



PILOT FOR SPÆNDINGSREGULERING PÅ LOLLAND

KORT FREMSTILLING

Energinet skal ved fremskaffelse af ydelser til opretholdelse af forsynings sikkerheden anvende markedsbaserede metoder, hvor det er muligt. I den forbindelse arbejder Energinet på at skabe et marked for spændingsregulering.

For at indhente erfaringer til det formål har Energinet gennemført et pilotprojekt på Lolland, hvor der er identificeret et lokalt behov for spændingsregulering.

Dette notat giver en kort beskrivelse af pilotprojektets afvikling og læringspunkter.

Forhistorie

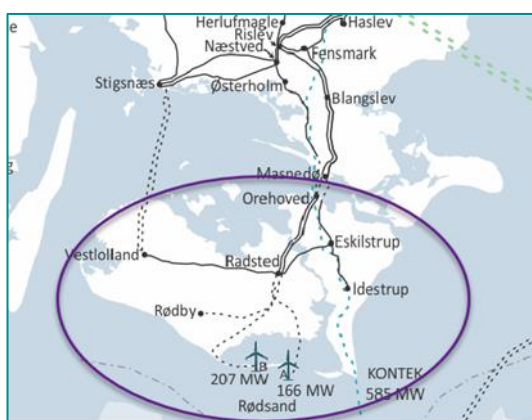
Energinet foreslog i 2018, i samarbejde med aktørerne, en kompensationsmodel for systembærende egenskaber, som indebærer at kraftværksejere blev kompenseret, når de bidrog til at opretholde stabiliteten i transmissionssystemet. Med baggrund i Elforsyningsloven, som i sagsbehandlingsperioden blev revideret, afviste Forsyningstilsynet kompensationsprincippet.

Forsyningstilsynet ønskede sig en metode der opfyldte Elforsyningslovens principper om ikke-diskrimination og teknologineutralitet. Samtidig var det blevet et krav i Systemansvarsbekendtgørelsen at specificere behovet, og herunder hvilke ydelser der indkøbes. Dette tolkes konkret sådan, at de tidligere indkøb af systembærende egenskaber, skulle udspecificeres i det faktiske behov, fx behov for spændingsregulering.

Energinet manglede i den forbindelse erfaringer og input til markedsgørelsen af spændingsregulering. Pilotprojektet gav mulighed for at afprøve forskellige ting i praksis, inden et markedsdesign blev lagt fast.

Behovet på Lolland

På Lolland er der etableret et 132 kV kabel fra Radsted til Rødby, som indikeret på figuren herunder. Et nedgravet kabel, får spændingen til at stige, og der etableres derfor ofte en reaktor til at optage den reaktive effekt, samtidig med at et kabel etableres. Da der var forventet et nyt forbrug i Rødby, primært Femern-forbindelsen, blev der i første omgang ikke etableret en reaktor. Forbrug har samme effekt på spændingen som en reaktor. Indtil der etableres en reaktor til at optage den overskydende reaktive effekt, eller at Femern-forbindelsen etableres, har det, pga. spændingsproblemet, til tider været nødvendigt at udkoble kablet og lade strømmen løbe i de lavere spændingsniveauer.



Pilotprojektets udgangspunkt

En udkobling af kablet kan undgås, hvis Energinet får leveret spændingsregulering fra andre aktører i nettet. Der er derfor et behov for, at andre aktører kan absorbere den overskydende reaktive effekt. Pilotprojektet tog derfor det simple udgangspunkt at beskrive det behov for spændingsregulering, der var omkring 132 kV kablet fra Radsted til Rødby.

Den korte beskrivelse af behovet er 40 MVar induktiv i elektrisk nærhed af Radsted transformatorstation. Det forudsås, at piloten ville kunne levere spændingsregulering fra 1. juni 2019 og 12 måneder frem.

De tekniske forudsætninger for pilotprojektet blev udarbejdet i en fælles arbejdsgruppe med repræsentanter fra Energinet og en række aktører fra branchen.

Spørgsmål forud for piloten

Indkøb af spændingsregulering har hidtil fundet sted som lejlighedsvis indkøb af hele kraftværksblokke i drift. Det har som regel været korte perioder ved kritisk net-tilstand, og indkøbet er sket under den fælles betegnelse 'systembærende egenskaber'. Der er derfor mange aspekter af eventuel markedsgørelse af spændingsregulering, som hverken Energinet eller aktørerne har erfaring med. Spørgsmål vedrørende regelsættet der skal derfor afprøves; hvordan overholdes de gældende tekniske forskrifter og de netregler, der er under implementering?

Definition af produktet er en anden vigtig problemstilling. Spændingsregulering er ikke bare spændingsregulering, og ligesom for de andre systemydelse er der brug for at definere et reguleringsspænd, en regulerings hastighed, et ideelt leveringspunkt og så videre. Derudover skal definitionen være teknologineutral, og må ikke være diskriminerende. Problemstillinger som nedenstående er opstået i forbindelse med pilotprojektet:

- Hvordan prissættes spændingsregulering? Kan den fastsættes ved udbud eller er der bedre alternativer?
- Hvordan skal spændingsregulering bestilles og hvordan skal det leveres? Kræves der nye signaler?
- Hvordan afregnes spændingsregulering? Hvor og hvordan hentes de nødvendige driftsdata?

Alt dette skal besvares under hensyntagen til aktørernes situation og Energinets mulighed for at drive nettet.

Pilotens forløb

Deadline for budgivning var 1. april 2019, men da der kun var indkommet bud på en lille del af behovet, blev deadline rykket til 30. august 2019. Ved den forlængede frist havde Energinet modtaget tre bud.

Alle tre bud kom fra vindmøller. To bud var meget ens, idet de begge skulle leveres fra placeringer i distributionsnettet, og de begge ikke lød på det fulde reguleringsbehov beskrevet i udbudsmaterialet (40 MVar).

Det tredje bud kom fra RWE Wind Services A/S, og skulle leveres fra havvindmølleparken Rødsand II. Dette bud kunne levere alle de 40 MVar i hele perioden. Piloten blev gennemført med dette bud.

Den faktiske opstart af leverancen blev stærkt forsinket på grund af forskellige tekniske udfordringer. Det gjaldt især Energinets mulighed for at ordre spændingsregulering i henhold til udbudsbetingelserne. Dette understreger kun værdien af, og behovet for at kunne afvikle pilotprojekter, fordi der altid opstår uventede problemer.

Leverancen kom i gang 24. februar 2020, og Rødsand II kom til at levere spændingsregulering til og med 30. april 2020, det vil sige i alt godt to måneder. Det var budgiverens ønske i første omgang kun at binde sig til projektet i kortere tid, og ved slutningen besluttede vi, at en forlængelse var unødvendig, fordi vi vurderede, at vi ikke ville få væsentlig ny læring ud af det. Igen kom bevægelsesfriheden i pilotprojekter formålet til gode.

Høstede erfaringer

Erfaringerne i piloten er brugt til videreudvikling af metode for spændingsregulering, som blev igangsat sammen med aktørerne i 2019. Disse vil kunne ses og kommenteres, når denne metode efter forventningerne kommer i høring i Q4 2020.

Metoden vil gælde produktionskapacitet tilsluttet transmissionsnettet. Erfaring fra pilotprojektet har vist, at den kapacitet til spændingsregulering der findes i distributionsnettet vil bedst kunne bruges på distributionsniveau. Derudover er udvekslingen af reaktiv effekt mellem distributionsnet og transmissionsnet defineret i MVar-aftalen, der blev indgået i 2018. Levering fra enheder i distributionsnettet vil være ineffektiv, og kan i nogle områder forstyrre distributionsselskabernes kontrol af reaktiv effekt, og deres overholdelse af MVar-aftalen.

Det synes urealistisk, at der kan skabes tilstrækkeligt stort marked til en dynamisk prisdannelse. Spændingsregulering kan ikke transporteres over lange elektriske afstande, og behovet for spændingsregulering vil derfor være i lokale områder. Derfor vil der i langt de fleste leveringspunkter i transmissionsnettet være nul eller én potentiel leverandør. Af denne årsag påtænkes det at fastsætte én landsdækkende pris for reaktiv effekt. Dette vil de facto være en reguleret pris, jævnfør elforsyningsloven og systemansvarsbekendtgørelsen. Metoden for spændingsregulering vil således også anmeldes som en reguleret pris for netop dette marked.

Kravet om at kunne spændingsregulere med direkte signal fra Energinets kontrolcenter vil ikke blive obligatorisk for eksisterende produktionsanlæg. Det vil derimod være et krav for kommende transmissionstilsluttede anlæg, at de skal have denne egenskab og, at de skal stå i kontrol-tilstanden 'spændingsregulering' (som alternativ til kontrol-tilstandene: 'reaktiv effektregulering' og 'power-faktor regulering'). Krav om kontrol-tilstand er ikke noget nyt, men det er vigtigt at fastholde for de kommende anlæg, som forventes især at være vind og sol. Derudover er det nye, at anlægsejerne vil modtage en betaling for den faktiske leverance af reaktiv effekt ud over et i metoden fastsat dødbånd. Det gælder alle nye anlæg, og eksisterende anlæg der ønsker at tilslutte sig ordningen.

□