text{Historisk aktivbase}_{2023} = 875 \text{ mio. kr.} - 25 \text{ mio. kr.} = 850 \text{ mio. kr.}$$

D) Forudsat fremadrettet aktivbase i 2023

Den forudsatte fremadrettede aktivbase beregnes ved overgangen til en ny reguleringsperiode på samme måde som i Ligning 3:

$$\begin{aligned} \text{Forudsat fremadrettet aktivbase}_{2023} \\ = \text{forudsat samlet aktivbase}_{2023} - \text{historisk aktivbase}_{2023} \end{aligned}$$

Indsættes værdierne fra Tabel 2 kan værdien af den forudsatte fremadrettede aktivbase i Tabel 3 beregnes som:

$$\text{Forudsat fremadrettet aktivbase}_{2023} = 1.126,2 \text{ mio. kr.} - 850 \text{ mio. kr.} = 276,2 \text{ mio. kr.}$$

Eksemplet i boks 2 beror på en antagelse om, at netvirksomheden agerer som forudsat i reguleringen, og at netvirksomheden ikke reducerer omfanget af investeringer. Det kan imidlertid ikke udelukkes, at netvirksomhederne vil kunne reducere deres faktiske investeringer i forhold til forudsætningen om at opretholde realværdien af deres aktivbase. Rammestyringen af reguleringen betyder, som tidligere beskrevet, at netvirksomhederne kan opnå en midlertidigt højere forrentning, hvis deres investeringer er på et lavere niveau, end forudsat i forrentningsrammen. Dette er en del af rammestyrelsens effektiviseringsincitament. For at illustrere denne mekanisme vises i boks 3 et ”ekstremt” beregningseksempel, hvor det antages er, at der slet ikke investeres efter 1. januar 2018. Det bemærkes, at hvis dette er et udtryk for, at netvirksomheden systematisk underinvesterer, skal dette opfanges af andre mekanismer i reguleringen, jf. delafsnit f.

Fremgangsmåden i beregningerne i boks 3 er den samme som i boks 2. Derfor refereres beregningerne kun summarisk.

Boks 3: Ingen investeringer – justering af aktivbasen ved overgang til ny reguleringsperiode

Ligesom basiseksemplet bygger eksemplet i denne boks videre på eksemplet i boks 1. Netvirksomheden har derfor ligeledes en historisk aktivbase på 1.000 mio. kr. ultimo 2017. Hele den historiske aktivbase har en restlevetid på 40 år og afskrives linært, dvs. med 25 mio. kr. om året.

Prisindekset vokser med 2 pct. pr. år.

I tillæg til antagelserne i boks 1 antages det i nærværende eksempel at netvirksomheden ikke har foretaget nogen investeringer siden ikrafttrædelsen af den nye regulering i 2018. Derfor er de bogførte værdier af den fremadrettede aktivbase 0 i alle periode årene, som det fremgår af Tabel 4 nedenfor.

TABEL 4. NETVIRKSOMHEDENS BOGFØRTE VÆRDIER AF AKTIVBASEN I FØRSTE REGULERINGSPERIODE

Tal i mio. kr.	2018	2019	2020	2021	2022
Prisindeks	102	104	106	108	110
Bogført aktivbase - samlet	975	950	925	900	875
Historisk aktivbase	975	950	925	900	875
Bogført fremadrettet aktivbase	0	0	0	0	0

Kilde: Energistyrelsens Excel-regneark: "Illustration af pristalskorrektion af forrentningsrammen.

På baggrund af netvirksomhedens bogførte værdier af aktivbasen i 2018-2022 beregnes netvirksomhedens *justerede* værdier af den *forudsatte aktivbase* i første år af den anden reguleringsperiode, der starter i 2023. Det er de *forudsatte* værdier i 2023, der danner grundlag for opgørelse af netvirksomhedens WACC-forrentning, og som fremskrives i hele anden reguleringsperiode fra 2023-2027.

På baggrund af tallene i Tabel 4 opgøres de *justerede forudsatte* værdier af aktivbasen i den nye reguleringsperiode i 2023 i Tabel 5.

TABEL 5. INITIALE REGULATORISKE VÆRDIER AF AKTIVBASEN I 2023

Tal i mio. kr.	2023
A) Prisindeks	112,6
B) Forudsat samlet aktivbase	983,1
C) Historisk aktivbase	850
D) Forudsat fremadrettet aktivbase	133,1

Kilde: Energistyrelsens Excel-regneark: "Illustration af pristalskorrektion af forrentningsrammen.

A) Prisindekset i 2023 er beregnet ved at forøge prisindekset i 2022 med 2 pct., som antaget i eksemplet.

B) Den *justerede* forudsatte samlede aktivbase i 2023 opgøres som den gennemsnitlige pristalsfremskrevne bogførte værdi af aktivbasen i 2018-2022, dvs. som anvist i Ligning 10.

C) Den historiske aktivbase er ikke baseret på forudsatte eller fremskrevne værdier, men opgøres blot som den aktuelle nedskrevne bogførte værdi – både i løbet af en reguleringsperiode, og ved overgangen til en ny reguleringsperiode. Derfor beregnes værdien af den historiske aktivbase i 2023 efter samme princip som i Ligning 5.

D) Den forudsatte fremadrettede aktivbase beregnes ved overgangen til en ny reguleringsperiode på samme måde som i Ligning 3.

Eksemplerne i boks 2 og 3 viser at den samlede aktivbase primo en ny reguleringsperiode afhænger den gennemsnitlige bogførte aktivbase i den forrige reguleringsperiode korrigeret for prisudviklingen. Denne mekanisme sikrer dermed en vis sammenhæng mellem de faktiske investeringer og de forudsatte investeringer. Den fremadrettede aktivbase beregnes som forskellen mellem den opgjorte samlede aktivbase primo den nye periode, og den nedskrevne værdi af den historiske aktivbase.

Dermed afspejler den opgjorte fremadrettede aktivbase primo en ny reguleringsperiode ikke den faktiske fremadrettede aktivbase i 2022, men derimod et gennemsnit af den fremadrettede aktivbase over hele den foregående reguleringsperiode.

Opgørelsesmetoden ved overgangen til en ny reguleringsperiode betyder, at selvom en virksomhed slet ikke investerer i løbet af første reguleringsperiode fra 2018-2022 vil den alligevel få opgjort en *forudsat fremadrettet aktivbase* ved overgangen til anden reguleringsperiode i 2023, jf. Tabel 6 nedenfor. Det skyldes, at det, at en netvirksomhed ikke har investeret i løbet af en reguleringsperiode, ikke ændrer på reguleringens grundlæggende forudsætning om, at netvirksomhederne vil investere på et niveau, der opretholder værdien af deres aktivbase. Størrelsen på den forudsatte fremadrettede aktivbase vil dog være mindre ved overgangen til en ny reguleringsperiode, end hvis netvirksomheden havde foretaget investeringer i løbet af forrige reguleringsperiode.

TABEL 6. BETYDNINGEN AF NETVIRKSOMHEDENS INVESTERINGER FOR DEN FORUDSATTE FREMADRETTEDE AKTIVBASE

Tal i mio. kr.	Forudsat aktivbase i 2023, Basiseksempel (boks 2)	Forudsat aktivbase i 2023, Ingen investeringer (boks 3)
Forudsat samlet aktivbase	1.126	983,1
Historisk aktivbase	850	850
Forudsat fremadrettet aktivbase	276,2	133,1
Bogført fremadrettet aktivbase	276,2	0

Kilde: Sekretariatet for WACC-ekspertgruppen på baggrund af Energistyrelsens Excel-regneark: "Illustration af pristalskorrektion af forrentningsrammen".

Netvirksomheden fra boks 3, der slet ikke investerer efter overgangen til ny regulering får, jf. Tabel 6 opgjort et WACC-forrentningsgrundlag (forudsat fremadrettet aktivbase), der er næsten halvt så stort som netvirksomheden fra boks 2, der har investeret som forudsat i reguleringen. Desuden modtager begge virksomheder nøjagtig den samme WACC-forrentning i hele første reguleringsperiode fra 2018-2022, da fremskrivningen af WACC-forrentningsgrundlaget i første reguleringsperiode er uafhængigt af netvirksomhedernes faktiske investeringer⁴. Dermed belønnes netvirksomheden, der slet ikke har investeret for at investere mindre end forudsat i rammereguleringen. Det er denne belønning, der giver netvirksomhederne incitament til at effektivisere deres investeringer.

⁴ WACC-forrentningsgrundlaget kan blive påvirket af virksomhedens faktiske investeringer i den udstrækning den foretager *godkendte nyinvesteringer*. For overblikkets skyld behandles dette først senere.

Fra 2023 til 2027 fremskrives netvirksomhederne på samme måde, som i første reguleringsperiode. Netvirksomhedernes WACC-forrentningsgrundlag vil således igen vokse med udviklingen i prisindekset og i takt med at den historiske aktivbase afskrives, jf. Ligning 6.

Incitamentet til at investere mindre end forudsat i rammereguleringen kan også illustreres ved at se nærmere på den forrentningssats, en netvirksomhed opnår af sine *bogførte* fremadrettede investeringer.

d) Netvirksomhedernes forrentningssats for bogførte investeringer i 2018-2022

Netvirksomhederne får forrentet den *forudsatte fremadrettede aktivbase* med WACC-forrentningssatsen, men den forudsatte fremadrettede aktivbase svarer ikke nødvendigvis til netvirksomhedernes *faktiske* bogførte investeringer, som for netvirksomhederne er det relevante beløb at måle forrentningen ud fra, da det er den kapital de *faktiske* har bundet i investeringer i netvirksomheden.

Derfor er det relevant at sammenligne WACC-forrentningsbeløbet med netvirksomhedens *bogførte fremadrettede aktivbase*.

Rammereguleringen af netvirksomhederne omfatter også en omkostningsramme, der angiver det beløb netvirksomhederne har til at dække deres driftsomkostninger og afskrivninger. Derfor vil netvirksomhedernes faktiske driftsomkostninger og afskrivninger i forhold til deres omkostningsramme også have betydning for, hvilken forrentning netvirksomheden kan opnå. Der ses dog bort fra den del af omkostningsrammen, der vedrører afskrivninger i de efterfølgende betragtninger, idet det antages at nettoeffekten heraf på netvirksomhedens betalingsstrømme er 0 kr. Der fokuseres her alene på den fremadrettede aktivbase.

LIGNING 12. NETVIRKSOMHEDERNES *FAKTISKE* WACC-FORRENTNINGSSATS AF DEN FREMADRETTEDE AKTIVBASE

$$Faktisk\ WACC_forrentningssats_{2017} = \frac{Regulatorisk\ WACC_forrentning_{2018}}{BFA_{2018}}$$

hvor BFA er den Bogførte Fremadrettede Aktivbase

Indsættes udtrykket for WACC-forrentningen fra Ligning 7 i Ligning 12 får man følgende sammenhæng:

LIGNING 13. SAMMENHÆNG MELLEM *FAKTISK* WACC-FORRENTNINGSSATS OG *REGULATORISK* WACC-FORRENTNINGSSATS

$$\begin{aligned} &Faktisk\ WACC_forrentningssats_{2018} \\ &= Regulatorisk\ WACC_forrentningssats_{2018} \times \frac{FFA_{2018}}{BFA_{2018}} \end{aligned}$$

hvor FFA er den forudsatte fremadrettede aktivbase og BFA er den Bogførte Fremadrettede Aktivbase.

Netvirksomhederne opnår en faktisk WACC-forrentningssats svarende til den regulatorisk fastsatte sats, hvis de investerer som forudsat i reguleringen. Ligning 13 viser, at netvirksomhederne kan opnå en højere faktisk WACC-forrentningssats end den regulatorisk fastsatte sats, hvis de har en lavere bogført fremadrettet aktivbase end den forudsatte fremadrettede aktivbase:

$$FFA_{2018} > BFA_{2018} \Rightarrow \frac{FFA_{2018}}{BFA_{2018}} > 1 \Rightarrow \text{Faktisk WACC}_{\text{forrentningssats}_{2018}} > \text{Regulatorisk WACC}_{\text{forrentningssats}_{2018}}$$

Tilsvarende kan det vises, at netvirksomhederne får en lavere faktisk WACC-forrentningssats end den regulatorisk fastsatte sats, hvis deres bogførte fremadrettede aktivbase er større end forudsat i rammereguleringen.

I boks 4 nedenfor illustreres sammenhængen mellem netvirksomhedernes *faktiske* bogførte investeringer og den *faktiske* WACC-forrentningsprocent, netvirksomhederne opnår med eksemplerne fra boks 1, 2 og 3 vedrørende perioden 2018-2022.

Boks 4 – Illustration af sammenhængen mellem den bogførte fremadrettede aktivbase og netvirksomhedernes *faktiske* WACC-forrentningssats

I nærværende eksempel ses igen på de to netvirksomheder fra boks 2 og 3.

Netvirksomheden fra boks 2 investerede som forudsat i rammereguleringen. Denne netvirksomhed kaldes netvirksomhed 1.

Netvirksomheden fra boks 3 investerede slet ikke fra 2018 og fremefter. Denne netvirksomhed kaldes netvirksomhed 2.

Netvirksomhedernes forudsatte fremadrettede aktivbase i første reguleringsperiode fra 2018-2022 er uafhængig af netvirksomhedernes faktiske bogførte fremadrettede aktivbase i perioden, jf. eksemplet i boks 1. Derfor får netvirksomhed 1 og 2, der begge initialt havde en aktivbase på 1.000 mio. kr. præcist den samme forrentning i kroner i første reguleringsperiode fra 2018-2022, nemlig 2,3 mio. kr. i 2018, 4,5 mio. kr. i 2019, 6,8 mio. kr. i 2020, 9,1 mio. kr. i 2021 og 11,5 mio. kr. i 2022.

Der ses i eksemplet bort fra, at omkostningsrammereguleringen og forrentningen af den historiske aktivbase vil have en betydning for netvirksomhedernes samlede forrentning.

TABEL 7. EKSEMPEL PÅ FAKTISK WACC-FORRENTNINGSSATS

Tal i mio. kr.	2018	2019	2020	2021	2022
A) Forudsat fremadrettet aktivbase	45	90,4	136,2	182,4	229,1
B) WACC-forrentning	2,3	4,5	6,8	9,1	11,5
C) Netvirksomhed 1 - bogført fremadrettet aktivbase	45	90,4	136,2	182,4	229,1
D) Netvirksomhed 1 - faktisk WACC-forrentningssats	5,0 %	5,0 %	5,0 %	5,0 %	5,0 %
E) Netvirksomhed 2 - bogført fremadrettet aktivbase	0	0	0	0	0
F) Netvirksomhed 2 - faktisk WACC-forrentningssats	n/a - uendelig	n/a - uendelig	n/a - uendelig	n/a - uendelig	n/a - uendelig

Kilde: Sekretariatet for WACC-ekspertgruppen på baggrund af Energistyrelsens eksempel i Excel-regnearket "Illustration af pristalskorrektur af forrentningsrammen".

A) Begge netvirksomheder har den samme forudsatte fremadrettede aktivbase i hele første

reguleringsperiode. Tallene er hentet fra række d), Tabel 1 i Boks 1.

B) Begge netvirksomheder får den samme WACC-forrentning i hele første reguleringsperiode. Tallene er hentet fra række e), Tabel 1 i Boks 1.

C) Netvirksomhed 1's bogførte fremadrettede aktivbase er den samme som den forudsatte fremadrettede aktivbase, idet netvirksomheden antages at investere som forudsat i rammereguleringen.

D) Netvirksomheds 1's faktiske WACC-forrentningssats beregnes ved følgende fremgangsmåde:

$$\begin{aligned} & D) \text{ Netvirksomhed 1 faktisk WACC}_{\text{forrentning}_{2018}} \\ &= \frac{B) \text{ WACC}_{\text{forrentning}_{2018}}}{C) \text{ Netvirksomhed 1 bogført fremadrettet aktivbase}_{2018}} \end{aligned}$$

E) Netvirksomhed 2's bogførte fremadrettede aktivbase er 0 i alle perioder, idet netvirksomhed 2 ikke foretager investeringer fra 2018 og fremefter.

F) Netvirksomheds 2's faktiske WACC-forrentningssats beregnes ved samme fremgangsmåde, som ved netvirksomhed 1.

Eksemplerne i boks 4 viser, at selv hvis en netvirksomhed slet ikke investerer, vil den alligevel få en forrentning, da det i fastsættelsen af forrentningsrammen forudsættes, at netvirksomheden foretager investeringer. Med andre ord kan netvirksomhederne få en WACC-forrentning af investeringer, de ikke har foretaget. Hvis dette er et udtryk for, at netvirksomheden systematisk underinvestere, skal dette opfanges af andre mekanismer i reguleringen, jf. delafsnit f.

Det bemærkes desuden at netvirksomheder, som den i eksemplet fra boks 4, der konsekvent investerer på et lavere niveau, end forudsat i rammereguleringen kan opretholde et højere WACC-forrentningsgrundlag, end deres faktiske fremadrettede aktivbase. Netvirksomheder vil dog ikke som følge heraf have et incitament til ikke at vedligeholde deres net, jf. delafsnit f, men kan et netvirksomhed opretholde kvaliteten i deres net ved et lavere investeringsniveau end forudsat, vil de konsekvent kunne opnå en forrentning, der er højere end den regulatorisk fastsatte WACC-forrentningssats.

e) Rammestyring og nutidsværdien af ændrede betalingsstrømme som følge af investeringer

I nærværende afsnit analyseres konsekvenserne, i form af ændringer i betalingsstrømme fra afskrivninger og WACC-forrentning, ved at foretage en investering – alt andet lige.

I første del behandles 'reinvesteringer', som defineres som alle investeringer, der ikke er såkaldte godkendte nyinvesteringer. Reinvesteringer indgår i netvirksomhedernes bogførte fremadrettede aktivbase, og påvirker netvirksomhedernes forrentningsgrundlag, som beskrevet ovenfor.

I anden del analyseres effekten af at foretage en 'godkendt nyinvestering', der er en særlig type investeringer i aktiver, der ikke er en del af driften af netvirksomhedernes nuværende net – eksempelvis investeringer i elnet til nye bydele⁵. Godkendte nyinvesteringer behandles anderledes i reguleringen end

⁵ Der er ikke taget stilling til, hvilke typer af investeringer, der kan godkendes som nyinvesteringer i den fremadrettede regulering.

reinvesteringer. Reinvesteringer forventes at være den type investeringer, som udgør den største del af de samlede investeringer.

Nutidsværdien af ændrede betalingsstrømme som følge af investeringer, der ikke er godkendte nyinvesteringer

Når en netvirksomhed foretager en investering vil den påvirke netvirksomhedens kapitalomkostninger, afskrivninger og muligvis også driftsomkostningerne. Netvirksomhedens kapitalomkostninger vil stige som følge af en investering, idet netvirksomheden skal finansiere investeringen. Tilsvarende vil netvirksomhedens afskrivninger stige, svarende til afskrivningerne på det nye netaktiv. Endelig kan investeringen påvirke netvirksomhedens driftsomkostninger – fx i nedadgående retning, hvis nye aktiver kræver mindre vedligeholdelse. I nærværende afsnit ses der i første omgang bort fra investeringers påvirkning af driftsomkostningerne.

Indtil videre har denne rapport alene fokuseret på forrentning af fremadrettede investeringer, og dermed set bort fra afskrivningerne på disse investeringer. For at kunne foretage en *netto nutidsværdiberegning* (NPV-beregning på investeringer) er det imidlertid nødvendigt også at se på netvirksomhedens afskrivninger på en investering.

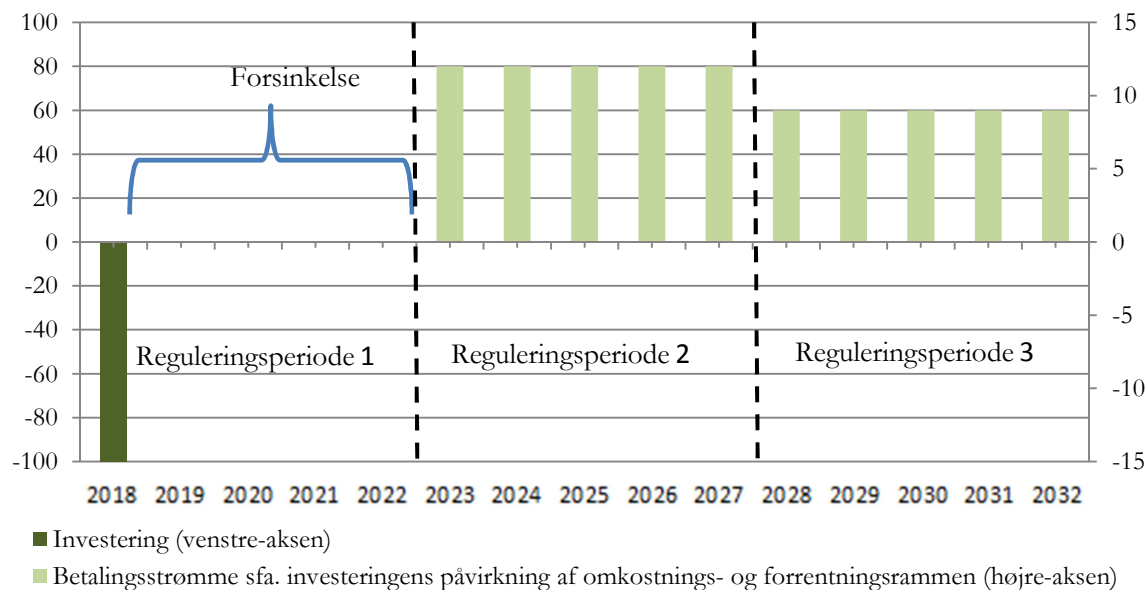
Netvirksomhedernes afskrivninger indgår i deres omkostningsramme. Omkostningsrammen er ligesom forrentningsrammen fastlåst i 5-årige perioder, inden omkostningsrammen justeres på baggrund af netvirksomhedens faktiske omkostninger⁶.

Det vil derfor gælde for både afskrivninger og WACC-forrentning, at en reinvestering foretaget af en netvirksomhed i 2018 (første år af første reguleringsperiode) først vil påvirke hhv. netvirksomhedens omkostningsramme og forrentningsramme ved overgangen til anden reguleringsperiode i 2023.

Dermed slår beslutningen om at investere i 2018 først igennem på netvirksomhedens omkostningsramme og forrentningsramme, der definerer netvirksomhedens betalingsstrømme 5 år efter investeringen er foretaget, dvs. i 2023, jf. Figur 3

⁶ I modsætning til for forrentningsrammen anbefaler El-reguleringsudvalget ikke, at omkostningsrammen kan stige mellem reguleringsperioder udover det fremskrevne niveau.

FIGUR 3. ILLUSTRATION AF FORSINKELSE I BETALINGSSTRØMME VED EN REINVESTERING



Kilde: Sekretariatet for WACC-ekspertgruppen.

Denne tidsforskydning mellem hvornår investeringen foretages, og hvornår betalingsstrømmene ændres betyder, at nettonutidsværdien af den enkelte investering ikke bliver positiv, men i stedet betydeligt negativ, selvom WACC'ens niveau stemmer overens med netvirksomhedernes faktiske afkastkrav. Det skyldes, at den ændring i netvirksomhedernes indtægter, som investeringen medfører, skal tilbagediskonteres i en længere tidsperiode, end hvis forrentningsrammen var blevet opjusteret samtidig at investeringen gennemføres. Dette er illustreret i boks 5.

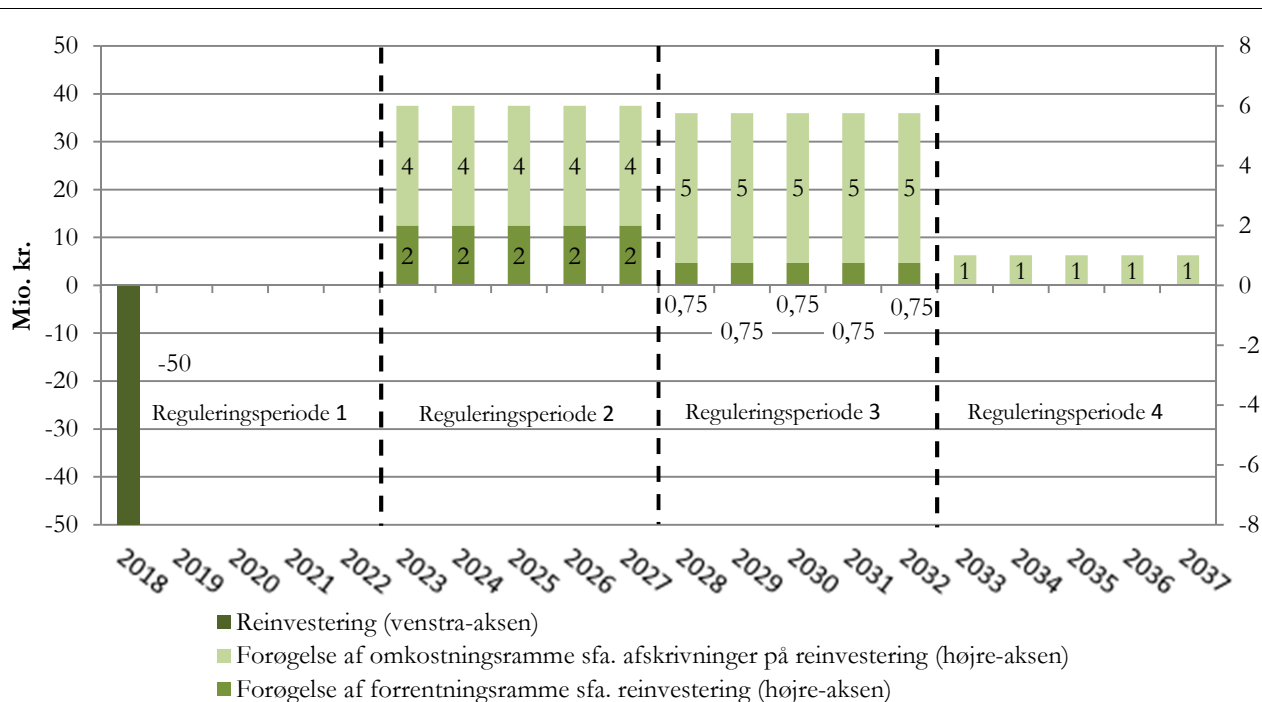
Boks 5: Nutidsværdien af ændrede betalingsstrømme som følge af reinvesteringer, og andre investeringer uden særskilt godkendelse investeringer

Der gøres følgende antagelser om en netvirksomheds reinvestering (antagelserne er alene valgt for illustrative formål):

- 1) Reinvesteringen er på 50 mio. kr. og foretages i 2018.
- 2) Investeringen har en levetid på 10 år.
- 3) Prisudviklingen er i Energistyrelsens beregningseksempel 0 pct.
- 4) Investeringen antages ikke at påvirke netvirksomhedens driftsomkostninger.
- 5) Det antages, at netvirksomheden har plads i deres omkostningsrammer til at indregne afskrivningerne.
- 6) Der afskrives lineært i 10 år på reinvesteringen fra 2019.
- 7) WACC-renten er konstant på 5 pct.

Figur 4 nedenfor er udarbejdet med udgangspunkt i disse antagelser, og illustrerer effekten investeringen på netvirksomhedens omkostningsrammer og forrentningsrammer – alt andet lige.

FIGUR 4. EFFEKTEN PÅ OMKOSTNINGS- OG FORRENTNINGSRAMMERNE AF EN REINVESTERING PÅ 50 MIO. KR.



Kilde: Baseret på Energistyrelsens Excel-regneark: "Effekt af investering på tilladte indtægter".

For at forstå, hvordan reinvesteringen fører til de i Figur 4 viste forøgelser af hhv. omkostningsrammen og forrentningsrammen er det nødvendigt at se på, hvordan reinvesteringen påvirker netvirksomhedens *bogførte fremadrettede aktivbase* og virksomhedens regnskabsmæssige afskrivninger (i henhold til årsregnskabsloven). De er illustreret i Tabel 8 nedenfor.

TABEL 8. REGNSKABSMÆSSIGE KONSEKVENSER VED REINVESTERING PÅ 50 MIO. KR. I 2017

År	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Bogført aktivbase - investering	50	45	40	35	30	25	20	15	10	5	0
Regnskabsmæssige afskrivninger på investeringer	0	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Initial omkostning	50										

Kilde: Baseret på Energistyrelsens Excel-regneark: "Effekt af investering på tilladte indtægter".

Beregninger – forøgelse af omkostningsramme sfa. afskrivninger på reinvestering

Forøgelsen af omkostningsrammen (i form af en undgået reduktion af rammen) som følge af regnskabsmæssige afskrivninger på investeringen beregnes i 2. reguleringsperiode fra 2023-2027 pba. de gennemsnitlige omkostninger i første reguleringsperiode fra 2018-2022:

$$\begin{aligned}
 & \text{Forøgelse af omkostningsramme sfa. investeringen}_{2023-2027} \\
 &= \frac{\text{Afskriv}_{2018} + \text{Afskriv}_{2019} + \text{Afskriv}_{2020} + \text{Afskriv}_{2021} + \text{Afskriv}_{2022}}{5} \\
 &= \frac{0 + 5 + 5 + 5 + 5}{5} = 4
 \end{aligned}$$

På tilsvarende vis beregnes forøgelsen af omkostningsrammen for tredje reguleringsperiode fra 2028-2032 på baggrund af de regnskabsmæssige afskrivninger i årene 2023-2027:

$$\text{Forøgelse af omkostningsramme sfa. investeringen}_{2028-2032} = \frac{5 + 5 + 5 + 5 + 5}{5} = 5$$

Endelig medfører den regnskabsmæssige afskrivning i 2028 en forøgelse af omkostningsrammen til afskrivninger i fjerde reguleringsperiode fra 2033-2037:

$$\text{Forøgelse af omkostningsramme sfa. investeringen}_{2033-2037} = \frac{5 + 0 + 0 + 0 + 0}{5} = 1$$

Beregninger – forøgelse af forrentningsrammen sfa. reinvesteringsrammen

Forrentningsgrundlaget forøges ved reinvesteringsrammen idet netvirksomhedens bogførte samlede aktivbase forøges. Grundet rammereguleringen får reinvesteringsrammen dog først betydning for netvirksomhedens *forudsatte fremadrettede aktivbase* (WACC-forrentningsgrundlaget) fra 2023. Da prisudviklingen er antaget at være 0 forøges netvirksomhedens forudsatte fremadrettede aktivbase blot med gennemsnittet af den bogførte værdi af investeringen i perioden 2018-2022:

$$\text{Forøgelse af forudsat fremadrettet aktivbase}_{2023-2027} = \frac{50 + 45 + 40 + 35 + 30}{5} = 40$$

WACC-forrentningssatsen antages at være konstant på 5 pct., hvorfor WACC-forrentningen i 2023-2027 årligt forøges med:

$$\text{Forøgelse af WACC}_\text{forrentning}_{2023-2027} = 40 \times 5\% = 2$$

På tilsvarende vis beregnes forøgelsen af den forudsatte fremadrettede aktivbase i 2028-2032:

$$\text{Forøgelse af forudsat fremadrettet aktivbase}_{2028-2032} = \frac{25 + 20 + 15 + 10 + 5}{5} = 15$$

Forøgelsen af WACC-forrentningen i 2028-2032 bliver dermed:

$$\text{Forøgelse af WACC}_\text{forrentning}_{2028-2032} = 15 \times 5\% = 0,75$$

Efter 2032 vil netvirksomhedens forudsatte fremadrettede aktivbase ikke længere være påvirket af investeringen.

NPV-beregning

Grundet forsinkelsen i betalinger vil nutidsværdien af investeringen isoleret set blive negativ, selvom WACC'en er fastsat korrekt, og WACC'en vil skulle fastsættes betydeligt over dens sande niveau, hvis netto-nutidsværdien (NPV) i ovenstående eksempel skal blive 0. Isoleret set har investeringen en NPV på -10,4 mio. kr. hvis WACC'en på 5 pct. anvendes som diskonteringsfaktor.

Den regulatoriske WACC-rente skal i dette eksempel sættes helt op til 10,64 pct. selvom den faktisk er 5 pct., for at reinvesteringsrammen får en NPV på 0. De 10,64 pct. gælder alene i dette eksempel, og vil afhænge af de konkrete omstændigheder og niveauet af WACC'en.

Det er ikke en forudsætning for at en reinvesteringsramme gennemføres at NPV-beregningen af WACC-forrentningen og afskrivninger alene giver 0 eller mere, idet reinvesteringsrammen gerne skal medføre besparelser på driften. Nutidsværdien af den marginale investering kan blive positiv, hvis investeringsbeslutningen påvirker netvirksomhedernes fremtidige cash flow på anden vis fx ved at reducere driftsomkostningerne eller ved, at virksomheden undgår sanktioner for dårlig leveringskvalitet (afbrud).

Havde nettonutidsværdien af WACC-forrentningen og afskrivninger på reinvesteringen i sig selv været 0, ville netvirksomhederne få incitament til at overinvestere, idet selv reinvesteringer, der kun marginalt reducerer driftsomkostningerne vil blive gennemført, og dermed samlet set medføre højere omkostninger for forbrugerne til afskrivninger og WACC-forrentning.

I dette eksempel skal der imidlertid være tale om en betydelig sanktion eller reduktion af driftsomkostninger, svarende til en NPV-værdi på 10,4 mio. kr. ved en reinvestering på 50 mio. kr., for at reinvesteringen vil blive gennemført.

Resultatet i Boks 5 viser, at incitamentet til at foretage reinvesteringer eller andre investeringer, der ikke kan godkendes som nyinvesteringer ikke alene skal findes i den fastsatte WACC, men at incitamentet til at foretage de reinvesteringer for at vedligeholde elnettet skal komme fra andre dele af reguleringen. Dette uddybes nedenfor.

Nutidsværdien af godkendte nyinvesteringer

Reinvesteringer påvirker som vist først omkostnings- og forrentningsrammen med en forsinkelse. Godkendte nyinvesteringer behandles anderledes i reguleringen, idet netvirksomhedernes omkostnings- og forrentningsrammer forøges i samme år ved godkendte nyinvesteringer. Godkendte nyinvesteringer er investeringer, der godkendes som nye investeringer, fx installation af fjernaflæste målere eller ændrer på de indikatorer, der anvendes til at justere forrentningsrammen (El-reguleringsudvalget nævner antallet af tilslutninger, som en mulig indikator). Herefter vil netvirksomhederne få WACC forrentning af den godkendte nyinvestering, og omkostningsrammen forøges med de årlige afskrivninger på nyinvesteringen. Forhøjelsen vil for investeringer, der påvirker indikatorer få virkning i det år, hvor indikatoren ændrer sig. For godkendte investeringer vil forhøjelsen få virkning på idriftsættelsestidspunkter, hvis der anvendes samme princip, som under den nuværende regulering.

En netvirksomhed, der foretager en godkendt nyinvestering vil altså få ændret sine betalingsstrømme uden den forsinkelse, der er ved reinvesteringer. Det betyder, at nutidsværdien af de afskrivninger og den forrentning netvirksomheden kan indregne ved en godkendt nyinvestering er væsentlig højere end ved en reinvestering. Svarer det regulatoriske niveau af WACC'en til virksomhedens faktiske WACC, vil netvirksomheden få en nettonutidsværdi af godkendte nyinvesteringer på 0. I praksis vil der formentlig være en mindre tidsforskydning, på godkendte investeringer, hvis forhøjelsen af indtægtsrammen ligesom under den nuværende regulering træder i kraft på idriftsættelsestidspunktet. Det forudsættes ligeledes, at justeringen af forrentningsrammen stemmer overens med det øgede investeringsbehov. Det illustreres i boks 6.

Boks 6: Nutidsværdien af ændrede betalingsstrømme som følge af godkendte nyinvesteringer

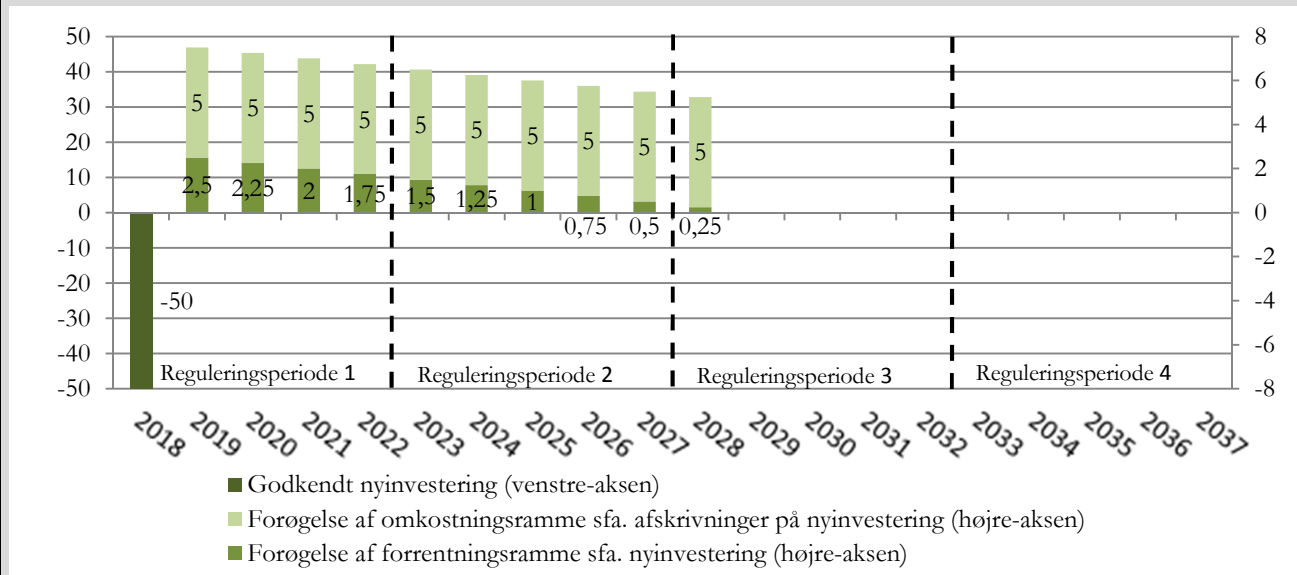
Der gøres følgende antagelser om en netvirksomheds reinvestering: (antagelserne er alene valgt for illustrative formål)

- 1) Den godkendte nyinvesteringen er på 50 mio. kr. og foretages i 2018.
- 2) Investeringen har en levetid på 10 år.
- 3) Prisudviklingen er i Energistyrelsens eksempel 0 pct..
- 4) Investeringen antages ikke at påvirke netvirksomhedens driftsomkostninger.
- 5) Der afskrives lineært over 10 år på reinvesteringen fra 2019.

6) WACC-renten er konstant på 5 pct.

Figur 5 nedenfor er udarbejdet med udgangspunkt i disse antagelser, og illustrerer effekten af investeringen på netvirksomhedens omkostningsrammer og forrentningsrammer – alt andet lige.

FIGUR 5. EFFEKTEN PÅ OMKOSTNINGS- OG FORRENTNINGSRAMMERNE AF EN GODKENDT NYINVESTERING PÅ 50 MIO. KR. I 2018



Kilde: Baseret på Energistyrelsens Excel-regneark: "Effekt af investering på tilladte indtægter".

Netvirksomhedens godkendte nyinvestering på 50 mio. kr. medfører en omgående forøgelse af netvirksomhedens omkostnings- og forrentningsrammer, svarende til de ændringer investeringen medfører, jf. Tabel 9.

TABEL 9. KONSEKVENSBeregning ved godkendt nyinvestering på 50 mio. kr. i 2018

Tal i mio. kr.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Regnskabsmæssige afskrivninger		5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Bogført værdi af aktivet	50	45	40	35	30	25	20	15	10	5	0
A) Forøgelse af omkostningsramme sfa. afskrivninger på nyinvestering		5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
B) Forøgelse af WACC-forrentningsgrundlaget sfa. nyinvestering		50	45	40	35	30	25	20	15	10	5
C) Forøgelse af forrentningsramme sfa. nyinvestering		2,5	2,25	2	1,75	1,5	1,25	1	0,75	0,5	0,25

Kilde: Sekretariatet for WACC-ekspertgruppen på baggrund af Energistyrelsens Excel-regneark: "Effekt af investering på tilladte indtægter".

A) Forøgelsen af netvirksomhedens omkostningsramme sfa. nyinvesteringen følger netvirksomhedens regnskabsmæssige afskrivninger, og sker derfor allerede fra 2019.

$$\text{Forøgelse af omkostningsramme sfa. nyinvestering}_{2018} = \text{Regn. afskrivninger på nyinvestering}_{2018}$$

B) Netvirksomhedens WACC-forrentningsgrundlag som følge af investeringen forøges med 50 i 2019, da investeringen foretages ultimo 2018, og derfor ikke afskrives i 2018. Herefter reduceres WACC-forrentningsgrundlaget årligt med afskrivningerne på 5 mio. kr.

C) Forøgelsen af netvirksomhedens forrentningsramme sker også med det samme, idet netvirksomhedens *forudsatte fremadrettede aktivbase* (WACC-forrentningsgrundlaget) forøges med den nedskrevne bogførte værdi af nyinvesteringen allerede ved idriftsættelsen af aktivet. WACC-forrentningsgrundlaget øges dermed med den bogførte værdi af aktivet i Tabel 9 ovenfor:

$$\begin{aligned} \text{Forøgelse af forrentningsramme sfa. nyinvestering}_{2019} \\ = \text{forøgelse af WACC_forrentningsgrundlag}_{2019} \times \text{WACC_sats}_{2019} \end{aligned}$$

WACC-forrentningssatsen er antaget at være konstant på 5 pct. Indsættes værdierne fra Tabel 9 fås derfor:

$$\text{Forøgelse af forrentningsramme sfa. nyinvestering}_{2019} = 50 \text{ mio kr.} \times 5\% = 2,5 \text{ mio kr.}$$

Forøgelsen af forrentningsrammen som følge af investeringen beregnes for 2020-2028 på tilsvarende vis. WACC-forrentningen vil være aftagende i takt med at investeringen afskrives.

Nettonutidsværdi af godkendte nyinvesteringer

Nettonutidsværdien af godkendte nyinvesteringer vil være 0, hvis den regulatoriske WACC-forrentningssats svarer til netvirksomhedens faktiske WACC. Det skyldes, at netvirksomheden kan indregne forrentningen og afskrivninger på investeringen med det samme.

Sammenholdes den tidsmæssige placering af effekten på indtægtsrammerne af en godkendt nyinvestering i Figur 5 med effekten af en reinvestering i Figur 4 fremgår den forskellige behandling af de to typer investeringer, hvilket også er forklaringen på de forskellige isolerede NPV'er af investeringerne. Den forskellige regulatoriske behandling af de to typer investeringer skyldes blandt andet deres forskellige formål: En nyinvestering er et udtryk for, at netvirksomhedens aktiviteter eller opgaver ændre sig og betyder, at det historiske udgangspunkt for indtægtsrammernes fastsættelse ikke er retvisende, mens det historiske investeringsniveau antages at være en god proxy for det fremtidige reinvesteringsbehov, hvis netvirksomhedens aktivitetsniveau og/eller opgaver ikke ændrer sig, hvorfor virksomhedens eksisterende indtægtsramme skal kunne dække omkostningerne til reinvesteringer. Desuden er der ikke behov for en rammestyring af investeringer, der godkendes, i det regulator vurderer nødvendigheden af disse.

På baggrund af ovenstående beskrivelse, og illustrationen i Boks 4 kan det konkluderes, at den fastsatte WACC har direkte betydning for om, netvirksomhederne har incitament til at foretage de nødvendige godkendte nyinvesteringer.

f) Andre mekanismer til at understøtte investeringer

Det vurderes, at WACC'en ikke kan stå alene i forhold til at give netvirksomhederne incitament til at foretage nyinvesteringer eller reinvesteringer i nettet.

Formålet med den nye økonomiske regulering er dog ikke, at WACC'en skal være den eneste mekanisme til at understøtte, at netvirksomhederne foretager de nødvendige investeringer for at

vedligeholde nettet. Udover WACC'en er der særligt fem mekanismer i den øvrige regulering, der forventes at understøtte, at netvirksomhederne foretager de nødvendige reinvesteringer i elnettet.

1. **Sanktion for utilstrækkelig leveringskvalitet:** Netvirksomhedernes leveringskvalitet opgøres under den nuværende regulering årligt baseret på afbrudsminutter og afbrudsvarighed. Netvirksomhedernes indtægtsrammer reduceres ved utilstrækkelig leveringskvalitet i eget distributionsnet.

Ekspertgruppen forudsætter, at netvirksomhedernes leveringskvalitet i den fremtidige regulering også vil blive opgjort årligt, og der vil være en økonomisk sanktion ved utilstrækkelig leveringskvalitet. Ekspertgruppen noterer sig samtidig, at underinvesteringer i distributionsnettet i reglen først vil resultere i en utilstrækkelig leveringskvalitet efter en længere årrække.

2. **Vedligeholdelse af nettet som bevillingskrav:** Det fremgår af den nuværende elforsyningslov, at netvirksomhederne er forpligtede til at vedligeholde deres net.⁷ Det fremgår desuden af loven, at hvis en netvirksomhed ikke efterkommer sin forpligtelse, kan energi-, forsynings- og klimaministeren pålægge Energinet.dk, at drage omsorg for nettet, herunder ved selv at udføre nødvendige anlægsarbejder.⁸ Netvirksomheden kan i yderste konsekvens blive frataget sin bevilling, dvs. retten til at drive elnet.⁹

Ekspertgruppen forudsætter, at lovgivningen også fremadrettet vil stille krav om, at netvirksomhederne vedligeholder deres net.

3. **Certificering af asset management¹⁰:** El-reguleringsudvalget foreslår, at der stilles krav om, at netvirksomhederne får certificeret deres asset management. Asset management kan simplificeret forstås som de aktiviteter, netvirksomhederne systematisk anvender til styring af deres investeringer.

Ekspertgruppen forudsætter, at der i den fremtidige regulering vil være en mekanisme, der understøtter netvirksomhedernes systematiske håndtering af deres investeringer, men har ikke lagt afgørende vægt på denne mekanisme eller dens konkrete udformning.

4. **Underinvesteringer medfører, at WACC forrentning ikke kan opnås på fremtidige og nødvendige reinvesteringer:** Korrektionen af aktivbasen mellem reguleringsperioder betyder, at hvis en netvirksomhed har haft investeringer, der ligger under det niveau, der er forudsat i dets forrentningsramme, vil virksomhedens ramme i næste reguleringsperiode blive reduceret. Gevinsten for netvirksomheden ved det lavere investeringsniveau vil dermed kun være midlertidig (en periode svarende til fem år). Hvis netvirksomheden på et senere tidspunkt bliver nødt til at foretage investeringerne, der ligger over det forudsatte niveau, vil der også være en "forsinkelse" i opjusteringen af forrentningsrammen. Reguleringen giver dermed ikke netvirksomheden incitament til at udskyde nødvendige investeringer.

⁷ Elforsyningslovens § 20.

⁸ Elforsyningslovens § 20, stk. 3.

⁹ Elforsyningslovens § 54.

¹⁰ Asset management er et begreb inden for teknisk og økonomisk ledelse af fysiske anlægsaktiver, hvor man tager en samlet tilgang til virksomhedens tekniske anlæg over hele deres livscyklus. Med udgangspunkt i virksomhedens strategiske mål, optimeres alle beslutninger og processer omkring de tekniske anlæg på tværs af alle faglige og organisatoriske skel.

5. **Underinvesteringer vil reducere netvirksomhedernes salgsværdi.** Effekten af underinvesteringer for netvirksomhedernes fremtidige forrentningsmuligheder betyder også, at en netvirksomhed, der underinvesterer, forventeligt vil reducere virksomhedens salgsværdi. Det skyldes, at underinvestering vil føre til et investeringsefterslæb, der før eller siden skal indhentes. Ved et salg af netselskabet vil køber kræve kompensation i form af en lavere købspris for netvirksomheden, hvis der skal foretages betydelige reinvesteringer, da det lave investeringsniveau vil have medført en reduktion af forrentningsrammen, og køberens investeringsniveau vil skulle ligge over det niveau, der er forudsat i forrentningsrammen, jf. pkt. 4. Det gælder særligt da en eventuel ny og kommende investor vil have adgang til information om, hvordan netvirksomhed gennem årene er investeret i selskabet og kunne sætte prisen derefter. Netvirksomhederne har derfor incitament til at vedligeholde deres net ved at investere løbende.

g) WACC'ens effekt på netvirksomheders investeringer

Ekspertgruppen vurderer, at WACC'ens effekt på forrentningsrammerne og dermed netvirksomhedernes overskud er afgørende for netvirksomhedernes forrentningsmuligheder.¹¹ Forrentningsmulighederne vurderes desuden at have betydning for, om det er attraktivt at drive netvirksomhed, og dermed for om netvirksomhederne vil foretage de nødvendige reinvesteringer. Derfor hænger niveauet for WACC'en sammen med, hvor meget vægt det tillægges, at en netvirksomhed risikerer at få frataget sin bevilling ved systematiske underinvesteringer og/eller få udhulet sine fremtidige forrentningsmuligheder og få reduceret sin fremtidige markedsværdi. WACC'en kan derfor have betydning for effekten af de øvrige mekanismer, der understøtter investeringer.

WACC'en har desuden direkte betydning for netvirksomhedernes incitament til at foretage godkendte nyinvesteringer. Fastsættes WACC'en korrekt vil det sikre netvirksomhederne et rimeligt, systematisk risikojusteret afkast på godkendte nyinvesteringer.

Det bemærkes desuden, at dette forhold ikke ændrer på, at netvirksomhederne kan opnå WACC'en i forrentning på deres fremadrettede investeringer, hvis de investerer som forudsat i forrentningsrammerne. Hvis netvirksomhederne reinvesterer mindre end det forudsatte niveau, vil de midlertidigt opnå en højere forrentning end WACC'en. Hvis de omvendt reinvesterer mere end det forudsatte niveau, vil de midlertidigt få en lavere forrentning end WACC'en.

¹¹ Opgørelsen af WACC-forrentningsgrundlaget og forrentningsrammen er nærmere nedenfor.

NOTAT

23. oktober 2015

Illustration af pristalskorrektion af forrentningsrammen

Indeværende notat beskriver antagelserne og beregningerne i excelarket: "Illustration af pristalskorrektionen af forrentningsrammen". Illustrationen har til formål at vise, hvordan forrentningsrammen fastsættes og justeres herunder særligt fsva. prisudviklingen. Den fremtidige økonomiske regulering af netvirksomhederne er endnu ikke vedtaget. Nedenstående beskrivelse og selve illustrationen tager derfor udgangspunkt i El-reguleringsudvalgets anbefalinger.

Indtægtsrammerne i den fremtidige regulering vil blive fastsat på baggrund af to hovedelementer: En omkostningsramme og en forrentningsramme. Derudover vil indtægtsrammerne blive reduceret ved utilstrækkelig leveringskvalitet.

Udgangspunktet for fastsættelsen af både forrentningsrammen og omkostningsrammen er faktiske, historiske regnskabstal. For forrentningsrammen er grundlaget aktivbasens bogførte værdi forud for en reguleringsperiode. I den første reguleringsperiode vil grundlaget være aktivbasens størrelse ved overgangen til en ny regulering. For omkostningsrammen er udgangspunktet bogførte afskrivninger og driftsomkostninger. I den første reguleringsperiode vil grundlaget være de gennemsnitlige omkostninger i 2012 – 2014. Da både omkostningsrammen og forrentningsrammen dermed har et historisk udgangspunkt skal rammerne løbende korrigeres for udviklingen i eksterne faktorer, herunder prisudviklingen.

Illustrationen viser, hvordan forrentningsrammen fastsættes. For omkostningsrammen kan det bemærkes, at principperne for dens justering grundlæggende er de samme som for forrentningsrammen. Den største forskel er, at El-reguleringsudvalget anbefaler, at omkostningsrammen ved justeringen mellem reguleringsperioder ikke kan stige over det fremskrevne niveau. Dette tillades for forrentningsrammen. Det betyder eksempelvis, at hvor forrentningsrammen stiger mere end prisudviklingen i 2022 i fanebladet "investering + 20 pct.", vil dette ikke være tilfældet for omkostningsrammen, hvis El-reguleringsudvalgets anbefalinger følges. Der er ikke taget stilling til, om El-reguleringsudvalgets anbefaling skal følges på dette punkt.

Antagelser

De valgte antagelser og parametre er illustrative og er ikke valgt baseret på en forventning til deres størrelse i praksis. Det gælder fx WACC'ens niveau. Basiseksemplet indeholder følgende antagelser, hvoraf nogle af disse antagelser ændres enkeltvis i fanebladene med alternative antagelser.

- *Netvirksomhed X's økonomi før en ny regulering træder i kraft:* Det forudsættes det, at netvirksomhed X ved overgangen til en ny regulering har en aktivbase på 1000. Det er denne aktivbase, der benævnes den "historiske aktivbase", og som er udgangspunktet for forrentningsrammen. Det

forudsættes videre, at netvirksomhed X's årlige afskrivninger på den historiske aktivbase fast er på 25.

- *Udviklingen i priser og forrentningssatser efter reguleringen træder i kraft:* Det antages, at materialepriserne stiger med 2 pct. årligt. Forrentningssatserne for både den historiske og fremadrettede aktivbase forudsættes at være konstante.
- *Netvirksomhed X's faktiske økonomi efter ny reguleringen træder i kraft:* Det antages, at netvirksomhed X's aktivbase følger materialeprisudviklingen. Det antages desuden, at Netvirksomheds X's årlige investeringer svarer til det niveau, som det kræver at opretholde realværdien af aktivbasen, dvs. at der foretages årlige investeringer på et niveau, der kompenserer både for afskrivningerne og for at prisen på investeringer stiger med 2 pct. om året. Det antages, at investeringer foretaget efter reguleringens ikrafttræden afskrives med 1/10 om året.

I eksemplet ses der bort fra indtægtsrammejusteringer grundet aktivitets- og opgaveændringer, nettab, effektiviseringskrav og eventuelle sanktioner for utilstrækkelig leveringskvalitet. Justeringerne for aktivitets- og opgaveændringer samt nettab kan i udgangspunktet føre til både op- og nedjusteringer af indtægtsrammerne¹. Effektiviseringskrav og eventuelle sanktioner for leveringskvalitet kan derimod kun føre til nedjusteringer af indtægtsrammerne. I beregningen får det, at der ses bort fra disse justeringer i indtægtsrammen, samme effekt som, hvis justeringerne udlignede hinanden.

Beregningerne

De forskellige elementer i illustrationen er beregnet som følger.

Netvirksomhed X's faktiske økonomi efter ny regulering træder i kraft:

- *Samlet aktivbase (årets priser):* Forrige års samlede aktivbase plus årets investeringer fratrasket afskrivninger på både den historiske og fremadrettede aktivbase.
- *Årets afskrivninger fremadrettet aktivbase (årets priser):* En 1/10 af de investeringer, der er foretaget efter reguleringens ikrafttræden og før det pågældende år (som følge af antagelsen om, at investeringer foretaget efter reguleringens ikrafttræden afskrives med 1/10 om året).
- *Fremadrettet aktivbase faktisk (bogførte værdier baseret på årets priser):* Forrige års fremadrettede aktivbase plus årets investeringer minus afskrivninger på den fremadrettede aktivbase.
- *Fremadrettet aktivbase faktisk (fremskrevet til det pågældende års priser):* Forrige års fremadrettede aktivbase (fremskrevet til det pågældende års priser) ganget med det pågældende års prisudvikling. Rækken viser dermed, hvad værdien af den fremadrettede aktivbase ville være, hvis der justeres for, at investeringerne i tidligere år er mere værd i det pågældende års priser. Dvs. værdien af aktivbasen, hvis der eksempelvis i 2019 justeres for, at en investeringen på 45, der foretages i 2017 i 2019-priser har en værdi af ca. 48 (under forudsætning af en prisstigning på 2 pct. om året).

Netvirksomhed X's forrentningsramme efter ny regulering træder i kraft

- *Den fremskrevne aktivbase:* Den historiske aktivbase ultimo 2016 justeret for udviklingen i materialeprisindekset.
- *Den historiske aktivbase:* Den historiske aktivbase ultimo 2016 fratrasket årlige afskrivninger på 25.
- *Den fremadrette aktivbase:* Den fremskrevne aktivbase fratrasket den historiske aktivbase.

¹ Niveauet for justeringer for ændret aktivitetsniveau ved indikatorer kan være forskelligt afhængigt af, om der sker en negativ eller positiv ændring i indikatoren, hvis netvirksomhedernes omkostninger påvirkes forskelligt afhængigt af, om indikatoren stiger eller falder. Der er ikke taget stilling til konkrete indikatorer, herunder dette spørgsmål.

- *Forrentningsrammen*: Den fremadrettede aktivbase ganget med den forudsatte WACC tillagt den historiske aktivbase ganget med den forudsatte forrentningssats for den historiske aktivbase.

Metoden for at beregne de enkelte elementer adskiller sig fra overstående ved overgangen til nye reguleringsperioder (i eksemplet 2022 og 2027) for så vidt angår den fremskrevne aktivbase. I disse år beregnes den fremskrevne aktivbase som gennemsnittet af Netvirksomheds X årlige faktiske aktivbase i den foregående reguleringsperiode korrigeret for prisudviklingen frem til hhv. 2022 og 2027. Dvs. at den faktiske aktivbases størrelse i eksempelvis 2017 korrigeres for prisudviklingen i perioden 2017 – 2022, før den indgår i gennemsnittet.

Alternative antagelser

Der er udarbejdet yderligere faneblade med alternative antagelser om hhv. prisudviklingen, investeringsniveauet og WACC'ens niveau. Ændringer i forhold til basiseksemplet er markeret med rød i de pågældende faneblade, og ændrede værdier som følge af disse ændringer er markeret med mørkeblå.

Anden prisudvikling

I fanebladene ”prisudvikling 0 pct.” og ”prisudvikling 10 pct.” antages det, at den årlige prisudvikling er lig hhv. 0 og 10 pct. i stedet for de 2 pct., der antages i basiseksemplet. Det påvirker Netvirksomhed X's faktiske investeringsniveau, da det investeringsniveau det kræver at opretholde aktivbasens værdi, dermed hhv. stiger og falder (og det antages, at Netvirksomheds X's årlige investeringer svarer til det niveau det kræver at opretholde realværdien af aktivbasen). Det påvirker desuden Netvirksomhed X's forrentningsramme, da det i forrentningsrammens fastsættelse forudsættes, at prisudviklingen påvirker prisen på netvirksomhedernes investeringer.

Andre investeringsniveauer

I fanebladene ”Investeringer - 20 pct.” og ”Investeringer + 20 pct.” er beregningerne foretaget med et investeringsniveau, der i første reguleringsperiode er hhv. 20 pct. lavere og højere end niveauet i basiseksemplet.

I basiseksemplet antages det, at Netvirksomheds X's årlige investeringer svarer til det niveau, det kræver at opretholde realværdien af aktivbasen, dvs. at netvirksomhedens investeringer i basiseksemplet er lig det niveau, der forudsættes i fastsættelsen af forrentningsrammen. Det betyder, at de investeringer, Netvirksomhed X har foretaget efter reguleringens ikrafttræden, i eksemplet ”Investeringer - 20 pct.” alt andet lige opnår en højere forrentning end WACC'en i hvad, der svarer til en femårig periode. Netvirksomheden opnår en højere forrentning ved at investere mindre end forudsat i forrentningsrammen, da et grundlæggende element af rammestyringen er, at det er muligt at opnå en effektiviseringsgevinst, hvis det er muligt at drive nettene billigere end forudsat i rammerne. De investeringer Netvirksomhed X har foretaget efter reguleringens ikrafttræden i eksemplet ”Investeringer + 20 pct.” opnår omvendt alt andet lige en lavere forrentning end WACC'en i hvad, der svarer til en femårig periode. Det faktiske investeringsniveau påvirker størrelsen på forrentningsrammen ved overgangen til en ny reguleringsperiode.

Netvirksomhed X opnår i eksemplet med et lavere investeringsniveau en højere forrentning i både første og anden reguleringsperiode, selvom det i eksemplerne kun er i første reguleringsperiode, at netvirksomheden kan drive nettet billigere end forudsat i rammerne. I anden reguleringsperiode er den fremadrettede aktivbase anvendt i forrentningsrammen således stadig højere end den bogførte værdi af aktivbasen. Det skyldes at, for at en netvirksomhed kan opnå en effektiviseringsgevinst i hvad der svarer til en femårig periode uafhængigt af hvornår i løbet af en reguleringsperiode en effektivisering fo-

retages, skal noget af gevinsten ved effektiviseringer foretaget efter det første år i en reguleringsperiode bæres med over i den næste reguleringsperiode. Samme forklaring om ensartede investeringsincitamenten i løbet af en reguleringsperiode gør sig gældende med omvendt fortegn i eksemplet ”Investeringer + 20 pct.”.

I fanebladene ”Investeringer - 20 pct. permanent” og ”Ingen investeringer” er beregningerne foretaget således, at der i begge de reguleringsperioder, der indgår i eksemplet er et investeringsniveau, der er lavere end i basiseksemplet. Det er grundlæggende samme mekanik, der gør sig gældende i disse eksempler, som for eksemplerne, hvor antagelserne om investeringsniveauet kun ændres for første reguleringsperiode. At netvirksomhedens investeringer også i 2. reguleringsperioder er lavere end forudsat i rammerne betyder, at Netvirksomheden X alt andet lige opnår en højere forrentning end WACC'en på investeringer foretaget efter reguleringens ikrafttræden i en længere periode.

Hvis det, at en netvirksomhed kan drive nettene billigere end forudsat i rammerne skyldes underinvesteringer skal dette opfanges af andre mekanismer, herunder bevillingskrav og sanktion ved utilstrækkelig leveringskvalitet.

Variabel WACC

I fanebladet ”variabel WACC” er beregningerne foretaget med en WACC, der varierer årligt. I basiseksemplet antages det, at niveauet for WACC'en er konstant. Variationen er valgt tilfældigt. WACC'ens størrelse har alene betydning for forrentningsrammens størrelse, og det er derfor kun forrentningsrammen, der er ændres ift. basiseksemplet.

NOTAT

23. oktober 2015

Kompensation for prisudvikling og fastsættelsen af den fremadrettede aktivbase

I fastsættelsen af forrentningsrammen indgår forudsætninger omkring den fremadrettede aktivbases størrelse. En forudsætning er, at netvirksomhederne investerer på det niveau, der er nødvendigt for at opretholde realværdien af aktivbasen, og at netvirksomhedens investeringsniveau derfor påvirkes af prisudviklingen. I fastsættelsen af den aktivbase, der forrentes, justeres derfor for prisudviklingen.

Indeværende notat redegør for, hvorfor det vurderes, at netvirksomhederne igennem denne justering ikke opnår en kompensation for, at prisudviklingen medfører, at værdien af netvirksomhedernes allerede fortagende investeringer løbende reduceres. Hvis netvirksomhederne fik en kompensation for prisudviklingen gennem fastsættelsen af aktivbasen ville det være konsistent hermed at anvende en real WACC. Da dette ikke er tilfældet er det konsistent at anvende en nominel WACC.

Den fremtidige økonomiske regulering af netvirksomhederne er endnu ikke vedtaget. Nedenstående beskrivelse og illustrationen af pristalsfremskrivningen af forrentningsrammen, som der henvises til, tager derfor udgangspunkt i El-reguleringsudvalgets anbefalinger.

Baggrunden for at det anbefales, at aktivbasen justeres for prisudviklingen

Den fremtidige økonomiske regulering er ligesom den nuværende regulering baseret på en rammestyring. I den fremtidige regulering skal forrentningen af netvirksomhedernes investeringer indgå som et delelement i indtægtsrammerne. En del af rammestyringen er, at forrentningsrammen i nogen grad er uafhængig fra de faktiske investeringer, blandt andet fordi dette giver et effektiviseringsincitament. Derfor opdateres forrentningsrammen ikke årligt baseret på faktiske investeringer, men på baggrund af forudsætninger omkring udviklingen af netvirksomhedernes investeringsbehov. En af disse forudsætninger er, at prisen på netvirksomhedernes investeringer vil stige som følge af prisudviklingen. Det forudsættes desuden, at netvirksomhederne investerer på det niveau, der er nødvendigt for at opretholde realværdien af aktivbasen. Der justeres dermed for prisudviklingen, da prisudviklingen som følge af disse forudsætninger forventes, at påvirke den nominelle værdi af aktivbasen. Som det fremgår af nedenstående betyder det ikke, at netvirksomheden vil blive kompenseret for, at prisudviklingen medfører, at værdien af netvirksomhedernes fortagende investeringer løbende reduceres.

Illustration af forrentningsrammens fastsættelse

Excelarket ”Illustration af pristalskorrektionen af forrentningsrammen” viser mekanikken bag forrentningsrammens fastsættelse, hvis El-reguleringsudvalgets anbefalinger følges. Illustrationen viser herunder værdien af den faktiske fremadrettede aktivbase i bogførte værdier, samt værdien af den faktiske fremadrettede aktivbase, hvis der justeres for, at investeringer foretaget i tidligere år er mere værd i det pågældende års priser. Eksempelvis værdien af aktivbasen, hvis der i 2019 justeres for, at en investeringen på 45, der foretages i 2017 i 2019-priser har en værdi af ca. 48 (under forudsætning af en pris-

Bilag 7

stigning på 2 pct. om året). I tabel 1 vises disse to værdier sammen med den fremadrettede aktivbase, der anvendes i fastsættelsen af forrentningsrammen.

Tabel 1: Fremadrettet aktivbase og prisudvikling (basiseksempel)

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Fremadrettet aktivbase faktisk (bogførte værdier baseret på årets priser)	45	90	136	182	229	276	324	372	420	469	518
Fremadrettet aktivbase faktisk (fremskrevet til det pågældende års priser)	45	91	139	188	238	290	344	398	455	513	572
Fremadrettet aktivbase anvendt i forrentningsrammen	45	90	136	182	229	276	324	372	420	469	518

Note: Tallene i tabellen er baseret på udregningerne i "Illustration af pristalsfremskrivning af forrentningsrammen", basiseksempel.

Som det fremgår af tabellen er værdien af den fremadrettede aktivbase den samme, som værdien af de bogførte værdier af aktivbasen i alle årene. Den aktivbase, der forrentes, er dermed ikke justeret for, at prisudviklingen medfører, at værdien af netvirksomhedernes fortagende investeringer løbende reduceres.

Konklusionen gælder også for den justering, der foretages mellem reguleringsperiode, hvor den fremadrettede aktivbase beregnes som et gennemsnit af den årlige faktiske aktivbase i den foregående reguleringsperiode korrigeret for prisudviklingen. Denne korrektion for prisudviklingen er en konsekvens af at det forudsættes, at prisen på netvirksomhedernes investeringer påvirkes af prisudviklingen, og at den nominelle værdi af aktivbasen derfor stiger.

Andre investeringsniveauer

I overstående eksempel forudsættes det, at netvirksomhedens investeringer er på samme niveau som forudsat i forrentningsrammen. Konklusionen om, at der ikke sker en direkte kompensation for prisudviklingen er dog ikke afhængig af, at denne forudsætning i praksis er gældende.

Dette illustreres i nedenstående tabel, som viser aktivbasens værdi, hvis der i første reguleringsperiode investeres 20 pct. mindre end forudsat i forrentningsrammens fastsættelse. Af tabellen fremgår det, at den aktivbase, der forrentes i 2027 er lig den bogførte værdi af aktivbasen, ikke værdien af aktivbasen fremskrevet til årets priser. Det vil sige, at når forrentningen ikke længere er øget som følge af at Netvirksomhed X's lavere investeringer i første reguleringsperiode, er den fremadrettede aktivbase, der ligges til grund for forrentningsrammen lig den bogførte værdi af aktivbasen. Det illustrerer, at den øgede forrentning i første og anden reguleringsperiode er udtrykt for, at netvirksomheden kan drive nettet billigere end forudsat i rammerne, og det er dermed en effektiviseringsgevinst ikke en kompensation for prisudviklingen.

Tabel 2: Fremadrettet aktivbase og prisudvikling (investeringer - 20 pct.)

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Fremadrettet aktivbase faktisk (bogførte værdier baseret på årets priser)	36	72	109	146	183	229	276	323	370	418	467
Fremadrettet aktivbase faktisk (fremskrevet til det pågældende års priser)	36	73	111	150	191	241	292	345	399	455	513
Fremadrettet aktivbase anvendt i forrentningsrammen	45	90	136	182	229	248	294	342	390	438	467

Note: Tallene i tabellen er baseret på udregningerne i "Illustration af pristalsfremskrivning af forrentningsrammen", investeringer - 20 pct..

Anden prisudvikling

De to eksempler i ”Illustration af pristalskorrektion af forrentningsrammen” med alternative antagelser om prisudviklingen viser, at prisudviklingen har betydning for forrentningsrammens størrelse, men at denne betydning skyldes, at prisudviklingen er en af de parametre, der anvendes til at forudsige Netvirksomhed X’s investeringsbehov, ikke at der direkte kompenseres for at værdien af foretagne investeringer løbende reduceres som følge af prisudviklingen.

NOTAT

27. oktober 2015

Vurdering af usikkerhed i ny regulering

Sekretariatet for WACC-ekspertgruppen har anmodet Energistyrelsen om en vurdering af, hvilken usikkerhed elnetvirksomhederne forventes at være underlagt, når en ny økonomisk regulering af netvirksomhederne træder i kraft. En overordnet antagelse i Energistyrelsens vurdering er, at netvirksomhederne driver deres virksomhed efter forrentningsmæssigt fornuftige principper.

Helt overordnet er de økonomiske risici for netvirksomhederne, der er regulerede monopoler, væsentligt mindre end for gennemsnitlige danske konkurrenceudsatte virksomheder. Reguleringen af selskabernes indtægter betyder således, at der er meget større forudsigelighed omkring indtægterne end for konkurrenceudsatte virksomheder. Netvirksomhederne er desuden i meget højere grad sikret omkostningsdækning, da væsentlige omkostningsændringer uden for netvirksomhedernes kontrol vil føre til justeringer af indtægtsrammerne. En række af mekanismerne i den forventede fremtidige regulering vil således understøtte sammenhæng mellem netvirksomhedernes indtægtsrammer og omkostninger. Da sammenhængen mellem indtægtsrammer og omkostninger er et centralt element i netvirksomhedernes risici er notatets fokus på disse mekanismer, og deres begrænsninger.

Arbejdet med at udvikle den fremtidige regulering er igangværende, og afsluttes først endeligt, når folketinget vedtager den fremtidige regulering. Beskrivelsen af den forventede fremtidige regulering skal derfor læses med det forbehold, at der kan forekomme ændringer frem mod en endelig vedtagelse.

Indledningsvist beskrives de forventede hovedelementer i indtægtsrammerne. Derefter beskrives de mekanismer i den forventede fremtidige regulering, der bidrager til at sikre sammenhæng mellem netvirksomhedernes omkostninger og indtægtsrammer. Afslutningsvis vurderes sammenhængen mellem netvirksomhedernes indtægtsrammer og udviklingen i økonomien generelt.

Beskrivelse af hovedelementer i den fremtidige regulering

Indtægtsrammerne sætter et loft over netvirksomhedernes indtægter. Indtægtsrammerne i den fremtidige regulering vil blive fastsat på baggrund af to hovedelementer: En omkostningsramme og en forrentningsramme. Omkostningsrammen fastsættes med udgangspunkt i netvirksomhedernes afskrivninger og driftsomkostninger i forrige reguleringsperiode. Forrent-

ningsrammen tager udgangspunkt i værdien af netvirksomhedernes aktivbase i forrige reguleringsperiode og forrentning heraf. Derudover vil indtægtsrammen blive reduceret ved utilstrækkelig leveringskvalitet. Dette er illustreret i nedenstående tekstboks.

Indtægtsramme = omkostningsramme (driftsomkostninger og afskrivninger) + **forrentningsramme (forrentning af investeringer)** – sanktion for utilstrækkelig leveringskvalitet

WACC'en indgår i forrentningsrammen, da det er den forrentningssats, der vil blive anvendt for investeringer, der foretages efter reguleringen træder i kraft. WACC'en er ikke et loft over netvirksomhedernes forrentning eller en garanti for, at netvirksomhederne opnår denne forrentningssats. Hvis netvirksomhedernes omkostninger er lavere eller højere end forudsat i rammerne, vil de have mulighed for at opnå hhv. en højere eller lavere forrentning, *jf. nedenstående om rammestyring*. Netvirksomhederne kan desuden vælge at opkræve lavere priser end deres indtægtsramme tillader, hvilket også vil føre til en (frivilligt) lavere forrentning.

Mekanismer, der understøtter sammenhæng mellem indtægtsrammer og omkostninger

En række af de forventede mekanismer i den forventede fremtidige regulering vil understøtte sammenhæng mellem netvirksomhedernes indtægtsrammer og omkostninger. En sådan sammenhæng bidrager til at minimere risici for netvirksomhederne, ift. om netvirksomheds indtjeningsmuligheder (indtægtsrammernes størrelse) følger deres omkostninger. Disse mekanismer gennemgås i nedenstående.

Klare og forudsigelige ramme

To mekanismer, der overordnet bidrager til forudsigelighed i netvirksomhedernes indtægter, er anvendelsen af femårige reguleringsperioder og rammestyring.

Reguleringsperioder er årerækker, hvor en række forhold i reguleringen er låste, så det overordnede grundlag for fastsættelse af indtægtsrammerne er kendt 5 år ad gangen. Fx forslår El-reguleringsudvalget, at en eventuel opdatering af WACC-parametre sker i forbindelse med overgangen til en ny reguleringsperiode (det udelukker ikke, at selve værdien af nogle parametre opdateres årligt). At grundlaget for indtægtsrammernes fastsættelse er kendt inden for en reguleringsperiode vurderes at skabe stabilitet og forudsigelighed i reguleringen.

Reguleringen er baseret på rammestyring, dvs. at netvirksomhederne indenfor nogle klare rammer har råderum til selv at beslutte, hvordan nettet drives bedst muligt. Inden for reguleringsperioderne vil netvirksomhedernes faktiske investeringer og omkostninger kun i begrænset omfang påvirke størrelsen på deres indtægtsrammer. Med andre ord vil netvirksomhederne have begrænset mulighed for at påvirke, hvor meget de kan opkræve fra forbrugerne. Netvirksomhederne kan derimod påvirke deres profit ved at reducere deres omkostninger. Det skyldes, at loftet for deres samlede indtjening er uafhængigt af deres omkostninger, og netvirksomhedernes profit dermed øges, jo lavere omkostninger virksomheden har. Rammestyring understøtter dermed omkostningseffektivitet uden direkte kontrol med netvirksomhedernes

omkostninger. Rammestyling vurderes at bidrage til forudsigelighed for netvirksomhederne omkring deres indtægter.

Indtægtsrammernes fastsættelse

Udgangspunktet for fastsættelsen af indtægtsrammerne er faktiske, historiske regnskabstal. For forrentningsrammen er grundlaget aktivbasens bogførte værdi forud for en reguleringsperiode. I den første reguleringsperiode vil grundlaget være aktivbasens størrelse ved overgangen til en ny regulering. For omkostningsbasen er udgangspunktet bogførte afskrivninger og driftsomkostninger. I den første reguleringsperiode vil grundlaget være de gennemsnitlige omkostninger i 2012 – 2014. Anvendelsen af et gennemsnit vurderes, at gøre indtægtsrammerne mere retvisende, da omkostningerne i et enkelt år derved ikke får u hensigtsmæssig stor betydning. Anvendelsen af regnskabstal som udgangspunkt for rammerne vurderes desuden at bidrage til, at indtægtsrammernes størrelse er retvisende, og dermed til at minimere netvirksomhedernes risiko.

Anvendelsen af et historisk udgangspunkt til fastsættelsen af rammerne kan indebære en risiko for netvirksomhederne, hvis udviklingen i eksterne forhold betyder, at det historiske udgangspunkt ikke er retvisende. Reguleringen reducerer denne risiko ved, at indtægtsrammerne indledningsvis og i løbet af en reguleringsperiode justeres for udviklingen i en række eksogene forhold, som netvirksomhederne ikke kan påvirke, men som påvirker deres omkostninger væsentligt. Justeringerne forventes at være for aktivitetsændringer, opgaveændringer, nettab og prisudviklingen. Justeringerne og sammenhængen til konkrete risici fremgår af nedenstående:

- *Aktivitetsændringer - indikatorer:* Der er risiko for, at netvirksomhedernes omkostninger stiger, som følge af øget elektrificering eller andre former for aktivitetsudvidelse. Indtægtsrammernes vil løbende blive justeret pba. givne indikatorer. Mulige indikatorer kan fx være antallet af tilslutninger eller leveret mængde el. Niveauet for justeringen kan være forskelligt afhængigt af, om der sker en negativ eller positiv ændring i indikatoren, hvis netvirksomhedernes omkostninger påvirkes forskelligt afhængig af, om indikatoren stiger eller falder. Det vil sige, at en reduktion af indtægtsrammen kun foretages, hvis det er vurderet, at et fald i indikatoren fører til et fald i netvirksomhedens omkostninger. Anvendelsen af indikatorer bidrager dermed til, at udvikling i væsentlige omkostningsdrivere fører til justering af indtægtsrammerne. Justeringerne vil dog ikke altid - og for alle netvirksomheder - føre til indtægtsrammejusteringer, der stemmer præcis overens med omkostningsændringer. For at få så retvisende indikatorer som muligt, er der igangsat et konsulentprojekt, der skal identificere relevante og retvisende indikatorer. Derudover vil det i forbindelse med overgangen til en ny reguleringsperiode være naturligt at vurdere om, indikatorerne har været retvisende eller bør ændres. Anvendelsen af indikatorer bidrager desuden til forudsigelighed for netvirksomhederne omkring, hvad der giver anledning til indtægtsrammeændringer.
- *Aktivitetsændringer – ekstraordinær godkendelsesprocedure:* Det er ikke realistisk, at indikatorer kan opfange alle væsentlige omkostningsændringer, som følge af aktivitetsændringer. Denne risiko reduceres ved, at der i den fremtidige regulering også vil være en

ekstraordinær godkendelsesprocedure, der giver netvirksomhederne mulighed for at ansøge om forhøjelser af indtægtsrammen, hvis ekstraordinære ændringer i forhold uden for netvirksomhedens kontrol fører til væsentligt øgede omkostninger, fx store infrastrukturprojekter i netvirksomhedens område. Indikatorer og godkendelsesproceduren minimere samlet set risikoen for, at netvirksomhedernes omkostninger stiger, som følge af aktivitetsændringer, uden en stigning i indtægtsrammerne, omend justeringerne ikke i alle tilfælde vil stemme præcis overens med ændringerne i netvirksomhedernes omkostninger.

- *Opgaveændringer:* Der er risiko for, at netvirksomhedernes omkostninger stiger eller at indtægtsmulighederne falder, som følge af, at netvirksomhederne politisk eller af myndigheder pålægges nye opgaver eller fratages eksisterende opgaver. Der vil i reguleringen være en mekanisme, der justerer indtægtsrammerne ved opgaveændringer. Justeringen vil blive fastsat på ad hoc basis, baseret på en konkret vurdering af, hvilken omkostningsændring opgaveændringen medfører. Denne mekanisme minimerer risikoen for, at der opstår manglende sammenhæng mellem netvirksomhedernes omkostninger og indtægtsrammer, som følge af opgaveændringer. Justeringerne vil dog ikke nødvendigvis altid - og for alle netvirksomheder - føre til indtægtsrammejusteringer, der er eksakte i forhold til omkostningsændringerne.
- *Prisudvikling:* Der er risiko for, at netvirksomhedernes omkostninger stiger, som følge af generelt stigende priser. Indtægtsrammerne korrigeres for prisstigninger baseret på prisindeks. Der er derfor meget begrænset risiko for, at stigende priser vil føre til stigende omkostninger uden stigende indtægtsrammer. Der er dog en risiko for, at udviklingen i det pågældende prisindeks ikke svarer præcist til udviklingen i netvirksomhedernes omkostninger, hvorfor indtægtsrammestigningen ikke nødvendigvis svarer præcist til omkostningsstigningen.
- *Nettab:* Der er risiko for, at netvirksomhedernes omkostninger stiger, som følge af øgede omkostninger til nettab. I den nuværende reguleringen dækkes øgede omkostninger til nettab 1:1, hvis de øgede omkostninger skyldes en stigning i elprisen. Derimod korrigeres indtægtsrammerne ikke for ændringer i udgifterne til nettab, hvis ændringen skyldes ændringer i mængden af nettab. El-reguleringsudvalget anbefaler, at eventuelt ”væsentligt øgede omkostninger som følge af den grønne omstilling og øget elektrificering dækkes. Det gælder også eventuelt øgede omkostninger grundet stigende nettab som følge heraf”¹. Det er uklart, hvordan den korrektion i praksis skal foretages på en måde, hvor netvirksomhederne stadig har incitament til at reducere mængden af nettab. Der er derfor ikke taget stilling, om der skal korrigeres for ændrede mængder af nettab i den fremtidige regulering.

For de fleste af ovenstående justeringerne gælder det, at niveauet for korrektionen først være kendt efter, der er aflagt regnskab for det år, hvor omkostningsstigningen er sket, hvilket kan give usikkerhed i løbet af et år, omkring hvad den konkrete omkostningsstigning vil være.

Ovenstående justeringer vurderes at sikre en overordnet sammenhæng mellem indtægtsrammernes størrelse og netvirksomhedens ikke-påvirkelige omkostningsstigninger, hvilket mini-

¹ El-reguleringsudvalgets afsluttende rapport, s. 148

merer risikoen for manglende sammenhæng mellem netvirksomhedernes indtjeningsmuligheder og omkostninger.

Justeringerne vil dog ikke nødvendigvis altid - og for alle netvirksomheder - føre til indtægtsramme justeringer, der er eksakte i forhold til omkostningsændringerne. Derudover vil justeringerne fokusere på forhold, hvor der er en væsentlig sammenhæng mellem omkostninger og det pågældende forhold, dvs. der kan være forhold, der fører til mindre ændringer i netvirksomhedernes omkostninger, som ikke fører til ændrede indtægtsrammer. Der er derfor risiko for mindre forskelle mellem omkostninger og indtægtsrammer, der kan være både negativ eller positiv. Justeringen reducerer desuden kun risici, der er udenfor netvirksomhedernes kontrol. Hvis en netvirksomheds omkostninger stiger i løbet af en reguleringsperiode uden, at dette kan forklares ved udviklingen i et eksternt forhold, øges indtægtsrammerne ikke i løbet af perioden.

En justering i den fremtidige regulering, der vil indebære en vis risiko for netvirksomhederne i forhold til sammenhæng mellem indtægter og omkostninger er effektiviseringskrav. Netvirksomhederne forventes i den fremtidige regulering at blive pålagt både generelle og individuelle effektiviseringskrav. Generelle effektiviseringskrav fastsættes ens for alle netvirksomheder og er udtryk for, at netvirksomhederne ligesom resten af samfundet løbende kan forventes at forbedre deres produktivitet. El-reguleringsudvalget anbefaler konkret, at fastsættelsen af generelle krav sker med udgangspunkt i et mål for den produktivitetsudvikling, som netvirksomhederne kan forventes at levere. Det konkrete generelle effektiviseringskrav forventes at blive udmeldt årligt, men rammerne for fastsættelse af kravet vil fremgå af lovgivningen og dermed være kendte. Individuelle effektiviseringskrav fastsættes på baggrund af benchmarking (se nedenfor).

Effektiviseringskrav kan af netvirksomhederne opleves som et risikoelement, idet kravene medfører reduktioner i de tilladte indtægter. Netvirksomhederne kan i vidt omfang selv reducere denne risiko ved løbende at forbedre deres effektivitet. En stor del af risikoen er således forbundet med en eventuel manglende præcision i benchmarkingmodellen. Der er derfor nedsat en ekspertgruppe, der skal udarbejde en retvisende benchmarkingmodel og derigennem minimere risikoen forbundet med effektiviseringskrav. Et andet risikoelement i benchmarkingen er, at netvirksomhederne ikke kan kende omfanget af de andre netvirksomheders effektiviseringer. Dette risikoelement minder til dels om usikkerheden forbundet med konkurrence set i forhold til, at en konkurrenceudsat virksomhed heller ikke kender sine konkurrenters fremtidige effektiviseringer.

Korrektion af indtægtsrammerne mellem reguleringsperioder

Indtægtsrammerne korrigeres hvert femte år ift. de faktiske investeringer/omkostninger. Dette element af reguleringen minimerer risikoen for, at en eventuelt manglende sammenhæng mellem omkostningerne og indtægtsrammerne bliver permanent. El-reguleringsudvalget anbefaler, at korrektionen sker på baggrund af et gennemsnit af den faktiske aktivbase og faktiske omkostninger i forrige reguleringsperiode for at undgå incitamenter til, at investeringer afholdes på bestemte tidspunkter. Denne korrektion vurderes, at betyde, at en manglende sammen-

hæng mellem indtægtsrammer og omkostninger vil være midlertidig i en periode, der svarer til fem år, *jf. dog nedenstående om omkostningsrammen.*

El-reguleringsudvalget anbefaler nærmere, at det skal være muligt at opjustere forrentningsrammen, hvis værdien af den faktiske aktivbase ved overgangen til en ny reguleringsperiode er højere end det faktiske niveau. Det anbefales derimod ikke, at der skal være mulighed for opjustering af omkostningsrammen, hvis de faktiske omkostninger er højere end det fremskrevne niveau. Udvalget anbefaler, at det ved overgangen til en ny reguleringsperiode vurderes, om eventuelle tilfælde, hvor de faktiske afskrivninger ligger over det niveau, der er forudsat i omkostningsrammen skyldes en betydelig forøgelse af den pågældende netvirksomheds investeringer, som der bør tages højde for i fastsættelsen af omkostningsrammerne for næste reguleringsperiode. El-reguleringsudvalget anbefaler dermed, at der ved overgangen til en reguleringsperiode skal være mulighed for, at specifikke tilfælde kan føre til at omkostningsrammen kan stige udover det fremskrevne niveau, men at dette ikke kan ske automatisk. Muligheden reducerer netvirksomhedernes risiko for, at en manglende sammenhæng mellem omkostninger og indtægtsrammer ikke bliver permanent, selvom risikoen er mindre for forrentningsrammen, da den justeres automatisk. Der er ikke taget stilling til, om El-reguleringsudvalgets anbefaling skal følges på dette punkt, eller om muligheden for en stigning, også skal gøres automatisk for omkostningsrammen.

De overstående mekanismer reducerer mange af netvirksomhedernes risici. Endelig kan Energitilsynet under den nuværende regulering hæve netvirksomhedernes indtægtsrammer ved ”manglende økonomisk evne til at afholde nødvendige omkostninger”². Det forudsættes, at denne mekanisme for nødlidende selskaber fastholdes, men tilpasses den fremtidige regulering. Det vurderes, at mekanismen betyder, at en investor i en netvirksomhed reelt ikke har risiko for at investeringen går fuldstændig tabt. Der er under den nuværende regulering – og så vidt vides heller ikke tidligere – ikke nogen netvirksomheder, der er gået konkurs.

Risiko, der lægger udenfor reguleringen (politisk risiko)

Den omfattende regulering af netvirksomhederne giver en høj grad af sikkerhed omkring netvirksomhedernes indtægter. Det betyder samtidig, at regulatoriske ændringer har stor betydning for netvirksomhedernes indtægtsmuligheder. Netvirksomhedernes nyder også en vis beskyttelse i kraft af deres bevillinger. En bevilling giver netvirksomheden (ene)ret til at drive netvirksomhed på de vilkår, som er fastsat i loven og i bevillingen. Bevillingerne gives for mindst 20 år. Bevillinger giver myndighederne mulighed for at sikre, at netvirksomhederne overholder lovens krav. Netvirksomhederne nyder samtidig en vis beskyttelse mod ændring af bevillingsvilkårene. Nye vilkår kan således kun fastsættes efter 5 år og med et forudgående varsel på 1 år. Der kan kun stilles vilkår, der er hjemlet i loven. Indskrænkninger af bevillingen kan rejse ekspropriationsretlige spørgsmål, når der er tale om grundlæggende ændringer.

² Jf. Indtægtsrammebekendtgørelsens § 19: Energitilsynet kan efter ansøgning forhøje reguleringsprisen eller rådighedsbeløbet for en virksomhed, såfremt virksomheden kan dokumentere, at den ikke på kort sigt (2-3 år) kan dække nødvendige omkostninger til drift og afskrivning af de tekniske anlæg, fordi den har en lav indtægtsramme som følge af særligt lave indtægter i 2004. Energitilsynet kan endvidere efter ansøgning forhøje reguleringsprisen eller rådighedsbeløbet for en virksomhed, såfremt virksomheden kan dokumentere, at den som følge af pludseligt opståede eksternt betingede forhold ikke kan gennemføre aktuelle aktiviteter, der er nødvendige for, at virksomheden kan løse bevillingspligtige opgaver.

En stor del af netvirksomhedernes investeringer vil have en længere levetid end 20 år, hvorfor den beskyttelse netvirksomhederne nyder i kraft af deres bevillinger ikke nødvendigvis vil gøre sig gældende i hele bevillingsperioden.

Der er under alle omstændigheder relativt vide rammer for lovgivers beføjelser og det vurderes derfor, at der altid vil være en vis politisk risiko. Den politiske risiko ligger udenfor rammerne af reguleringen, og det er derfor svært at kvantificere denne risiko. Det kan dog bemærkes, at regulatoriske ændringer ikke nødvendigvis er en ulempe for netvirksomhederne, men også har til hensigt at afbøde risiko og sikre opretholdelsen af samfundsmæssig kritisk infrastruktur.

Sammenhæng mellem indtægtsrammer og omkostninger - sammenfatning

De økonomiske risici for netvirksomhederne, der er monopoler, er væsentligt mindre end for konkurrenceudsatte virksomheder. Reguleringen af selskabernes indtægter betyder således, at der er meget større forudsigelighed omkring indtægterne end for konkurrenceudsatte virksomheder. Netvirksomhederne er desuden i meget højere grad sikret omkostningsdækning, da reguleringen sikrer en overordnet sammenhæng mellem indtægtsrammernes størrelse og netvirksomhedernes omkostninger.

En række af mekanismerne i den forventede fremtidige regulering vil understøtte sammenhæng mellem netvirksomhedernes indtægtsrammer og omkostninger. En sådan sammenhæng bidrager til at minimere risici for netvirksomhederne. Væsentlige omkostningsændringer uden for netvirksomhedernes kontrol vil således føre til justering af indtægtsrammerne. Disse justeringer vil dog ikke altid være eksakte. Justeringer i form af effektiviseringskrav er desuden et risikoelement for netvirksomhederne. Der er dermed en vis risiko for, at sammenhængen ikke på kort sigt er præcis. Det kan dog bemærkes, at risikoen i form af effektiviseringskrav er en risiko netvirksomhederne i vidt omfang selv kan påvirke. Justeringen på baggrund af faktiske omkostninger og investeringer hvert femte år betyder desuden, at eventuelle afvigelser i vidt omfang vil være midlertidige med den undtagelse, at El-reguleringsudvalget anbefaler, at omkostningsrammen kun i specifikke tilfælde kan stige udover det fremskrevne niveau. Derfor vurderes det, at der for effektive netvirksomheder på længere sigt er en meget begrænset risiko for en permanent manglende sammenhæng mellem en netvirksomheds indtægter og omkostninger og dermed en begrænset risiko for at virksomheden ikke opnår det forventede afkast. Når justeringen ses i sammenhæng med mekanismen for nødlidende selskaber vurderes det herudover, at en investor i en netvirksomhed reelt ikke har risiko for, at investeringen helt mister sin værdi.

Endelig betyder forudsigeligheden i reguleringen, at de risici der er for manglede sammenhæng mellem indtægtsrammer og omkostninger, vil være kendte for en investor. Den politiske risiko er dog en undtagelse, da det er en risiko, der ligger udenfor rammerne af reguleringen. Risikoen er derfor heller ikke kvantificeret.

Sammenhæng mellem netvirksomhedernes indtægtsrammer og udviklingen i økonomien generelt

Sekretariatet for WACC-ekspertgruppen har anmodet Energistyrelsen om at overveje, om styrelsen finder der er en samvariation mellem netselskabernes risiko og det generelle aktiemarkeds risiko. Styrelsen har på denne baggrund vurderet sammenhængen mellem netvirksomhedernes indtægtsrammer og udviklingen i økonomien generelt.

Udgangspunktet for netvirksomhedernes indtægtsrammer vil være deres individuelle historiske og bogførte omkostninger og aktivbaser. Det betyder, at netvirksomhedernes indtægtsrammer i vidt omfang ikke vil blive påvirket af udviklingen i samfundsøkonomien. Aktivbasens værdi er fx afhængig af bogførte anskaffelsespriser ikke markedsværdien.

Nogle af de eksogene forhold, som netvirksomhedernes indtægtsrammer forventes at blive justeret for i den fremtidige regulering, påvirkes af udviklingen i den generelle økonomi. Det gælder fx renteudviklingen, prisudviklingen, og elforbruget (som i reglen påvirkes af udviklingen i samfundsøkonomien). Hvis disse faktorer falder, vil netvirksomhedernes indtægtsrammer typisk også falde. Samtidig vil faldet i den pågældende faktor dog også medføre en reduktion i netvirksomhedernes omkostninger. Faldet i omkostningerne vil ikke nødvendigvis svare præcist til faldet i indtægtsrammerne (det kan både være større og mindre). Samtidig skal det bemærkes, at indtægtsrammerne forventes at blive justeret for disse faktorer årligt, og at justeringen vil ske på baggrund af et årsgennemsnit. Det betyder, at kortvarige udsving i markedet kun vil påvirke netvirksomhedernes indtægtsrammer i det omfang, at udsvingene påvirker gennemsnitsværdien af den givne faktor. Det betyder, at udviklingen i disse faktorer hverken vil føre kortvarige og pludselige fald eller stigninger i indtægtsrammerne.

Det vurderes på baggrund af overstående, at størrelsen af netvirksomhedernes indtægtsrammer i vidt omfang er uafhængigt af konjunkturudsving.

WACC- ekspertgruppen

Bilag 9 – Dansk Energis vurdering af usikkerhed i ny regulering

Dansk Energis bidrag til Energistyrelsens vurdering af usikkerheden forbundet med den nye økonomiske regulering vurdering af usikkerhed i ny regulering indgik i Dansk Energis bemærkninger til materiale til 2. møde i WACC-ekspertgruppen af den 16. oktober 2015. Dansk Energis vurdering af usikkerhed i ny regulering fremgår af nedenstående.

Afsnit 2.4.1 Vurdering af usikkerhed i ny regulering (inkl. bilag 4)

Dansk Energi er uenig i den præmis, bilag 4 er bygget op omkring. Papiret sammenholder risikoen for regulerede elnetselskaber, der er naturlige monopoler, med risikoen for virksomheder, der agerer på konkurrencemarkeder.

Formålet med ny økonomisk regulering er ikke at simulere betingelserne på et konkurrenceudsat marked, men at opstille rammer for naturlige monopoler, der sikrer effektivisering samtidig med, at selskabernes effektive, langsigtede gennemsnitlige omkostninger skal kunne dækkes. Det er grundlæggende, at hvis der stilles krav om, at regulering skal simulere $P = MC$ (som ved fuld konkurrence), da vil et naturligt monopol ikke kunne få dækket sine gennemsnitlige effektive omkostninger inkl. en normalforretning, så længe de gennemsnitlige omkostninger og dermed også de marginale omkostninger er faldende (stigende skalaafkast). Her vil de marginale omkostninger altid ligge under de gennemsnitlige omkostninger.

Dansk Energi er ikke uenig i papirets konklusion om, at der er mindre risiko forbundet med regulerede elnetselskaber og ny økonomisk regulering set i forhold til selskaber på konkurrenceudsatte markeder. Men Dansk Energi finder ikke den konklusion overraskende eller speciel anvendelig i nærværende sammen-hæng.

Det relevante spørgsmål er i stedet, hvilke usikkerhedselementer investorer vil tage sig betalt for, hvis de skal investere i elnetselskaber frem for i andre aktiver?

I den forbindelse er det oplagt, at risikoen ved at investere i eldistribution er mindre end ved at investere i fx oileudvinding i Nordsøen. Det er imidlertid ikke det samme som, at der ikke er risiko forbundet med at investere i eldistribution. Nogle af elementerne er delvist belyst i notatet fra Energistyrelsen, om end det må konkluderes, at investorernes syn på risikoen nok vil afvige væsentligt fra Energistyrelsens. Ekspertgruppen bør prioritere at undersøge, hvordan faktiske investorer korrigerer for risikoforhold, så ekspertgruppen kan få et reelt risikobillede. Eksempelvis ved at invitere konkrete investorer (evt. potentielle) til at redegøre for dette for ekspertudvalget. Ekspertgruppen kunne eksempelvis invitere DONG og SE eller tilsvarende til at give en sådan præsentation (dvs. både et aktieselskab og et andelsselskab).

Først og fremmest er der på nuværende tidspunkt en meget stor procesrisiko forbundet med, at selskaberne går fra en kendt regulering til en endnu ukendt regulering. Denne usikkerhed forventes imidlertid aftagende, efterhånden som reguleringen tager mere og mere form, men den vil stadig være betragtelig langt ind i første reguleringsperiode.

Desuden kan man forvente, at den opstår igen, da reguleringen sandsynligvis vil blive justeret på et senere tidspunkt inden for en overskuelig fremtid. Proces-/omlægningsrisikoen forsvinder således aldrig helt.

Men selv hvis den nuværende regulering var kendt, ville der være usikkerheder for netselskaberne. Disse kan grundlæggende opdeles i regulatoriske/politiske/forvaltningsmæssige usikkerheder og i markedsmæssige/afsætningsmæssige usikkerheder.

Incitamentsregulering medfører risici

Ønsker man en regulering nærmeste uden risiko, skal man vælge en *"hvile i sig selv"*- eller *"cost-plus"*-regulering, hvor selskaberne er sikret fuldstændig omkostningsdækning. Problemet med disse reguleringer er, at de ikke giver incitament til, at selskaberne af egen kraft forfølger effektiv drift. Derfor har Elreguleringsudvalget valgt at anbefale en incitamentsregulering, der giver incitament til effektivitet, men som til gengæld ligger i den modsatte ende af risikospektret, idet selskaberne per definition ikke er sikret omkostningsdækning. Hvor stor den konkrete risiko er for selskaberne afhænger af i hvilken grad, selskaberne er sikret dækning af de nødvendige omkostninger.

Rammestyring fremlægges i notatet som et positivt element i forhold til at mindske den risiko, som selskaberne er underlagt. Rammestyring indebærer, at netvirksomhedernes faktiske investeringer og omkostninger kun i begrænset omfang påvirker størrelsen på deres indtægtsrammer inden for en given reguleringsperiode. Dansk Energi vurderer, at et vigtigt hensyn med denne type regulering er at tilskynde selskaberne til effektiv drift, det vil sige give dem en økonomisk tilskyndelse til at forfølge effektivitet inden for reguleringsperioden. Men der går samtidig på kompromis med at eliminere den risiko, selskaberne er underlagt. Risikoen bliver selvsagt større under rammestyring, netop fordi der ikke er en tæt sammenhæng mellem selskabernes faktiske omkostninger og tilladte indtægter (indtægtsrammen).

Asymmetri i justeringen af fremtidige indtægtsrammer

I Elreguleringsudvalgets anbefalinger er der en meget klar asymmetri i forbindelse med justeringen af indtægtsrammen ved overgangen til en ny reguleringsperiode. Hvis netselskabets omkostninger falder, reduceres indtægtsrammen entydigt, mens den i udgangspunktet ikke hæves, hvis netselskabets reelle omkostninger har været stigende. Indtægtsrammerne øges heller ikke, hvis samtlige selskabers omkostninger stiger samtidigt. For en investor betyder det, at der er en risiko for at blive fanget med et indtægtsramme-niveau, der ikke kan dække omkostningerne (Energistyrelsen skriver dog, at det ikke er afklaret, om denne asymmetri fastholdes i lovgivningen). Dette asymmetriske forhold findes (så vidt Dansk Energi er informeret) ikke i andre lande med reguleringer, hvor de tilladte indtægter tilsvarende opbygges af driftsomkostninger, afskrivninger og forrentning. Relativt set øger det de danske netselskabers risiko betragteligt.

Dansk Energi bemærker desuden, at det må være en misforståelse, at Energistyrelsen i afsnittet om *"korrektion af indtægtsrammerne mellem reguleringsperioder"* skriver, at *"korrektionen bidrager til at minimere 5*

netvirksomhedens risiko, da det minimerer risikoen for et permanent underskud'. Virkeligheden er netop den, at mekanismen automatisk sikrer mod et permanent *overskud*, mens der ikke er nogen mekanisme, der automatisk sikrer mod et permanent *underskud* i de tilfælde, hvor omkostningerne reelt er stigende, eksempelvis ved stigende reinvesteringer. (Stigende reinvesteringer kan forventes fremover, når anlægspuklen fra de meget store investeringer i eldistributionen i 50'erne og 60'erne skal reinvesteres).

Automatiske indikatorer

I notatet er det beskrevet, at netselskabernes indtægtsrammer øges, hvis omkostningerne øges som følge af objektivt observerbare ændringer i specifikke variable. Disse kaldes i Elreguleringsudvalgets rapport for automatiske indikatorer. Disse automatiske indikatorer skal så vidt muligt sikre, at hvis markedsforhold tilsiger, at omkostningerne generelt stiger (hhv. falder), kan netselskaberne øge (hhv. reducere) priserne. Bemærk dog, at enhver usikkerhed om, hvor godt indikatorerne afspejler den faktiske omkostningsudvikling, vil være et risikoelement for en investor.

Mekanismen er ikke anderledes end på et konkurrenceudsat marked, hvor priserne også stiger, hvis markedsforhold ændrer sig på en måde, der påvirker omkostningerne for alle selskaber på markedet. Brugen af automatiske indikatorer sænker alt andet lige risikoen, men ikke nødvendigvis til et niveau, der er lavere end på et konkurrenceudsat marked.

Historisk har netselskaberne ikke haft mulighed for at opnå den regulatoriske forrentning

Af notatet fremgår, at netselskaberne både vil have mulighed for at få en højere og en lavere forrentning end WACC'en. Det er i princippet rigtigt, men historien viser, at reguleringen ikke hidtil har givet selskaberne mulighed for i gennemsnit at opnå den regulatoriske forrentning. Det kan derfor ikke forventes, at en investor med adaptive forventninger tror på, at sektoren som helhed vil opnå det regulatoriske afkast i fremtiden.

Ændring i opgaveporteføljen og finansiering af ekstraordinære omkostninger

Som det står beskrevet i notatet, er der risiko for, at netselskabernes omkostninger stiger som følge af politiske pålæg om nye opgaver. Denne slags pålæg vil som oftest medføre et tillæg til indtægtsrammen. Fastlæggelsen af tillægget er et risikoelement for en investor, da det ikke er givet, at der opnås omkostnings-dækning, endsige til tiden.

Et eksempel på et pålæg er udrulning af fjernaflæste målere, som selskaberne i december 2013 politisk er blevet pålagt at opsætte senest i 2020. Selskaberne har således været nødsaget til at gå i gang med udrulningen, selvom de indtil for nyligt har måttet investere heri uden at kende de økonomiske rammer herfor. Indtægtsrammejusteringen herfor blev først godkendt på Energitilsynets møde i september 2015.

Foruden pålæg af nye opgaver håndterer netselskaberne også en række opgaver, som de ikke selv er herrer over, men som de oftest selv skal finansiere inden for indtægtsrammen. Et godt eksempel er omlægning af kabler i forbindelse med infrastrukturopgaver (fx ringbane, metro og andre forsyningsarters gravearbejde) som kan løbe op i anselige udgifter sammenlignet med selskabets indtægtsramme. Energistyrelsen nævner, at der vil være mulighed for at søge om kompensation for omkostninger af denne art. Realiteten er imidlertid, at en investor ikke kan regne med at kunne få

kompensation for alle den slags omkostninger, hvorfor en investor bliver nødt til at indregne et risikotillæg i afkastkravet. 6

Politisk usikkerhed og regulatorisk usikkerhed

Se kommentarer til afsnit 5.7.3 og 5.7.4.

Urealistiske effektiviseringskrav

Et meget væsentligt risikoelement i den nuværende regulering er benchmarkingen af netselskabernes omkostninger, som fører til effektiviseringskrav udmøntet gennem reduktioner af indtægtsrammen. Der er ikke givet sikkerhed for, at denne risiko reduceres i den nye regulering – der skal udarbejdes en ny benchmarkmodel, men Elreguleringsudvalget anbefaler samtidig en indførelse af generelle effektiviseringskrav. Dansk Energi har ikke set nogen indikation på, at sidstnævnte bliver baseret på dokumenterede effektiviseringspotentialer i det enkelte selskab.

Historikken med benchmarking er, at Energitilsynet i snart 10 år har udmeldt effektiviseringskrav baseret på deres bedste *skøn* over selskabernes effektiviseringspotentialer. Effektiviseringskravene er ikke blevet mindre med årene, selvom selskaberne har effektiviseret voldsomt. Kravene ligger således stadig på ca. 5 pct. af driftsomkostningerne (om året).

Energistyrelsen skriver, at selskaberne kan minimere risikoen forbundet med effektiviseringskravene ved at effektivisere. Det er selvfølgelig rigtigt, men det er ikke risikoen for at være ineffektiv, der er problemet. Det er risikoen for, at modellen viser, at man er ineffektiv, selv om man ikke er det. Denne risiko vil enhver rationel investor tage med i sit afkastkrav.

Med en opdateret og mere retvisende benchmarkmodel kan dette risikoelement reduceres. Men det mangler stadig at blive sandsynliggjort, at regulator kan udarbejde sådan en model og/eller tage behørigt forbehold for risikoen i udmøntningen af effektiviseringskrav. Dertil kommer indførelsen af et nyt usikkerhedselement i form af generelle effektiviseringskrav.

Den nye regulering ligner reguleringen i andre sammenlignelige lande

Den regulering, som Elreguleringsudvalget har skitseret, er ikke en unik dansk regulering. Tværtimod er det en regulering, der helt eller delvist ligner reguleringsmodeller i andre lande omkring os, jf. tabel 1 herunder. Tabellen illustrerer, at den kommende regulering indebærer en normalisering af reguleringen i forhold til vores omkringliggende lande. I den forbindelse skal nævnes, at den nuværende regulering afviger væsentligt fra reguleringen i vores omkringliggende lande.

Usikkerhedselementerne i den nye regulering er langt hen ad vejen de samme som i vores omkringliggende lande. Dansk Energis vurdering er faktisk, at usikkerhedselementerne – også ud over procesusikkerheden beskrevet ovenfor – samlet set vil være større i Danmark end i de øvrige lande omkring os, jf. ovenstående afsnit om asymmetri i justeringen af indtægtsrammerne, som ikke kendes i vores omkringliggende lande. Dvs. fjernes denne asymmetri i den kommende lovgivningsproces, vil reguleringen i endnu højere grad ligne reguleringen i vores omkringliggende lande og dermed give anledning til lignende risici. Ekspertudvalget skal derfor fagligt i dybden begrunde det, hvis den endelige WACC-anbefaling for danske elnetselskaber afviger fra WACC'en i vores omkringliggende lande.

Tabel 1. Sammenligning af økonomisk regulering i netselskaber

	DK-gl	DK-ny	Sverige	Tyskland	Norge	Finland	Holland
Overordnet reguleringsmodel:	IR/AB	IR	IR	IR	IR	AB	IR
Hovedprincipper for fastsættelsen af tilladte indtægter	2004- indtægter	Opex, afskrivning og afkast	Opex, afskrivning og afkast	Opex, afskrivning og afkast	Opex, afskrivning og afkast & Yardstick	Rimeligt afkast	Yardstick
Reguleringsperioder:	Nej	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Reguleringsperiode	Ubegrænset	5 år	4 år	5 år	5 år	4 år	3 år
Symmetrisk rekalkulering ved indgang til en ny periode (1)	-	Nej	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Benchmarkingmodel:	Netvolumen	Ikke defineret	DEA/SFA	DEA/SFA	DEA	StoNED	Gennemsnit
Grundlag i benchmarkmodel	Opex + afskrivninger	TOTEX	TOTEX	TOTEX	TOTEX	TOTEX	TOTEX
Princip for tilladt forrentning:	Lang byggerente + 1 %	WACC	WACC	WACC	WACC	WACC	WACC
Forrentningsgrundlag	Standard historiske værdier	Standard historiske værdier	Genanskaffelsesværdier	Historiske/indekserede værdier	Standard historiske værdier	Genanskaffelsesværdier	Standard historiske værdier
Separat forrentnings-sats for historiske investeringer (1)	Nej	Ja	N/A	Ja	Nej	N/A	Nej
Automatisk justering af indtægtsrammer:	Ja	Ja	Nej	Ja	Nej	Nej	Nej
Metode	kWh	Målere, Installeret effekt (2)	-	Målere, Installeret effekt	-	-	-
Tilskyndelse til kvalitet i levering:	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Metode	SAIFI/SAIDI	SAIFI/SAIDI	SAIFI/SAIDI	SAIDI	Omk. ved afbrydelse	Omk. ved afbrydelse	Yardstick

Kilde: Mapping power and utilities regulation in Europe, EY. Netselskabernes opgaver og regulering på elmarkedet i udvalgte europæiske lande, Deloitte 2013. Energimarknadsinspektionen, 2015. El-reguleringsudvalgets anbefalinger, december 2014.

Noter: (1) Dansk Energi vurderinger jf. rundspørger, (2) Forventet jf. midtvejsrapportering fra Implement og THEMA, 2015.

WACC- ekspertgruppen

Bilag 10 - Sammenligning af udvalgte europæiske elregulatorer

I tabel 1 er en opsummering af de parameterværdier som anvendes af udvalgte europæiske elregulatorer indenfor elsektoren. Tabel 2 indeholder en mere uddybende beskrivelse af de metoder som er anvendt ved fastsættelse af de parameterværdier som er angivet i Tabel 1.

TABEL 1. PARAMETERVÆRDIER ANVENDT AF UDVALGTE EUROPÆISKE ELREGULATORER

	Nederlandene	Norge	Sverige	Finland	Tyskland	Østrig ¹
Fastsættelsesdato	Mar. 2013	2014	Apr. 2015	Feb. 2015	Okt. 2011	Nov. 2013
Gældende periode	Jan. 2014 – Dec. 2016	Jan. 2014 – Dec. 2014	Jan. 2016 – Dec. 2019	Jan. 2016 – Dec. 2016	Jan. 2014 – Dec. 2018	Jan. 2014– Dec. 2018
Parametre som ændres årligt	<i>Ingen</i>	Inflationsrate Swaprente Gældspræmie	<i>Ingen</i>	Risikofrie rente	<i>Ingen</i>	<i>Ingen</i>
Risikofri referencerente (pct.)	2,50	4,68 ²	2,80	2,85	3,80	3,25
Beta aktiv	0,35	0,35	0,39	0,54	0,37	0,325
Markedsrisikopræmie (pct.)	5,00	5,00	5,80	5,00	4,55	5,00
Kapitalstruktur (gearing) (pct.)	50	60	52	40	-	60
Gældsrisikopræmie (pct.)	1,35	0,56	1,73	1,40	-	1,45
Nominelle WACC (før skat)	5,63	6,62	6,65	7,39	6,09³	6,42

En direkte sammenligning af de i tabel 1 angivet værdier skal ses i lyset af den økonomiske regulering som er gældende i hvert land. Således vil et dansk estimat af asset beta, baseret udelukkende på værdien af beta for de 6 sammenlignede lande, ikke tage højde for, landenes økonomiske regulering, og dermed netvirksomhedernes risiko. Eksempelvis er WACC'en i Sverige fast for hele reguleringsperioden, mens WACC'en i Norge genberegnes årligt, hvorfor de underliggende antagelser gør sammenfatning af blandt andet beta aktiv inkonsistent.

De i Tabel 1 angivet værdier skal ses som pejlemærker for WACC-beregningerne. De i tabel 2 angivet metoder giver et mere kvalificeret bud på de fremgangsmåder som kan anvendes til estimering af danske netvirksomheders forrentning af den fremmedrettede investering i nettet.

¹ Den østrigske regulator har overført WACC-estimatet fra gas-reguleringen, som er fastlagt i 2012 for gasreguleringsperioden 2013-2017.

² Bemærk at den risikofrie referencerente for Norge inkluderer inflation. De 4,68 pct. som er angivet er summen af en fast neutral realrente (2,50 pct.) og inflationsraten (2,18 pct.). Til beregning af fremmedkapitalomkostningen benyttes swap-renten, som i 2014 blev estimeret til 2,2 pct.

³ Implicit WACC ved en gearing på 60 pct.

TABEL 2. UDVALGTE EUROPEISKE ELREGULATORERS METODER TIL FASTSÆTTELSE AF WACC-PARAMETRE

	Nederlandene	Norge	Sverige	Finland	Tyskland	Østrig
Regulatorisk periode	Jan. 2014 – Dec. 2016	Reguleres årligt	Jan. 2016 – Dec. 2019	Jan. 2016 – Dec. 2019	Jan. 2014 – Dec. 2018	Jan. 2014 – Dec. 2018
Risikofri referencerente						
- Løbetid	10 årig	Fast realrente	10 årig	10 årig	10 årig	~ 8 årig
- Obligationstype	Statsobligationer		Statsobligationer	Statsobligationer	Statsobligationer	Statsobligationer
- Observationstype	Daglig		-	Daglig	Månedlig	Daglige
- Estimationsperiode	3 år	Inflation er baseret på 4-årig gns.	Prognoser	M1: 6 måneder M2: 10 år	10 år	5 år
Betarelation	Hamada ⁴	Harris-Pringle	Hamada	Hamada	Hamada	Hamada
Markedsrisikopræmie	DMS ⁵	Rundspørge	Rundspørge foretaget af PwC	DMS, Credit Suisse, Fernandez, Damodaran	DMS	DMS
Egenkapitalforrentning	CAPM	CAPM	CAPM	CAPM	CAPM	CAPM
Gearing (FK/EK)	Gennemsnit af sammenlignelige selskabers faktiske gearing	Rundspørge blandt udvalgte corporate finance eksperter	Gennemsnit af sammenlignelige selskabers faktiske gearing	Gennemsnit af sammenlignelige selskabers faktiske gearing	Faktisk gearing, dog med øvre grænse for EK på 40 pct. (60/40)	Alle konsulentrapporter konkluderer at gearing på 60 pct. er rimeligt.
Gældsbeta	0	0	0	0	0	0
Illikviditetspræmie	Nej	Nej	Nej	0,6 pct. tillægges egenkapitalomkostning (efter skat)	Nej	Nej
Skat (pct.)	25	27	22	20	22,4 ⁶	25
Gældsrisikopræmie	Spread mellem den risikofrie rente og et indeks af A-rated selskaber. Hertil er tillagt 0,15 pct.-point	Spread mellem den risikofrie rente (swap) og et indeks af BBB+-rated selskaber i energibranchen.	Spread mellem den risikofrie rente og et indeks af BBB-rated selskaber.	Spread mellem den risikofrie rente og et indeks af A-/BBB-rated selskaber.	Præmien baseres 100 pct. på embedded debt.	Spread mellem den risikofrie rente og et indeks af A-rated selskaber.

$$^4 \beta_E = \beta_A \times \left(1 + (1 - \tau) \cdot \frac{D}{E}\right)$$

⁵ DMS = Dimson, E., Marsh, P. og Staunton, M.

⁶ Er regnet som et gennemsnit af to selskabsskatter på 13,65 pct. og 29,475 pct.: $0,224 = \frac{1-0,1365}{1-0,1365-0,29475}$

Efterfølgende vil indeholde en kort opsummering parameterværdier og metoder. Den generelle tendens vil blive belyst og overordnet fastsættelse til de enkelte parametre er angivet.

Den risikofrie rente (pct.)

Renten ligger i intervallet [2,5 ; 4,61]. Det bemærkes, at den risikofrie rente i Norge indeholder summen af to satser, realrentesats og inflationssats. Renten estimeres typisk baseret på 10 årige statsobligationer. Typen af observationer (dag-, uge-, månedlige) og tidshorizonten varierer mellem landene. Mest udbredt er, at estimationen af renten baseres på daglige observationer. Beregningsperioden varierer fra gennemsnit af de daglige observationer i 6 måneder (Finland), til gennemsnit af månedlige observationer i 10 år (Tyskland). For Sverige benyttes en risikofri referencerente som er baseret på prognoser for den fremtidige udvikling, og derfor er beregningsmetoden ikke sammenlignelig med metoden for de øvrige lande.

Overordnet fastsættelse:

- Reference: 10-årig statsobligationer
- Renten: [2,5 ; 3,8]⁷
- Observationer: Daglige
- Beregningsperiode: 6 måneder - 10 år

Beta aktiv

Uden Finland ligger betaværdien i intervallet [0,325 ; 0,39]. Værdien er typisk målt ved at benytte sammenlignelige selskabers (peer group) beta-værdi. Alle regulatorer har oplyst, at de lægger vægt på, at de sammenlignelige selskaber har risikoeksponering, der er svarende til netvirksomhedens risiko, og at hovedaktiviteten ligeledes er svarende til netvirksomhedernes aktiviteter. Hamadas betarelation er den mest udbredte blandt regulatorerne til at korrigere for risiko der er relateret til gearingsniveauet – finansielle risiko.

Det bemærkes at Norges estimer for beta aktiv er baseret på Harris-Pringles betarelation, og derfor kan et samlet interval for beta give et misvisende billede af det generelle niveau for beta aktiv.

Overordnet fastsættelse:

- Asset Beta: [0,325 ; 0,39]
- Reference: Baseres på sammenlignelige selskaber
- Relation: Hamada

Markedsrisikopræmie (pct.)

For alle 6 lande er markedsrisikopræmien i intervallet [4,55 ; 5,8]. 4 ud af 6 lande bruger Dimson, Marsh og Staunton (DMS) til at fastsætte præmien. DMS er baseret på historisk data for de individuelle aktiemarkeder. Nogle regulatorer ønsker at lade præmien afspejle den risiko som markedsdeltagere forventer at gælde for den næstkommende regulatoriske periode. Disse overvejelser er gjort hos regulatorer i Norge, Sverige og Finland.

Overordnet fastsættelse:

- Præmien: [4,55 ; 5,80]
- Metode: DMS eller survey om markedsdeltagers forventede risikopræmie

⁷ Hvor Norges sats for den risikofrie rente er fratrasket realrentesatsen.

Egenkapitalomkostningen

I alle de sammenlignede lande benyttes Capital Asset Pricing Model (CAPM) til at fastsætte egenkapitalomkostningen.

Overordnet fastsættelse:

- Metode: Capital Asset Pricing Model

Kapitalstruktur (gearing, pct.)

Gearingsniveauet ligger i intervallet [40 ; 60]. Værdien er typisk målt ved at benytte sammenlignelige selskabers faktiske gearing. De sammenlignelige selskaber er de samme som er benyttet til at lave beregninger for asset beta.

Overordnet fastsættelse:

- Gearingsniveau: [40 ; 60]
- Reference: Baseres på sammenlignelige selskaber

Gældsrisikopræmie (pct.)

Præmien er i intervallet [0,56 ; 1,73]. Tysklands Rate of Return-model (RoR) adskiller sig fra de øvrige regulatorer da tyske eldistributioner får dækket deres faktiske omkostninger til fremmedkapitalen. For de øvrige regulatorer måles værdien af præmien typisk ved at benytte virksomhedsobligationer udstedt af sammenlignelige selskaber. Præmien estimeres som spread mellem indeks af virksomhedsobligationer og den risikofrie referencerente.

Overordnet fastsættelse:

- Reference: Gennemsnitlige spread mellem virksomhedsobligationer og statsobligationer

Illikviditetspræmie

Illikviditetspræmie er kun brugt i Finland, hvor der tillægges 0,6 pct.-point til egenkapitalomkostningen (efter skat). Sverige har i 2015 anmodet konsulenthuse om at begrunde eventuelle særtillæg til egenkapitalomkostningen og vurderede at konsulentrapporterne ikke frembragte argumenter for at et sådan særtillæg skulle implementeres.

Overordnet fastsættelse:

- Metode: Ingen kompensation for illikviditet

Gældsbeta

Er ikke brugt blandt de 6 lande.

Overordnet fastsættelse:

- Metode: Beta på gælden sættes lig 0.

WACC- ekspertgruppen

Bilag 10a - WACC i Norge

RESUMÉ

Den norske el-regulering foretages af Norges Vassdrags- og Energidirektorat som i 2013 har udarbejdet en Weighted Average Cost of Capital (WACC), der skal gælde for reguleringsperioden 2013-2017. Den samlede WACC for 2014 er 6,62 pct. nominelt før skat og forrentningssatsen er gældende for alle 148 netvirksomheder. Satsen genberegnes årligt. Den risikofrie rente til brug for fastsættelse af afkastkravet til egenkapital er baseret på en fast norsk neutral realrente, der justeres for den årlige inflation, hvoraf den risikofrie rente til brug for fastsættelse af afkastkravet til fremmedkapital er baseret på en 5-årig swaprente. Beta, kapitalstruktur og markedsrisikopræmien er baseret på en kombination af kilder, såsom markedsdata om sammenlignelige selskaber, spørgeundersøgelser blandt corporate finance selskaber samt andre europæiske reguleringsmyndigheders vurderinger, imens gældsrisikopræmien er baseret på et årligt gennemsnit af daglige observationer af en 5-årig swaprente hos to af de største banker i Norge tillagt en branchespecifik gældsrisiko.

METODE

Sekretariatet for WACC-ekspertgruppen har været i kontakt med Norges Vassdrags- og Energidirektorat (NVE). Fra NVE har Sekretariatet for WACC-ekspertgruppen modtaget en artikel af NVE om den historiske anvendelse af WACC-modellen for netvirksomhederne og ændringer i modellen fra 2012 til 2013¹, samt en artikel af Dreber Lundkvist & Partners (DLP) fra 2004². Sidstnævnte artikel blev bestilt af NVE, og var med henblik på, at der skulle udvikles en ny model, der skulle anvendes i den økonomiske regulering af netvirksomhederne fra 2007. Modellen har dannet grundlaget for den eksisterende model. NVE har af mailkorrespondance redegjort for WACC og de underliggende parametres fastlagte værdi for 2014 og de foreløbige estimeringer for 2015. WACC for 2015 fastsættes endeligt i januar 2016.

DEN REGULATORISKE RAMME

Det norske højspændt distributionsnet er omkring 100.000 km langt, og elsektoren bestod i 2014 af i alt 148 netvirksomheder. Norges Vassdrags- og Energidirektorat (NVE) er den regulerende myndighed, der fører tilsyn med og økonomisk regulering af energisektoren, og er underlagt Olje- og energidepartementet. Klager vedrørende NVE's afgørelser sendes til Olje- og energidepartementet, som kan stadfæste afgørelser. Netvirksomhederne kan have net inden for tre områder: distributions-, regional- og centralnet. I slutning af 2011 havde de daværende 149 netvirksomheder samlet en regulativ aktivbase på i alt 60.231 millioner DKK, hvoraf henholdsvis lokal distribution, regional distribution og transmission stod for 31.981, 11.566 og 16.684 millioner DKK³. I gennemsnit havde hver netvirksomhed 22.420 nettilslutninger, hvoraf otte af netvirksomhederne havde over 100.000 nettilslutninger, og Hafslund, den største af netvirksomhederne, havde i alt 552.342 nettilslutninger.⁴

¹ Norwegian Water Resources and Energy Directorate (2013). A new WACC model in the regulation of the Norwegian electricity network operators.

² Dreber Lundkvist & Partners på bestilling fra Norges vassdrags- og energidirektorat, og i samarbejde med Pricewaterhouse-Coopers (14. december 2004), Utredning av referanserente (inkluderte risikopremie) til bruk ved fastsettelse av årlige inntektsrammer for perioden 2007 – 2011.

³ Opgørelsen er oprindeligt opgjort i euro, og således omregnet til DKK med en valutakurs på 746,17.

⁴ Norwegian Water Resources and Energy Directorate (2013). A new WACC model in the regulation of the Norwegian electricity network operators.

Den norske reguleringsmyndighed anvender en WACC (Weighted Average Cost of Capital) til at fastsætte en tilladt forrentningssats for netvirksomhederne, der er tilpasset den risiko netvirksomhederne står ovenfor. Satsen reguleres årligt inden for reguleringsperioden 2013-2017. De underliggende parametre der reguleres årligt er inflationen, swaprenten samt den branchespecifikke gældsrisiko. Gearingen, den faste neutrale rente, betaen, markedspræmien og skattesatsen er dog fastlagt for hele reguleringsperioden. Satsens parametre differentierer ikke i forhold til de enkelte netvirksomheders karakteristika, men er gældende for samtlige 148 netvirksomheder.

WACC

Den norske reguleringsmyndighed anvender en WACC (Weighted Average Cost of Capital) til at beregne netvirksomhedernes forrentningskrav. Formålet med WACC-beregningerne er at anslå et årligt tilladt afkast for reguleringsperioden 2013-2017. Tabel 1 nedenfor viser de parameterværdier, som fremgår af NVE's seneste fastsættelse af WACC'en for reguleringsåret 2014⁵ og estimeringen af WACC'en for reguleringsåret 2015.⁶

TABEL 1. WACC-PARAMETRE FOR NORGE

WACC for norske netvirksomheder	2014	2015
Fast norsk neutral realrente ¹	4,68 pct.	4,68 pct. ²
Swaprente	2,2 pct.	1,49 pct.
Beta aktiv	0,35	0,35
Markedsrisikopræmie	5 pct.	5 pct.
Kapitalstruktur (gearing)	60 pct.	60 pct.
Gældsrisikopræmie ³	0,56 pct.	0,6 pct.
Selskabsskat	27 pct. ⁴	27 pct.
Illikviditetspræmie	0	0
Egenkapitalens afkastkrav (før skat)	12,4 pct.	12,5 pct.
Fremmedkapitalens afkastkrav (før skat)	2,76 pct.	2,09 pct.
Nominelle WACC (efter skat)	4,83 pct.	4,57 pct.
Nominelle WACC (før skat)	6,62 pct.	6,25 pct.

¹

² Ændring fra 2014 til 2015 skyldes ændring i inflation fra 2,28 pct. til 2,25 pct.

³ Bestående af en swap og en sektorspecifik gældsrisikopræmie.

⁴ I 2014 blev selskabsskatten sat ned fra 28 pct. til 27 pct.

NVE's beregner WACC'en ved følgende formel:

$$WACC_{nominel} (før skat) = \frac{(r_f + infl + \beta_E \times MRP)}{(1 - \tau)} \times (1 - G) + (Swap + DRP) \times G$$

Hvor:

G : er andel af virksomhedens kapital som er fremmedfinansieret (gearing)

r_f : er en fast neutral realrente

$Infl$: er inflation

β_E : er beta egenkapital

MRP : er den forventede markedsrisikopræmie

⁵ De seneste WACC-parameterværdier for 2014 har Norges vassdrags- og energidirektorat oplyst per mail.

⁶ Norges vassdrags- og energidirektorat offentliggørelse af estimeringen af WACC'en for reguleringsåret 2015:

<http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Regulering-av-nettselskapene/Om-beregning-av-inntektsrammer/Referanserenten/>.

τ : er den effektive marginale selskabsskattesats
Swap: er swaprente
DRP: er gældsrisikopræmien

RISIKOFRI REFERENCERENTE

NVE har tidligere anvendt statsobligationer som den risikofrie rente. NVE har dog de seneste år vurderet, at der er opstået udfordringer med at benytte norske statsobligationer som den risikofrie rente. De norske statsobligationer er de seneste år i højere grad blevet drevet af det udenlandske marked. Derudover har der været en reduktion i antal tilgængelige norske statsobligationer, hvilket har drevet priserne op, og afkastet ned.

NVE besluttede derfor i 2012⁷, at der skulle anvendes andre parametre for den risikofrie rente, både til fastsættelse af afkastkravet til egenkapital og fremmedkapital.

Til fastsættelse af afkastkravet til egenkapital har NVE valgt at anvende en fast norsk neutral realrente⁸ på 2,5 pct., der justeres for den årlige inflation. Den neutrale realrente er således fastlagt for hele reguleringsperioden. NVE's argumentation for at anvende en fast rente er, at det vil bidrage til en øget stabilitet og bedre forudselighed for potentielle egenkapitalinvestorer. Derudover undgås risikopræmien forbundet med en lang statsrente. En årlig korrektion af inflation resulterer desuden i, at netvirksomhedernes indtægter er tilpasset den løbende inflation, der er tilfælde for andre konkurrenceudsatte brancher.

Til korrektion af inflation anvendes normalt konsumprisindeksen (KPI), der beregnes månedligt af Statistisk Sentralbyrå (SSB). Som følge af store svingninger i KPI har NVE valgt at beregne den årlige inflation som gennemsnittet af inflationen for de seneste to år og SSB's forventede inflation for de kommende to år.

Til fastsættelse af afkastkravet til fremmedkapital har NVE valgt at anvende en 5-årig swaprente til estimering af den risikofrie referencerente. I 2014 blev swaprenten fastsat til 2,2 pct. og i de foreløbige estimeringer af WACC'en for 2015 er swaprenten estimeret til 1,49 pct. Satsen beregnes som et årligt gennemsnit af daglige observationer hos to af de største banker i Norge. I tillæg til at indeholde et risikofrit element indeholder swaprenten også en generel gældsrisiko. Denne generelle gældsrisiko blev i den tidligere WACC-model for perioden 2007 til 2012 estimeret som spændet mellem statsobligationer (den risikofrie rente) og NIBOR⁹. I den nye WACC-model vurderer NVE, at der ikke behov for at inkludere en separat præmie for denne risiko, da det er indlejret i swap-satsen.¹⁰

SAMMENLIGNLIGE SELSKABER

For at beregne betaværdien og den optimale kapitalstruktur for de norske netvirksomheder anvendes sammenlignende virksomheder, jf. tabel 2. Forudsætningerne for at indgå i gruppen med de sammenlignelige selskaber er, at selskabet skal være europæisk og børsnoteret og have en gennemsnitlig rating på A/A1. Sidstnævnte forudsætning skyldes, at de norske netvirksomheder, ifølge Dreber Lundkvist & Partners, vurderes at have en gennemsnitlig rating på A/A1 baseret på finansielle nøgletal. En kreditrating på A/A1 vurderes

⁷ Norges vassdrags- og energidirektorat (juni 2012). Forslag til endringer i kontrollforskriften NVE-renten, håndtering av FoU-kostnader og mer-/mindreinntekt, Høringsdokument.

⁸ Den neutrale rente defineres som det realrenteniveau, hvor pengepolitikken er stabil, og således hverken ekspansiv eller kontraktiv. Begrebet stammer fra den svenske økonom Knut Wicksell, og blev introduceret i publikationen "Interest and Prices" fra 1898.

⁹ Norwegian Interbank Offered Rate – er en samlebetegnelse på norske pengemarkedsrenter med forskellige løbetider. Disse har til formål at afspejle renteniveauet, som långiver kræver for et usikret udlån i norske kroner med levering om to dage, "spot".

¹⁰ Norwegian Water Resources and Energy Directorate (2013). A new WACC model in the regulation of the Norwegian electricity network operators.

desuden, ifølge DLP, at stemme godt overens med internationale studier af kreditvurderinger blandt europæiske og amerikanske netvirksomheder.¹¹

NVE har valgt at basere sig på et udvalg af nordiske og europæiske energiselskaber til sammenligning, hvoraf Hafslund indgår som en af virksomhederne. Da der ikke eksisterer nogle rene børsnoterede europæiske netvirksomheder er der i stedet lagt vægt på, at udvalget af virksomheder har en betydelig andel af driften som er forenelig med en netvirksomhed.

TABEL 2. SAMMENLIGNELIGE SELSKABER

Liste med sammenlignelige selskaber	
Hafslund ASA-A SHS	Norge
Fortum OYJ	Finland
NESA AS	Denmark
E.ON AG	Tyskland
ENEL SPA	Italien
RWE AG	Tyskland
ENDESA S.A.	Spanien
Iberdrola SA	Spanien
Union Fenosa S.A.	Spanien

BETA

Estimeringen af beta aktiv (Asset Beta) er baseret på beregninger af asset betaer hos en række europæiske energiselskaber, spørgeundersøgelse blandt 10 corporate finance selskaber, samt andre europæiske reguleringsmyndigheders vurderinger af risikoen for netvirksomheder.

Baseret på NVE's udvalg af sammenlignelige virksomheder samt ved sammenligning af lokale børsindekser er beta aktiv estimeret til at ligge i intervallet 0,25-0,35, og med en median på 0,3. Såfremt beta aktiv beregnes på baggrund af Bloombergs verdensindekset estimeres intervallet til 0,39-0,49, og med en median på 0,44.

I NVE's egen spørgeundersøgelse blandt 10 norske corporate finance selskaber om, hvilken beta aktiv der ville være retvisende for norske netvirksomheder, indikerede størstedelen en beta aktiv på 0,4.

Baseret på andre europæiske reguleringsmyndigheders (UK, Irland, Østrig, Holland, Australien og Portugal) vurderinger af risiko for netvirksomheder, estimeres en gennemsnitlig asset beta til 0,37. Spændet for asset beta går fra UK i den høje ende på 0,45 til Portugal i den lave ende på 0,28.

Samlet set vurderer NVE, at beta aktiv skal ligge i intervallet 0,25-0,45, og anbefaler derfor en beta aktiv på 0,35.

Som følge af den ekstra risiko som er forbundet ved, at selskaberne bruger fremmedfinansiering, er det beta egenkapital (Equity Beta) som bruges i beregningerne. Ved at korrigere for kapitalstrukturen hos de sammenlignelige selskaber estimeres beta aktiv for branchen. Det antages, at beta-relationen kan beskrives ved Hamada's formel:

$$\beta_E = \beta_A \cdot \left(1 + \frac{D}{E}\right)$$

¹¹ Dreber Lundkvist & Partners på bestilling fra Norges vassdrags- og energidirektorat, og i samarbejde med Pricewaterhouse-Coopers (14. december 2004). Utredning av referanserente (inkluderte risikopremie) til bruk ved fastsettelse av årlige inntektsrammer for perioden 2007 – 2011.

Hvor:

β_E : er beta egenkapital

β_A : er beta aktiv

D : er andel af selskabet som er fremmedfinansieret

E : er andel af selskabet som er egenkapitalfinansieret

På baggrund af betarelationen estimeres beta egenkapital endeligt til 0,875.

MARKEDSRISIKOPRÆMIE

Ved fastsættelse af den generelle markedsrisikopræmie har NVE benyttet et gennemsnit af en undersøgelse af professor Thore Johnsen samt NVE's egen spørgeundersøgelse blandt 10 norske corporate finance selskaber. Ingen af undersøgelseerne er offentlige tilgængelige.

Undersøgelsen af Thore Johnsen viste, at Oslo Børs over en 24-årig periode (1980-2003) har haft et gennemsnitligt merafkast i forhold den korte statsrente på 5,5 pct. Dog fremgår det af NVE's artikel om den historiske anvendelse af WACC-modellen for netvirksomhederne, at Thore Johnsen tidligere har argumenteret for, at historiske aritmetiske tidsserier giver et for højt afkast. Dette hævder han skyldes ekstreme periodevis likviditetssvingninger, reduceret inflationsrisiko, bredere kapitalisering, mere diversificerede investorer, samt den norske skattereform.¹²

NVE's egen spørgeundersøgelse blandt norske corporate finance selskaber indikerede en markedsrisikopræmie på 4,5 til 5 pct. Dette samsvarer med en undersøgelse foretaget af PwC fra 2011, der indikerer en markedsrisikopræmie på 5 pct. på de fleste vestlige markeder, heriblandt for Norge.¹³

På baggrund af en samlet vurdering har NVE sat markedsrisikopræmien til 5 pct.

KAPITALSTRUKTUR

Siden der i Norge ikke er nogle rene norske netvirksomheder, der er børsnoterede, har NVE valgt at definere et langsigtet mål for egenkapitalandelen. Kapitalstrukturen er derfor fastsat på baggrund af NVE's egen spørgeundersøgelse blandt 10 corporate finance selskaber, samt NVE's analyse af europæiske netreguleringsregimer. De norske corporate finance selskaber, der er med i spørgeundersøgelsen, har arbejdet med værdivurderinger samt salg- og købstransaktioner af norske energiselskaber, og er blevet spurgt ind til den optimale egenkapitalandel. Samtlige aktører, foruden to, indikerer en optimal egenkapitalandel i intervallet 30-40 pct. NVE's analyse af europæiske netreguleringsregimer omfatter et studie af, hvad en række europæiske lande (Sverige, Belgien, Frankrig, Holland, Tyskland, Østrig, UK, Danmark, Irland og Portugal) har fastsat egenkapitalandelen til ved fastsættelse af WACC. Af studiet fremgår, at majoriteten af reguleringsregimerne lægger en egenkapitalsandel på 40 pct. til grund. NVE vurderer, at en egenkapitalandel i intervallet 30-50 pct. må anses for tilfredsstillende for at opretholde en kreditrating på A-rating, der antages at være svarende til niveauet for de norske netvirksomheder.

GÆLDSRISIKOPRÆMIE

NVE beregner en årlig gennemsnitlig branchespecifik gældsrisikopræmie. Denne beregnes som spreadet mellem 5-årige kraftobligationer og 5-årige swaprenter beregnet af to af de største banker i Norge. For at indgå i estimationen skal kraftobligationerne tilhøre kraftselskaber med en rating på minimum BBB+. NVE har indgået en aftale med Nordea og Den Norske Bank (DNB) om at levere årlige beregninger af spreadet.

I 2014 blev den branchespecifikke gældsrisikopræmie beregnet til 0,56 pct., og i de foreløbige estimeringer af WACC'en for 2015 er den branchespecifikke gældsrisikopræmie estimeret til 0,6 pct.

¹² Norwegian Water Resources and Energy Directorate (2013). A new WACC model in the regulation of the Norwegian electricity network operators.

¹³ Undersøgelse af PwC i samarbejde med Norske Finansanalytikeres Forening (december 2011), Risikopremien i det norske markedet.

OPSAMLING

TABEL 3. METODER TIL FASTSÆTTELSE AF WACC-PARAMETRE

Parameter/Institution	Metode (2014)
Beta-relation	Harris og Pringle: $\beta_E = \beta_A \cdot \left(1 + \frac{D}{G}\right)$
Risikofri rente	
- Varighed	Afkastkravet til egenkapital: En fast norsk neutral realrente, der justeres årlig inflation. Årlig inflation beregnes som gennemsnittet af inflationen for de seneste to år og SSB's forventede inflation for de kommende to år.
- Obl. Type	Afkastkravet til fremmedkapital: En 5-årig swaprente. Et årligt gennemsnit af de daglige observationer. Swaprenten indeholder også en generel gældsrisiko.
Markedsrisikopræmie	Et gennemsnit af en undersøgelse af professor Thore Johnsen samt NVE's egen spørgeundersøgelse blandt 10 norske corporate finance selskaber.
Egenkapitalforrentning	CAPM
Gearing (FK/EK)	Fast: 40/60 Rundspørge blandt udvalgte corporate finance analytikere.
Gældsbeta	0
Illikviditetspræmie	Nej
Skat	27 pct.
Gældsrisikopræmie	Spread mellem den risikofrie rente (swap) og et indeks af BBB+-rated selskaber i energibranchen.

WACC- ekspertgruppen

Bilag 10b - WACC i Sverige

RESUMÉ

Den svenske el-regulering foretages af Energimarknadsinspektionen som i 2015 har udarbejdet en Weighted Average Cost of Capital (WACC) som skal gælde for den kommende reguleringsperiode 2016-2019. Den samlede WACC for 2015 er 6,65 pct. nominelt før skat og forrentningssatsen er gældende for alle 160 netvirksomheder. Satsen er gældende for hele reguleringsperioden. Beta, kapitalstruktur og gældsrisikopræmie er baseret på markedsdata om sammenlignelige selskaber. Den risikofrie rente er baseret på prognoser for svenske statsobligationer med en løbetid på 10 år, korrigeret for inflation, imens markedsrisikopræmien er baseret på historiske data og fremtidige markedsforventninger blandt en række svenske finansanalytikere.

METODE

Sekretariatet for WACC-udvalget har været i kontakt med den svenske el-inspektionsmyndighed, Energimarknadsinspektionen (EI). Fra EI har Sekretariatet for WACC-udvalget modtaget henvisninger til offentlige tilgængelige rapporter på EI's hjemmeside. Der er især henvist til fire rapporter fra 2015: Den endelige beslutning om fastsættelse af WACC for reguleringsperioden 2016-2019¹, samt tre konsulentrapporter af Montell & Partners², Grant Thornton³ og EY⁴. De tre konsulentrapporter har været formidlet til samtlige netvirksomheder i Sverige samt øvrige interessenter. Efterfølgende har interessenterne haft mulighed for at kommentere på konsulentrapporterne. Der er i alt indkommet 15 høringsvar, herunder høringsvar fra den svenske brancheforening for energi, diverse netvirksomheder, det svenske forbrugerråd og økonomiprofessorer mv.

EI har på baggrund af resultaterne i de tre konsulentrapporter og høringsvarene fundet frem til den endelige beregningsmetode for WACC for reguleringsperioden 2016-2019.⁵ Af den endelige beregningsmetode fremgår, at EI anvender et gennemsnit af de seneste tre års markedsrisikopræmier beregnet af PricewaterhouseCooper (PcW)⁶, og ikke estimerer eller anbefalinger fra en af de tre førstnævnte konsulentrapporter. Da den bagvedliggende metode for beregning af markedsrisikopræmien ikke fremgår af den endelige beslutning om fastsættelse af WACC for 2016-2019⁷ har Sekretariatet for WACC-udvalget været i kontakt med PcW for at afklare metoden hertil.

¹Energimarknadsinspektionen (2015). Bilag 6 – Kalkylränta avseende tillsynsperioden 2016-2019.

² Montell & Partners(2015), Energimarknadsinspektionen: Framtagande av kalkylränta för en skälighetsavkastning för elnätföretagen för perioden 2016-2019.

³Grant Thornton. Energimarknadsinspektionen (2015). Kalkylränta (WACC) för elnätföretagen under tillsynsperioden 2016-2019.

⁴ EY (2015). Energimarknadsinspektionen: WACC för elnätföretag för tillsynsperioden 2016-2019.

⁵ Energimarknadsinspektionen (2015). Bilag 6 – Kalkylränta avseende tillsynsperioden 2016-2019.

⁶ PricewaterhouseCoopers (Marts 2015). Riskpremien på den svenska aktiemarknaden.

⁷ Energimarknadsinspektionen (2015). Bilag 6 – Kalkylränta avseende tillsynsperioden 2016-2019.

DEN REGULATORISKE RAMME

Det svenske elnet er ca. 5.550.000 km langt og består af i alt 160 netvirksomheder. Energimarknadsinspektionen (EI) er den regulerende myndighed, der fører tilsyn med energisektoren. I slutning af 2014 havde de svenske netvirksomheder samlet en regulativ aktivbase på omkring 308 milliarder DKK⁸, hvoraf de tre største af netvirksomhederne stod for i alt 63 pct. af markedets omsætning, og de tolv største stod for i alt 75 pct.

Den svenske reguleringsmyndighed anvender en WACC (Weighted Average Cost of Capital) til at beregne et rimeligt afkast for netvirksomhederne. Denne sats anvendes for hele reguleringsperioden. Satsens parametre differentierer ikke i forhold til de enkelte netvirksomheders karakteristika, men er gældende for alle 160 netvirksomheder.

WACC

Den svenske reguleringsmyndighed anvender en WACC (Weighted Average Cost of Capital) til at beregne netvirksomhedernes forrentningskrav. Montell & Partners⁹, Grant Thornton¹⁰ og Ernst and Young¹¹ har på bestilling af den svenske reguleringsmyndighed fået i opgave at estimere en WACC for de svenske netvirksomheder. Formålet med WACC-beregningerne er at anslå et tilladt afkast for reguleringsperioden 2016-2019. På baggrund af de tre konsulentrapporter har EI fastsat en WACC, der skal anvendes ved beregning af indtægtsrammerne for reguleringsperioden 2016-2019. Tabel 1 nedenfor viser de parameterværdier, som fremgår af EI's endelige beslutning fra 2015 om fastsættelse af WACC for reguleringsperioden 2016-2019.¹²

TABEL 1. WACC-PARAMETRE FOR SVERIGE

WACC for svenske netvirksomheder (2015)	
Risikofri referencerente	2,8 pct.
Beta aktiv	0,39
Markedsrisikopræmie	5,8 pct.
Kapitalstruktur (gearing)	52 pct.
Gældsrisikopræmie	1,73 pct.
Selskabsskat	22 pct.
Egenkapitalens afkastkrav (før skat)	8,94 pct.
Fremmedkapitalens afkastkrav (før skat)	4,53 pct.
Nominelle WACC (efter skat)	5,18 pct.
Nominelle WACC (før skat)	6,65 pct.

RISIKOFRI REFERENCERENTE

EI har valgt at bruge EY's metode til fastsættelse af den risikofrie rente, derfor baseres estimatet på et gennemsnit af Konjunkturinstitutets prognosticerede rente på svenske statsobligationer med en løbetid på 10 år og inflation for reguleringsperioden 2016-2019. Konjunkturinstitutets prognoser publiceres fire gange årligt i Konjunkturläget. De anvendte prognoser er fra marts 2015 og er angivet i nedenstående tabel:

⁸ Opgørelsen er oprindelig opgjort i SEK, og således omregnet til DKK med en valutakurs på 77,88.

⁹ Montell & Partners (2015). Energimarknadsinspektionen: Framtagande av kalkylränta för en skälig avkastning för elnätföretagen för perioden 2016-2019.

¹⁰ Grant Thornton (2015). Energimarknadsinspektionen – Kalkylränta (WACC) för elnätföretagen under tillsynsperioden 2016-2019.

¹¹ EY (2015). Energimarknadsinspektionen: WACC för elnätföretag för tillsynsperioden 2016-2019.

¹² Energimarknadsinspektionen (2015). Bilag 6 – Kalkylränta avseende tillsynsperioden 2016-2019.

TABEL 2. DEN RISIKOFRIE RENTE FIR SVERIGE

Prognose over risikofrie rente (pct.)					
Løbetid	2016	2017	2018	2019	2016-2019-middel
10-årig	1,70	2,50	3,20	3,80	2,80

SAMMENLIGNELIGE SELSKABER

For at beregne betaværdien og den optimale kapitalstruktur for de svenske netvirksomheder anvendes sammenlignelige virksomheder. EI har valgt at anvende EY's metode og sammensætning af sammenlignelige virksomheder. Forudsætningerne for at indgå i gruppen med de sammenlignelige selskaber er, at selskabet skal være europæisk og børsnoteret. Derudover skal virksomhedens hovedaktivitet og -indtægter svare til de svenske netvirksomheders. I tillæg skal virksomheden være kapitalintensiv, karakteriseret ved, at virksomheden benytter forholdsvis megen realkapital (maskiner, transportmidler, produktionsudstyr o.l.) og forholdsvis lidt arbejdskraft, samt underlagt monopol og regulerende indtægtsrammer, svarende til de svenske netvirksomheder.

Gruppen af sammenlignelige selskaber består af fem børselskaber fra henholdsvis Belgien, Spanien, Italien, England og Portugal, jf. tabel 2. Enkelte af disse virksomheder beskæftiger sig også med transmission af naturgas, men EY vurderer ikke, at dette er et problem, eftersom forudsætningerne er overholdt. Derudover argumenteres der for, at de mindre netvirksomheder er udsat for større risiko end de store europæiske netvirksomheder. EY vurderer at dette er opvejet af den geografiske placering blandt de sammenlignelige selskaber. Eftersom tre af virksomhederne kommer fra middelhavsområdet, påpeger EY at udvalget af virksomheder indeholder en sydeuropæisk risiko.

TABEL 3. SAMMENLIGNELIGE SELSKABER

Liste med sammenlignelige selskaber	
Elia System Operator S.A.	Belgien
Red Electrica Corp. S.A.	Spanien
TERNA S.p.A	Italien
National Grid PLC	England
REN - Redes Energéticas Nacionais	Portugal

BETA

Ved estimeringen af beta aktiv (Asset Beta) er der indhentet aktie- og indeksdata samt balance fra Capital IQ. Datasættet omfatter i alt 208 ugeobservationer for de seneste fire år frem til den 27. marts 2015. For de fem sammenlignede netvirksomheder udgør det i alt 35 datapunkter. Som følge af en afvejning mellem antallet af virksomheder og en høj kvalitet på betaobservationerne anvendes en r^2 -grænse på 0,3, der reducerer antallet af betaobservationer til 15.

Til beregning af beta aktiv har EI valgt at følge EY's anbefalinger. EY har brugt ugearede betaværdier for de 5 sammenlignelige selskaber, og kigger på en 10-årig periode. Da de fem sammenlignelige selskaber ikke har været børsnoteret i hele perioden er det endelige datagrundlag kun 35 observationer.

EY har foretaget en beregning af korrelationskoefficienten (forklaringsgrad) for hvert selskabs betaværdi i forhold til den gennemsnitlige beta. Betaværdier med forklaringsgrad lavere end 0,3 er ekskluderet, da EY vurderer at betaværdier med for lav forklaringsgrad kan skævvride estimatet. Ved denne test er 35 observationer reduceret til 15, og REN – Redes Energéticas Nacionais indgår herefter ikke i betaestimatet. Som følge af den ekstra risiko som er forbundet med, at selskaberne anvender fremmedfinansiering, er det beta egenkapital

(Equity Beta) som bruges i beregningerne. Ved at korrigere for kapitalstrukturen hos de fem sammenlignelige selskaber estimeres beta aktiv for branchen. Det antages, at beta-relationen kan beskrives ved Hamada's formel:

$$\beta_E = \beta_A \cdot \left(1 + (1 - \tau) \cdot \frac{D}{E} \right)$$

Hvor:

β_E :	er beta egenkapital
β_A :	er beta aktiv
τ :	er selskabsskatten
D :	er andel af selskabet som er fremmedfinansieret
E :	er andel af selskabet som er egenkapitalfinansieret

Det endelige ugearede beta-estimat er medianen af de observerede unlevered (gearingskorrigerede) beta'er. Beta aktiv estimeres til 0,39, hvilket EY vurderer at være et rimeligt niveau for svenske netvirksomheder.¹³

MARKEDSRISIKOPRÆMIE

Ved fastsættelse af markedspræmien anvender EI et treårigt gennemsnit af markedsrisikoen på det svenske marked fra PwC's årlige studie¹⁴. PwC's årlige studie af markedsrisiko stammer tilbage fra 1998 og er med udgangspunkt i PwC's egen spørgeundersøgelse blandt en række svenske finansanalytikere. I spørgeundersøgelsen spørges der ind til det forventede markedsafkast. Ved anvendelse af CAPM-modellen beregnes markedsrisikopræmien med udgangspunkt i svenske statsobligationer med en løbetid på 10 år.

Justeringen af risikopræmien er endelig foretaget på baggrund af tre faktorer, der antages at påvirke gennemsnittet, 1) kortvarige produktivets- og teknologiske forandringer, 2) et generelt lavere risikoniveau i økonomien og 3) lavere transaktionsomkostninger.

KAPITALSTRUKTUR

Kapitalstrukturen beregnes på baggrund af den observerede kapitalstruktur hos de fem sammenlignelige børsselskaber over en tiårig periode, 2005 til 2014, hvoraf gældsandelen bliver beregnet til 52 pct. Dvs. netvirksomhedernes aktiviteter finansieres med næsten lige store andele af egen- og fremmedkapital. Dette vurderer EI afspejler et rimeligt niveau for de svenske netvirksomheder.

GÆLDSRISIKOPRÆMIE

De svenske netvirksomheders kreditvurderinger og langsigtede kapitalstruktur har betydning for fastsættelse af gældsrisikopræmien. For at vurdere om de fem sammenlignelige børsselskaberne tegner et retvisende billede af de svenske netvirksomheder, og således også kan anvendes til at beregne gældsrisikopræmien, anvendes det amerikansk kreditratingbureau Standard & Poor's (S&P) rating. To af de fem sammenlignelige virksomheder har en rating på A-, to har BBB og den femte har BB+. Da de mindre nordiske netvirksomheder i gennemsnit har en rating på omkring BBB anvendes et gennemsnit af et europæisk aktieindeks med en BBB-rating over de seneste fem år. Da indekset ikke er baseret på svenske virksomheder anvendes en europæisk risikofri rente, hvoraf tyske 10-årige statsobligationer anvendes, til at beregne gældsrisikopræmien. Gældsrisikopræmien beregnes som spreadet mellem afkastet på virksomhedsobligationerne og den risikofrie referencerente.

¹³ EY (2015). Energimarknadsinspektionen: WACC för elnätföretag för tillsynsperioden 2016-2019.

¹⁴ PwC (marts 2012, 2013 og 2014) Riskpremien på den svenska aktiemarknad.

OPSAMLING

TABEL 4. METODER TIL FASTSÆTTELSE AF WACC-PARAMETRE

Parameter/Institution	Metode (2014)
Beta-relation	Hamada:
	$\beta_E = \beta_A \cdot \left(1 + (1 - \tau) \cdot \frac{D}{E} \right)$
Risikofri rente	
- Løbetid	10 årig
- Obligationstype	Statsobligationer
- Observationer	
- Beregningsperiode	
Markedsrisikopræmie	PwC
Egenkapitalforrentning	CAPM
Gearing (FK/EK)	Fast: 52/48
	Gennemsnit af sammenlignelige selskaber.
Gældsbeta	0
Illikviditetspræmie	Nej
Skat	22 pct.
Gældsrisikopræmie	Spread mellem den risikofrie rente og et indeks af BBB-rated selskaber.

WACC- ekspertgruppen

Bilag 10c - WACC i Finland

RESUMÉ

Den finske el-regulering foretages af Energiavirasto, som i 2015 har udarbejdet en Weighted Average Cost of Capital (WACC) der skal gælde for de kommende to reguleringsperioder 2016-2019 og 2020-2023. Den samlede WACC for 2016 er 7,39 pct. nominelt før skat og forrentningssatsen er gældende for alle 80 netvirksomheder. Satsen genberegnes årligt. Beta, kapitalstruktur og gældsrisikopræmie er baseret på markedsdata fra sammenlignelige selskaber. Den risikofrie rente er baseret på en 10-årig statsobligation, imens markedsrisikopræmien er baseret på historisk data og fremtidige markedsforventninger. For at kompensere for illikviditet tillægges egenkapitalforrentningen 0,6 pct.-point før skat.

METODE

Sekretariatet for WACC-ekspertgruppen har af den finske reguleringsmyndighed på elsektoren, Energiavirasto, modtaget direkte henvisninger til offentlige tilgængelige rapporter. Den ene af rapporterne er skrevet af Energiavirasto og beskriver i detaljer el-reguleringen for finske netvirksomheder i reguleringsperioden 1. januar 2012 til 31. december 2015. Rapporten er senest revideret den 29. november 2013, hvoraf den seneste revision alene omfatter reguleringsårene 2014 og 2015. Derudover henvises der til to konsulentrapporter fra henholdsvis Ernst & Young (EY) (2014)¹ og Deloitte (2010)².

Konsulentrapporterne er bestilt af Energiavirasto, og indeholder beregninger af WACC-parametrene samt beskrivelser af beregningsmetoderne. Til sidst henvises der til en rapport af Energiavirasto fra den 17. februar 2015, som indeholder retningslinjer for fastsættelse af WACC-parametrene for de kommende to reguleringsperioder, den 1. januar 2016 til den 31. december 2019 og fra den 1. januar 2020 til den 31. december 2023. WACC-overvejelserne i retningslinjerne er baseret på de to konsulentrapporter fra EY og Deloitte. Sekretariatet for WACC- ekspertgruppen har været i tæt dialog med Energiavirasto for at sikre en korrekt fortolkning af WACC-metoden for de finske netvirksomheder. Endeligt er Sekretariatet for WACC- ekspertgruppen i besiddelse af en national rapport offentliggjort af Energiavirasto³, som beskriver den finske energisektor.

DEN REGULATORISKE RAMME

De to næste reguleringsperioder for finske netvirksomheder er fastlagt til, den 1. januar 2016 til den 31. december 2019, og den 1. januar 2020 til den 31. december 2023. I 2014 bestod den finske elsektor af 80

¹ Ernst and Young (10. oktober 2014). Energiavirasto – Kohtuullisen tuottoasteen määrittäminen sähkö- ja massakaasuverkkotoimintaan sitoutuneelle pääomalle.

² Deloitte (6. august 2010). Energiavirasto – Sähköverkkotoiminnan WACC-mallin ja sen parametrien arviointi.

³ Energiavirasto (30. juni 2015). National Report 2015 to the Agency for the Cooperation of Energy Regulators and to the European Commission.

netvirksomheder. Sammenlagt havde netvirksomhederne ca. 3,3 mio. forbindelser til netværket⁴ og en regulativ aktivbase på 6,5 mia. euro.⁵

I henhold til lovgivningen på elektricitet- og gasmarkedet har Energiavirasto myndighed til at føre tilsyn og udvikle metoder til følgende områder:

1. Værdiansættelse af den regulatoriske aktivbase
2. Fastsættelse af tilladte forrentningssats på kapitalen
3. Fastsættelse af realiseret profit for netvirksomheder
4. Bestemmelse af effektivitetsmål for netvirksomheder

Den finske konkurrencemyndighed bruger en WACC (Weighted Average Cost of Capital) til at beregne en forrentningssats for netvirksomhederne. Denne sats genberegnes en gang årligt og satsens parametre differentieres ikke i forhold til de enkelte netvirksomheders karakteristika, men er de samme for alle 80 netvirksomheder.

De finske netvirksomheder har mulighed for at appellere til Markedsdomstolen om de metoder som Energiavirasto beslutter. Herudover har både Energiavirasto og netvirksomhederne mulighed for at indklage Markedsdomstolens afgørelse til Finlands højeste ret.

WACC

Den finske energimyndighed bruger en WACC (Weighted Average Cost of Capital) til at beregne netvirksomhedernes forrentningskrav. Energiavirasto har offentliggjort en rapport med retningslinjer for den fjerde og femte regulatoriske periode, hhv. 2016-2019 og 2020-2023. Rapportens retningslinjer beskriver hvordan Energiavirasto vil benytte en WACC til at beregne netvirksomhedernes tilladte afkast i forbindelse med den fremtidige prisregulering. Tabel 1 nedenfor viser oplysninger for de parameterværdier som har været anvendt for finske netvirksomheder i 2014.

TABEL 1. WACC-PARAMETRE FOR FINLAND

WACC for finske netvirksomheder (2016)	
Risikofri referencerente	2,85 pct.
Beta aktiv	0,54
Markedsrisikopræmie	5,00 pct.
Kapitalstruktur (gearing)	45 pct.
Gældsrisikopræmie	1,40 pct.
Selskabsskat	20 pct.
Illikviditetspræmie	0,60 pct.
Egenkapitalens afkastkrav (efter skat)	7,59 pct.
Fremmedkapitalens afkastkrav (efter skat)	3,40 pct.
Nominelle WACC (efter skat)	5,91 pct.
Nominelle WACC (før skat)	7,39 pct.

⁴ Energiavirasto (10. juli 2015). National Report 2015 to the Agency for the Cooperation of Energy Regulators and to the European Commission.

⁵ Den regulatoriske aktivbase (RAB) bliver estimeret en gang årligt. Netværkets værdi bliver ikke inkluderet i RAB til den bogførte fordi, men inkluderes i stedet som netto nutidsværdien. Ved de årlige genberegninger bliver afskrivninger og investeringer i netværket også taget i betragtning når RAB skal estimeres.

RISIKOFRI REFERENCERENTE

Den finske energimyndighed benytter finske statsobligationer med ti års løbetid til at beregne den risikofrie referencerente. Til beregningen har Energiavirasto tidligere brugt observationer fra maj-måned i det forgående år⁶. Til reguleringsperioden den 1. januar 2016 til den 31. december 2019 har Energiavirasto offentliggjort en rapport med nye retningslinjer. Heri har Energiavirasto to metoder til estimering af den risikofrie referencerente, som bliver genberegnet én gang årligt. Den endelige risikofrie referencerente er den af de to metoder angivet nedenfor, som resulterer i det højeste estimat.

Den første metode er gennemsnittet af finske statsobligationer med en løbetid på 10 år. Selve beregningen er baseret på daglige observationer i perioden april-september året forinden.

Den anden metode er gennemsnittet af finske statsobligationer med en løbetid på 10 år. Selve beregningen er baseret på daglige observationer for en 10-årig periode. Den risikofrie referencerente for 2016 vil således estimeres ved observationer for perioden oktober 2005 til september 2015.

SAMMENLIGNELIGE SELSKABER

De finske netvirksomheder ikke er børsnoterede, hvorfor sammenlignelige selskaber, der er børsnoterede bruges til at estimere beta og den optimale kapitalstruktur for de finske netvirksomheder. EY har på bestilling af Energiavirasto fundet frem til en liste af sammenlignelige netvirksomheder. EY's kriterier for at indgå i gruppen med de sammenlignelige selskaber er, at selskabet skal have en hovedaktivitet som er tilsvarende de finske netvirksomheder samt at selskabets aktier er likvide⁷.

EY har anvendt europæiske selskaber, hvis forretningsmodel både indeholder produktion og distribution af elektricitet. Listen indeholder i alt 9 europæiske selskaber: Tyskland (2), Frankrig, Portugal, Spanien, Italien, England, Norge og Finland.

TABEL 2. SAMMENLIGNELIGE SELSKABER

EY's liste med sammenlignelige selskaber	
Électricité de France	Frankrig
E.ON	Tyskland
Energias de Portugal	Portugal
Enel	Italien
Fortum	Finland
Hafslund	Norge
Iberdrola	Spanien
RWE	Tyskland
SSE plc	Britannien

BETA

Estimeringen af beta aktiv (Asset Beta) er baseret på de 9 selskaber, som EY vurderer er sammenlignelige med finske netvirksomheder. Som følge af den ekstra risiko som er forbundet ved, at selskaberne bruger fremmedfinansiering, er det beta egenkapital (Equity Beta) som bruges i beregningerne. Ved at korrigere for

⁶ Energiavirasto (November 2013). Appendix 1 – Regulation methods for the assessment of reasonableness in pricing of electricity distribution network operations and high-voltage distribution network operations in the third regulatory period starting on 1 January 2012 and ending on 31 December 2015.

⁷ EY nævner ikke hvilke specifikke kriterier som skal overholdes for at et selskabs aktier anses som værende likvide.

kapitalstrukturen hos de 9 sammenlignelige selskaber estimeres beta aktiv for branchen. Det antages, at beta-relationen kan beskrives ved Hamada's formel:

$$\beta_E = \beta_A \cdot \left(1 + (1 - \tau) \cdot \frac{D}{E} \right)$$

Hvor:

β_E :	er beta egenkapital
β_A :	er beta aktiv
τ :	er selskabsskatten
D :	er andel af selskabet som er fremmedfinansieret
E :	er andel af selskabet som er egenkapitalfinansieret

Det endelige beta aktiv-estimat er baseret på ugentlige observationer for en periode på 4 år.

MARKEDSRISIKOPRÆMIE

Egenkapitalens afkastkrav beregnes ved brug af Capital Asset Pricing Model (CAPM). CAPM-modellen estimerer en markedspræmie, som afspejler den systematiske risiko, der er forbundet ved at drive forsyningsselskab.

Markedsrisikopræmien er af afgørelse fra markedsdomstolen den 31. december 2010 fastsat til 5 pct. for den regulatoriske periode fra den 1. januar 2008 til den 31. december 2011.⁸ Som begrundelse henviste domstolen til rapport af PricewaterhouseCoopers som i 2004 fandt frem til et tilsvarende niveau for markedsrisikopræmie.⁹

I sin guideline-rapport henviser Energiavirasto til en rapport af EY. Rapporten fra EY gennemgår estimater af markedsrisikopræmien. EY fremhæver de af DMS¹⁰, Damodaran¹¹, Nyberg¹² og Credit Suisse¹³ historisk beregnede markedsrisikopræmier. De fire førnævnte analyser af præmien inkluderer både aritmetiske og geometriske gennemsnit af markedsrisikopræmien. EY fremhæver også rundspørgeundersøgelser foretaget af Fernandez¹⁴. Samlet vurderer EY, at markedsrisikopræmien er i intervallet 5-6 pct.

Energiavirasto har på baggrund af tidligere afgørelser og konsulentrapporten fra EY¹⁵ valgt at anvende en markedsrisikopræmie på 5 pct. for den regulatoriske periode fra den 1. januar 2016 til den 31. december 2019.

KAPITALSTRUKTUR

Beregning af den optimale kapitalstruktur er af EY beregnet ud fra årlige observationer for kapitalstrukturen blandt de 9 sammenlignelige selskaber. EY har benyttet et aritmetisk gennemsnit og medianen til estimering. EY er kommet frem til en øvre og nedre grænse ved at beregne et 10-årigt og 4-årigt gennemsnit samt median for disse. Ifølge EY er en rimelig antagelse om en optimal kapitalstruktur for finske netvirksomheder, at 40-48 pct. af selskabet er fremmedkapitalfinansieret.

⁸ Kilde: Markkinaoikeus - sagsafgørelse: MAO:635-688/10

⁹ Det har ikke været muligt at anskaffe den omtalte rapport. WACC-ekspertgruppen kan dog henvise til PwCs rapport "Markkinariskipreemio Suomen osakemarkkinoilla." November 2005.

¹⁰ Dimson, E., Marsh, P. og Staunton, M. (2002). Global evidence on the equity risk premium.

¹¹ Damodaran, A. (23. marts 2013). Equity risk premium (ERP): determinants, estimation and implications.

¹² Nyberg, P. og Vaihekoski, M. (2011). Descriptive analysis of Finnish equity, bond and money market returns. *Bank of Finland Research Discussion Paper 14*.

¹³ Credit Suisse (2014). Credit Suisse global investment returns yearbook 2014.

¹⁴ Fernandez, P., Aquirreamallo, J. og Corres, L. (25. april 2011). Market risk premium used in 56 countries in 2011: a survey with 6,014 answers. WP-920.

¹⁵ EY (10. oktober 2014). Energiavirasto – Kohtuullisen tuottoasteen määrittäminen sähkö- ja massakaasuverkkotoimintaan sitoutuneelle pääomalle.

GÆLDSRISIKOPRÆMIE

Til estimering af netvirksomhedernes afkastkrav til fremmedkapitalen (cost of debt) har Energiavirasto brugt beregninger fra EY¹⁶. I konsulentrapporten fra EY er gældsrisikopræmien beregnet som et spread mellem to indeks. Det ene indeks er Bloombergs indeks af A- og BBB-rated forsyningsselskaber, som har en restløbetid på 10 år. Det andet indeks er tyske statsobligationer med en løbetid på 10 år. EY mener, at tyske statsobligationer kan bruges til estimering af den risikofrie referencerente.

Beregningerne er baseret på månedlige observationer for de seneste fem år. Gennemsnittet er aritmetisk og baseret på i alt 60 observationer. EY vurderer, at gældsrisikopræmien bør være i intervallet 1,2-1,6 pct.

LIKVIDITET

For at kompensere for, at netvirksomheder er illikvide tillægges egenkapitalens tilladte forrentningssats (efter skat) 0,6 pct.¹⁷. Tidligere brugte Energiavirasto et gennemsnit af adskillige illikviditetspræmier, der blev beregnet til 0,5 pct.¹⁸ Begge estimater ligger inden for EY's interval på 0,2-1,0 pct.

TABEL 3. METODER TIL FASTSÆTTELSE AF WACC-PARAMETRE

Parameter/Institution	Metode (2014)
Beta-relation	Hamada: $\beta_E = \beta_A \cdot \left(1 + (1 - \tau) \cdot \frac{D}{G}\right)$
Risikofri rente	
- Varighed	10 årig
- Obl. Type	Statsobligationer
Markedsrisikopræmie	Fastholdt jf. tidligere afgørelser fra domstolen samt EYs analyser af aritmetiske og geometriske gennemsnit
Egenkapitalforrentning	CAPM
Gearing (FK/EK)	Fast: 40/60
Gældsbeta	0
Illikviditetspræmie	0,6 pct. tillægges CoE (efter-skat)
Skat	20 pct.
Gældsrisikopræmie	Spread mellem den risikofrie rente og et indeks af A-/BBB-rated selskaber.

¹⁶ EY (10. oktober 2014). Energiavirasto – Kohtuullisen tuottoasteen määrittäminen sähkö- ja massakaasuverkkotoimintaan sitoutuneelle pääomalle.

¹⁷ Energiavirasto (17. februar 2015). Suuntaviivat valvontamenetelmiksi neljännellä 1.1.2016 – 31.12.2019 ja viidennellä 1.1.2020 – 31.12.2023 valvontajaksolla - Sähkö- ja jätteenhuoltoketjujen toiminta - Sähkö- ja jätteenhuoltoketjujen toiminta.

¹⁸ Energiavirasto (November 2013). Appendix 1 – Regulation methods for the assessment of reasonableness in pricing of electricity distribution network operations and high-voltage distribution network operations in the third regulatory period starting on 1 January 2012 and ending on 31 December 2015.

WACC- ekspertgruppen

Bilag 10d - WACC i Nederlandene

RESUMÉ

Autoriteit Consument en Markt er den nederlandske el-regulator fører tilsyn med 8 netvirksomheder. I den regulatoriske periode fra 2014-2016 er netvirksomhedernes forrentningssats beregnet med en Weighted Average Cost of Capital (WACC). Den samlede WACC for 2016 er 5,63 nominelt før skat og forrentningssatsen er gældende for alle netvirksomheder. Satsen opdateres årligt, men er forudbestemt for hele den regulatoriske periode. Beta, kapitalstruktur og gældsrisikopræmie er baseret på markedsdata om sammenlignelige selskaber. Den risikofrie rente er baseret på 10-årige statsobligation, imens markedsrisikopræmien er baseret på historiske data af Dimson et al.¹ Fremmedkapitalomkostningen tillægges 15 basispoint (0,15 pct.) som kompenserer for ikke-renterelaterede omkostninger ved optagelse af lån.

METODE

Sekretariatet for WACC-ekspertgruppen har fra den nederlandske konkurrencemyndighed, Autoriteit Consument en Markt (ACM), tidligere Nederlandse Mededingingsautoriteit (NMa), modtaget en rapport beskrivende WACC-metoden (Weighted Average Cost of Capital) for nederlandske netvirksomheder², offentlige tilgængelige beregninger af de nederlandske netvirksomheders indtægtsrammer³ samt en konsulentrapport om opdateringen af WACC fra 2010⁴. Rapporten er udarbejdet af The Brattle Group på bestilling fra NMa. Rapporten blev offentliggjort den 4. marts 2013. ACM har oplyst, at WACC-metoden i rapporten er blevet implementeret af ACM for reguleringsperioden 2014-2016. Rapporten indeholder WACC-beregninger og metodebeskrivelser for elmarkedet såvel som for havneaktiviteter og vandforsyning.

DEN REGULATORISKE RAMME

Nederlandenes elsektor består af i alt 8 netvirksomheder. ACM er den regulerende myndighed, der fører tilsyn med energisektoren. I 2012 havde de 8 netvirksomheder samlet en regulativ aktivbase på 10,5 milliarder euro og 10,7 millioner kunder forbundet til elnettet⁵.

Den nederlandske konkurrencemyndighed bruger en WACC (Weighted Average Cost of Capital) til at beregne en forrentningssats for netvirksomhederne. Denne sats genberegnes en gang årligt. Satsens parametre differentierer ikke i forhold til de enkelte netvirksomheders karakteristika, men er gældende for alle 8 netvirksomheder.

I forbindelse med de årlige genberegninger af forrentningssats for netvirksomhederne indgår også en høringsproces. Inden offentliggørelse af udkast til genberegning af den årlige WACC mødes ACM,

¹ Dimson, E., Marsh, P. og Staunton, M. (2013). Credit Suisse Global Investment Returns Sourcebook 2013.

² Harris, D., Villadsen, B. og Stirzaker, J. (4. marts 2013). The WACC for the Dutch TSOs, DSOs, water companies and the Dutch Pilotage Organisation. The Brattle Group, Inc.

³ Autoriteit Consument en Markts hjemmeside: <https://www.acm.nl/nl/zoekresultaat/?zffl=qu%3Axfactormodel-rnbe>.

⁴ Oxera Consulting (5. februar 2010). Updating the WACC for energy networks - Quantitative analysis.

⁵ Autoriteit Consument en Markts hjemmeside: <https://www.acm.nl/nl/zoekresultaat/?zffl=qu%3Axfactormodel-rnbe>.

netvirksomhederne og øvrige interessenter⁶ og drøfter metodens parametre. Efter udkast er offentliggjort, har netvirksomhederne 6 uger til at indsende bemærkninger. Efter denne periode udsender ACM den endelige afgørelse. Hvis ikke netvirksomhederne er enig i den endelige afgørelse har netvirksomhederne mulighed for at klage indenfor 6 uger. ACM har i forbindelse med det seneste års WACC-afgørelse fra 2013 modtaget en klage, der er i gang med at blive behandlet.⁷

WACC

Den nederlandske konkurrencemyndighed bruger en WACC (Weighted Average Cost of Capital) til at beregne netvirksomhedernes forrentningskrav. The Brattle Group har på vegne af den nederlandske konkurrencemyndighed estimeret WACC'en for tre reguleringsområder: 1) elektricitet og gas⁸, 2) vand og 3) havneaktivitet.⁹ Formålet med WACC-beregningerne er at anslå et tilladt afkast i forbindelse med den fremtidige prisregulering. Tabel 1 nedenfor viser de parameterværdier som blev anvendt til at fastlægge forrentningssatsen for nederlandske netvirksomheder i den regulatoriske periode jan. 2014-dec. 2016.

TABEL 1. WACC-PARAMETRE FOR NEDERLANDENE

WACC for nederlandske netvirksomheder (2016)	
Risikofri referencerente	2,5 pct.
Beta aktiv	0,35
Markedsrisikopræmie	5,00 pct.
Kapitalstruktur (gearing)	50 pct.
Gældsrisikopræmie	1,35 pct.
Selskabsskat	25 pct.
Egenkapitalens afkastkrav (før skat)	5,56 pct.
Fremmedkapitalens afkastkrav (før skat)	3,85 pct. ¹⁰
Nominelle WACC (efter skat)	4,25 pct.
Nominelle WACC (før skat)	5,63 pct.

Det skal bemærkes at ACM anvender real WACC i sin regulering af netvirksomheder. Real WACC var i 2013 på 6,4 pct. og Brattle fandt i sin rapport frem til en real WACC på 3,6 pct. (inflation på 2,00 pct.). ACM besluttede derfor at 3,6 pct. skulle være den gældende real WACC for 2016, og at WACC for 2014 og 2015 skulle afspejle en gradvis tilpasning fra 6,4 pct. til det endelige niveau for real WACC før skat på 3,6 pct.

RISIKOFRI REFERENCERENTE

Den risikofrie rente baseres på et treårigt gennemsnit af de daglige observationer for nederlandske og tyske statsobligationer med en løbetid på 10 år. Denne metodiske tilgang vil, ifølge den nederlandske konkurrencemyndighed, afspejle en afvejning mellem den fortrinsvis stabile tyske referencerente, op mod de nederlandske statsobligationer, der indeholder landspecifik information.

⁶ Heriblandt; European Federation of Energy Traders, interessereorganisationer indenfor 1) Metal og Elektronik, 2) Landbrug, 3) Vand og Miljø, 4) Vedvarende energi m.fl.

⁷ ACM forventer afgørelse på sagen i slutningen af 2015 eller i første halvår af 2016.

⁸ Det bemærkes, at rapporten ikke adskiller elektricitet fra gas, og ligeledes ikke adskiller transmission fra distribution. Et sæt af parameterværdier for WACC-modellen bliver fastsat og er gældende for alle elektricitet og gas virksomheder.

⁹ Harris, D., Villadsen, B. og Stirzaker, J. (4. marts 2013). The WACC for the Dutch TSOs, DSOs, water companies and the Dutch Pilotage Organisation. The Brattle Group, Inc.

¹⁰ Afkastkravet er inklusiv en kompensation på 15 basispoint (0,15 pct.) for forsikringsgebyrer og ikke-renterelaterede omkostninger.

SAMMENLIGNELIGE SELSKABER

De nederlandske netvirksomheder ikke er børsnoterede, hvorfor sammenlignelige selskaber, der er børsnoterede bruges til at estimere beta og den optimale kapitalstruktur for de nederlandske netvirksomheder. Kriterierne for at indgå i gruppen med de sammenlignelige selskaber er, at selskabet skal have en hovedaktivitet som er tilsvarende de nederlandske netvirksomheder samt at selskabet er likvid. Likviditet defineres ud fra handlen med virksomhedens aktie. For at være likvid skal virksomhedens aktie have været handlet mere end 90 pct. af de dage, hvor der er mulighed for at handle aktien.

Gruppen af sammenlignelige selskaber består 10 børselskaber. Tre er fra USA, mens de resterende syv er europæiske selskaber fra Italien (2), Spanien (2), Portugal, England og Belgien. I rapporten konkluderes det, at en sammenlignelig gruppe på seks selskaber er tilstrækkelig. Dog vælger the Battle Group at sammenligne med 10 selskaber for at få et tilstrækkelig diversificeret udvalg af selskaber, som repræsenterer forskellige reguleringsregimer.

TABEL 2. SAMMENLIGNELIGE SELSKABER

Brattle Group's liste med sammenlignelige selskaber	
Snam	Italien
Terna Rete Elettrica Nazionale	Italien
REN – Redes Energeticas Nacionais	Portugal
Red Electrica	Spanien
Enagas	Spanien
National Grid	England
Elia System Operator	Belgien
Northwest Natural Grid	USA
Piedmont Natural Gas	USA
TC Pipelines	USA

BETA

Estimeringen af beta aktiv(Asset Beta) er baseret på de 10 sammenlignelige selskaber. For at være konsistent estimeres beta aktiv ud fra daglige observationer for en treårig periode. Som følge af den ekstra risiko som er forbundet ved, at selskaberne bruger fremmedfinansiering, er det beta egenkapital (Equity Beta) som bruges i beregningerne. Ved at korrigere for kapitalstrukturen hos de 10 sammenlignelige selskaber estimeres beta aktiv for branchen. Det antages, at beta-relationen kan beskrives ved Hamadas formel:

$$\beta_E = \beta_A \cdot \left(1 + (1 - \tau) \cdot \frac{D}{E}\right)$$

Hvor:

β_E : er beta egenkapital

β_A : er beta aktiv

τ : er selskabsskatten

D : er andel af selskabet som er fremmedfinansieret

E : er andel af selskabet som er egenkapitalfinansieret

Det endelige beta aktiv-estimat er medianen af de observerede unlevered (gearingskorrigerede) beta'er.

For at imødekomme eventuelle bias, er beta-estimerterne Dimson-justeret (Dimson Adjustment) og Vasicek-korrigeret (Vasicek Correction)¹¹.

MARKEDSRISIKOPRÆMIE

Egenkapitalens afkastkrav beregnes ved brug af Capital Asset Pricing Model (CAPM). CAPM-modellen estimerer en markedspræmie, som afspejler den systematiske risiko der er forbundet ved at drive forsyningsselskab.

Den nederlandske konkurrencemyndighed tager udgangspunkt i det europæiske marked ved fastsættelse af markedsrisikopræmien. Hovedargumentet for at anvende det europæiske marked som beregningsgrundlag er, at investorerne typisk investerer i et bredt europæisk marked. Markedsrisikopræmien estimeres på baggrund af europæiske data fra Dimson, Marsh og Staunton (DMS)¹² for perioden 1900-2012. Markedsrisikopræmien er baseret på et gennemsnit af det aritmetiske og geometriske gennemsnit. I beregningerne af markedsrisikopræmien vægtes de enkelte lande i forhold til deres respektive børsværdier¹³. Da de nederlandske investorer i højere grad investerer i en markedsportefølje af samme valutaenhed - euro - beregnes markedsrisikopræmien som et vægtet gennemsnit af observationerne fra lande i Eurozonen (Frankrig, England, Spanien, Italien, Belgien, Nederlandene, Finland og Irland).

Den endelige markedsrisikopræmie kvalitetssikres ved at sammenligne med en cash-flow model¹⁴. Denne sammenligning vil, ifølge den nederlandske konkurrencemyndighed, kunne bruges som validitetstjek.

KAPITALSTRUKTUR

Baseret på kapitalstrukturen hos de 10 sammenlignelige selskaber vurderes nederlandske netvirksomheder at have en gearing på 50 pct. Dvs. netvirksomhedernes aktiviteter finansieres med lige store andele af egen- og fremmedkapital. Denne vurdering er tilsvarende de niveauer som observeres blandt de nederlandske netvirksomheder. Niveauerne er også i overensstemmelse med de gearingsniveauer, der observeres hos selskaber, som Moody har vurderet til at være A-rated regulerede netvirksomheder.

GÆLDSRISIKOPRÆMIE

Til estimering af netvirksomhedernes afkastkrav til fremmedkapitalen (cost of debt) beregnes et spread. Dette spread, også kaldet gældsrisikopræmie (DRP), er forskellen mellem afkastet på virksomhedsobligationer og den risikofrie referencerente. For at afspejle den risiko, som er forbundet ved at drive forsyningsselskab, har den nederlandske konkurrencemyndighed valgt, at virksomhedsobligationer udstedt af A-rated selskaber alene skal inkluderes som sammenligningsgrundlag. Derudover har NMa valgt, at restløbetiden på virksomhedsobligationerne skal være omkring 10 år, og at virksomhederne, der anvendes i sammenligningen, skal have deres hovedaktivitet indenfor energi og netværk¹⁵.

For at bevare konsistens i estimeringerne, er gældsrisikopræmie beregnet på baggrund af et treårigt gennemsnit af obligationer med en løbetid på omkring 10 år. Perioden for estimeringen er tilsvarende den periode, der anvendes til beregning af den risikofrie referencerente¹⁶.

Afkastkravet til fremmedkapitalen bliver tillagt 15 basispoint. Dette tillæg har til formål at kompensere for netvirksomheders forsikringsgebyrer og ikke-renterelaterede omkostninger, som er afholdt ved optagelse af lån. Ikke-renterelaterede omkostninger skal dække stiftelsesgebyrer og årlige forpligtelsesprovisioner. Derudover skal

¹¹ For uddybende forklaring henvises til Brattle-rapporten eller til "A Test of CAPM on the Karachi Stock Exchange" af Iqbal og Brooks eller "The Vasicek adjustment to beta estimates in the Capital Asset Pricing Model." af Gray, Hall, Diamond og Brooks.

¹² Dimson, E., Marsh, P. og Staunton, M. (2013). Credit Suisse Global Investment Returns Sourcebook 2013.

¹³ Marketkapitalisering = aktuelle aktiekurs x antal udstående aktier

¹⁴ Dividended Growth Model.

¹⁵ Oxera Consulting (5. februar 2010). Updating the WACC for energy networks - Quantitative analysis.

¹⁶ Oxera Consulting (5. februar 2010). Updating the WACC for energy networks - Quantitative analysis.

de 15 basispoint kompensere for andre årlige juridiske eller administrative omkostninger, som ikke kategoriseres som renteomkostninger¹⁷.

OPSAMLING

I Tabel 3 er en oversigt med metoder brugt af ACM til at fastsætte parameterværdier til WACC-beregningerne.

TABEL 3. METODER TIL FASTSÆTTELSE AF WACC-PARAMETRE

Parameter/Institution	Metode (2014)
Beta-relation	Hamada: $\beta_E = \beta_A \cdot \left(1 + (1 - \tau) \cdot \frac{D}{G}\right)$
Risikofri rente	
- Varighed	10 årig
- Obl. Type	Statsobligationer
- Observationsdata	Daglig
Markedsrisikopræmie	DMS Middel af aritmetiske og geometriske gennemsnit
Egenkapitalforrentning	CAPM
Gearing (FK/EK)	Fast: 50/50
Gældsbeta	0
Illikviditetspræmie	Nej
Skat	25 pct.
Gældsrisikopræmie	Spread mellem den risikofrie rente og et indeks af A-rated selskaber. Hertil er tillagt 0,15 pct.

¹⁷ Oxera Consulting (5. februar 2010), *Updating the WACC for energy networks - Quantitative analysis*.

WACC- ekspertgruppen

Bilag 10e -WACC i Østrig

RESUMÉ

Den østrigske elregulering varetages af Energie-Control (EC). I 2015 bestod den østrigske elsektor af i alt 130 netvirksomheder, hvoraf kun netvirksomheder med en leveret mængde el på over 50 GWh i 2008 bliver reguleret, svarende til i alt 38 netvirksomheder. EC anvender en WACC til at udmelde kapitalomkostningssats, som er sat til 6,42 pct. nominelt før skat. Satsen er gældende for alle de 38 netvirksomheder, der reguleres, og er fastlagt for hele den regulatoriske periode. WACC'ens parametre er overført fra gasreguleringen. Beta er baseret på sammenlignelige selskaber med global markedsindeks som reference. Den risikofrie rente er baseret på statsobligationer med en restløbetid på ca. 8 år, imens markedsrisikopræmien er baseret på historisk data fra Dimson et al. (2011) for et globalt markedsindeks.

METODE

Sekretariatet for WACC har af den østrigske reguleringsmyndighed for elsektoren, Energie-Control (EC), modtaget dokumenter, som beskriver reguleringen på gas¹ og elektricitetsområdet². Reguleringen på gas- og elektricitetsområdet sker uafhængig af hinanden, men begge reguleres med en 5-årig reguleringsperiode, hvor reguleringsperioden for gas er 2013-2017, imens perioden for elektricitet er 2014-2018. Rapporterne beskriver beslutninger og overvejelser til fastsættelse af den samlede regulering af netvirksomheder, heriblandt fastsættelsen af netvirksomhedernes forrentning af kapitalen.

Det skal bemærkes, at EC har valgt at fastsætte WACC'en for østrigske netvirksomheder på samme niveau som WACC'en blev fastsat til ved gas-reguleringen året forinden. Et tredjeparts studie af netvirksomhedernes kapitalomkostninger vurderede, at WACC'en skulle sættes til 7,21 pct. (nominelt før skat), hvor omstilling til smart grid blev brugt som argument for at forhøje WACC'en. EC valgte dog til trods at genbruge afgørelsen fra gas-reguleringen. Argumenterne herfor var, at reguleringsperioden tilsvarende er 5 år, og at netvirksomhedernes investeringsincitament er konkurrenceforvridende, såfremt forrentningen på gas og elektricitet ikke er identiske.

Den nærmere beskrivelse af EC's metoder til at fastsætte WACC-parametre og de konkrete værdier, er derfor udelukkende beskrevet for reguleringen af gas tilbage i 2012, men er som nævnt ovenfor gældende for elektricitet for hele den regulatoriske periode. Frontier Economics har på forespørgsel af EC udarbejdet en rapport om gasnetvirksomhedernes afkastkravet, og EC's WACC-afgørelse baseres i høj grad på Frontier Economics rapportes konklusioner.

DEN REGULATORISKE RAMME

Den nuværende regulatoriske periode for netvirksomhederne er på 4 år, 1. januar 2014 – 31. december 2018. I 2015 bestod den østrigske elsektor af i alt 130 netvirksomheder, hvoraf kun netvirksomheder med en leveret mængde el på over 50 GWh i 2008 bliver reguleret, svarende til i alt 38 netvirksomheder. Ultimo 2014 havde

¹ E-control (1. januar 2013). Regulatory Regime for the Second Regulatory Period: Gas 1/1/2013 – 31/12/2017.

² E-Control (7. november 2013). Regulatory Regime for the Third Regulatory Period: Electricity Distribution System Operators 1 January 2014 – 31 December 2018.

netvirksomhederne samlet ca. 6 mio. forbindelser til netværket, der svarede til en netværkslængde på 238.077 km.³

WACC

Den østrigske regulator fastsætter netvirksomhedernes forrentning af kapitalen, hvori den rimelige omkostning til henholdsvis fremmedkapital og egenkapital indgår. EC har også i de tidligere reguleringsperioder anvendt en WACC, og har i den tredje regulatoriske periode 2014-2018 valgt at fastholde denne metode.

Fejl! Henvisningskilde ikke fundet. nedenfor viser oplysninger for de parameterværdier som har været anvendt for østrigske netvirksomheder i 2014-2018. WACC'en er gældende for alle de 38 netvirksomheder, og er fastlagt for hele den regulatoriske periode.

TABEL 1. WACC-PARAMETRE

WACC for østrigske netvirksomheder (2014-2018)	
Risikofri referencerente	3,25 pct.
Beta aktiv	0,325
Markedsrisikopræmie	5,00 pct.
Kapitalstruktur (gearing)	40 pct.
Gældsrisikopræmie	1,45 pct.
Selskabsskat	25 pct.
Egenkapitalens afkastkrav (før skat)	8,96 pct.
Fremmedkapitalens afkastkrav (før skat)	4,72 pct.
Nominelle WACC (efter skat)	4,81 pct.
Nominelle WACC (før skat)	6,42 pct.

RISIKOFRI REFERENCERENTE

Til estimering af den risikofrie rente anvender EC østrigske statsobligationer målt gennem ”*secondary market*”, som består af mange obligationer med forskellige løbetider. I gennemsnit har obligationerne en løbetid på 7,8 år, hvilket EC har vurderet som værende tilnærmelsesvis tæt på netvirksomhedernes faktiske løbetid, der vurderes at være 6 år i gennemsnit, på udestående lån.

Til selve beregningen anvender EC et 5-års aritmetisk gennemsnit af dagsobservationer fra perioden april 2008-marts 2012. EC fremhæver, at dette tager højde for den ekstraordinære situation på de finansielle markeder, hvor renten på *secondary market* har været lav.

SAMMENLIGNLIGE SELSKABER

De østrigske netvirksomheder er ikke børsnoterede, hvorfor sammenlignelige selskaber, der er børsnoterede bruges til at estimere beta og den optimale kapitalstruktur for østrigske netvirksomheder. Indledningsvist havde EC en liste med 71 sammenlignelige selskaber. Af de 71 selskaber er 9 selskaber blevet vurderet af EC som værende tilstrækkelig sammenlignelige med østrigske netvirksomheder. EC's kriterier for at være et sammenligneligt selskab inkluderer; forretningsområdets regulatoriske ramme, selskabets aktiviteter fordelt på geografisk område samt forretningsmæssige område, datatilgængeligheden og selskabets likviditet.

³ Kilde: E-Control.

I Tabel 2. Sammenlignelige selskaber er listet de 9 sammenlignelige selskaber som Frontier Economics har vurderet at kunne anvendes til at beregne WACC-parametre, som ikke direkte kan observeres for de østrigske netvirksomheder.

TABEL 2. SAMMENLIGNELIGE SELSKABER

Frontier Economics' liste med sammenlignelige selskaber	
Snam Rete Gas	Italien
Terna	Italien
Vector Limited	New Zealand
Red Electrica	Spanien
Enagas	Spanien
National Grid	England
Boardwalk Pipeline Partners	USA
ITC Holdings	USA
TC Pipelines	USA

BETA

Estimeringen af beta aktiv (Asset Beta) er baseret på de 9 sammenlignelige selskaber. Som følge af den ekstra risiko som er forbundet ved, at selskaberne bruger fremmedfinansiering, er det beta egenkapital (Equity Beta) som bruges i beregningerne. Ved at korrigere for kapitalstrukturen hos de 9 sammenlignelige selskaber estimeres beta aktiv for branchen. Det antages, at beta-relationen kan beskrives ved Hamadas formel:

$$\beta_E = \beta_A \cdot \left(1 + (1 - \tau) \cdot \frac{D}{E} \right)$$

Hvor:

β_E :	er beta egenkapital
β_A :	er beta aktiv
τ :	er selskabsskatten
D :	er andel af selskabet som er fremmedfinansieret
E :	er andel af selskabet som er egenkapitalfinansieret

Selskabernes beta aktiv er målt op imod et internationalt indeks (FTSE All-World Index). De endelige beta aktiv-estimerer er baseret på daglige observationer for perioder på 1, 3 og 5 år. Intervallet for beta aktiv er på 0,30-0,34, hvoraf EC har valgt at anvende en beta aktiv på 0,325.

MARKEDSRISIKOPRÆMIE

Egenkapitalens afkastkrav beregnes ved brug af Capital Asset Pricing Model (CAPM). CAPM-modellen estimerer en markedspræmie, som afspejler den systematiske risiko, der er forbundet ved at drive forsyningsselskab.

Den østrigske regulator tager udgangspunkt i et globalt marked ved fastsættelse af markedsrisikopræmien. Hovedargumentet for at anvende et globalt marked begrundes med, at kapitalmarkederne i stigende grad er globaliseret, hvorfor eventuelle forskelle i historiske markedsrisikopræmier, ifølge Frontier Economics, ikke nødvendigvis afspejler den fremtidige markedsrisikopræmie.

Frontier Economics anvender DMS's⁴ verdensindeks med lang risikofri rente (bonds) for perioden 1900-2008 til at fastsætte et interval for markedsrisikopræmien. Frontier Economics anbefaler et interval for præmien på 3,8-5,0 pct., hvor den nedre og den øvre grænse for intervallet er henholdsvis det geometriske og aritmetiske gennemsnit. EC har valgt at anvende en markedsrisikopræmie på 5 pct.

KAPITALSTRUKTUR

I WACC anvendes en kapitalstruktur med 60 pct. gæld, hvilket EC har vurderet at være på niveau med den gearing som anvendes i branchen. Kapitalstrukturen er også sammenlignelig med niveauet blandt selskaber med A-rating, som EC vurderer som værende det korrekte ratingniveau for østrigske netvirksomheder. EC vurderer desuden, at 60 pct. er på linje med de niveauer som øvrige regulatorer anvender.

GÆLDSRISIKOPRÆMIE

For at måle gældrisikopræmien anvender EC obligationer som er udstedt af sammenlignelige selskaber og et indeks med europæiske obligationer. Alene selskaber med en rating på minimum A er inkluderet i beregningerne, da EC vurderer disse som værende repræsentative for østrigske netvirksomheder.

Til selve beregningen anvendes et 2-års gennemsnit af obligationer med en restløbetid på ca. 10 år. Det vurderes ud fra data og det beregnede spread, at gældsriskopræmien bør være i intervallet 1,36 til 1,55 pct.

OPSAMLING

TABEL 3. OPSUMMERING AF METODER

Parameter/Institution	Metode (2014)
Beta-relation	Hamada: $\beta_E = \beta_A \cdot \left(1 + (1 - \tau) \cdot \frac{D}{G} \right)$
Risikofri rente	
- Varighed	~8 årig
- Obl. Type	Statsobligationer
Markedsrisikopræmie	DMS Globalt indeks, med lange renter (bonds)
Egenkapitalforrentning	CAPM
Gearing (FK/EK)	Fast: 60/40
Gældsbeta	0
Illikviditetspræmie	0
Skat	25 pct.
Gældsriskopræmie	Spread mellem den risikofrie rente og et indeks af A-rated selskaber.

⁴ DMS = Dimson, E., Marsh, P. og Staunton, M.

WACC- ekspertgruppen

Bilag 10f - Rate of Return i Tyskland

RESUMÉ

Den tyske elregulering varetages af Bundesnetzagentur (BNetzA). I 2015 bestod den tyske elsektor af ca. 900 netvirksomheder. BNetzA anvender en Rate of Return model (RoR) til at udmelde egenkapitalens forrentningssats, som er sat til 9,05 pct. nominelt før skat. Satsen er gældende for alle netvirksomheder. Beta er baseret på sammenlignelige selskaber med et globalt markedsindeks som reference. Den risikofrie rente er baseret på 10-årige statsobligationer, imens markedsrisikopræmien er baseret på historisk data fra Dimson et al. (2011) for et globalt markedsindeks.

METODE

Sekretariatet for WACC-ekspertgruppen har af Bundesnetzagentur (BNetzA) modtaget dokumenter om den tyske regulering af elmarkedet. BNetzA har tilsendt materialet, som er fra 2011. Materialet består af en konsulentrapport¹, et udkast til afgørelse og en endelig afgørelse. Den endelige afgørelse indeholder beskrivelser af beregningerne til fastsættelse af parameterværdier til en Rate of Return-model (ROR). Udvalget har haft løbende kontakt BNetzA for at sikre korrekt forståelse og fortolkning af ROR-modellen, da denne model ikke er fuldt ud forenelig med WACC-metoden.

REGULATORISKE RAMME

Den nuværende regulatoriske periode for netvirksomhederne er på 5 år, og går fra den 1. januar 2014 til den 31. december 2018. Den tyske elsektor bestod i 2015 af i alt 882 netvirksomheder². BNetzA beregner en gang årligt den tilladte forrentning for hver enkel netvirksomhed.

Juridiske klagesager kan komme igennem to instanser. Den første er "Oberlandesgericht", hvor der klages via en regional domstol, som er at finde i hvert distrikt. Sidste instans er "Bundesregichtshof" som kan stadfæste en endelig afgørelse.

RATE OF RETURN MODEL

BNetzA benytter ikke en WACC til at fastsætte den tilladte forrentning af netvirksomhederne. Den tilladte forrentning for tyske netvirksomheder er baseret på en rate of return model (ROR-model). Tyske netvirksomheder har således mulighed for at opkræve den fulde omkostning til fremmedkapitalen. Den faktiske egenkapital forrentes med en nominal rente før skat på 9,05 pct. For den del af egenkapitalen som overstiger 40 pct., har tyske netvirksomheder, per lovning, kun mulighed for at få en forrentning på 4 pct.

¹ Frontier Economics (2011). Wissenschaftliches Gutachten zur Ermittlung des Zuschlages zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse im Bereich Gas – Gutachten im Auftrag der bundesnetzagentur.

² Kilde: BNetzA

TABEL 1. PARAMETRE I TYSKLANDS RATE OF RETURN MODEL

Rate of Return for tyske netvirksomheder	
Risikofri referencerente	3,80 pct.
Beta aktiv	0,37
Markedsrisikopræmie	4,55 pct.
Kapitalstruktur (gearing)	60 pct.
Selskabsskat	22,41 pct.
Nom. ROR på egenkap. (efter skat)	7,39 pct
Nom. ROR på egenkap. (før skat)	9,05 pct

RISIKOFRI REFERENCERENTE

Den risikofrie referencerente er baseret på data fra tyske udstedere af værdipapirer – ”Emittenten”. Emittenten har adskillige stats-, virksomheds- og realkreditobligationer som underliggende aktiv. Løbetiden på disse obligationer spænder fra under 1 år til over 55 år. Den risikofrie referencerente beregnes endeligt som et 10-årigt gennemsnit af de årlige observationer for Emittenten.

SAMMENLIGNELIGE SELSKABER

De tyske netvirksomheder er ikke børsnoterede, hvorfor sammenlignelige børsnoterede selskaber anvendes til at estimere beta og den optimale kapitalstruktur for de tyske netvirksomheder. Frontier Economics sammenligner kun selskaber som har været børsnoterede i perioden 2006-2010, hvor hovedaktiviteten er indenfor enten transmission eller distribution af el eller gas, og hvor selskabets aktie har været tilstrækkelig likvid. Likviditet defineres af Frontier som en aktie, hvor det relative bid-ask³ spread ikke overstiger 1 pct.

Gruppen af sammenlignelige selskaber består 9 børsselskaber: Tre fra USA, fem europæiske selskaber - Italien (2), Spanien (2) og England -, imens det sidste selskab er fra New Zealand.

TABEL 2. SAMMENLIGNELIGE SELSKABER

Frontier Economics' liste med sammenlignelige selskaber	
Snam Rete Gas	Italien
Terna	Italien
Vector Limited	New Zealand
Red Electrica	Spanien
Enagas	Spanien
National Grid	England
Boardwalk Pipeline Partners	USA
ITC Holdings	USA
TC Pipelines	USA

³ Forskel mellem den pris som aktien udbydes til og den pris som aktien efterspørges til. Ved stort spread anses aktien som illikvid, da der er stor forskel mellem køber og sælgers værdiansættelse af papiret, hvorfor aktien ikke bliver handlet.

BETA

Estimeringen af beta aktiv (Asset Beta) er baseret på de 9 sammenlignelige selskaber. Ved at korrigere for kapitalstrukturen hos de 9 sammenlignelige selskaber estimeres beta egenkapital for branchen. Det antages, at beta-relationen kan beskrives ved Hamadas formel⁴:

$$\beta_E = \beta_A \cdot \left(1 + (1 - \tau) \cdot \frac{D}{E}\right)$$

Hvor:

β_E :	er beta egenkapital
β_A :	er beta aktiv
τ :	er selskabsskatten
D :	er andel af selskabet som er fremmedfinansieret
E :	er andel af selskabet som er egenkapitalfinansieret

Den endelige beregning af betaværdien er baseret på daglige observationer. Frontier har beregnet et 1-årig, 3-årig og 5-årig gennemsnit for betaværdien, og vurderer at beta aktivværdien skal være i intervallet [0,30 ; 0,35].

MARKEDSRISIKOPRÆMIE

BNetzA bruger historiske data til at fastlægge markedsrisikopræmien og anvender CAPM til at beregne egenkapitalens forrentningssats. Frontier Economics har beregnet markedsrisikopræmien som middelværdien af et geometrisk og et aritmetisk gennemsnit af DMS's verdensportefølje, hvor den lange rente (bonds) blev anvendt som den risikofrie referencerente. Ifølge Frontier Economics består verdensporteføljen af 19 lande. På baggrund af DMS's verdensportefølje vurderer Frontier, at den tyske markedsrisikopræmie vurderes at ligge i intervallet [3,8 ; 5,00] pct.

SELSKABSSKAT

For at korrigere for det tyske skattesystem, beregnes en selskabsskat for WACC-beregningerne, der beregnes som et gennemsnit af to satser som angivet nedenfor:

$$1,224 = \frac{1 - 0,1365}{1 - 0,1365 - 0,29475}$$

Ovenstående beregninger betyder, at skattesatsen for tyske netvirksomheder sættes til 22,4 pct. i estimeringen af forrentningssatsen. Den nominelle forrentningssats på egenkapitalen for skat beregnes således som følgende:

$$RoR(EK) = 7,39 \cdot (1 + 0,224) = 9,05 \text{ pct.}$$

KAPITALSTRUKTUR

I beregningerne af de tyske netvirksomheders tilladte forrentning anvendes selskabernes faktiske kapitalstruktur. BNetzAs ROR-model har dog et loft for egenkapitalandelen. Loftet for egenkapitalandelen er 40 pct. Såfremt netvirksomhederne overstiger dette loft vil forrentningssats reduceres, for den del som overstiger 40 pct. BNetzA har fastlagt denne grænse i forhold den forrentning som årligt genberegnes for tyske netvirksomheder. BNetzA lader dog netvirksomhederne selv beslutte, hvilken kapitalstruktur som er optimal.

EGENKAPITALFORRENTNING

Som nævnt bliver tyske netvirksomheder, ikke tilladt samme forrentningssats på hele egenkapitalen hvis egenkapitalandel overstiger 40 pct. Baseret på CAPM-modellen fastsættes egenkapitalens tilladte forrentning på baggrund af den risikofrie referencerente samt markedsrisikopræmien. Den del af egenkapitalandelen som

⁴ Frontier Economics (2011). Wissenschaftliches Gutachten zur Ermittlung des Zuschlages zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse im Bereich Gas – Gutachten im Auftrag der bundesnetzagentur.

overstiger 40 pct. vil tyske netvirksomheder, per lovgivning, kun have krav på en forrentning på 4 pct. Dette uafhængigt af niveauerne for den risikofrie referencerente og markedsrisikopræmien.

FREMMEDEKAPITALFORRENTNING

De tyske netvirksomheder har mulighed for at opkræve en forrentning af fremmedkapitalen svarende til den faktiske omkostning ved at optage fremmedfinansiering. Det beregnes således ikke en gældsrisikopræmie for de tyske netvirksomheder.

OPSAMLING

TABEL 3. METODER FOR FASTSÆTTELSE AF WACC-PARAMETRE

Parameter/Institution	Metode (2014)
Beta-relation	Hamada: $\beta_E = \beta_A \cdot \left(1 + (1 - \tau) \cdot \frac{D}{E} \right)$
Risikofri rente	
- Løbetid	10 årig
- Obligationstype	Statsobligationer
- Observationer	Månedlige
- Beregningsperiode	10 år
Markedsrisikopræmie	DMS
Egenkapitalforrentning	CAPM
Gearing (FK/EK)	Faktiske gearing, dog med øvre grænse for EK på 40 pct. (60/40)
Gældsbeta	0
Illikviditetspræmie	Nej
Skat	22,4 pct.
Gældsrisikopræmie	Præmien baseres 100 pct. på embedded debt.

WACC- ekspertgruppen

BILAG 11 - DANSKE MYNDIGHEDERS BRUG AF WACC

Forrentning baseret på WACC anvendes ikke i særlig stort omfang af de danske myndigheder. På Energiområdet indgår fastsættelse af forrentning i reguleringen af fjernvarmeområdet og naturgasdistribution. Begge disse områder reguleres af Energitilsynet. På teleområdet indgår forrentning beregnet ved WACC i LRAIC-modellen, der anvendes af Erhvervsstyrelsen til reguleringen af TDCs fastnet¹ og teleudbydernes mobilnet. Anvendelsen af WACC på teleområdet er nærmere beskrevet i de efterfølgende afsnit.

SKATs notat om Transfer Pricing; kontrollerede transaktioner; værdiansættelse² indeholder en række anbefalinger om elementer i beregning af en WACC til brug i Discounted Cash Flow modellen (DCF). DCF-modellen anvendes til værdiansættelse af virksomheder, ved at diskontere virksomhedens forventede fremtidige betalingsstrømme med det beregnede afkastkrav (WACC). Anvendelsen af WACC i SKATs notat adskiller sig dermed fra den måde WACC anvendes på Energi- og teleområdet, idet SKATs WACC-anbefalinger vedrører WACC til diskontering af alle fremtidige betalinger, hvorimod WACC på Energi- og teleområdet anvendes til fastsættelse af forrentning for en kort fremtidig periode - typisk 1-4 år. SKATs anbefalinger er grundet manglende sammenlignelighed ikke nærmere beskrevet i nærværende notat.

PWC har for Trafikstyrelsen, der regulerer Københavns Lufthavne, beregnet en WACC til fastlæggelse af afkastkrav for Københavns Lufthavne for den reguleringsperiode, der påbegyndtes i 2015. Adspurgte til anvendelsen af WACC har Trafikstyrelsen oplyst, at den beregnede WACC ikke direkte anvendes til fastsættelse af takster, men derimod kun vil komme til anvendelse i en "fallback-situation", hvor Københavns Lufthavne ikke kan blive enig med luftfartsselskaberne om takstudviklingen og andre vilkår i en given reguleringsperiode. På baggrund af forskellen i anvendelse og det forhold at rapporten ifølge Trafikstyrelsen indeholder følsomme oplysninger og derfor er strengt fortrolig, beskrives den beregnede WACC for Københavns Lufthavne ikke i nærværende notat.

¹ Erhvervsstyrelsens afgørelse vedrørende TDC fastnet for 2015 findes her:
https://erhvervsstyrelsen.dk/sites/default/files/media/endelig_lraic-afgoerelse.pdf.

² SKATs anbefalinger kan læses her:
<http://www.skat.dk/skat.aspx?oId=1813084&vId=208529>

ERHVERVSSTYRELSEN – WACC FOR TDC FASTNET OG MOBIL

BAGGRUND

Regulering af TDC fastnet

Erhvervsstyrelsen træffer årligt afgørelse om maksimalpriser på en række af TDC fastnets samtrafikprodukter inden for kobber-, fiber- og kabel tv-net. Erhvervsstyrelsen benytter en såkaldt LRAIC-model (Long Run Average Incremental Cost) i deres afgørelser vedrørende TDC fastnet.

LRAIC-prisfastsættelsesmetoden tager udgangspunkt i hvad de fremadrettede omkostninger burde være i et optimalt drevet net og selskab - baseret på en moderne, effektiv teknologi. LRAIC-metoden tilsigter dermed både, at den pågældende udbyder får dækning for de relevante omkostninger, såfremt selskabet drives effektivt, og at der ikke betales en merpris på grund af ineffektivitet og forældet teknologi.

Erhvervsstyrelsen fastsætter som led i reguleringen efter LRAIC-modellen på fastnetområdet en rimelig forrentning af TDC's investerede kapital ved at beregne TDC fastnets WACC. Forrentningssatsen justeres herefter for den konkrete risiko i hhv. kobbernet, fibernet og kabel-tv net, ved tillæg af en risikopræmie. Konkret har Erhvervsstyrelsen kun anvendt en risikopræmie til den beregnede WACC for fibernet i "resten af landet" – dvs. områder, hvor TDC ikke har overtaget fibernet fra DONG.

Erhvervsstyrelsen har frem til 2014 årligt fastsat en separat WACC til brug for omkostningsdokumentation af priser fastsat efter historiske omkostningers metode, og til fastsættelse af maksimale netadgangspriser efter LRAIC-metoden, men anvender fremadrettet samme WACC for de to områder.

Regulering af mobilnet

Erhvervsstyrelsen fastsætter ligesom på fastnet maksimale priser for terminering af taleopkald, SMS samt samtrafikprodukter i en række teleselskabers mobilnet, herunder også TDC ved en LRAIC mobilmodel³.

LRAIC mobilmodellen bruges til at beregne omkostningerne forbundet med terminering af tale og SMS i mobilnettet. Erhvervsstyrelsen træffer desuden årligt afgørelser om fastsættelse af maksimalpriser på baggrund af LRAIC mobilmodellen eller tilpasninger heraf:

- "Pure LRIC", som er en justeret LRAIC-model uden bidrag til dækning af fællesomkostninger, anvendes til fastsættelse af mobiltermineringsprisen.
- SMS termineringspriser beregnes ved en såkaldt LRAIC+ model, der indeholder bidrag til fællesomkostninger.
- Endelig anvendes principperne fra LRAIC-fastnetmodellen til fastlæggelse af maksimale priser for samtrafikprodukter i mobilnettet.

Ifølge Erhvervsstyrelsen er sigtet med en LRAIC-prisregulering dobbelt: For det første at etablere en samtrafikpris, der, i modsætning til hvis prisen var baseret på de historiske omkostninger, "simulerer"

³ Se nærmere om regulering af mobilnet på Erhvervsstyrelsens hjemmeside:
<https://erhvervsstyrelsen.dk/lraic-mobil>

eller svarer til de omkostninger, der ville være ved som ny udbyder at etablere eget net, forudsat at denne har en vis volumen af trafik til at bære denne grundinvestering.

For det andet sigter LRAIC-prisreguleringen på at sikre nye markedsaktører en rimelig konkurrencemargin, når de går ind på forskellige delmarkeder, uanset at dette kan være belastende for udbyderen, som er pålagt priskontrollen.

I fastlæggelsen af maksimale priser efter LRAIC-mobilmodellen eller variationer heraf (LRIC, LRAIC+) indgår en forrentning baseret på WACC. Erhvervsstyrelsens beregnede WACC for udbydere af mobilnet er den samme for alle udbydere, hvorfor nærværende notat kun indeholder en gennemgang af TDCs WACC for mobilnet.

Det bemærkes, at reguleringsperioden for både fastnet og mobilnettene er 1 årige. Det kan endvidere bemærkes, at Erhvervsstyrelsen har oplyst, at hverken fastsættelsen af WACC for fastnet eller mobilområdet har været pålagt af teleselskaberne der er omfattet af reguleringen.

WACC-PARAMETRE OG METODE

I det følgende gennemgås Erhvervsstyrelsens parametervalg og beregningsmetode ved fastsættelse af WACC for TDC på henholdsvis fastnet og mobilnet for 2015. Reguleringen af fastnet omfatter kun TDC fastnet, mens reguleringen af mobilnet også omfatter andre mobiludbydere⁴. Metode, parametre og resultater er imidlertid de samme for TDC mobil som for andre udbydere af mobilnetydelser. Derfor baseres beskrivelsen af WACC på mobilnetområdet på afgørelsen vedrørende TDC mobil WACC.

Erhvervsstyrelsen beregner gennemsnitlige vægtede kapitalomkostninger på fastnetområdet såvel som på mobilnetområdet ved følgende WACC-model:

$$WACC = \frac{E}{D + E} \times r_E + \frac{D}{D + E} \times r_D(1 - \tau)$$

Hvor:

E :	er graden af egenkapital
D :	er graden af fremmedkapital
r_E :	er egenkapitalomkostningen
r_D :	er fremmedkapitalomkostningen
τ :	er selskabsskattesatsen

Erhvervsstyrelsen anvender Capital Asset Pricing Modellen (CAPM) til at fastsætte forrentningen af egenkapitalen. Forrentningen af fremmedkapitalen fastsættes ved den risikofri rente plus en gældsrisikopræmie.

Tabel 1 nedenfor viser de anvendte parameterværdier:

⁴ Erhvervsstyrelsen traf i 2014 også afgørelse vedrørende følgende udbydere mobilnet: Telia, Telenor, Hi3G, Lyca Mobile og Mundio Mobile, jf. <https://erhvervsstyrelsen.dk/afgoerelser-2014-0>.

TABEL 1. OVERSIGT OVER PARAMETRE

Parameter	Fastnet 2015	Mobil 2015
Risikofri referencerente	2,08 pct.	2,07 pct.
Beta aktiver	0,5	0,5
Markedsrisikopræmie	3,85 pct.	3,85 pct.
Gældsandel	40 pct.	0 pct.
Gældsrisikopræmie	1,5 pct.	0
Selskabsskat	23,5 pct.	23,5 pct.
Forbrugerprisindeks (FPI)	n/a	1,8 pct.

Kilde: Erhvervsstyrelsens afgørelse af 4. december 2014 vedrørende fastsættelse af maksimale netadgangspriser efter LRAIC-metoden for 2015 – fastnet og afgørelse af 5. december 2014 om den maksimale pris for terminering af taleopkald, SMS og samtrafikpunkter i TDCs mobilnet i 2015.

FORRENTNING AF EGENKAPITAL

Forrentningen af egenkapitalen beregnes ved CAPM, efter formlen:

$$r_E = r_f + (r_M - r_f) \times \beta_E$$

Hvor:

- r_f : er den risikofrie rente
- $r_M - r_f$: er markedsrisikopræmien
- β_E : er beta egenkapital
- β_A er beta aktiver

Følgende beta-relation anvendes til beregning af det gearede beta:

$$\beta_E = \beta_A \times \left(1 + (1 - \tau) \times \frac{D}{E}\right) \text{ (Hamadas relation)}$$

Kapitalstruktur

<u>Fastnet</u>	<u>Mobil</u>
Erhvervsstyrelsen anvender en gældsandel på 40 pct. og en egenkapitalandel på 60 pct. på fastnet. Erhvervsstyrelsen har tidligere anvendt flere forskellige gearinger, og efterfølgende beregnet et gennemsnit af de resulterende WACC-satser, men da gearingen ifølge Erhvervsstyrelsen har haft begrænset betydning for den endelige fastsættelse af WACC'en benyttes fremadrettet kun én gearing. Kapitalstrukturen på 40 pct. gæld 60 pct. egenkapital er baseret på et benchmark fra 9 andre Europæiske lande. 5 af disse lande har anvendt 40 pct. egenkapital og i gennemsnit har landene anvendt en gældsandel på 42 pct.	Erhvervsstyrelsen anvender en gældsandel på 0 pct. og dermed en egenkapitalandel på 100 pct for mobilnet. Dette begrundes med at tilsvarende antagelse er anvendt i tidligere afgørelser.

Risikofri rente

<u>Fastnet</u>	<u>Mobil</u>
Erhvervsstyrelsen benytter en risikofri rentesats på 2,08 pct. for fastnet, beregnet som et gennemsnit af dagsobservationer over de seneste fem år for danske statsobligationer med en løbetid på omkring 10 år. Estimationsperioden er forlænget fra tidligere 2 år til 5 år for at sikre en mere stabil udvikling i rentesatsen.	For mobilnet anvendes en risikofri rente på 2,07 pct. beregnet ud fra de samme obligationer som for fastnet. Forskellen på 0,01 pct. skyldes en forskydning på et par dage i de anvendte beregningsperioder.

Markedsrisikopræmie

<u>Fastnet</u>	<u>Mobil</u>
Erhvervsstyrelsen anvender en markedsrisikopræmie på 3,85 pct. I 2012 vurderede Erhvervsstyrelsen på baggrund af flere analyser/artikler af den danske markedsrisikopræmie samt et benchmark blandt BEREC-lande (sammenslutning af europæiske tilsynsmyndigheder inden for elektronisk kommunikation) at markedsrisikopræmien skulle fastholdes på 3,85 pct. Erhvervsstyrelsen noterer sig, at nylige artikler/analyser viser en tendens til stigende markedsrisikopræmier, men at 'benchmarket' blandt andre lande (her må menes BEREC-lande), viser en tendens til faldende markedsrisikopræmier. Erhvervsstyrelsen fandt på denne baggrund ikke anledning til at ændre markedsrisikopræmien i afgørelsen for 2015 fra de hidtil anvendte 3,85 pct.	Erhvervsstyrelsen fastholder markedsrisikopræmien på 3,85 pct.

Beta aktiver

<u>Fastnet</u>	<u>Mobil</u>
Erhvervsstyrelsen anvender et beta aktiver på 0,5 for TDCs fastnet. TDCs beta målt i forhold til MSCI World indekset har hele i perioden 2005-2013 ligget et godt stykke under 0,5. Et benchmark blandt 9 europæiske lande viser dog et gennemsnitligt beta aktiver på 0,73 (median 0,71). Da ovennævnte forhold peger i hver sin retning i forhold til det hidtil anvendte beta på 0,5 fastholdes dette.	For mobilnet fastholdes ligeledes et beta aktiver på 0,5. Erhvervsstyrelsen underbygger vurderingen med konkrete beregninger for fem virksomheder, der primært forestår mobilaktiviteter. Virksomhederne har værdier af beta aktiver på mellem 0,31 og 0,57, beregnet i forhold til MSCI World indekset med 5 års daglige observationer.

Skattesats

Erhvervsstyrelsen anvender den gældende selskabsskattesats i 2015 på 23,5 pct. i beregningen af WACC for både fastnet og mobilnet.

FORRENTNING AF FREMMEDKAPITAL

Erhvervsstyrelsen beregner forrentningen af fremmedkapitalen ud fra den risikofri rente plus en gældsrisikopræmie:

$$r_D = r_f + DRP$$

Hvor DRP er gældsrisikopræmien

Hvor den risikofri rente er den samme som anvendes ved beregning af forrentningen af egenkapitalen.

Gældsrisikopræmie

<u>Fastnet</u>	<u>Mobil</u>
Erhvervsstyrelsen har fastsat gældsrisikopræmien til 1,5 pct. Valget begrundes med, at det følger niveauet fra tidligere anvendte risikopræmier for TDC (der blev tidligere anvendte flere risikopræmier som en konsekvens af at Erhvervsstyrelsen anvendte tre forskellige gearingsantagelser) samt et benchmark fra 9 EU-lande.	WACC'en for mobilnet beregnes med en antagelse om en kapitalstruktur med 100 pct. egenkapital. Derfor er gældsrisikopræmien fastlagt til 0.

SAMLET WACC FOR HENHOLDSVIS FASTNET OG MOBILNET

Erhvervsstyrelsen omregner egenkapitalens forrentning til en før-skat forrentning ved følgende formel:

$$\text{Egenkapitalforrentning før skat} = \frac{\text{Egenkapitalforrentning efter skat}}{1 - \tau}$$

WACC'en for *mobilnet* beregnes som en real forrentningssats. Den nominelle WACC omregnes derfor efter følgende formel:

$$\text{Real før skat WACC} = \frac{(1 + \text{Nominel før skat WACC})}{(1 + FPI)} - 1$$

Hvor FPI er den forventede gennemsnitlige årlige vækst i forbrugerindekset i de næste 10 år. Inflationsniveauet forventes efter 2015 at være på 1,8 pct., i overensstemmelse med Den Europæiske Centralbanks langsigtede inflationsmålsætning. Derfor anvender Erhvervsstyrelsen denne inflationsforventning på 1,8 pct.

For *fastnet* har Erhvervsstyrelsen oplyst WACC'en i nominelle termer.

Tabel 2 nedenfor viser de af Erhvervsstyrelsen beregnede samlede forrentningssatser for henholdsvis fastnet- og mobilnetområdet.

TABEL 2. FORRENTNINGSSATSER PÅ TELEOMRÅDET FOR FASTNET OG MOBILNET

	Forrentning, fastnet	Forrentning, mobil
Egenkapitalens forrentning før skat	6,52 pct.	5,22 pct.
Fremmedkapitalens forrentning	3,58 pct.	n/a
Nominel WACC før skat	5,34 pct.	5,22 pct.
Inflation	n/a	1,8 pct.
Real WACC før skat	n/a	3,36 pct.

Kilde: Erhvervsstyrelsens afgørelse af 4. december 2014 vedrørende fastsættelse af maksimale netadgangspriser efter LRAIC-metoden for 2015 – fastnet og afgørelse af 5. december 2014 om den maksimale pris for terminering af taleopkald, SMS og samtrafikpunkter i TDCs mobilnet i 2015.

Bilag 12 - Notat om SFG Consultings rapport (Dec. 2015)

Bemærk: Nærværende notat er redigeret for, at inkludere ekspertgruppens anbefaling om at benytte en 10-årig gældsrisikopræmie frem for en 5-årig gældsrisikopræmie, som blev anvendt i tidligere rapportudkast. Argumentationen i SFG Consultings rapport er derfor skrevet ud fra en kontekst, hvor der blev brugt en 5-årig gældsrisikopræmie.

Indledning

SFG Consulting ved Dr. Jason Hall og Professor Stephen Gray har den 22. december 2015 udarbejdet notatet *"Estimating the risk free rate for setting allowed returns"* for Dansk Energi vedrørende den risikofrie rente i forbindelse med fastsættelse af en WACC for elnetvirksomheder.

Rapportens omhandler, hvorvidt løbetiden på den risikofrie rente i WACC'en skal matche reguleringsperioden (periode matching) eller investeringernes levetid (investeringshorisonten). Argumenterne og ræsonnementerne i rapporten er i vid udstrækning de samme, som SFG Consulting og Dr. Jason Halls har fremført i tidligere konsulentrapporter for eksempelvis Aurizon i 2013¹, DBP NGP Pty Ltd i 2014², ATCO Gas Australia i 2014³ mfl. og i Halls kommentarer til Lally (2007)⁴.

I relation til ekspertgruppens anbefalinger til en WACC for danske netvirksomheder uddyber SFG Consultings rapport for Dansk Energi de pointer vedrørende løbetiden på den risikofrie rente, som Dansk Energi også fremførte i deres bemærkninger til materialet til 3. møde i WACC-ekspertgruppen af 10. november 2015 og bilagene hertil. De centrale argumenter, kritikpunkter og konklusioner i rapporten har derfor allerede været fremført i kortere format i Dansk Energis egne indlæg.

SFG Consultings konklusioner

Hall og Gray fremkommer på side 17-18 med tre hovedkonklusioner i deres rapport: *"Estimating the risk free rate for setting allowed returns"*. Disse hovedkonklusioner er gengivet nedenfor og danner grundlag for strukturen i nærværende notat, hvor hovedkonklusionerne kommenteres og vurderes konklusion for konklusion i de efterfølgende afsnit.

a) Renterisiko er blot én af de risici virksomheder står overfor, og som investorer vil have kompensation for.

Princippet om at løbetiden på den statsobligation, der anvendes til estimering af den risikofrie rente skal matche reguleringsperioden (kaldet *periode matching*) er kun korrekt under en række strenge antagelser om, hvordan investor værdiansætter aktiver, og disse antagelser ikke er opfyldt.

¹ "Response to the QCA approach to setting the risk-free rate", SFG Consulting (2013).

² SFG Consulting: "The term of the allowed return", 23. december 2014.

³ SFG Consulting: "The required return on equity: Response to ATCO Gas Australia Draft Decision" by Stephen Gray, 27. november 2014.

⁴ "Comment on Regulation and the Term of the Risk Free Rate: Implications of Corporate Debt", Jason Hall (2007), der kommenterede på Martin Lallys artikel "Regulation and the Term of the Risk Free Rate: Implications of Corporate Debt" (2007).

- b) **Langsigtet finansiering er optimal og minimerer kapitalomkostningerne. Kortsigtet finansiering forøger egenkapitalomkostningerne som følge af højere refinansieringsrisiko.**

Det er optimalt for netvirksomheder at finansiere sig med langfristet gæld, idet det minimerer virksomhedernes kapitalomkostninger. SFG Consulting mener, at periode matching tvinger netvirksomhederne til at finansiere sig med kortfristet gæld, hvilket vil øge investors afkastkrav, og at netvirksomhederne ikke kompenseres herfor ved periode matching.

- c) **Periode matching er inkonsistent med regulering, der skal imitere priserne og afkastet på konkurrenceudsatte markeder.**

Formålet med at regulere et marked er at imitere de priser, der ville være gældende på et konkurrencemarked og dermed tillade virksomhederne et normalt risikojusteret afkast. Resultatet af periode matching er imidlertid – givet en stigende rentekurve – at priserne i et område kan reduceres ved at regulere priserne oftere. Denne sammenhæng findes ikke på noget konkurrencemarked, og det naturstridige resultat tyder på, at der er mangler i begrundelsen for at anvende periode matching. I begrundelsen mangler overvejelser om alle andre typer risici end renterisiko og allokeringen af risiko til egenkapitalejere.

SFG Consulting konkluderer, at periode matching vil medføre en underkompensation af de regulerede virksomheder og dermed ikke giver netvirksomhederne et rimeligt risikojusteret afkast.

SFG Consultings rapport indeholder ikke en anbefaling til hvilken konkret løbetid, der efter deres vurdering bør anvendes til estimering af den risikofrie rente i den danske regulering af netvirksomhederne. I punkt 46 anfører SFG Consulting, at investorer, som værdiansætter store kapitalintensive virksomheder, vil anvende en statsobligation med lang løbetid som risikofri rente. Det begrundes med, at der er risiko ved investeringernes fremtidige cash flows over en lang fremtidig periode.

Rapporten forholder sig endvidere ikke til den konkrete fremtidige regulering af danske netvirksomheder. SFG Consulting har eksempelvis ikke forholdt sig til, hvordan forrentningsgrundlaget fastsættes i den fremtidige regulering. I punkt 70 argumenterer SFG Consulting for, at det vil minimere netvirksomhedernes finansieringsomkostninger at anvende langsigtet finansiering.

Bemærkninger til rapporten

SFG Consultings indledende eksempel

Rapporten fra SFG Consulting indledes med et afsnit⁵, hvori der gennemgås et eksempel på, hvordan regulering påvirker det afkast, som en virksomhed må/kan indregne i priserne overfor forbrugerne.

Eksemplet tager udgangspunkt i et marked med to virksomheder, der er udsat for konkurrence. Virksomhederne har et afkast på 9 pct., hvilket senere anvendes som benchmark for, hvad en konkurrenceudsat virksomhed ville tjene. Som følge af en ikke nærmere præciseret katastrofe går den ene virksomhed til grunde og efterlader den anden virksomhed som et monopol. Myndighederne reagerer på monopolsituationen ved at indføre en regulering af den tilbageværende virksomhed.

⁵ Afsnit 2 om normale afkast i konkurrencemarkeder, og hvad der sker når man regulerer markedet.

SFG Consulting bruger herefter eksemplet til at argumentere for, at virksomhedernes afkast under konkurrence på 9 pct. bestående af en 10-årig risikofri rente på 5 pct. og en risikopræmie på 4 pct. ikke kan falde til et afkast på 8 pct. alene ved at indføre regulering, hvor priserne reguleres årligt efter den 1-årige risikofri rente, der antages at være på 4 pct., og med tillæg af en risikopræmie på 4 pct. giver en WACC på 8 pct.

Grundlæggende bygger eksemplet på den samme argumentation og de samme forudsætninger som resten af notatet – at reguleringen ikke påvirker risikoen på markedet. Derfor skal reguleringen give et afkast svarende til det, der ville være på et konkurrencemarked. Disse argumenter vil blive behandlet nedenfor i de efterfølgende afsnit.

a) Renterisiko er blot én af de risici virksomheder står overfor, og som investorer vil have kompensation for.

Princippet om, at løbetiden på den statsobligation, der anvendes til estimering af den risikofrie rente, skal matche reguleringsperioden (kaldet periode matching), er kun korrekt under en række strenge antagelser om, hvordan investor værdiansætter aktiver, og disse antagelser ikke er opfyldt.

Ekspertgruppens vurdering

SFG Consulting argumenterer for, at periode matching kun er korrekt under antagelse af, at i) der ikke er usikkerhed om hovedstolen (værdien af netvirksomhedernes regulatoriske aktivbase), ii) ikke er estimationsfejl vedrørende risikopræmier og iii) ikke er estimationsfejl vedrørende driftsomkostninger, kapitalomkostninger og afskrivninger. SFG Consulting mener desuden, at hvis netvirksomhedernes risiko skal være analog til en 'floating rate' obligation, må det antages, at alle andre risici (end renterisiko) ved virksomhedens betalingsstrømme er usystematiske eller allerede afspejlet i beta: (SFG Consulting, 2015, side 17).

"The theoretical basis for term matching is consideration of a risk free security which has payoffs which flow directly from interest rate movements. There is no principal uncertainty, no estimation error in risk premiums, and no estimation error in operating costs, capital expenditure and depreciation. The implication of the risk free security analysis is that the risk exposure is analogous to a floating rate note. Then, when it turns to all of the other risks affecting cash flows – uncertainty over the allowed asset base, uncertainty over the allowed risk premium, and uncertainty over allowed operating costs, capital expenditure and depreciation – there is an assumption that these risks are either non-systematic or are already accounted for in beta."

Det bemærkes at 'periode matching' i den New Zealandske og Australske debat kaldes 'term matching'. Queensland Competition Authority (QCA) har forholdt sig til lignende argumenter og analyser fra blandt andre SFG Consulting ved Jason Hall i en 'Final Decision' fra august 2014. Den endelige beslutning vedrørte kapitalomkostninger i virksomheder reguleret af QCA. QCA har senere truffet afgørelse på baggrund af den endelige beslutning⁶. Konkret forholder QCA sig i rapporten til et

⁶ Queensland Competition Authority (2015): "Final Decision - Gladstone Area Water Board Price Monitoring 2015-2020", May 2015.

argument svarende til i) ovenfor, om at der er usikkerhed om netvirksomhedernes regulatoriske aktivbases (RAB) værdi ved overgangen til en ny reguleringsperiode. Hertil skriver QCA følgende: (QCA Final decision, 2014 side 47)⁷

“The QCA does not consider that the presence of perceived systematic or non-systematic risk applying to recovery of the RAB should suggest the term chosen for measuring the risk-free rate.

Investors might perceive that recovery of the RAB could entail some residual regulatory risk. However, to the extent such risk is systematic, it will be compensated through an appropriate estimate of the regulated firm's asset beta. The QCA's view is that providing a firm with a longer term risk-free rate as some kind of compensation for this perceived risk would be double-counting. If such risks are nonsystematic, they must relate to the expectation of a loss from uncompensated risks implicit in the regulatory contract. Such risks can be dealt with through other mechanisms.”

QCA konkluderer, at en eventuel usikkerhed om værdien af den regulatoriske aktivbase ved overgangen til en ny reguleringsperiode ikke kan kompenseres gennem at anvende en længere risikofri rente end reguleringsperiodens længde. Eventuel systematisk risiko ved aktivbasen værdi skal derimod kompenseres gennem beta. Et eventuelt forventet tab grundet andre regulatoriske forhold bør kompenseres gennem andre mekanismer.

I relation til øvrig risiko, som nævnt i punkt ii) og iii) ovenfor, argumenterer QCA desuden for, at regulerede virksomheder skal kompenseres for øvrig risiko så som 'operational risiko' og 'efterspørgselsrisiko' gennem risikotillæg, og ikke gennem en længere løbetid for den risikofrie rente: (QCA Final decision, 2014 side 42)

“Aligning the term of the bond with the term of the regulatory period is based on published research by Schmalensee (1989) and Lally (2004b, 2007a) and demonstrates that 'term-matching' is required to satisfy the NPV = 0 Principle. An important aspect of this research is that the presence of a range of risks, such as demand risk and operating cost risk, should be dealt with through a risk allowance, not by lengthening the term of the risk-free rate.”

Det bemærkes hertil, at NPV=0 refererer til "The Present Value Principle"⁸. Dette princip søges, jf. kommissoriet, også opfyldt ved fastsættelsen af en WACC for danske netvirksomheder. Kommissoriet angiver, at WACC'en skal fastsættes, så netvirksomhederne får et rimeligt risikojusteret afkast ved at drive netvirksomhed. Afkastet må desuden ikke give anledning til over – eller underinvestering. Princippet søges dermed opfyldt for virksomhedens samlede afkast ved at drive virksomhed. I regulatorisk sammenhæng betyder det, at virksomhederne skal have et rimeligt risikojusteret afkast af den samlede regulatoriske aktivbase.

⁸ The Present Value principle states that the present value of a regulated firm's revenue stream should match the present value of its expenditure stream plus or minus any efficiency incentive rewards or penalties. (Kilde: "The present value principle: risk, inflation, and interpretation", Martin Lally, 2013).

Professor Martin Lally (2015) har i en konsulentrapport for QCA forholdt sig til SFG Consultings argumenter om, at 'periode matching' kun er korrekt under ovennævnte antagelser i) til iii) og konkluderer på baggrund af et illustrativt eksempel:

"...This contradicts SFG's claims. Of course, only one possible scenario in which V1 is uncertain has been examined above. However, SFG (2014, para 38) claims that regulatory use of the risk-free rate matching the regulatory cycle (one year in this case) would be invalid if V1 is uncertain "for whatever reason". So, merely with one counter example, SFG's proposition has been rebutted. Nevertheless, in the interests of demonstrating that the scenario examined above is not unique in warranting regulatory use of the risk-free rate matching the regulatory cycle, suppose that Z embodies systematic risk...."

Herefter opstiller Martin Lally et generelt udtryk for nutidsværdien af aktivbasen og konkluderer følgende:

... So, yet again, the appropriate risk-free rate is still the rate whose term matches the regulatory cycle."

Det bemærkes, at V1 ovenfor refererer til værdien af aktivbasen på tidspunkt 1, dvs. efter første reguleringsperiode.

Ekspertgruppens konklusion

Ekspertgruppen er på baggrund af ovenstående argumenter og overvejelser uenig i SFG Consultings argument om, at 'periode matching' kun er korrekt under en række strenge antagelser, og at disse antagelser ikke er opfyldt. Ekspertgruppen finder derfor ikke grund til at ændre på fastsættelsen af den risikofrie rente i WACC'en på baggrund heraf. Ekspertgruppen er enig i, at renterisiko blot er én af mange risici forbundet med et drive netvirksomhed. Det tages der højde for ved, at netvirksomhederne kompenseres for denne risiko via et branchespecifikt risikotillæg til den risikofrie rente på egenkapitalomkostningen og på fremmedkapitalomkostningen.

b) Langsigtet finansiering er optimal og minimerer kapitalomkostningerne. Kortsigtet finansiering forøger egenkapitalomkostningerne, som følge af højere refinansieringsrisiko.

Det er optimalt for netvirksomheder at finansiere sig med langfristet gæld, idet det minimerer virksomhedernes kapitalomkostninger. SFG Consulting mener, at 'periode matching' tvinger netvirksomhederne til at finansiere sig med kortfristet gæld, hvilket vil øge investors afkastkrav, og at netvirksomhederne ikke kompenseres herfor ved 'periode matching'.

SFG Consultings argumentation

SFG Consulting argumenterer for, at investor også bekymrer sig om andre risici end renterisiko, og at regulator derfor ikke alene ved at ændre på hyppigheden, hvormed virksomhedernes tilladte indtægter genberegnes, kan reducere virksomhedernes risiko. SFG Consulting mener derimod, at virksomhedernes samlede risiko vil stige, idet virksomhederne tvinges ud i kortere, suboptimal fremmedkapitalfinansiering, der øger investors afkastkrav. SFG Consulting mener, at netvirksomheder optimalt set vil anvende langsigtet fremmedkapitalfinansiering grundet aktiverens lange levetid og den høje grad af stabilitet i sektoren.

SFG Consulting argumenterer samtidig for, at hvis regulator hvert 5. år fastsætter en virksomheds priser, så virksomheden tillades et forventet afkast, der varierer med den aktuelle 5-årige

statsobligationsrentesats, vil en virksomhed reagere ved at optage fremmedkapitalfinansiering med en tilsvarende kort løbetid. Alternativt ved at optage langsigtet fremmedkapitalfinansiering og indgå i derivat-kontrakter, der ændrer betalingerne til fremmedkapitalejerne, så rentejusteringshyppigheden er 5 år og følger reguleringsperioden for at minimere renterisikoen. SFG Consulting mener, at en 5-årig finansieringshorisont vil forøge virksomhedens samlede kapitalomkostninger, idet risikoen på egenkapital vil stige, og afkastkravet på egenkapitalen dermed vil forøges.

SFG Consulting begrundet stigningen i risiko ved virksomhedens egenkapital med, at der er en refinansieringsrisiko forbundet med at optage fremmedkapitalfinansiering med kort løbetid. Refinansieringsrisikoen opstår ved, at kortsigtet fremmedkapitalfinansiering giver fremmedkapitalejerne hyppigere potentielle krav på virksomhedens aktiver i tilfælde af, at virksomheden oplever perioder med dårlig økonomi. Det øger sandsynligheden for, at virksomheden må refinansiere sig til højere låneomkostninger. Ifølge SFG Consulting ignorerer 'periode matching' dette trade-off mellem fremmedkapitalomkostninger og egenkapitalomkostninger. SFG Consulting mener desuden, at det ikke med rimelighed kan antages, at refinansieringsrisiko afspejles i virksomhedernes beta begrundet i beta estimationens upræcise natur.

SFG Consultings udsagn om, at 'periode matching' ikke giver et rimeligt risikojusteret afkast for regulerede virksomheder, når der er anden risiko end renterisiko ved betalingsstrømmene, er behandlet ovenfor under afsnit a) og kommenteres derfor ikke i nærværende afsnit.

Ekspertgruppens vurdering

Ekspertgruppen finder, at SFG Consulting sammenblander argumenter vedrørende løbetid på virksomhedslån (fremmedkapital) med valget af rentejusteringshyppighed på lånene. Som SFG Consulting skriver, er det muligt at indgå derivat-kontrakter, der transformerer lånenes betalinger om, så betalingerne bestemmes med samme interval og ud fra samme statsobligationsrente, som regulator fastlægger WACC'en på baggrund af. SFG Consulting sonderer dog ikke mellem fremmedkapitalens løbetid og rentejusteringshyppigheden i deres argumentation.

Det er ekspertgruppens vurdering, at princippet om 'periode matching' ikke forhindrer, at virksomhederne optager lån med lang løbetid på eksempelvis 30 år, hvor renten reguleres med de samme 5-årige intervaller, som i reguleringen af WACC'en, hvis virksomhederne måtte finde dette optimalt.

New Zealands Commerce Commission, der anvender 'periode matching' i deres afgørelser, er blevet forelagt lignende argumenter om, at løbetiden på dele af virksomhedernes gæld er længere end reguleringsperioden, der i New Zealand ligeledes er på 5 år (NZCC, 2010, side 138):

"Some firms have issued a portion of their debt with a maturity exceeding five years to manage their re-financing risks."

New Zealand Commerce Commission finder dog, ligesom ekspertgruppen, at der må sondres mellem rentetilpasningsperioden (reguleringsperioden) og løbetiden på gælden (NZCC, 2010, side 138):

"Firms have a mix of debt maturities to manage re-financing risk, including issuing long-term debt. This spreads a firm's re-financing requirements over a longer period and reduces the amount of debt that needs

to be re-financed in any one year. Reducing re-financing risks has benefits for consumers, but long-term debt typically has a greater cost than medium or short-term debt. The use of fixed-rate long maturity debt would, in the absence of a swap market, fix a firm's interest rate for the term of the loan, say 10 years. But many firms do not want their interest rate fixed for 10 years, especially when the rate of interest on shorter-term debt is typically lower. Therefore the firm will use an interest rate swap, typically at the same time as the debt finance is raised, to shorten the period for which their interest rate is fixed. This can result in a lower rate of interest – the trade-off being that the firm does not know what interest rates will be at the time of the re-pricing.”

Ekspertgruppen finder ligeledes, at der skal sondres mellem løbetid og rentejusteringsperiode på den risikofrie rente. Ekspertgruppen har ændret anbefaling vedrørende løbetiden på virksomhedsobligationerne, der indgår i gældsrisikopræmien fra 5-årige virksomhedsobligationer til 10-årige virksomhedsobligationer. Ekspertudvalgets ændrede anbefaling skal ses i lyset af de indkomne kommentarer fra flere af følgegruppens medlemmer om netvirksomhedernes valg af løbetid på deres fremmedkapital, samt SFG Consultings argumentation om netvirksomheder har incitament til at vælge finansiering med forholdsvis lang løbetid for at reducere refinansieringsrisikoen. Ændringen har ikke betydning for den risikofrie rente, der fortsat beregnes ud fra en 5-årig løbetid.

Begrundelsen for at anvende en antagelse om 10-årig løbetid på fremmedkapitalomkostningen er nærmere beskrevet i baggrundsrapportens afsnit 3.7.3.

Ekspertgruppens konklusion

Ekspertgruppen mener, at SFG Consultings argumentation om, at 'periode matching' fører til kortere løbetid på fremmedkapitalfinansiering, beror på en sammenblanding af løbetid og rentejusteringshyppighed på fremmedkapital. WACC-ekspertgruppen er ikke enig i, at en rentejusteringshyppighed på 5 år vil tvinge netvirksomhederne til at anvende 5-årig fremmedkapitalfinansiering.

Ekspertgruppen har dog - blandet andet på baggrund af SFG Consultings rapport – ændret anbefalingen til beregning af gældsrisikopræmien fra at anvende en 5-årig gældsrisikopræmie til en 10-årig gældsrisikopræmie. Det sker i anerkendelse af, at netvirksomhederne på grund af refinansieringsrisiko har behov for at optage lån med en længere løbetid end 5 år, men med 5 årig renteperiode, idet netvirksomhederne som tidligere nævnt har incitament til at optage lån med en rentejusteringshyppighed på 5 år, når den regulatoriske WACC justeres hvert femte år. Ekspertgruppen finder imidlertid ikke, at SFG Consultings argumentation giver anledning til at ændre ved løbetiden på den risikofrie rente.

c) Periode matching er inkonsistent med regulering, der skal imitere priserne på konkurrenceudsatte markeder.

Formålet med at regulere et marked er at imitere de priser, der ville være gældende på et konkurrencemarked, og dermed tillade virksomhederne et normalt risikojusteret afkast. Resultatet af periode matching er imidlertid – givet en stigende rentekurve – at priserne i et område kan reduceres ved at regulere priserne oftere. Denne sammenhæng findes ikke på noget konkurrencemarked, og det naturstridige resultat tyder på, at der er mangler i

begrundelsen for at anvende periode matching. Det der mangler i begrundelsen er overvejelser om alle andre typer risiko end renterisiko, og allokeringen af risiko til egenkapitalejere.

Ekspertgruppens vurdering

SFG Consultings argumentation kan opdeles i to dele: 1) at reguleringen skal sigte på at føre til det samme 'outcome', dvs. kapitalomkostning og dermed priser, som hvis der var tale om et konkurrencemarked, og 2) at ræsonnementet om, at hyppigere regulering af priser/indtægter i et område kan føre til lavere priser/indtægter, er fejlagtigt.

1. Formålet med reguleringen.

SFG Consulting har på vegne af de australske virksomheder Unitywater og Queensland Urban Utilities⁹ fremført et tilsvarende argument om, at reguleringen skal imitere 'outcome' på et konkurrencemarked over for Queensland Competition Authorities (QCA). Hertil har QCA givet følgende svar (QCA Final decision, 2014 side 48):

"... Benchmarking a competitive market outcome is valid in the sense that unregulated firms in competitive markets charge a price to just cover their efficient costs, including the cost of capital, and regulation should do the same with respect to costs. However, unregulated firms face advantages and disadvantages that cannot be readily replicated in a regulated environment..."

More generally, regulation involves choosing a form of regulation and ancillary mechanisms, for example cost pass-throughs, review triggers, and the frequency of resets, to achieve economic efficiency and meet specific statutory objectives. The package of regulatory arrangements affects risk and the cost of capital and is designed to compensate the firm to support efficient investment."

QCA er ikke enig i SFG Consultings præmis om, at reguleringen skal føre til de samme priser herunder indtægter og kapitalomkostninger, der ville være gældende på et konkurrencemarked, idet det ikke er muligt gennem regulering præcist at efterligne de forhold og dermed risici, der vil være på et konkurrencemarked. QCA er enig med SFG Consulting for så vidt, at reguleringen skal sikre de samme grundlæggende betingelser for virksomhederne, dvs. at virksomhederne ved effektiv drift kan få dækket deres driftsomkostninger og få et rimeligt risikojusteret afkast af den investerede kapital.

Martin Lally (2013) mener ligeledes ikke, at reguleringen skal føre til samme resultat, som ville være gældende på et konkurrencemarked – heller ikke for kapitalomkostningerne, som derimod skal afspejle de risici, der vil være for virksomhederne givet den valgte regulering (Lally, 2013, side 43-44):

"the belief that regulation should seek to replicate competitive market outcomes is only true in the sense that unregulated firms in competitive markets charge prices that just cover costs, including the cost of capital, and regulation should seek to do likewise. Merely because both types of firms are subject to prices that just cover their costs, it does not follow that every detail about them is or should be identical. Nor is it possible for every detail to be identical because regulated firms are by definition regulated, in recognition of circumstances that differ from those of unregulated firms in competitive markets, and there are a variety of regulatory models. For example, one might regulate prices or revenues, and one might reset these at high or

⁹ "Response to the QCA approach to setting the risk-free rate", SFG Consulting 25. Marts 2013

low frequency, and one might allow some costs to be passed-through. All of these regulatory choices affect the cost of capital of a regulated firm. So, having made the choice and therefore determined the cost of capital of the regulated firm, the cost of capital allowed by the regulator must compensate for it rather than match the cost of capital of an otherwise identical unregulated firm in a competitive market”

QCAs og Martin Lallys pointe om, at virksomhederne skal kompenseres for den risiko, der er ved at drive en reguleret virksomhed og ikke den risiko, der ville være ved at drive en tilsvarende ureguleret virksomhed på et konkurrencemarked, fremgår også af kommissoriet for Ekspertgruppens arbejde (Kommissorium for fastsættelse af forrentningen af netvirksomhedernes fremadrettede investeringer (WACC), side 1):

Niveauet for WACC'en skal give netvirksomhederne et rimeligt, systematisk risikojusteret afkast svarende til risikoen ved at drive en reguleret monopolvirksomhed ved effektiv drift. Niveauet bør hverken give anledning til under- eller overinvesteringer i udviklingen og vedligeholdelsen af distributionsnettet.

Ekspertgruppens opgave er slutteligt at fastsætte en WACC under hensyn til risikoen ved at drive netvirksomhed under den fremtidige danske regulering af netvirksomheder.

2. Ræsonnementet om at hyppigere regulering af priser/indtægter i et område kan føre til lavere priser/indtægter.

SFG Consulting argumenterer på side 2, hvorfor de er skeptiske overfor argumentet om, at hyppigere rentejustering reducerer virksomhedernes risiko:

”If the basis for regulation is to approximate competitive market outcomes, it cannot be the case that the price outcome would be different in two jurisdictions, purely on the basis that one regulator sets prices more frequently than another.”

Hertil bemærkes, at der ikke alene er tale om, at priserne (indtægterne) reguleres oftere eksempelvis hvert 5. år frem for eksempelvis hvert 10. år men derimod, at indtægterne reguleres på baggrund af den aktuelle risikofrie markedsrente, der indgår som en del af investorenes afkastkrav. Hyppigere justering af renten reducerer dermed investorenes renterisiko, hvilket medfører et lavere afkastkrav og dermed lavere priser for forbrugerne.

QCA er blevet præsenteret for et tilsvarende argument fra SFG Consulting om, at 'periode matching' givet en normal, stigende rentekurve leder til det naturstridige resultat, at en reduktion af reguleringsperiodens længde fører til lavere priser. QCA bemærker hertil (QCA Final decision, 2014 side 48):

“The QCA does not agree with SFG Consulting that an upward-sloping term structure would lead to a 'free lunch' for consumers in the form of lower regulated prices (via simply reducing the length of the regulatory cycle). SFG Consulting's claim suggests that the NPV = 0 Principle gives regulators the incentive to choose the length of the regulatory period in order to minimise prices to consumers.”

QCA mener ikke, at resultatet er naturstridigt og giver anledning til en 'free lunch' for forbrugerne, hvor priserne kan minimeres gennem hyppig regulering af virksomhedernes indtægter. QCA mener derimod, at reguleringsperioden fastsættes ud fra andre hensyn (QCA Final decision, 2014 side 48):

“Choosing the length of the regulatory cycle is a much broader issue than indicated by SFG Consulting and involves considering a range of trade-offs that involve administrative and non-price considerations as well as price-related considerations. Once these competing considerations are evaluated to determine the appropriate length of the regulatory period, the term of the bond is then aligned with it. A short regulatory period could involve reducing risk to investors in the regulated firm (e.g. from protracted exposure to unexpected macroeconomic shocks) but only at the cost of imposing higher administrative costs and greater complexity.”

QCA mener, at en kort reguleringsperiode reducerer risikoen for virksomhederne, der dermed vil kræve et lavere afkast, hvilket betyder lavere priser for forbrugerne. Reguleringen skal også tilgodese en række andre hensyn og kan derfor ikke fastlægges alene ud fra hensyn til at minimere renterisikoen i regulerede virksomheder.

Lally (2013) tilføjer en intuitiv forklaring på, hvorfor kapitalomkostningerne kan blive lavere, hvis reguleringsperiodens længde forkortes, og hvorfor der ikke er tale om en 'free lunch' for forbrugerne:

“...Thus there is a trade-off between lower expected prices and higher volatility from reducing the regulatory term. The same trade-off is faced by borrowers in choosing interest rates that are reset frequently (floating rates) and rates fixed for some longer term; floating rates are on average lower (because the term structure is typically upward sloping) but involve greater volatility; some borrowers favour the floating rates and others the longer-term rates.”

Lally sammenligner således valget mellem korte reguleringsperioder og lange reguleringsperioder med beslutningen om at optage et variabelt forrentet lån frem for et fastforrentet lån: Det variabelt forrentede lån har lavere forventede rentebetalinger, men indebærer en volatilitet og usikkerhed om fremtidige rentebetalinger. Det fastforrentede lån giver derimod sikkerhed for størrelsen af de fremtidige rentebetalinger men med den pris, at de forventede rentebetalinger er større.¹⁰ Lallys ræsonnement svarer dermed til ekspertgruppens begrundelse for at anvende en 5-årig risikofri rente i rapportens afsnit om vurdering af løbetiden for den risikofrie rente.

Mange af Dr. Jason Halls argumenter *imod* 'periode matching' – både som konsulent i SFG Consulting og gennem publicering af kommentarer til Lallys 2007-artikel¹¹ - baserer sig grundlæggende set på det samme forhold. Dr. Jason Hall anerkender ikke ræsonnementet om, at en investor alt andet lige vil kræve et højere afkast på en investering, hvis afkastet er fastlåst i mange år, end hvis afkastet løbende justeres i forhold til renteutviklingen. Ekspertgruppen mener derimod, at investor vil kræve en kompensation for at påtage sig rente- og inflationsusikkerhed ved en investering, hvor afkastet er fastlåst i mange år fremefter. Ekspertgruppen mener desuden, at denne rente- og inflationsrisiko kan reduceres gennem hyppigere regulering af afkastet i forhold til det aktuelle renteniveau.

¹⁰ Den beskrevne sammenhæng forudsætter en 'normal', stigende rentekurve.

¹¹ "Comment on Regulation and the Term of the Risk Free Rate: Implications of Corporate Debt", Jason Hall (2007), der kommenterede på Martin Lallys artikel "Regulation and the Term of the Risk Free Rate: Implications of Corporate Debt" (2007).

Ekspertgruppens konklusion

Ekspertgruppen er ikke enig i SFG Consultings præmis om, at kapitalomkostningerne i netvirksomhedernes WACC skal approksimere de kapitalomkostninger, som en på alle andre områder identisk ureguleret netvirksomhed ville have på et konkurrencemarked. WACC'en skal derimod, jf. kommissoriet for ekspertgruppens arbejde, give et rimeligt, systematisk risikojusteret afkast svarende til risikoen ved at drive en reguleret monopolvirksomhed ved effektiv drift. Det fremgår endvidere af kommissoriet, at ekspertgruppen skal *"vurdere hvordan muligheden for rentearbitrage kan minimeres ved fx, at løbetiden på den risikofrie referencerente ses i sammenhæng med hyppigheden af opgørelsen af forrentningsgrundet."*

Ekspertgruppen mener, at regulerede netvirksomheders rente- og inflationsrisiko kan reduceres gennem regulering af virksomhedernes indtægtsrammer, og at løbetiden for den risikofrie rente i WACC'en derfor bør svare til reguleringsperiodens længde for at undgå overkompensation for rente- og inflationsusikkerhed, når rentekurven er stigende, og underkompensation når rentekurven er faldende.

Samlet konklusion – vedr. SFG Consulting rapporten

I SFG Consultings notat, udarbejdet for Dansk Energi, fremføres en række argumenter imod brugen af 'periode matching'. Argumenterne er hentet fra en diskussion, der i en årrække har pågået i Australien og New Zealand mellem myndigheder og virksomheder og med reference til videnskabelige artikler om 'periode matching'. SFG Consultings argumentation er i vidt omfang blevet fremført tidligere i forbindelse med partsindlæg på vegne af regulerede virksomheder især i Queensland (Australien) og New Zealand. Det fremgår af de mange referencer til SFG Consultings andre notater.

I den australske og new zealandske diskussion af 'periode matching' har myndighederne forholdt sig til tilsvarende argumenter fremført af SFG Consulting men har fastholdt at benytte 'periode matching' i flere afgørelser. Senest er 'periode matching' benyttet i Queensland i en 'final decision' på Gladstone Area Water Board (May 2015) og 'the Consolidated Draft Decision' på Aurizon Network's Access Undertaking – Maximum Allowable Revenue (December 2015)¹². I New Zealand har de brugt 'periode matching' i en afgørelse for telekommunikationsservices. Her er en direkte sammenligning med WACC'en for danske elnet dog vanskelig, da der er forskel i reguleringen.¹³ I Western Australia har Economic Regulation Authority anvendt 'periode matching' i en afgørelse fra den 30. september 2015.¹⁴

Erfaringer fra Australien viser dog også, at myndigheden Australian Energy Regulator efter overvejelser om at anvende 'periode matching' har anvendt en løbetid for den risikofrie rente, der er længere end reguleringsperioden. Desuden har den australske 2. instans (tribunaler) i en afgørelse afvist en myndigheds afgørelse om at anvende 'periode matching', og i en anden afgørelse givet en myndighed medhold i at anvende 'periode matching'.¹⁵

¹² Queensland Competition Authority (2015): "Final Decision - Gladstone Area Water Board Price Monitoring 2015-2020", May 2015
Queensland Competition Authority (2015): "Consolidated Draft Decision - Aurizon Network 2014 Draft Access Undertaking— Volume IV Maximum Allowable Revenue", December 2015

¹³ New Zealand Commerce Commission (2015): "Cost of capital for the UCLL and UBA pricing reviews" December 2015

¹⁴ Western Australia – Economic Regulation Authority (2015): "Final Decision on Proposed Revisions to the Access Arrangement for the Mid-West and South-West Gas Distribution Systems" December 2015

¹⁵ Mailkorrespondance med Professor Martin Lally

Ekspertgruppen har forholdt sig til de af SFG Consulting fremførte argumenter vedrørende valget af løbetid for den risikofrie rente. SFG Consulting er fremkommet med argumenter om, at der er flere typer risici end blot renterisiko og, hvorvidt reguleringen skal imitere 'outcome' på et konkurrencemarked. SFG Consultings argumentation har imidlertid ikke givet anledning til at ændre ved ekspertgruppens anbefaling, om at anvende en 5-årig risikofri rente i WACC'en, således løbetiden på den risikofrie rente matcher længden på den 5-årige reguleringsperiode (periode matching).

SFG Consulting fremfører desuden argumenter om, at netvirksomheder af hensyn til refinansieringsrisiko vil anvende længere end 5-årig fremmedkapitalfinansiering.

Ekspertgruppen mener, at det teoretisk mest konsistente ville være, at fastlægge kreditrisikopræmien på baggrund af virksomhedsobligationer med en varighed på 5 år, da ekspertgruppen anbefaler at bruge en 5-årig nulkuponrente baseret på statsobligationer i WACC'en ved beregning af fremmedkapital- og egenkapitalomkostningen.

I lyset af SFG Consultings rapport og de indkomne kommentarer fra flere af følgegruppens medlemmer om netvirksomhedernes valg af løbetid på deres fremmedkapital har ekspertgruppen imidlertid ændret anbefalingen vedrørende løbetiden på de virksomhedsobligationer, der anvendes til beregning af kreditrisikopræmien, fra 5 år til 10 år.

Ændringen foretages i anerkendelse af, at netvirksomhederne på grund af refinansieringsrisiko har behov for at optage lån med en længere løbetid end 5 år, men med 5 årig renteperiode, idet netvirksomhederne som tidligere nævnt har incitament til at optage lån med en rentejusteringshyppighed på 5 år, når den regulatoriske WACC justeres hvert femte år.

Litteraturliste

- Capital Financial Consultants Ltd: "Review of Arguments on the term of the risk free rate" 20. november 2015, by Dr. Martin Lally
- EY (2015): "Energimarknadsinspektionen: WACC för elnätföretag för tillsynsperioden 2016-2019", 14. april 2015
- Hall, J (2007), "Comment on Regulation and the Term of the Risk Free Rate: Implications of Corporate Debt", Accounting Research Journal, vol. 20, no. 2, s. 81–86.
- Lally M. (2004): "Regulation and the Choice of the Risk Free Rate", Accounting Research Journal Vol. 17, no. 1, s. 18-23
- Lally M. (2007): "Regulation and the Term of the Risk Free Rate: Implications of Corporate Debt", Accounting Research Journal, vol. 20, no. 2, s. 73-80.
- Lally M. (2013): "The present value principle: Risk, Inflation, and Interpretation", 4. Marts 2013
- New Zealand Commerce Commission (2010): "Input Methodologies (electricity distribution and gas pipeline services) Reasons Paper", December 2010
- New Zealand Commerce Commission (2015): "Cost of capital for the UCLL and UBA pricing reviews" December 2015
- Norges vassdrags- og energidirektorat (2004): "Utredning av referanserente (inkluderte risikopremie) til bruk ved fastsettelse av årlige inntektsrammer for perioden 2007 - 2011", Oslo, 14. december 2004
- Schmalensee R. (1989): "An expository note on depreciation and profitability under rate of return regulation", Journal of Regulatory Economics, 1 s. 293-298
- SFG Consulting (2013): "Response to the QCA approach to setting the risk-free rate", 25. Marts 2013
- SFG Consulting (2014): "The term of the allowed return", 23. December 2014
- SFG Consulting (2014a): "The required return on equity: Response to ATCO Gas Australia Draft Decision" by Stephen Gray, 27. november 2014.
- Queensland Competition Authority (2014): "Final Decision – Cost of capital: market parameters" August 2014
- Queensland Competition Authority (2015): "Final Decision - Gladstone Area Water Board Price Monitoring 2015-2020", May 2015
- Queensland Competition Authority (2015): "Consolidated Draft Decision - Aurizon Network 2014 Draft Access Undertaking— Volume IV Maximum Allowable Revenue", December 2015
- Western Australia – Economic Regulation Authority (2015): "Final Decision on Proposed Revisions to the Access Arrangement for the Mid-West and South-West Gas Distribution Systems" December 2015

Estimating the risk free rate for setting allowed returns

Report for the Danish Energy Association

22 December 2015

Dr Jason Hall¹ and Professor Stephen Gray²

¹ Dr Jason Hall is Lecturer in Finance at the Ross School of Business, The University of Michigan, Director of SFG Consulting and Director of Frontier Economics (Australia)

² Professor Stephen Gray is Professor in Finance at UQ Business School, The University of Queensland, Managing Director of SFG Consulting and Chairman of Frontier Economics (Australia)

PO Box 29, Stanley Street Plaza
South Bank QLD 4101
Telephone ¹+1 734 926 6989 and ²+61 419 752 260
Email ¹j.hall@sfgconsulting.com.au and ²s.gray@sfgconsulting.com.au
Internet www.sfgconsulting.com.au

SFG CONSULTING

Level 1, South Bank House
Stanley Street Plaza
South Bank QLD 4101
AUSTRALIA

Contents

1.	INTRODUCTION.....	1
1.1	Issue	1
1.2	Rationale.....	2
1.2.1	Interest rate risk is only one risk facing businesses and which investors account for	2
1.2.2	Long term financing is optimal and already minimises the cost of capital.....	2
1.2.3	Term matching is inconsistent with regulation as an approximation of competitive market outcomes	2
1.2.4	Cost of equity rises due to an increase in refinancing risk.....	2
1.3	Report structure	3
2.	NORMAL RETURNS IN COMPETITIVE MARKETS AND WHAT HAPPENS UNDER REGULATION.....	4
3.	RATIONALE FOR ALIGNING THE TERM TO MATURITY WITH THE LENGTH OF THE REVIEW PERIOD	6
3.1	Regulators view: a floating rate note analogy	6
3.2	Our view: Interest rate risk is only one of many risks	8
4.	RISK EXPOSURE OF EQUITY HOLDERS INCLUDING CONSIDERATION OF BETA.....	13
5.	CONCLUSION	17
6.	REFERENCES.....	19

1. Introduction

1.1 Issue

1. We have been retained by the Danish Energy Association (the association) to provide a report that addresses one particular aspect of setting allowed returns on regulated energy networks – how to estimate the risk free component of the allowed return.¹ The allowed return is estimated as a weighted average of the estimated cost of equity and the estimated cost of debt. The cost of equity is the return equity holders expect for making investments in risky assets, and we understand that the Capital Asset Pricing Model (CAPM)² is used in this estimation. The cost of debt comprises a risk free component and a risk premium.
2. We understand that the Danish Energy Regulatory Authority (the regulator) is conducting a review of the methods it will use to estimate allowed returns, and part of this review relates to estimating the risk free rate. We also understand that the minister has engaged an expert panel to provide advice. Further, from our discussions with the association we understand that the regulator has reached a preliminary view on how to estimate the risk free component of the allowed return.
3. That preliminary view is that, in estimating the risk free rate, the regulator should estimate the yield on government bonds with the same term to maturity as the period until the next change to the allowed return. For example, this means that if the allowed return was to be reset every five years, the risk free rate would be estimated as the yield on a government bond with five years to maturity; and if the allowed return was to be reset every two years, the risk free rate would be estimated as the yield on a government bond with two years to maturity. For the purposes of this report we have assumed that the regulatory period is the same as the time between each review of the allowed return.
4. We refer to the preliminary view of the regulator as the *term matching* approach. We assign this label because the term to maturity of the government bond matches the term of the regulatory period.
5. In this report we present a view that the preliminary approach adopted by the expert panel is, on average, likely to lead to an under-estimate of the cost of capital.³ There are a number of reasons for this view which we discuss in our report. Essentially, the basis for the term matching approach is that by setting prices more frequently the regulator would be able to significantly reduce the risk of an energy network, such that investors require significantly lower returns on investment. We question whether the administrative choice over whether to set prices each year, every two years, or every five years can have such a material influence on the risk that is reflected in the prices investors pay for assets. After all, outside of regulation there is considerable variation in the frequency of price adjustments and that does not seem to bear any association to estimates of the cost of capital.
6. The justification for term matching relies on the theoretical situation in which an investor buys a **risk free floating rate note**, under which the **principal is guaranteed** and the coupon payment varies each period as a function of movements in government bond yields. This theoretical situation is then applied to the real situation in which investors buy a **risky asset**, for which the **regulated asset base in the future is estimated** by the regulator (which may, or may not, have a different view than the regulated business) and for which the **allowed return on that estimated base is estimated** by the regulator (which is an imprecise estimate of the cost of equity embedded in traded asset prices). The real considerations which affect asset prices and expected returns in the market mean that the cost of capital actually faced by a regulated energy network is not reduced merely by term matching.

¹ We use the terminology of the *allowed return* to distinguish between the return the regulator estimates is a fair return for bearing risk and the true cost of capital of the business which cannot be directly observed.

² Sharpe (1964), Lintner (1965), and Mossin (1966).

³ The reason we say that the cost of equity is likely to be understated, on average, is that more often than not government bonds with a long term to maturity have a higher yield than government bonds with a short term to maturity. This is an upward sloping yield curve. This means that, on average, the estimated cost of equity will be lower when the risk free rate is estimated with reference to a short term government bond than a long term government bond.

1.2 Rationale

1.2.1 Interest rate risk is only one risk facing businesses and which investors account for

7. Term matching appears to reduce risk and therefore the cost of capital only if we make the assumption that investors ignore all other risks in valuing regulated assets. It relies upon the assumption that the asset base is guaranteed at the end of each regulatory period. Once the asset base is no longer guaranteed, investors care about all risks which affect the present value of cash flows over the life of the asset. The only way that all other risks can be ignored is if we simply assume (a) that there is no uncertainty over whether the CAPM holds, and (b) that any risk affecting the potential cash flows outside the first regulatory period has zero systematic risk. This means that term matching is justified only with strong, and unverified, assumptions about how investors value assets.

1.2.2 Long term financing is optimal and already minimises the cost of capital

8. The implications of the term matching approach are at odds with the actual debt financing practices for businesses that are large, have low volatility of earnings, long lived assets and high leverage. A normal business practice for firms with these characteristics – which are exactly the characteristics typical of energy networks – is to borrow with a long term to maturity.⁴ (In subsequent discussion we refer to these firms as *large, capital-intensive businesses*.) For these firms, issuing long term debt represents the optimal trade-off between the relatively higher interest rates on long term debt, and the increased refinancing risk associated with short term debt. The term matching approach is based upon the idea that financing would be more efficient if businesses borrowed using short term debt. This idea only holds if refinancing risk can be taken out of consideration. In turn, this only holds in the situation in which lenders have a guaranteed payoff at the end of each regulatory period.

1.2.3 Term matching is inconsistent with regulation as an approximation of competitive market outcomes

9. Term matching only appears to provide the correct rate of return if we assume that regulation can achieve outcomes that regulation is not designed to achieve, or is able to achieve. Regulation takes the place of competition in circumstances in which the government or a regulator decides that it is not feasible for competition to move prices to economically efficient levels. This is typically the case with natural monopolies. So the task of the regulator is to estimate, as best as possible given real world constraints, price caps that will incentivize the regulated company over time to set prices similar to the level that would prevail in a competitive market. Term matching goes beyond this basic idea. If the basis for regulation is to approximate competitive market outcomes, it cannot be the case that the price outcome would be different in two jurisdictions, purely on the basis that one regulator sets prices more frequently than another.

1.2.4 Cost of equity rises due to an increase in refinancing risk

10. It is true that, if the regulator sets prices by making reference to interest rates prevailing at the time of the decision, a regulated business will reduce the tenor of its borrowing. The business will either issue short term debt or issue long term debt and enter into derivative contracts so that the payments to lenders are similar to the payoffs under short term debt. In other words, businesses will respond to the regulatory framework in a way which minimises risk.
11. What is not true is that the regulator's decision to set prices with reference to interest rates prevailing at the time of each decision has no other adverse impacts on the cost of capital. The term matching approach relies upon the assumption that the cost of debt can be reduced by borrowing in the short

⁴ Stohs and Mauer (1996), Tables 6 and 7, pp. 303 and 306–307.

term, but the cost of equity is unaffected. This ignores theory and evidence that firms make a trade-off between short and long term debt financing in order to minimise their cost of funds.

12. The reason owners of large, capital-intensive businesses borrow over a long tenor is because they wish to minimise the cost of equity associated with refinancing risk. Borrowing in the short term gives debt holders more frequent potential claims on the assets in the event of economic distress and exposes the firm to potentially higher borrowing costs during refinancing periods. Term matching simply assumes there is no trade-off between short and long term debt issuance, which is at odds with firm financing decisions. Further, given the imprecision associated with beta estimation from stock returns and market returns, there is no reasonable possibility that refinancing risk is already accounted for in beta estimation.

1.3 Report structure

13. Hence, in our report, we present an explanation for why the term matching approach appears to provide a useful estimate of the risk free rate. We then explain why, when considered as part of the whole regulatory process, the term matching approach is no longer valid. The rest of our report proceeds as follows.
 - a) In Section 2 we discuss normal returns in competitive markets and the process of estimating expected returns for a regulated industry;
 - b) In Section 3 we consider the rationale for aligning the term to maturity used to estimate the risk free rate with the duration of the regulatory period;
 - c) In Section 4 we consider whether equity holders are already compensated for risks via the estimate of the equity beta; and
 - d) In Section 5 we present our conclusions.

2. Normal returns in competitive markets and what happens under regulation

14. To understand the debate over term matching we need to understand the underlying premise for regulation of natural monopolies. In most industries, competition is the mechanism under which resources are allocated efficiently. In a competitive market prices will adjust such that investors earn a normal return for bearing risk. The regulator takes the place of competition when a regulator or government forms a view that it is not feasible for competition to move prices to economically efficient levels. This is typically the case with natural monopolies. So the task of the regulator is to estimate, as best as possible given real world constraints, price caps that will incentivize the regulated company over time to set prices similar to the level that would prevail in a competitive market.
15. Consider a situation in which there were two competitors in an industry (labelled firm A and firm B). It is a low risk industry but there is competition. It is also an industry in which businesses typically issue debt with a reasonably long term to maturity of 10 years. Competition is such that the returns achieved by the competitors are, on average, 9% per year. Yields on government bonds with 10 years to maturity are 5% per year, and yields on government bonds with one year to maturity are 4% per year. This means that the competitive market return earned by the two businesses is a 4% premium over the corresponding yield on 10 year government bonds.
16. The businesses could issue debt at a shorter term to maturity of one year, and this would likely be at a lower yield to maturity than 10 year debt. If this was an easy way to reduce the cost of capital we would expect the businesses to pursue the short term debt option. But large, capital-intensive businesses typically issue long term debt. While short term debt offers lower yields, long term debt reduces refinancing risk. So issuing long term debt appears to be the approach that large, capital-intensive businesses adopt to minimise their cost of capital.
17. In the context of the example, the expected return cannot be reduced below 9% simply by borrowing more short term debt. The equity holders will demand higher risk premiums to compensate for their increased risk exposure. The issuance of short term debt means there is more chance that the debt holders will have a claim on the assets because of an inability to repay or refinance the debt.
18. Now suppose that one of the firms is affected by a shock and is put out of business (an example is a natural disaster but the reason for going out of business is irrelevant). Firm B is put out of business so Firm A now has a monopoly position. Economic theory says that Firm A will attempt to take advantage of this monopoly position by raising prices. Suppose the price that maximises value for Firm A is such that expected returns are now 10%. This creates a welfare loss for consumers because Firm A now produces less.
19. The regulator recognises that Firm A is exploiting its monopoly position so steps in to take the place of competition. We already know that the normal, competitive market outcome is an expected return of 9%. Our contention is that an appropriate regulatory response would be to set prices such that, on average, the business is expected to earn a return of 9% – the same return that results from a competitive market outcome.
20. In this example there was no mention of the length of the regulatory period. All we have shown is the basis for the regulator taking action (the creation of a monopoly) and what appears to be a normal constraint on Firm A (setting prices so that Firm A earns the same return as under competition).
21. Now suppose that the regulator considers it economically efficient to set prices on an annual basis. We have no information about how frequently prices were set prior to Firm A achieving monopoly status. In some industries prices change rapidly (for example, retail petrol prices). In other industries prices are set according to long term contracts in order to provide some protection to investors against asset stranding (for example, property leases and take or pay contracts on gas pipelines). All we know is that the regulator elects to set prices once per year.
22. The yield on government bonds with one year to maturity is 4% per year, 1% below the yield on 10 year government bonds. According to the term matching approach the regulator would reduce the

- allowed return to 8%, comprising a 4% risk free component and a 4% risk premium. The basis for the term matching approach is that the regulator's decision to set prices on an annual basis has reduced Firm A's risk exposure. The idea is that, no longer will Firm A's investors be exposed to interest rate risk. This has been taken out of the equation by a decision to set prices on an annual basis. For this to hold, Firm A would also have to borrow at the shorter term to maturity in order for borrowing costs to decline with allowed returns.
23. Yet Firm A already had the ability to borrow with a short term to maturity, and could reset prices at high frequency or low frequency. Firm A decided to borrow with a long term to maturity (the normal case for a large, capital-intensive business) because this represented a decision which minimised its cost of funds after accounting for interest rate risk and refinancing risk.
 24. It appears that the perceived risk reduction benefits of term matching come from the idea that regulation has a different objective to replication of competitive market outcomes. Suppose we start with the idea that Firm A is endowed with a natural monopoly position, and a decision is made by the government to constrain Firm A's ability to exercise its monopoly pricing power. The regulator is then assigned the task of deciding what a fair price is for Firm A to charge for its output.
 25. The regulator adopts what is now a reasonably common building block approach. The regulator:
 - a) makes an estimate of the asset base for Firm A;
 - b) makes an estimate of Firm A's efficient costs;
 - c) makes an estimate of the risks faced by firm A (and which are considered relevant to asset prices); and
 - d) ultimately makes a decision on a set of prices and other terms that constrain Firm A's behaviour.
 26. Different decisions made by the regulator could affect the risk faced by the business, and this will have flow on effects. It should be emphasised however, that regulation of the monopoly business does not increase value for the business above what would result from competition. Regulatory constraints reduce firm A's ability to extract monopoly rents but, all else equal, these constraints do not place firm A in a better position than if it was unregulated.
 27. This is important to understand because the low risk nature of a regulated energy network does not come from its regulated status. The low risk nature of the network comes from providing an essential service to a large number of customers which cannot be efficiently replicated by a competitor. This is why asset risk is low, and leverage ratios are high, which consequently leads to increased risk and returns to equity holders. Regulation is imposed on the business as a constraint on prices so that output increases to an economically efficient level.
 28. The specific issue at hand is the decision of the regulator as to how frequently to reset prices. According to the term matching idea, annual price setting implies an allowed return of 8% and setting prices every 10 years implies an allowed return of 9%.
 29. The term matching idea only holds if the reduction in interest rate risk is not offset by any other risks, including refinancing risk. So the question is, has the process of regulation – setting prices frequently, applying an estimated return to the regulated asset base and adding estimated costs – been able to lower interest rate risk without an offsetting impact on other risks?
 30. In our view, the answer is no. An investor considering buying a stake in firm A will still consider a series of annual cash flow projections, and perform a present value computation of those projections. The investor will still consider a series of expected cash flows, but now those cash flows are determined by a more frequent estimation process. The business will take on more short term debt, so that its movement in interest expense each year will be more closely aligned with the annual change in revenue. But this will be at least offset by a commensurate increase in the cost of equity such that the overall cost of capital is at least as high as in the normal situation in which the firm issues long term debt.

3. Rationale for aligning the term to maturity with the length of the review period

3.1 Regulators view: a floating rate note analogy

31. We understand that the regulator has conducted analysis of the yield to maturity on government bonds with different terms to maturity over an extended period of time. On average, government bonds with a longer term to maturity offer higher returns than government bonds with a shorter term to maturity. The terminology we use is that the normal yield curve is upward sloping. The yield curve can be inverted, flat or have other unusual shapes. But in the typical case the longer the term to maturity the higher the interest rate.
32. In Figure 1 we present the yield to maturity on Eurozone government bonds at the time of writing.⁵ The ten year government bond yield of 0.60% is at a premium of 0.66% to the five year government bonds yield, and at a premium of 0.94% to the two year government bond yield. This upward-sloping yield curve is what is typically observed in government bond markets, although the steepness of the curve varies over time and the curve can be flat or inverted.
33. The regulator considers the higher interest rates on long term versus short term government debt to be compensation for bearing interest rate risk only. Bond holders are exposed to the risk that, if interest rates rise, bond prices fall. This occurs because investors in the market for those bonds now require higher returns but the projected coupon payments have not changed. Interest rate risk can be measured as the sensitivity of bond prices to changes in interest rates. Prices on bonds with a longer term to maturity are relatively more sensitive to interest rate movements so the bonds are said to bear more interest rate risk.
34. For example, suppose a bond with two years to maturity is priced at par⁶, has an annual yield to maturity of 5.0%⁷, and pays semi-annual coupons of \$2.50 per \$100.00 of par value. For an instantaneous change in market yields of 1% we would expect the bond price to move in the opposite direction by 1.9%. If yields rise to 6.0% we would expect the bond price to fall to \$98.14;⁸ and if yields fall to 4.0% we would expect the bond price to rise to \$101.90. In contrast, if we consider an equivalent bond with 10 years to maturity, for a 1% change in market yields we would expect the bond price to move in the opposite direction by 7.8%. If yields rise to 6.0% we would expect the bond price to fall to \$92.56;⁹ and if yields fall to 4.0% we would expect the bond price to rise to \$108.18.
35. Interest rate risk is the not necessarily the only reason why bonds with a longer term to maturity, on average, offer higher yields. But interest rate risk is what has been considered by the regulator and it is correct that, all else being equal, bonds with a longer term to maturity are relatively more exposed to interest rate movements.
36. The rationale that underpins term matching is that, with more frequent rate resets, the investor in a regulated energy network does not bear the interest rate risk described above. At the end of the regulatory period, the regulator will refer to another set of yields on government bonds in order to re-estimate the allowed return. If yields rise so will allowed returns. Under this rationale the investor is only exposed to movements in interest rates during the regulatory period. In the context of the example presented above, the coupon payments are not locked in for 10 years, only two years, and so interest rate risk is reduced.

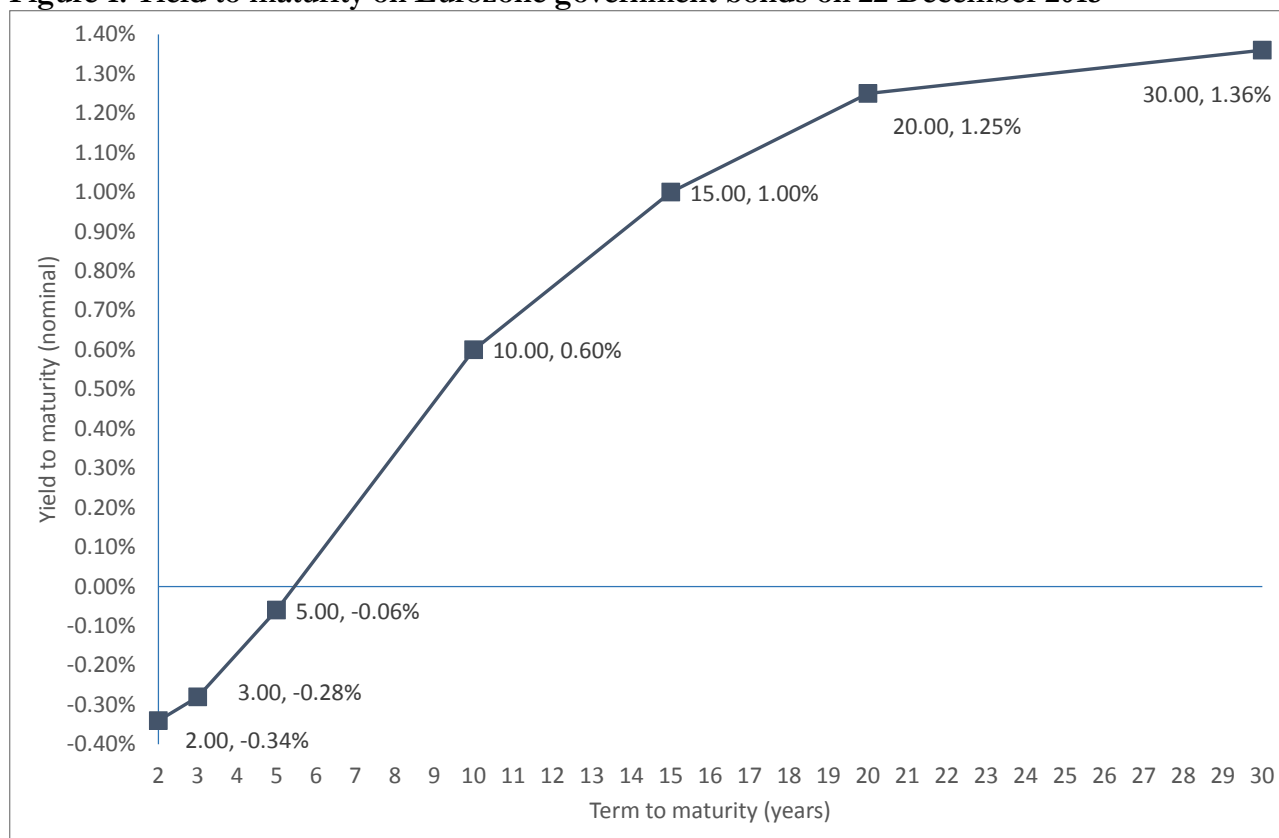
⁵ Data from markets.ft.com/Research/Markets/Bonds.

⁶ A bond "priced at par" means that the market price is equal to the principal used to estimate the coupon payments.

⁷ This means that the semi-annual yield to maturity is 2.5% (the annual yield to maturity of 5.0% divided by two). The effective annual rate is $1.025^2 - 1 = 5.06\%$.

⁸ At a yield to maturity of 6.0% the price of the bond is $\$2.50 \times [1 - (1.03)^{-4}] \div 0.03 + \$100 \div (1.03)^4 = \$9.29 + \$88.85 = \$98.14$.

⁹ At a yield to maturity of 6.0% the price of the bond is $\$2.50 \times [1 - (1.03)^{-20}] \div 0.03 + \$100 \div (1.03)^{20} = \$37.19 + \$55.37 = \$92.56$.

Figure 1. Yield to maturity on Eurozone government bonds on 22 December 2015

37. According to the rationale of the regulator, if investors are no longer exposed to interest rate risk there is no reason why interest rate risk should be reflected in energy distribution tariffs. Put another way, the regulator considers that the risk exposure of investors is analogous to investors buying a floating rate note. Coupon payments increase when yields rise, and decrease when yields fall, and so the risk exposure to interest rate movements is reduced.
38. The floating rate analogy is consistent with the proposition put forward by Lally (2007a)¹⁰ who advocated for term matching. Analysis is presented using equations and computations in respect of a risk free asset which is subject to regulation. In the main analysis the only source of risk is interest rate risk.¹¹ Under this assumption Lally (2007) reaches the following conclusion:

This paper examines the appropriate term of the risk free rate to be used by a regulator in price control situations, and in the presence of debt. If the only source of risk is interest rate risk, then the regulator should choose to satisfy the present value principle. The only choice of term for the risk free rate that can achieve this is that matching the regulatory cycle, but it also requires that the firm match its debt duration to the regulatory cycle. Failure of the firm to do so leads to cash flows to equity holders whose net present value will tend to be negative, and will also inflict interest rate risk upon equity holders. This provides the firm with strong incentives to match its debt duration to the regulatory cycle.¹²

39. In subsequent analysis, Lally (2007a) considers a situation in which there is what Lally calls “re-contracting risk.”¹³ Lally mentions that the main analysis assumes no information asymmetries and no risks other than interest rate risk. In the words of Lally, “[t]he presence of this recontracting risk

¹⁰ In this report we comment on a series of three articles written by Lally (2007a, 2007b) and Hall (2007) which appeared in the same volume of the Accounting Research Journal. The article by Hall is a comment on the first article by Lally and the second article by Lally is a rejoinder. The articles should be read in sequence. Dr Jason Hall is one of the authors of the current report.

¹¹ Lally (2007), Section 1, pp. 73 to 77.

¹² Lally (2007), p. 80.

¹³ Lally (2007), Section 3, pp. 77 to 80.

presumes that the regulator uses efficient rather than actual costs, because use of actual costs would eliminate the firm's exposure to re-contracting risk.”¹⁴

40. Lally (2007a) then considers situations in which the business borrows at a term to maturity which is different to the regulatory period. The business could borrow using a relatively short term to maturity if the business expects its credit rating to improve (and so its debt margin will fall next period) or the business could issue relatively long term debt to protect itself against the risk that its debt premium rises but the full debt premium is not passed on by the regulator.¹⁵ Lally assumes that the systematic risk associated with recontracting is zero. On this basis he says that the expected value of cash flows after the first regulatory period is approximately zero. What follows is a conclusion that, even if recontracting risk exists, it remains the case that for the present value of expected cash flows to equal the investment base, the term to maturity for the risk free rate should still match the length of the regulatory period.
41. In summary, Lally (2007a) considers two scenarios – either an investment is risk free, or any other risks associated with the issue of short term debt have zero systematic risk. On this basis his conclusion is that term to maturity used to estimate the risk free rate should equal the length of the regulatory period.

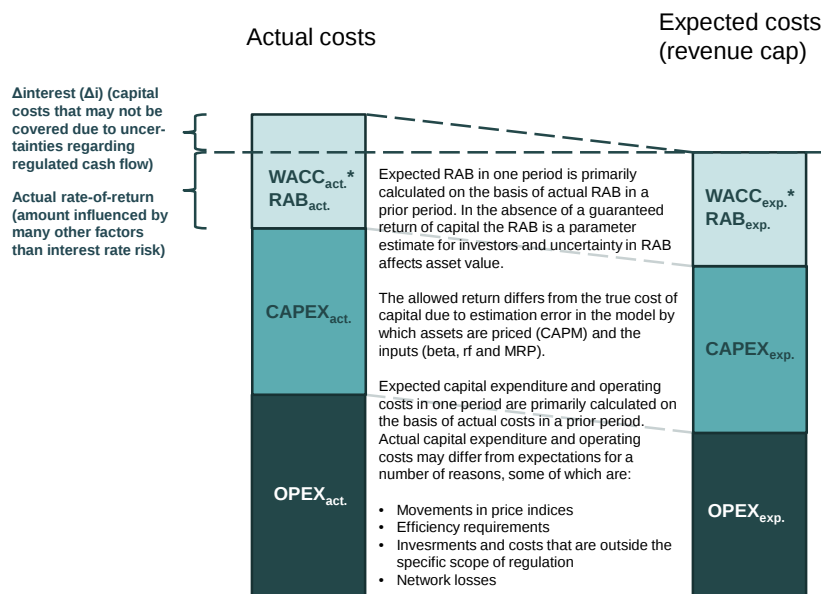
3.2 Our view: Interest rate risk is only one of many risks

42. The issue that we, the regulator, and the expert panel need to grasp is whether the floating rate analogy (based upon risk free interest rates, no estimation error in discount rates, no uncertainty over principal amount, and no estimation error in operating costs, capital expenditure and depreciation) can be applied to the situation in which the regulator is actually setting prices. In the actual price-setting situation:
- a) The investors bear risk (rather than the theoretical risk-free case);
 - b) There is estimation error in working out the fair risk-adjusted return (on the floating rate note analogy there is no estimation error in interest rates);
 - c) The principal is not guaranteed. Instead, the regulator makes an estimate of the regulated asset base at intermediate intervals (which stands in contrast to the assumption of perfect foresight in the principal); and
 - d) The regulator needs to estimate operating costs, depreciation and capital expenditure in working out an allowed revenue stream and therefore regulated prices – all of which involve estimation error and debate between the regulated entity and the regulator (and which are not part of the consideration in the floating rate note analogy)
43. The building block process for setting the regulated cash flow stream is illustrated in Figure 2. Actual costs – including the cost of capital – can exceed the revenue cap for a number of reasons as outlined above and in the figure.

¹⁴ Lally (2007), p. 17.

¹⁵ Lally (2007), p. 77.

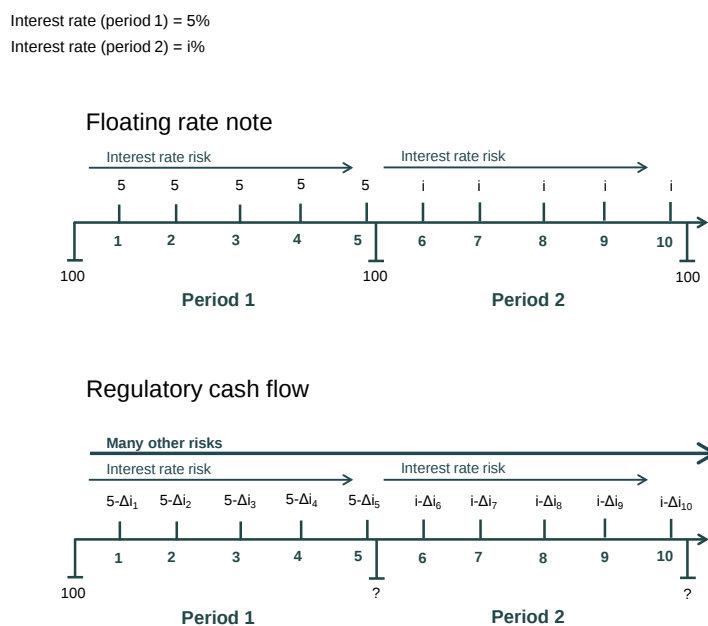
Figure 2. Building block revenue cap



44. The difference between the expected cash flows from a floating rate note and a regulated asset are presented in Figure 3. In the first period of five years the regulated asset base is \$100 and the interest rate is 5%. In the second five year period, the nominal value for the floating rate note remains \$100 and the interest rate is $i\%$. For the regulated asset the expected cash flows are $\$ (i - \Delta_n)$ where Δ_n (or “delta n ”) represents the difference between actual and expected cash flows in year n . In this illustration, delta represents all the uncertainty over cash flows faced by investors – from estimation error in the asset base, efficient costs and capital expenditure, the fair return for bearing risk, and refinancing risk (the potential for debt holders to have a claim on the assets due to illiquidity in the debt markets, or refinancing at interest rates not accounted for in the allowed return).
45. The specific issue is whether the differences listed immediately above actually matter for setting the allowed return. Our view is that these differences do matter, for the following reason.
46. We do not think that investors price assets by ignoring any uncertainty over cash flows outside of the regulatory period, merely because the regulator decides to reset prices more frequently. In estimating the value of an asset, standard theory (which underpins all building block regulation) states that we estimate the present value of all expected cash flows at a rate which reflects the risk of those cash flows. In a normal situation in which an investor values a large, capital-intensive business, the risk free rate which underpins the discount rate estimate would be a long-term government bond yield. The rationale for this choice is that there are risks associated with cash flows over a long period of time, and the cost of debt and cost of equity should also be estimated using a long duration of cash flows. Corporate bonds issued to finance large, capital-intensive business have a long term to maturity.¹⁶ There is demand from companies to borrow money with a long investment maturity, despite the higher interest rates, so long duration is the typical company’s preference for minimising the cost of capital.

¹⁶ The Economist (2015) recently reported that the average term to maturity of newly issued corporate bonds is now 17 years.

Figure 3. Floating rate note and expected cash flows under regulation



47. The two contrasting views can be illustrated with a simple net present value equation, illustrated in Figure 4. According to Hall (2007) investors project a set of expected cash flows and apply discount rates to those cash flows which reflect risks associated with those cash flows. The regulator adopts a number of processes, parameter estimates and judgements each period and investors form a view on all expected cash flows for the life of the asset (left side).¹⁷ The cash flows are *expected cash flows* and so are not guaranteed. The contrasting situation is shown on the right side. In the right side equation, cash flows outside of year one are irrelevant for value because any increases or decreases in cash flows are perfectly offset by increases or decreases in discount rates.
48. Which of these views is correct depends upon the particular situation at hand. The argument of Lally (2007a) holds if either:
- forward rates are an unbiased estimate of future spot rates; or
 - there is no uncertainty about cash flows after the end of the regulatory period that matters for the pricing of assets.
49. Our view is consistent with that of Hall (2007). Hall begins his analysis by pointing out what appears to be an inconvenient result for advocates of term matching – that it is inconsistent with the broad objective of approximating competitive market outcomes. Regulated assets across jurisdictions have a variety of regulatory periods, based upon an administrative choice on economic efficiency. Yet the government and corporate bonds in all jurisdictions typically have upward sloping yield curves. This means that, on average, regulated prices will be relatively lower in jurisdictions with short regulatory periods, and relatively higher in jurisdictions with long regulatory periods. This seems anomalous. Why would an estimate of the price which would prevail in a competitive market differ depending upon whether the government or regulator makes a choice to reset prices more or less frequently?

¹⁷ In the figure, discount rates and cash flows for period 1, 2 ... n are shown in subscripts. For simplicity the diagram is presented with a period equal to one year.

Figure 4. Net present value equations

Risk after period 1	No risk after period 1
$Value = \frac{CF_1}{(1+r_1)} + \frac{CF_2}{(1+r_1) \times (1+r_2)} + \dots + \frac{CF_n}{(1+r_1) \times (1+r_2) \times \dots \times (1+r_n)}$	$Value = \frac{CF_1}{(1+r_1)} + \frac{Asset\ base}{(1+r_1)}$

50. Hall (2007) then attempts to explain why this anomaly occurs, on the basis of the proposition put forward by Lally (2007a). Hall's argument is that in pricing assets, investors consider expectations of all future cash flows over the life of the asset and use discount rates observable at the valuation date to discount those future expected cash flows. He goes on to show that term matching is only appropriate if the discount rates observable today provide an unbiased estimate of future short term rates.
51. In response, Lally (2007b) counters that he makes no assumption at all about forward rates. His view is that no assumption whatsoever is required about future interest rates. All that matters is that the regulator sets the future payoff to the investor on the basis of the next short term rate, and this locks in the value of the asset at the end of the first regulatory period. The asset value at the end of the first period is locked in because if rates do up, payoffs go up; and if rates go down, payoffs go down so there is no risk; and any other risks affecting asset value are not priced by investors because they are non-systematic.
52. The argument of Hall (2007) holds if there **are** risks associated with the cash flows outside of the regulatory period that matter to investors in valuation. We agree with this latter proposition because the price setting mechanism adopted by the regulator has simply altered the allocation of risks amongst debt and equity holders. This is the basis for our discussion in Section 4. In short, once more than interest rate risk is considered we believe the following argument holds.

-
53. When considering regulated assets, we question whether the pricing of assets by investors on the basis of all expected cash flows actually changes. For the floating rate analogy to hold, investors would have to believe that eliminating the risk premium associated with long duration cash flows can be achieved by one simple process – setting prices more frequently. Further, investors would also have to believe that interest rate risk can be reduced by the same simple process without any offsetting increases in risk affecting the cost of capital. That is the heart of the matter that is addressed in our report.
- a) In a normal situation in which expected cash flows are set by competitive market forces, investors price assets by (1) estimating a series of expected cash flows; and (2) using discount rates that reflect a stream of expected cash flows over a long period of time. The discount rates used by investors to set asset prices are higher, on average, than short duration discount rates.
 - b) In the regulated asset situation, expected cash flows are partly determined by competitive market forces (this impacts actual costs, capital expenditure and depreciation) and partly determined by a regulatory estimation process (which is used to estimate allowed returns, the asset base and allowed recovery of costs, capital expenditure and depreciation). Our view is that investors still price assets by (1) estimating a series of expected cash flows; and (2) using discount rates that reflect a stream of expected cash flows over a long period of time. The view that supports term matching is different. For term matching to hold, investors would have to decide that merely by the regulator making a set of decisions each regulatory period, the risk premium associated with long duration cash flows has been negated.
54. We do not believe this is true because all that has changed is that one set of estimates has been replaced by another set of estimates. It is not the case that the process by which the regulator sets prices – making a set of estimates over a period of time – has immunised investors from a risk they would have otherwise faced.
- a) In the normal situation in which expected cash flows are set by competitive market forces, prices fluctuate as economic conditions change. Prices are not locked in for the life of the asset and the discount rates used by investors reflect the risks associated with price fluctuations. Some increased in costs are passed on to consumers and so prices rise; in other situations costs decline and some of this cost decline leads to lower prices due to competition.
 - b) In the regulated asset situation in which expected cash flows are, in part, determined by regulatory estimates, the regulator uses interest rate movements as one component of setting prices. It is not the case that, in the absence of regulation, prices would have been locked in for an extended period of time thereby exposing the business to interest rate risk. All that has happened is that the regulator has adopted a process – including estimating discount rates on a periodic basis – to set prices at a particular frequency. This process does not convert a series of relatively higher risk/higher return expected cash flows into a relatively lower risk/lower return cash flows.
-

4. Risk exposure of equity holders including consideration of beta

56. The key point we make is that there are trade-offs when it comes to issuing short term debt versus long term debt. We know that a normal financing program for a large, capital-intensive business will be to issue debt with a reasonably long term to maturity. We also know that, if a regulator decides to reset prices at a particular frequency with reference to interest rates at the time, a regulated business will depart from this normal practice and issue debt with a different term to maturity. The regulated business will attempt to minimise the volatility of cash flows by aligning the term to maturity on debt issuance with the regulatory period.
57. This is consistent with theory put forward by Morris (1976) who writes:
- One element of the risk of borrowing is that the firm's cash inflows will not be sufficient to cover the fixed outflows necessary to service the debt. One way in which firms attempt to deal with this risk is to follow a hedging policy whereby the maturity of the debt is chosen so as to approximately equal the asset life. ...

[However]

... If the covariance between the firm's net operating income and interest rates is sufficiently high, then the use of short term debt may cause total interest costs to take on the character of variable, rather than fixed, costs so that the firm is not subject to the tyranny of the "break even point" which is so often associated with fixed costs and the use of leverage.¹⁸
58. The point made by Morris (1976) was repeated by Lally (2007) who noted that, under term matching, firms will align the term to maturity on borrowing with the length of the regulatory period in order to mitigate refinancing risk. As much as possible the firm will structure its borrowings so that if interest rates fall just before the start of a regulatory period (and so revenues fall) the firm's interest expense will fall. For businesses with high leverage (such as energy networks) interest rate risk management is important for mitigating the risk of distress, but it is also important for minimising the volatility of cash flows to be used for investment and dividends.
59. The response of regulated businesses to align their borrowing costs with a driver of revenue (interest rate movements) does not mean that the overall risk to the business has been reduced. It does not mean there has been a reduction in the overall cost of capital. All that happens is that the regulator decides upon one mechanism for setting prices, and the businesses responds.
60. For our argument to hold there must be something that affects the overall cost of capital of a regulated business, and which offsets the reduced borrowing cost associated with short term debt. This offsetting factor is an increase in the cost of equity. Our view is that the overall cost of capital of the business has not fallen, merely because the regulator makes a decision to reset prices more frequently and businesses respond by issuing debt at shorter maturities. Rather, the overall cost of capital will be at least as high as in the case where the business issued long term debt, making a decision that the business considers to be the capital structure that minimises the cost of funds.
61. The weighted average cost of capital for a business that issues short and long term debt is shown below, in which S = short term debt, L = long term debt, E = equity, and V = value (the sum of S , L and E). r represents the expected return on each financing source.
- $$WACC = r_s \times \frac{S}{V} + r_d \times \frac{L}{V} + r_e \times \frac{E}{V}$$
62. The firm chooses its allocation of short term debt, long term debt and equity by having regard to the lower interest costs associated with short term debt versus the increased refinancing risk. The reason

¹⁸ Morris (1976), pp. 29–30.

owners of large, capital-intensive businesses borrow over a long tenor is because they wish to minimise the cost of equity associated with refinancing risk. Borrowing in the short term gives debt holders more frequent potential claims on the assets in the event of economic distress and exposes the firm to potentially higher borrowing costs during refinancing periods.¹⁹

63. There is theoretical and empirical literature on the trade-offs businesses make in deciding upon a mix of short and long term debt. With respect to theory the following papers are relevant. This is not an exhaustive list but serves to illustrate that there are trade-offs that affect borrowers' choices regarding debt maturity. There are negative impacts on firms' cost of capital associated with the issuance of short term debt.
 - a) As mentioned above, Morris (1976) presents a theory that short term debt is preferable when cash inflows are positively correlated with interest rate movements.
 - b) Diamond (1991) puts forward a theoretical model which is based upon the trade-off between the increased liquidity risk of short term debt (by liquidity risk, Diamond means the potential loss of control to lenders if the debt cannot be repaid or refinanced). Diamond's model explains why short term debt is issued by firms with high credit ratings and low credit ratings. Highly rated firms are prepared to bear liquidity risk so they can refinance, and lowly rated firms have no choice but to borrow in the short term and potentially lose control to lenders in the event of default. For our purposes the key point is that Diamond's model is premised on the trade-off between lower interest rates from short term debt and increased risk of loss of control.
64. Empirically, we have the following relevant results.
 - a) Choe (1994) provides cross-sectional evidence²⁰ that average stock returns, and by implication the equity risk, is higher for firms that issue more short term debt. This provides some evidence of a trade-off between the relatively lower average yield on short term debt and an increase in expected equity returns.
 - b) Stohs and Mauer (1996) show that long term debt is issued by large firms with low volatility of operating earnings, long lived assets and high leverage.²¹ This result is consistent with our contention that a normal debt issuance program for a large business with long-lived assets (characteristics of an energy network) would be to issue long term debt because this minimises the cost of funds. The researchers state that "[t]he positive relation between debt maturity structure and leverage is consistent with the hypothesis that firms lengthen debt maturity as leverage increases to offset the higher probability of a liquidity crisis."²² Issuing short term debt (to align interest costs with the interest rate driver of revenue) does not come without the equity return trade-offs implicit in the normal decision to issue long term debt.
 - c) Graham and Harvey (2001) surveyed managers on a set of corporate finance decisions including decisions relating to the maturity of debt. 63% of respondents said that it was

¹⁹ In terms of the overall level of debt the firm will consider the following issues. In the finance literature this is referred to as the trade-off theory of capital structure choice. (1) The tax benefits of debt – More debt means more tax deductions; (2) The increased risk to equity holders from issuing debt – More debt increases fixed payments so increases the volatility of returns to equity holders and therefore the cost of equity; (3) The increased risk of financial distress – More debt means more chance that the firm operates inefficiently by being in a distressed state; and (4) The benefits of debt in constraining management & the negative impact of debt by shortening time horizons – Interest payments discipline management to not increase costs and make size-increasing but not value-adding investments (typically referred to as constraining free cash flows); but the negative aspect of these constraints can be too much focus on meeting short term hurdles.

²⁰ The term "cross-sectional evidence" means evidence relating to differences across firms. We have a cross-section of firms and the analysis attempts to explain why some firms in the sample have high average returns and some firms in the same have low average returns. In the sample analysed by Choe (1994) firms that issued more short term debt had higher average stock returns.

²¹ The researchers also show that firms with very high or low bond ratings issue short term debt, which is one of the results that motivated the theoretical work of Diamond (1991).

²² Stohs and Mauer (1996), pp. 304–305.

important or very important to match the maturity of debt with the life of their assets, and 49% of respondents said it was important or very important to issue long term debt to minimize the risk of having to refinance in “bad times.”²³

65. In sum, the finance literature makes the point that the debt maturity choice of firms is the result of a risk-return trade-off which maximises firm value (which is the same as minimising the cost of funds). Borrowing in the short term is optimal for some firms (for example, firms that are relatively smaller, riskier or have short lived assets). The risk to equity holders increases as a result of this decision to finance debt in the short term but it still represents the optimal financing decision for those firms. Borrowing in the long term is optimal for other firms (for example, large, capital-intensive firms). These firms pay higher interest costs but there is less risk that assets end up in the hands of lenders.
66. We understand that the expert panel has raised the question of whether any risk to equity holders is already incorporated into the estimate of equity beta, so equity holders are already compensated for bearing exposure for all relevant risks. This is an unlikely prospect. We have not been briefed on any issues relating to equity beta estimation but are well informed about the practices generally adopted by regulators.
67. The general practice adopted by regulators is to form a set of comparable listed firms and estimate equity beta via regressions of stock returns on market returns.²⁴ This general practice leads to equity beta estimates that have large standard errors. So as a baseline there is considerable estimation error regarding the “true” (and unobservable) systematic risk of an energy network. All the regulator has at its disposal is a series of beta estimates that have a high degree of imprecision.
68. This makes it highly unlikely that the estimate of equity beta can be disaggregated into risk associated with the issuance of long term debt, and any incremental risk associated with a decision to issue short term debt. There is simply no way of knowing how much equity beta should be increased from a baseline estimate to account for increased refinancing risk.
69. This does not mean that businesses are not making a trade-off between the benefits and costs associated with the issuance of short term debt. It simply means that we cannot measure the impact of that decision with respect to beta estimates.
70. The inability to disaggregate beta estimates into different risk components supports our view as to how an appropriate cost of capital estimate can be derived for the regulated business, which is as follows.
 - a) A normal financing arrangement which minimises the cost of funds is for the firm to issue long term debt. This is how the firm would be expected to behave in a competitive market, and is consistent with the empirical evidence on the maturity structure of firms.
 - b) For the regulated business facing price resets each regulatory period, revenue will be higher when interest rates rise, and revenue will be lower when interest rates fall. It is normal business practice to mitigate risk, and the risk exposure from price resets can be mitigated by refinancing debt each regulatory period (or using derivatives to achieve the same result). Cash flow risks are reduced but this is offset by other risks that increase the cost of equity, in particular, refinancing risk. Refinancing risk is the reason why unregulated large, capital-intensive businesses borrow long term.
 - c) Investors will not ascribe a higher value to the firm merely because the regulator has elected to re-estimate prices at a higher frequency. In the absence of regulation, investors will project a series of cash flows and discount those cash flows at a rate which reflects their risk. Under regulation, investors will still project a series of cash flows and discount those cash flows at a rate which reflects their risk. One series of cash flow estimates (the market determined

²³ Graham and Harvey (2001), Table 11, p. 224.

²⁴ Sometimes this takes the form of excess returns, that is, returns relative to an estimate of the risk free rate of interest.

estimates) has been replaced with another series of cash flow estimates (a combination of regulation and market impacts) and risk remains.

- d) If a firm would make its own value-maximising decision to issue long term debt, and instead issues short term debt in response to a regulatory constraint, it is difficult to see how this reduces the cost of capital. Term matching only appears to reduce the cost of capital if we make the assumption that investors only care about interest rate risk, and that other risks are simply assumed to be negligible.
- e) The implication is that term matching does not actually reduce the cost of funds for a business. It merely reduces the risk to lenders who now have more frequent potential asset claims, and increases the risk to equity holders. Under this framework, we can estimate the cost of capital as if the firm borrowed in a normal manner for a large, capital-intensive firm, by issuing long term debt.

5. Conclusion

71. In this report we consider the term matching approach for estimating the risk free component of the allowed return on a regulated energy network. Under the term matching approach the risk free rate is estimated using the yield to maturity on government debt with the same tenor as the regulatory period.
72. The basis for the term matching approach is that investors are no longer exposed to interest rate movements outside of the regulatory period, because these interest rate movements affect earnings and the cost of capital at the same time. The asset value at the end of the regulatory period is predictable, or at least any risks associated with the asset base are irrelevant for asset values today.
73. We question whether this view is correct for the following three reasons.

a) **Interest rate risk is only one risk facing businesses and which investors account for.**

The theoretical basis for term matching is consideration of a risk free security which has payoffs which flow directly from interest rate movements. There is no principal uncertainty, no estimation error in risk premiums, and no estimation error in operating costs, capital expenditure and depreciation. The implication of the risk free security analysis is that the risk exposure is analogous to a floating rate note. Then, when it turns to all of the other risks affecting cash flows – uncertainty over the allowed asset base, uncertainty over the allowed risk premium, and uncertainty over allowed operating costs, capital expenditure and depreciation – there is an assumption that these risks are either non-systematic or are already accounted for in beta.

Risk is the very reason why businesses issue long term debt. Using the floating rate note analogy as the basis for term matching means that interest rate risk is considered, but any other risk is assumed to be irrelevant. If the risks were irrelevant then large, capital-intensive businesses would already issue short term debt.

b) **Long term financing is optimal and already minimises the cost of capital. The cost of equity rises due to an increase in refinancing risk.**

The normal financing arrangement for a large, capital-intensive business is to issue long term debt. When prices are set according to interest rate resets, regulated entities issue short term debt or enter into derivative contracts to transform long term debt into (in substance) short term debt. This is normal, risk-reduction behaviour. But this does not mean that the overall cost of capital has been lowered. It simply means that the firm has elected to issue short term debt to mitigate interest rate risk, and this will be accompanied by increased risk to equity holders.

If the overall cost of capital for large, capital-intensive businesses could be reduced by issuing short term debt, then businesses of this type would issue short term debt. They issue long term debt because they recognise that the relatively lower yields on short term debt come at an increased risk to equity holders. This risk to equity holders does not go away merely because the regulator decides to set prices using one technique, and businesses rationally respond to that technique. Further, there is no mechanism in a typical regulatory approach to estimating the cost of equity, to account for this risk. Given the imprecision of beta estimates typically used in regulation, there is no reasonable prospect that the regulator can determine whether any beta estimate accounts for the increased risk associated with short term debt.

c) **Term matching is inconsistent with regulation as an approximation of competitive market outcomes.**

The typical yield curve is upward sloping. So, all else equal, typical prices will be relatively higher in jurisdictions with long regulatory periods and relatively lower in jurisdictions with short regulatory periods. The premise of regulation is to take the place of competitive market outcomes. Regulatory constraints are designed with the underlying intention of setting prices

that would prevail in a competitive market, thereby allowing businesses to earn a normal return commensurate with risk. The length of the regulatory period is based upon the judgement of the government or the regulator as to what is economically efficient and what can be administered. It is independent of any analysis of what would prevail in a competitive market. This inconvenient result suggests something is missing in the justification for term matching. As discussed above, what is missing is consideration of all risks other than interest rate risk and the allocation of risk to equity holders.

74. In conclusion, our view is that we can estimate the cost of capital as if the firm borrowed in a normal manner for a large, capital-intensive firm, by issuing long term debt.

6. References

- Choe, Y.S., 1994. "The substitution effects of short-term debt for long-term debt on the expected returns of common stocks," *Asia Pacific Journal of Management*, 11, 187–203.
- Diamond, D.W., 1991. "Debt maturity structure and liquidity risk," *Quarterly Journal of Economics*, 106, 709–737.
- Graham, J.R., and C.R. Harvey, 2001. "The theory and practice of corporate finance: Evidence from the field," *Journal of Financial Economics*, 60, 187–243.
- Hall, 2007. "Comment on Regulation and the term of the risk rate: Implications of corporate debt," *Accounting Research Journal*, 20, 81–86.
- Lally, M., 2007a. "Regulation and the term of the risk free rate: Implications of corporate debt," *Accounting Research Journal*, 20, 73–80.
- Lally, M., 2007b. "Regulation and the term of the risk free rate: Implications of corporate debt – A rejoinder," *Accounting Research Journal*, 20, 87–88.
- Lintner, J., 1965. "The valuation of risk assets and the selection of risky investments in stock portfolios and capital budgets," *Review of Economics and Statistics*, 47, 13–37.
- Morris, J.R., 1976. "On corporate debt maturity structures," *Journal of Finance*, 31, 29–37.
- Mossin, J., 1966. "Equilibrium in a capital asset market," *Econometrica*, 34, 768–783.
- Sharpe, W.F., 1964. "Capital asset prices: A theory of market equilibrium under conditions of risk," *Journal of Finance*, 19, 425–442.
- Stohs, M.H., and D.C. Mauer, 1996. "The determinants of corporate debt maturity structure," *Journal of Business*, 69, 279–312.
- The Economist, 2015. "The creed of speed," 5 December.

Jason Hall, PhD BCom(Hons) CFA

Lecturer in Finance
 Ross School of Business
 The University of Michigan (Room 4443)
 701 Tappan Avenue
 Ann Arbor, Michigan, USA 48104
 Phone: +1 734 926 6989
 Email: ujjhall@umich.edu
 Research: <http://ssrn.com/author=114606>

Director
 Frontier Economics
 Level 1, South Bank House, Stanley Street Plaza
 South Bank, Queensland, Australia 4101
 Phone: +61 419 120 348
 Email: jason.hall@frontier-economics.com.au
 Website: frontier-economics.com.au
 Skype: [jason.lance.hall](https://www.skype.com/people/jason.lance.hall)



Experience

2013-15 Ross School of Business, The University of Michigan (Lecturer in Finance)
 2008 Ross School of Business, The University of Michigan (Visiting Assistant Professor in Finance)
 2015 Frontier Economics (Director)
 2000-14 SFG Consulting (Director)
 2000-12 University of Queensland Business School, The University of Queensland (Senior Lecturer)
 1997-99 Credit Suisse First Boston (Equities analyst)

Education

2005 PhD in finance from The University of Queensland
 2003 Chartered Financial Analyst designation by the CFA Institute
 1996 Bachelor of Commerce with First Class Honours from The University of Queensland

Research

Journal articles

Impact of sector versus security choice on equity portfolios, with Ben McVicar, *Applied Financial Economics*, 2013, 23 (12), 991 – 1004.
 Unconstrained estimates of the equity risk premium, with Stephen Gray, Tristan Fitzgerald and Ravi Jeyaraj, *Review of Accounting Studies*, 2013, 18 (2), 560 – 639.
 Market risk exposure of merger arbitrage in Australia, with Matthew Pinnuck and Matthew Thorne, *Accounting and Finance*, 2013, 53 (1), 185 – 215.
 The value of imputation credits on hybrid securities, with Clinton Feuerherdt and Stephen Gray, *International Review of Finance*, 2010, 10 (3), 365 – 401.
 Forecast accuracy and stock recommendations, with Paul Tacon, *Journal of Contemporary Accounting and Economics*, 2010, 6 (1), 18 – 33.
 Speculation and e-commerce: The long and the short of IT, with Colin Ferguson, Matthew Pinnuck and Frank Finn, *International Journal of Accounting Information Systems*, 2010, 11 (2), 79 – 104.
 Bias, stability and predictive ability in the measurement of systematic risk, with Stephen Gray, Drew Klease and Alan McCrystal, *Accounting Research Journal*, 2009, 22 (3), 220 – 236.
 Leveraged superannuation, with Peter Dunn and Scott Francis, *Accounting and Finance*, 2009, 49 (3), 505 – 529.
 Persistence in growth versus market expectations, with Matthew Tochtermann, *Australian Journal of Management*, 2008, 33 (1), 169 – 199.
 Relationship between franking credits and the market risk premium: A reply, with Stephen Gray, *Accounting and Finance*, 2008, 48 (1), 133 – 142.
 Comment on 'Regulation and the term of the risk free rate: Implications of corporate debt', *Accounting Research Journal*, 2007, 20 (2), 81 – 86.
 Valuation of mining projects using option pricing techniques, with Shannon Nicholls, *JASSA*, 2007, Issue 4 (Summer), 22 – 29.
 Relationship between franking credits and the market risk premium, with Stephen Gray, *Accounting and Finance*, 2006, 46 (3), 405 – 428.
 Electronic commerce investments, the resource-based view of the firm, and firm market value, with Colin Ferguson and Frank Finn, *International Journal of Accounting Information Systems*, 2005, 6 (1), 5 – 29.
 Auditor conservatism and voluntary disclosure: Evidence from the Year 2000 systems issue, with Peter Clarkson and Colin Ferguson, *Accounting and Finance*, 2003, 43 (1), 21 – 40.

Working papers

Portfolio rebalancing and mutual fund tournament behavior, with Paul Tacon, Finance and Corporate Governance Conference 2011, FIRN Frontiers in Finance Conference 2011, Financial Management Association Annual Meeting 2012.

The impact of security analyst recommendations on the trading of mutual funds, with David Costello, AFAANZ Conference 2010 (Winner Best Paper in Finance), Australasian Finance and Banking Conference 2010.
 Forecasting stock returns using investor flows under short-sales constraints, with Paul Tacon, Australasian Finance and Banking Conference 2011, Finance and Corporate Governance Conference 2012, AFAANZ Conference 2012, Financial Management Association Annual Meeting 2012, Southern Finance Association Annual Meeting 2012.

Presentations

Accounting and Finance Association of Australia and New Zealand Conference (5) 2005, 2007, 2009-10, 2012
 Asian Finance Association Conference 2009
 Australasian Finance and Banking Conference (2) 2008, 2010
 Australian National University Seminar Series 2012
 Coal Trade, hosted by AIC Worldwide 1999
 Coaltrans Asia, hosted by Coaltrans Conference Limited 1999
 Contemporary Accounting Research/Journal of Contemporary Accounting and Economics Joint Symposium 2009
 CPA Mining and Energy Conference 2006
 Financial Management Association 2012
 First Annual Private Equity Conference, hosted by Television Education Network 2007
 JBWere Family Business Conference 2010
 Melbourne Centre for Consumer Finance Investment & Regulatory Symposium 2008
 PhD Conference in Economics and Business, hosted by University of Western Australia 2003
 Southern Finance Association 2012
 University of Melbourne Seminar Series (2) 2005, 2010
 University of Queensland Seminar Series 2008

Referee activity

Accounting and Finance (8 reviews) 2003, 2005, 2009-13
 Accounting Research Journal (3 reviews) 2002, 2006, 2010
 Applied Financial Economics (3 reviews) 2012-13
 Australian Journal of Management 2012
 Contemporary Economic Policy 2011
 European Financial Management 2014
 Financial Review 2013
 International Journal of Emerging Markets 2013
 International Review of Finance 2012
 MIS Quarterly 2003
 Quarterly Journal of Finance and Accounting 2010
 Quarterly Review of Economics and Finance (2 reviews) 2012, 2015

Research grants

PricewaterhouseCoopers/Accounting and Finance Association of Australia and New Zealand 2006: Returns, tax and volatility – Superannuation choice with a complete information set (\$8,500)
 Australian Research Council Discovery Grant 2002-4: Quantification issues in corporate valuation, the cost of capital and optimal capital structure (\$126,000)
 UQ New Staff Research Start-up Fund: The competitive advantage of investments in electronic commerce (\$10,000)

Research students

PhD (1 student)

2012 – Paul Tacon

Honours (20 students)

2012 – Edward Parslow (Carnegie Wylie)
 2011 – James Lamb (Port Jackson Partners)
 2010 – Jeremy Evans (JP Morgan), Sarah Thorne (JP Morgan), Alexandra Dwyer (Reserve Bank of Australia)
 2009 – Tristan Fitzgerald (UNSW), David Costello (National Australia Bank), William Toe (Ernst & Young)
 2008 – Ben McVicar (Credit Suisse), Matthew Thorne (Credit Suisse)
 2007 – Sam Turner (ABN Amro Morgans)
 2006 – Paul Tacon (PhD, UQ), Ravi Jeyaraj (Navis Capital), Thomas Green (Crescent Capital), Alexander Pascal-Bossy (Macquarie)
 2005 – Angela Gill (Wilson HTM), Andrew Wagner (Macquarie)
 2004 – Matthew Tochtermann (M. Fin. Eng., UC Berkeley), Justyna Lewandowska (JP Morgan), An Pham (UBS)

Masters (2 students)

2003 – Scott Francis (A Clear Direction Financial Planning), Hernando Barrero (PricewaterhouseCoopers)

PhD reader

Damien Cannavan 2012

Teaching**Ross School of Business, The University of Michigan**

Valuation (2014-2015; MBA students; avg. rating 3.9)

Corporate Investing Decisions (2014-15; BBA students avg. rating 4.2)

Corporate Financing Decisions (2015; BBA students avg. rating 3.0)

Corporate Financial Policy (2008; MBA students; avg. rating 4.3)

UQ Business School, The University of Queensland (Mean teacher ratings out of a possible 5.0)

Awarded undergraduate teaching prize 2009

Empirical Finance Honours (2009-12; PhD and Honours students; avg. rating 4.1)

Corporate Finance Honours (2005 & 2011; PhD and Honours students; avg. rating 4.7)

Investments & Portfolio Management (2002-7, 2009-10 & 2012; B.Com, MBA & M.Com students; avg. rating 3.8)

Corporate Finance (2002-4, 2006-10 & 2012; B.Com, MBA and M.Com students; avg. rating 3.8)

Finance (2005-6; M.Com students; avg. rating 3.7)

Corporate Finance and Investments (Mt Eliza Business School, Beijing 2003; MBA students)

Technology Valuation and Project Evaluation (Singapore 2004; Masters of Technology Management students)

Auditing (Summer 2000/1-2001/2; B.Com, MBA and M.Com students; avg. rating 3.8)

Executive education

Risk Management and Financial Analysis (Rabobank 2000-10)

Financial Analysis of Innovative Investments (UQ Business School 2007)

Credit Analysis (Queensland Treasury Corporation 2005)

Capital Management (UQ Business School 2004)

Making Critical Financial Decisions (UQ Business School 2003)

Business Valuation and Analysis (UQ Business School 2003)

Cost of Capital Estimation (UQ Business School 2003)

Analysis of Real Options (Queensland Treasury 2003)

Student competitions***Rotman International Trading Competition***

Manager of the UQ Business School trading team (2007 & 2009-12) which competes annually at the University of Toronto amongst 50 teams. UQ is the 9th most successful entrant from 66 schools which have competed in any of the same years, finishing 3rd in 2010, 6th in 2007, 11th in 2009, 14th in 2011 and 18th in 2012.

UBS Investment Banking Competition

Judge for the UQ section 2006-7 & 2009-12. Faculty representative at the national section 2008.

JP Morgan Deal Competition

Judge for the UQ section 2007-8.

Wilson HTM Research Report Competition

Delivered two workshops as part of the 2006 competition and was one of three judges.

Industry engagement

From 2000-15, I have provided consulting services as a director of SFG Consulting and Frontier Economics (from November 2014). A selection of projects in which I had a substantial role is listed below. Projects are grouped according to valuation, litigation support, risk & return, and regulation.

Valuation***Valuation of intangible assets and management performance shares (Collins Foods 2006-11, 2015)***

Collins Foods Limited is the operator of KFC restaurants in Queensland, Western Australia and the Northern Territory, and Sizzler restaurants in Australia and Asia. In 2015, I provided advice in relation to the valuation of the Sizzler Asia operation and the performance shares issued to executives, which vest according to earnings per share (EPS) growth achieved over a three year period. This follows on from valuations we performed on Collins Foods ordinary shares and tracking stock over the period from 2006 to 2011 when the company was privately held.

Analysis of risk, expected return and performance of an investment portfolio (Friday Investments 2010 to 2013)

Friday Investments provides portfolio management advice to high net wealth individuals and families in Brisbane. From 2010 to 2013 I acted as part of a team to perform analysis of a portfolio on a half-yearly basis, benchmarking the performance of the portfolio against a weighted index of listed shares, debt and property investments.

Analysis of risk, expected return and performance of an investment portfolio (Zupp Property Group 2012)

Zupp Property Group is an investor and lessor in property located in South East Queensland. Its board comprises members of the Zupp family, which built a large, successful network of property dealerships now owned by the listed company Automotive Holdings Group. In 2012 we analysed the risks and expected returns of alternative portfolios with different allocations to listed and unlisted equity, debt and property investments.

Valuation of an early stage oil and gas project (Senex Energy 2012)

Senex Energy Limited is an oil and gas producer and explorer with assets in Queensland and Western Australia. We were engaged by Senex to assist in its valuation of an early stage gas development. This was a multi-stage development with significant uncertainty over whether each stage would be successful. Hence, we developed a binomial tree valuation framework, which accounted for the probability of success at each stage. We determined a value for the project, conditional upon success at each stage of development, which allowed us to estimate project value in 2012.

Valuation of shares and executive stock options (Groundprobe (2008-2009)

Groundprobe is a privately owned mining services company, operating in 23 countries, that uses radar technology to monitor the stability of mines. From 2008 to 2009, I acted as part of a team to value shares and executive stock options in Groundprobe, in order for the company to meet its reporting requirements under accounting standards.

Valuation of ordinary shares (Auscript 2007-2008)

Auscript is a privately owned recording and transcription company which provides services to courts, legal firms, corporations, government entities and law enforcement agencies. To help the company develop its employee share plan, we perform a valuation of ordinary shares which accounted for the illiquidity of the shares, potential dilution associated with future share issues, and the valuation discount that employees place on share based compensation relative to cash.

Valuation of mining rights and development agreements (Chalco Australia 2007)

The Aluminium Corporation of China (Chalco) is an alumina and aluminium producer. Its NYSE-listed shares have market value of US\$9 billion and the company has assets of US\$33 billion. We estimated the value of rights and obligations under mining development agreements signed with the Queensland government, and the value of drilling samples versus the value of the analysis resulting from those drilling samples. The analysis was conducted as part of Chalco's evaluation of a potential bauxite mine and alumina refining operation in Queensland.

Valuation of intangible assets (Inbartec 2007)

Inbartec Limited was a privately held company in Australia that developed and owned the rights to technology for wine closures that mitigated deficiencies associated with cork (contamination) and synthetic closures (which do not allow the wine to breathe). Technology developed by Inbartec is now used in ProCork wine closures. Prior to the company issuing an information memorandum to raise additional equity, we assisted the company to perform a directors valuation of the technology. We performed analysis of projected production targets, royalty rates, and discount rates in performing the valuation, and liaised with auditors subsequent to the analysis being performed.

Valuation of an exploration lease (Bank of Queensland 2007)

Bank of Queensland is a regional bank listed in the Australian Securities Exchange with net interest income of \$1 billion and market capitalisation of \$4 billion. We valued an exploration lease held by a mining company in financial distress. Our analysis was presented to the bank, and the bank's legal and accounting advisors.

Valuation of a pharmaceutical company (Venture capital fund 2007)

An Australian venture capital firm required an independent valuation of a proposed acquisition target. The target was a biotechnology company with a research and development portfolio comprised of four programs. I acted as part of a team to estimate the present value of expected future cash flows of each research program under the assumption that the target would pursue a deal with a large pharmaceutical company in order to progress these programs to market. Hence, the anticipated cash flows were milestone payments, conditional upon progression to various stages of development, and payments conditional upon meeting sales targets. To estimate the value of the target, we estimated the present value of expected cash flows, incorporating the probability the cash flows would be received. This valuation approach implicitly accounted for the option to abandon a research program at any stage. In assigning the probability of success and the estimated time to registration, we justified the use of probabilities that differed from published estimates to account for the upward bias in reported estimates of the probability of success, due to under-reporting of unsuccessful drugs. We used finance theory and evidence to justify the use of an additional 25% discount to the deal-based valuation in relation to three of the four research streams. This accounts for outside investors placing lower values of projects than managers in complex firms because of information asymmetry.

Litigation support***Appeal against the Australian Energy Regulator's allowed return on equity for energy networks (Energy networks 2014-2015)***

In December 2014 the Australian Energy Regulator (AER) released a set of draft determinations for electricity and gas networks. This was the first set of draft determinations since the publication of the AER's rate of return guidelines in December 2013. It was also the first set of draft determinations since the publication of new rules by the Australian Energy Market Commission (AEMC). From April 2015 to June 2015 the AER released its final determinations for the respective networks. Appeals were made to the Australian Competition Tribunal (the Tribunal) by Ausgrid, ActewAGL Distribution, Endeavour Energy, Essential Energy and Jemena Gas Networks. The appeals were heard by the Tribunal in September 2015 to October 2015.¹ I co-authored a series of expert reports addressing almost all aspects of the regulated rate of return. The reports related to (1) estimation of the cost of equity using the Black Capital Asset Pricing Model (CAPM), (2) interpretation of empirical evidence on the beta estimate for use in the Sharpe-Lintner CAPM, (3) the merits of estimating the cost of equity using the Fama-French model, (4) the application of the dividend discount model for estimating the cost of equity, both at the firm and market levels, (5) the distinction between the redemption rate and the market value of imputation credits, and (6) the manner in which the AER has evaluated evidence in reaching conclusions on the allowed return on equity. The reports were commissioned by Jemena Gas Networks, Jemena Electricity Networks, ActewAGL, APA, Ausgrid, Ausnet Services, CitiPower, Endeavour, Energex, Ergon, Essential Energy, Powercor, SA PowerNetworks and United Energy.

Utilities' asymmetric risk exposure to market returns (Icon Water 2015)

In 2014 the Industry Panel of the Australian Capital Territory (the panel) made a draft determination in relation to Icon Water. The panel made substantial changes to the regulated rate of return for Icon Water set by the Independent Competition and Regulatory Commission (the ICRC). We were asked by Icon Water to assist in responding to the panel's draft determination, by providing a letter addressed to the panel. We were asked to address whether assets with an asymmetric exposure to market returns (that is, high market exposure during periods of low market returns and low market exposure during periods of high market returns) have a higher cost of equity than assets with symmetric market exposure. There is evidence that U.S.-listed utilities exhibit an asymmetric exposure to market risk. This implies that the cost of capital for utilities would be higher than we would observe if the market exposure was symmetric. Our letter outlined the reasons why asymmetric exposure to market returns leads to a higher required return for equity holders, and stated that Icon Water's view is consistent with the evidence from U.S. returns for utilities.

Valuation of ordinary shares in a privately held mining company (2012)

We were retained to by lawyers acting for a privately held mining company to estimate market values of shares at different points in time. We performed our valuation on the basis of share prices for comparable listed companies, after applying valuation discounts for the illiquidity and size of the private company in question

Expert evidence relating to regulated rates of return (Electricity network businesses 2011)

In April 2011 the Australian Competition Tribunal heard an appeal by electricity networks on the regulated rate of return set by the Australian Energy Regulator. The issue was the value of dividend imputation tax credits. The Tribunal directed us to perform a dividend drop-off study to estimate the value of a distributed credit. Largely on the basis of our evidence the Tribunal determined that an appropriate value for a distributed credit was 35 per cent of face value. The Tribunal determination is available on its website and our expert report is available on request.

¹ At 19 December 2015 appeals are still before the tribunal.

Litigation support relating to asset valuation (Alcan 2006-7)

Alcan is a supplier of bauxite, alumina and aluminium, owned by the listed company Rio Tinto. In *ANTA v Commissioner of Taxes*, we were retained by Alcan to review numerous valuations prepared by alternative experts to determine the value of land for stamp duty purposes. Our advice focussed on identifying relevant issues and developing case strategy. As part of our advice, we provided legal counsel with a financial model to easily assess the impact of various concessions made by the respondent's expert. Our evidence was reviewed and accepted by the court, resulting in a favourable outcome for Alcan. This case involved issues relating to transfer pricing (how is value allocated between land and other assets as the transfer price changes?), the value of intangible assets (how much value is there in an asset itself and the ability of a skilled operator in using the asset?), and the value of options to renew leases (how much is a lease worth compared to an option to renew a lease?).

Valuation and contractual rights associated with contributed assets (Comalco 2004-2005)

Comalco is an Australian company involved in the production of bauxite, alumina and aluminium, which was acquired by Rio Tinto in 2000. We advised Comalco on a dispute with the Ports Corporation of Queensland. The issue related to the development of the port and channel used to export bauxite from Comalco's mine at Weipa. Legal title to the asset vested with the Ports Corporation of Queensland but Comalco had contributed money to develop the assets over a period of time. The initial agreement between Comalco and the State Government had been struck four decades prior to the dispute. The question was whether asset owner was entitled to earn a return on the asset base from the user of the asset which had funded the development of the asset.

Analysis of a pyramid investment scheme (Queensland Dept of Fair Trading 2001)

The Queensland Department of Fair Trading is the government department with a mandate. In February 2001 I acted as part of a team advising the Queensland Department of Fair Trading on whether an investment scheme could be classified as a pyramid investment scheme. This involved an analysis of the number of investors required to contribute to the scheme before a loan is available to any given member, and the expected time before this occurs.

Other litigation support

Insolvency proceedings relating to the collapse of Octaviar (Public Trustee of Queensland 2008-9)

Valuation of resource assets (Compass Resources 2007-8, Westpac Banking Corporation 2007)

Appeals against regulatory determinations (Envestra 2007-8, Telstra 2008)

Advice on whether loan repayments correspond to contract terms (Qld Dept. of Fair Trading 2005)

Risk & return***Compilation of an economic profit model (Synergy 2015).***

Synergy is a vertically integrated energy generation and retail company, owned by the Government of Western Australia, with assets of \$3.3 billion and revenue of \$2.8 billion. We compiled a financial model to estimate the economic profit of Synergy over a five year forecast period, based upon Synergy's estimates of revenue, costs and investments. Economic profit is the difference in after-tax profit and the normal profit that reflects a return on assets equal to the cost of capital. Our model considers economic profit both including and excluding the payment for community service obligations received by Synergy. Our model also disaggregates economic profit into five components (margin, turnover, leverage, interest rate on debt, and the corporate tax rate).

Retail electricity and gas margins in New South Wales (Independent Pricing and Regulatory Tribunal 2006-13)

Prior to full retail competition for electricity and gas in New South Wales, the Independent Pricing and Regulatory Tribunal (IPART) set energy tariffs for customers that were not on market-based contracts (or in other words were serviced by the retailer of last resort). In 2006-7, 2009-10 and 2012-13 we were engaged to estimate electricity costs and margins for electricity and gas retailers in NSW. We estimated the profit margin which would allow the retailer to earn a return commensurate with its systematic risk. The approach developed was novel in that the margin was derived without reference to any pre-defined estimate of the asset base. Rather, the margin was a function of the potential increases or decreases in cash flows which would result from changes in economic conditions.

Value and risk of an electricity generation and trading portfolio (Stanwell Corporation 2011).

Stanwell Corporation is an electricity generation business in Queensland owned by the State Government. In 2011 we performed analysis of the impact on value, leverage and risk to the company associated with alternative portfolios of generation assets and trading strategies. We also performed empirical analysis of the relationship between energy futures prices and spot prices subsequently observed to quantify the magnitude and seasonality in the forward premium for energy prices.

Financial advice on value, risk and return (Plantic Technologies 2009 to 2011)

Plantic Technologies develops bioplastics, which are alternatives to conventional plastics based on corn, thereby creating packaging that is biodegradable and based upon a renewable input. From 2009 to 2011 we provided assistance to Plantic which included financial advice on value, risk and return, and development of financial modelling tools to assist in investment decision-making.

Estimation of risks associated with long-term generation contracts (New South Wales Treasury 2010)

In 2010 the NSW Government privatised a segment of its electricity industry, by selling three electricity retailers and entering into two generation agreements termed GenTrader contracts. The state-owned generators agreed to provide generation capacity in exchange for a charge. The generators also agreed to pay penalties in the event that their availability was less than agreed. As part of a team, I provided advice to NSW Treasury on the risks associated with the contracts. The estimated penalties resulting from this analysis are used by NSW Treasury in their budgeting role and in providing forward-looking analysis to the Government.

Listed vs unlisted infrastructure funds across alternative European equity markets (ABN AMRO Rothschild 2007)

ABN Amro Rothschild was a venture between ABN Amro and Rothschild to provide services to the equity capital markets. The agreement ended when Royal Bank of Scotland acquired ABN Amro's investment banking business. In 2007 we provided advice to ABN Amro Rothschild on the impact of the cost of capital associated with listed versus unlisted infrastructure funds, across alternative European equity markets.

Methodology for evaluating public-private partnerships (Queensland Treasury Corporation 2005)

In 2005 I acted as part of a team which advised Queensland Treasury Corporation (QTC) on evaluating public-private partnerships, which typically require subsidies to appeal to the private sector. We rebutted the conventional wisdom, adopted in NSW and Victoria, that the standard valuation approach is flawed for negative-NPV projects. Furthermore, we developed a technique to incorporate systematic risk directly into expected cash flows, which are then discounted at the risk-free rate.

Advice on cost of capital for forestry assets (Queensland Department of Natural Resources 2004)

The Queensland Department of Natural Resources was the State Government Department with oversight for the development of forestry assets. We advised the department on the appropriate cost of capital for valuation of forestry assets.

Advice on corporate strategy (AGL 2003-2004)

AGL (now AGL Energy, an energy retailer) was an energy distribution and retail business listed on the Australian Securities Exchange. We provided advice to AGL on corporate strategy. The analysis included detailed financial modelling of individual business units, estimation of the effects of corporate strategy and development of a capital allocation framework. This analysis was performed using simulation techniques.

Review of the debt valuation model used by the Snowy Hydroelectric Authority (New South Wales Treasury 2002)

Snowy Hydro Limited (formerly the Snowy Hydro Electric Authority) is an energy generator and retailer owned by the governments of Australia, New South Wales (NSW), and Victoria. We performed a review of the authority's debt valuation model. This involved testing whether the valuation is reasonable, given the current yield curve, and whether the model exhibits the appropriate sensitivity to changes in interest rates, measured using duration and convexity.

Estimation of the optimal capital structure for electricity generation and distribution (New South Wales Treasury 2001-2002)

In 2001 to 2002, the electricity generation and distribution businesses of New South Wales (NSW) were owned by the State Government. We provided NSW Treasury with advice on the potential consequences for value, risk and dividends associated with alternative proportions of debt versus equity capital to fund the businesses. Using simulation techniques, we estimated the value of electricity generators and distributors under alternative capital structures. In addition, we estimated the probability of credit ratings falling below investment grade and the probability of other measures of financial risk falling below certain benchmarks. This resulted in the issue of an additional \$500 million of debt to electricity generators in NSW, included in the 2002 State budget.

Estimation of the optimal contract terms for coal sales to an electricity generator (New South Wales Treasury 2001-2)

In 2002 the New South Wales (NSW) government sold coal mines owned by Powercoal to Centennial Coal, which is now a subsidiary of Banpu Public Company Limited, a mining company listed in Thailand. We provided advice to NSW Treasury on the impact of alternative contract terms between the coal mines and government-owned electricity generation businesses. Using simulation techniques, we estimated the value of the generators and coal mines under various price, volume and optional tonnage assumptions. This allowed construction of 90% confidence intervals for the value of the enterprises and estimation of the probability of failing to meet certain benchmarks, such as minimum dividend payments, investment grade credit ratings and other measures of financial risk.

Other risk & return

Economic impact assessment of a proposed development of a retail shopping complex (Lend Lease 2006)

Regulation

Estimation of the market risk premium (Independent Pricing and Regulatory Tribunal 2013-15)

The Independent Pricing and Regulatory Tribunal (IPART) is the regulator of retail electricity and gas, water and transport in New South Wales (NSW). Part of IPART's function is determining estimates of the cost of capital for different components of energy supply (generation, distribution and retail), water distribution and transport. From 2013-2015 I provided regular advice to IPART on estimation of the market risk premium, a material component of the cost of capital. This analysis involves consideration of analyst forecasts of dividends and earnings, market prices, yields on government and corporate bonds, and share market volatility.

Review of the New Zealand Commerce Commission method for setting allowed returns (Transpower 2015)

Frontier Economics was engaged by Transpower New Zealand to provide advice on priorities for the Commerce Commission's 2015-16 review of the Weighted Average Cost of Capital Input Methodologies (WACC IM). The WACC IM is a set of rules established by the Commerce Commission that sets out in detail its approach to estimating the cost of capital for businesses regulated by the Commission under Part 4 of the Commerce Act 1986. The first WACC IM was published by the Commission in 2010. By law the Commission must review the IM at least every seven years. The Commission began consultation on its first IM review in 2015 and sought views from stakeholders on what the review should focus on. We reviewed the existing WACC IM and provided recommendations to Transpower on four key areas in which the Commission's WACC IM could be improved materially to deliver better regulatory outcomes for suppliers and consumers (2015).

Advice on cost escalation rates for materials inputs (AusNet Services, Powerlink Queensland & TasNetworks 2015)

AusNet Services, Powerlink Queensland and TasNetworks are the owners of electricity infrastructure assets in Australia. Frontier Economics was engaged by these three businesses to assess the reasonableness of a decision by the Australian Energy Regulator (AER's) to adopt a materials real cost escalator of zero per cent in recent draft and final regulatory determinations. We critiqued the AER's decision based on the evidence provided in the draft decision for TransGrid, another owner of electricity infrastructure. We found that the AER's conclusions on the escalation rate for materials inputs did not follow from the evidence put before it.

Live issues in regulated rates of return (Australian Gas Networks 2015)

In October 2014, Envestra, a gas distribution company, was acquired by the Cheung Kong Consortium and Envestra became Australian Gas Networks (AGN). Frontier Economics was asked to provide a paper on live issues in regulated rates of return and a briefing to senior management. This involved a review of recent determinations by the Australian Energy Regulator (AER), and industry positions on several aspects of regulated rates of return. Issues of debate between the AER and energy networks include transitional arrangements towards a trailing average cost of debt allowance, the appropriate risk factors to account for in the cost of equity, and the manner in which imputation credits are incorporated into the regulated revenue stream for energy networks.

Evaluation of rate of return estimation approaches (Ergon Energy & AusNet Services 2015)

The Australian Energy Regulator (AER) determines, among other things, an allowed return on equity for regulated electricity networks. The AER's approach is to set the return on equity using a model in which a constant risk premium is added to the contemporaneous government bond yield. This results in volatility in the allowed return during periods where government bond yields are changing. In a series of reports for regulated energy networks, Frontier Economics has proposed an approach that estimates the return on equity using a number of models. In this project, Frontier Economics was retained by Ergon Energy and AusNet Services to investigate the historical performance of the AER approach against the multi-model approach. We demonstrated that the multi-model approach produced more stable estimates across a range of market conditions, which is more in keeping with the pattern of actual required returns among equity investors.

Advice on the regulated rate of return for a rail network (Brockman Mining 2015)

Brockman Mining was a potential access seeker to rail infrastructure in Western Australia, which is regulated by the Economic Regulation Authority (ERA) of Western Australia. We advised Brockman on its submission to the ERA in relation to the ERA's approach to estimating the cost of capital under the Railways (Access) Code 2000. Subsequently, the ERA released a Revised Draft Decision on its proposed cost of capital methodology. We were engaged again by Brockman to help develop its submission to the ERA on the Revised Draft Decision. The submissions focused on the appropriateness of the systematic risk estimates proposed by the ERA, the methodology used to estimate the market risk premium (and consistency between the methodologies used by the ERA in different sectors), and the appropriateness of the ERA's credit rating assumption for the benchmark efficient entity (which affects the cost of debt allowance under the ERA's methodology).

Advice on the regulated rate of return for a rail network (Aurizon 2012-2014)

Aurizon Holdings Limited is a rail freight operator and the owner of a rail network in Queensland, with assets of \$5.8 billion and revenue of \$1.1 billion. The Queensland Competition Authority (QCA) is the regulator of the rail network.

Over the course of 2013 and 2014 we provided advice to Aurizon in relation to its cost of equity capital, and made submissions to the QCA in support of Aurizon's draft access undertaking. Issues of debate related to estimating approaches for the market risk premium, the term to maturity on government debt used to estimate the risk free rate, the relevance of U.S.-listed rail companies to estimate the risk of a rail network, and the value of imputation tax credits. The QCA released a draft report on Aurizon's maximum allowable revenue in September 2014.²

Advice on the cost of capital for a gas pipeline (APA Group 2014)

APA Group is the operator of the Goldfields Gas Pipeline in Western Australia, which is owned by the APA Group and the Alinta Energy Group. The pipeline is regulated by the Economic Regulation Authority (ERA) of Western Australia. We made a submission to the ERA showing that the ERA's estimate of the cost of equity was too low compared to what was implied by corporate bond yields and the probability of default, and in addition did not account for the potential consequences of default amongst the pipeline's mining customers.

Advice on the cost of capital for a water network (Unitywater 2013)

Unitywater provides water and sewerage services to residents in South East Queensland and is owned by the State Government. It is regulated by the Queensland Competition Authority (QCA). We prepared a report for Unitywater, for submission to the QCA, showing that three factors contributed to the QCA estimating a cost of equity capital that was implausibly low – placing exclusive reliance on the Capital Asset Pricing Model as the sole asset pricing model, holding the market risk premium constant at 6% regardless of the level of government bond yields, and estimating risk to equity holders purely with reference to past stock returns.

Advice on rules to determine regulated rates of return (Australian Energy Markets Commission 2011-2012)

The Australian Energy Market Commission (AEMC) is the rule-making body for the national electricity and gas markets. From 2011 to 2012 we provided advice to the AEMC on the development of new rules. Independent rule change proposals were forward by the Australian Energy Regulator (AER) and the Energy Users Association of Australia. Both groups argued that application of the existing rules by the regulator generate upwardly-biased estimates of the regulated rate of return. We provided advice to the commission on whether the rule change proposals provide evidence on an upward bias, and if so, whether the proposed amendments were likely to reduce the extent of any bias. The rules themselves did not create any bias, but did unnecessarily exacerbate the variation of electricity prices from one five year period to the next. The rules have now been amended to mitigate this variation. One aspect of the rule change was that the AER is now allowed to set the allowance for the return on debt on the basis of a trailing average approach, rather than estimating the cost of debt at the date of the regulatory determination. We analysed the likely impact on value and risk to debt and equity holders as a result of alternative ways in which the cost of debt allowance could be set.

Advice on the appropriate cost of capital and leverage in regulation of the Sydney Desalination Plant (Independent Pricing and Regulatory Tribunal 2011)

The Sydney Desalination Plant was constructed from 2007 to 2010 and supplied drinking water to Sydney residents over the following two years, in order to demonstrate reliability. The plant was then placed on care and maintenance as dam levels are sufficiently high the plant does not need to operate. The State Government of New South Wales entered into a 50 year lease with a private consortium of Hastings Funds Management and Ontario Teachers' Pension Plan. The plant is regulated by the Independent Pricing and Regulatory Tribunal (IPART). We provided advice to IPART on issues related to the regulated rate of return, specifically the estimate of systematic risk, the leverage the plant could sustain at different credit ratings, and the internal consistency of parameter estimates that form part of the cost of capital. This included specific analysis of contractual terms between the plant owner and operator relating to risk sharing (2011).

Advice on cost of capital for water networks (Yarra Valley Water, City West Water, Melbourne Water Corporation and South East Water 2004)

The businesses listed above are water networks regulated by the Essential Services Commission in Victoria. We advised the water networks on cost of capital issues as part of submissions to the commission on their regulated rate of return.

Advice on cost of capital for energy networks (Energex and Ergon Energy 2003-2004)

Energex and Ergon Energy are electricity network businesses owned by the Queensland State Government. In 2003-2004 the businesses were regulated by the Queensland Competition Authority (QCA). We provided cost of capital advice in order for the businesses to make submissions to the QCA on an appropriate method for determining the cost of capital for a regulated entity.

Estimation of the cost of capital for water distribution networks (Queensland Competition Authority 2002)

Water infrastructure assets in Queensland are owned by the State Government and regulated by the Queensland Competition Authority (QCA). We advised the QCA on the cost of capital for the Burdekin Haughton Water Supply Scheme and the Gladstone Area Water Board.

² At 19 December 2015 the QCA had not released a final report on Aurizon's access undertaking.

Other regulation

Transport (Qantas 2008, QR National 2005 & 2012)

Water (Essential Services Commission of South Australia 2012, ActewAGL 2012, IPART 2011, Metropolitan utilities in Victoria 2004 & 2006-7, QCA 2003)

Energy networks (Economic Regulation Authority in Western Australia 2009, Hong Kong Electric 2007, Envestra 2006-7 & 2012, Powercor 2005, AGL 2004, Energex 2004, Ergon Energy 2004)

Local government networks (Queensland Competition Authority 2009)

Electricity generation (National Generators Forum 2008)

Environmental consulting (Ecowise 2007)

Interests

I am interested in sport as a participant and spectator. I finished 3rd on three occasions in the Brisbane Half Marathon (2005 & 2009-10), 8th in the Toronto Half Marathon (2002) and 3rd in the Australian Universities Marathon Championships (2003). I have finished 22 marathons, recording a best time of 2:47:54 in the Chicago Marathon 2011. From 1994-96 I was a member of The University of Queensland tennis team, which placed 1st at the Australian University Games in 1994.

Stephen F. Gray

University of Queensland
Business School
Brisbane 4072
AUSTRALIA
Office: +61-7-3346 8032
Email: s.gray@business.uq.edu.au

Stephen Gray is Professor of Finance at the University of Queensland Business School and Chairman of Frontier Economics (Australia). He has Honours degrees in Commerce and Law from the University of Queensland and a PhD in financial economics from the Graduate School of Business at Stanford University.

In his university role, he teaches a range of award and executive education courses in financial management, asset valuation, and corporate finance. He has received a number of teaching awards, including a national award for university teaching in the field of business and economics. He has published widely in highly-ranked journals and has received a number of manuscript awards, most notably at the Journal of Financial Economics.

Stephen is also an active consultant to industry on issues relating to valuation, cost of capital, and corporate financial strategy. He has acted as a consultant to many of Australia's leading companies, government-owned corporations, and regulatory bodies. His clients include the Independent Pricing and Regulatory Tribunal (IPART), Australian Competition and Consumer Commission (ACCC), Melbourne Water, Qantas, Telstra, Origin Energy, AGL, Foxtel, ENERGEX, Queensland Treasury Corporation, Rio Tinto Alcan and the Australian Securities and Investments Commission (ASIC). Projects include corporate cost of capital reviews, asset valuation, independent valuation of executive stock options, and the assessment of capital structure and financing strategies.

He has also appeared as an independent expert in several court proceedings relating to the valuation of assets and businesses and the quantification of damages.

Academic Qualifications

- 1995** Ph.D. (Finance), Graduate School of Business, Stanford University.
Dissertation Title: Essays in Empirical Finance
Committee Chairman: Ken Singleton
- 1989** LL.B. (Hons), Bachelor of Laws with Honours, University of Queensland.
- 1986** B.Com. (Hons), Bachelor of Commerce with Honours, University of Queensland.

Employment History

- 2000-Present** Professor of Finance, UQ Business School, University of Queensland.
- 1997-2000** Associate Professor of Finance, Department of Commerce, University of Queensland and Research Associate Professor of Finance, Fuqua School of Business, Duke University.
- 1994-1997** Assistant Professor of Finance, Fuqua School of Business, Duke University.
- 1990-1993** Research Assistant, Graduate School of Business, Stanford University.
- 1988-1990** Assistant Professor of Finance, Department of Commerce, University of Queensland.
- 1987** Specialist Tutor in Finance, Queensland University of Technology.
- 1986** Teaching Assistant in Finance, Department of Commerce, University of Queensland.

Academic Awards

- 2006** Outstanding Professor Award, Global Executive MBA, Fuqua School of Business, Duke University.
- 2002** Journal of Financial Economics, All-Star Paper Award, for Modeling the Conditional Distribution of Interest Rates as a Regime-Switching Process, JFE, 1996, 42, 27-62.
- 2002** Australian University Teaching Award – Business (a national award for all university instructors in all disciplines).
- 2000** University of Queensland Award for Excellence in Teaching (a University-wide award).

Bilag 13

- 1999 Outstanding Professor Award, Global Executive MBA, Fuqua School of Business, Duke University.
- 1999 KPMG Teaching Prize, Department of Commerce, University of Queensland.
- 1998 Faculty Teaching Prize (Business, Economics, and Law), University of Queensland.
- 1991 Jaedicke Fellow in Finance, Doctoral Program, Graduate School of Business, Stanford University.
- 1989 Touche Ross Teaching Prize, Department of Commerce, University of Queensland.
- 1986 University Medal in Commerce, University of Queensland.

Large Grants (over \$100, 000)

- Australian Research Council Linkage Grant, 2008—2010, Managing Asymmetry Risk (\$320,000), with T. Brailsford, J. Alcock, and Tactical Global Management.
- Intelligent Grid Cluster, Distributed Energy – CSIRO Energy Transformed Flagship Collaboration Cluster Grant, 2008-2010 (\$552,000)
- Australian Research Council Research Infrastructure Block Grant, 2007—2008, Australian Financial Information Database (\$279,754).
- Australian Research Council Discovery Grant, 2006—2008, Capital Management in a Stochastic Earnings Environment (\$270,000).
- Australian Research Council Discovery Grant, 2005—2007, Australian Cost of Equity.
- Australian Research Council Discovery Grant, 2002—2004, Quantification Issues in Corporate Valuation, the Cost of Capital, and Optimal Capital Structure.
- Australian Research Council Strategic Partnership Grant, 1997—2000, Electricity Contracts and Securities in a Deregulated Market: Valuation and Risk Management for Market Participants.

Current Research Interests

Benchmark returns and the cost of capital. Corporate Finance. Capital structure. Real and strategic options and corporate valuation. Financial and credit risk management. Empirical finance and asset pricing.

Publications

- Gray, S., I. Harymawan and J. Nowland, (2014), “Political and government connections on corporate boards in Australia: Good for business?” *Australian Journal of Management*, forthcoming.
- Brailsford, T., S. Gray and S. Treepongkaruna, (2013), “Explaining the bid-ask spread in the foreign exchange market: A test of alternate models,” *Australian Journal of Management*, forthcoming.
- Faff, R., S. Gray and M. Poulsen, (2013), “Financial inflexibility and the value premium,” *International Review of Finance*, forthcoming.
- T. Fitzgerald, S. Gray, J. Hall and R. Jeyaraj, (2013), “Unconstrained estimates of the equity risk premium” *Review of Accounting Studies*, 18, 560-639.
- Gray, S. and J. Nowland, (2013), “Is prior director experience valuable?” *Accounting and Finance*, 53, 643-666.
- Chen, E. T., S. Gray and J. Nowland, (2012), “Family representatives in family firms” *Corporate Governance: An International Review*, 21(3), 242-263.
- Treepongkaruna, S., R. Brooks and S. Gray, (2012), “Do Trading Hours Affect Volatility Links in the Foreign Exchange Market?” *Australian Journal of Management*, 37, 7-27.
- Chen, E. T., S. Gray and J. Nowland, (2012), “Multiple founders and firm value” *Pacific Basin Finance Journal*, 20, 3, 398-415.
- Chan, K-F., R. Brooks, S. Treepongkaruna and S. Gray, (2011), “Asset market linkages: Evidence from financial, commodity and real estate assets,” *Journal of Banking and Finance*, 35, 6, 1415-1426.
- Parmenter, B, A. Breckenridge, and S. Gray, (2010), ‘Economic Analysis of the Government’s Recent Mining Tax Proposals’, *Economic Papers: A Journal of Economics and Policy*, 29(3), September, 279-91.

- Gray, S., C. Gaunt and Y. Wu, (2010), "A comparison of alternative bankruptcy prediction models," *Journal of Contemporary Accounting and Economics*, 6, 1, 34-45.
- Feuerherdt, C., S. Gray and J. Hall, (2010), "The Value of Imputation Tax Credits on Australian Hybrid Securities," *International Review of Finance*, 10, 3, 365-401.
- Gray, S., J. Hall, D. Klease and A. McCrystal, (2009), "Bias, stability and predictive ability in the measurement of systematic risk," *Accounting Research Journal*, 22, 3, 220-236.
- Treepongkaruna, S. and S. Gray, (2009), "Information volatility links in the foreign exchange market," *Accounting and Finance*, 49, 2, 385-405.
- Costello, D., S. Gray, and A. McCrystal, (2008), "The diversification benefits of Australian equities," *JASSA*, 2008, 4, 31-35.
- Gray, S. and J. Hall, (2008), "The Relationship Between Franking Credits and the Market Risk Premium: A Reply," *Accounting and Finance*, 48, 1, 133-142.
- Gray, S., A. Mirkovic and V. Ragunathan, (2006), "The Determinants of Credit Ratings: Australian Evidence," *Australian Journal of Management*, 31(2), 333-354.
- Choy, E., S. Gray and V. Ragunathan, (2006), "The Effect of Credit Rating Changes on Australian Stock Returns," *Accounting and Finance*, 46(5), 755-769.
- Gray, S. and J. Hall, (2006), "The Relationship Between Franking Credits and the Market Risk Premium," *Accounting and Finance*, 46(3), 405-428.
- Gray, S. and S. Treepongkaruna, (2006), "Are there non-linearities in short-term interest rates?" *Accounting and Finance*, 46(1), 149-167.
- Gray, P., S. Gray and T. Roche, (2005), "A Note on the Efficiency in Football Betting Markets: The Economic Significance of Trading Strategies," *Accounting and Finance*, 45(2) 269-281.
- Duffie, D., S. Gray and P. Hoang, (2004), "Volatility in Energy Prices. In V. Kaminski," (Ed.), *Managing Energy Price Risk: The New Challenges and Solutions* (3rd ed.). London: Risk Books.
- Cannavan, D., F. Finn and S. Gray, (2004), "The Value of Dividend Imputation Tax Credits in Australia," *Journal of Financial Economics*, 73, 167-197.
- Gray, S. and S. Treepongkaruna, (2003), "Valuing Interest Rate Derivatives Using a Monte-Carlo Approach," *Accounting and Finance*, 43(2), 231-259.
- Gray, S., T. Smith and R. Whaley, (2003), "Stock Splits: Implications for Investor Trading Costs," *Journal of Empirical Finance*, 10, 271-303.
- Gray, S. and S. Treepongkaruna, (2003), "On the Robustness of Short-term Interest Rate Models," *Accounting and Finance*, 43(1), 87-121.
- Gray, S. and S. Treepongkaruna, (2002), "How to Value Interest Rate Derivatives in a No-Arbitrage Setting," *Accounting Research Journal* (15), 1.
- Gray, P. and S. Gray, (2001), "A Framework for Valuing Derivative Securities," *Financial Markets Institutions & Instruments*, 10(5), 253-276.
- Gray, P. and S. Gray, (2001), "Option Pricing: A Synthesis of Alternate Approaches," *Accounting Research Journal*, 14(1), 75-83.
- Dahlquist, M. and S. Gray, (2000), "Regime-Switching and Interest Rates in the European Monetary System," *Journal of International Economics*, 50(2), 399-419.
- Bollen, N., S. Gray and R. Whaley, (2000), "Regime-Switching in Foreign Exchange Rates: Evidence from Currency Options," *Journal of Econometrics*, 94, 239-276.
- Duffie, D., S. Gray and P. Hoang, (1999), "Volatility in Energy Prices. In R. Jameson," (Ed.), *Managing Energy Price Risk* (2nd ed.). London: Risk Publications.
- Gray, S. and R. Whaley, (1999), "Reset Put Options: Valuation, Risk Characteristics, and an Example," *Australian Journal of Management*, 24(1), 1-21.
- Bekaert, G. and S. Gray, (1998), "Target Zones and Exchange Rates: An Empirical Investigation," *Journal of International Economics*, 45(1), 1-35.

Bilag 13

- Gray, S. and R. Whaley, (1997), "Valuing S&P 500 Bear Market Warrants with a Periodic Reset," *Journal of Derivatives*, 5(1), 99-106.
- Gray, S. and P. Gray, (1997), "Testing Market Efficiency: Evidence from the NFL Sports Betting Market," *The Journal of Finance*, 52(4), 1725-1737.
- Gray, S. (1996), "Modeling the Conditional Distribution of Interest Rates as a Regime- Switching Process," *Journal of Financial Economics*, 42, 27-62.
- Gray, S. (1996), "Regime-Switching in Australian Interest Rates," *Accounting and Finance*, 36(1), 65-88.
- Brailsford, T., S. Easton, P. Gray and S. Gray, (1995), "The Efficiency of Australian Football Betting Markets," *Australian Journal of Management*, 20(2), 167-196.
- Duffie, D. and S. Gray, (1995), "Volatility in Energy Prices," In R. Jameson (Ed.), *Managing Energy Price Risk*, London: Risk Publications.
- Gray, S. and A. Lynch, (1990), "An Alternative Explanation of the January Anomaly," *Accounting Research Journal*, 3(1), 19-27.
- Gray, S. (1989), "Put Call Parity: An Extension of Boundary Conditions," *Australian Journal of Management*, 14(2), 151-170.
- Gray, S. (1988), "The Straddle and the Efficiency of the Australian Exchange Traded Options Market," *Accounting Research Journal*, 1(2), 15-27.

Teaching

Fuqua School of Business, Duke University, Student Evaluations (0-7 scale):

- Financial Management (MBA Core): Average 6.5 over 7 years.
- Advanced Derivatives: Average 6.6 over 4 years.
- Empirical Issues in Asset Pricing: Ph.D. Class

1999, 2006 Outstanding Professor Award, Global Executive MBA, Fuqua School of Business, Duke University.

UQ Business School, University of Queensland, Student Evaluations (0-7 scale):

- Finance (MBA Core): Average 6.6 over 10 years.
- Corporate Finance Honours: Average 6.9 over 10 years.

2002 Australian University Teaching Award – Business (a national award for all university instructors in all disciplines).

2000 University of Queensland Award for Excellence in Teaching.

1999 Department of Commerce KPMG Teaching Prize, University of Queensland.

1998 Faculty Teaching Prize, Faculty of Business Economics and Law, University of Queensland.

1998 Commendation for Excellence in Teaching, University-wide Teaching Awards, University of Queensland.

1989 Touche Ross Teaching Prize, Department of Commerce, University of Queensland.

Board Positions

2002 - Present: Director, Financial Management Association of Australia Ltd.

2003 - Present: Director, Moreton Bay Boys College Ltd. (Chairman since 2007).

2002 - 2007: External Risk Advisor to Board of Enertrade (Queensland Power Trading Corporation Ltd.)

Consulting

Managing Director, Strategic Finance Group: www.sfgconsulting.com.au.

Director and Chairman, Frontier Economics (Australia), www.frontier-economics.com.au

Cost of capital

Energy sector

TransGrid (2015) – Advised the electricity transmission operator in NSW on the appropriateness of the Australian Energy Regulator’s (AER’s) proposed transitional arrangements before the full introduction of a trailing average approach to setting the cost of debt allowance for regulated networks. The AER recently revised its rate of return methodology. In doing so, the AER announced that it would adopt a trailing average approach to setting cost of debt allowances (similar to the approach used by Ofgem in Great Britain). However, the AER argued that it should phase this approach in to allow businesses sufficient time to align their debt management practices to the new methodology. Frontier prepared a report on behalf of TransGrid explaining the circumstances in which such transitional arrangements would not be appropriate.

Australian Energy Markets Commission (AEMC) (2012) – The regulator (AER) and a group of large energy users (EURCC) proposed changes to the National Electricity Rules and National Gas Rules (Rules). The AEMC, which is the government agency that is responsible for maintaining the Rules, conducted a year-long review and consultation process in relation to the proposed rule changes. Stephen was appointed to advise the AEMC on rate of return issues. His role involved the provision of advice to the AEMC secretariat and board, the preparation of a number of public reports, the co-ordination and chairing of public hearings, and a series of one-on-one meetings with key stakeholders. The process resulted in material changes being made to the Rules, with revised Rules being published in November 2012.

Energy Networks Association (2013) – The National Electricity Rules and National Gas Rules (Rules) require the regulator to publish a series of regulatory guidelines every three years. The Australian Energy Regulator (AER) conducted a year-long process in 2013 that ended with the publication of its first Rate of Return Guideline. Throughout this process, Stephen advised the Energy Networks Association (ENA) on rate of return issues. This involved working with the ENA’s Regulatory Affairs Committee, specialist working groups, and legal advisors, preparing expert reports, drafting submissions, and representing the ENA at stakeholder forums.

TransGrid (2013) Return on Debt Analysis – The 2012 changes to the National Electricity Rules included, inter alia, a provision that permitted the allowed return on debt to be set according to a trailing average approach. TransGrid sought an analysis of the effect that such a change would have on the residual cash flows that were available to its shareholders. Stephen developed a Monte Carlo simulation model that generated many scenarios for the possible future evolution of interest rates, incorporating empirical relationships between government bond yields, credit spreads, and inflation. His analysis quantified the extent to which the trailing average approach would better match the actual cost of servicing debt under TransGrid’s longstanding debt management approach, thereby reducing the volatility of the cash flow to equity holders.

Aurizon Network (2014) Split Cost of Capital Analysis – In a discussion paper, the Queensland Competition Authority advocated consideration of a split cost of capital regulatory approach. Under the proposed approach the regulator would allow a standard “debt and equity” regulated return on assets during their construction, but a “100% debt” return once the asset had been included in the firm’s regulatory asset base. Stephen was retained by Aurizon (operator of a regulated coal rail network). His role was to prepare an expert report that considered the economic and financial basis for the proposed approach, and which considered the likely consequences of such an approach. After his presentation to the QCA board, the proposal was shelved indefinitely.

Energy Networks (2014-15) Regulatory Reviews – Stephen has prepared expert reports and submissions on behalf of all businesses that are in the current rounds of regulatory resets. These reports cover the whole range of regulatory cost of capital issues. Clients over the last year include ATCO Gas, DBP, ActewAGL, TransGrid, Jemena, United Energy, CitiPower, Powercor, SA Power Networks, Ausgrid, Essential Energy, Endeavour Energy, ENERGEX, and Ergon Energy.

Legal and Appeal Work – Stephen has assisted a number of regulated business, and their legal teams, through merits review and appeal processes. One example is the 2011 Gamma case in the Australian Competition Tribunal. That case involved the “gamma” parameter, which quantifies the impact that dividend imputation tax credits have on the cost of capital. The regulator (AER) proposed an estimate

that was based on (a) an assumption that was inconsistent with the observed empirical evidence, and (b) a point estimate that was based partly on a paper with questionable reliability and partly on data that was irrelevant to the task at hand. Stephen's role was to prepare a series of expert reports, to assist the legal team to understand the issues in detail, and to attend the hearings to advise as the matter was heard. The end result was that the Tribunal set aside the entire basis for the AER's proposed estimate and directed us to perform a "state of the art" empirical study. Stephen performed the required study and its results were accepted in full by the Tribunal, who set the estimate of gamma on the basis of it.

Water sector

Melbourne Water (2015) – In preparation for the 2016 Victorian price review, Stephen is part of the Frontier team currently advising Melbourne Water on ways in which the rate of return methodology used by the Victorian regulator, the Essential Services Commission (ESC), could be improved, and the likely revenue impact of any methodological changes. At the last (i.e. 2013) price reset, the ESC indicated that it intended to review its rate of return methodology but to date has not done so. By comparison, most other major Australian regulators have revised their methodologies significantly, in part due to recognition of the need to make their estimation approaches more resilient to the effects of global financial crises. A comparison of the methodologies used by different regulators in Australia suggests that the ESC's methodology is out of line with best regulatory practice. Frontier's advice has focused on identifying the areas for improvement, and the development of the economic arguments that would support the case for change.

Unity Water, SEQ Water, Gladstone Area Water Board (2013-14) – Stephen has prepared a series of reports for a number of Queensland water utilities. These reports include (a) a response to the QCA's (Queensland regulator) proposed split cost of capital approach (which has now been shelved indefinitely), and (b) a response to the QCA's proposed cost of capital estimates.

Telecommunications sector

NBN Co (2012-13) – Stephen advised NBN Co on a range of cost of capital issues in relation to their proposed special access undertaking. This work included the drafting of expert reports, meetings with and presentations to various NBN Co committees and working groups, and representing NBN Co in discussions with the regulator (ACCC). Key issues included the length of the proposed access arrangement, the extent to which higher risk during the construction and proof-of-concept phases justified a higher allowed return, and the process by which early year losses might be capitalized into the regulatory asset base.

C7 Case (2006-07), Federal Court of Australia – The Seven Network brought an action against a number of Australian media and entertainment firms in relation to the abandonment of its cable TV business, C7. Seven alleged that the respondents colluded to prevent C7 from securing the rights to broadcast AFL and NRL matches and that this prevented its C7 business from being economically viable. Stephen was retained by a group of respondents including PBL, Telstra, and News Corporation. His role was to address various matters relating the quantification of damages. He prepared several reports, was involved in several discussions with other valuation expert witnesses, and was cross examined in the Federal Court. The Court found in favour of the respondents.

Transport sector

CBH Group (2015) – Stephen was part of the Frontier team that developed, on behalf of CBH (a major Australian grain producer and access seeker to rail infrastructure in Western Australia) and its legal counsel, a submission to the Economic Regulation Authority (ERA) of Western Australia on the regulator's approach to estimating WACC. The submission focused on, amongst other issues, the ERA's approach to estimating the market risk premium, the estimation approach to beta, and the way in which the WACC ought to be used within the negotiate-arbitrate arrangements within the rail access regime.

Brockman Mining Australia (2015) – Stephen was part of the Frontier team that advised Brockman, a potential access seeker to rail infrastructure in Western Australia, on its submission to the Economic Regulation Authority (ERA) of Western Australia in relation to the ERA's approach to WACC under the Railways (Access) Code 2000. Subsequently, the ERA released a Revised Draft Decision on its proposed WACC methodology. Frontier was engaged again by Brockman to help develop its

submission to the ERA on the Revised Draft Decision. The submissions focused on the appropriateness of the beta estimates proposed by the ERA, the methodology used to estimate the market risk premium (and consistency between the methodologies used by the ERA in different sectors), the appropriateness of the ERA's credit rating assumption for the benchmark efficient entity (which affects the cost of debt allowance under the ERA's methodology).

Brookfield Rail (2014) – The WA Railways (Access) Code requires railway operators to provide certain information to access seekers to enable them to compute “floor” and “ceiling” prices as defined in the Code. Brookfield provided access seekers with certain information and other relevant information was available from public sources. Stephen prepared an expert report that considered whether the information available to an access seeker, together with specialist assistance from relevant experts, would be sufficient to compute floor and ceiling prices.

Brisbane Airport Corporation (2013-14) – Stephen was engaged by Brisbane Airport Corporation (BAC) to advise on a range of regulatory and cost of capital issues in relation to the development of the airport's new parallel runway (NPR). BAC identified the need for an additional runway to accommodate steadily increasing demand. The development of a new runway required a large capital commitment (\$1.5 billion) and would take approximately eight years to complete. BAC proposed that the airlines would contribute to the financing of the NPR during construction – the alternative being the capitalisation of a return on capital expenditure until completion and a sharp spike in landing fees when the NPR become operational. One of the key issues in the negotiations with airlines was the WACC that would be used to determine the return on capital. Stephen's role was twofold. He produced an expert report providing a strong basis for BAC's proposed WACC. He also advised BAC on the likely approach of the ACCC (the regulator in question) should they become involved – the regulatory arrangements provide for the parties to negotiate a commercial outcome and for the regulator to become involved if they are unable to do so. BAC was successful in their negotiations with the relevant airlines and the NPR is now under construction.

Abbott Point Coal Terminal (2014) – Stephen was engaged by a consortium of mining companies in relation to arbitration with Adani, the owner and operator of the Abbott Point Coal Terminal. The parties had in place a user agreement that was similar to a regulatory-style building block model. Stephen advised on a range of cost of capital and other issues including detailed reports on the cost of debt and the level of corporate costs.

Financial litigation support

APLNG (2014-15) – The Australia-Pacific LNG (APLNG) project is a joint venture between Origin Energy, ConocoPhillips and Sinopec that involves the extraction of coal seam methane and processing into liquefied natural gas (LNG) for export. The relevant Queensland royalties legislation provides that a 10% royalty is to be levied on the value of the gas at the first point of disposal. Since the project is integrated from end-to-end, there is no arm's length price at the relevant point. Stephen was retained by APLNG to prepare an expert report on the process for determining what the arm's length price at the first point of disposal would be if such a thing existed. This involves estimating the costs, including a fair return on capital, for a hypothetical upstream gas producer and a hypothetical downstream LNG operator, and allocating any excess profit between the parties.

CDO Case (2013) – This case involved a class action against the Australian distributor of collateralised debt obligations (CDOs) and the international credit ratings agency that assigned credit ratings to them. The CDOs in question were financial products with a payoff that depended on the number of defaults (or “credit events”) among a reference set of 150 different corporate bonds issued by companies in different industries and different geographical locations. A typical CDO structure would involve the investor being repaid all of their initial investment plus an attractive rate of interest so long as there were less than say 7 defaults out of the reference set of 150 bonds during the five-year life of the CDO. However, if there were say 11 or more defaults, the investor would lose their entire investment. If the number of defaults was between 7 and 11, the return to the investor would be proportional (e.g., 8 defaults would involve a 25% loss of principal).

The CDOs in question were created by US investment banks and were distributed in Australia by a large Australian commercial bank. One of the key issues in the case was whether the Australian distributor made proper disclosures about risk to investors, which included individuals, self-managed superannuation funds, and local councils. The CDOs in question were assigned strong investment

grade credit ratings by an international ratings agency. The process used to assign those ratings did not properly take into account the correlation between defaults – the empirical fact that during recessions and financial crises many bonds default at the same time.

Stephen's role was to prepare an expert report that explained to the Court how CDOs were structured, how they operated, and what risks were involved. His report also examined the risk disclosures that were contained in the materials that were provided to potential investors and the process by which the credit rating agency assigned ratings.

Wright Prospecting litigation (2012-14) – Wright Prospecting Pty Ltd (WPPL) is involved in several legal disputes about the payment of royalty streams in relation to iron ore and coal mining operations. WPPL had assigned various rights and licenses in relation to iron ore mines in WA and coal mines in Queensland to other parties, in return for royalties on the revenues received from the sale of the ore. Stephen's role was to prepare a series of expert reports quantifying the present value of the royalty streams.

Public Trustee of QLD v. Octaviar Ltd (2009), Supreme Court of Queensland – The Octaviar Group (formerly the MFS Group) is a Gold Coast based group of listed companies with funds management and leisure services businesses. Octaviar was unable to refinance a loan in early 2008 and sought to raise equity via a rights issue as part of a substantial corporate restructure. The stock price fell some 70% on this announcement and Octaviar subsequently sold a 65% interest in its leisure business known as Stella. Octaviar then sought to make arrangements with its creditors, including the Public Trustee, as trustee for note holders.

Stephen was retained by the Public Trustee. His role was to prepare several reports on (a) whether the companies in the Octaviar Group were insolvent, (b) the date the companies became insolvent, and (c) whether the note holders would be made better or worse off by the proposed arrangement, relative to a liquidation. He was cross examined by four parties with an interest in these proceedings on issues relating to the date of the insolvency.

Telstra v. ACCC (2008), Federal Court of Australia – Telstra brought an action against the ACCC in relation to access charges that Telstra was allowed to charge its retail competitors for access to its fixed line and broadband networks – arguing that the return on capital allowed by the ACCC was unreasonably low. Stephen was retained by Telstra. His role was to prepare several reports on the issue of whether the ACCC has been inconsistent in its application of valuation methods – in a way that reduced Telstra's allowed return. He was also involved in several discussions with other valuation expert witnesses, prepared a joint statement of experts, and was cross examined in the Federal Court individually and in a "hot tub" setting.

Alcan Northern Territory Alumina Pty Ltd v. Commissioner of Taxes (2006-07), Supreme Court of Northern Territory

First Engagement: Consulting Expert – Alcan bought out the equity of its joint venture partner in a combined bauxite mine and alumina refinery in the Northern Territory. The NT Revenue Authority claimed that the transaction was caught by the NT "land rich" provision, under which the transaction would be subject to stamp duty if more than 60% of the consideration was attributable to land assets.

The key economic issue is the apportionment of value between the mine (predominately land assets) and the refinery (substantially intangible assets arising out of intellectual property and expertise).

Stephen was retained by Alcan as consulting experts. Their role was to prepare a range of financial models and analysis to support the view that a substantial portion of the value of the transaction was attributable to non-land assets in the refinery. This involved complex financial modelling and market analysis. A full integrated model was produced, allowing users to select whether they preferred the appellant's or respondent's submission on each input parameter, and automatically re-calculating the land-rich ratio.

Stephen worked closely with Alcan's legal team, Counsel, and various independent experts. Stephen assisted the legal team during the trial and in preparing sections of final submissions.

Bilag 13

Second Engagement: Independent Expert – The initial judgment contained findings about certain matters and was sent back to the Commissioner for re-assessment. A dispute arose between the parties about the effect of the judgment. In particular, the value of a primary 10-year lease had to be disaggregated from the value of an option to continue the project.

Stephen was retained by Alcan to produce an expert valuation report that addressed the matters in dispute. Two expert reports were prepared and Stephen was cross-examined on this material. Stephen prepared an easy to use spreadsheet calculator to assist the Court in testing how different input assumptions (where the experts could not agree) affected the bottom line. This was used by His Honour as an aide memoire and was considered to be particularly helpful in the case in terms of simplifying the effects of a number of complex matters.

Judgment was in favour of Alcan. Stephen's evidence was accepted and endorsed by the Court.