

Norges vassdrags- og energidirektorat
e-post: nve@nve.no

Kommentar til NVEs høring konsulentrapport NVE-renta

Vi viser til NVEs høringsdokument nr 2-2017 om vurdering av NVEs referanserente.

Hafslund Nett mener at den nåværende reguleringsmodellen bør videreføres uten endringer for en ny femårs periode. Dette for å sikre forutsigbarhet og stabilitet som reflekterer den lange horisonten som investeringer i strømnettet representerer.

Behovet for kapitaltilførsel til nettvirksomhet vil trolig være vedvarende høyt i flere år fremover. For å tiltrekke seg nødvendig kapital på rimelige vilkår, er forutsigbarhet og rimelig avkastning en viktig forutsetning.

For det første har nettselskapene behov for kapital til sine investeringer. Det skal investeres på flere områder:

- AMS krever store investeringer de neste to årene. Avkastningen på disse investeringene er direkte avhengig av NVE-renten.
- Det må reinvesteres store beløp i nettet fordi det er gammelt.
- Leveringssikkerhet blir trolig viktigere som følge av økt digitalisering. Sårbarhet og samfunnsøkonomiske tap blir større ved avbrudd.
- Det vil også være behov for å investere for å legge grunnlaget for et grønt skifte. Politiske målsettinger om å redusere lokale og globale utslipp av klimagasser vil trolig medføre økt bruk av elektrisk energi. Transportsektoren vil gradvis elektrifiseres. Det vil også være behov for å bygge mer effektive nettløsninger for å håndtere samspillet mellom produksjon fra nye fornybare kilder, energilagring lokalt og forbruk.

For det andre er det behov for kapital til å foreta oppkjøp og sammenslåinger i bransjen. Eiere av norske nettselskap er imidlertid i stor grad kommuner og fylkeskommuner som har begrenset kapasitet til å investere i slike prosjekter. Når det i tillegg lages usikkerhet rundt hva slags avkastning man kan påregne, blir investeringsviljen svekket. Dette vil gjøre det vanskeligere å få fart på den ønskede konsolideringen i bransjen.

Hafslund Netts hovedinnvending mot rapporten til Pöyry/Menon, selv om det er vanskelig å imøtegå den teoretiske argumentasjonen knyttet til alle elementer i beregningsmodellen, er at den ikke fanger opp at kapitalmarkeder krever forutsigbarhet, at bransjen trenger incentiver til konsolidering, og at det er asymmetrisk risiko knyttet til samfunnsøkonomiske konsekvenser av «feil» referanserente (vi forutsetter da at det finnes en optimal og riktig referanserente). Settes referanserenten for «høyt», så er konsekvensen at offentlige eierne vil kunne ta ut høyere utbytte, og at kunder vil få litt høyere overføringstariffer på kort sikt, men det vil ikke være problemer med å få finansiering. Settes derimot referanserenten for «lavt» så vil kapitaltilgang kunne bli knappere,

og nødvendige investeringer bli utsatt slik at man får store negative samfunnsøkonomiske konsekvenser.

Ratingselskapet Moody's har også gjort vurdering av forslaget til Pöyry/Menon, rapporten ligger vedlagt. Moody's konkluderer her i overskriften; «*New report proposes cut in allowed returns; credit negative if these proposals are adopted*». Et kutt i referanserenten vil begrense kapitaltilgangen og øke kapitalkostnaden for norske nettselskaper.

Det som kanskje er vel så interessant er den grafiske fremstillingen i «Exhibit 1» i rapporten fra Moody's, hvor man ser at norsk referanserente for 2016 var på nivå med europeiske land det er naturlig å sammenligne med, til tross for at rentenivået i Norge ligger godt over det Europeiske. Dette innebærer at referanserenten i Norge heller bør være høyere enn lavere enn dagens nivå.

Egenkapital-delen av WACC

Nøytral risikofri realrente

Norske kraftselskaper er stort sett vertikalt integrerte, og de aller fleste har innslag av flere typer virksomhet – både nett, kraftproduksjon og kraftomsetning. Normalt finansieres virksomheten samlet. Kredittkvaliteten for norske kraftselskaper er generelt svekket de siste årene. Noen år med lave kraftpriser og økte investeringsbehov har i gjennomsnitt ført til noe svakere finansiell soliditet. En nedjustering av den nøytrale risikofrie renten i modellen for beregning av referanserente vil kunne medføre ytterligere svekkelser i kredittkvaliteten.

Når en ser på realrenter de siste årene, så er det viktig å ta med i betraktningen at rentene nå er kunstig lave som følge av massive pengepolitiske stimulanser fra den amerikanske og europeiske sentralbanken. Det er godt mulig at disse tiltakene vil bli reversert i løpet av ett til to år, og at rentene da vil øke. Det er derfor viktig å ha en reguleringsmodell som er robust over en lengre periode, slik at man ikke ender tilbake i situasjonen før 2013, hvor regulert avkastning flere år var for lav til å dekke lånekostnader og gi tilfredsstillende avkastning på egenkapitalen.

Selv om risikofri realrente, målt som kort eller lang statsobligasjonsrente justert for inflasjon er negativ, så er det ikke nødvendigvis dette som legges til grunn for beregning av avkastningskrav. Mange investorer bruker WACC-modellen for å fastsette avkastningskrav. Det er Hafslund Netts oppfatning at det er vanlig å forutsette en positiv, fast realrente i beregninger av langsiktige avkastningskrav selv om den observerte realrenten er negativ. I en undersøkelse publisert av PwC i desember 2016 fremgår det at:

"24 % av respondentene benytter en normalisert risikofri rente. Median for normalisert risikofri rente er i år 3,0 %."

Investorer vil med andre ord kunne benytte et fast langsiktig avkastningskrav som ikke påvirkes av kortsiktige svingninger i realrente.

Investeringer i nettvirksomhet er langsiktige investeringer med lang levetid. Dette setter krav til forutsigbarhet og stabilitet i reguleringsmodellen. En fast realrente på 1 % som er foreslått av Pöyry/Menon innebærer en horisont på 5-10 år, noe som vurderes for kort, sammenlignet med den lange investeringshorisonten for nettinvesteringer. Dagens nivå på 2,5 %, som reflekterer et langsiktig nivå, anses som mer hensiktsmessig.

Markedspremie

Det er vanskelig å lage gode estimater for markedspremie fremover. Undersøkelsen publisert av PwC viser imidlertid at median markedspremie benyttet i bransjen er på 5 %, noe den har vært i hele perioden fra 2011-2016. Hensynet til forutsigbar referanserente tilsier derfor at det ikke bør gjøres endringer og at markedspremien bør ligge på 5 %.

Empirisk grunnlag for fastsettelse av markedspremie er svakt. Norges Bank Investment Management publiserte i 2016 et diskusjonsnotat hvor ulike modeller for estimering av markedspremie drøftes. Der står det blant annet:

*"While the debate regarding the structural determinants of the equity risk premium ("ERP" [norsk: markedspremie]) is still ongoing, practitioners have come to rely on historical data, predictive regressions, discounted cash flow models and surveys to estimate the forward-looking ERP. These approaches, however, often produce diverging estimates of the ERP with large standard errors. Empirical estimates of the ERP are heavily dependent on the choice of a particular model and the data inputs used in the model."*ⁱⁱⁱ

Hafslund Nett er derfor enig i formuleringen til Pöyry/Menon; «Om man i stedet benytter et svært langsiktig perspektiv som argument for å holde risikofri rente uendret, bør også dagens markedspremie på 5 % videreføres». Det viktigste kravet ved valg av markedspremie vil være at man bruker samme tidshorisont på beregning av markedspremie som for beregning av risikofri rente.

Dersom man beslutter å benytte et mer kortsiktig perspektiv ved fastsettelse av risikofri rente så bør markedspremie økes fra dagens nivå. Aswath Damodaran (professor på Stern School of Business på New York University) beregner månedlig og årlig implisitt markedspremie. Gjennomsnittlig markedspremie siste 5 år ligger på 5,67 %, mens målingene i 2015 og 2016 var på henholdsvis 6,12 % og 5,69 %.^{iv} Basert på dette er det Hafslund Netts oppfatning at dersom man velger å endre markedspremien så bør den ligge i området 5,7 %.

Beta

Hafslund Nett har ikke forsøkt å få tak i detaljerte data vedrørende beta for nettselskap eller andre selskap det virker rimelig å sammenligne med. Basert på en kvalitativ vurdering av fremstillingen i rapporten mener Hafslund Nett at Pöyry/Menon sin vurdering virker rimelig. Det empiriske grunnlaget ser ut til å være for svakt til å trekke bastante konklusjoner. Det virker derfor fornuftig å videreføre dagens nivå på egenkapitalbeta på 0,875.

Gjelds-delen av WACC

Valg av tidshorisont for å fastsette den bransjespesifikke kredittpremien

Vedrørende metode for å fastsette den bransjespesifikke kredittpremien skriver Pöyry/Menon innledningsvis at: «Ideelt sett bør lengde på obligasjonen reflektere levetiden på eiendelen som skal finansieres» Så vidt Hafslund Nett vet, finnes det ikke noe teoretisk eller praktisk begrunnelse for at dette er en korrekt påstand.

Løpetiden på lånefinansieringen bør være slik at refinansieringsrisiko er akseptabel og kostnader blir lavest mulig gitt valgt risiko. Dette tilsier at låneforfall fordeles utover i tid og at løpetiden ikke er for lang. Lang løpetid gir høyere kredittpremie og høyere lånekostnader. 5-års obligasjoner er en fornuftig referanse, fordi dette er en løpetid som er mye etterspurt blant investorer (likvid), og fordi det gir nettselskapet mulighet til å bygge en låneportefølje med akseptabel refinansieringsrisiko og samtidig få dekning for lånekostnader gjennom referanserenten.

Valg av referanse for bransjespesifikk kredittpremie

Hafslund Nett er uenig i Pöyry/Menon sin vurdering av hva som vil være det beste estimatet på kredittpremie i et rendyrket nettselskap. Forslag om å benytte Statnett sin kredittpremie for 5-års obligasjoner pluss et påslag på 30 basispunkter har minst to vesentlige svakheter:

For det første; å bruke ett enkelt selskap som referanse for beregning av kredittpremie fremfor en kurv av sammenlignbare selskaper innebærer en risiko for at kredittpremie utvikler seg annerledes hos Statnett enn hos nettselskap forøvrig. Et nærliggende tilfelle er at Statnett alene kan få svakere kredittrating, slik at øvrige nettselskap vil få en høyere kredittpremie enn lånekostnader i markedet skulle tilsi.

Ratingselskapet Moody's har gjort en overordnet analyse av effekten på kredittkvaliteten til Statnett dersom Pöyry/Menon sine forslag om 1 % risikofri rente og gjeldsgrad på 65 % implementeres. Moody's antyder at det er en risiko for at Statnett vil få lavere kredittrating:

"Absent any change to pace and scale of capex programme, Statnett would be in danger of breaching FFO / Net Debt ratio guidance for the existing rating if recommendations adopted."

For det andre; kredittpremien varierer over tid. I perioder med stor etterspørsel etter kraftobligasjoner så har forskjell i kredittkvalitet lite å si for kredittpremiene. I perioder hvor det er liten etterspørsel og høye kredittpremier så er forskjellene større. En periode med slike store forskjeller var våren 2009. I følge Weekly Credit Report fra DNB var gjennomsnittlig differanse i kredittpremie mellom Statnett (AA-) og Hafslund (skyggerating BBB+) i underkant av 110 basispoeng for et 5-årig lån de første 26 ukene av 2009. Til sammenligning var den samme differansen på 16 basispunkter gjennom de første 26 ukene av 2017.

Erfaring fra reguleringsperioden før 2013, hvor man brukte statsobligasjonsrente +75 basispunkter, er at historiske gjennomsnitt ikke nødvendigvis er egnet til å spå fremtiden. Et fast påslag på 30 basispunkter mot kredittpremien til et referanseselskap som ikke nødvendigvis er representativt for øvrige norske nettselskap virker derfor ikke som en god ide.

Enkelte ting har endret seg siden rapporten fra Pöyry/Menon ble publisert. Hafslund Nett har blitt et rent nettselskap med børsnoterte obligasjoner. Det er dermed to rene nettselskaper som utsteder obligasjoner i Norge. Agder og Lyse har dessuten fått offisiell rating fra selskapet Scope, begge med BBB+. Det er grunn til å tro at flere vil følge etter, slik at man i løpet av kort tid vil få et brukbart utvalg av selskaper med rating.

Hafslund Nett anbefaler at det benyttes en referanse tilsvarende den som brukes i dag, og at man fortsatt tar utgangspunkt i gjennomsnittlig kredittpremie for et utvalg av kraftobligasjoner med god kredittkvalitet. Enten ved at man fortsetter å benytte seg av et utvalg av kraftselskaper med kredittpremier levert fra Nordea og DNB, eller ved at man tar utgangspunkt i f.eks. gjennomsnitt av kredittpremier for indeksene Kraft2 og Kraft3 som utarbeides av selskapet Nordic Bond Pricing.

NIBOR eller SWAP som referanse for gjeldsrente

Hafslund Nett støtter i prinsippet forslaget om å gå over til å bruke 3 mnd. NIBOR som referanse for gjeldsleddet istedenfor å bruke gjennomsnittet av 5-års SWAP-rente. Bruk av 3 mnd. NIBOR vil gjøre det enklere å få lånekostnader som samvarierer med regulerte inntekter fra nettvirksomhet. Ulempen ved forslaget er at Hafslund Nett og flere andre nettselskaper har en del lån med lang fastrente-binding. Hafslund Nett foreslår derfor at en eventuell overgang til NIBOR først iverksettes fra 2020, slik at låneporteføljen kan tilpasses til den nye referansen. Historisk har også 3 mnd. NIBOR vært noe mer volatil enn 5-års SWAP-rente, selv om dette ikke har vært like tydelig de siste årene.

Dersom man endrer til NIBOR som referanse for gjeldsrente må kredittpremien endres tilsvarende slik at denne beregnes med utgangspunkt i 3 mnd. NIBOR og ikke 5-årig SWAP.

Optimal gjeldsandel

Hafslund Nett mener at bruk av høyere gjeldsandel enn 60 % i beregning av referanserente ikke er forenlig med langsiktig god soliditet og kredittkvalitet. Hafslund Nett mener gjeldsandel på 60 % bør videreføres i beregning av referanserente

Med vennlig hilsen
Hafslund Nett AS


Lisbeth Vingås
direktør Rammevilkår


John Ole Bjørnerud

ⁱ "Moody's Investor Service: Sector Comment 27 June 2017: Norwegian Regulated Electricity Networks"

ⁱⁱ <https://www.pwc.no/no/publikasjoner/verdivurdering/risikopremien-2016.pdf> s. 4 og 8

ⁱⁱⁱ Norges Bank Investment Management 01/2016 «The Equity Risk Premium - Discussion Note» s. 5

^{iv} Aswath Damodaran: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

^v "Moody's Investor Service: Sector Comment 27 June 2017: Norwegian Regulated Electricity Networks" s.3

SECTOR COMMENT

27 June 2017

Rate this Research >>

Analyst Contacts

Philip Cope 44-20-7772-5229
 Analyst
 philip.cope@moodys.com

Paul Marty 44-20-7772-1036
 Senior Vice President
 paul.marty@moodys.com

CLIENT SERVICES

Americas 1-212-553-1653

Asia Pacific 852-3551-3077

Japan 81-3-5408-4100

EMEA 44-20-7772-5454

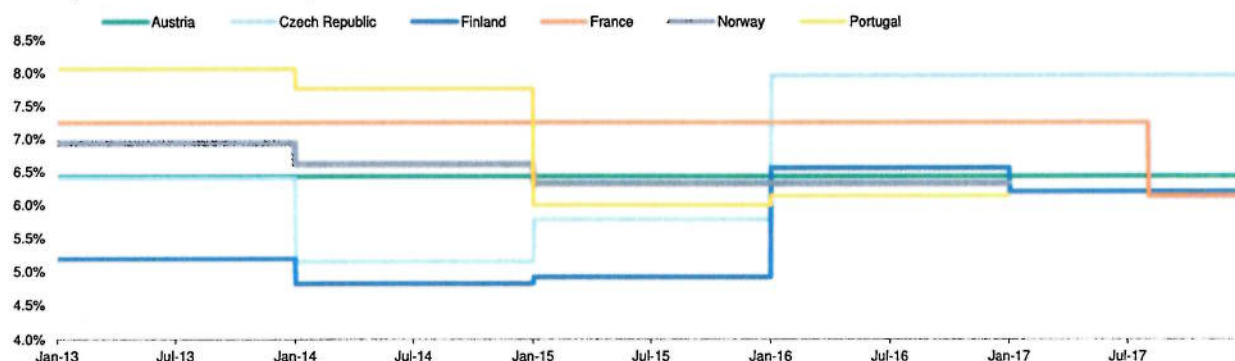
Norwegian Regulated Electricity Networks
**New report proposes cut in allowed returns;
 credit negative if these proposals are
 adopted**

On 31 May 2017, the Norwegian energy regulator (the NVE) published a report by consultants, which the NVE has not commented on, recommending changes to the approach for setting allowed returns for Norwegian electricity networks operators. The proposed changes include a 1.5% reduction in the risk free rate used for calculating the cost of equity component of the allowed weighted average cost of capital (WACC). If the proposed approach had applied in 2016, the WACC for distribution system operators (DSOs) would have been 0.48% lower (at 5.84%) and the transmission system operator (Statnett SF, A2 stable) would have seen a reduction of 0.8% (to 5.52%).

The report, commissioned by the NVE, has been published for consultation to solicit stakeholder views' on whether the current arrangements for setting the WACC remain appropriate, i.e. it is a 'call for evidence' rather than a Draft Determination with the regulated networks expected to present counter arguments to the proposed changes. After the consultation period (which runs to 15 September) the regulator will start a process evaluating the need for a change in the allowed returns methodology which will require a new consultation process if changes are deemed necessary. We do not, therefore, expect changes, if required, to apply before 1 January 2019.

Unlike other European regulatory frameworks, Norway does not have a defined regulatory period; instead, the key regulatory parameters, including the WACC, must apply for a minimum of 5 years. The prevailing WACC, which applies to Statnett and the 133 DSOs (at 31 December 2016), has been relatively stable between 6.3-7.0% (nominal, pre-tax) since 2013 when the current approach became effective. This level is in line with other European frameworks where the WACC is set on an equivalent basis.

Exhibit 1
Norway's WACC in line with peers
Nominal pre-tax WACC for electricity TSOs



Notes: (1) Belgium and Germany have not been included as only a cost of equity is set (cost of debt is a pass through). Spain has not been included as prior to 2016 a single WACC did not apply (6.5% for 2016-20 period); (2) In Finland, the WACC for the 2012-15 regulatory period was set in real post-tax terms but we have converted this to a nominal pre-tax term to facilitate comparison.

Source: Regulatory data; Moody's Investors Service

The report proposes changing the approach for setting four parameters that are used to derive the WACC. The lower out-turn WACC for the sector is primarily driven by the proposal to use a lower risk-free rate (1.0% vs 2.5%, both real) in the cost of equity calculation, which more than offsets a slight increase in the market risk premium. The further cut in Statnett's WACC, compared to the DSOs, reflects a higher assumed gearing percentage (65% vs 60%) and the removal of the fixed premium in deriving the credit spread.

Exhibit 2
Comparison of 2016 WACC under existing approach and consultants' proposal

Parameter	Fixed/ Variable	2016A	Consultant's recommendation for DSOs - 2016	Consultant's recommendation for TSO - 2016	Consultant's recommendation
Long-term risk-free rate (equity)	Fixed*	2.50%	1.00%	1.00%	Consider time perspective of ownership not asset (hence lower rate)
Inflation rate	Variable	2.53%	2.53%	2.53%	No change - 2 year historic and 2 year forecast inflation
Asset beta	Fixed*	0.35	0.35	0.35	No change
Equity beta	Fixed*	0.875	0.875	1.00	
Equity risk premium	Fixed*	5%	5.6%	5.6%	Proposed increase reflect shorter time horizon used for setting risk-free rate
Tax rate	Variable	25%	25%	25%	
Cost of equity (nominal, pre-tax)		12.5%	11.2%	12.2%	
Gearing	Fixed*	60%	60%	65%	Believe higher optimum debt ratio for Statnett
Risk-free rate (debt)	Variable	1.18%	1.07%	1.07%	Move from 5-year swap rate to a more short term NIBOR
Credit spread	Variable	1.00%	1.17%	0.87%	Move from using power bonds rated BBB+ or above (shadow rating) to 5-year bonds issued by Statnett plus 30bps spread for DSOs
Cost of debt (nominal, pre-tax)		2.18%	2.24%	1.94%	
Cost of capital (nominal, pre-tax)		6.32%	5.84%	5.52%	

Notes: (1) * parameter fixed for at least 5 years, i.e. until end 2017, as Energilovforskriften states main principles of WACC calculation fixed for at least 5 years. (2) The consultants' did not propose adjusting Statnett's equity beta when they proposed increasing the gearing assumption for Statnett to 65%. Since the equity beta is asset beta / (1 - gearing) and no rationale was provided for not adjusting the equity beta, we have adjusted the equity beta accordingly. If this adjustment was not made, Statnett's WACC under the proposed approach would have been 5.20% in 2016.

Source: Report for NVE by Pöyry Management Consulting and Menon Economics; Moody's Investors Service

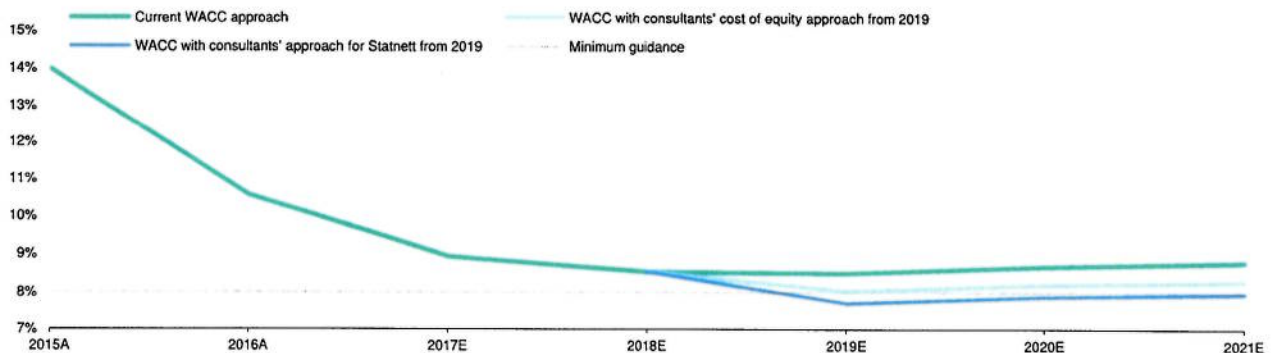
This publication does not constitute a credit rating action. For any credit system referenced in this publication, please see the ratings for it on www.moodys.com for the most updated credit rating action information and rating history.

We consider a change to the methodology for calculating the cost of debt unlikely despite shadow ratings, used in the credit spread component, being banned in 2016. This reflects that the regulator has subsequently stated that their current focus is on the cost of equity and that debt component was outside of the original scope of the commissioned report. If only the report's proposals for the cost of equity are adopted the WACC would have been 5.80% in 2016 (or 5.68% for Statnett if 65% gearing was used and the equity beta adjusted accordingly). We note that the 60% assumed gearing assumption for electricity network operators is already towards the high end within Europe. A move to 65% for Statnett would mean it was the highest in electricity transmission after Elia in Belgium at a time when the group has one of the largest capex programmes amongst peers.

If (1) only the cost of equity recommendations were enacted in their current form from 1 January 2019, i.e. gearing assumption and the cost of debt approach was left unchanged; and (2) the differential in WACC between the two approaches remained at 2016 levels (52bps), we estimate Statnett's allowed revenue would fall by around NOK0.3 billion in 2019 rising to NOK0.4 billion by 2021, or 0.5% of Funds From Operations (FFO) / Net Debt (the corresponding figures if all the reports' recommendations were enacted are NOK0.5 billion in 2019 rising to NOK0.9 billion in 2021, or 0.7-0.8% of FFO / Net Debt). The incremental revenue impact reflects that Statnett has guided to NOK50-55 billion of investments over the next five years, compared to a regulated asset base (RAB) of around NOK34 billion at end 2016, which will result in the RAB more than doubling over the 2016-21 period. If these measures are adopted, Statnett will have reduced financial flexibility against its ratio guidance as we expect key credit metrics to weaken with the majority of its capex programme debt funded.

Exhibit 3

Absent any changes to pace and scale of capex programme, Statnett would be in danger of breaching FFO / Net Debt ratio guidance for the existing rating if recommendations adopted



Assumes 52bps and 80bps cut in the WACC from 2019 if cost of equity recommendations adopted and if all recommendations adopted respectively, with cuts relative to Moody's forecasts of WACC parameters under prevailing approach

Source: Moody's Investors Service

For the DSOs a c. 0.5% cut in their allowed return would limit their financial flexibility which has already been reduced by two recent developments. Firstly, most are municipality-owned regional integrated utilities and so their credit quality has been weakened by the low power prices in the region, a trend we expect to continue, with limited reduction in dividend requirements from their owners. Secondly, most are undertaking significant capex programmes, which will increase leverage, to deliver the government mandated smart meter roll out and modernise an ageing grid. Consequently, if these proposals are enacted, this would place further pressure on their credit quality.

Exhibit 4

DSOs credit quality has already been pressured by lower hydro earnings, a trend we expect to continue



Source: Factset; Moody's Investors Service

Moody's Related Research

[Energy transition presents long-term risks for European regulated energy networks](#), June 2017 (1075072)

[Statnett SF Credit Opinion: Update after confirmation after 2016 WACC and renewed liquidity facilities](#), March 2017 (1059997)

[2017 Outlook for EMEA Regulated Networks](#), November 2016 (1047630)

[Nordic Electricity Networks: Comparison of Transmission and Distribution Regulation across the Region](#), June 2016 (1027935)

[Statnett SF: Demands of large investment programme manageable](#), April 2016 (1014530)

© 2017 Moody's Corporation, Moody's Investors Service, Inc., Moody's Analytics, Inc. and/or their licensors and affiliates (collectively, "MOODY'S"). All rights reserved.

CREDIT RATINGS ISSUED BY MOODY'S INVESTORS SERVICE, INC. AND ITS RATINGS AFFILIATES ("MIS") ARE MOODY'S CURRENT OPINIONS OF THE RELATIVE FUTURE CREDIT RISK OF ENTITIES, CREDIT COMMITMENTS, OR DEBT OR DEBT-LIKE SECURITIES, AND MOODY'S PUBLICATIONS MAY INCLUDE MOODY'S CURRENT OPINIONS OF THE RELATIVE FUTURE CREDIT RISK OF ENTITIES, CREDIT COMMITMENTS, OR DEBT OR DEBT-LIKE SECURITIES. MOODY'S DEFINES CREDIT RISK AS THE RISK THAT AN ENTITY MAY NOT MEET ITS CONTRACTUAL, FINANCIAL OBLIGATIONS AS THEY COME DUE AND ANY ESTIMATED FINANCIAL LOSS IN THE EVENT OF DEFAULT. CREDIT RATINGS DO NOT ADDRESS ANY OTHER RISK, INCLUDING BUT NOT LIMITED TO: LIQUIDITY RISK, MARKET VALUE RISK, OR PRICE VOLATILITY. CREDIT RATINGS AND MOODY'S OPINIONS INCLUDED IN MOODY'S PUBLICATIONS ARE NOT STATEMENTS OF CURRENT OR HISTORICAL FACT. MOODY'S PUBLICATIONS MAY ALSO INCLUDE QUANTITATIVE MODEL-BASED ESTIMATES OF CREDIT RISK AND RELATED OPINIONS OR COMMENTARY PUBLISHED BY MOODY'S ANALYTICS, INC. CREDIT RATINGS AND MOODY'S PUBLICATIONS DO NOT CONSTITUTE OR PROVIDE INVESTMENT OR FINANCIAL ADVICE, AND CREDIT RATINGS AND MOODY'S PUBLICATIONS ARE NOT AND DO NOT PROVIDE RECOMMENDATIONS TO PURCHASE, SELL, OR HOLD PARTICULAR SECURITIES. NEITHER CREDIT RATINGS NOR MOODY'S PUBLICATIONS COMMENT ON THE SUITABILITY OF AN INVESTMENT FOR ANY PARTICULAR INVESTOR. MOODY'S ISSUES ITS CREDIT RATINGS AND PUBLISHES MOODY'S PUBLICATIONS WITH THE EXPECTATION AND UNDERSTANDING THAT EACH INVESTOR WILL, WITH DUE CARE, MAKE ITS OWN STUDY AND EVALUATION OF EACH SECURITY THAT IS UNDER CONSIDERATION FOR PURCHASE, HOLDING, OR SALE.

MOODY'S CREDIT RATINGS AND MOODY'S PUBLICATIONS ARE NOT INTENDED FOR USE BY RETAIL INVESTORS AND IT WOULD BE RECKLESS AND INAPPROPRIATE FOR RETAIL INVESTORS TO USE MOODY'S CREDIT RATINGS OR MOODY'S PUBLICATIONS WHEN MAKING AN INVESTMENT DECISION. IF IN DOUBT YOU SHOULD CONTACT YOUR FINANCIAL OR OTHER PROFESSIONAL ADVISER. ALL INFORMATION CONTAINED HEREIN IS PROTECTED BY LAW, INCLUDING BUT NOT LIMITED TO, COPYRIGHT LAW, AND NONE OF SUCH INFORMATION MAY BE COPIED OR OTHERWISE REPRODUCED, REPACKAGED, FURTHER TRANSMITTED, TRANSFERRED, DISSEMINATED, REDISTRIBUTED OR RESOLD, OR STORED FOR SUBSEQUENT USE FOR ANY SUCH PURPOSE, IN WHOLE OR IN PART, IN ANY FORM OR MANNER OR BY ANY MEANS WHATSOEVER, BY ANY PERSON WITHOUT MOODY'S PRIOR WRITTEN CONSENT.

All information contained herein is obtained by MOODY'S from sources believed by it to be accurate and reliable. Because of the possibility of human or mechanical error as well as other factors, however, all information contained herein is provided "AS IS" without warranty of any kind. MOODY'S adopts all necessary measures so that the information it uses in assigning a credit rating is of sufficient quality and from sources MOODY'S considers to be reliable including, when appropriate, independent third-party sources. However, MOODY'S is not an auditor and cannot in every instance independently verify or validate information received in the rating process or in preparing the Moody's publications.

To the extent permitted by law, MOODY'S and its directors, officers, employees, agents, representatives, licensors and suppliers disclaim liability to any person or entity for any indirect, special, consequential, or incidental losses or damages whatsoever arising from or in connection with the information contained herein or the use of or inability to use any such information, even if MOODY'S or any of its directors, officers, employees, agents, representatives, licensors or suppliers is advised in advance of the possibility of such losses or damages, including but not limited to: (a) any loss of present or prospective profits or (b) any loss or damage arising where the relevant financial instrument is not the subject of a particular credit rating assigned by MOODY'S.

To the extent permitted by law, MOODY'S and its directors, officers, employees, agents, representatives, licensors and suppliers disclaim liability for any direct or compensatory losses or damages caused to any person or entity, including but not limited to by any negligence (but excluding fraud, willful misconduct or any other type of liability that, for the avoidance of doubt, by law cannot be excluded) on the part of, or any contingency within or beyond the control of, MOODY'S or any of its directors, officers, employees, agents, representatives, licensors or suppliers, arising from or in connection with the information contained herein or the use of or inability to use any such information.

NO WARRANTY, EXPRESS OR IMPLIED, AS TO THE ACCURACY, TIMELINESS, COMPLETENESS, MERCHANTABILITY OR FITNESS FOR ANY PARTICULAR PURPOSE OF ANY SUCH RATING OR OTHER OPINION OR INFORMATION IS GIVEN OR MADE BY MOODY'S IN ANY FORM OR MANNER WHATSOEVER.

Moody's Investors Service, Inc., a wholly-owned credit rating agency subsidiary of Moody's Corporation ("MCO"), hereby discloses that most issuers of debt securities (including corporate and municipal bonds, debentures, notes and commercial paper) and preferred stock rated by Moody's Investors Service, Inc. have, prior to assignment of any rating, agreed to pay to Moody's Investors Service, Inc. for appraisal and rating services rendered by it fees ranging from \$1,500 to approximately \$1,750,000. MCO and MIB also maintain policies and procedures to address the independence of MIB's ratings and rating processes. Information regarding certain affiliations that may exist between directors of MCO and rated entities, and between entities who hold ratings from MIB and have also publicly reported to the SEC an ownership interest in MCO of more than 5%, is posted annually at www.moody's.com under the heading "Investor Relations - Corporate Governance - Director and Shareholder Affiliation Policy."

Additional terms for Australia only: Any publication into Australia of this document is pursuant to the Australian Financial Services License of MOODY'S affiliates, Moody's Investors Service Pty Limited ABN 61 002 395 657 AFSL 336365 and/or Moody's Analytics Australia Pty Ltd ABN 54 165 134 972 AFSL 330265 (as applicable). This document is intended to be provided only to "wholesale clients" within the meaning of section 760B of the Corporations Act 2001. By continuing to access this document from within Australia, you represent to MOODY'S that you are, or are accessing the document as a representative of, a "wholesale client" and that neither you nor the entity you represent will directly or indirectly disseminate this document or its contents to "retail clients" within the meaning of section 760B of the Corporations Act 2001. MOODY'S credit rating is an opinion as to the creditworthiness of a debt obligation of the issuer, not on the equity securities of the issuer or any form of security that is available to retail investors. It would be inappropriate and inappropriate for retail investors to use MOODY'S credit ratings or publications when making an investment decision. If in doubt you should contact your financial or other professional adviser.

Additional terms for Japan only: Moody's Japan S.R.L. ("MJO") is a wholly-owned credit rating agency subsidiary of Moody's Group Japan S.R.L., which is wholly-owned by Moody's Overseas Holdings Inc., a wholly-owned subsidiary of MCO. Moody's CP Japan S.R.L. ("MCP") is a wholly-owned credit rating agency subsidiary of MJO. MJO is not a Nationally Recognized Statistical Rating Organization ("NRSRO"). Therefore, credit ratings assigned by MJO are Non-NRSRO Credit Ratings. Non-NRSRO Credit Ratings are assigned by an entity that is not a NRSRO and, consequently, the rated obligation will not qualify for certain types of treatment under J.S.L. law. MJO and MCP are credit rating agencies registered with the Japan Financial Services Agency and their registration numbers are FSA Commissioner (Ratings) No. 1 and 2, respectively.

MJO or MCP (as applicable) hereby discloses that most issuers of debt securities (including corporate and municipal bonds, debentures, notes and commercial paper) and preferred stock rated by MJO or MCP (as applicable) have, prior to assignment of any rating, agreed to pay to MJO or MCP (as applicable) for appraisal and rating services rendered by it fees ranging from JPY200,000 to approximately JPY350,000,000.

MJKK and MSFJ also maintain policies and procedures to address Japanese regulatory requirements.

REPORT NUMBER 1079756