



Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet

Fjernvarmens Hus
Merkurvej 7
DK-6000 Kolding
Tlf. +45 7630 8000
mail@danskfjernvarme.dk
www.danskfjernvarme.dk
cvr dk 55 83 10 17

10. december 2019
Side 1/4

**HØRING OVER LOVFORSLAG OM ÆNDRING AF DEN ØKONOMISKE
REGULERING AF ENERGINET MV.**

Journalnummer 2019-95910

Dansk Fjernvarme kvitterer for muligheden for at afgive høringssvar til lovforslag om ændring af den økonomiske regulering af energinet mv.

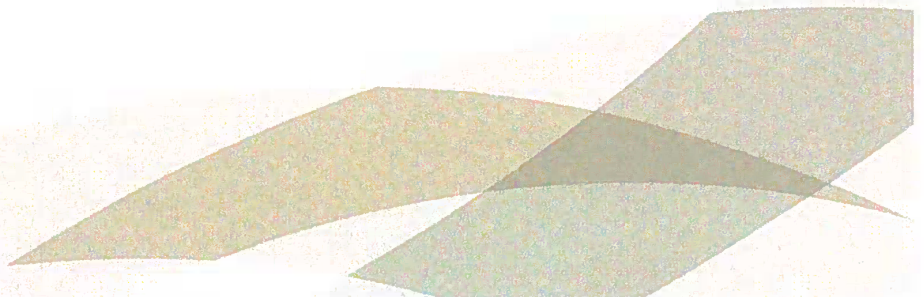
Dansk Fjernvarme er brancheorganisation for alle de knap 400 danske fjernvarmeselskaber, som i løbet af de kommende år tilsammen kommer til at udgøre de største elforbrugere i Danmark – i takt med at større dele af fjernvarmeproduktionen bliver elektrificeret. Dansk Fjernvarme har derfor en klar interesse i, at den økonomiske regulering af Energinet kommer til at understøtte den omkostningseffektive grønne omstilling, som blandt andet Energinet skal medvirke til at gennemføre i løbet af de kommende år.

Dansk Fjernvarme har følgende bemærkninger til lovforslagets elementer:

Langsigtet udviklingsplan

Dansk Fjernvarme finder det positivt, at der igennem en langsigtet udviklingsplan sættes fokus på øget transparens, interessentinddragelse og undersøgelse af relevante alternativer, når Energinet skal planlægge den fremtidige netudbygning.

Det lader ikke til at fremgå eksplicit af lovforslaget eller bemærkningerne, men vi formoder, at formuleringerne om en samfundsøkonomiske udbygning af nettet skal forstås helt bredt og indebærer et stærkt fokus på sektorkobling – særligt i forhold til fjernvarmesystemet, der kan spille en central rolle i indpasningen af vedvarende energiproduktion. Dette burde fremgå mere klart af lovforslaget.



Økonomisk regulering

10. december 2019
Side 2/4

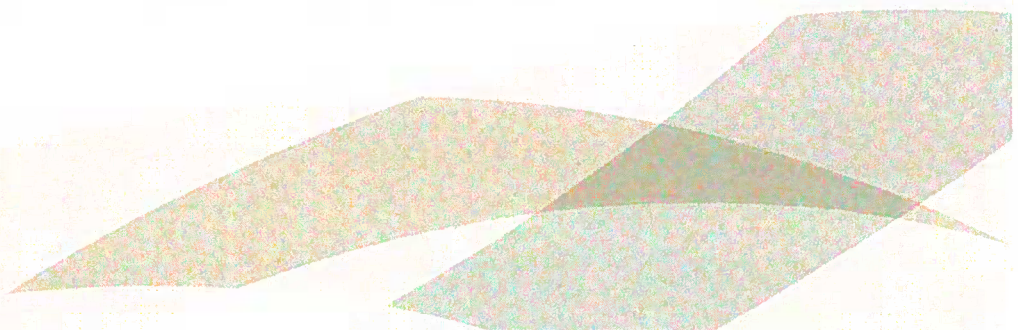
Dansk Fjernvarme undrer sig indledningsvis over valget af fremtidig reguleringsmodel for Energinet. Området er karakteriseret af én monopolist, der i høj grad servicerer en professionel kundegruppe i form af distributionselskaber og andre store aktører, og som allerede har tæt kontakt med myndighederne. Det forekommer derfor oplagt, at der er gode forudsætninger for en form for aftalebaseret regulering, og at en skræddersyet aftalebaseret regulering, som understøtter de mål, Energinet skal nå fremover, vil være den rigtige fremadrettede regulering af Energinet.

I stedet er der valgt en reguleringsmodel, der med undtagelse af udviklingsplanen er nærmest identisk med eldistributionsselskabernes regulering, og som ikke nødvendigvis vil give en fremtidssikret økonomiske regulering, sådan som der gives udtryk for i lovbemærkningerne.

For det første har Energinet et stort samfundsmæssigt ansvar for at udvikle og drive kritisk infrastruktur i Danmark, og selskabet drives ikke for at skabe et afkast til ejeren. Ikke desto mindre introduceres en regulering, der i høj grad er baseret på netop virksomhedsøkonomiske incitamenter og muligheden for at lave overskud – og ikke på at sikre bedste samfundsøkonomiske resultater for Energinets kunder, herunder fjernvarmeselskaberne.

For det andet medfører regulering mere rigide rammer for Energinets drift og investeringer i en vigtig omstillingstid. Det forekommer uklart, hvorfor en tilbageskuende regulering og højere grad af styring fra myndighederne, skulle være den bedste regulering til at understøtte fremadrettede mål om grøn omstilling.

For det tredje er det generelt et grundelement i indtægtsrammeregulering, at der stilles effektiviseringskrav til de omfattede selskaber – typisk med udgangspunkt i en benchmarking. På et område, hvor der kun er et enkelt selskab at regulere, kan der ikke laves en sådan benchmarking, og en indtægtsrammeregulering uden benchmarking reduceres til en grønthøsterregulering. Denne type regulering giver kun mening, hvis der foreligger klare indikationer på ineffektivitet eller ønsker om



nedskæringer i virksomheden. Hvis det ikke er tilfældet, vil effektiviseringskrav alene føre til manglende mulighed for at vedligeholde nettene eller lignende.

10. december 2019
Side 3/4

Incitament

Det fremgår af forslaget, at reguleringen skal sikre indtjeningsmuligheder, der i vidt omfang er kendte på forhånd. Dette skal give Energinet incitament til at realisere ekstraordinære effektiviseringer, fordi Energinet herved kan opnå et øget afkast/overskud.

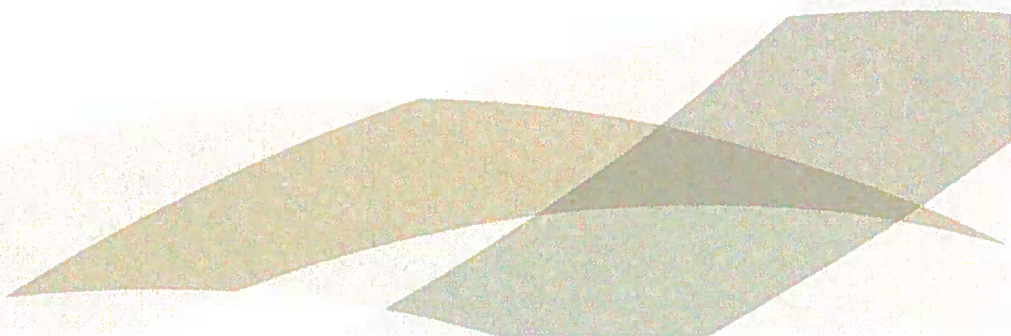
Dansk Fjernvarme stiller sig kritisk i forhold til, om reguleringen rent faktisk vil have denne effekt. Hvad præcis er Energinets incitament til at realisere ekstraordinære besparelser, når de ikke kan udloddes til ejeren? Og såfremt Energinet rent faktisk realiserer ekstraordinære besparelser, hvad skal denne kapitalopbygning i Energinet i givent fald bruges til, og hvordan gavner det forbrugerne?

Forrentning

Det fremgår af forslaget, at Energinet skal have en forrentningsramme, der skal dække en forrentning af den investerede kapital. Den fremgår videre af forslaget, at der skal være tale om en risikobaseret forrentning. Dansk Fjernvarme forventer overordnet, at denne forrentning vil give en kapitalopbygning i Energinet, som vi i lighed med de ekstraordinære besparelser har svært ved at se formålet med.

Mere konkret forstår Dansk Fjernvarme ved udtrykket en risikobaseret forrentning, at Energinet igennem forrentningsrammen skal "kompenseres" for en risiko ved deres investeringer. Det er derimod mindre klart, hvilken risiko der er tale om, hvad den skyldes, og hvorvidt den skal indgå i reguleringen?

Den nuværende regulering af Energinet må i udgangspunktet betragtes som nær risikofri. Den foreslåede regulering introducerer derimod en "risiko" for, at Energinet 1) ikke kan dække ineffektive omkostninger pga. effektiviseringskrav, eller 2) ikke kan dække effektive omkostninger pga. manglende justeringer i indtægtsrammerne, urimelige effektiviseringskrav e.l. I en regulering, der skal sikre effektiviseringer og forbrugerbeskyttelse, forekommer det kontraintuitivt, hvis der skal kompenseres i situation 1. Dette efterlader situation 2, hvor der kunne tale for



en kompensation. Det er derimod uklart, hvordan det gavner forbrugerne, at der introduceres denne risiko og omkostning for dem.

10. december 2019
Side 4/4

En mulig forklaring på indførelsen af en regulering, som omdanner Energinet til en kommerciel aktør med kommercielle incitament, kunne være, at hensigten hermed er at gøre Energinet klar til et evt. salg på et senere tidspunkt. Reguleringen gør det i hvert fald attraktivt. Denne mulighed er ikke i kundernes interesse – og den flugter heller ikke med de nuværende politiske signaler i f.eks. det politiske forståelsespapir, som ligger til grund for den nuværende regering.

Forsyningstilsynet som regeludsteder

I lovudkastet lægges der op til, at Forsyningstilsynet, som er en uafhængig myndighed, der ikke er underlagt instruktionsbeføjelse fra det politiske niveau, får rollen som regelfastsætter indenfor nogle meget brede og overordnede rammer. Denne konstruktion, hvor samme myndighed i denne grad både fastsætter og håndhæver reglerne, forekommer umiddelbart at være en nyskabelse – i hvert fald i forsyningssektoren.

Dansk Fjernvarme har ikke på det foreliggende grundlag mulighed for at vurdere den valgte konstruktion. Det vil dog være nyttigt med lovbemærkninger, som beskriver baggrunden for modellen og hensigten med denne.

Med venlig hilsen

Kasper Villum Hansen · Økonomisk konsulent
Dansk Fjernvarme
kha@danskfjernvarme.dk
Mobil +45 2015 7595



Energistyrelsen
Carsten Niebuhrs Gade 43
1577 København V

Dok. ansvarlig: NMJ/MSC
Sekretær: SLS
Sagsnr: s2019-1191
Doknr: d2019-24018-18.0
10. december 2019

Høringsvar til ændring af den økonomiske regulering af Energinet og planlægnings- og investeringsgodkendelsesproces for Energinet m.v.

Dansk Energi vil indledningsvis kvittere for muligheden for at afgive høringssvar til udkast til lovforslag om ændring af lov om Energinet, lov om elforsyning og lov om naturgasforsyning (ændring af den økonomiske regulering af Energinet og ny planlægnings- og investeringsgodkendelsesproces for Energinet m.v.).

Målsætningen om at omstille det danske samfund til vedvarende energikilder og reducere udslippet af drivhusgasser med 70 pct. betyder, at det er afgørende, at der indføres tidssvarende regulering af den danske el-infrastruktur. En sådan regulering skal både give rum for de nødvendige investeringer, men samtidig sikre, at de betydelige ressourcer, der er bundet i el-infrastrukturen forvaltes effektivt og hensigtsmæssigt. Her er den nye økonomiske regulering af Energinet et skridt i den rigtige retning.

Lovforslaget lægger op til at indføre en indtægtsrammeregulering for Energinet. En indtægtsrammeregulering er en mere moderne regulering, der giver incitament til en effektiv drift og effektive investeringer i modsætning til en hvile-i-sig-selv-regulering. Samtidig tilrettelægges en ny regulering af Energinet, så der også er en mekanisme, der kan sikre de nødvendige investeringer, der ligger udover det historiske investeringsniveau, som alene dækkes af en simpel indtægtsrammemodel. Der sigtes dermed på en balance mellem et effektiviseringspres og en ramme, der giver rum for de nødvendige investeringer. Dette er afgørende for en el-infrastruktur, der skal understøtte mere elektrisk transport og større kompleksitet i et decarboniseret Danmark.

Dertil bemærker Dansk Energi lovforslagets hensigt om at styrke planlægnings- og investeringsprocessen for Energinets anlægsprojekter. Det er positivt, at der arbejdes for at øge transparens for projekternes gennemførelse fremadrettet. Dette gør det også lettere for elnetsselskaberne at planlægge deres investeringer, fleksibilitetsbehov mv. Det er dog vigtigt, at den styrkede planlægnings- og investeringsproces ikke bliver en stopklods for den grønne omstilling af el-systemet. Det er derfor også vigtigt, at Energinets rammer bliver tilpas agile, og at Energinets investeringsrammer også tager højde for og koordineres med elnetsselskabernes investeringsplaner, da der ud fra et samfundsmæssigt perspektiv kan være situationer, hvor investeringerne i el-infrastruktur mere hensigtsmæssigt placeres på distributionsniveau og omvendt.

Endvidere er det vigtigt, at reguleringen i tilstrækkelig grad tillader Energinet at kunne investere i forhold til et forventet fremadrettet behov. Konkret vil indtægtsrammereguleringen give

Energinet et incitament til et større omkostningsfokus, hvilket i sig selv er sundt. Der er dog en risiko for, at et styrket omkostningsfokus går ud over udbygningen af transmissionsnettet. Dette risikerer så at medføre, at netselskaberne bliver nødt til at udbygge distributionsnettet i områder, hvor det ville være mere omkostningseffektivt at have transmissionskapacitet. Allerede i dag ser vi lokalt eksempler på, at distributionsnettet er kraftigt belastet, fordi transmissionsnettet ikke er tilstrækkeligt udbygget til at håndtere normaldrift, eller fordi det udbygges for langsomt. Dette ses blandt andet i områder, hvor der er en høj grad af VE-produktion. Dette medfører større omkostninger end nødvendigt og en øget risiko for afbrud af slutkunder i disse områder. Det bør indgå i vurderingen af Energinets udbygningsplan, at der investeres tilstrækkeligt i transmissionskapacitet til, at udnyttelsen og udbygningen af den samlede el-infrastruktur optimeres. Netselskaberne indgår meget gerne i en endnu tættere dialog om Energinets planer fremadrettet.

Dansk Energi bemærker, at lovforslaget udelukkende skitserer de overordnede rammer for den økonomiske regulering af Energinet. Der er således lagt op til, at Forsyningstilsynet efterfølgende udformer og fastsætter de mere tekniske elementer af reguleringen inden for rammerne fastsat i lovgivningen. Det vil således være op til Forsyningstilsynet at sikre den endelige balance mellem effektiviseringspres og nødvendige investeringer. Her bemærker Dansk Energi, at der er tale om en stor og vigtig opgave, som placeres ved Forsyningstilsynet. Her er det dog vigtigt, at tilsynets opgave fokuseres, og at det undgås, at der laves dobbeltregulering i de tilfælde, hvor der allerede i dansk lovgivning er fastsat regler.

Dansk Energi er enig i, at koncerninterne ydelser skal købes på markedsvilkår, og at systembærende egenskaber til opretholdelse af forsyningssikkerheden skal markedsføres jf. elforsyningslovens §27a. Dette er et vigtigt element i en omkostningseffektiv fremskaffelse af sådanne ydelser, og i at skabe prissignaler, der understøtter opretholdelsen af forsyningssikkerheden på langt sigt. Dansk Energi anser det i den forbindelse som positivt, at synkronkompensatorernes ydelser skal udbydes på markedsvilkår, jf. bemærkningerne til den foreslåede bestemmelse i §71, stk. 4, nr. 1.

Prissætningen af alle ydelser skal ske på markedsmæssige vilkår. I det omfang ydelser handles internt i Energinets koncern bør de prissættes efter gældende skattemæssig praksis og lovgivning på grundlag af OECD's guidelines for prissættelse af koncerninterne transaktioner (transfer pricing). Dansk Energi forslår derfor, at det skrives ind, at Energinet i sin interne prissætning skal overholde skattemæssig transfer pricing praksis og OECD's guidelines, samt at Forsyningstilsynet skal lægge allerede gældende transfer pricing principper til grund for tilsynet med koncerninterne handler, fremfor at Forsyningstilsynet fastlægger et nyt regelsæt her.

Dansk Energi finder i øvrigt, at Forsyningstilsynet skal have de nødvendige kompetencer til at kunne udfylde den rolle, de tiltænkes i den nye regulering af Energinet. Herunder, at den nødvendige ekspertise skal være til rådighed til at vurdere systemansvarliges forretningsplan og indholdet af transmissionsselskabets langsigtede udviklingsplaner, når der skal fastsættes tillæg til indtægtsrammen. Dette er dog ikke det samme som, at Forsyningstilsynet nødvendigvis bør tilføres flere årsværk, særligt da det i sidste ende er forbrugerne og producenterne, der skal betale herfor ved højere tariffer. Dansk Energi vil i stedet foreslå, at Forsyningstilsynet indenfor sin eksisterende økonomiske ramme prioriterer de nødvendige ressourcer til at implementere den nye regulering af Energinet og føre tilsyn hermed.

I det følgende vil Dansk Energi afgive bemærkninger til en række udvalgte bestemmelser i lovforslaget.

1. Ny økonomisk regulering – transmissionsvirksomhed (el) og systemansvarlig virksomhed (ekskl. Datahub)
2. Ny økonomisk regulering – Datahub
3. Ny økonomisk regulering – transmissionselskab (gas)
4. Forsyningstilsynets behov for nye ressourcer
5. Markedsmæssighed ved interne handler i Energinet
6. Energinets tarifiering
7. Gebyromkostninger som en del af prisen for prisregulerede naturgasprodukter

1. Ny økonomisk regulering – transmissionsvirksomhed (el) og systemansvarlig virksomhed (ekskl. Datahub)

I det følgende vil Dansk Energi afgive bemærkninger til følgende elementer af indtægtsrammereguleringen:

- Tillæg for forventede omkostninger
- Reguleringen bør sikre rettidige investeringer
- Tillæg for reinvesteringer med væsentlige funktionelle eller kapacitetsmæssige ændringer
- Effektiviseringskrav
- Tilstrækkelig kvalitet

Overordnet set er indtægtsrammeregulering meget velegnet til at sikre incitamenter til at effektivisere. Risikoen er dog, at indtægtsrammer typisk vil være baseret på historiske omkostningsniveauer og investeringsbehov og vil dermed ikke være gearret til et scenarie med stigende investeringsbehov. Med den grønne omstilling står Danmark foran en kraftig elektrificering, som må forventes at medføre stadig større investeringer i både eltransmission og eldistribution. Det er derfor positivt, at dette er tænkt ind ved, at der opereres med en regulering af eltransmission, som funderes i en fremadrettet plan for investeringsbehovet og ikke kun i de historiske investeringsniveauer.

Tillæg for forventede omkostninger

Som følge af, at indtægtsrammer typisk er baseret på historiske omkostningsniveauer og investeringsbehov, synes det hensigtsmæssigt, at reguleringen af Energinet tilføjer elementer til indtægtsrammen, som går udover det historiske investeringsbehov. Dermed tages det første skridt i retningen af en mere fremadskuende regulering, hvilket er positivt.

Dansk Energi noterer sig således, at der vil blive fastsat regler om, at omkostningsrammen for transmissionsvirksomhed kan indeholde et tillæg for forventede meromkostninger til nyinvesteringer og anlægsprojekter med væsentlige funktionelle eller kapacitetsmæssige ændringer. Indtægtsrammen vil dermed ikke kun være funderet i det historiske investeringsniveau. Dansk Energi kan støtte op om, at der fastsættes et fremadskuende element, som kan sikre, at der foretages rettidige investeringer. Et tilsvarende behov ses for eldistribution.

Dansk Energi bemærker endvidere, at den systemansvarlige virksomhed udarbejder en forretningsplan med forventede omkostninger, som kan indarbejdes i indtægtsrammereguleringen som et tillæg. Dansk Energi stiller sig dog undrende over for, at det under de almindelige bemærkninger til den nye økonomiske regulering fremstår, som om det kun er en mulighed for Forsyningstilsynet at lade forretningsplanens budget indgå i indtægtsrammen. Det synes

uhensigtsmæssigt, hvis Energinet skal foretage offentlig inddragelse ifm. udarbejdelse af forretningsplanerne og udarbejde budgetforslag, som belyser nødvendige meromkostninger for konkrete opgaver i reguleringsperioden, hvis disse efterfølgende måske reelt ikke lægges til grund for selskabets økonomiske ramme. Dansk Energi foreslår det derfor præciseret i lovbemærkningerne, hvilken rolle forretningsplanen forventes at have for fastlæggelse af indtægtsrammen.

Reguleringen bør sikre rettidige investeringer

Dansk Energi finder, at det er hensigtsmæssigt, at den nye regulering af Energinet medfører et incitament til et større omkostningsfokus. Dansk Energi bemærker dog, at der kan forekomme en risiko for, at den øgede fokus på omkostningseffektivitet kan gå ud over udbygning af transmissionsnettet. Dette vil i så fald medføre, at netselskaberne bliver nødt til at udbygge distributionsnettet i områder, hvor det ellers ville være mere omkostningseffektivt at have transmissionskapacitet.

Allerede i dag kan der forekomme tilfælde, hvor distributionsnettet er kraftigt belastet, da transmissionsnettet ikke i en tilstrækkelig grad er udbygget til at håndtere normaldrift, eller fordi udbygningstaksten for transmissionsnettet har været for langsom. Dette kan medføre større omkostninger end nødvendigt og en øget risiko for afbrud af slutkunder i områder, hvor der er en høj grad af VE-produktion.

Dansk Energi finder således, at ovenstående problematik bør indgå i vurderingen af Energinets udbygningsplan, således at det sikres, at der investeres tilstrækkeligt i transmissionskapacitet til, at udnyttelsen og udbygningen af den samlede elinfrastruktur optimeres. Eldistributionsselskaberne indgår naturligvis meget gerne i en endnu tættere dialog om Energinets planer fremadrettet.

Dansk Energi støtter også lovforslagets hensigt om at styrke planlægnings- og investeringsprocessen for Energinets anlægsprojekter, herunder inddragelse af interessenter og at udvide godkendelsesprocessen til at omfatte projekter på tidlige planlægningsstadier. Dette vil give omverdenen mere indsigt i projekternes gennemførelse og et politisk ejerskab til projekterne.

Det er dog vigtigt, at den styrkede planlægnings- og investeringsproces ikke bliver en stopklods for den grønne omstilling af elsystemet. Energinet bør fortsat kunne investere i forhold til et forventet behov. Energisystemet er i rivende udvikling, og alle elementer af det fremtidige energisystem vil per definition ikke være kendt på et givet investeringstidspunkt. Derfor er det vigtigt, at Energinet fortsat agilt kan foretage de investeringer, der har karakter af 'no regret' i forhold til energisystemet, og som understøtter udbygningen af vedvarende energi.

Tillæg for reinvesteringer med væsentlige funktionelle eller kapacitetsmæssige ændringer

Dansk Energi noterer sig, at indtægtsrammereguleringen ganske fornuftigt suppleres af et element, som tager højde for, hvis reinvesteringer i elnettet sker med en større kapacitet end i det net, der tages ud af drift. Desuden er det i lovbemærkningerne specificeret, at Forsyningstilsynet får hjemmel til at fastsætte en metode til håndtering af ekstraordinært cyklisk reinvesteringniveau. Dansk Energi finder begge disse elementer hensigtsmæssige.

Effektiviseringskrav

Dansk Energi bemærker, at indtægtsrammen som mekanisme sikrer, at der er incitament til effektiviseringer. Hertil bemærker Dansk Energi, at det ex post kan være hensigtsmæssigt at

føre tilsyn med, om det indtægtsrammeregulerede selskab, i dette tilfælde Energinet, har effektiviseret ift. selskabets faktiske effektiviseringspotentiale. Dette skal dog ske, under hensyn til at selskabet naturligvis altid skal kunne få dækket sine omkostninger ved effektiv drift inklusive et rimeligt afkast.

Derudover bakker Dansk Energi op om, at det i lovbemærkningerne til §71, stk. 4, nr. 4, fremgår at omkostninger til systemydelser undtages effektiviseringskrav, da der er tale om ikke-påvirkelige omkostninger, hvor det i et forsyningssikkerhedsmæssigt perspektiv ikke er ønskværdigt.

Tilstrækkelig kvalitet

I de kommende år vil der opstå et stigende pres på transmissionssystemet som følge af VE-udbygningen og nedlukningen af termiske værker, som i dag bidrager til forsyningssikkerheden. Det er afgørende, at incitamenterne i den økonomiske regulering af Energinet ansporer til fokus på alle aspekter af forsyningssikkerhed – ikke kun ved at skabe fleksible rammer for at foretage investeringer, men også ved brug af sanktioner, såfremt forsyningssikkerheden bliver utilfredsstillende.

Det fremgår af lovforslagets bemærkninger, at Forsyningstilsynet fastsætter regler om beløbsmæssige justeringer uden for omkostnings- og forrentningsrammen, herunder om fradrag i tilfælde af transmissionsnettets utilstrækkelige leveringskvalitet, jf. § 71, stk. 4, nr. 6. Dansk Energi finder det hensigtsmæssigt, at der skabes incitament til en høj forsyningssikkerhed og støtter derfor, at der indføres et fradrag i indtægtsrammen baseret på leveringskvalitet, således at effektiviseringer ikke kommer på bekostning af flere afbrud. Det bør dog fremhæves, at kravene til leveringskvalitet skal fastsættes, så de giver samfundsøkonomisk mening.

Dansk Energi bemærker dog, at det er uklart fra udkast til lovforslaget, hvordan "leveringskvalitet" forstås. Det er således uklart, om leveringskvalitet alene omfatter antal og længde af afbrud i transmissionsnettet, eller om det også er hensigten – hvilket er Dansk Energis anbefaling – at indføre et fradrag i indtægtsrammen for afbrud som følge af manglende effekttilstrækkelighed i transmissionsnettet.

Dansk Energi mener, at den økonomiske regulering bør afspejle at Energinet jf. elforsyningsloven har ansvaret for at opretholde et af ministeren fastsat niveau for elforsyningssikkerhed. Elforsyningssikkerhed består i denne sammenhæng af både nettilstrækkelighed, effekttilstrækkelighed og systemsikkerhed. Dette understøttes af stemmeaftalen af 8. maj 2018 om Fremtidssikret økonomisk regulering af Energinet, hvor der ligeledes lægges vægt på den bredere forsyningssikkerhed, eksempelvis når det fremgår, at reguleringen skal [...] *understøtte effektivisering og fortsat høj kvalitet i form af høj forsyningssikkerhed*. *Energitilsynet (det kommende Forsyningstilsyn) udmelder derfor krav til nettets leveringskvalitet som en del af indtægtsrammereguleringen, og der fastsættes eventuelle sanktioner*. Det bør på den baggrund tydeliggøres i lovforslag og bemærkninger, at fradraget for utilstrækkelig leveringskvalitet vil afspejle det samlede mål for elforsyningssikkerhed som udmeldt af ministeren til Energinet, herunder også effekttilstrækkeligheden.

2. Ny økonomisk regulering – Datahub

Det fremgår af lovforslaget, at indtægtsrammen for Datahub løbende vil kunne tilpasses som følge af brugerønsker. Dette bør afgrænses til tilpasninger, som følge af funktionaliteter, der er nødvendige for at opretholde Datahubbens kernefunktion vedr. formidling af afregningsdata mellem elnetselskaber og elhandlere og understøttelse af engrosmodellens forretnings-

mæssige transaktioner aktørerne imellem. Nye funktioners nødvendighed i forhold hertil bør således dokumenteres af Datahub og vurderes af Forsyningstilsynet som grundlag for evt. tilpasninger som følge af brugerønsker. Dette bør fremgå af lovttekst eller af bemærkningerne hertil.

Endvidere forekommer det uklart, om det fortsat er tanken, at omkostninger til dækning af Datahub's omkostninger vil opkræves over Energinets tariffer eller via gebyrer etc.

3. Ny økonomisk regulering – transmissionsselskab (gas)

Dansk Energi støtter som nævnt et stærkere og mere transparent tilsyn med Energinets forretning og investeringer. Vi finder det positivt, at Energinet underlægges en indtægtsramme med henblik på at give incitament til øget effektivitet.

Gasmarkedet står overfor en gennemgribende udvikling i de kommende år, hvor der bl.a. vil være faldende gasforbrug, og Danmark i høj grad bliver et gastransitland. Det er derfor vigtigt, at der skabes de rette incitamenter for Energinet til hensigtsmæssig håndtering af risiko for manglende anvendelse af infrastrukturen samt til afvikling af urentable dele af gasinfrastrukturen.

Det fremgår af lovforslagets bemærkninger til § 37 d, stk. 4, nr. 2., at Forsyningstilsynet efter ansøgning fra transmissionsselskabet kan tilpasse afskrivningsperioderne, såfremt Forsyningstilsynet finder det hensigtsmæssigt ud fra væsentlige samfundsøkonomiske hensyn, herunder etablering af handelsforbindelser, tariffstabilitet m.v. Det fremgår desuden, at det forventes, at Forsyningstilsynet tager hensyn til nedskrivningsrisikoen som følge af konkurrencepåvirkning af tredjeparts anvendelse af handelsforbindelser, væsentlige samfundsøkonomiske forhold og opnåelse af sammenhæng mellem anvendelsesbehovet for aktivet og dets økonomiske levetid.

Grundlæggende bør anlæg afskrives efter almindelige regnskabsprincipper. Dansk Energi kan dog støtte, at det på grund af faldende forretningsgrundlag på gas kan være nødvendigt, at afskrivningsperioderne for projekter af væsentlig størrelse kan tilpasses, såfremt det er hensigtsmæssigt ud fra væsentlige samfundsøkonomiske hensyn, herunder tariffstabilitet. Vi støtter desuden, at der tages hensyn til nedskrivningsrisikoen som følge af konkurrencepåvirkning af tredjeparts anvendelse af handelsforbindelser, væsentlige samfundsøkonomiske forhold og opnåelse af sammenhæng mellem anvendelsesbehovet for aktivet og dets økonomiske levetid.

Dansk Energi støtter endvidere, at Energinets omkostninger til opretholdelse af gasforsyningsstandarden, som indkøbes på markedsvilkår, betragtes som ikke-effektiviseringspålagte omkostninger.

4. Forsyningstilsynets behov for nye ressourcer

Det fremgår af lovforslagets almindelige bemærkning, at den nye økonomiske regulering og nye planlægnings- og investeringsgodkendelsesproces vil medføre et behov for tilførsel af ressourcer til Forsyningstilsynet. Desuden fremgår det, at der udover de ekstra ressourcer til Forsyningstilsynet også er behov for driftsmidler til konsulentbistand i forbindelse med udvikling af elementer i den nye regulering af Energinet.

Dansk Energi finder, at Forsyningstilsynet skal have de nødvendige kompetencer til at kunne udfylde den rolle, de tiltænkes i den nye regulering af Energinet. Dette er dog ikke det samme, som at Forsyningstilsynet bør tilføres flere årsværk, særligt da gebyrfinansieringen i sidste ende skal betales af forbrugere og producenter. En øget bevilling til Forsyningstilsynet vil medføre, at Energinets tarif øges. Derfor vil Dansk i stedet foreslå, at Forsyningstilsynet indenfor sin eksisterende økonomiske ramme prioriterer de nødvendige ressourcer til at implementere den nye regulering af Energinet og føre tilsyn hermed.

5. Markedsmæssighed ved interne handler i Energinet

Dansk Energi bemærker, at for ydelser, der købes internt i Energinets koncern, skal disse naturligvis prissættes på markedsmæssige vilkår. Prissætningen bør ske efter gældende skattemæssig praksis og lovgivning på grundlag af OECD's guidelines for prisfastsættelse af koncerninterne transaktioner (transfer pricing).

På baggrund af ovenstående foreslår Dansk Energi derfor, at det skrives ind i lovforslagets bestemmelser, at Energinet i sin interne prissætning skal overholde skattemæssig transfer pricing-praksis og OECD's guidelines, samt at Forsyningstilsynet skal lægge allerede gældende transfer pricing-principper til grund for tilsynet med koncerninterne handler, fremfor at Forsyningstilsynet fastlægger et nyt regelsæt her.

Desuden bemærker Dansk Energi, at det er hensigtsmæssigt, at synkronkompensatorernes ydelser udbydes på markedsvilkår, jf. bemærkningerne til den foreslåede bestemmelse i §71, stk. 4, nr. 1.

6. Energinets tarifiering

Den nye indtægtsrammeregulering af Energinets aktiviteter betyder, at der fremadrettet sættes en ramme for, hvor meget der må opkræves. For eltransmissions- og elsystem-opgaver opkræver Energinet i dag en tarif på alt slutforbrug fra slutkunder. Der arbejder i dag en tværministeriel arbejdsgruppe om tariffer, som blandt andet skal se på, om Energinet på elområdet i fremtiden skal tarifere slutkunders forbrug, eller om Energinet i stedet skal tarifere DSOerne.

Dansk Energi finder det godt at få belyst, om det ville være mere hensigtsmæssigt, at Energinet på elområdet tariferer DSOerne fremfor slutkunder, sådan som det foregår i vores nabolande. Hvis Energinet skal tarifere DSOerne, kan det potentielt set få konsekvenser for den økonomiske regulering af både netselskaberne og Energinet.

Desuden bemærker Dansk Energi, at det ikke fremgår tydeligt fra lovforslaget eller bemærkningerne til lovforslaget, om der er omkostninger, som kan opkræves over Energinets tariffer, men som ikke er omfattet af indtægtsrammen. Det er eksempelvis uklart, hvordan omkostningerne til Energinets myndighedsarbejde finansieres, herunder om disse omkostninger indgår i indtægtsrammen for et af de regulerede selskaber.

7. Gebyromkostninger som en del af prisen for prisregulerede naturgasprodukter

Dansk Energi finder det meget positivt, at gebyromkostninger for myndighedsbehandling kan indregnes som en del af prisen på forsyningspligtområdet. Efter gældende ret har de forsyningspligtige virksomheder således ikke mulighed for at viderefakturere omkostninger til myndighedsbetaling til naturgasforsyningspligtkunderne. En mulighed, som ellers er tilgæn-

gelig på alle andre områder, hvor virksomhederne bliver opkrævet for myndighedsbetaling. Det skyldes, at det af naturgasforsyningslovens § 37 b fremgår specifikt, hvad de forsyningspligtige naturgasleverandører kan opkræve. Denne uhensigtsmæssighed skal der naturligvis rettes op på.

Med den foreslåede ændring åbnes op for, at omkostninger til myndighedsbehandling hos Forsyningstilsynet kan indregnes i forsyningspligtprisen. Imidlertid finder Dansk Energi ikke, at den foreslåede ændring favner alle potentielle omkostninger til myndighedsbehandling, da der alene henvises til omkostninger til myndighedsbehandling hos Forsyningstilsynet, som følger af naturgasforsyningslovens § 44. Imidlertid kan et forsyningspligtigt selskab også give anledning til omkostninger for myndighedsbehandling hos Energistyrelsen. Dette følger af naturgasforsyningslovens § 24 og tilhørende bekg. nr. 818 af 14. august 2019. Endvidere har et forsyningspligtigt selskab omkostninger til betaling for Ankenævnet på Energiområdet. Dette følger af naturgasforsyningslovens § 53 a samt bekg. 1501 af 15. december 2017. Disse omkostninger skal ligeledes kunne indregnes som en del af prisen for prisregulerede naturgasprodukter.

Det er således Dansk Energi opfattelse, at det ikke er hensigten med lovforslaget, at alene gebyromkostninger i relation til Forsyningstilsynets myndighedsbehandling skal kunne indregnes, men i det hele taget gebyromkostninger til myndighedsbehandling hos den forsyningspligtige virksomhed. Set i det lys vil Dansk Energi derfor foreslå følgende formulering til lovforslagets § 3, hvor det sikres, at gebyromkostninger i relation til en forsyningspligtig virksomheds myndighedsbetaling generelt kan indregnes:

I § 27, stk. 4, indsættes efter 1. pkt. som nyt punktum: » Prisen for produktet kan dog tillægges naturgasleverandørernes omkostninger som følge af betalinger for myndighedsbehandling, når betalingerne vedrører standardproduktet og betaling efter regler fastsat i medfør af § 53 a.«

I § 37 b, stk. 3, indsættes efter 1. pkt. som nyt punktum:
» Til prisen for naturgas kan dog medregnes naturgasleverandørernes omkostninger som følge af betalinger for myndighedsbehandling, når betalingen vedrører forsyningspligtproduktet og betaling efter § 53 a.«

I § 37 b, stk. 5, 1. pkt. indsættes efter »tilbud«: »og eventuelle omkostninger som følge af betalinger for myndighedsbehandling samt betaling efter § 53 a.«

Dansk Energi skal for en ordens skyld gøre opmærksom på, at de allerede udsendte udbudsbetingelser for forsyningspligt, der henviser til nærværende lovforslag, bør tage højde for ovennævnte ændringer.

Dansk Energi står til rådighed, hvis der bliver behov for yderligere uddybning af fremsendte.

Med venlig hilsen

Nicolaj Mølgaard Jakobsen

Martin Schrøder

Dansk Energi

Dansk Energi

DANSK ENERGI

Vodroffsvej 59 | DK-1900 Frederiksberg C | T: +45 35 300 400 | info@danskeenergi.dk | www.danskeenergi.dk



10. december 2019

LOBA

DI-2019-18232

Energistyrelsen
Carsten Niebuhrs Gade 43
1577 København V

Dansk Industri
Confederation of Danish Industry

Sendt pr. mail til
ens@ens.dk
msg@ens.dk

DI's høringsvar vedr. ny økonomisk regulering samt ny planlægnings- og investeringsgodkendelsesproces for Energinet

DI takker for muligheden for at kommentere på udkast til lovforslag om ændring af den økonomiske regulering samt ny planlægnings- og investeringsproces for Energinet.

DI støtter som udgangspunkt op om en ny og mere incitament baseret økonomisk regulering af Energinet, der skal sikre effektiviseringer til gavn for forbrugere og virksomheder. Det er i DI's øjne vigtigt, at der sikres et effektiviseringspres på de naturlige monopoler. Det er ligeledes vigtigt, at det sikres, at Energinet helt overordnet har fokus på deres omkostningsudvikling og afdækning af risici, så det sikres, at der ikke sker store og uventede stigninger i tariffen, som den 20-pct. stigning, der netop er meldt ud for 2020.

DI noterer sig, at der er lagt op til forskellige reguleringsperioder for de forskellige indtægsrammer for Energinets forskellige virksomheder, hvilket giver god mening i lyset af virksomhedernes forskelligartede opgaver og karakteristika.

DI er ligeledes glade for det øgede fokus på interessentinddragelse, og ser frem til at blive inddraget i arbejdet med udviklingsplaner mv.

Når det er sagt, er det i DI's øjne vigtigt, at en ny regulering fortsat sikrer Energinets agilitet, som er vigtig for at kunne drive det samfundsansvar, der ligger i den grønne omstilling og sikringen af fortsat høj forsyningsikkerhed til den danske energiforbrugere. Det er således vigtigt, at den kommende regulering er fremtidssikret, og således kan rumme den grønne omstilling.

DI er glade for oplægget med en langsigtet udviklingsplan, der skal sikre øget transparens i relation til udviklingen af nettet og fokus på afvejning mellem udbygning og omlægning af nettet og drift- og markedsløsninger, samt at planen skal give overblik på både kort og lang sigt. En sådan plan vil udover at sikre transparens, også være med til at fremtidssikre indtægtsrammereguleringen, når beskrevne projekter godkendes og indregnes i indtægtsrammen. DI finder det også vigtigt, at der er mulighed for at lave tillæg til den langsigtede udviklingsplanplanen, hvis der indenfor den 2-årige planperiode opstår

akutte behov for igangsættelse af projekter, der ikke er belyst i planen, hvilket der også er lagt op til i lovforslaget.

DI er imidlertid bekymret for at godkendelsesprocessen for projekter bliver for tung og rigid. DI er bekymret for, at en årlig godkendelsesproces, der indeholder flere led (Ministeriet, Energistyrelsen, Forsyningstilsynet og Folketinget) vil kunne medføre unødige forsinkelser af projekter, der kan være af afgørende betydning for forsyningssikkerheden og den grønne omstilling. DI anerkender, at der er indsat en bagatelgrænse for ministergodkendelse, samt at der er indsat mulighed for ansøgning for særligt hastende projekter udenfor den årlige samlede ansøgning for projekter, men er bekymret for, om det er tilstrækkeligt til at sikre den nødvendige fleksibilitet.

DI noterer sig, at systemansvarlig virksomhed forud for hver reguleringsperiode skal udarbejde en forretningsplan med en vision for, hvordan der opnås samfundsøkonomiske gevinster gennem ændringer af måden hvorpå virksomheden drives, hvilket DI synes er fint. Vi noterer os også, at planen skal godkendes af Forsyningstilsynet, men at der alene er lagt op til, at Forsyningstilsynet kan vælge at inddrage planen i udarbejdelsen af indtægtsrammen. DI finder, at Forsyningstilsynet bør være forpligtet til at inddrage planen i udarbejdelsen af indtægtsrammen, hvis den godkendes. Dette vil i DI's øjne være med til at fremtidssikre reguleringen, hvilket i det hele taget (og ikke kun for systemansvarlig virksomhed) er afgørende for at komme i mål med den grønne omstilling.

DI noterer sig endvidere, at forskning og udvikling stort set ikke er nævnt i lovforslaget. Forskning og udvikling er vigtigt i forhold til den fremtid vi ser ind i, især i forhold til de politiske ønsker til grøn omstilling og de udviklingsopgaver Energinet vil stå overfor. Der bør derfor i DI's øjne være mulighed for at få tillæg til indtægtsrammen til forskning og udvikling – f.eks. i form af at transmission får mulighed for at ansøge Forsyningstilsynet om forsknings- og udviklingsprojekter, som kan være hængt op på efterspørgsel fra interessenter.

DI noterer sig afslutningsvist, at en stor del af reguleringen skal endeligt udvikles af Forsyningstilsynet. DI ser frem til at blive inddraget i dette arbejde, men bemærker også, at dette er en stor opgave, der kræver ressourcer og kompetencer. DI skal henstille til, at Forsyningstilsynet tilføres tilstrækkeligt af de nødvendige kompetencer. DI Hertil synes de økonomiske konsekvenser at være undervurderet i forhold til de ændringer både regulator og Energinet står overfor.

DI har ikke yderligere bemærkninger.

Med venlig hilsen

Louise Bank
Chefkonsulent

Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet

10. december 2019

Forslag til ny økonomisk regulering og ny planlægnings- og godkendelsesproces for Energinet

På vegne af European Energy A/S ønsker vi at forelægge følgende kommentarer til Forslag til ny økonomisk regulering og ny planlægnings- og godkendelsesproces for Energinet.

FORMÅL

Dette lovforslag afspejler den af forligspartierne indgåede stemmeaftale, hvor fokus er lagt på ønsket om at etablere en ny ramme for den økonomiske regulering og langsigtede planlægningsproces for Energinet.

I forlængelse heraf finder European Energy det relevant at påpege, at selve kernen i Energinet's aktiviteter skønnes at have betydelig indflydelse på det tempo hvormed den grønne omstilling kan gennemføres. Det kunne derfor være ønskeligt at denne helt grundlæggende mission for Energinet's arbejde fremstod endnu mere klart i lovforslaget.

Baggrunden for dette ønske bygger på:

- Resultatet af de sidste teknologineutrale udbud, som viser af VE produktionsanlæg er tæt på at kunne realiseres støttefrit
- Energinet's registrering af større VE energianlæg der har ansøgt om nettilslutning, som nu skønnes at overstige 14 GW
- Øget fokus på sektorkobling i den nyligt indgåede finanslov som understreger behovet for transmissionsnettet stilles til rådighed for at forbinde producenter og fx brintproduktionsanlæg

Allerede i forbindelse med selve definitionen af formålet med lovændringen introduceres rammer og temaer for de kvalitetsparametre hvorefter Energinet's virke efterfølgende skal måles og evalueres. Disse kvalitetsmåleparametre skal efter lovforslaget efterfølgende fastlægges i detaljer af forsyningsstilsynet. Det er således vigtigt, m.h.p. at sikre en hurtig og effektiv grøn omstilling, at denne centrale del af Energinet's virke bliver beskrevet klart og målsættende i de indledende dele af dette lovforslag. Alternativt er der risiko for, at der ved implementering af lovforslaget alene fokuseres på de økonomiske parametre der afspejler omkostningseffektiv drift (indtægtsrammestyring, forrentning af den investerede kapital) samt de parametre der tilgodeser forbrugersiden som fx høj forsyningsikkerhed og lave tariffer.

Mens det naturligvis er vigtigt at samfundet både har fokus på aftagersiden (tariffer og forsyningssikkerhed) samt effektivitet i driften (rammestyring af økonomi) ønsker vi således at understrege behovet for, at der *også* bliver fokus på en hurtig og effektiv servicering af de VE el-producenter, der har ansvaret for at etablere de produktionsanlæg der kan føde VE energi ind på transmissionsnettet.

LANGSIGTET UDVIKLINGS PLAN

Der bliver i lovforslaget introduceret et planlægningskoncept med en Langsigtet Udviklingsplan, som helt sikkert vil kunne understøtte den overordnede planlægning og prioritering af projekter. Når det gælder de helt store infrastrukturprojekter som fx udlandsforbindelser og havmølleparker, er det naturligvis vigtigt at følge en sådan langsigtet plan.

Der er også i lovforslaget formuleret mulighed for at lade hastende projekter godkende løbende i energistyrelsen. Med afsæt i de observationer der er beskrevet ovenfor under Formål og Baggrund, er det European Energy's opfattelse, at såvel fremover som allerede i dag vil være et meget stort pres på den projektpulje, som af udviklere vil blive betragtet som hastende.

Selv relativt store solcelleanlæg kan udvikles og realiseres indenfor en tidshorizont på ganske få år, og da det dermed som hovedregel vil være adgang til net kapacitet, herunder transmissionskapacitet, der fungerer som flaskehals og forsinker realiseringen af disse projekter, finder European Energy at der med fordel kan skabes mere klarhed omkring proceduren for energistyrelsens godkendelse af hastende projekter. Det kunne således være ønskeligt om allerede budgetmæssigt blev skabt tilstrækkelige rammer for finansiering af disse hastende projekter, uden at der skal henvises til en 'særbevilling ud over indtægtsrammen'. Dette kunne ske ved at introducere en "fast-track" godkendelsesproces, der sikrer at projekter hvor etablering er garanteret ved økonomisk garantistillelse og plangrundlag, kan blive godkendt indenfor en kortere tidsramme på fx 3-6 måneder.

Der vil naturligvis være projekter, hvor det er nødvendigt at afventer en sammenhængende langsigtet planlægning, mens andre mindre og afgrænsede udbygningsprojekter, som fx udvidelse af en transformer, ikke behøver at indgå i de langsigtede planer og prioriteringer, idet der er tale om "bundne opgaver" der skal eksekveres.

Et andet forhold omkring den Langsigtede Udviklingsplan omfatter samspillet mellem netselskaber og transmissionsselskaber i udarbejdelsen af denne plan. Selvom det er beskrevet hvordan der skal etableres interessentfora, der sikrer dialog omkring disse planer, er der ikke beskrevet på hvilken præmis dette samspil skal finde sted, hvilket ville være ønskeligt.



Forsyningstilsynets høringssvar til forslag til Lov om ændring af lov om Energinet, lov om elforsyning og lov om naturgasforsyning

Indledningsvis vil Forsyningstilsynet gerne kvittere for muligheden for at afgive høringssvar til forslag til Lov om ændring af lov om Energinet, lov om elforsyning og lov om naturgasforsyning (ændring af den økonomiske regulering af Energinet og ny planlægnings- og investeringsgodkendelsesproces for Energinet m.v.) (feb II).

Høringssvaret er opdelt således, at der indledes med Forsyningstilsynets generelle bemærkninger til lovforslaget. Herefter følger specifikke bemærkninger til de enkelte afsnit i lovforslaget.

Såfremt Energistyrelsen har spørgsmål til Forsyningstilsynets høringssvar eller ønsker dele af høringssvaret uddybet, står Forsyningstilsynet naturligvis til rådighed for en nærmere drøftelse heraf.

GENERELLE BEMÆRKNINGER

I dette afsnit følger Forsyningstilsynets generelle bemærkninger til forslag til Lov om ændring af lov om Energinet, lov om elforsyning og lov om naturgasforsyning (ændring af den økonomiske regulering af Energinet og ny planlægnings- og investeringsgodkendelsesproces for Energinet m.v.) (feb II).

UDSTEDELSE AF BEKENDTGØRELSER I MEDFØR AF LOVEN

Det fremgår af Forsyningsstrategien af september 2016 og af stemmeaftalen af den 4. oktober 2017 mellem Venstre, Liberal Alliance og Konservative, Det Radikale Venstre, Socialdemokraterne og Socialistisk Folkeparti, at Forsyningstilsynet i højere grad skal have ansvaret for at udforme og implementere den tekniske del af reguleringen inden for en ramme, der fastsættes ved lov

Med det lovforslag der er lagt op til og hvor udelukkende rammerne for den nye regulering er fastlagt uden at detaljerne i reguleringen er defineret, får Forsyningstilsynet i høj grad ansvaret for at udvikle og implementere den tekniske del af reguleringen, hvilket er i overensstemmelse med både Forsyningsstrategien af september 2016 og Stemmeaftalen af den 4. oktober 2017.

At rammerne for reguleringen fastsættes ved lov og at den tekniske del af reguleringen udmøntes i bekendtgørelser eller direkte i afgørelser, som Forsyningstilsynet udarbejder, giver Forsyningstilsynet mulighed for dels at finde en balance mellem, hvad der dels udmøntes i henholdsvis bekendtgørelser henholdsvis afgørelser under hensyntagen til, hvor faglige vurderinger og udøvelse af skøn findes hensigtsmæssigt dels at

inddrage løbende læring og feedback, som Forsyningstilsynet med administrationen af reguleringen, bliver bekendt med.

INVESTERINGSGODKENDELSE OG TILLÆG TIL INVESTERINGER

Dette afsnit er inddelt i afsnittene henholdsvis kompetencefordeling, vurdering af business cases og proces, jf. nedenfor

KOMPETENCEFORDELING

Det følger af lovforslaget, at henholdsvis klima-, energi- og forsyningsministeren henholdsvis Energistyrelsen, afhængig af investeringens størrelse, godkender, om Energinet må foretage en investering, mens Forsyningstilsynet, som uafhængigt tilsyn, træffer afgørelse om, hvilket tillæg til indtægtsrammen en investering kan give anledning til. Det bemærkes, at det af lovforslaget bør fremgå, at investeringer, herunder både nyinvesteringer og investeringer med væsentlig ny kapacitet og funktionalitet, underlægges et væsentlighedskriterium for, hvornår en investering kan udløse et tillæg, og at væsentlighedskriteriet vil blive fastsat af Forsyningstilsynet. Det følger af lovforslaget, at det ikke forventes, at alle anlægsprojekter, som Forsyningstilsynet skal træffe afgørelse om tillæg for, godkendes, jf. lovforslagets s. 36, afsnit 6.

Det er således Forsyningstilsynets forståelse, at Energinet kan foretage nye investeringer og reinvesterings med væsentlig ny kapacitet og/eller funktionalitet, som ikke underlægges godkendelse. Forsyningstilsynet vurderer imidlertid, at for at kunne tage stilling til tillægget til indtægtsrammen for en reinvesterings med væsentlig ny kapacitet og/eller ny funktionalitet, er der behov for, at klima-, energi- og forsyningsministeren/Energistyrelsen vurderer og skriftligt begrundes over for Forsyningstilsynet i en afgørelse, hvilke elementer i ansøgningen, der ud fra et teknisk perspektiv, er nye. Dette gælder for alle reinvesterings med ny kapacitet og/eller ny funktionalitet over det af Forsyningstilsynet fastsætte væsentlighedskriterie – også for investeringer over 150 mio. kr. Det gælder også for nyinvesteringer, såfremt det skal vurderes, om Energinet i forvejen har aktiver, nyinvesteringen vil erstatte.

Forsyningstilsynet bemærker, at det ikke vurderes hensigtsmæssigt at opbygge kompetencer til det samme i to forskellige myndigheder. Der er behov for, at kompetence og ansvar er klart fordelt mellem myndighederne, så Forsyningstilsynet træffer afgørelse om tillæg til indtægtsrammen for investeringer, og Energistyrelsen godkender, om investeringen må foretages, samt hvilke elementer, der er nye i en eventuel reinvesterings med væsentlig ny kapacitet og/eller funktionalitet. Det fremgår, af eksempelvis lovforslagets side 55, afsnit 6, at Forsyningstilsynet forudsættes at høre Energistyrelsen, i forhold til omkostninger til reinvesterings, der har væsentlige funktionelle eller kapacitetsmæssige ændringer før Forsyningstilsynet træffer afgørelse. Forsyningstilsynet bemærker hertil, at klima-, energi- og forsyningsministeren henholdsvis Energistyrelsen automatisk bør foretage denne vurdering og træffe afgørelse herom.

VURDERING AF BUSINESS CASES

For så vidt angår Forsyningstilsynets afgørelse om tillæg for investeringer, som Energinet søger om tillæg for, er det væsentligt for Forsyningstilsynet, at Forsyningstilsynet med lovforslaget har hjemmel til at gennemgå den af Energinet indsendt business case for en konkret investering, og, såfremt det vurderes retvisende, at fastsætte et tillæg til indtægtsrammen, der afviger fra det tillæg, som Energinet forudser i business casen.

I forhold til vurdering af business cases er det endvidere væsentligt, at der er hjemmel i loven til, at Forsyningstilsynet i vurderingen af tillæg for investeringer eksempelvis har mulighed for at vurdere faktuelle oplysninger, metoder og forudsætninger.

PROCES

I forhold til investeringsgodkendelse er det væsentligt, at der bliver tilvejebragt en proces, hvor Forsyningstilsynet ikke gentagende træffer afgørelse om tillæg til indtægtsrammen for projekter, der efterfølgende ikke bliver godkendt af klima-, energi- og forsyningsministeren eller Energistyrelsen. Processen kan derfor med fordel evalueres inden for en passende tidshorisont.

Forsyningstilsynet er et uafhængigt tilsyn og bemærker i forhold til processen for investeringsgodkendelse, at klima-, energi- og forsyningsministeren henholdsvis Energistyrelsen træffer afgørelse om godkendelse efter en anden lov, end hvad Forsyningstilsynet træffer afgørelse om tillæg efter. Dette er væsentligt for, at klima-, energi- og forsyningsministeren henholdsvis Energistyrelsen ikke kan underkende Forsyningstilsynets afgørelse om tillæg til indtægtsrammen.

INDREGNING AF TILLÆG I INDTÆGTSRAMMEN

Forsyningstilsynet skal træffe afgørelse om tillæg til indtægtsrammen med udgangspunkt i business cases og dermed forventede omkostninger for både transmissionsvirksomhed og transmissionsselskab. Det fremgår af lovforslaget, jf. eksempelvis s. 56, afsnit 1, at tillægget indgår i omkostningsrammen i form af de samlede afskrivninger, som de forventede investeringer forventes at oppebære i reguleringsperioden, fordelt ligeligt på hvert reguleringsår i reguleringsperioden.

Endvidere fremgår det, af lovforslaget s. 56, afsnit 6, at det forudsættes at Forsyningstilsynet for afledte driftsomkostninger til nyinvesteringer eller reinvesteringer, der har væsentlige funktionelle eller kapacitetsmæssige ændringer, vil indregne omkostningerne som tillæg til omkostningsrammen i det reguleringsår, hvor den tilhørende investering idriftsættes.

Forsyningstilsynet vurderer imidlertid, at kombinationen af Energinets mulighed for løbende at ansøge Forsyningstilsynet om tillæg til indtægtsrammen og indregning af afskrivninger i indtægtsrammen, hvor disse fordeles ligeligt på hvert reguleringsår i reguleringsperioden, ikke er hensigtsmæssig. Dette skyldes, at Forsyningstilsynet ser tilgangen med at fordele afskrivningerne ligeligt på hvert reguleringsår, som værende administrativt krævende, da det bl.a. vil kræve, at tillæg modregnes, hvis investeringen alligevel ikke idriftsættes, hvilket eksempelvis fremgår på s. 58, afsnit 2, eller hvis projektet ændrer sig markant.

Forsyningstilsynet vurderer derfor, at det vil være mest retvisende, at transmissionsvirksomhed eller transmissionsselskab først søger om tillæg til indtægtsrammen, tæt på at investeringen idriftsættes, hvorved business casen også må formodes at være mere retvisende. Det er endvidere Forsyningstilsynets vurdering, at tillæg for investeringer først bør medregnes fra det tidspunkt, hvor investeringen idriftsættes. Det vil sige, at samme tilgang som håndteringen af afledte driftsomkostninger, jf. s. 56, afsnit 6, bør anvendes. Det betyder, at afskrivninger først indregnes i omkostningsrammen fra det

tidspunkt, hvor investeringen idriftsættes, og at investeringen først indregnes i forrentningsgrundlaget fra det tidspunkt, hvor investeringen idriftsættes. Forsyningstilsynet er enig i, at der stadig skal anvendes forventede omkostninger, baseret på de af Energinet fremsendte business cases, ved tildeling af tillæg for afskrivninger.

Det er Forsyningstilsynet forståelse, at metoden med at fordele afskrivninger ligeligt på hvert år i reguleringsperioden er et hensyn til tarifstabilitet. Forsyningstilsynet foreslår, at tarifstabilitet i stedet sikres ved, at Forsyningstilsynet fastsætter regler om en "fleksibel differencesaldo" for at mindske tarifudsving. Det kan f.eks. gøres ved, at Energinet under særlige omstændigheder kan ansøge Forsyningstilsynet om opbygning af differencer i forbrugernes favør, såfremt Energinet ved, at de, inden for få år, skal idriftsætte en investering, der vil medføre væsentlige tarifudsving.

REGULERING AF TRANSMISSIONSSELSKAB

Forsyningstilsynet bemærker, at der i lovforslaget skelnes mellem transmissionsvirksomhed, systemansvarlig virksomhed og transmissionselskab. Transmissionsvirksomhed og systemansvarlig virksomhed vedrører Energinets el-aktiviteter, mens transmissionselskab vedrører Energinets gas-aktiviteter. Det følger af lovforslaget, at der i reguleringen af transmissionselskab ikke laves en selskabsmæssig opdeling mellem opgaver, der vedrører transmissionsdrift og systemdrift. Derimod følger det af lovforslaget, at omkostninger til systemdrift vil være ikkeeffektiviseringspålagte omkostninger, og at det vil forventes, at Forsyningstilsynet med udmøntning af bemyndigelsen vurderer, hvorledes omkostninger til opgaver i relation til systemdrift skal indgå i reguleringen, og hvorvidt visse ydelser kan holdes helt uden for indtægtsrammen, jf. s. 73, afsnit 8, i lovforslaget.

Forsyningstilsynet vil i forhold til den foreslåede regulering for transmissionselskabet bemærke, at reguleringen kræver mulighed for fuldstændig regnskabsmæssig adskillelse mellem aktiviteter knyttet til henholdsvis transmissionsdrift og systemdrift.

UDVIKLING OG IMPLEMENTERING AF REGULERINGEN

Forsyningstilsynet bemærker, at lovforslaget fremsættes for Folketinget feb II med efterfølgende 2. og 3. behandling i Folketinget, og at der med lovforslaget ligger op til, at den nye regulering får virkning fra 1. januar 2022. Det er Forsyningstilsynets vurdering, at der med lovforslaget ligger et omfattende arbejde forude med udvikling og implementering af den nye regulering. Forsyningstilsynet vil naturligvis bestræbe sig på at få implementeret reguleringen rettidigt med start 1. januar 2022, men ser samtidig muligheden for en overgangsordning som værdifuld i det tilfælde, hvor Forsyningstilsynet ikke fuldt ud vil kunne nå at udmelde foreløbige indtægtsrammer for 2022 før reguleringsperiodens start.

SPECIFIKKE BEMÆRKNINGER

I dette afsnit følger Forsyningstilsynets specifikke bemærkninger til forslag til lov om ændring af lov om Energinet, lov om elforsyning og lov om naturgasforsyning (ændring af den økonomiske regulering af Energinet og ny planlægnings- og investeringsgodkendelsesproces for Energinet m.v.).

Forsyningstilsynets bemærkninger følger strukturen i lovforslaget, det vil sige, at først fremgår Forsyningstilsynets bemærkninger til de konkrete bestemmelser i loven, herefter følger Forsyningstilsynet bemærkninger til de almindelige bemærkninger, og endelig fremgår Forsyningstilsynets bemærkninger til de specielle bemærkninger.

BESTEMMELSERNE I LOVEN

Nedenfor følger bemærkninger til bestemmelserne i loven. De almindelige og specielle bemærkninger bør konsekvensrettes i overensstemmelse hermed.

§ 1

Nr. 12 (s. 2):

§ 12, stk. 3. Det fremgår eksplicit af denne bestemmelse, at Energinet skal føre separate regnskaber for 1) aktiviteter i forbindelse med lån nævnt i § 14, stk. 1, og 2) øvrige transaktioner mellem Energinet og dennes helejede datterselskaber. Det er Forsyningstilsynets forståelse, at de nævnte to punkter har til hensigt at sikre, at det ikke er i strid med de statsstøtteretlige regler. Forsyningstilsynet bemærker i tillæg til de nævnte punkter, at Energinet også skal føre separate regnskaber (reguleringsregnskaber) for dennes helejede datterselskaber til brug for fastsættelse af indtægtsrammer, hvilket er omtalt nærmere i forbindelse med elforsyningsloven og naturgasforsyningsloven.

§ 2

Nr. 1 (s. 3):

§ 71, stk. 1. Det fremgår af denne bestemmelse, at *"Forsyningstilsynet fastsætter årligt indtægtsrammen for den pågældende aktivitet med henblik på dækning af omkostninger ved en effektiv drift af aktiviteten og forrentning af den investerede kapital"*. Det er uklart, hvad der nærmere skal forstås med, at Forsyningstilsynet årligt fastsætter indtægtsrammer, herunder om der henvises til endelige eller foreløbige indtægtsrammer, eller om der henvises til at indtægtsrammen følger et kalenderår. Det bemærkes hertil, at det på eksempelvis s. 51, afsnit 7 fremgår, at Forsyningstilsynet fastsætter regler om, foreløbige og endelige indtægtsrammer, hvor den foreløbige indtægtsramme enten udmeldes før reguleringsåret eller reguleringsperioden, mens Forsyningstilsynet træffer afgørelse om den endelige indtægtsramme efter reguleringsårets afslutning. Forsyningstilsynet lægger til grund, at der med udmeldingen af den foreløbige indtægtsramme ikke er tale om en afgørelse i forvaltningsretlig forstand.

Nr. 1 (s. 4):

§ 71, stk. 4 (punkt 1). Det fremgår af bestemmelsen, at Forsyningstilsynet bl.a. fastsætter regler om *"... indtægter og omkostninger, der regnskabsmæssigt indgår og bogføres i andre virksomheder"*. Forsyningstilsynet bemærker hertil, at det er uklart, hvilke indtægter og omkostninger, der er tale om. Det skal endvidere bemærkes, at det er et krav, at der selskaberne imellem er regnskabsmæssig adskillelse.

Nr. 1 (s. 4):

§ 71, stk. 4 (punkt 4). Teksten *"herunder at Forsyningstilsynet kan fastsætte individuelle effektiviseringskrav"* kan med fordel slettes, da det er Forsyningstilsynets vurdering, at det ved fastsættelse af effektiviseringskrav både er en mulighed at fastsætte et generelt og et individuelt krav, jf. også afsnit 6, side 62.

Nr. 1 (s. 4):

§ 71, stk. 4 (punkt 6). Det fremgår af bestemmelsen, at Forsyningstilsynet skal "... fastsætte beløbsmæssige justeringer uden for omkostnings- og forrentningsrammen". Forsyningstilsynet bemærker hertil, at formuleringen beløbsmæssige justeringer uden for omkostnings- og forrentningsrammen er uhensigtsmæssig. Formuleringen "*beløbsmæssige justeringer af indtægtsrammen*" kan med fordel benyttes.

Nr. 2 (s. 4):

§ 71 a, stk. 2. Det fremgår af bestemmelsen, at "*Forsyningstilsynet skal forinden afgørelse om godkendelse træffes foretage...*". Forsyningstilsynet bemærker hertil, at det med denne formulering synes forudindtaget at Forsyningstilsynet godkender forretningsplanen. Forsyningstilsynet godkender kun forretningsplanen, såfremt den lever op til loven og de af Forsyningstilsynet nærmere fastsatte regler i medfør af lovens § 71 a, stk. 4.

§ 3

Nr. 2 (s. 5)

§ 37, stk. 3. Forsyningstilsynet har ingen bemærkninger til lovforslaget i forbindelse med den aktuelle høring, idet Forsyningstilsynet i forbindelse med det lovforberedende arbejde har gjort Energistyrelsen opmærksom på, at den foreslåede ændring af lov om naturgasforsyning, jf. lovforslagets § 3, nr. 2, har konsekvenser for gennemførelse af Forsyningstilsynets tilsyn med forsyningspligtpriser, herunder at denne foreslåede ændring må forventes at ville medføre forøgede omkostninger for virksomhederne.

Nr. 4 (s. 5):

§ 37 d, stk. 1. Det fremgår af bestemmelsen, at "*Forsyningstilsynet fastsætter årligt indtægtsrammen for transmissionsselskabet med henblik på dækning af...*". Det er uklart, hvad der nærmere skal forstås med at Forsyningstilsynet årligt fastsætter indtægtsrammer, herunder om der henvises til endelige eller foreløbige indtægtsrammer, eller om der henvises til at indtægtsrammen følger et kalenderår. Det bemærkes hertil, at det fremgår, at Forsyningstilsynet fastsætter regler om, foreløbige og endelige indtægtsrammer, hvor den foreløbige indtægtsramme enten udmeldes før reguleringsåret eller reguleringsperioden, mens Forsyningstilsynet træffer afgørelse om den endelige indtægtsramme efter reguleringsårets afslutning. Forsyningstilsynet lægger til grund, at der med udmeldingen af den foreløbige indtægtsramme ikke er tale om en afgørelse i forvaltningsretlig forstand.

Nr. 4 (s. 5):

§ 37 d, stk. 4 (punkt 1). Det fremgår af bestemmelsen, at Forsyningstilsynet bl.a. fastsætter regler om "*... indtægter og omkostninger, der regnskabsmæssigt indgår og bogføres i andre selskaber*". Forsyningstilsynet bemærker hertil, at det er uklart, hvilke indtægter og omkostninger, der er tale om. Det skal endvidere bemærkes, at det er et krav, at der selskaberne imellem er regnskabsmæssig adskillelse.

Nr. 4 (s. 5):

§ 37 d, stk. 4 (punkt 4). Teksten "*herunder at Forsyningstilsynet kan fastsætte individuelle effektiviseringskrav*" kan med fordel slettes, da det er Forsyningstilsynets vurdering, at der ved fastsættelse af effektiviseringskrav både er en mulighed for at fastsætte et generelt og et individuelt krav.

ALMINDELIGE BEMÆRKNINGER

I dette afsnit følger Forsyningstilsynets bemærkninger til lovforslagets almindelige bemærkninger.

S. 9, afsnit 3:

Det fremgår, at *"Der fastsættes samtidig separate indtægtsrammer for henholdsvis transmissionsvirksomhed på elområdet, systemansvarlig virksomhed på elområdet og transmissionselskab på gasområdet, hvor formålet er at tage hensyn til de særlige forhold, der gør sig gældende for de forskellige områder"*. Forsyningstilsynet bemærker, at krydssubsidiering også er et væsentlige forhold at nævne i denne sammenhæng, jf. også s. 11, afsnit 5 i lovforslaget.

S. 9, afsnit 4:

Det fremgår, at indtægtsrammen skal fastsættes for en flerårig reguleringsperiode. Det bemærkes hertil, at det af de specielle bemærkninger fremgår, at Forsyningstilsynet kan fastsætte reguleringsperiodens længde.

S. 9, afsnit 8:

Det fremgår, at *"Energinet skal herved sikre, at der vælges den mest samfundsøkonomiske udbygning af el- og gastransmissionssystemerne..."*. Forsyningstilsynet bemærker hertil, at der med fordel kan skrives, *"Energinet skal herved sikre, at der vælges den mest samfundsøkonomisk optimale udbygning af el- og gastransmissionssystemerne..."*.

S. 9, afsnit 9:

Det fremgår, at *"Såfremt projekterne medfører meromkostninger, der er væsentlige og ikke i forvejen indgår i den samlede indtægtsramme, kan der meddeles et tillæg i indtægtsrammerne svarende til meromkostninger"*. Forsyningstilsynet bemærker hertil, at ordene *"meddeles et tillæg i"* bør erstattes af *"ansøges om tillæg til"*.

S. 12, afsnit 7:

Det fremgår, at *"Forsyningstilsynet vil ved rekalibrering skulle tilpasse indtægtsrammen til Energinets gennemsnitlige omkostningsniveau i den forudgående periode ved overgangen til en ny reguleringsperiode"*. Forsyningstilsynet bemærker, at det ikke altid kan anses for retvisende at anvende den forudgående periode ved overgangen til en ny reguleringsperiode, såfremt denne periodes omkostninger er atypiske. Det kan f.eks. være i tilfælde af straksafskrivning af anlæg. Det bør være muligt for Forsyningstilsynet at fastsætte nærmere regler om f.eks. straksafskrivninger eller korrigere for dette.

S. 13, afsnit 3:

Det fremgår, at *"Forud for Forsyningstilsynets godkendelse af forretningsplanen..."*. Forsyningstilsynet bemærker hertil, at det med denne formulering synes forudindtaget at Forsyningstilsynet godkender forretningsplanen. Forsyningstilsynet godkender kun Forretningsplanen, såfremt den lever op til loven og de af Forsyningstilsynet nærmere fastsatte regler i medfør af lovens § 71 a, stk. 4.

S. 13, afsnit 4:

Det fremgår, at *"Det forventes, at det vil være Forsyningstilsynet, der fastsætter forrentningsrammens størrelse i en afgørelse"*. Forsyningstilsynet bemærker hertil, at forrentningsrammens størrelse vil blive fastsat i en afgørelse, da forrentningsrammen udgøres af forretningsgrundlaget og en af Forsyningstilsynet fastsat forrentningssats.

S. 16, afsnit 1:

Det fremgår, at *"... hvorefter Energinet fortsat skal foretage investeringer baseret på el- og gassystemets behov og herunder sikre, at der vælges den mest samfundsøkonomiske udbygning..."*. Der bør i stedet for *"samfundsøkonomiske udbygning"* stå *"mest samfundsøkonomisk optimale udbygning"*.

S. 22, afsnit 8:

Det fremgår, at *"Det foreslås at fremtidssikre lovgivningen således, at er også gives klima-, energi- og forsyningsministeren en bemyndigelse til at fastsætte regler om anvendelse af et bestemt digitalt system i lov om Energinet"*. Forsyningstilsynet bemærker hertil, at da Forsyningstilsynet får hjemmel til at fastsætte regler om indberetning mv. af reguleringsregnskab, er det essentielt, at de regler, der fastsættes af klima-, energi- og forsyningsministeren om anvendelse af bestemte digitale systemer ikke hindrer Forsyningstilsynet i at anvende de af Forsyningstilsynet allerede anvendte systemer for indberetning af reguleringsregnskaber eller hensigtsmæssige digitale systemer for indberetning.

SPECIELLE BEMÆRKNINGER

Nedenfor fremgår Forsyningstilsynets bemærkninger til lovforslagets specielle bemærkninger. Det skal i den forbindelse fremhæves, at nogle af de bemærkninger, Forsyningstilsynet har til de specielle bemærkninger vedr. transmissionsvirksomhed og systemansvarlig virksomhed også gælder for transmissionsselskabet. Herunder kan fremhæves, fastsættelse af reguleringsperiode, skelnen mellem foreløbige og endelige indtægtsrammer, indtægter og omkostninger, der regnskabsmæssigt indgår og bogføres i andre selskaber, anvendelse af terminologien afskrivninger og driftsmæssige afskrivninger, eksogene forhold, anvendelse af terminologien korrektioner/justeringer, både omkostningsramme og forrentningsramme skal underlægges effektiviseringskrav samt anvendelse af bruttoprincip i stedet for nettoprincip. Bemærkningerne er ikke gentaget for transmissionsselskab.

S. 31, afsnit 4:

Det fremgår, at *"... såfremt der sker væsentlige ændringer af et projekt, som klima-, energi- og forsyningsministeren har godkendt, vil Energinet skulle indsende fornyet ansøgning om godkendelse efter den foreslåede § 4, stk. 3, i lov om Energinet. Væsentlige ændringer kan både være i relation til projektets omkostninger og omfang eller ændret behovsvurdering i forhold til § 4, stk. 1"*. Forsyningstilsynet bemærker hertil, at dette også vil kræve, at Forsyningstilsynet træffer en ny afgørelse om tillæg.

S. 36, afsnit 6:

Der henvises til de afsnittet med Forsyningstilsynets generelle bemærkninger for Forsyningstilsynets bemærkninger til dette afsnit.

S. 39, afsnit 2:

Det fremgår, at *"Det forventes at der i helt særlige tilfælde vil være mulighed for at ansøge til klima-, energi- og forsyningsministeren, selvom projektet i ansøgningen ikke fuldt ud men i al væsentlighed opfylder kravene til beskrivelse og dokumentation. Energinet vil i disse tilfælde kunne få en betinget godkendelse, dvs. at ansøgningen godkendes ud fra nærmere angivne forudsætninger og på nærmere vilkår"*. Forsyningstilsynet bemærker hertil, at det vil være vanskeligt for Forsyningstilsynet at træffe afgørelse om tillæg til indtægtsrammen for projekter, der i ansøgningen ikke fuldt ud men i al væsentlighed opfylder kravene til beskrivelse og dokumentation.

S. 39, afsnit 4:

Det følger af bemærkningerne til lovforslaget, at forslaget også forventes af omfatte regulering af flaskehalsindtægter fra samkøringslinjer. Dette følger af bemærkningerne til forslagets § 1, nr. 6, om indsættelse af nyt stk. 11 i § 4 i lov om Energinet, jf. udkastets s. 39. Det følger ligeledes af bemærkningerne til forslagets § 2, nr. 1, om nyaffattelse af § 71 i lov om elforsyning, jf. udkastets s. 53.

Flaskehalsindtægter er betaling til ejeren af den forbindelse, der kobler to prisområder sammen. Flaskehalsindtægterne bestemmes ved at multiplicere forskellen i spotprisen mellem to områder med den transporterede volumen mellem de to prisområder. Indtægterne opsamles og fordeles til ejerne af forbindelsen.

Rammerne for benyttelse af flaskehalsindtægter (samkøringsindtægter) er reguleret i Europa-Parlamentets og Rådets Forordning nr. 714/2009, artikel 16, stk. 6. Der er blevet vedtaget en ny elmarkedsforordning 2019/943 af 5. juni 2019 om det indre marked for elektricitet, som finder anvendelse fra den 1. januar 2020. Denne forordning vil træde i stedet for elforordning 714/2009, og flaskehalsindtægter vil fra 1. januar 2020 være omfattet af reguleringen af den nye elmarkedsforordnings artikel 19. Det vil således være af mere væsentlighed at henvise til disse forordninger i bemærkningerne frem for til Kommissionens forordning (EU) 2015/1222 af 24. juli 2015 om fastsættelse af retningslinjer for kapacitetstildeling og håndtering af kapacitetsbegrænsninger, jf. udkastets s. 53. Det foreslås, at det fremgår af bemærkningerne, hvordan forslaget vil harmonere med den gældende og den kommende elmarkedsforordning, som begge regulerer opgørelse og anvendelse af flaskehalsindtægter, jf. nærmere nedenfor.

Det følger allerede af bekendtgørelse om økonomisk regulering af Energinet.dk, at Energinet skal indsende opgørelse over sine flaskehalsindtægter og anvendelsen heraf til Forsyningstilsynet i overensstemmelse med den gældende forordning 714/2009. Dette sker i forbindelse med Energinets indsendelse af årsrapport. Den nye elmarkedsforordning stiller dog skærpede krav til denne rapportering og også til vurdering af hvilke typer omkostninger, som må indgå i opgørelsen, jf. nærmere nedenfor.

Det følger herudover af bemærkningerne til lovudkastet, at overskydende flaskehalsindtægter overføres til transmissionsvirksomhedens indtægtsramme. Det fremgår ikke klart af bemærkningerne om og i givet fald hvordan dette vil være foreneligt med såvel den gældende som den nye forordning. Det foreslås, at dette i givet fald uddybes i bemærkningerne.

Forsyningstilsynet kan oplyse følgende om reguleringen af flaskehalsindtægter i medfør af den nye elmarkedsforordning 2019/943:

Artikel 19 i den nye elmarkedsforordning er i vidt omfang en videreførelse af principperne i den gældende forordning for så vidt angår rammerne for anvendelse af flaskehalsindtægter.

Der gælder følgende rammer i elmarkedsforordning 2019/943 for anvendelse af flaskehalsindtægter:

"2. De følgende formål skal have prioritet for så vidt angår tildeling af indtægter, der stammer fra tildeling af overførselskapacitet:

- a) *sikring af, at den tildelte kapacitet står til rådighed, herunder kompensation for bindende kapacitet, eller*
- b) *bevarelse eller forøgelse af overførselskapacitet gennem optimering af brugen af eksisterende samkøringslinjer ved hjælp af koordinerede, afhjælpende foranstaltninger, hvor det er relevant, eller dækning af omkostninger som følge af netinvesteringer, der er relevante for at mindske kapacitetsbegrænsning på samkøringslinjer.*

3. Når de prioriterede formål i stk. 2 er blevet opfyldt på passende vis, kan indtægterne anvendes som indtægt, der skal tages i betragtning af de regulerende myndigheder, når metoden til beregning af nettarifler eller til fastsættelse af nettarifler, eller begge, godkendes. Resten af indtægterne indsættes på en separat intern konto, indtil det tidspunkt hvor de kan benyttes til formålene i stk. 2."

Den nye forordning indfører et nyt krav om, at anvendelsen af flaskehalsindtægter skal ske efter en metode, som foreslås af transmissionssystemoperatørerne efter høring af de regulerende myndigheder og relevante interessenter og efter ACER's godkendelse. Den foreslåede metode skal forelægges ACER senest den 5. juli 2020.

Et andet nyt krav er, at transmissionssystemoperatørerne på forhånd skal gøre tydeligt rede for, hvordan eventuelle flaskehalsindtægter vil blive anvendt.

Endelig skal transmissionssystemoperatørerne rapportere om den faktiske anvendelse af disse indtægter til de regulerende myndigheder. På denne baggrund skal de regulerende myndigheder senest den 1. marts hvert år underrette ACER og offentliggøre en rapport, vedrørende det foregående års flaskehalsindtægter.

Disse nye krav vil bl.a. medføre en stramning af fristerne for indberetning af opgørelse og anvendelse af flaskehalsindtægter end hvad der gælder i dag. Det vil herudover være

ACER, som vil skulle godkende metode for anvendelse af flaskehalsindtægter og dermed have kompetencen til at afgøre hvilken type udgifter, som kan omfattes af den nye bestemmelse.

S. 39, afsnit 5:

Det fremgår, at "*... hvis der viser sig, at der er væsentlige og gentagne afvigelser i forhold til tidligere estimater af flaskehalsindtægterne for godkendte handelsforbindelser*". Der kan med fordel i stedet skrives "*... hvis der viser sig, at der er væsentlige og gentagne afvigelser mellem realiserede og estimerede flaskehalsindtægter for godkendte handelsforbindelser*".

S. 45, afsnit 6:

Det fremgår, at "*Fastsættelse af regler om brug af bestemte digitale systemer kan bl.a. være krav om anvendelse af selvbetjeningsløsninger, særlige digitale formater, digital signatur eller lignende i eksempelvis ansøgningssager*". Forsyningstilsynet bemærker hertil, at da Forsyningstilsynet får hjemmel til at fastsætte regler om indberetning mv. af reguleringsregnskab, er det essentielt, at de regler, der fastsættes af klima-, energi- og forsyningsministeren om anvendelse af bestemte digitale systemer ikke hindrer Forsyningstilsynet i at anvende de af Forsyningstilsynet allerede anvendte systemer for indberetning af reguleringsregnskaber eller hensigtsmæssige digitale systemer for indberetning.

S. 48, afsnit 8:

Det fremgår, at "*Det følger af den foreslåede ændring af bestemmelsen § 71, stk. 1, 2. pkt., at Forsyningstilsynet fastsætter årligt indtægtsrammen for den pågældende aktivitet med henblik på dækning af omkostninger ved en effektiv drift af aktiviteten og forrentning af den investerede kapital*". Det er uklart, hvad der nærmere skal forstås med at Forsyningstilsynet årligt fastsætter indtægtsrammer, herunder om der henvises til endelige eller foreløbige indtægtsrammer, eller om der henvises til at indtægtsrammen følger et kalenderår. Det bemærkes hertil, at det på eksempelvis s. 51, afsnit 7 fremgår, at Forsyningstilsynet fastsætter regler om, foreløbige og endelige indtægtsrammer, hvor den foreløbige indtægtsramme enten udmeldes før reguleringsåret eller reguleringsperioden, mens Forsyningstilsynet træffer afgørelse om den endelige indtægtsramme efter reguleringsårets afslutning.

S. 49, afsnit 5:

Det fremgår, at "*I forhold til forrentning vil der være tale om, at indtægtsrammen skal dække en forrentning af den investerede kapital*". Forsyningstilsynet vurderer, at formuleringen "*I forhold til forrentning vil der være tale om, at indtægtsrammen skal indeholde et beløb til forrentning af den investerede kapital*", vil være mere retvisende. Derudover er en generel bemærkning, for så vidt angår forrentning, at ordvalg skal ensrettes i lovforslaget.

S. 50, afsnit 10:

Det fremgår, at "*Det forventes, at Forsyningstilsynet ved afgørelse vurderer, om modregning skal bortfalde helt eller delvist, såfremt afvigelsen skyldes eksogene faktorer*". Forsyningstilsynet bemærker, at det er uklart hvilken afgørelse, der er tale om.

S. 51, afsnit 3:

Det fremgår, at *"Den eksterne bistand vil eksempelvis skulle bruges til at vurdere, om den, der varetager transmissionsvirksomhed eller systemansvarlig virksomhed er vedvarende effektiv, og derfor ikke fuldt ud vil kunne få forhøjet sin omkostningsramme ved overgangen til en ny reguleringsperiode"*. Forsyningstilsynet vurderer umiddelbart, at ordet effektiv skal udskiftes med ineffektiv.

S. 51, afsnit 6:

Det fremgår, at *"Denne bemyndigelse vil kunne rumme bredt, hvad der forstås ved beregning og justering af indtægtsrammen, herunder om, hvordan fusioner og spaltninger påvirker indtægtsrammen, om hvornår indtægtsrammen fastsættes, og om hvilke korrektioner der kan ske"*. Forsyningstilsynet bemærker, at bemyndigelsen rummer bredt, men at der samtidig specificeres to konkrete ting, herunder fusioner og spaltninger. Det er uklart, hvorfor de nævnes specifikt.

S. 52, afsnit 1:

Det fremgår, at *"For at sikre forudsigelighed omkring transmissionsvirksomhed og systemansvarligvirksomheds økonomi, forventes Forsyningstilsynet, så vidt muligt, at gøre transmissionsvirksomhed og systemansvarlig virksomhed bekendt med størrelsen af indtægtsrammerne i hele reguleringsperioden, ved reguleringsens start"*. Forsyningstilsynet vurderer imidlertid, at dette ikke stemmer overens med afsnit 7 på side 51.

S. 52, afsnit 3:

Forsyningstilsynet vurderer, at sætningen om, at udgangspunktet for reguleringsperioden er fire år, kan med fordel slettes.

S. 53, afsnit 1:

Det fremgår, at *"... Samt om omkostninger, der regnskabsmæssigt indgår og bogføres i andre virksomheder"*. Forsyningstilsynet bemærker hertil, at det er uklart, hvilke indtægter og omkostninger, der er tale om. Det skal endvidere bemærkes, at det er et krav, at der selskaberne imellem er regnskabsmæssig adskillelse.

S. 53, afsnit 2:

Det fremgår, at *"Indtægter, som transmissionsvirksomhed og systemansvarlig virksomhed oppebærer fra investeringer, eller aktiviteter, betalt af tredjepart, i det omfang disse indtægter alene dækker medgående omkostninger, indgår som udgangspunkt ikke i opgørelse af indtægter i forhold til indtægtsrammen"*. Forsyningstilsynet er enig i, at disse indtægter ikke bør indgå under indtægter, men bemærker samtidig, at det af elforsyningsloven § 71 b, stk. 2, og naturgasforsyningsloven § 37 f, stk. 2, fremgår, at Forsyningstilsynet fastsætter nærmere regler om reguleringsregnskaber, herunder om indhold. Derudover skal det bemærkes, at Forsyningstilsynet foretrækker, at eventuelle mellemliggende beregninger fra brutto- til netto-beløb kan følges. Samme bemærkning gælder for omkostninger.

S. 53, afsnit 3:

Det kan med fordel specificere, at flaskehalsindtægter indgår i indtægtsrammen for transmissionsvirksomhed. Det vil være mest naturligt, da det er transmissionsvirksomhed, der ejer og driver nettet.

S. 53, afsnit 8:

Det følger af bemærkningerne til lovforslaget, at dette også omfatter regulering af Energinets synkronkompensatorer, jf. udkastets s. 53-54 og 67.

Forsyningstilsynet bemærker, at spørgsmålet om markedsgørelse af ydelser fra Energinets synkronkompensatorer også er omfattet af det nye elmarkedsdirektiv 2019/944 af 5. juni 2019. Det følger af dette direktivs artikel 41, stk. 7, at forpligtelsen til at anskaffe ikkefrekvensrelaterede systembærende ydelser ikke finder anvendelse på fuldt integrerede netkomponenter. Der har hersket uklarhed om hvorvidt Energinets synkronkompensatorer vil være omfattet af denne undtagelsesbestemmelse. Når man nu foreslår denne bestemmelse med tilhørende lovbemærkninger, kunne det se ud til at man nu har afgjort, at Energinets synkronkompensatorer ikke er omfattet af denne undtagelsesbestemmelse. Forsyningstilsynet foreslår, at dette i givet fald præciseres i lovbemærkningerne. Hvis dette ikke er tilfældet, bør det fremgå af lovbemærkningerne, hvad rækkevidden af bestemmelsen i givet fald er i forhold til den kommende implementering af elmarkedsdirektivets artikel 41, stk. 7, som skal være gennemført inden udgangen af 2020.

Det følger ligeledes af bemærkningerne s. 54, at ydelserne fra synkronkompensatorerne vil blive underlagt et prisloft, hvis det ikke er muligt at udbyde ydelserne på markedsvilkår. Det bemærkes, at det følger af elforsyningslovens § 27 a, stk. 2, 2. pkt., at der i denne situation skal anvendes regulerede priser, hvilket er nærmere reguleret i systemansvarsbekendtgørelsen. Det følger ligeledes af elforsyningslovens § 27 c, stk. 2, og systemansvarsbekendtgørelsen, at Energinet ved beordringer skal anvende en afregningspris baseret på cost plus, som opgjort efter principperne i systemansvarsbekendtgørelsen. Det er uklart hvordan den foreslåede bestemmelse vil kunne harmonere med disse bestemmelser, hvilket foreslås præciseret. Det bør overvejes, om der i givet fald vil være behov for at tilpasse disse bestemmelser i loven. Det kunne ligeledes med fordel fremgå af bemærkningerne, om den foreslåede bestemmelse vil medføre behov for ændring af systemansvarsbekendtgørelsen i forhold til principperne for opgørelse af cost plus og reguleret pris.

I forbindelse med at lovbemærkningerne på s. 53n-54ø henviser til lovens § 27 a, stk. 2, skal det endelig bemærkes, at denne bestemmelse indeholder en vis uklarhed. Det følger af bestemmelsen, at *"Er der kun én virksomhed, der tilbyder ydelser omfattet af § 27 a, stk. 2, 1. pkt., anvender Energinet regulerede priser til betaling for ydelser"*. Det kan med denne formulering fx fremstå uklart, hvad der gælder ved opnåelse af flere bud med residuale monopolister. Det foreslås derfor, at der kunne overvejes en mere generel formulering af, hvornår der ikke kan anses for at være velfungerende markeder, så der sikres klarhed over, at der ikke alene skal anvendes regulerede priser i det tilfælde, som er udtrykkeligt nævnt i § 22, stk. 1, i dag.

S. 54, afsnit 2:

Det fremgår, at *"Det forudsættes, at Forsyningstilsynet fastsætter regler om indtægter og omkostninger, der regnskabsmæssigt indgår og bogføres i andre virksomheder"*. Forsyningstilsynet bemærker hertil, at det er uklart, hvilke indtægter og omkostninger, der er tale om. Det skal endvidere bemærkes, at det er et krav, at der selskaberne imellem er regnskabsmæssig adskillelse.

S. 54, afsnit 4:

Det er Forsyningstilsynets vurdering, at dette afsnit bør udgå.

S. 54, afsnit 8:

Det bemærkes, at afsnittet anvender terminologien "*driftsmæssige afskrivninger*". Det er uklart, hvorledes dette begreb afviger fra begrebet "*afskrivninger*", som anvendes andre steder i lovforslaget, eksempelvis på s. 54, afsnit 5. Terminologien bør ensrettes.

S. 55, afsnit 1:

Det fremgår, at det forventes, at "*Forsyningstilsynet ved udviklingen af metoden til håndtering af reinvestering i aktiver, der er færdigafskrevet, men fortsat er i drift, vil tage hensyn til tariffastabilitet, effektive investeringsomkostninger, samt den, der varetager transmissionsvirksomheds og den systemansvarlige virksomheds likviditet*". Forsyningstilsynet bemærker hertil, at tariffastabilitet og likviditet ikke bør indgå som kriterier. Det bemærkes i øvrigt, at Forsyningstilsynet i udgangspunktet ikke regulerer virksomhedens likviditet.

S. 55, afsnit 6:

For så vidt angår Forsyningstilsynets bemærkninger til dette afsnit henvises til afsnittet med de generelle bemærkninger.

S. 56, afsnit 1:

For så vidt angår Forsyningstilsynets bemærkninger til dette afsnit henvises til afsnittet med de generelle bemærkninger.

S. 56, afsnit 6:

Det fremgår at "*Samtidig vil bemyndigelsen blive udmøntet således, at Forsyningstilsynet skal afgøre, hvorvidt afledte meromkostninger...*". Forsyningstilsynet vurderer, at der i stedet for "*meromkostninger*" skal stå "*driftsomkostninger*".

S. 57, afsnit 1:

Det fremgår, at "*Som udgangspunkt kan eksogene omkostninger være omkostninger som følge...*". Sætningen kan med fordel formuleres som "*Eksogene faktorer kan eksempelvis være omkostninger som følge...*".

S. 57, afsnit 2:

Det fremgår, at "*Ved Forsyningstilsynets afgørelse om der skal meddeles tillæg pga. eksogene omkostninger, forventes Forsyningstilsynet at tage stilling til om tillæggene skal meddeles på baggrund af effektive omkostninger eller faktiske omkostninger, samt om sidstnævnte i så fald undtages fra effektiviseringskrav. I Forsyningstilsynets stillingtagen skal der indgå en vurdering af, hvorvidt omkostningerne i tillæggene kan fastsættes på baggrund af omkostningsækvivalenter*". Forsyningstilsynet vurderer, at der i stedet bør fremgå at, "*Ved Forsyningstilsynets afgørelse om der skal meddeles tillæg pga. eksogene omkostninger, forventes Forsyningstilsynet at tage stilling til om tillæggene skal meddeles på baggrund af omkostningsækvivalenter, effektive omkostninger eller faktiske omkostninger, samt om sidstnævnte i så fald undtages fra effektiviseringskrav*".

S. 57, afsnit 3:

Det fremgår, at *"Ydermere vil Forsyningstilsynet få hjemmel til at fastsætte regler om håndtering af reinvesteringer i færdigafskrevne aktiver, der fortsat er i drift, hvilket vil ske ved tillæg til omkostningsrammen"*. Det bør af denne tekst præciseres, at tillægget til omkostningsrammen er i form af afskrivninger på det aktiv der indregnes i forrentningsgrundlaget i forrentningsrammen. Det er væsentligt, at tillægget til omkostningsrammen ikke er et tillæg for driftsomkostninger, da dette vil være en del af rammen til trods for at aktivet er færdigafskrevet.

S. 58, afsnit 1:

Det fremgår, at *"Det forventes, at Forsyningstilsynet vil fastsætte regler, hvorefter der ved fastsættelse af omkostningsrammen ved overgang til en ny reguleringsperiode, vi skulle tages udgangspunkt i et gennemsnit af de årlige omkostninger ved drift i den foregående reguleringsperiode. Der vil dog ved beregning skulle korrigeres for en række forhold..."* Forsyningstilsynet bemærker, at der på s. 54, afsnit 5, fremgår, at *"Den foreslåede omkostningsramme fastsættes på baggrund af en økonomisk referenceramme, der udarbejdes af Forsyningstilsynet og baseres på historiske omkostninger"*. Forsyningstilsynet vurderer således, at der er manglende overensstemmelse mellem s. 54, afsnit 5 og s. 58, afsnit 1. Såfremt teksten i afsnit 5 på s. 54 henviser til omkostningsrammen i første reguleringsperiode, bør dette fremgå. Teksten for transmissionsselskabet side 75, afsnit 5, er mere tydelig herom.

S. 58, afsnit 2:

Forsyningstilsynet foreslår, at denne tekst slettes, jf. Forsyningstilsynets generelle bemærkninger.

S. 59, afsnit 1:

Det fremgår, at *"Ved vurderingen anvendes kriterier, hvor det konkrete omkostningsniveau og omkostningsrammen i den foregående reguleringsperiode tages i betragtning"*. Forsyningstilsynet bemærker hertil, at det bør fremgå, at *"Ved vurderingen anvendes f.eks. kriterier..."*.

S. 60, afsnit 4:

Det fremgår, at *"Forsyningstilsynet vil fastsætte regler om frister for ansøgning, og hvornår korrektioner bortfalder, hvornår der kan ansøges om justeringer m.v."*. Det er uklart hvad denne tekst konkret henviser til, herunder om det generelt er om frister for ansøgning og bortfald af korrektioner?

S. 60, afsnit 5:

Følgende tekst bør udgå: *"... herunder at Forsyningstilsynet kan fastsætte individuelle effektiviseringskrav"*.

S. 60, afsnit 8:

Det fremgår, at *"Det forudsættes, at Forsyningstilsynet fastsætter regler om, at omkostningsrammen underlægges effektiviseringskrav"*. Forsyningstilsynet bemærker hertil, at det både vil være omkostningsrammen og forrentningsrammen, der underlægges effektiviseringskrav.

S. 62, afsnit 5.

Det fremgår, at *"Forsyningstilsynet vil i henhold til de fastsatte regler konkret skulle beregne efterlevelse af målene"*. I stedet for *"beregne"* kan ordet *"evaluere"* med fordel anvendes.

S. 62, afsnit 7:

Det fremgår, at *"Et generelt effektiviseringskrav kan således ikke blive lavere end nul"*. Der bør udover generelt effektiviseringskrav også tilføjes individuelt effektiviseringskrav, således, at det fremgår, at *"Et generelt og et individuelt effektiviseringskrav kan således ikke blive lavere end nul"*.

S. 65, afsnit 2:

Det fremgår, at *"Den, der varetager systemansvarlig virksomhed vil desuden skulle inddrage Forsyningstilsynet, Energistyrelsen og andre relevante myndigheder i udarbejdelse af forretningsplanen"*. Forsyningstilsynet bemærker hertil, at det er uklart, hvilke krav der er til myndighederne i forbindelse med denne inddragelse.

S. 67, afsnit 3:

Det fremgår, at *"... Forsyningstilsynet fastsætter regler om, at omkostningerne til transmissionsvirksomheds synkronkompensatorer opgøres separat fra den øvrige transmissionsvirksomheds omkostninger"*. Forsyningstilsynet foreslår, at sætningen forlænges med *"... men som en del af reguleringsregnskabet for transmissionsvirksomhed"*.

S. 67, afsnit 4:

Det fremgår, at *"... Forsyningstilsynet fastsætter regler om, at omkostningerne til DataHubs aktiviteter i relation til brugerdrevne ønsker opgøres separat fra de øvrige omkostninger til DataHub"*. Forsyningstilsynet foreslår, at sætningen forlænges med *"... men som en del af reguleringsregnskabet for DataHub"*.

S. 67, afsnit 7:

I dette afsnit vurderes ordet *"justeringer"* at være mere retvisende end *"korrektioner"*.

S. 71, afsnit 3:

Det fremgår, at *"Det er således hensigten, at omkostninger, der indeholder et identificeret effektiviseringspotentiale, der endnu ikke er udmøntet af effektiviseringskrav til transmissionsselskabet, er omfattet af begrebet effektiv drift"*. Forsyningstilsynet bemærker hertil, at denne formulering er uklar.

S. 73, afsnit 8:

Det fremgår, at *"For at sikre forudsigelighed omkring transmissionsselskabets økonomi forventes Forsyningstilsynet så vidt muligt at gøre transmissionsselskabet bekendt med størrelsen af indtægtsrammerne i hele reguleringsperioden ved reguleringsperiodens start"*. Forsyningstilsynet bemærker hertil, at det fremgår, jf. afsnit 7, side 73, at Forsyningstilsynet fastsætter regler om foreløbige og endelige indtægtsrammer, hvor den foreløbige indtægtsramme enten udmeldes før reguleringsåret eller reguleringsperioden, mens Forsyningstilsynet træffer afgørelse om den endelige indtægtsramme efter reguleringsårets afslutning



INSTITUT FOR ENERGITEKNIK
AALBORG UNIVERSITET

Pontoppidanstræde 111
9220 Aalborg Øst

Claus Leth Bak
Professor
Telefon: 9940 9281
Telefax: 9940 3820
Email: clb@et.aau.dk

CVR nr. 2910 2384
www.et.aau.dk

Dato: 05-12-2019

Hørings svar for Forslag til lov om ændring af lov om Energinet, lov om elforsyning og lov om naturgasforsyning

Det er med bekymring at jeg og mine kolleger på Institut for Energiteknik på Aalborg Universitet har læst Forslag til lov om ændring af lov om Energinet, lov om elforsyning og lov om naturgasforsyning.

Det er vores opfattelse at udkastet fjerner beslutningen om, hvad der er nødvendig F&U fra det tekniske niveau i EI-transmission til et administrativt niveau hos EI-systemansvar. Dette vil, alt andet lige, svække mulighederne for at nå de teknologiske fremskridt der er nødvendige for at sikre den grønne omstilling.

Den grønne omstilling i Danmark og Europa er stærkt forbundet med ud/ombygningen af el-transmissionsnettet til at kunne håndtere den ændrede måde el energi produceres og forbruges på.

Både i Danmark og andre lande ses planer for omfattende omstruktureringer og nye styringsprincipper for at kunne indpasse den grønne energi i el systemet. Dette kræver en massiv forskningsindsats da el systemerne traditionelle opbygning og struktur skal undergå en større om forandring for at sikre både forsyningssikkerhed, fornuftig pris samt løsninger som det omgivende samfund finder acceptable. Denne forskningsindsats henhører under Energinet divisionen EI-transmission, der igennem tiderne har været aktive på forskningsfronten således at Danmark i dag er i front med hensyn til en sikker og samfundsmæssigt god måde at integrere grøn energi i el systemet.

Fratages EI-transmission i Energinet muligheden for at initiere og finansiere den nødvendige forskning for at gennemføre den grønne omstilling vil det have alvorlige konsekvenser for den fortsatte fremdrift af den grønne omstilling.

Et godt eksempel er den i medierne meget debatterede Vestkystlinje. Vestkystlinjen er en teknisk følge af udbygningen med havvind på Vestkysten samt VIKING Link. Der er massive offentlige protester med ledningen og ønsker om kabellægning.

Undertegnede ledede et Energinet finansieret forskningsprogram "DANPAC", der har muliggjort, at Danmark er i front med hensyn til kabellægning af ledninger på 400 kV transmissionsniveau. Intet andet sted evner man teknisk at kabellægge så store strækninger som vi gør i Danmark og vi regnes eksperter på dette felt. At vi i dag kan kabellægge dele af strækningen er en direkte følge af, at Energinet i sin tid havde mulighed og midler til at finansiere denne forskning, der har givet den nødvendige tekniske ballast og løsninger til at det kan lade sig gøre uden at kompromittere forsyningssikkerheden. Dette er teknisk viden som jeg for nylig har haft lejlighed til at præsentere ved en eksperthøring i folketinget, hvor der var bred enighed om, at der er et stort behov for at



INSTITUT FOR ENERGITEKNIK
AALBORG UNIVERSITET

udvikle nye løsninger for el-transmission, der kan løse fremtidens problemer og samtidig installeres i samfundet på en måde borgerne kan acceptere.

Helt konkret er der behov for at forske i, at skubbe grænserne for kabellægning længere end det er teknisk muligt i dag samt at udvikle nye løsninger til el-transmission på 400 kV niveau.

Som vi læser lovforslaget fratages El-transmission muligheden for dette i fremtiden. Det vil utvivlsomt vanskeliggøre at vi kan nå målene for grøn omstilling og lede til forringet forsyningssikkerhed samt løsninger, der ikke er samfundsmæssigt og økonomisk hensigtsmæssige. Det skal i den sammenhæng bemærkes, at omkostningerne til den nødvendige forskning i omstilling af el-transmissionsnettet er af en størrelse, der på det nærmeste er negligerbar i forhold til anlægskostningerne.

Vi foreslår at man i den nye lov i stedet afsætter ret/pligt til forskning for Energinet El-transmission med tilhørende tilstrækkelige midler således, at Energinet har mulighederne for at udvikle de løsninger, der sikrer den grønne omstilling og fastholder Danmarks førerposition for bæredygtig energiforsyning.

Venlig hilsen

Claus Leth Bak

Professor, PhD



FSE hørings svar

Høring over forslag til Lov om ændring af lov om Energinet, lov om elforsyning og lov om naturgasforsyning (ændring af den økonomiske regulering af Energinet og ny planlægnings- og investeringsgodkendelsesproces for Energinet m.v.)

Lovforslaget indeholder et forslag om at markedsføre anvendelse af en del af Energinets transmissionsnet (de såkaldte synkronkompensatorer) til sikring af systembærende egenskaber og forsyningssikkerheden i elsystemet.

Det er FSE's opfattelse, at lovforslagets hensigt om markedsføring af synkronkompensatorer ikke er i overensstemmelse med eldirektivets bestemmelser omkring markedsføring af indkøbet af systembærende egenskaber.

En synkronkompensator er en integreret netkomponent, jf. artikel 2 stk. 51 direktiv 2019/944:

"51) »fuldt integrerede netkomponenter«: netkomponenter, der er integreret i et transmissions- eller distributionssystem, herunder lageranlæg, og som udelukkende anvendes til at sikre sikker og pålidelig drift af transmissions- eller distributionssystemet og ikke til balancering eller håndtering af kapacitetsbegrænsninger"

FSE bemærker, at synkronkompensatorer, som udelukkende anvendes til at sikre en sikker og pålidelig drift af transmissionsnettet, falder indenfor definitionen ovenfor, og lovforslaget bør bringes i overensstemmelse hermed, da enhederne skal ses som en del af transmissionsnettet.

Direktiv 2019/944 opsætter tydelige bestemmelser om, at integrerede netkomponenter ikke skal markedsføres og undtages for krav om udbud, jf. direktivets artikel 40 stk. 7. Derfor bør lovforslagets afsnit om dette område tages ud af lovforslaget for, at lovforslaget kan bringes i overensstemmelse med direktivet.

Energinet giver i rapporten "Behovsvurdering for systemydelser 2020"¹ udtryk for den samme vurdering af bestemmelserne i direktiv 2019/944, som er afspejlet ovenfor. Det bør derfor begrundes, hvorfor lovforslaget indeholder et forslag om markedsføring af dele af transmissionsnettet, som ikke er i overensstemmelse med den europæiske lovgivning.

¹ Se side 5 og side 15 i Energinets rapport om behov for systemydelser: [Link](#)

1. december 2019



Det er desuden problematisk, at Forsyningstilsynet pålægges at fastsætte regler om markedsgørelse af synkronkompensatorerne, da det i forordning 2017/ 1485 artikel 108 stk. 2a er fastlagt, at opgaven med udvikling og udformning af markederne for systemydelse er tillagt TSO'en og ikke den uafhængige regulator. Denne del af lovforslaget er derfor heller ikke i overensstemmelse med den europæiske regulering.

FSE bemærker yderligere, at forslaget om en markedsgørelse vil medføre, at elforbrugere skal betale dobbelt for ydelserne til opretholdelse af forsyningssikkerheden, da de i første omgang skal betale for etableringen af netkomponenterne og derefter igen for markedsgørelsen.

Hensigten i lovforslaget om, at lade udvalgte dele af transmissionsnettet, de såkaldte synkronkompensatorer, udgå af indtægtsrammereguleringen er desuden ikke begrundet i lovforslaget og disse enheder bør underlægges den samme økonomiske regulering som den øvrige del af transmissionsnettet.

Venlig hilsen

Anders Plejdrup Houmøller
Sekretær for FSE

Foreningen for Slutbrugere af Energi (FSE) er en landsdækkende interesseorganisation for Danmarks større energiforbrugere. FSE repræsenterer en stor del af det erhvervmæssige energiforbrug i Danmark.

Blandt FSE's medlemmer er en række af landets store og mellemstore virksomheder. FSE varetager energikøbernes interesser og understøtter en effektiv konkurrence, en slutkundeorienteret energisektor, samfundsmæssig ansvarlighed samt omkostningseffektiv grøn omstilling.



Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet
ens@ens.dk; msg@ens.dk
Journalnummer: 2019-95910

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

Høring af lovforslag til Lov om ændring af Lov om Energinet, lov om elforsyning og lov om naturgasforsyning.

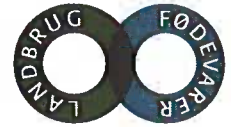
Landbrug & Fødevarer har modtaget ovennævnte i høring, jf. høringsbrev af 12. november 2019, journalnummer 2019-95910. Vi har følgende kommentarer:

Landbrug & Fødevarer konstaterer indledningsvis, at der er tale om en rammelov med en lang række bemyndigelser til ministeren til at udfylde de mere konkrete regler gennem bekendtgørelser. Vi anser dette bekendtgørelsesarbejde som særdeles vigtigt i den fremadrettet proces, da det vil indeholde både detaljerede og tekniske komplicerede forhold. Vi vil gerne her opfordre til en aktiv inddragelse af interessenter og forbrugerrepræsentanter i dette arbejde og i god tid. Både i forhold til høringer og i forhold til afholdelse af workshops, temadrøftelser m.v.

Landbrug & Fødevarer hilser en ny regulering af Energinet velkommen. Energinet varetager store og vigtige samfundsmæssige opgaver i forhold til el og gas, herunder store investeringer og vedligeholdelse af energiinfrastruktur m.v. Disse forhold har selvsagt økonomiske konsekvenser for forbrugerne, der skal betale disse via forskellige tariffer. Landbrug & Fødevarer repræsenterer omkring 22.000 landmænd og omkring 400 virksomheder i fødevareklyngen, herunder nogle af de største fødevarevirksomheder i Danmark. Vores medlemsvirksomheder har samlet et betydeligt energiforbrug. Derfor er det helt afgørende for os, at vi har meget høj energi forsyningsikkerhed og omkostningseffektive energipriser, herunder tariffer.

I aktuelle og markante forhøjelse af Energinet's el-tarif fra 1. januar 2020, viser - efter vores opfattelse - med alt tydelighed, at der er behov for en langsigtet planlægning og meget stor fokus på, hvordan omkostningerne kan minimeres, herunder hvordan Energinets aktiviteter kan effektiviseres.

Den igangværende og fremtidige grønne omstilling af hele energisektoren kræver betydelige investeringer. Derfor er det vigtigt, at den nye regulering sikre – som der også lægges op til – en tæt koordinering af dette med de politiske ønsker og aftaler for at sikre, at der hverken sker over- eller underinvesteringer eller fejlinvesteringer. Vi kan derfor tilslutte os ideen om, at der fremadrettet skal være en bedre koordinerings- og godkendelsesproces med det politiske system. Vi håber – som der også lægges op til – at der fremadrettet kan være en bedre proces med hensyn til øget inddragelse af interessenter og forbrugerrepræsentanter og gennemsigtighed om Energinet's udvikling, udbygning af el- og gasnettet m.v. Det er efter Landbrug & Fødevarers opfattelse tillige vigtigt, at der sker en både tidligt og målrettet inddragelse af interessenter og forbrugerrepræsentanter, at konsekvenser og mulige alternativer for de berørte interessenter og forbrugere bliver detaljeret belyst og vurderet.



For Landbrug & Fødevarer er det vigtigt, at regulering af de naturlige monopoler på el og gasområdet sker omkostningseffektivt og til fordel for interessenter og forbrugere samt, at der er fuld gennemsigtighed i pengestrømme og en klar funktionel adskillelse i forhold til kommercielle selskaber. Det gælder uanset på der anvendes en hvile-i-sig-selv regulering, en aftalebaseret regulering og/eller en eller anden form indtægtsrammeregulering. Fordele, ulemper og konsekvenser for interessenter og forbrugere skal analyseres grundigt og kommunikeres detaljeret ud. Sidstnævnte for blandt andet at undgå asymmetrisk information til ugunst for interessenter og forbrugere.

Vi er enige i, at den nuværende hvile-i-sig-selvregulering ikke giver tilstrækkeligt incitament til at drive aktiviteterne effektivt, da stigende omkostninger som hovedregel kan overvælttes i tarifferne. Og giver hermed ikke helt den samme forbrugerbeskyttelse som for eksempel en indtægtsrammeregulering potentielt kan give, hvis der vel og mærke er et stramt loft over opkrævningerne.

I forhold til forslaget om indførelse af en indtægtsrammeregulering af Energinet, og at indtægtsrammen fastsættes af både en omkostningsramme og en forretningsramme, så kan det efter vores opfattelse være en hensigtsmæssig regulering. Det er i den forbindelse fornuftigt, at der fastsættes separate indtægtsrammer for henholdsvis transmissionsvirksomhed på el-området, systemansvarlig virksomhed på el-området og transmissionselskab på gasområdet, så der kan tages hensyn til de særlige forhold, der gør sig gældende på de respektive områder.

Det helt centrale i en sådan indtægtsrammeregulering er, hvordan rammen konkret udmøntes, herunder ikke mindst forrentningen, tidshorizonten for indtægtsrammen, mulighed for justeringer undervejs, loft over opkrævninger, fastsættelse af kvalitetskrav, løbende krav om effektiviseringer etc. Vi kan fuldt ud tilslutte os ønsket om, at den nye regulering også skal sikre, at omkostningseffektiviseringer kommer forbrugerne til gode samtidigt med, at der sikre Energinet finansiering af aktiviteterne og en effektiv drift. Da Energinet's kerneopgaver er monopolopgaver, er det vigtigt, at der etableres et effektiviseringspres fra såvel det politiske system som fra markedet. Landbrug & Fødevarer ser frem til inddragelse i det mere konkrete arbejde med at udmønte bestemmelserne om indtægtsrammereguleringen.

Landbrug & Fødevarer støtter forslaget om, at Energinet udarbejder langsigtede udviklingsplaner for både el-transmission og for gas-transmission, og at større projekter godkendes af klima-, energi og forsyningsministeren.

I forhold til de ændringer, der er lagt op til med hensyn til den fremtidige bestyrelsessammensætning hos Energinet kan vi tilslutte os kravet om, at det skal følge Statens ejerskabspolitik og ideen om, at der fremadrettet skal stilles større krav til bestyrelsens forretningsmæssige kompetencer. Vi savner dog en uddybning af sidstnævnte, da det i princippet kan forstås og udmøntes på mange måder. Det vil her være centralt for os, at der inddrages virksomheds- eller organisationsfolk, der repræsenterer store erhvervsforbrugergrupper.

Vi vil gerne forbeholde os muligheden for at vende tilbage med yderligere kommentarer, hvis vi får behov for dette.



Med venlig hilsen

Jens Astrup Madsen
Energichef
Miljø, Klima- og Bæredygtighed

Landbrug & Fødevarer
D +45 3339 4222
M 2724 5722
E ja@lf.dk

PGNiG UPSTREAM NORWAY AS

Danish Energy Agency

Carsten Niebuhrs Gade 43
1577 Copenhagen, Denmark

Attn: Mrs Mette Mosgaard

Sent also by e-mail to: msg@ens.dk

Sandnes, 10.12.2019

Ref: Response from PGNiG to the "Act on amendments to the Energy Act, the Electricity Supply Act and the Natural Gas Supply Act" Consultation

Dear Mrs Mosgaard,

We would like to thank you for the invitation to participate in the consultation process in relation to the draft **"Act on amendments to the Energy Act, the Electricity Supply Act and the Natural Gas Supply Act"** referred to as the "New Economic Regulation on Energinet" ("NER") which was published on Danish Energy Agency's ("DEA") webpage and submitted for public consultation on 12 November 2019. We appreciate the transparency of the consultation process and the opportunity to take part in the meeting led by DEA on 15 November in Energinet's ("ENDK") premises, which provided us with a better understanding of the proposed changes to the current regulatory regime.

We note that the NER includes a number of solutions intended to provide incentives for more efficient and transparent operation of the gas TSO and to ensure early stakeholder involvement. We believe these all to be steps in the right direction. However, as the key Baltic Pipe shipper, we do have some concerns from our review. In our response we have focused on what we see as the key change proposed by the NER, the shift from a "no loss no gain" to a "return of investment" tariff principle. We have detailed our concerns in Appendix 1 to this letter and the key points can be summarized as follows:

1. **The new tariff regime presents a significant change from the principles and market conditions communicated to Baltic Pipe Open Season 2017 ("OS 2017") participants.** Prior to and during OS 2017 potential shippers were not provided with information about this proposed change by ENDK or DEA. The tariff simulations



presented during OS 2017 did not include any of the elements proposed in the NER. PGNiG took the decision to make its booking based on the tariff levels communicated in the OS 2017 Information Packages. Information about potential short term changes to the Danish tariff regime would have informed our decision making in relation to whether we booked capacity and the level of capacity we booked.

2. **This change raises the risk of future tariff increases to a level we would not have foreseen based on the information available during OS 2017.** We note that a number of changes have occurred in the Danish gas market since PGNiG signed the binding OS 2017 transmission contract and, combined with the introduction of the ROI component, this raises concerns for us that tariffs could increase to the point where the Baltic Pipe transmission route ceases to be attractive to shippers.
3. **Low capacity bookings and gas flows via the Baltic Pipe route could have a knock on effect.** PGNiG has alternative transportation routes, as do other potential shippers. If other shippers who have not yet booked capacity direct their gas volumes elsewhere due to uncompetitively high tariffs, then the load factor for the Baltic Pipe will be lower, increasing the cost of the Baltic Pipe for existing shippers. The lower the level of bookings, the higher the tariffs will be for existing shippers, which could cause more shippers to look for alternative transportation routes and leave the market, raising tariffs further for existing shippers. We believe this could also disadvantage domestic users of the Danish transmission network, who do not have the option to direct their flows outside the Danish grid.
4. **Introduction of the ROI component on tariffs could conflict with EU regulations (including the TAR NC (Commission Regulation (EU) 2017/460 of 16 March 2017)).** There is a risk that the introduction of the ROI in the tariff methodology could increase the level of cross-subsidization. We also have reservations about the compliance of the NER changes with the TAR NC's cost-reflectiveness, transparency and discrimination principles. However, we believe these risks could be mitigated by way of thorough regulatory and legal discussion during the consultation process.

As mentioned above we have addressed these points in detail in Appendix 1 to this letter.

Based on the points we have outlined above, our strong preference would be for the proposed changes to the tariff calculation not to be introduced. In our view, the only feasible way to introduce the ROI component without compromising the success of the Baltic Pipe would be to set the return at a level which will not increase the transportation tariff beyond the data presented in Information Package 2. As the current proposal does not refer to the level of ROI, it creates a risk that the Baltic Pipe will not be economically viable. As a stakeholder we are committed to working with you during this consultation to ensure an outcome which will continue efficient and transparent cooperation and the success of the Baltic Pipe project.

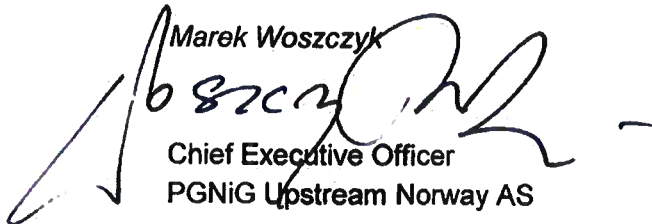
This letter and its contents, including Appendix 1, shall be treated as confidential and shall not be disclosed to persons outside of the DEA. In the event disclosure outside of the DEA would assist with the consultation we would be happy to prepare a redacted summary of our comments.

If you require any clarifications on the issues we have raised we would be happy to discuss these with you. We think it would be beneficial to arrange a meeting in January 2020 to discuss our



comments and the changes proposed by the NER in more detail. We would be grateful if you could please confirm your willingness and availability by contacting me at marek.woszczyk@pgnig.no.

Sincerely,


Marek Woszczyk
Chief Executive Officer
PGNiG Upstream Norway AS

Appendix 1:

PGNiG Group response to the consultation process for the "New Regulation on Energinet"

Appendix 1. PGNiG Group input into the consultation process of the „New Regulation on Energinet”

0. Introduction

PGNiG Group (“PGNiG”) would like to thank the Danish Energy Agency (“DEA”) for the invitation to the consultation process on the “New Economic Regulation on Energinet” (“NER”), which was released on 12 November 2019. PGNiG is the largest shipper in Baltic Pipe (“BP”) and as a stakeholder in the BP project is committed to working with other stakeholders to ensure the success of the project. We are of the view that the maintenance of competitive and predictable gas transmission tariffs via the DK system is of key importance and essential for the longterm success of the BP project.

The purpose of this document is to express PGNiG’s view on what we see as the key elements of the NER, to highlight areas of concern for us, as well as to indicate possible implications of the proposed changes for the Danish natural gas market.

We note that:

1. The scope of the NER is very broad and covers the regulation of Energinet’s (“ENDK”) activity as TSO in both electricity and gas. Since PGNiG is primarily active in the DK gas market, our comments relate to the gas TSO part of ENDK’s activities. We touch upon the electricity market only when this has a direct impact on the regulation of ENDK’s gas-related activities.
2. The NER was published in Danish and we understand from the DEA representatives at the meeting on 15 November¹ that no official English translation will be provided. As such, our comments are based on an unofficial translation of the NER and information shared at the 15 November meeting.
3. The NER is a high level framework for detailed regulations that will be introduced at a later date. It has multiple references to future decisions of competent parties that will expand on the general principles it outlines. Without knowledge of the detailed regulations it is difficult to establish the impact of all NER-related changes to the Danish gas market. As such our comments on the NER are high level at this stage and may need to be revised once more information becomes available.

In this document we address:

1. Our understanding of changes proposed by the NER;
2. Our comments on the proposed changes; and
3. Final remarks and suggestions.

¹ The meeting led by DEA representatives on 15 November 2019, which was held in ENDK’s premises and the aim of which was to officially communicate to market participants the key changes postulated in the NER

1. Our understanding of the changes proposed by NER

We carried out a detailed analysis of the NER² and participated in the meeting led by DEA at ENDK's premises on 15 November 2019. We understand that the aim of this meeting was to clarify the key aspects of the NER to market participants.

As we understand it, the NER will impact ENDK's operations (as both the gas and electricity TSO) in the following ways:

- ENDK will be subject to a modified revenue cap regulation
 - DUR will set the revenue cap value for ENDK based on historical values of ENDK revenue corrected for a cost efficiency measure based on benchmarking analyses
 - The revenue cap level may be increased if additional exogenous ENDK costs materialize that are found to be justified by the market and approved by DUR
 - If ENDK displays higher than expected cost efficiency it will be allowed to keep the savings and accumulate equity capital. Alternatively, ENDK may decide that the savings should be given back to the market in the form of lower tariffs to ensure that the tariff levels remain commercially competitive
 - ENDK will be able to apply for adjustments to the revenue cap values for costs related to market and system development after having consulted the market
- Regulatory periods will be extended
 - DUR will set the revenue cap values / efficiency targets that ENDK is to meet for the duration of a regulatory period
 - The first regulatory period will last two years (from 2020 to 2022) and will be treated as transitional (as a result of, e.g., Tyra shutdown and BP construction) while every consecutive regulatory period will last four years
- The revenue cap will include development costs in the allowed cost
- The tariffs will include a "ROI" element
 - The NER does not provide any insight into how the cost of capital element for ENDK will be set (e.g. how the cost will be established, what capital structure will be used, how the evolution of the capital structure over time will be reflected etc)
 - The NER introduces a distinction between "old" and "new" investments in the system. The NER does not provide a precise definition of what is understood as "old" and "new" investment. However, the approach to setting ROI values to "old" and "new" investments in the system may differ in a way, that the cost of capital used for financing "new" investments will be higher
- There will be increased scrutiny related to ensuring services procured internally are of adequate market quality
- There will be continued effort to ensure that the undertaken investments pass a socioeconomic viability test

We note that the NER is general in its nature and does not contain very detailed guidelines on a number of the items identified above. The NER proposes that at an unspecified later date competent authorities should issue specific regulations, methodologies and decisions with regard to e.g. setting the revenue cap, the allowable costs, setting the ROI component, adjusting the depreciation periods of infrastructure as well as other items specified in the NER.

During the 15 November 2019 meeting on the NER it was mentioned to PGNiG that a number of these decisions may be subject to market consultations in the future. We would very much appreciate the opportunity to participate in any such consultations.

² As mentioned above our review is based on an unofficial English translation.

2. Comments to the proposed changes

General view on changes proposed by NER

In line with statements made by the DEA representatives at the 15 November 2019 meeting, the purpose of the NER is to i.a. provide incentives for the efficient and more transparent operation of the TSO and to ensure early stakeholder involvement. We believe that adopting these as guiding principles to the NER is a step in the right direction.

Since predictability and competitiveness of tariff levels is of paramount importance to us, we especially support solutions related to:

- Introducing a revenue cap for the TSO, which should be lowered between regulatory periods, motivating the TSO to look for cost efficiencies;
- Increasing the regulatory period from a year to two years (the first, transitional regulatory period) and four years in a target state, increasing the predictability of tariffs; and
- Increased scrutiny related to services procured internally (in terms of verifying market conditions of such transactions, in terms of prices paid and quality of services delivered), improving the transparency of the cost side of the TSO.

We are in favor of pursuing solutions aimed at improving the cost effectiveness, transparency and predictability of the gas TSO, and it seems that the above mentioned solutions may help achieve these goals.

However, as the main shipper of the Baltic Pipe project, we are concerned about some other changes proposed by the NER directly impacting the competitiveness of tariffs, especially:

- The introduction of the ROI component in the tariffs, which means that ENDK will cease to follow the "no loss no gain" principle and will collect returns on invested capital; and
- The different ROI treatment of "old" and "new" infrastructure, particularly that the "new" infrastructure may be charged a higher cost of capital and a lack of clarity as to what qualifies as "old" and "new" infrastructure.

Implementation of these proposals will pose a significant structural change to the way transmission tariffs in Denmark are set. We have identified the following issues which are addressed in turn below:

ISSUE A. Significant move away from tariff principles presented to OS 2017 participants

ISSUE B. Risk of continued reduction of commercial potential of the Baltic Pipe project

ISSUE C. Potential conflict with EU regulations

ISSUE D. Negative impact on socioeconomic welfare

ISSUE E. Other issues

ISSUE A. Significant move away from the tariff principles presented to OS 2017 participants

We are concerned that implementation of the NER could result in a significant methodological shift in relation to how tariffs are currently set in Denmark and will directly translate into tariff increases. This would represent a change of business conditions from those communicated to OS 2017 participants on which our binding capacity commitment was based.

We understand that the Danish government has the full right to regulate the energy sector. However, as a shipper who participated in the OS 2017 and made a significant booking in good faith, we are disappointed about the possibility of such significant changes in the short term, particularly:

1. the introduction of ROI; and
2. the different treatment of “old” and “new” infrastructure (i.e. in a way that the “new” infrastructure will potentially be charged a higher cost of capital fee).

These points were not brought to the attention of OS 2017 participants ahead of their investment decisions and we believe that the possibility of such critical changes should have been presented to shippers who were making tariff commitments for the 15-year period ahead of their investment decision.

PGNiG based its decision to book significant amounts of BP capacity on:

- information presented in Information Packages 1 and 2 published in June and September 2017 respectively by ENDK as part of OS 2017 (“**OS 2017 Information Packages**”)
- DERA’s approval of OS 2017 documents
- DERA’s “Opinion on principles for market zone (...) published in January 2017
- participation in multiple OS- and BP- related consultations / work groups / meetings hosted by either ENDK or DERA

The Information Packages contained tariff simulations which, in line with the Danish OS Rules were intended to “support the decision-making and allow for a more thorough analysis of Costs of Transportation, construction costs and risks”. Tariffs were simulated based on only CAPEX, OPEX and ABEX values, assuming the “no loss no gain” principle. There was no mention of the ROI element or differentiating in any way between the treatment of existing assets and BP-related assets. The tariff forecasts were constructed around a scenario approach, with each scenario being demarcated only by a different set of assumptions on BP bookings and flows. Moreover, the OS 2017 Information Packages did not include information about potential changes to the tariff methodology or qualitative or quantitative assessment of the impact of these changes on the future tariffs. ENDK neither presented nor discussed any scenario referring to the possible introduction of the ROI component or differentiation between “new” and “old” assets.

As you are aware PGNiG has been an active participant in the Danish gas market since 2016, and has participated in market consultations and groups of shippers working on the final tariff design in Denmark. During these official events the potential introduction of the ROI component in tariffs has not been brought to the attention of the market, even though both ENDK and DUR were aware of the upcoming changes.

Should information on a potential shift away from a “no loss no gain” to a “return on capital” tariff principle have been provided to the OS participants in 2017 we may have taken a different approach to capacity booking.

Adoption of these changes may result in a significant departure from the tariff principles based on which the OS 2017 capacity bids were made.

ISSUE B. Risk of continued reduction of commercial potential of the Baltic Pipe project

When preparing a binding bid in Phase 2 of OS 2017, PGNiG relied on indicative tariffs' calculation as provided by ENDK in the Updated Economic Model published as part of the OS. The model included the following values for 2023:

- Total transportation tariff of 0,75 EUR/MWh,
- Total cost of transportation of 0,84 EUR/MWh.

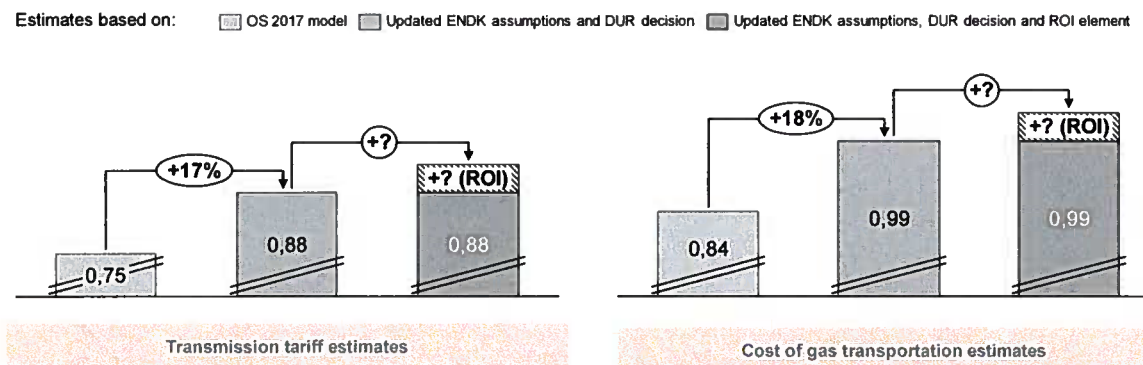
While we fully understand that these values were indicative in nature, we are of the opinion that these indicative tariff levels should continue to form the basis for the tariffs going forward in order to ensure the profitability of the Baltic Pipe and its future utilization by PGNiG and other shippers.

As well as the introduction of the NER, there have been a number of other developments from the Danish government since OS 2017 which point to an increase in tariff levels relative to those presented in the OS 2017 Information Packages:

- Q4 2018 ENDK published a new Tariff Forecasting Model 2018-2025 which included updated assumptions on BP TOTEX and decreases in existing system bookings and flows;
- 31 May 2019 DUR approved a new tariff methodology for DK which introduced a 70 / 30 fixed / variable tariff split (in the place of a 50 / 50 split, which corresponds to ENDK's actual CAPEX / OPEX structure), increasing the total amount that a shipper will have to pay regardless of whether the capacity is used; and
- In the new tariff methodology DUR did not approve the introduction of tariff de-escalators for long-term bookings which were one of the central parts of the tariff methodology proposal worked out with a broad group of market participants.

These developments have already increased the expected level of tariffs and the introduction of the ROI component by way of the NER in addition to these may result in a further increase of expected costs to be incurred by shippers. As a consequence, current changes may reduce the cost competitiveness of the DK transmission system.

Figure 1: Evolution of forecast tariffs and cost of transportation via the DK network over time for the year 2023 [EUR / MWh]



Source: own analysis based on models / data provided by ENDK / DUR / NER

The observed upward trend is a cause of concern for PGNiG in relation to the future economic rationale of transporting gas via the Danish system. We believe the BP route should be competitive with regard to cost benchmarks to justify the effective utilization of the infrastructure and in our view these unanticipated tariff increases will reduce competitiveness.

These tariff increases were not foreseeable from the OS 2017 Information Packages or during the OS 2017 process, decreasing the transparency and predictability of the tariff setting process. The changes create unfavourable market conditions.

From the viewpoint of the Polish gas market stakeholders, construction of the BP allows further diversification of import sources and routes, increasing security and stability of supplies. It is central to Polish energy policy and maximizing the BP's future utilization is a key objective of PGNiG.

Nevertheless, should tariffs increase as a result of the new methodology, it may impact the future utilization of the BP's capacity. The future load factor will no doubt be dependent on the overall economic attractiveness of the BP route in comparison with available alternatives for PGNiG. It is worth mentioning that BP route should be competitive in comparison with already existing import routes as well as advanced infrastructure projects. Key elements of this import infrastructure are briefly described below and depicted in Figure 2:

1. **LNG Terminal in Świnoujście** - Poland's first LNG terminal launched in mid-2016. Its current technical regasification capacity of **5 bcm p.a.** is **entirely booked by PGNiG and currently used in only ca. 55%** (this means that similarly to BP, PGNiG has significant unused capacity in the Polish LNG terminal). After completion of the already ongoing expansion program the facility's capacity will reach **7,5 bcm p.a.** in early 2023.
2. **Mallnow and GPC entry points** - two operational interconnectors with the **German Gaspool market area** with the total firm capacity of approx. **6,9 bcm p.a.** The point in Mallnow - placed on the route of the Yamal pipeline - offers both physical reverse and virtual reverse services.
3. **Cieszyn entry point** - an operational interconnector with the Czech market with the total firm capacity of approx. **0,5 bcm p.a.**
4. **Lithuania – Poland interconnector (GIPL)** - a bi-directional pipeline with a planned import capacity (LT>PL) of **1,9 bcm p.a.** FID for the project was made in May 2018 and the completion of construction process is scheduled for 4Q 2021. This will allow Poland to access i.a. another LNG terminal located in Klaipeda.
5. **Slovakia – Poland interconnector (GIPS)** - a bi-directional pipeline with a planned import capacity (SK>PL) of **5,7 bcm p.a.** FID for the project was made in April 2018 and the completion of construction process is scheduled for 4Q 2021.
6. **FSRU in Bay of Gdańsk** - in 1Q 2019, Plenipotentiary of the Government of the Republic of Poland for Strategic Energy Infrastructure informed that the decision to purchase a Floating Storage Regasification Unit had been made. FSRU is expected to be moored in the Bay of Gdańsk. While other technical / schedule parameters are not known at this point, it can be reasonably expected that the minimum regasification capacity of this unit would amount to approx. 4-5 bcm p.a.

Figure 2: Existing and planned TPA entry points to the Polish transmission system.



Source: GAZ-SYSTEM, Polskie LNG, and own analysis.

The proposed introduction of the ROI-component and different treatment of “old” and “new” infrastructure may increase tariffs, decreasing the attractiveness of the BP route and correspondingly decreasing the BP route's load factor.

PGNiG is committed to the BP, but is continuously reassessing its profitability against other import options offering necessary diversification and stability of supplies.

ISSUE C. Risk of non-compliance with EU regulations

Aside from the commercial competitiveness considerations, we are concerned that the addition of the ROI element to tariffs and differentiating between “new” and “old” infrastructure in this regard could cast some doubts on the compliance of the Danish tariff methodology with EU regulations. As mentioned above, the NER is a high-level document so we have not been able to carry out a full legal review, but we do think this is a concern that should be shared at this stage to ensure full compliance with EU regulations. We refer to the provisions of Article 7 of the TAR NC³ which states that the reference price methodology (“RPM”) used to set tariffs should be cost-reflective, non-discriminatory, transparent, and should not cause undue cross-subsidization and distort cross-border trade.

We have identified the following potential impacts of the NER which may conflict with the TAR NC:

- a) Impact on cross - subsidization and cost – reflectiveness;
- b) Further considerations on cost – reflectiveness; and
- c) Impact on discrimination.

These impacts are described in more detail below.

a) Impact on cross - subsidization and cost - reflectiveness

ACER defines ‘cross-subsidisation’ as a deviation from cost-reflectivity whereby users of the entry-exit system are charged tariffs that differ from the costs they cause to the system.

From the start of the tariff design process we have communicated that the uniform tariff regime, while possible as such, may be non-cost-reflective and may cause cross-subsidization. This results from the fact that overall tariff burdens carried by respective groups of shippers are not based on costs that shippers cause the system to incur, but the amount of capacity bookings and flows that they generate. In an ideal, cost-reflective system the BP users should be charged tariffs based purely on the costs that the BP infrastructure generates to the system, while existing users should be charged tariffs based purely on the costs generated by the existing system. In a uniform allocation, the costs are pooled and are distributed across participants proportionally to their capacity bookings (in 70%) and flows (in 30%)⁴.

In the specific DK system case, this causes cross-subsidization between BP transit shippers.

The mismatch between the share of costs generated by BP and share of bookings / flows contributed to the system by the BP user increases in significance in later years as the bookings (and expected flows) made by the existing DK users are expected to decrease significantly faster than the costs generated by the existing system. As a result, over the BP lifetime, the key BP shipper would be expected to cover a certain, growing share of costs generated by the existing DK system, i.e. infrastructure that they do not use.

The increase of the overall cost of ENDK’s system by adding the ROI element at higher level in the future could mean that both the existing users and the BP transit users may pay more. Since the additional ROI costs are levied on respective parts of the infrastructure it should be possible to distinguish what part of the overall ROI costs should be covered by what group of users (i.e. BP transit shippers or the existing DK shippers).

³ COMMISSION REGULATION (EU) 2017/460 of 16 March 2017 establishing a network code on harmonised transmission tariff structures for gas.

⁴ In line with DUR’s “Tariff Methodology for the Danish Transmission System - TAR NC approval” from 31 May, ENDK’s cost base will be distributed among market players in 70% (fixed part) based on a player’s capacity booking contribution to the system and in 30% (variable part) based on a player’s gas flow contribution to the system

On top of the general ROI, the NER proposes the introduction of an extra ROI on “new” infrastructure⁵ which will further intensify the cross-subsidization issue (through further increases of the absolute size in which undue cross-subsidization between different user groups within the DK network occurs).

Having analyzed ACER’s analysis of the tariff consultation document submitted by ENDK dated 14 December 2018⁶ we note that ACER states that the cross-subsidization analysis was based on data provided by ENDK. This analysis was presented to the market in the consultation process in a more limited form compared to what can be seen in the ACER analysis⁷. Also, the calculation model⁸ provided by ENDK did not include calculations related to the Cost Allocation Assessment (“CAA”) stipulated in Article 5 of the NC TAR and thus did not give an opportunity for the shippers to review ENDK’s calculations on the matter. It seems that the results provided by ENDK to ACER on cross-subsidization significantly differ from our conclusions presented above⁹, which we believe to be based on actual cost and flow data¹⁰.

PGNiG made a booking during OS 2017 and therefore accepted the uniform allocation regime. We are not questioning this element of the market design as it was presented to us ahead of our investment decision, but combined with the NER we are concerned about future tariff increase and impact profitability of BP. If the introduction of the ROI component increases tariffs which could result in the growth of cross-subsidization, we recommend that legal and regulatory discussions take place with a number of bodies, including ACER, to mitigate this risk.

The cross-subsidization issue, where the BP transit shipper is made to cover more costs than they actually generate to the system, will increase over time as presented in the above Figures, and this will be amplified if the ROI component is added. ACER periodically reviews the RPM proposed by the TSO and as the cross-subsidization issue becomes more visible, ACER may seek to reassess the cost allocation methodology for different user groups.

b) Further considerations on cost - reflectiveness

Based on the NER provisions it is not clear how the ROI component will be set. PGNiG acknowledges that detailed rules on this issue will be set at a later date, however, we are of the view that from the point of view of EU regulations it is crucial that the ROI component is established in a cost-reflective manner.

We refer to the solution which was stated to be ‘possible’ during the 15 November meeting, in which the rate of return on assets would be calculated without regard to the actual capital structure of ENDK. As was communicated to us during the meeting, ENDK’s capital structure represents a 92 / 8 split of debt to equity. PGNiG understands that this is also the average funding structure applicable to all investment projects done by ENDK, including the BP.

PGNiG therefore understands, that the cost of debt has already been reflected in tariff estimates (as was confirmed during OS 2017 discussions and the 15 November meeting as well) and as a result, in order to remain cost-reflective, the potential additional return component to be levied in line with NER should only include a return on the remaining equity part of the capital structure (composing 8% of the total).

ENDK likely has some target capital structure and the current capital structure (92 / 8) should gradually evolve to that target state as ENDK accumulates equity as a result of introducing changes postulated

⁵ This was confirmed to us during the 15 November meeting.

⁶ https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/Agency%20Report%20-%20Analysis%20of%20the%20consultation%20document%20for%20Denmark.pdf

⁷ i.e. we compare table 5 on page 18 of the consultation document presented by ENDK to table 5 in ACER’s analysis

⁸ Tariff Forecasting Model 2018 – 2025 published by ENDK as part of market consultations on DK tariff design in October 2018

⁹ Which is not surprising, since in a uniform tariff regime where costs are pooled (not differentiated by user groups) and then divided by total capacity booked in the system (also not differentiated by user groups), the “cost” of each unit of capacity (or – revenue generated to ENDK from each unit of booked capacity) is by definition the same, thus theoretically resulting in no cross-subsidization.

¹⁰ Provided by ENDK

by the NER. From a cost-reflectiveness perspective it would only be justified to charge a return on equity on the actual share of equity in ENDK's capital structure at a given time.

PGNiG is of the opinion that the calculation of the ROI component based on a target capital structure from the very start (rather than based on the actual capital structure) would not correspond to the actual financial and economic costs borne by ENDK. As a result, this risks breaching the cost-reflectiveness and transparency principles stipulated in Article 7 of NC TAR and other EU regulations.

The current NER provisions cause significant ambiguity as to how the ROI component will be calculated. PGNiG understands that detailed rules will be laid down by a competent authority at a later date, but we strongly support the clarification of these rules at this stage.

We recommend that it is expressly stated in the NER that the ROI component should be calculated based on the actual capital structure of ENDK at a given year or average expected ENDK capital structure over a given regulatory period.

c) Impact on discrimination

The NER differentiates the rate of return for historical and forward assets, which it seems are intended to reflect a difference in risk profiles attributable to "old" and "new" assets.

Having analyzed the Ten Year Network Development Plan 2018 and General Regional Investment Plan for the North-West Region¹¹ published by ENTSOG, we were not able to identify any other investments in the Danish system other than BP which could be potentially classified as "new". Therefore we infer that the intention of NER is to classify BP as "new" infrastructure, enabling the levy of a higher ROI element on the related costs and increase the pace of accumulating profits by ENDK. We note that this will predominantly be at the expense of PGNiG as key BP shipper.

The NER appears to treat the BP differently from the rest of the DK system infrastructure based either on the fact that it will be commissioned later than other parts of the system, or on the fact that the BP-related risks to the system are higher.

PGNiG is not aware of any EU law principle allowing this differentiation between assets and the levy of extra costs based on the date that they were commissioned. We see this as something which could be challenged before the EU regulators.

In relation to differences in the risk profiles of assets, PGNiG is of the view that **the risk profile of BP is in fact lower or the same as compared with other parts of the DK transmission network** for the following reasons:

- as a completely new piece of infrastructure, BP should in fact have a lower technical risk profile compared to older (and thus more prone to technical failure) parts of the DK transmission system;
- the business risk in relation to capacity booking does not exist, as ENDK exactly knows what level of bookings has been awarded for the next 15 years (this is fixed). What remains is the upside potential related to shippers' booking the currently unallocated part of BP capacity; and
- the business risk in the physical flow part is exactly the same as compared to other infrastructure / other shippers. The BP shipper, exactly as any other shipper in the DK system may or may not use the capacity that they booked and paid for.

Given the reasons provided above, **PGNiG finds no reason why BP should have a different regulatory treatment than other parts of the DK gas transmission system.**

¹¹ Applicable to ENDK gas network

We also note that if a specific transit tariff is set in the future based purely on BP costs (as described earlier) and BP is the only "new" asset on which a higher ROI is levied, this could be considered discrimination of a selected group of shippers (the BP transit shippers).

PGNiG believes that the NER provisions as currently drafted cause significant ambiguity as to the classification and different treatment of "new" and "old" infrastructure and the resulting regulatory validity of such differentiation. Whereas PGNiG understands that detailed rules will be laid down by a competent authority at a later date, we suggest that this uncertainty be reduced already at the level of the NER.

In the text of the NER we suggest adding a direct reference to the Baltic Pipe project (as was the case in several instances of the NER). This reference should clarify that rules related to applying a higher ROI may not apply to BP.

ISSUE D. Risk of negative impact on socioeconomic welfare

We note that as part of the NER DEA stresses the importance of assessing the socioeconomic viability of investment projects before they are implemented. However, from our analysis the changes proposed by the NER may have a negative impact on the socioeconomic welfare of the Danish society.

In March 2018, ENDK performed a socioeconomic assessment of the Baltic Pipe project and described its conclusions in the Baltic Pipe Business Case, which was then subsequently approved by the Danish Minister for Energy, Utilities and Climate. The Business Case identified a single socioeconomic benefit for Denmark, which was calculated as the difference between the total tariff burden levied on the DK society in a situation with and without BP in place.

We point out that adding the ROI component will generally increase the burden not only for PGNiG, but also for the DK society. PGNiG is in the position to present a detailed analysis of this issue should this be requested by DEA.

We conclude that introduction of the ROI component (and other changes that increase tariffs) could deteriorate the Baltic Pipe Business Case for the DK society through making the possible tariff savings (the key reason for BP implementation) less likely and more volatile. Reductions in the BP socioeconomic welfare in Denmark will occur if PGNiG and other shippers are forced to select alternative, more commercially viable and predictable routes of gas transport, following the principle of value maximization for its shareholders.

PGNiG points to the fact that given significant TOTEX spent on the BP project, even partial withdrawal of BP bookings and flows from the DK market will cause serious tariff consequences for all users of the DK network. This could have a knock on effect where each withdrawal of bookings and flows deteriorates commercial competitiveness and predictability of resulting tariffs and thus causes shippers to withdraw from the market even more. **Since PGNiG has a choice of different transportation routes, we are concerned that such a situation would impact existing users of the network in Denmark who have limited options of redirecting their bookings and flows and would need to operate in an environment with extremely high tariffs.**

We point to the fact that deterioration of the Baltic-Pipe socioeconomic value-added is the other side of the reduction in commercial potential of the NO-DK-PL transmission route and may result directly from the changes envisaged by the NER¹².

¹² Depending on their final shape, i.e. if the net effect results in tariff increases.

ISSUE E. Other issues

We have identified four other issues that in our opinion require further attention:

- Related to the introduction of ROI is the issue that the gas TSO will accumulate equity over time. The NER does not state how this equity may be used and there was some confusion about this issue during the 15 November meeting. We are of the opinion that it should not be allowed to transfer money between different ENDK businesses, i.e. between the gas TSO, gas DSO, gas SSO and the electricity TSO.

We specifically refer to a situation where equity is earned from collecting gas transmission tariffs and then this money is used to e.g. make investments or reduce tariffs in the electricity system or gas distribution system. We are certain that specific safeguards are already in place in ENDK to prevent such behavior, which would not be consistent with provisions of the European Union law.

Given that the NER deals with a number of issues related to ENDK's finances, we would like to encourage DEA to also provide dedicated references in the document to clarify the potential areas in which the collected equity may and may not be used by ENDK.

- The NER grants DUR the right to lay down a methodology according to which the gas TSO may apply for an adjustment of the depreciation period of selected investments. In this regard, a specific reference is made to the BP project.

If the depreciation of the BP is shortened compared to the 30-year period that was presented to OS 2017 participants in the OS 2017 Information Packages, this will constitute another major change to the business conditions we agreed to when signing the OS Capacity Agreement.

- One of the main tenets of the NER is to increase stakeholder involvement in the activity areas covered by ENDK. Therefore, in our opinion the NER provisions should be decisive and definite as to when market consultations should be held by ENDK or DUR. We notice one instance where this is not the case, namely in the process of developing the long-term network development plan, the NER only "suggests" consultations should take place with the market. We note that a long-term development plan carries both a strategic meaning and the potential to significantly increase tariff levels. Therefore, we believe that the NER should define the process of consulting the long-term investment plan as a requirement (rather than a possibility) for the gas TSO.
- NER proposes that a competent authority should lay down rules related to partial or whole – where considered appropriate – exclusion of gas upstream pipelines from the revenue framework. BP is mentioned here directly, whereas the existing North Sea assets are not. We find this passage confusing and propose to include in the NER guidelines on setting the future methodology on this issue to reflect the approach agreed with the market during OS 2017:
 - Existing offshore gas pipelines will not be included in the uniform cost allocation; and
 - BP project components, for which ENDK is responsible, will be all included in cost base for uniform tariff calculation. It is therefore expected that the costs of the Norwegian Tie-In (related to offshore pipeline described above) and the Expansion of the Danish Transmission System (including parts of CS Zealand will be fully included in the Danish cost base.

3. Final remarks and suggestions

We would like to reiterate our appreciation to DEA for inviting PGNiG to join this valuable consultation process on the NER. PGNiG recognizes and supports the Authority's proposals aimed at securing increased transparency and cost - effectiveness of the gas TSO and is committed to maintain its high support of the BP project.

We would like to underline that we fully respect the autonomy of the Danish government to regulate its own gas system. We nonetheless see that since we made a binding BP booking a number of factors (e.g. decisions / proposals issued by either DEA or DUR, updated market assumptions issued by ENDK) have contributed to a potential tariff increase, what we - for many reasons - find surprising. . From our perspective, this raises concerns about the predictability of our business in Denmark. We would like to operate in an environment that offers stable and competitive prices. Implementation of the NER, particularly the introduction of the ROI-component and different treatment of "old" and "new" infrastructure, creates a risk that the tariffs for the BP route will cease to remain competitive to the shippers and that the BP route will remain unused.

We would, however, like to highlight that if we are certain that the OS 2017 or similar levels of tariffs are offered to us over the 2023 – 2037 period, our strategy would be maximize our usage of the Baltic Pipe infrastructure, regardless of what principles and tariff construction rules are used to achieve this effect.

With regard to using the capacity booked during OS 2017, our interests are fully aligned with those of the Danish gas market participants. PGNiG would like to reiterate, that the OS 2017 booking was made in good faith with the intention to utilize it to the fullest possible extent.

Apart from the other suggestions that we have mentioned in this document, we would like to propose additional solutions which from our perspective would be valuable if introduced.

- 1) We suggest extending the revenue cap regulation by **introducing a rule stating that a tariff in the consecutive year may not be higher than the tariff in the previous year**. This is an issue that was raised by us at the 15 November 2019 meeting, however, we were not provided with a reply. We would therefore like to ask for a thorough consideration of this matter.
- 2) As we touched on above, a significant number of issues is left by the NER to be clarified or developed by competent authorities. We propose adding to the NER **an overarching imperative that all the competent authorities tasked with detailing the general NER guidelines should coordinate their work so that the net effect of their application is at least neutral to tariffs** (i.e. application of their decisions / methodologies should within reasonable expectation not result in any growth in tariffs). This will increase predictability for shippers.
- 3) If DEA decides not to incorporate these proposals in the final shape of the NER, PGNiG strongly suggests not to implement the proposed ROI-based tariff element as this seems to be against the best interest of the DK gas market participants, as discussed in this document.

We would be grateful to be included in any future consultations in relation to the detailed solutions to be developed based on the NER and are in the position to provide any required assistance with this process.

Klima-, Energi- og forsyningsministeriet ved Energistyrelsen
ens@ens.dk og msg@ens.dk

Radius Elnet A/S
Teknikerbyen 25
2830 Virum
Danmark

Tlf. 70 20 48 00
Fax 99 55 00 11

www.radiuselnet.dk
Cvr-nr. 29 91 54 58

Høringssvar til udkast til ændring af den økonomiske regulering af Energinet og Energinets proces for planlægning og netudbygning

10. december 2019

Radius takker for muligheden for at kommentere på udkastet til lovgivning vedrørende ændringen af den økonomiske regulering af Energinets forretningsområder samt lovgivning om processen for godkendelse af Energinets investeringsplaner, herunder udbygning af elnettet.

Med dette høringssvar ønsker Radius først og fremmest at bakke op om formålet med lovforslaget og den skitse til regulering, der her er beskrevet. Vi forstår således, at formålet med lovforslaget er at sikre transparens om Energinets investeringer og øvrige økonomiske forhold og at opgradere reguleringen, så den i højere grad giver incitamenter til effektiv adfærd og ikke mindst effektive investeringsbeslutninger. Vi ønsker dog samtidig at gøre opmærksom på en række bekymringer, som lovforslaget giver anledning til.

Høringssvaret indeholder tre afsnit. I det første giver vi generelle bemærkninger, der vedrører både den økonomiske regulering og investeringsprocessen. I det andet kommenterer vi udkastet til ændret økonomisk regulering, og i det tredje kommenterer vi forslag til Energinets investeringsproces.

Generelle bemærkninger

Radius' generelle bemærkninger omfatter følgende tre punkter:

1. Bekymring for at overlade et stort ansvar for udvikling af regulering hos Forsyningstilsynet
2. Rammerne for Energinets involvering i F&U aktiviteter
3. Normalisering af tarifiering, så Energinet kun tariferer egne kunder, mens distributionsselskaberne – via handelsselskaberne – tariferer egne kunder

Ad 1. Lovforslaget udmønter den stemmeaftale, der i 2018 blev indgået vedrørende rammerne for Energinet, men udgør fortsat kun en *ramme* for den

fremtidige regulering. Den mere konkrete implementering sker i bekendtgørelser, hvoraf mange udstedes af det uafhængige Forsyningstilsynet.

Denne fremgangsmåde er ny, og selvom den ikke nødvendigvis er principielt forkert, er det en ændring i roller og lovgivningsproces på energiområdet, som kræver væsentligt mere – eller i hvert fald en ændret prioritering – af Forsyningstilsynet, for at det bliver en succes. Når Forsyningstilsynet betros denne opgave er det vigtigt, at det sikres, at der er ressourcer og kompetencer til at løfte opgaven. Denne del er ikke tydelig i lovforslaget.

Under alle omstændigheder er det udfordrende at overlade opgaven til Forsyningstilsynet, når de i modsætning til Energistyrelsen, ikke har været direkte involveret i lovgivningsprocessen, som har fastlagt de overordnede rammer for den økonomiske regulering. Med Forsyningstilsynet som udsteder og forvalter af bekendtgørelsen er det særligt vigtigt, at det sikres, at bekendtgørelsen er en solid afspejling af de overordnede politiske rammer.

Radius er betænkelig ved, at disse nye opgaver kan lægge et stort beslag på ressourcer fra et i forvejen højt belastet Forsyningstilsynet, og at Forsyningstilsynet derfor bliver nødt til at nedprioritere andre vigtige opgaver med at udvikle reguleringen i andre dele af forsyningssektorerne og med at træffe gode, konsistente afgørelser.

Ad. 2. Med Regeringens og Folketingets målsætning om at reducere udslippet af drivhusgasser med 70 pct., er det vigtigt, at der arbejdes intensivt med forskning og udvikling på energiområdet. Med ansvaret for gas- og elsystemerne samt for transmissionsaktiverne er Energinet en helt central krumtap i energisystemet. Energinet skal ikke drive forskningen, men det bør sikres i lovgivningen, at Energinet har tilstrækkelige ressourcer og prioriterer at indgå aktivt i forskning og udviklingsaktiviteter i samarbejde med andre institutioner og virksomheder.

Lovforslaget viderefører den eksisterende bestemmelse fra bekendtgørelsen for systemansvarlig virksomhed (§12) om at Energinet skal gennemføre en sammenhængende og helhedsorienteret planlægning, som inkluderer forsknings- og udviklingsaktiviteter, som er nødvendige for en miljøvenlig og effektiv transmission. Radius så gerne denne del styrket, evt. ved at holde en ramme til F&U aktiviteter uden for indtægtsrammerne, så indsatsen på området fastholdes eller styrkes og ikke risikerer at blive nedprioriteret for at opfylde effektiviseringskrav.

Ad. 3. Energinet opkræver i dag hovedparten af indtægter til dækning af omkostninger til elsystemet og eltransmission på baggrund af slutkundernes forbrug. Der opkræves således en betaling fra alle kWh – også selvom den enkelte kundes forbrug ikke nødvendigvis har været understøttet af transmissionssystemet.

Det naturlige ville være at opkræve betalingen ved udvekslingspunkterne med netselskaberne, da det er belastningerne i hovedstationerne – og ikke slutkundernes forbrug – som er afgørende for Energinets omkostninger. En reform af denne type ville samtidig skabe et mere normalt forhold mellem Energinet og netselskaberne, hvor netselskaberne er kunder hos Energinet og kan bestille og betale for den nødvendige kapacitet. Det ville potentielt kunne forbedre processen med at udvikle og udbygge elnettet i grænsefladen mellem Energinet og netselskaberne.

Der pågår pt. et tværministerielt arbejde med at analysere og give anbefalinger til tariferingen. Radius anbefaler, at det som en del af dette arbejde grundigt analyseres, om det vil være fornuftigt med en reform, hvor netselskaberne bliver kunder hos Energinet og får ansvaret for at opkræve betalingen hos slutkunderne. Hvis netselskaberne får ansvar for at opkræve betalingen for TSO-ydelsen, kan dette tænkes konsistent sammen med den øvrige tarifering. Det vil dermed kunne sikre en mere enkel prissætning og sikre konsistens på tværs af TSO- og DSO-ansvar. Det gælder ikke mindst i forhold til de fleksibilitetsydelser, der skal udvikles og tilbydes til kunderne i elmarkedet.

Med en reform af tariferingen, hvor Energinet skal opkræve indtægter direkte for netselskaberne, vil der blive behov for en justering af den økonomiske regulering af både netselskaberne og Energinet.

Den økonomiske regulering af Energinet

Radius' bemærkninger til forslag til den økonomiske regulering af Energinet omfatter:

1. Opbakning til en modernisering af den økonomiske regulering med en overgang til indtægtsrammer og indregning af kapitalbindingsomkostninger
2. Støtte til disse første skridt i retning af mere aftalebaseret regulering forstået som en regulering, der tager individuelle hensyn til faktiske forhold vedrørende det regulerede selskab og dets kunder
3. Ønske om en balanceret og nuanceret regulering af Energinets leveringskvalitet

Ad 1. Lovforslaget beskriver en økonomisk regulering, der i langt højere grad end den hidtidige hvile i sig selv-regulering bygger på at give Energinet sunde incitamenters til at vælge de rigtige løsninger og i det hele taget at agere effektivt. Da meget endnu er overladt til implementering i bekendtgørelser er det svært at sige præcist, hvordan reguleringen kommer til at se ud og virke. Radius er dog overbevist om, at det er et vigtigt skridt i den rigtige retning at modernisere reguleringen, så den er baseret på indtægtsrammer og markedsbaseret indregning af kapitalomkostninger. Det henholdsvis styrker incitamentet til effektiv drift og giver et mere retvisende billede af, hvad det koster at binde kapital og dermed investere egne penge frem for at vælge andre

løsninger. Radius bemærker desuden, at uanset, hvem der afholder finansieringen, er det et projekts karakter og risici, der definerer kapitalbindingsomkostningerne.

Ad 2. Med krav om offentliggørelse af langsigtede udviklingsplaner, der bl.a. kan bruges til fastsættelse af indtægtsrammen, tager dette lovforslag det første skridt i retning af at supplere en mere mekanisk indtægtsrammefastsættelse med et aftalebaseret element. Det aftalebaserede element består i denne sammenhæng blot af at tage hensyn til de faktiske forhold for Energinet og Energinets kunder og interessenter – hvad enten det er producenter af energi, netselskaber eller større forbrugere. Radius er glad for at dette første skridt implementeres i forsyningsreguleringen og ser frem til at se det udbredt i andre forsyningssektorer, ikke mindst hos eldistributionsselskaberne, hvor det vil kunne give væsentlige samfundsøkonomiske gevinster.

Ad 3. Det understreges i udkastet, at Energinet ikke må effektivisere på bekostning af leveringssikkerheden, og at der derfor skal være en stærk regulering af leveringskvaliteten. Radius bakker op om, at reguleringen bør give incitament til at undgå afbrud på Energinets spændingsniveauer, da disse fejl potentielt påvirker rigtig mange kunder. Den stærke regulering bør dog også give samfundsøkonomisk mening og herunder tage hensyn til, at også Energinets elnet mange steder bliver ældre, uden at der her er tale om misligholdelse eller uhensigtsmæssig effektivisering. Den specifikke udmøntning af kvalitetsreguleringen bør derfor inddrage almindelige vilkår som nettets alder og tilstand, når der stilles konkrete krav til forsyningsikkerheden.

Lovforslag vedrørende Energinets investeringer

Radius' bemærkninger til lovforslag vedrørende processen for godkendelse af Energinets investeringer omfatter:

1. Støtte til formålet med at sikre transparens
2. Bekymring om agiliteten i Energinets investeringsbeslutninger, herunder om reguleringen fører til øget 'stop and go'
3. Vigtigt at centrale aktører inddrages kontinuerligt i Energinets investeringsplanlægning
4. Energinets netudviklingsplaner bør målrettes andre aktørers konkrete behov for viden – ikke være brede beretninger

Ad 1. Der er ingen tvivl om, at der særligt i de kommende år, hvor både Energinet og de lokale elnetselskaber skal investere store summer i forbindelse med tilslutning af vedvarende energi og stigende lokalt elforbrug, er der behov for stor gensidig transparens og dialog om, hvilke løsninger, der giver mening. I den forbindelse kan det være gavnligt med jævnlige udviklingsplaner fra Energinet. Men det vigtigste er fortsat, at der er kontinuerlig dialog mellem Energinet og Energinets kunder, herunder elnetselskaberne.

Ad 2. Når vi læser lovforslagets beskrivelse af processen for godkendelse af Energinets investeringer, får vi to bekymringer.

For det første er der mange involverede parter i godkendelsen af Energinets investeringer helt fra Energinets daglige ledelse, over Forsyningstilsynet og Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet til ministeren og Folketingets KEF-udvalg samt eventuel uvildig tredjepart. Da Radius' netplanlægning ofte er afhængig af Energinets investeringer, frygter vi, at der er meget lang procestid for Energinets beslutninger, og at beslutninger indimellem bliver omgjort. Det vil være unødvendigt byrdefuldt for Radius og Radius' kunder, hvis vi ikke kan stole på de beslutninger, Energinet træffer, eller hvis vi ikke kan stole på, at Energinet vælger den samfundsøkonomisk bedste løsning.

For det andet er vi bekymret for, at det bliver svært for Energinet at få godkendt investeringer, der ikke allerede er omfattet af en langsigtet udviklingsplan, og at der derfor kan gå to år, før nye projekter kan behandles hos Energinet. For mange aktører – både på forbrugs- og produktionssiden – er to år alt for lang tid at vente.

Ad 3. Det er positivt, at lovforslaget sætter krav om inddragelse af offentligheden. Som elnetselskab oplever vi allerede nu en velfungerende koordinering og dialog med Energinet om udvikling af elnettet. Vi ser meget gerne, at denne dialog og inddragelse fortsætter og foreslår, at det forankres i lovgivningen, at nøgleinteressenter inddrages kontinuerligt og særligt tæt i perioden op til aflevering af langsigtede udviklingsplaner.

Ad 4. Det er endnu ikke fastlagt, hvad Energinets langsigtede udviklingsplaner mv. skal indeholde, eller hvem de skal rettes mod. Radius mener, at det selvfølgelig er vigtigt, at Forsyningstilsynet kan bruge dem i deres arbejde med at godkende rammer for Energinet, men det er lige så vigtigt, at planerne er specifikt målrettede mod energisystemets øvrige aktører og kunder. Det bør til gengæld ikke være et mål for Energinets netudviklingsplaner – og slet ikke elnetselskabernes – at de kommunikerer direkte til det politiske niveau.

Radius ser frem til at følge den videre proces med udvikling af reguleringen af Energinet og håber, at den afføder lignende tiltag i andre forsyningssektorer, ikke mindst i brugen af mere aftalebaseret regulering.

Med venlig hilsen
Radius Elnet

Frederik Dalgård Andersen

Notat

14.11.2019

Sendt pr. mail til ens@ens.dk

Hørings svar Wind Denmark – Lov om Energinet, lov om elforsyning og lov om naturgasforsyning

Wind Denmark takker for muligheden for at afgive høringssvar til forslag til lov om ændring af lov om Energinet, lov om elforsyning og lov om naturgasforsyning. Wind Denmark støtter lovforslagets hensigt om at øge gennemsigtigheden i Energinet's netplanlægning, men vi ser udfordringer i elementer af den nye økonomiske regulering, som Energinet underlægges. Det foreslås bl.a. i lovforslaget, at udvalgte dele af transmissionsnettet skal markedsføres, hvilket ikke er i overensstemmelse med flere del af den europæiske regulering af det indre marked for energi.

Wind Denmark støtter lovforslagets forslag om, at Energinet skal anvende en sammenhængende helhedsorienteret planlægning i forhold til udviklingen af transmissionsnettet ved hvert andet år at udarbejde netudviklingsplaner.

Wind Denmark støtter den øgede interessentinddragelse, som foreslås i lovforslaget, men bemærker, at interessentinddragelsesprocessen bør være målrettet mod at få gennemført den lange række af udbygninger af elnettet, som den grønne omstilling nødvendiggør i de kommende år. Det er derfor afgørende, at interessentinddragelsesprocessen ikke medfører en generel forsinkelse i sagsbehandlingen af Energinets ansøgninger om udbygninger af elnettet.

Tidshorizonten i Energinets netudviklingsplaner, som skal udarbejdes hvert andet år, kunne med fordel være længere end de foreslåede 10 år, da 10 år kun svarer til etableringstiden for nye projekter. En tidshorizont på 15-20 år vil være hensigtsmæssigt i forhold til den grønne omstillings behov for netudbygning og en langsigtet planlægning.

Det er Wind Denmarks generelle vurdering, at gennemførelsen af den grønne omstilling kræver, at Energinet får mulighed for at investere i udbygninger af transmissionsnettet på baggrund af begrundede forventninger om udbygninger med vedvarende energi i specifikke netområder.

Hvis den nuværende situation opretholdes, hvor udbygninger af elnettet kun godkendes på baggrund af specifikke igangsatte projekter, risikeres det, at elnettet i stadigt stigende omfang vil være bagefter udbygningen med vedvarende energi. Dette kan resultere i øgede problemer med nettilslutning af nye vindmølleprojekter.

Reguleringen af Energinet bør derfor tillade, at virksomheden etablerer netforstærkninger til områder, hvor der forventes en udbygning med vedvarende energi. Dette burde være indskrevet i lovforslaget i form af, at de godkendelseskriterier, som Energinets projektansøgninger er underlagt, bør tillade denne type investeringer.

Det er afgørende for Danmarks rolle som udstillingsvindue for en ambitiøs og succesfuld grøn omstilling, at netudbygningen fortsætter med at være på forkant med omstillingen så Danmark ikke ender i tyske og svenske tilstande, hvor netudbygningen halter efter og bliver en barriere for klima- og energipolitikken. Wind Denmark er derfor bekymret for om lovforslaget i tilstrækkelig grad understøtter en løsning på en af de store udfordringer, som gennemførelsen af den grønne omstilling vil stå overfor indenfor de kommende år.

Lovforslaget indeholder desuden et forslag om at markedsføre anvendelsen af en del af Energinets transmissionsnet, de såkaldte synkronkompensatorer, til sikring af systembærende egenskaber og forsyningsikkerheden i elsystemet.

Det er Wind Denmarks opfattelse, at lovforslagets hensigt om markedsføring af synkronkompensatorer ikke er hensigtsmæssig og i samfundets interesse, og mindst lige så afgørende, at lovforslaget ikke er i overensstemmelse med eldirektivets bestemmelser omkring markedsføring af indkøbet af systembærende egenskaber.

En synkronkompensator er en integreret netkomponent, jf. artikel 2 stk. 51 direktiv 2019/944:

"51) »fuldt integrerede netkomponenter«: netkomponenter, der er integreret i et transmissions- eller distributionssystem, herunder lageranlæg, og som udelukkende anvendes til at sikre sikker og pålidelig drift af transmissions- eller distributionssystemet og ikke til balancering eller håndtering af kapacitetsbegrænsninger"

Wind Denmark bemærker, at synkronkompensatorer, som udelukkende anvendes til at sikre en sikker og pålidelig drift af transmissionsnettet, falder indenfor definitionen ovenfor, og lovforslaget bør bringes i overensstemmelse hermed, da enhederne skal ses som en del af transmissionsnettet.

Direktiv 2019/944 opsætter tydelige bestemmelser om, at integrerede netkomponenter ikke skal markedsføres og undtages for krav om udbud, jf. direktivets artikel 40 stk. 7. Derfor bør lovforslagets afsnit om dette område tages ud af lovforslaget for, at lovforslaget kan bringes i overensstemmelse med direktivet.

Energinet giver i rapporten "Behovsvurdering for systemydelser 2020"¹ udtryk for den samme vurdering af bestemmelserne i direktiv 2019/944, som er afspejlet ovenfor, og det bør derfor begrundes, hvorfor lovforslaget indeholder et forslag om markedsføring af dele af transmissionsnettet, som ikke er i overensstemmelse med den europæiske lovgivning.

Det er desuden problematisk, at Forsyningstilsynet pålægges at fastsætte regler om markedsføring af synkronkompensatorerne, da det i forordning 2017/ 1485 artikel 108 stk. 2a er fastlagt, at opgaven med udvikling og udformning af markederne for systemydelser er tillagt TSOen og ikke den uafhængige regulator. Denne del af lovforslaget er derfor heller ikke i overensstemmelse med den europæiske regulering.

¹ Se side 5 og side 15 i Energinets rapport om behov for systemydelser: [Link](#)

Wind Denmark bemærker yderligere, at forslaget om en markedsføring vil medføre, at elforbrugerne skal betale dobbelt for ydelserne til opretholdelse af forsyningssikkerheden, da de i første omgang skal betale for etableringen af netkomponenterne og derefter igen for markedsføringen, hvilket ikke er hensigtsmæssigt og risikerer at formindske elforbrugernes opbakning til den grønne omstilling.

Anvendelsen af netkomponenter til sikring af de systembærende egenskaber er derudover et afgørende skridt i forhold til et dansk elsystem baseret udelukkende på emissionsfri vedvarende energi fra vindmøller og solceller, som bør være en naturlig del af regeringens målsætning om en 70 % CO₂-reduktion i 2030 og et nuludledningssamfund senest i 2050.

Wind Denmark er tilgængelig for en uddybning af ovenstående.

Med venlig hilsen
Søren Klinge



Til: Energistyrelsen (ens@ens.dk), Mette Mosgaard (msg@ens.dk)
Fra: Henriette Fagerberg Erichsen (hfe@advokatsamfundet.dk)
Titel: Sv: Høring af lovforslag om ny regulering af Energinet med frist den 10/12 2019 kl. 12.00 (Sagsnr.: 2019 - 3)
Sendt: 14-11-2019 07:46

Tak for henvendelsen.

Advokatrådet har besluttet ikke at afgive høringssvar.

Med venlig hilsen



ADVOKATSAMFUNDET
RETSSIKKERHED · UAFHÆNGIGHED · INTEGRITET

Henriette Fagerberg Erichsen
Sekretær

Advokatsamfundet, Kronprinsessegade 28, 1306 København K
D +45 33 96 97 28
hfe@advokatsamfundet.dk - www.advokatsamfundet.dk

Til:
Fra: Mette Mosgaard (msg@ens.dk)
Titel: Høring af lovforslag om ny regulering af Energinet med frist den 10/12 2019 kl. 12.00
Sendt: 12-11-2019 16:43

Til alle høringsparterne

Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet skal venligst anmode om at modtage eventuelle høringssvar senest tirsdag den 10. december 2019 kl. 12.00.

Høringssvaret bedes sendt til ens@ens.dk med kopi til msg@ens.dk samt angivelse af journalnummer 2019-95910.

Med venlig hilsen

Mette Mosgaard
Chefkonsulent / Chief Advisor
Center for forsyning / Centre for Utilities and Supply

Mobil / Cell +45 33 95 58
17
E-mail msg@ens.dk

cid:image001.png@01D572EA.DB35FD80

Danish Energy Agency - www.ens.dk
- part of the Danish Ministry of Climate, Utilities and Energy

Til: Mette Mosgaard (msg@ens.dk)
Fra: 'fri@frinet.dk' (fri@frinet.dk)
Titel: SV: Høring af lovforslag om ny regulering af Energinet med frist den 10/12 2019 kl. 12.00
Sendt: 26-11-2019 11:38

FRI takker for muligheden for at afgive høringssvar på ovenstående høring.

Vi har ingen bemærkninger til den, da den ikke direkte påvirker rammebetingelserne for rådgivende ingeniørvirksomheder.

Med venlig hilsen

Ulrik Ryssel Albertsen



Erhvervspolitisk Chef
Foreningen af Rådgivende Ingeniører

Fra: Mette Mosgaard <msg@ens.dk>
Sendt: 12. november 2019 16:43
Emne: Høring af lovforslag om ny regulering af Energinet med frist den 10/12 2019 kl. 12.00

Til alle høringsparterne

Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet skal venligst anmode om at modtage eventuelle høringssvar senest tirsdag den 10. december 2019 kl. 12.00.

Høringssvaret bedes sendt til ens@ens.dk med kopi til msg@ens.dk samt angivelse af journalnummer 2019-95910.

Med venlig hilsen

Mette Mosgaard

Chefkonsulent / Chief Advisor
Center for forsyning / Centre for Utilities and Supply

Mobil / Cell +45 33 95 58 17

E-mail msg@ens.dk



Energistyrelsen

Danish Energy Agency - www.ens.dk

- part of the Danish Ministry of Climate, Utilities and Energy

Klima- Energi- og Forsyningsministeriet
Holmens Kanal 20
1060 København K
Att.: Chefkonsulent Mette Mosgaard

Pr. e-mail: ens@ens.dk; cc: msg@ens.dk

2. december 2019

Høring over forslag til lov om ændring af lov om Energinet, lov om elforsyning og lov om naturgasforsyning (ændring af den økonomiske regulering af Energinet og ny planlægnings- og investeringsgodkendelsesproces for Energinet m.v.) – j.nr. 2019-95910

Tak for muligheden for at kommentere udkastene.

Vi har ingen kommentarer af regnskabs- eller revisionsmæssig karakter.

Det er fornuftigt, at det anføres i lovbemærkningerne, at fristen for indsendelse af reguleringsregnskaber ikke skal fastsættes tidligere end fristen for indsendelse af årsrapporter.

Med venlig hilsen

Jeanette Staal
formand for FSR – danske revisorer
Forsyningsarbejdsgruppe

Alexander Munkholm Bruun
student

FSR – danske revisorer
Kronprinsessegade 8
DK - 1306 København K

Telefon +45 3393 9191
fsr@fsr.dk
www.fsr.dk

CVR. 55 09 72 16
Danske Bank
Reg. 4183
Konto nr. 2500102295

Til: Energistyrelsen (ens@ens.dk)
Cc: Mette Mosgaard (msg@ens.dk)
Fra: 19kontor@rigsrevisionen.dk (19kontor@rigsrevisionen.dk)
Titel: Journal nr. 2019-95910 - Høring af lovforslag om ny regulering af Energinet med frist den 10/12 2019 kl. 12.00
Sendt: 27-11-2019 12:59

Energistyrelsen har den 12. november 2019 sendt lovforslag om ny regulering af Energinet i høring.

Ministeriernes forpligtelse til at høre Rigsrevisionen er fastlagt af rigsrevisorloven, §§ 7 og 10 (Lovbekendtgørelse nr. 101 af 19/01/2012) og angår revisions- og/eller regnskabsforhold, der kan have betydning for Rigsrevisionens opgaver.

Vi har gennemgået lovforslaget og kan konstatere, at det ikke omhandler revisions- eller regnskabsforhold i staten eller andre offentlige virksomheder, der revideres af Rigsrevisionen.

Vi har derfor ikke – som det også var tilfældet i forbindelse med for-høringen af lovforslaget - behandlet henvendelsen yderligere.

Med venlig hilsen

Mette E. Matthiasen
Ledelsessekretariatet



Landgreven 4
DK-1301 København K

Tlf. +45 33 92 84 00
Dir.+45 33 92 85 73
mem@rigsrevisionen.dk

www.rigsrevisionen.dk

Fra: Mette Mosgaard <msg@ens.dk>

Sendt: 12. november 2019 16:43

Emne: Høring af lovforslag om ny regulering af Energinet med frist den 10/12 2019 kl. 12.00

Til alle høringsparterne

Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet skal venligst anmode om at modtage eventuelle høringsvar senest tirsdag den 10. december 2019 kl. 12.00.

Høringsvaret bedes sendt til ens@ens.dk med kopi til msg@ens.dk samt angivelse af journalnummer 2019-95910.

Med venlig hilsen

Mette Mosgaard
Chefkonsulent / Chief Advisor
Center for forsyning / Centre for Utilities and Supply

Mobil / Cell +45 33 95 58 17
E-mail msg@ens.dk



Energistyrelsen

Danish Energy Agency - www.ens.dk

- part of the Danish Ministry of Climate, Utilities and Energy

Til: Mette Mosgaard (msg@ens.dk)
Fra: Greennetwork (info@greennetwork.dk)
Titel: SV: Høring af lovforslag om ny regulering af Energinet med frist den 10/12 2019 kl. 12.00
Sendt: 13-11-2019 08:12

Tak for fremsendte.
Vi vil gerne slettes af høringslisten.
På forhånd TAK.

Venlig hilsen/Best regards

Susanne Lydholm
Managing Director/Partner



CSR Rådgivnings- og Kompetencecenter

Roms Hule 8, 3

7100 Vejle

Telefon: +45 70 25 40 70

Mobil: +45 22 98 03 33

E-mail: sly@greennetwork.dk

www.greennetwork.dk

Tilmeld dig Green Networks nyhedsbrev [her](#).

Følg os på



Fra: Mette Mosgaard <msg@ens.dk>

Sendt: 12. november 2019 16:43

Emne: Høring af lovforslag om ny regulering af Energinet med frist den 10/12 2019 kl. 12.00

Til alle høringsparterne

Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet skal venligst anmode om at modtage eventuelle høringssvar senest tirsdag den 10. december 2019 kl. 12.00.

Høringssvaret bedes sendt til ens@ens.dk med kopi til msg@ens.dk samt angivelse af journalnummer 2019-95910.

Med venlig hilsen

Mette Mosgaard

Chefkonsulent / Chief Advisor

Center for forsyning / Centre for Utilities and Supply

Mobil / Cell +45 33 95 58 17

E-mail msg@ens.dk



Energistyrelsen

Danish Energy Agency - www.ens.dk

- part of the Danish Ministry of Climate, Utilities and Energy