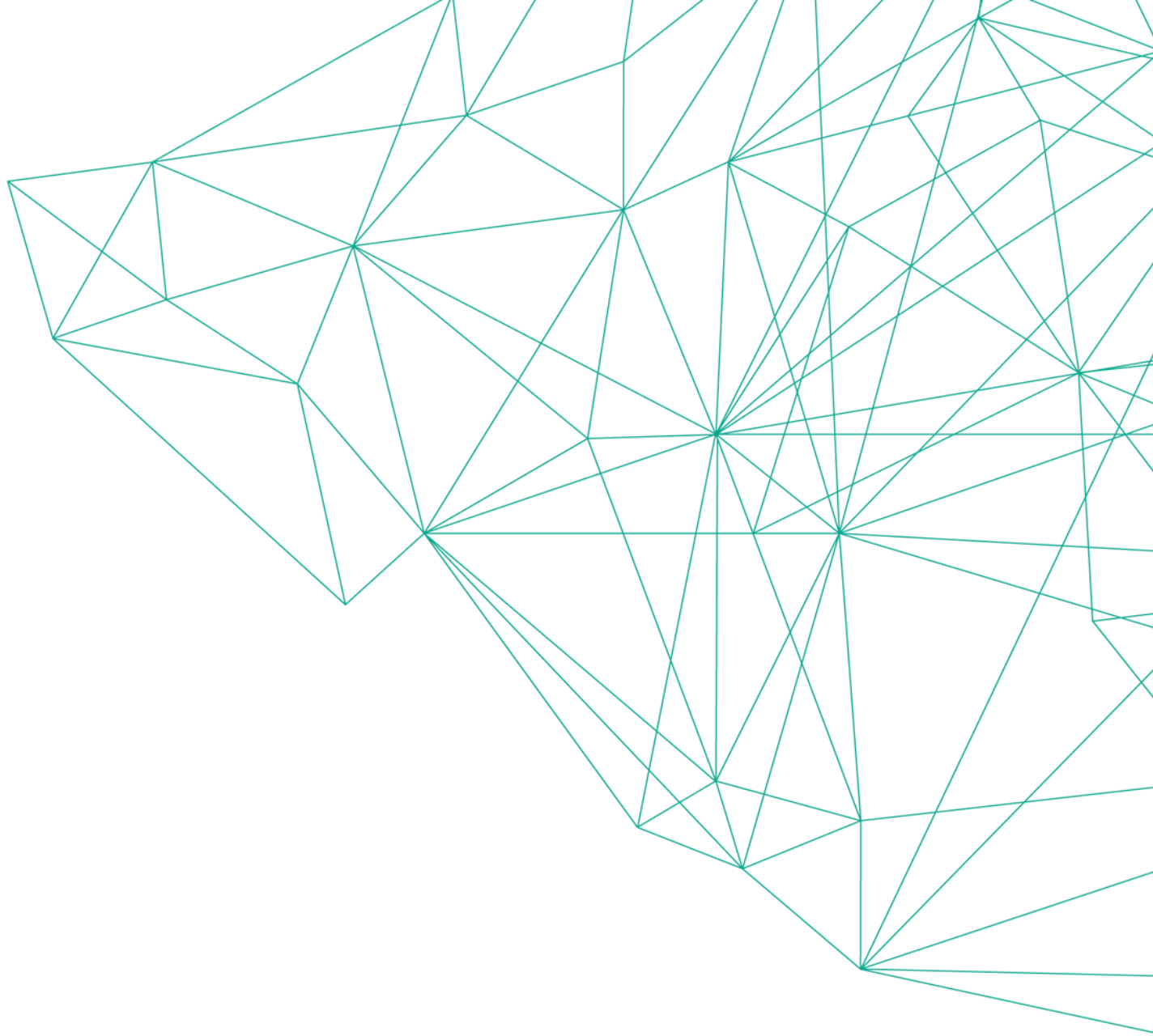




EVALUERINGSRAPPORT - PILOTPROJEKT FOR HANDEL MED LOKAL FLEKSIBILITET PÅ LOLLAND

Indhold

1. Baggrund	3
2. Forløb	4
3. Procedure i pilotprojektet	4
3.1 Transmissionsnettet på Lolland	5
3.2 Use cases i pilotprojektet	6
4. Erfaringer med konceptet	7
4.1 Energinet	7
4.2 Cerius, netselskaber & Dansk Energi	13
4.3 Balanceansvarlige	14
4.3.1 HOFOR	14
5. Datagrundlag	16
6. Evalueringspunkter	16
7. Hvad har vi ikke testet	19
7.1 Hvor kan der opstå problemer, og hvornår kan det blive kritisk?	19
7.2 Ekstreme scenarier	19
7.3 Regulering af forbrug	19
8. Forudsætninger for fremtidig anvendelse	20
8.1 Fremtidigt behov	20
Hvad forventes at ændres / implementeres hos Energinet / netselskaberne / balanceansvarlige aktører?	20
9. En samfundsøkonomisk betragtning	22
10. Konklusion / Anbefaling på baggrund af pilotprojektet	24

1. Baggrund

Energinet har i samarbejde med markedsaktører og netselskaber udviklet et konkret koncept til at løse flaskehalsproblemer i transmissionsnettet ved at implementere *handel med lokal fleksibilitet* i det eksisterende markedssetup for regulerkraftmarkedet.

Pilotprojektet blev i Q3-Q4 2020 afviklet på Lolland, i tæt samarbejde mellem Energinet, Cerius, Dansk Energi og balanceansvarlige aktører. Lolland og Sydsjælland er et produktionsdomineret geografisk område, hvor der allerede i dag kan opstå flaskehalsproblemer i transmissionsnettet ved intakt net i blæsende, solrige timer. Pilotprojektets formål har været at analysere og vurdere hvorvidt konceptet fungerer i praksis og kan implementeres nationalt. Nedregulering leveret af forbrug (en forøgelse af forbrug) har ikke været testet, da de deltagende aktører ikke har haft regulerbart forbrug i det geografiske område.

Energinet skal som systemansvarlig virksomhed sikre elforsyningssikkerheden og er som led heri forpligtet til at iværksætte de tiltag, der vurderes at have den største effekt til de laveste samlede samfundsøkonomiske omkostninger. Energinet har sagligt vurderet, at indkøb af lokal fleksibilitet udgør det mest omkostningseffektive tiltag i driften for at sikre at kapacitetsbegrænsninger i transmissionsnettet overholdes.

Energinet skal udbygge transmissionsnettet i samme hastighed som udbygningen af den vedvarende energiproduktion og forbrug. Lovgivningsmæssigt og teknisk er det ikke altid muligt at udbygge transmissionsnettet hurtigt nok til at dække behovet og det giver flaskehalsproblemer i transmissionsnettet, som ikke kan håndteres via de eksisterende elmarkeder. En løsning til håndtering af flaskehalsproblemerne i driftøjeblikket er at regulere lokal produktion og forbrug i situationer med stor belastning af nettet.

På Lolland er konceptet testet ved et lokalt behov for nedregulering til at reducere flowet i transmissionsnettet grundet stor VE-produktion. Konceptet er ikke testet for et lokalt behov for opregulering til at reducere flowet i transmissionsnettet grundet et stort forbrug.

Konceptet kort forklaret er der tale om en tilføjelse til det eksisterende regulerkraftmarkedet der skal sikre mulighed for en markedsrettet afhjælpning af lokale flaskehalse i transmissionsnettet i driftøjeblikket. Tilføjjelsen består af et geografisk tag (geo-tag) tilknyttet balanceringsenergibud. Ved at tilføje en specifik geografisk placering til bud i regulerkraftmarkedet opnås mulighed for lokal op- og nedregulering. De specifikke geografiske placeringer er nærmeste transformerstation i transmissionsnettet. Nedregulering forstås i elmarkedet som en reduktion af energien i nettet, dvs. enten en reduktion af produktion eller en forøgelse af forbrug. Opregulering er det modsatte.

Flaskehalsproblemer i transmissionsnettet løses i dag med beordring af nedregulering af produktionen, da der på nuværende tidspunkt ikke eksisterer andre alternativer. Reglerne og håndtering af beordring findes i notatet "*Begrænsninger af produktion i distributionsnettet af hensyn til begrænsninger i transmissionsnettet - proces ml. TSO og DSO*".¹

Mange forslag til handel med lokal fleksibilitet bruger markeds- og kommunikationsløsninger som ikke findes i dag og løsningerne har derfor en længere tidshorisont, for at de kan realiseres. Fokus har været at udarbejde et løsningsforslag, hvor handlen med lokal fleksibilitet, procedurerne og kommunikationen bag kan implementeres i det eksisterende markedssetup og med de tekniske løsninger, der er til rådighed i dag.

¹ Det eksisterende beordringskoncept vil fremadrettet kun anvendes som nødprocedure/backup til markedsløsningen, hvis aktivering af lokale bud ikke kan løse flaskehalsproblematikken alene eller hvis nødvendigt i fejlsituationer.

Løsningen skal på sigt koordineres med andre kommende værktøjer til håndtering af lokale flaskehalse. Ligeledes skal løsningen koordineres med implementeringen af fælles europæiske markeder for balanceringsenergi.

2. Forløb

Energinet startede et [udbud \(Link\)](#) for deltagelse i pilotprojektet i december 2019 på vegne af Energinet og Cerius. Halvdelen af de indsendte ansøgninger blev accepteret og de to balanceansvarlige aktører Centrica og Høfor, hvis ansøgninger blev accepteret, har aktivt deltaget i pilotprojektet med en samlet mængde på over 100 MW produktionskapacitet i form af vindmøller.

Rammerne for pilotprojekt var at markedsaktører, Cerius og Energinet afholdt egne omkostninger til implementering af funktioner der skulle bruges i forbindelse med testperioden, fx kommunikation, styringsudstyr osv.

Testperioden var oprindeligt planlagt til at være et halvt år, fra 1. april til 1. oktober 2020, men grundet Covid-19 blev starten udskudt til primo juni. Sidste test blev afholdt primo december, hvorfor piloten forløb over ca. et halvt år.

Det halve år skulle give mulighed for at opsamle tilstrækkelig driftserfaring til, at der kan ske en afsluttende evaluering af pilotprojektet. Dette mål er opfyldt og denne rapport er den afsluttende evaluering.

3. Procedure i pilotprojektet

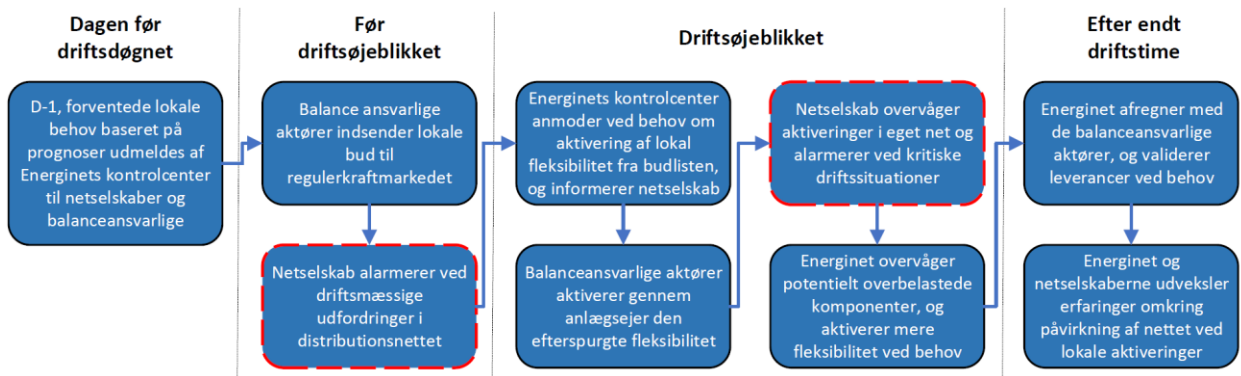
I pilotprojektet blev den foreslåede procedure for konceptet afprøvet. Proceduren starter ved at Energinet dagen før driftsdøgnet melder de forventede flaskehalse ud under de definerede geotags (mail). Netselskabet kan meddele at Energinet ikke kan aktivere lokal fleksibilitet jf. denne markedsbaserede løsning. Herefter aktiveres proceduren for beordring af lokal nedregulering i distributionsnettet. Netselskabet har under hele processen mulighed for at meddele Energinet at nødproceduren skal anvendes ved udfald eller fejl.

Leverandører af lokal fleksibilitet indsender bud i det eksisterende regulerkraftmarked med en tilføjelse af den geografiske kode for anlæg beliggende i den geografisk afgrænsede zone. De ved ud fra stamdataregisteret under hvilke geotag/transformerstation i transmissionsnettet deres anlæg hører til (i fejlsituationer eller ved revisioner og andet arbejde kan der kobles om i nettet og netstrukturen kan ændre sig).

Kontrolcenteret i Energinet aktiverer fleksibiliteten og overvåger nettet. Hvis aktiveringen ikke har den ønskede effekt, aktiveres yderligere fleksibilitet. I sådan en situation vil Energinet kontrollere aktiveringer for om den ønskede mængde rent faktisk har været leveret. De lokale bud aktiveres som specialregulering med pay-as-bid prissætning, dog med marginalprisen på regulerkraftmarkedet som minimum.

Den balanceansvarlige aktør skal logge effektmålinger for de aktiverede anlæg på minimum minuts opløsning. Hvis data for den planlagte/prognosticerede produktion/forbrug kun findes med højere opløsning, kan dette anvendes. Dog maksimalt på 15 minutters opløsning.

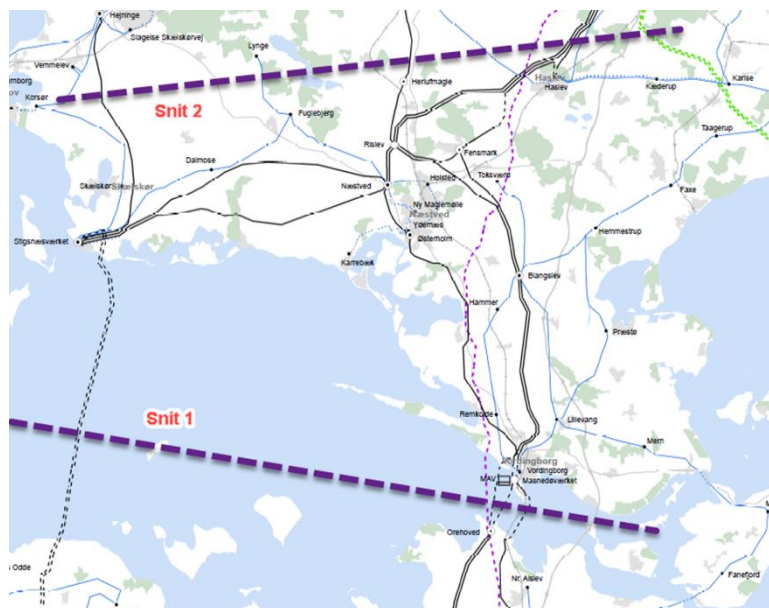
Herunder på **Figur 1** ses et simpelt blokdiagram for handlinger af de forskellige aktører under pilotprojektet. Netselskabet har mulighed for at alarmerer ved driftsmæssige udfordringer, både før og under lokale aktiveringer. Da muligheden kun anvendes ved udfordringer, er dette illustreret ved røde stiplede blokke.



Figur 1 – Blokdiagram for handlinger for forskellige aktører under pilotprojektet.

3.1 Transmissionsnettet på Lolland

Der kan opstå forskellige flaskehalsscenarier på Lolland. På **Figur 2** herunder er en illustration af de to snit som Energinet forventer overbelastes i situationer med samtidig høj vind og solproduktion. Det første snit er fra Lolland og Falster til Sydsjælland, hvor det andet snit er fra Sydsjælland til Midtsjælland. Potentielle overbelastninger af begge snit løses på samme måde i pilotprojektet, ved at efterspørge og aktivere lokal fleksibilitet på Lolland. Anlæg på Sydsjælland kan også afhjælpe en flaskehals i snit 2, men dette blev ikke testet i piloten.

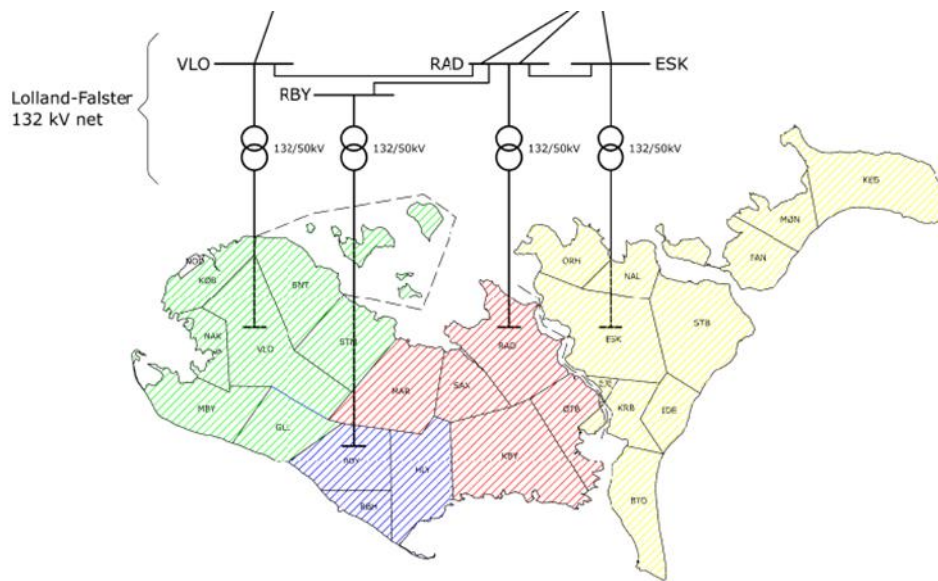


Figur 2 – To snit i transmissionsnettet ved Lolland og Sydsjælland der udsættes for stor belastning ved høj vind.

Snit 1: 3 x 200 MVA-forbindelser, 1 x 270 MVA-forbindelse. Kapacitet under hensyntagen til N-1 og ikke perfekt fordeling af overførsel på de 4 forbindelser: 600 – 650 MW.

Snit 2: 5 x 200 MVA-forbindelser. Kapacitet under hensyntagen til N-1 og ikke perfekt fordeling af overførsel på de 5 forbindelser: 650 – 700 MW.

Den maksimale nettoproduktion fra Lollands 50 kV net op i Energinets 132 kV net er ca. 260 MW. Her indgår 20–40 MW forbrug. De i pilotprojektet aktiverede mængder regulering på maksimalt 55 MW er ca. 1/6 af den rå produktion i 50 kV nettet. Derfor har Lollands 50 kV net været relativt lidt udfordret under pilotprojektet, da mængderne ikke var større.



Figur 3 - Sammenhængen mellem transmissions- og distributionstransformerstationerne på Lolland.

Målinger for medio 2018 og et år frem viser at nettet passer ret godt til det nuværende overførselsbehov. I 2019 var der et fåtal af timer med et behov for nedregulering lokalt på Lolland. Der har været enkelte perioder, hvor produktionen har været nedreguleret med 40 MW for ikke at overskride kapaciteten i nettet. Dette behov vil forøges ved tilslutning af nye anlæg bag flaskehalsen. Sammenhængen mellem transmissions- og distributionstransformerstationerne på Lolland kan ses på **Figur 3**.

3.2 Use cases i pilotprojektet

Forskellige variationer har været testet i en række Use Cases i pilotprojektet. Herunder en liste over de Use Cases der blev gennemført. Energien efterspørgsel efter reguleringer forstås som varslings af et forventet behov.

1a: Energien efterspørger lokal nedregulering med 24 timers varsel. Aktivering afhjælper overbelastning.

1b: Energien efterspørger lokal nedregulering med 24 timers varsel. Aktivering afhjælper ikke overbelastning tilstrækkeligt. Her efter-aktiveres den resterende manglende mængde.

2a: Energien efterspørger lokal nedregulering med 24 timers varsel. Prognose ændres drastisk. Et yderligere behov efterspørges 2 timer inden driftstimen. Aktivering afhjælper overbelastning.

2b: Energien efterspørger lokal nedregulering med 24 timers varsel. Prognose ændres drastisk. Et yderligere behov efterspørges 30 minutter inden driftstimen. Aktivering afhjælper overbelastning.

2c: Energien efterspørger ikke lokal nedregulering med 24 timers varsel. Prognose ændres drastisk. Et yderligere behov efterspørges 2 timer inden driftstimen. Aktivering afhjælper overbelastning.

2d: Energien efterspørger ikke lokal nedregulering med 24 timers varsel. Prognose ændres drastisk. Et yderligere behov efterspørges 30 minutter inden driftstimen. Aktivering afhjælper overbelastning.

For ovenstående Use Cases blev gradienten på nedreguleringen også varieret mellem 15 og 5 minutter, for at teste påvirkningen i det lokale net. Oprindeligt var planen også at teste både med og uden for- eller efterregulering af viklingskoblerne i distributionsnettet, men dette blev udeladt da det hurtigt kunne konstateres at den lokale spænding ikke blev påvirket betydeligt med de i pilotprojektet aktiverede mængder lokal nedregulering.

4. Erfaringer med konceptet

4.1 Energinet

Pilotprojektet har vist at den ønskede afhjælpende effekt på flaskehalse i transmissionsnettet opnås ved aktivering af lokale bud under transformerstationer i transmissionsnettet. Dertil at der i de produktionsdominerede områder hvor der er lokale behov for nedregulering opstår rigelig likviditet i regulerkraftmarkedet for lokale reguleringer. Behovet for lokale reguleringer opstår desuden primært i takt med at der i produktionsdominerede områder tilsluttes betydelige mængder ny VE produktionskapacitet. VE kapacitet der tilsluttes i dag forventes at deltage aktivt på regulerkraftmarkedet, samt at en stor del af den eksisterende VE kapacitet allerede deltager. Energinet forudser derfor ikke likviditetsproblematikker på lokale markeder når niveauet for de geografiske tags holdes på transformerstationsniveau i transmissionsnettet. Dertil skal det nævnes at Energinet ikke drager nogen konklusioner på et generelt niveau for prissætning af lokal fleksibilitet på baggrund af den opnåede erfaring i pilotprojektet, da dette har været for en begrænset periode med en begrænset mængde nedreguleringskapacitet. Se afsnit 9 for en uddybning.

På næste side på **Figur 4** ses et eksempel på aktivering af lokale nedreguleringsbud på Lolland til at afhjælpe flaskehalse i transmissionsnettet. Dette er for 132-50 kV transmissionsstationen Rødby (RBY) i en tretimers periode for test af en Use Case den 8. september 2020. Under station RBY foretages hhv. 23 og 22 MW lokal nedregulering fordelt på kl. 14 og kl. 15. Det ses tydeligt at flowet igennem stationen ændrer sig. I nedenstående periode ændrede vindhastigheden sig ikke betydeligt, hvorfor referenceproduktionen kan antages at være konstant. Det er dog ikke undersøgt om forbruget under denne station ændrede sig i løbet af perioden, men det er forventeligt at forbruget under stationen følger en klassisk døgnkurve og derfor stiger hen mod aftenen. Den balanceansvarlige aktør har leveret data per vindmøller bagved reguleringerne, som viser at vindmøllerne har leveret de ca. 45 MW summeret. På baggrund af ovenstående information kan det vurderes om nedreguleringen har haft den ønskede effekt.

Den samlede nedregulering under stationen er 45 MW, og flowet gennem stationen er reduceret med ca. 40-44 MW. Mindre variationer i vindhastighed og forbrug kan være skyld i de små afvigelser. Tilsvarende kan det skyldes at geotaget RBY dækker over et relativt stort geografisk område hvor de regulerede anlæg ikke nødvendigvis føder hele produktionen ind i det relevante knudepunkt, samt at distributionsnettet på Lolland er et maskenet og de lokale reguleringer kan føre til ændrede modstande og ændrede flows i nettet. På baggrund af samtlige udførte test vurderes opløsningen på geotags anvendt i pilotprojektet at have den ønskede effekt, ift. at finde en balance mellem markedslikviditet og præcision / virkningsgrad for relevante knudepunkter der ønskes aflastet.

På **Figur 5** ses flowet i transmissionsnettet fra Lolland mod Sydsjælland i et eksempel på en periode med massiv nedregulering i DK2 den 5. og 6. juli 2020. Nedreguleringsbehovet opstod grundet interne flaskehalse hos den nordtyske TSO TenneT, og jævnfør Energinets aftale med TenneT leverede danske aktører nedregulering til at håndtere flaskehalsen. I perioden blev både de deltagende vindmøller i pilotprojektet og andre anlæg på Lolland aktiveret til nedregulering, hvilket tydeligt kan ses på det ændrede flow. Det var en meget blæsende periode hvorfor den fulde transmissionskapacitet næsten var i brug da VE produktionen på Lolland oversteg det lokale forbrug og den overskydende lokale produktion i perioden blev sendt væk fra Lolland. Da nedreguleringen (uden geo-tags) begyndte i time 19 den 5. juli, reducerede flowet med mellem 150-200 MW for resten af natten, hvor der i en enkelt time var et yderligere reduceret flow.

Grundet den nuværende ikke-tilgængelige information for Energinet om anlæggene bag de aktiverede nedreguleringsbud er det ikke muligt præcist at placere geografisk hvor nedreguleringen foregår. Energinet har dog udviklet en metode til at estimere leveret nedregulering per vindmølle / vindmøllepark. Dette beregnes per balanceansvarlig og kan derfor ikke kodes sammen med enkelte bud. Der leveres næsten udelukkende nedregulering fra vindmøller på Lolland hvorfor Energinets metode kan anvendes til at sammenligne den estimerede nedregulering leveret fra vindmøller på

Lolland og ændringen i flowet. Tilsvarende som for beskrivelsen til **Figur 4** kan der være mange grunde til at den estimerede nedregulering afviger fra den målte ændring i flowet i transmissionsnettet, men der ses alligevel en tydelig sammenhæng som bekræfter at lokale reguleringer kan anvendes til at løse lokale flaskehalse i transmissionsnettet.

På **Figur 6** ses den estimerede leverede nedregulering fra landvindmøller på Lolland for samme periode for den samlede vindkapacitet og for den delmængde der deltog i pilotprojektet, hvor de specifikke vindmøller kendes og Energinets metode kan adskille deres bidrag fra totalen. For time 20, 21 og 22 den 6. juli blev der i pilotprojektet bestilt 55 MW nedregulering lokalt på Lolland. Der blev i disse timer ikke aktiveret andre nedreguleringsbud i hele DK2, hvorfor den estimerede nedregulering fra de i pilotprojektet deltagende møller kan sammenlignes med den bestilte mængde. Det ses tydeligt at de 55 MW nedregulering der er bestilt fra vindmøller deltagende i pilotprojektet, er estimeret til at have været leveret. Tilsvarende bekræfter data fra de deltagende balanceansvarlige aktører at de 55 MW nedregulering blev leveret.

På **Figur 7** ses den estimerede leverede nedregulering fra de i pilotprojektet deltagende møller kan sammenlignes med den bestilte mængde fra disse møller. Dette er for aktiveringer i pilotprojektet og ved andre aktiveringer i regulerkraftmarkedet i perioden Q3 og Q4 2020. Der ses en tydelig sammenhæng og en rimelig korrelation mellem aktiverede og estimeret leverede mængder (timer uden bestilt nedregulering er ikke medtaget).

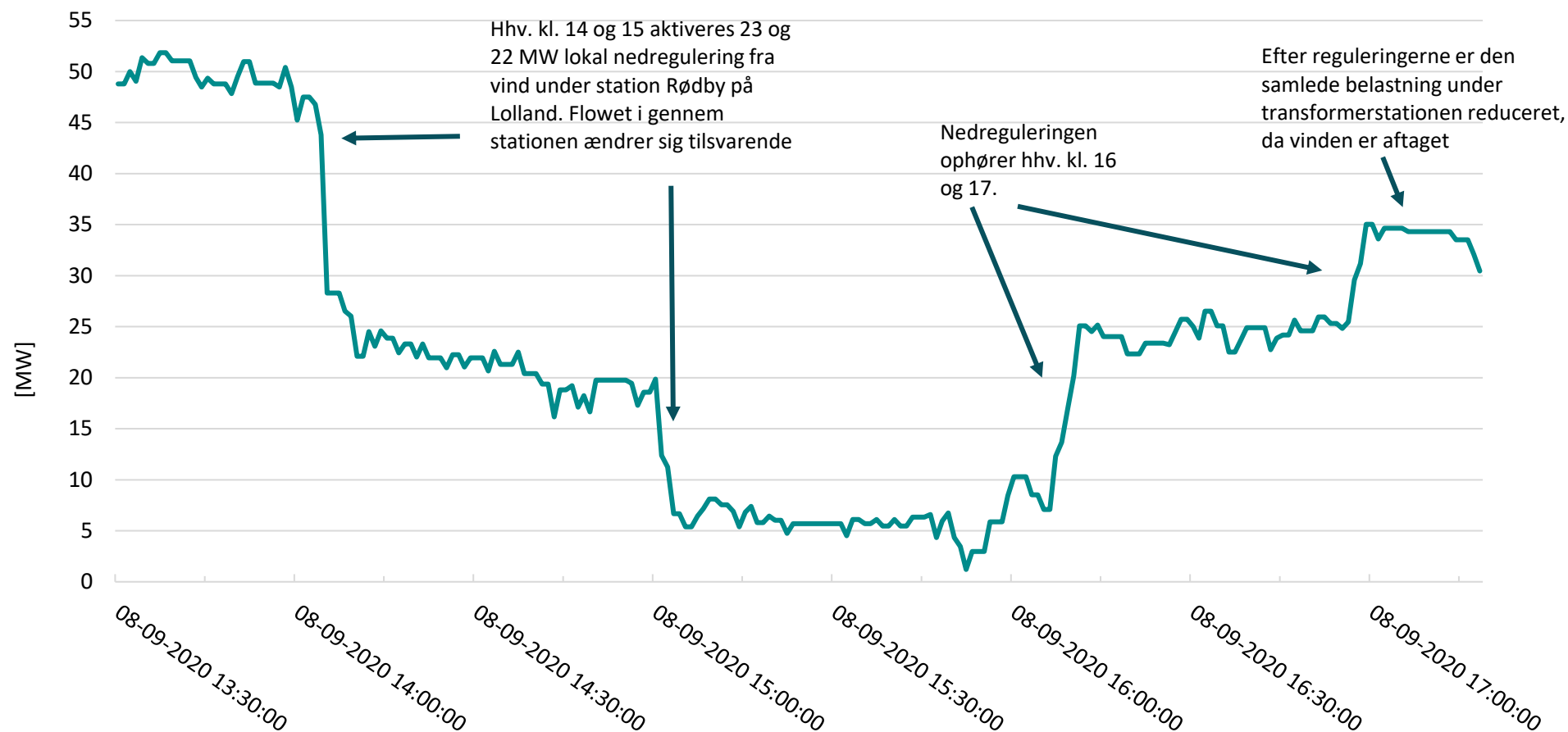
I timer uden bestilt nedregulering kan det ses på x-aksen at der i nogle timer estimeres at have været leveret over 50 MW nedregulering, dette kan skyldes negative spotpriser, vedligehold eller andet hvor de specifikke vindmøller har været nedreguleret af andre årsager end aktiveringer på regulerkraftmarkedet. Det kan også skyldes en skæv prognose da den estimerede nedregulering findes som forskellen mellem den prognosticerede og den faktiske produktion. Dette er ikke nærmere undersøgt, da det ikke har relevans i denne sammenhæng.

For de udførte use cases under pilotprojektet er der fundet data i minutopløsning for flowet gennem de relevante komponenter i transmissionsnettet, bl.a. for 132 kV linjerne fra Lolland mod Sydsjælland og Falster, hhv. Radsted-Eskilstrup, Radsted-Orehoved 1 og 2 samt Vest Lolland-Stigsnæs. Tilsvarende for 132 kV linjen på Lolland, Rødby-Radsted, da der ofte har været foretaget nedregulering under station Rødby. Derudover har de balanceansvarlige aktører leveret prognose- og produktionsdata per vindmølle for perioder med lokale aktiveringer. For samtlige test har det været muligt at se en rampe på nedreguleringen for vind samt en leveret mængde nedregulering svarende til stort set det bestilte. Energinet kan derfor i de konkrete tilfælde konkludere at leveringsgarantien ved handel med lokal fleksibilitet er tilstrækkelig.

Derudover har påvirkningen i flowet i nettet også kunne ses, og den samlede reduktion har været tæt på at være ens med den aktiverede mængde lokale nedregulering. Nedenstående figurer skal derfor ses som generiske eksempler. Enkelte tests har været utydelige ift. den opnåede aflastning, da en stor del af flowet er formodet at have ændret retning i distributionsnettet, hvorfor den forventede reduktion i transmissionsnettet til dels er blevet erstattet med et øget flow op fra lavere spændingsniveauer. Da der er usikkerhed om der i situationen er sket andet parallelt med den lokale nedregulering på Lolland, f.eks. et fald i forbrug, en forøgelse i produktion fra vind og sol eller andet, antages dette at være undtagelsen frem for reglen og undersøges derfor ikke nærmere.

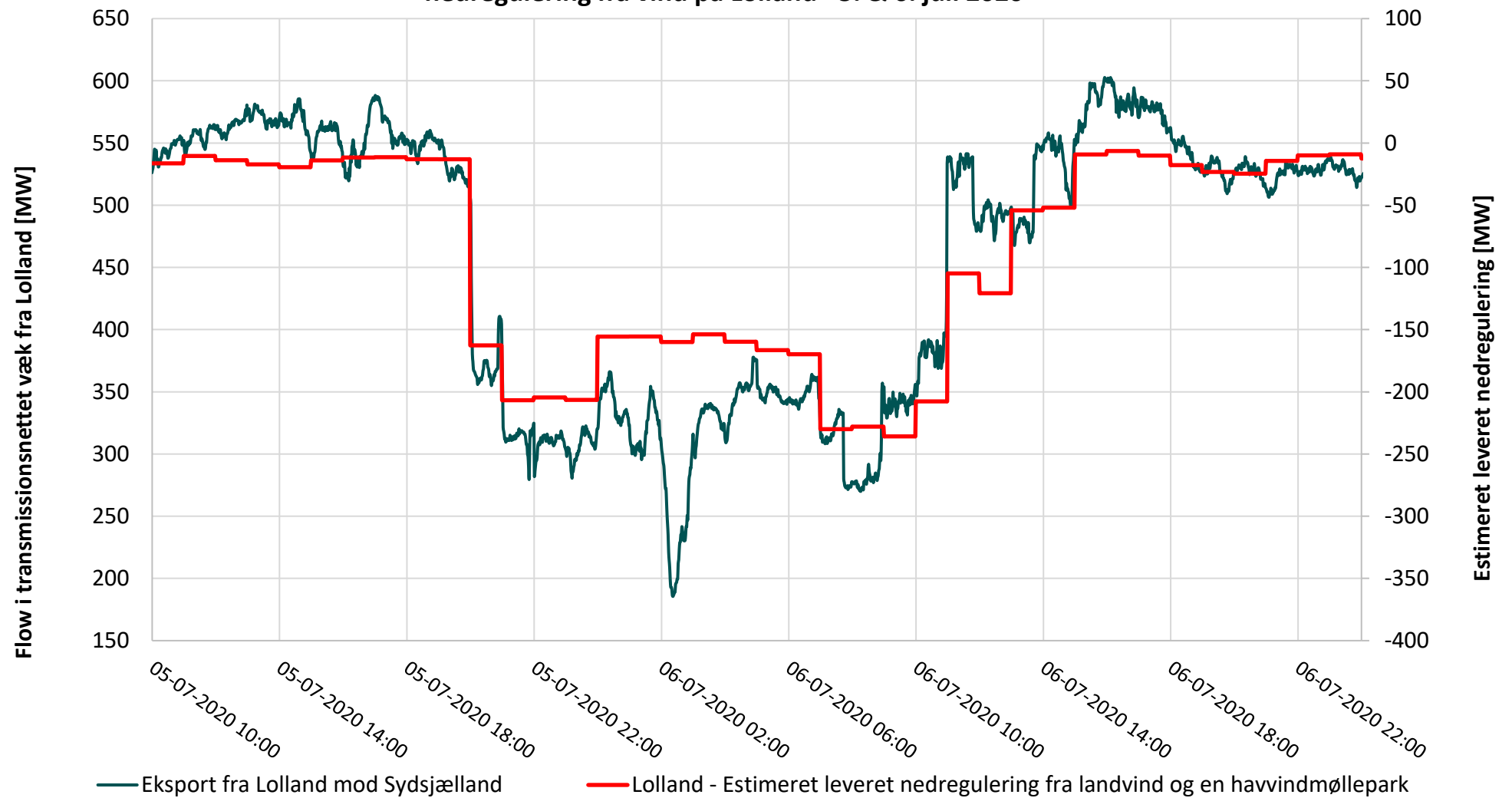
Da den relative aflastende effekt på de relevante komponenter for pilotprojektet for anlæg tilsluttet i et formasket distributionsnet på Lolland har været næsten 1:1 som hovedregel, antages konceptet for handel med lokal fleksibilitet at kunne anvendes med tilstrækkelig relativ aflastningseffekt alle steder i landet. Selvfølgelig med de nødvendige foranalyser af de specifikke fremtidige situationer.

Flow i gennem 132-50 kV station Rødby på Lolland [MW] - 8th of September 2020

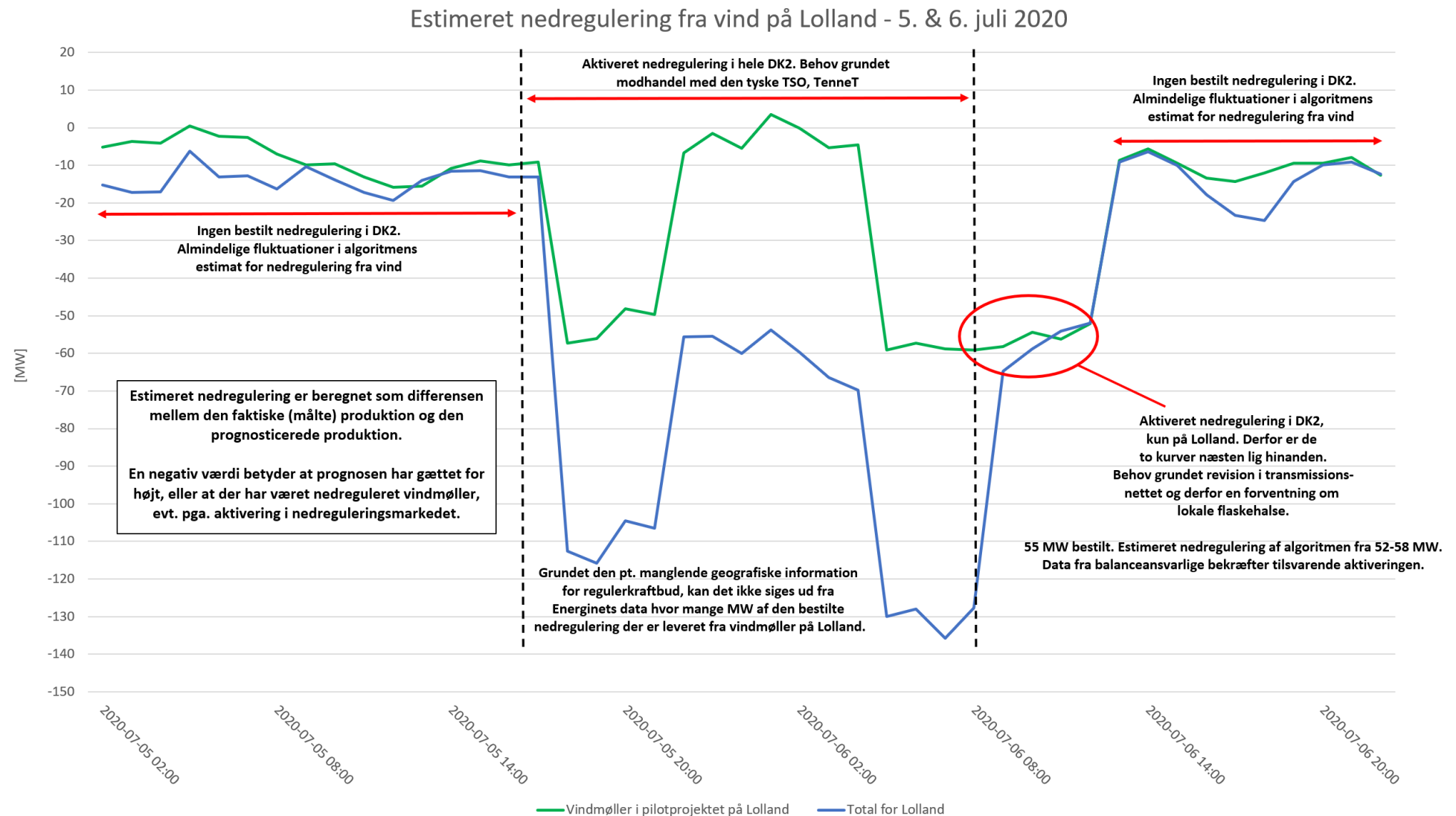


Figur 4 - Eksempel på aktivering af lokale nedreguleringsbud på Lolland til at afhjælpe flaskehalse i transmissionsnettet. Dette er for station Rødby (RBY) i en tretimers periode for test af en Use Case den 8. september 2020.

Flow i transmissionsnettet sammenlignet med estimeret nedregulering fra vind på Lolland - 5. & 6. juli 2020

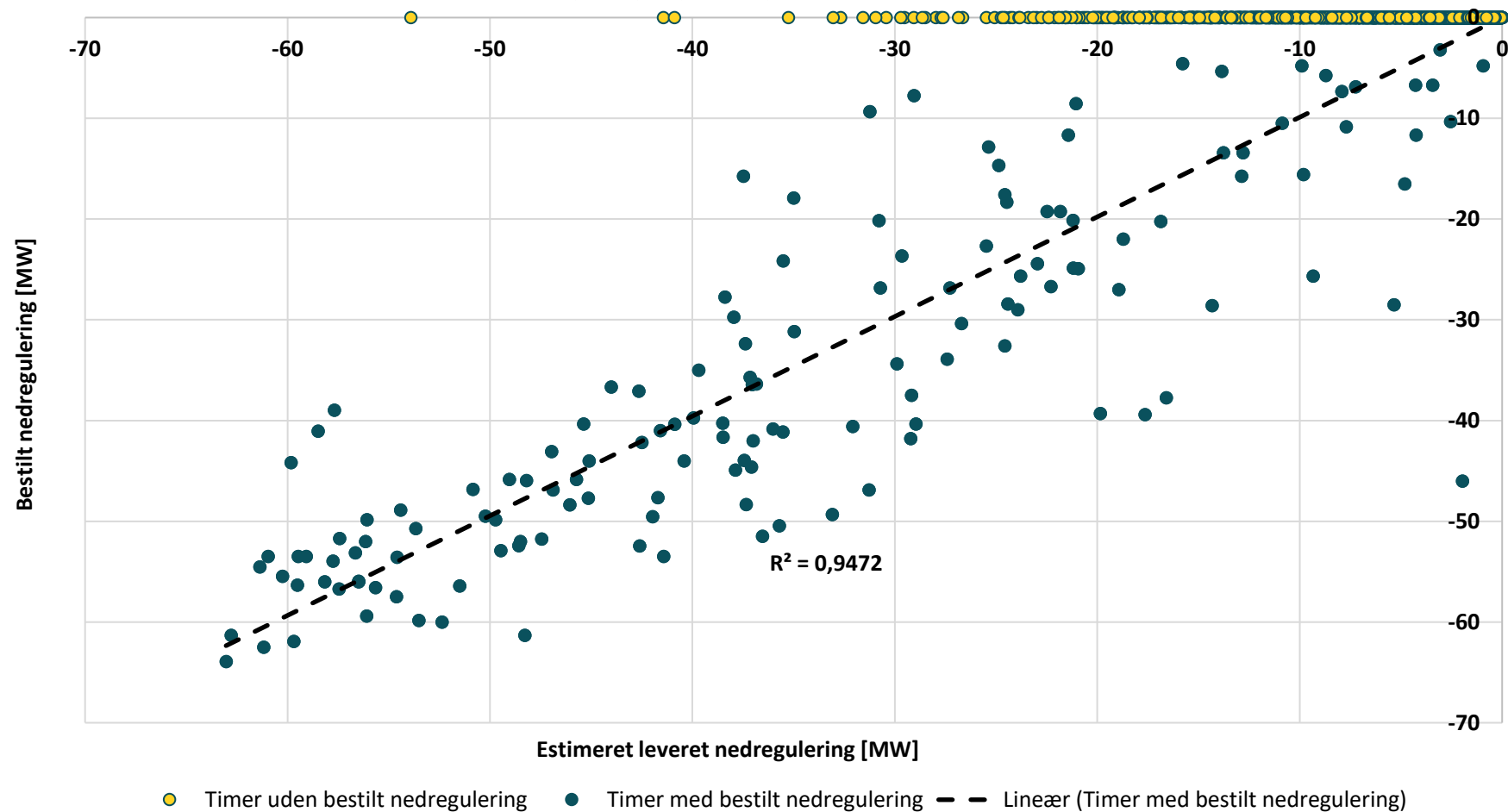


Figur 5 – Eksempel på flow i transmissionsnettet fra Lolland mod Sydsjælland i en periode med massiv nedregulering i DK2 den 5. og 6. juni 2020. Energinet har estimeret en mængde nedregulering der er leveret af vindmøller på Lolland. Denne mængde sidestilles med flowet for at vurdere virkningen af lokale reguleringer på Lolland.



Figur 6 – Estimeret nedregulering på Lolland fra vindmøller deltagende i pilotprojektet samt for alle vindmøller på Lolland. Eksemplet er for samme periode som **Figur 5**, hvor det tydeligt kan ses at de 55 MW nedregulering der er bestilt fra vindmøller deltagende i pilotprojektet, er estimeret til at have været leveret. Havvind indgår ikke i det totale estimat for Lolland, hvorfor at den totale nedregulering fra vind er lavere end på **Figur 5**.

Bestilt nedregulering sammenlignet med estimeret leveret nedregulering, begge for landvind i pilotprojektet på Lolland i Q3 & Q4 2020



Figur 7 - Bestilt nedregulering sammenlignet med estimeret leveret nedregulering fra vindmøller deltagende i pilotprojektet i perioden Q3 og Q4 2020. De medtagne aktiveringer er også ved anvendelse af lokale bud til almindelig balancering. Der ses en tydelig sammenhæng og en rimelig korrelation mellem aktiverede og estimeret leverede mængder (timer uden bestilt nedregulering er ikke medtaget).

4.2 Cerius, netselskaber & Dansk Energi

Cerius har helt generelt ikke oplevet forsyningstekniske problemer som overbelastninger eller store spændingsvariationer. Cerius har f.eks. ikke måttet efterregulere 132/50 kV viklingskoblerne én eneste gang ifm. pilotprojektet. Dette skyldes primært, at use cases forudsatte og kun blev gennemført ved intakt distributionsnet. Derudover var de faktiske nedreguleringer forholdsvis begrænsede effektmæssigt.

Det var ikke muligt i løbet af pilotprojektet at få omprogrammeret fjernkontrollsystemet til at opsamle 50 kV spændingsmålinger med forkortede intervaller. Arbejdsgruppen havde efterspurgt det, men det var ikke muligt for leverandøren af fjernkontrollsystemet at implementere det tids nok. Dvs. at alle 50 kV spændingsmålinger er med 15 minutters midelværdier og ikke egnede til at identificere evt. kortvarige spændingsvariationer.

Cerius observerede ingen uventede kritiske ændringer af flow i nettet.

Cerius observerede dog en forventet men uplanlagt overbelastning tidligt i pilotprojektet. Under en planlagt nedregulering var der tilfældigvis opstået et udfald af en 50 kV linje i samme område som nedreguleringen. Der var derfor ikke længere kapacitet i det lokale 50 kV net til den bortregulerede produktion. Men grundet et svigt i kommunikationsproceduren imellem Energinets og Cerius' kontrolcentre (som efterfølgende blev justeret) tillod Energinet, at nedreguleringen ophørte. Cerius 50 kV net blev derpå delvist overbelastet, indtil Cerius havde identificeret og bortkoblet den "overflødige" produktion.

I pilotprojektet er kommunikationen mellem Energinets og Cerius' kontrolcentre blevet fintunet, dels for at reducere de nødvendige varslingsstider og dels for at "indbygge" et ekstra varsel for ophør af reguleringen. Ved ophør af nedregulering regulerer produktion tilbage, hvilket kan være kritisk for netselskaber ved en kritisk lokal 50 kV fejl eller ved netselskabets behov for efterregulering af mere nedregulering.

På **Figur 8** ses et eksempel på en meddelelse fra Energinets til Cerius' kontrolcentre under pilotprojektet. Perioden for det forventede behov, behovets forventede størrelse, de anvendelige geografiske tags til at afhjælpe flaskehalsen i transmissionsnettet, de forventede tidspunkter hvor de faktiske reguleringer udføres på de fysiske anlæg samt årsagen til behovet kan findes i meddelelsen.

Energinet forventer at få et behov for nedregulering torsdag den 19.11.2020 på Lolland fordelt på timerne:

- 10.00 – 14.00, på ca. 50 MW under station/stationerne **VLO/RAD/RBY**

OBS: For denne test skal ramperne for aktiveringen af bud foretages på tilnærmelsesvis 5 minutter, i stedet for de oprindelige 15

Nedregulering:

Rampe:	Nedregulering: 10:00-10:05
Ingen regulering:	Nedreguleret: 10:05-13:55
Rampe:	Opregulering: 13:55-14:00.

Årsag til nedregulering: For høj produktion fra VE på Lolland.
Balanceansvarlige bedes sende regulerkraftbud med et geografisk tag for en af stationerne på Lolland.
Cerius bedes informere hvis denne nedregulering **ikke** kan finde sted grundet nettekniske udfordringer.

Figur 8 – Eksempel på kommunikation mellem Energinets og Cerius' kontrolcentre i pilotprojektet ved behov for lokal nedregulering på Lolland.

4.3 Balanceansvarlige

4.3.1 HOFOR

Der har været en ret begrænset aktivitet i pilotprojektet, hvilket gør evalueringen vanskelig på grund af begrænsede erfaringerne. Aktuelt er HOFOR blevet aktiveret 13 gange, og dette tal indeholder også de gennemførte tests. Ved opstarten af pilotprojektet, var der forventning om et noget højere aktivitetsniveau.

Det har dog været værdifuldt at være med i pilotprojektet, da HOFOR har ønsket at bidrage til at håndtere flaskehalsproblemerne i nettet, og samtidig har det været med til at "skubbe på", så HOFOR er kommet med i regulerkraft / specialregulering med vindportefølje både i DK2 og DK1.

I nedenstående evalueres dels aktiviteterne i processen og dels kommunikation / dataflow.

Processen

Aktiviteten: Udmeldingen af forventede lokale behov fra Energinets Kontrolcenter.

Varslingen om nedreguleringsbehov er ind i mellem kommet noget senere end forventet. Så varslingen på de 24 timer (Dagen før) er ikke altid blevet overholdt. Denne kommunikation fra Energinets Kontrolcenter og Cerius til balanceansvarlige aktører kunne med fordel forbedres. Dette er naturligvis kun relevant hvis der ved endelig implementering og udbredelse af produktet forventes at kommunikere en varsling.²

Aktiviteten: Indsendelse af bud.

I pilotprojektet har der været krav om en minimum bud størrelsen på 5 MW. Det vil være en fordel for HOFOR hvis dette krav om minimum budstørrelse blev fjernet eller alternativt sat ned. HOFOR har enkelte vindparker med en ret lille produktionskapacitet, som kun kan bydes ind i sumbud med andre møller. Dette gør buddene mindre anvendelig for håndtering af lokal fleksibilitet.

Aktiviteten: Modtagelse af anmodninger af aktiveringer fra Energinets Kontrolcenter.

Denne aktivitet har fungeret udmærket. Ved en national implementering ville det være værdifuldt at kunne se om en aktivering er en aktivering af et lokal-fleksibilitets-bud eller et almindeligt bud i prisområdet.

Aktiviteten: Aktivering af den efterspurgte fleksibilitet.

HOFOR har haft lidt udfordringer med at levere den aftalte ramping hen over 15 minutter. Det vil derfor være relevant at evaluere på om der reelt er teknisk behov for denne ramping, eller om reguleringen kan foretages på en gang.³ HOFOR har i pilotprojekts foretaget implementering af forbedringer af bl.a. ramping funktionalitet i egne systemer, som avendes til at styre HOFORs vindmøller.

HOFOR har grundlæggende formået at stoppe og starte møllerne på de aftalte tidspunkter. Der har dog været en aktivering, som ikke blev foretaget som planlagt. Der har også været udfordringer, når der har været teknikere i møllerne samtidig med aktiveringer. Det har resulteret i at vindmøller få gange er blevet startet op, hvor de burde være stoppet. HOFOR vil med fordel kunne forbedre overvågningen af lokale aktiveringer, for at sikre en opmærksomhed på denne performance.

Aktiviteten: Datagrundlag og Afregning.

² Det var en del af pilotprojektet at forkorte varslingsperioden. Det revurderes efter implementering og anvendelse, hvorvidt der er behov for en varsling.

³ Det tillades at reguleringen foretages som et step hvis regulerkraftbuddet er lig med eller mindre end 3 MW.

Afregningen af lokal fleksibilitet har fungeret udmærket.

HOFOR har leveret datagrundlag for de gennemførte aktiveringer. Ved en udbredelse af produktet, forventer HOFOR ikke at skulle levere dette datagrundlag for alle aktiveringer, men vil kunne levere data for et mindre antal stikprøver.

Aktiviteten: Kommunikation / Dataflow

I den nuværende kommunikation sender HOFOR Geotag via feltet "Bid ID" for regulerkraftbuddet. Dette har fungeret udmærket men det forventes ikke at være den endelige løsning.

HOFOR har for alle regulerkraftbud i DK2 sendt geotag, dog ikke på sumbud som dækker flere vindparker. Dette setup vil forholdsvis nemt kunne implementeres i DK1.

HOFOR har i perioden fået udviklet og forbedret en del funktionalitet i et internt system, som anvendes til at styre vindmøller. Der er dog stadig en række forbedringer af systemet som kunne gennemføres for at styrke kvaliteten af aktivering og øge brugervenlighed for kollegaer i den interne afdeling, Short-Term-Trading (STT).

Nogle af disse forbedringer er:

- Sikre en bedre integration mellem styringssystemet og Deal-capture-system for i højere grad at sikre at de bestilte aktiveringer gennemføres.
- Øge sikkerhed for at kun møller som STT er balanceansvarlige for kan aktiveres i styringssystemet.
- Give STT et bedre overblik over kommende start og stop jobs af vindmøllerne. I dag vises også allerede gennemførte jobs.

Konklusion

Hvis behovet for lokal fleksibilitet forventes at stige til et niveau, som er markant højere end det vi har set her i pilotprojektet, så virker det fornuftigt at håndtere dette kommercielt med budgivning som det er afprøvet her i pilotprojektet.

HOFOR er positiv for at skalere produktet op til nationalt niveau og gælde for både DK2 og DK1.

HOFOR vil skulle foretage et antal optimeringer af interne processer samt systemer. Det vil ligeledes være en fordel hvis de her anførte evalueringspunkter til produktets procedure implementeres.

5. Datagrundlag

For at give den bedste mulighed for efterfølgende at analysere aktivering af de lokale regulerkraftbud på Lolland i forbindelse med pilotprojektet, er følgende data blevet opsamlet.

Energinet

- Forventede udmeldte behov per time pr. transformerstation/-er
- Lokale regulerkraftbud på Lolland for perioder med et udmeldt lokalt behov for nedregulering – priser og mængder
- Aktiverede lokale regulerkraftbud på Lolland for perioder med et udmeldt lokalt behov for nedregulering – priser og mængder
- Vindprognose for Lolland
- Systemet i situationer med et lokalt behov for nedregulering: Områdeubalance / frekvens / aktivering af regulerkraftbud til andre formål
- Aflastning af relevante komponenter i transmissionsnettet (data for effektmålinger på stationer og linjer).

Balanceansvarlige

- Prognose og faktisk produktion for anlæg bag aktiverede lokale nedreguleringsbud

Cerius

- Spænding før og efter tidspunktet for reguleringen for relevante transformerstationer (flere udvalgte steder)
 - o Dette viste sig desværre ikke muligt at få i høj nok opløsning ifm. pilotprojektet.
- Observationer omkring ikke forventede og/eller kritiske ændringer af flow i nettet

6. Evalueringspunkter

Energinets individuelle evalueringspunkter er besvaret i afsnit 4.1. Derfor er de ikke medtaget i følgende afsnit.

- Har der været uforudsete problemstillinger?

Hverken Energinet, Cerius eller andre parter er stødt på uforudsete problemstillinger i pilotprojektet.

- Har forsyningssikkerheden hos netselskaberne været påvirket?

Cerius krav til pilotprojektet var, at nedreguleringer udelukkende måtte foretages varslet, inden for normal arbejdstid og ved intakt distributionsnet. Dette skyldtes, at Cerius' fjernkontrollsystem ikke var tilstrækkeligt automatiseret til automatisk og hurtigt at håndtere især udfald af lokale 50 kV linjer under nedregulering. Dvs. at Cerius' driftsvagter skulle manuelt kunne nå at foretage de nødvendige modforanstaltninger. Inden for disse rammer agerede pilotprojektet uden negativ påvirkning af Cerius' forsyningssikkerhed.

- Hvad sker der i distributionsnettet, når transmission aktiverer produktion/forbrug tilsluttet i distributionsnettet
 - hvilken overvågning, styring og nødprocedure bliver der brug for i distributionsnettet, når Energinet aktiverer lokal fleksibilitet i form af nedregulering af produktion? Vurderes ud fra at de i pilotprojektet manuelle handlinger i DSO kontrolcenteret skal automatiseres, samt om det afprøvede koncept har fungeret under antagelsen at processerne fremadrettet bliver automatiske. Det vurderes også om kommunikationen under pilotprojektet har været tilstrækkelig

Som udgangspunkt kan Energinet aktivere større nedreguleringer i distributionsnettet med kort varsel eller uvarslet, uden at det medfører problemer i distributionsnettet. Dette gælder også, hvis der allerede er udfald af 50 kV linjer i distributionsnettet. I så fald vil de berørte decentrale producenter allerede være udkoblet og ikke kunne nedreguleres yderligere af Energinet. Evt. problemer vil typisk opstå, hvis der under Energinets nedregulering opstår udfald af lokale 50 kV linjer. To problemstillinger skal derpå kunne håndteres hurtigt og "korrekt":

- Netselskabets fjernkontrolsystem / driftvagt skal kunne forudse, at der vil kunne opstå overbelastninger ved ophør af Energinets nedregulering og i god tid kunne planlægge de korrekte modforanstaltninger.
- Netselskabets fjernkontrolsystem / driftvagt skal nedregulere tilstrækkelig og "korrekt" lokal decentral produktion, samtidigt med at Energinets nedregulering ophører. Udfordringen er her, at "korrekt" betyder, Netselskabet udelukkende må nedregulere den lige netop nødvendige lokale decentrale produktion for at nettet ikke overbelastes. Men det kan i praksis være de samme eller nogle helt andre produktionsanlæg end dem, som indgår i Energinets nedregulering. Et moderne fjernkontrolsystem kan uden problemer håndtere dette, hvis der er programmeret et fast regelsæt ind i fjernkontrolsystemet til dette. Der er dog en sidste udfordring. Fjernkontrolsystemet vil formodentligt i mange situationer vælge at nedregulere de samme få decentrale producenter, da de dels er egnede til nedregulering, dels er placeret tæt ved centrale knudepunkter i 50 kV nettet.

- Kan Energinet i nogle situationer aktivere fleksibilitet selvom distributionsnettet er fejllramt?
 - Vurderes ud fra test af Use Cases og DSO-data for lokal spænding.

Ja, men det forudsætter automatisering af netselskabets fjernkontrolsystem, især til håndtering af ophør af Energinets nedreguleringen.

- Er krav til ramperegulering på 15 minutter nødvendig?
 - Vurderes ud fra test af Use Cases og DSO-data for lokal spænding.

Det er Cerius' umiddelbare vurdering, at ramperegulering på 5 minutter er uproblematisk, hvis netselskabets fjernkontrolsystem er tilstrækkeligt automatiseret. Der er dog også en sammenhæng imellem rampetid og størrelsen af nedreguleringen, som ikke kunne afklares som del af nærværende pilotprojekt.

- Samfundsøkonomi:
 - Omkostninger hos netselskaberne, balanceansvarlige og anlægsejere. Vurdering fra deltagende parter i pilotprojektet hvad automatisering af processerne ville have af omkostning.

Automatisering af driften hos netselskaberne vil udgøre en betydelig omkostning for netselskaberne. Behovet for automatisering af driften er dog ikke udelukkende pga. aktivering af lokale reguleringer, men grundet den voksende både implicitte og eksplicitte fleksibilitet og dynamik. Den samfundsøkonomiske gevinst ved at kunne implementere muligheden for aktivering af lokale reguleringer i stor skala anses sammen med andre medfølgende gevinster at være langt større end omkostningen for automatiseringen.

Automatisering af processen for håndtering af geografiske tags hos balanceansvarlige aktører anses ikke for en betydelig omkostning sammenlignet med den samfundsøkonomiske gevinst ved at kunne implementere muligheden for aktivering af lokale reguleringer i stor skala. Tilsvarende eksisterer reguleringsmulighederne og kommunikation allerede på størstedelen af de fleksible anlæg i dag, hvorfor dette forventeligt også vil være implementeret for nyttilkomne anlæg.

- Informationsniveau og kommunikationskrav mellem Energinet hhv. netselskabet og balanceansvarlige. Vurderes på baggrund af test af Use Cases.

Det i pilotprojektet anvendte niveau for informationsudveksling vurderes at være passende. Energinets Kontrolcenter kan overskue processen, og hhv. Cerius og de balanceansvarlige har givet udtryk for at de modtager nok information til at kunne agere hensigtsmæssigt i tide.

7. Hvad har vi ikke testet

7.1 Hvor kan der opstå problemer, og hvornår kan det blive kritisk?

I pilotprojektet blev der maksimalt efterspurgt 50 MW lokal nedregulering på Lolland. Der har derfor ikke været testet massiv samtidig nedregulering lokalt i distributionsnettet. Det forudses at det potentielt kan give problemer i distributionsnettet ved ophør af nedregulering ved massiv lokal efterspørgsel. Tilsvarende er det ikke testet hvis en betydelig fejl i distributionsnettet indtræffer under en lokal nedregulering efterspurgt af Energinet.

Hvordan kan disse situationer håndteres i konceptet i den nuværende situation?

Netselskabet skal i dag have et tilstrækkeligt varsel til at forhindre ophør af Energinets nedregulering. Det skyldes primært manglende automatisering af netselskabets fjernkontrolsystem. Men helt generelt må man efterhånden erkende, at tiden og forholdene er ved at være løbet fra, at netselskabets driftvagt altid kan gennemskue, hvad der aktuelt er den optimale modforanstaltning. Dvs. automatisering af netselskabets fjernkontrolsystem er generelt påtrængende.

7.2 Ekstreme scenarier

Der har under de udførte tests ikke været et modsatrettet reguleringsbehov ift. balancen i prisområdet eller synkronområdet. Teoretisk kunne det ske at der opstod et lokalt nedreguleringsbehov samtidig med et stort prisområde-opreguleringsbehov ved fuld import på alle udlandsforbindelser, hvor det derfor kun er opreguleringsbud internt i prisområdet fra anlæg i den resterende del af nettet som ikke har et lokalt behov for nedregulering. Energinet indkøber kapacitetsreserve for at sikre et minimum af energiaktiveringsbud til balancering. Dimensioneringskriteriet er størrelsen på det potentielle største enkeltstående udfald. Hvis dette skulle indtræffe samtidigt med et lokalt nedreguleringsbehov, ville Energinet ikke have sikret nok energiaktiveringsbud via kapacitetsindkøbet. Frivillige regulerkraftbud ville derfor være nødvendigt for at holde områdeubalancen til et acceptabelt niveau. Dette er dog et meget tænkt scenarie, som vurderes usandsynligt at ville indtræffe.

Lokale aktiveringer kan potentielt give et behov for at sikre en større mængde energiaktiveringsbud i modsatte retning. Dette vurderes at være af ubetydelig karakter de næste par år hvor behovet for lokale reguleringer forventes at holdes til en relativ lille mængde sammenlignet med udbuddet af energiaktiveringsbud på regulerkraftmarkedet.

7.3 Regulering af forbrug

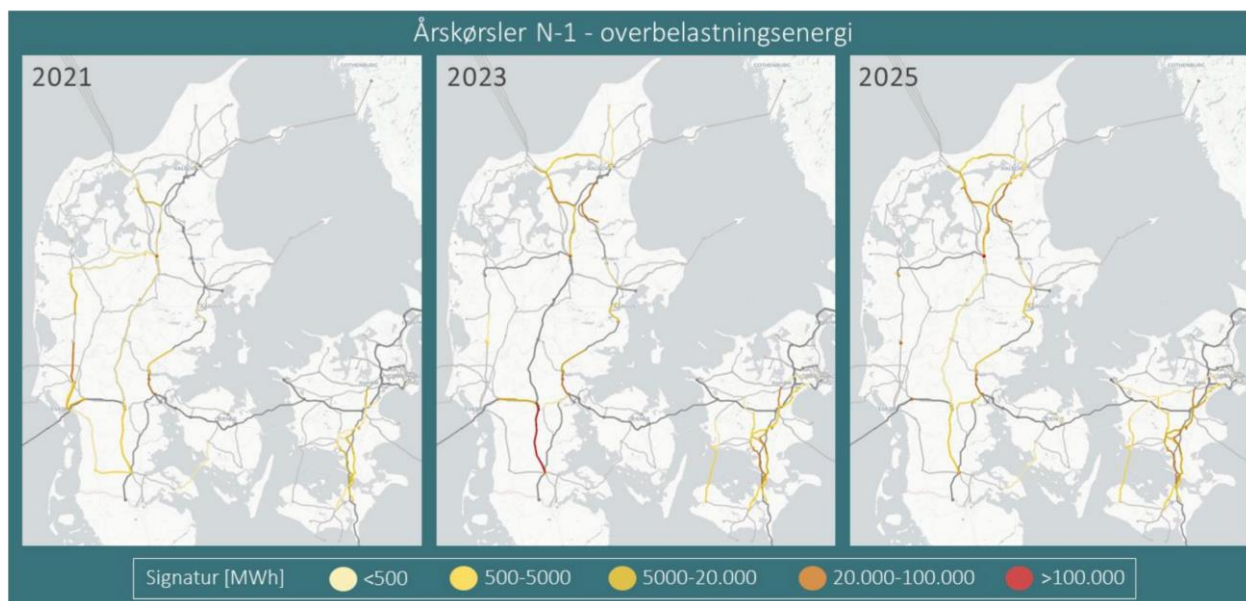
Det er vigtigt at præcisere, at projektet har været afgrænset til produktion da de deltagende aktører ikke havde fleksibelt forbrug i det specifikke geografiske område, Lolland. Der kan således ikke konkluderes på aktivering af forbrug på baggrund af projektet. En tilsvarende systemmæssig nedregulering foretaget af forbrug (forøgelse af forbrug) for at opnå samme effekt ift. aflastning af transmissionsnettet vil have en anden påvirkning på distributionsnettet, da dette med højere sandsynlighed ville kunne medføre overbelastninger. Ved anvendelse af konceptet i fremtiden er det derfor nødvendigt at Energinet i samarbejde med det lokale netselskab har en dialog om lokale regulering foretaget af forbrug. Hvis en generel konklusion skal drages for forbrug, er der behov for yderligere analyse.

Ved regulering af forbrug kan belastningen af det lokale net forøges samtidig med at transmissionsnettet aflastes, da en større andel af den lokale produktion aftages lokalt og derved ikke skal transporteres væk for det produktionsdominerede område. Tilsvarende sammenligning kan laves ved forbrugsdominerede områder ved behov for lokal opregulering. En forøgelse af produktion kan i dette tilfælde have samme effekt, hvorfor det for netselskabet vil være en sikrere løsning at reducere forbruget. Energinet vil i samarbejde med Dansk Energi og netselskaberne starte en dialog om anvendelse af konceptet i forbrugsdominerede områder med behov for lokal opregulering.

8. Forudsætninger for fremtidig anvendelse

8.1 Fremtidigt behov

Lolland er et godt eksempel på et geografisk afgrænset område, hvor man i løbet af 2021 og 2022 forventer at opleve lokale overbelastninger ved intakt net pga. stor tilvækst af VE produktionskapacitet. Energinet kan ikke udbygge nettet i samme hastighed som VE udbygningen, hvorfor overbelastninger under alle omstændigheder skal håndteres i driften til trods for at en eventuel netudbygning er på vej, medmindre ny VE produktion ikke nettilsluttes.



Figur 9 - Overbelastningsenergi affødt af AF19 under hensyntagen til N-1 med det eksisterende net som baggrund.

På **Figur 9** ses overbelastningsenergi affødt af AF19 under hensyntagen til N-1 tegnet ind med det eksisterende net som baggrund. Det er få komponenter i transmissionsnettet der forventes overbelastet i de kommende år, og belastningsgraden forventes også at være lav.⁴

Overbelastningsenergien for de specifikke komponenter på Lolland og Sydsjælland ligger for 2021 mellem 500-20.000 MWh på et år. Behovet forventes at stige mod 2023 og 2025, men her vil nettet forventeligt også være forstærket i en række af de ovenstående områder. Energinet vil i sin årlige behovsanalyse for transmissionsnettet vurdere og udmelde forventede behov for lokale reguleringer.

Hvad forventes at ændres / implementeres hos Energinet / netselskaberne / balanceansvarlige aktører?

Netselskaberne forventer at øge graden af automatiseret overvågning og styring af distributionsnettene. Dette vil muliggøre større lokale aktiveringer end med de nuværende manuelle processer. Hvordan det specifikt vil blive implementeret, og hvornår det forventes at ske hos de forskellige netselskaber, vil være en individuel betragtning. Den økonomiske regulering af netselskaber forventes at tilpasses til at understøtte investeringer i dette.

Energinet driver sammen med de andre nordiske TSO'er et fælles energiaktiveringsmarked til balancering af prisområderne og synkronområdet. På nuværende tidspunkt videresendes samtlige bud til den fælles nordiske platform. I fremtiden, forventeligt 2024, vil dette nordiske marked integreres med et lignende Europæisk marked. På dette fælles Europæiske marked vil TSO'er ikke have mulighed for at aktivere energibud til intern prisområdebalancering. Derfor skal

⁴ BEHOVSANALYSE FOR ELTRANSMISSIONSNETTET 2020 - [Link til rapport](#)

hver TSO implementere en national løsning hvor nationale energibud anvendes til håndtering af interne flaskehalse hvorefter de resterende bud videresendes til den fælles europæiske platform for balancering. Hvordan den nationale løsning vil se ud i Danmark, er ikke besluttet endnu, men det vil forventeligt være todelt i hhv. et nationalt og et fælles nordisk setup.

9. En samfundsøkonomisk betragtning

For at vurdere den samfundsøkonomiske konsekvens ved anvendelsen af konceptet for handel med lokal fleksibilitet er der herunder foretaget fire betragtninger. Hhv. påvirkningen på prisdannelsen på regulerkraftmarkedet, en teoretisk sammenligning med alternativet i form af beordringer, en sammenligning af den vægtede gennemsnitspris for specialnedregulering grunde flaskehalse i tilstødende prisområder, samt at håndtere flaskehalse ved at udbygge nettet.

Første betragtning. Aktivering af balanceringsenergi (mFRR energiaktivering) til håndtering af lokale flaskehalse ikke må påvirke marginalprisen på balanceenergi, hvorfor balanceringsenergi aktiveret til håndtering af lokale flaskehalse afregnes efter pay-as-bid princippet da disse bud potentielt ikke følger meritlisten. Ved anvendelse af balanceringsenergi aktiveret til håndtering af lokale flaskehalse vil marginalprisen på balanceringsenergi desuden ikke påvirkes betydeligt da behovet for balanceringsenergi til håndtering af lokale flaskehalse i transmissionsnettet meldes ud af Energinet dagen før driftsdøgnet på baggrund af prognoser og forventede lokale belastninger i nettet. Derudover estimeres behovet for anvendelse af balanceringsenergi til håndtering af lokale flaskehalse at begrænse sig til få produktionsdominerede geografiske områder i begrænsede perioder i løbet af et år, samt være ubetydeligt sammenlignet med behovet for anvendelse af balanceringsenergi til balancering.

Det vil være en meget begrænset mængde af indmeldte bud for balanceringsenergi der vil påvirkes samt anvendes til lokale behov. Det vil desuden kun være muligt for anlæg beliggende i det geografiske afgrænsede område at deltage i den lokale regulering, hvilket ligeså er en meget begrænset mængde af den samlede anlægsportefølje i Danmark. De forventede overbelastningsenergier jævnfør **Figur 9** kan sammenlignes med den samlede mængde modtagne regulerkraftbud summeret for hele 2019, som var 15.000.000 MWh for både op- og nedregulering for hele Danmark. Lokale problemer vil derfor kun udgøre en lille delmængde af den samlede budmængde, forventeligt under 1 % for 2021 for hele Danmark. Derfor vil anvendelse af balanceringsenergibud til lokale problematikker ikke påvirke marginalprisen på balanceringsenergi betydeligt. Ved et voksende behov for lokal fleksibilitet og en bredere udrulning af konceptet vil den potentielle påvirkning af marginalprisen på balanceringsenergi selvfølgelig øges. Energinet vil derfor løbende observere og vurdere denne potentielle påvirkning.

Anden betragtning. Ved anvendelse af beordringer til aflastning af lokale flaskehalse i transmissionsnettet vil det markedsteoretisk ikke være lige så omkostningseffektivt som anvendelse af et lokalt marked. Det lokale marked skal sikre at de anlæg hvor omkostningen til at foretage den nødvendige regulering er mindst, også er de anlæg der aktiveres. Dette kan ikke sikres ved anvendelse af beordringer. Ved beordringer kan det sikres at anlæggene med størst aflastningsnyttelvirkning reguleres, men for omstændighederne for pilotprojektet er det blevet bevist vist at dette ikke har en synderlig påvirkning med den valgte størrelse på det geografiske marked da aflastningen af transmissionsflaskehalsen stort set har været 1:1 med den nedregulerede mængde. Derudover kan den anvendte kompensationsforpligtigelse for 2020 ved beordret nedregulering sammenlignes med en vægtet gennemsnitspris for indkøbt nedregulering i pilotprojektet på Lolland, som antages at være et relativt illikvidt marked ift. det forventede udbud ved fremtidig anvendelse efter godkendelse af metoden for handel med lokal fleksibilitet.

Den gennemsnitlige kompensation fra Energinet for beordret nedregulering for 2020 har været 151,4 DKK/MWh, hvor den vægtede gennemsnitspris for indkøbt nedregulering i pilotprojektet har været ca. en tredjedel deraf. Tilsvarende kan den vægtede gennemsnitspris for de lokale reguleringer på Lolland sammenlignes med den vægtede gennemsnitspris for specialregulering i 2020 til alle andre formål end lokale reguleringer. Sidstnævnte var 169,4 DKK/MWh. Prisen på specialregulering er også påvirket af væsentlig større behov og aktiveringer som fører priskrydset længere ud af meritkurven. Specifikt for pilotprojektet kan det trods konkluderes at prisdannelsen i det lokale marked derfor betragtes

konkurrencedygtigt og som det samfundsøkonomiske optimale håndtag til håndtering af lokale flaskehalse i transmissionsnettet. Energinet vil løbende følge prisudviklingen i lokale markeder, og Energinet vil også her udøve sin overvågende rolle som for systemydelsesmarkederne. Tilsvarende gælder principperne for anvendelse af Cost+ og Reguleret Pris ved udbud uden konkurrence også for lokale markeder.

Fjerde betragtning. Endelig er det væsentligt løbende at forholde sig til den samfundsøkonomiske værdi af en markedsudsættelse af lokale flaskehalse i transmissionsnettet sammenlignet med omkostningerne til forstærkning af transmissionsnettet. Herunder også om en markedsudsættelse udgør en midlertidig løsning frem til netforstærkninger er mulige, et redskab til udskydelse af netforstærkninger eller, om en markedsudsættelse kan forventes at udgøre en mere permanent løsning. Disse parametre vil Energinet løbende tage i betragtning ved en implementering af konceptet i konkrete flaskehalssituationer – både på Lolland og andre steder, hvor tilsvarende flaskehalse eksisterer eller imødeses.

10. Konklusion / Anbefaling på baggrund af pilotprojektet

I pilotprojektet har Energinet som hovedregel opereret med en varslingsaf behov for nedregulering af produktion dagen før driftsdøgnet. Denne varslingsdeadline er ikke altid blevet overholdt grundet uforudsete behov, eller udformningen af specifikke use cases der har testet en varslings tætte på driftstimen. Varsling to timer før driftstimen vurderes ikke at skabe problemer for hverken Cerius eller balanceansvarlige aktører. Energinets behovsvurdering vil alt andet lige være mere præcis jo tættere på driftstimen det beregnes, men netselskabet skal stadig have mulighed for at danne sig et overblik over driftssituationen og balanceansvarlige aktører skal have mulighed for at indsende regulerkraft bud med et geografisk tag for de relevante anlæg.

Energinet anbefaler at implementere en varslingsdeadline på to timer før driftstimen.

I pilotprojektet har de balanceansvarlige aktører leveret nedregulering som en gradient / rampe eller tilnærmelsesvis en rampe (trappe). Cerius har ikke oplevet spændingsvariationer med den mængde lokale reguleringer der har været foretaget i pilotprojektet, men tidligere erfaringer har vist at store lokale reguleringer kan give udslag i spændingen.

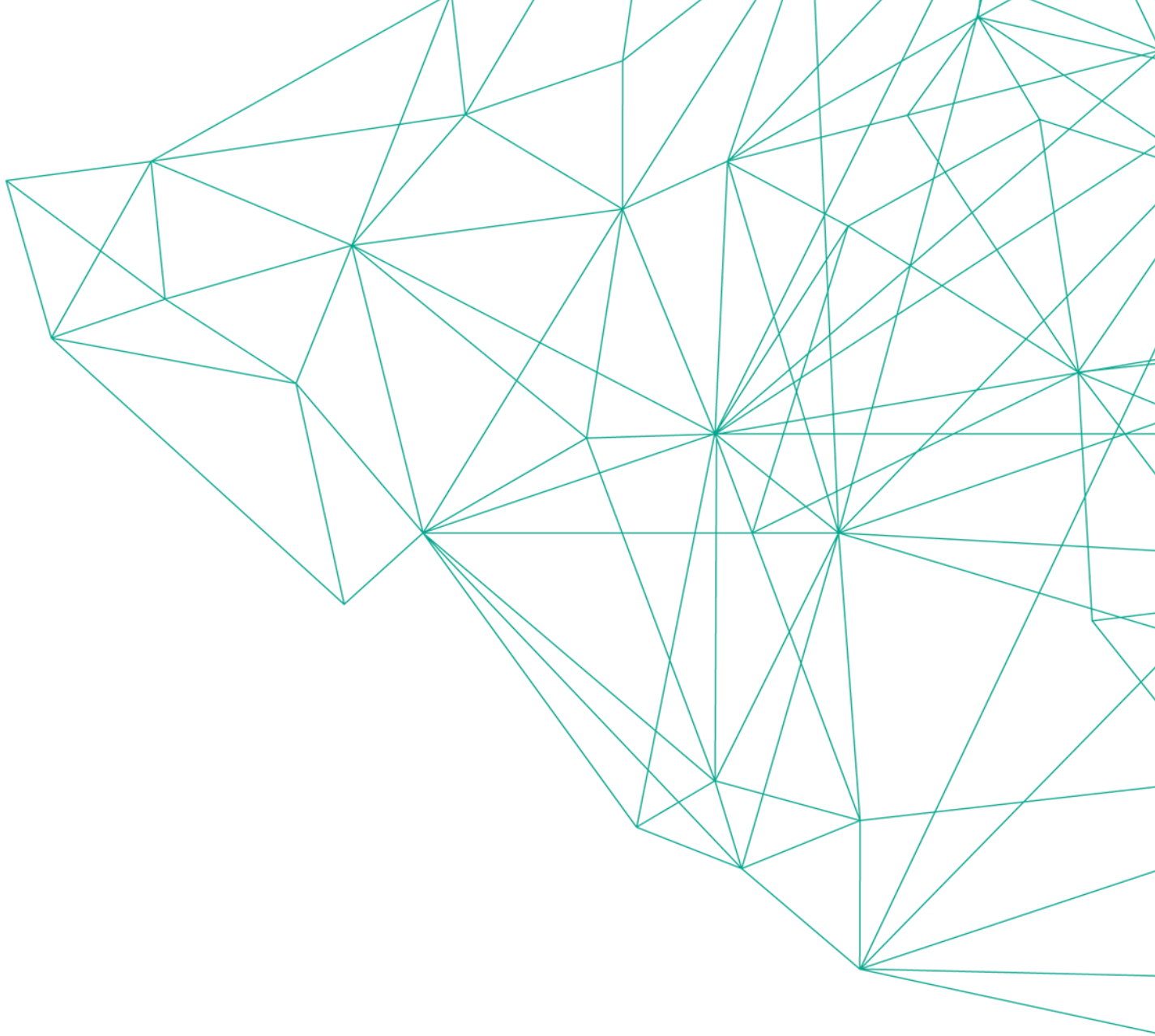
Energinet anbefaler at stille et krav til lokale reguleringer, at det skal ske med en rampe mellem 5 og 15 minutter. Dette er også i overensstemmelse med de opdaterede krav for mFRR kapacitetsreserve jævnfør den europæiske netregel, RfG.

Det vurderes at konceptet kan implementeres på nationalt plan for nedregulering af produktion. I ekstreme situationer eller ved fejl i distributionsnettet har netselskaberne mulighed for at meddele Energinet ved Energinets varslingsaf behov inden aktiveringer, at den markedsdækkende håndtering ikke er en mulighed i driftssituationen. Nødproceduren hvor netselskabet aktiverer nedreguleringen vil anvendes i stedet. Dette gælder tilsvarende ved ophør af nedregulering. Netselskaberne vil sjældent have problemer med nedregulering, men kan have det ved ophør af nedregulering under ikke intakt net.

50 kV-distributionsnettet på Lolland er et maskenet. Maskenettet giver udfordringer, da retningen på effektflowet skifter alt efter mængden af produktion og forbrug i nettet. Løsninger der kan bruges i et maskenet, forventes derfor også at kunne bruges i de teknisk mere simple radialnet.

Energinet anbefaler at det testede koncept metodeanmeldes og implementeres. Løbende erfaringer er stadig nødvendige at opsamle, herunder ikke mindst omkring de økonomiske aspekter af markedsudsættelse ctr. beordring, og fortsat udvikling hos balanceansvarlige aktører samt netselskaber er nødvendig. Tilsvarende vil Energinet adressere de foreslåede ændringer jævnfør de opnåede erfaringer i pilotprojektet. F.eks. reduktion af minimumbudstørrelse på regulerkraftmarkedet som forventes at nedsættes fra 5 til 1 MW i 2022. Tilsvarende at man kan melde to priser ind per bud, en for specialaktiveringer og en for balanceringsaktiveringer, samt at man får besked om aktiveringstypen.

Med de eksisterende og kommende behov for lokale reguleringer de næste par år, forventes det ikke at man overskridet en kritisk grænse ift. netselskabet. Længere ude i fremtiden hvor behovet for lokale reguleringer vil stige kræver det en øget automatisering i drift af nettene, hvis ikke denne kritiske grænse skal nås. En løbende dialog med Energinet og de netselskaber hvor konceptet finder anvendelse skal definere en grænse for de specifikke situationer ift. hvor store mængder lokale reguleringer der må foretages. Endelig er der behov for specifikke tests af situationer med opregulering af forbrug og implikationerne heraf for netselskaberne, inden aktivering af lokal fleksibilitet i form af forbrugsregulering kan tages i anvendelse.



ENERGINET

Energinet
Tonne Kjærsvej 65
DK-7000 Fredericia

+45 70 10 22 44
info@energinet.dk
CVR-nr. 28 98 06 71

Forfatter: TRM/TRM
Dato: 18. november 2020