
Dok. ansvarlig: KAN
Sekretær: SLS
Sagsnr.: s2018-004
Doknr: d2018-22131-3.0
Udgivelsesdato: 11-12-2018

Funktionel adskillelse af elsystemet på Færøerne

Indholdsfortegnelse

1. Opsamling og anbefalinger.....	2
2. 'Hvile i sig selv' contra fuldt markedskoncept.....	3
3. Den historiske udvikling i elsystemet	4
4. Inspiration fra andre Ø-systemer	4
5. Principielle forskelle på det eksisterende system og første skridt til funktionel opsplitning ...	6
6. Aktører og ydelser i et liberaliseret marked.....	10
7. Økonomiske konsekvenser ved indførelse af liberalisering.....	14
8. Effektivitetsmuligheder i det nuværende system.....	15
Appendix 1	17
Litteraturliste:.....	33

1. Opsamling og anbefalinger

Der er på Færøerne et ønske om at gennemføre en analyse af mulighederne for at bevæge sig over mod et liberaliseret marked, hvor der kan komme konkurrence på at producere og levere elektricitet til kunderne. Dansk Energi er blevet hyret af SEV til denne opgave og har i det efterfølgende beskrevet de muligheder og ikke mindst de udfordringer, Færøerne skal være opmærksomme på, hvis de flytter sig væk fra et "Hvile i sig selv"-system. Hvis et elsystem drives efter "Hvile i sig selv", skal der være fokus på omkostningerne, og det vil være en god ide at benchmarke omkostninger op imod tilsvarende brancher, eller processer, hvor der kan gennemføres sammenligninger med andre brancher.

Det er Dansk Energis vurdering, at det vil være svært at opnå en effektivitet, som gør, at den gennemsnitlige elpris vil blive billigere end den er i dag. Der skal opbygges et stort administrationsapparat til at håndtere udbud og kontrakter, sikre at der er reserver til stede i forbrugsøjeblikket og en efterfølgende kompliceret afregning af forbrug, produktion og ikke mindst ubalancer. Ubalancerne opstår ved at produktionsapparatet (vind og sol) ikke leverer de formodede kWh i den pågældende time, og at systemet herved skal skaffe energien på anden vis.

Samtidig vurderes det, at et mindre elsystem som det færøske ikke kan sætte hele produktionen på et elhandelsmarked, idet en del af produktionen skal komme fra produktionsanlæg, som skal levere systemydelse (vand- og dieselkraft) for at opretholde en høj forsyningssikkerhed og elkvalitet. Denne del af produktionen bør ikke spredes ud på flere selskaber.

Der er taget udgangspunkt i Danmark, og beskrivelsen er i et vist omfang tilpasset færøske forhold, dog er den komplette markedsmodel for Danmark beskrevet i Appendix 1.

Arbejdet skal betragtes som et første skridt, og der bør gennemføres flere arbejder, hvor vi går tættere på specifikke emner, fx omkostningerne til at opbygge og drive en it-plattform til håndtering af de data, der skal flyde rundt i et elhandelssystem.

Anbefalinger

Dansk Energi vil anbefale følgende:

- Systemydelser bør varetages af SEV i form af diesel- og vandkraft (systemydelser) og senere også pumpekraft, og nettet bør drives i en samlet enhed efter "Hvile i sig selv"-princippet.
- Ved udbud af ny "markedsbaseret" (vind, sol og tidevand m.m.) produktion skal myndighederne vælge laveste bud, der lever op til udbudsbetingelserne. Hvis myndighederne anser, at konkurrencen har været tilstrækkelig blandt de øvrige bydere, kan myndighederne vælge at se bort fra bud fra SEV.
- Net bør drives efter "Hvile i sig selv"-princippet
- En energieffektivitetsordning, herunder brugeradfærd, bør iværksættes og kan finansieres ved tillæg til elprisen.
- Myndighederne skal fastsætte udbygningstakten for opvarmning og landtransport frem mod 2030 og om nødvendigt pålægge SEV at gå ind i opgaven, hvis det ser ud til at målsætningerne ikke kan overholdes.
- Der bør igangsættes et arbejde vedrørende systemansvarets roller i et fremtidigt elhandelssystem. Arbejdet bør udføres sammen med relevante parter og sættes i gang hurtigst muligt.
- Der bør igangsættes en undersøgelse af et tilsvarende øsamfund, fx Island.

- Der bør foretages en kortlægning/screening af tidligere arbejder og en vurdering af, om disse arbejder kan bruges.
- SEV's nuværende arbejdsprocesser bør gennemgås for at belyse, om der er effektivitetspotentialer, og om der kan opstilles en række KPI'er, som kan være med til at sætte fokus på en effektivisering. Arbejdet bør gennemføres af uvildige eksperter.

2. 'Hvile i sig selv' contra fuldt markedskoncept

Et elsystem drevet efter hvile i sig selv-princippet

Et elsystem, der kører efter 'hvile i sig selv', er opbygget på en sådan måde, at de samlede omkostninger bliver fordelt på kWh-pris og en fast afgift. En over- eller underdækning i et år bliver lagt ind i det efterfølgende år, og på den måde vil der set over en årrække være balance i indtægter og omkostninger til at drive elsystemet. Det vil dog i dag formentlig være en for simpel model, fordi udbygningen og driften af et elektrisk system vil kræve varierede investeringer gennem årene, og derfor vil virksomheden løbende have behov for at optage lån. "Hvile i sig selv" drives efter non-profit-konceptet og indeholder alle ydelser, herunder systemydelser, backup og andre tiltag, som skal sikre høj forsyningssikkerhed og elkvalitet. For at sikre, at elsystemet drives optimalt, bør omkostningerne eller dele af omkostningerne benchmarkes op imod andre, fx et tilsvarende elselskab. Eller man kan udvælge dele af forretningsprincipperne i virksomheden, som kan sammenlignes med andre elselskaber eller andre brancher.

Et fuldt liberaliseret elsystem

I den modsatte ende kan der opbygges et fuldt liberaliseret marked, hvor både produktion og forbrug håndteres gennem et marked. I den situation skal der være aktører, som kan håndtere både produktionen, eventuelt helt fra private solceller, og kraftværker og vindmølleparker, samt aktører, som kan sælge elektricitet til både store og små kunder. Samtidig skal de kunder som ikke vælger en leverandør håndteres, og ligeledes kunder, som fx er dårlige betalere og derfor ikke særligt attraktive for en markedsaktør, også have mulighed for at få leveret elektricitet.

Derudover er der en række ydelser, som følger med i et liberaliseret marked, herunder håndtering af ubalance mellem forventet og faktisk produktion/forbrug og håndtering af manglende/overskydende produktion/forbrug i perioden op til forbrugstidspunktet¹.

Endelig vil et elektrisk system kræve en række systemydelser, som skal bruges til at holde stabiliteten (spænding og frekvens), kortslutningseffekten og inertien, og disse ydelser er i princippet uafhængige af forbruget.

¹ I et elsystem skal produktionen og forbruget balanceres i forbrugsøjeblikket, hvilket betyder, at elsystemet sekund for sekund skal kunne håndtere op og nedregulering af henholdsvis forbrug og produktion i form af hurtig regulerende produktionsenheder og/eller ind/fudkobling af forbrug (fleksibilitet)

3. Den historiske udvikling i elsystemet

Elselskaberne i Danmark har en lang tradition for sikre forbrugerne en høj forsyningssikkerhed. De startede som små decentrale enheder, som havde både produktion, net og kunder i samme selskab. Efterhånden som forbruget steg, kunne de mindre selskaber se fordel i at gå sammen med naboselskaberne for derigennem at opnå rationale ved at lægge nettene sammen og dermed bidrage med fx reservekapacitet hos hinanden. Tillige opnåede de en forbedring af systemkvaliteten ved sammenkoblingen. Efterhånden som forbruget steg gennem årene blev nettet større og større og er nu et stort sammenkoblet net for henholdsvis Øst- og Vestdanmark, som begge er forbundet med henholdsvis Sverige, Norge og Tyskland. Elselskaberne kører alle nettet efter "Hvile i sig selv"- princippet.

Op mod år 2000 voksede tendensen til at liberalisere forskellige sektorer i Europa, og i Danmark blev liberaliseringen af elsektoren indført med el-reformen i 1999. Den skulle give markedsåbning for elektricitet og ske gradvist, så alle kunder fik adgang til det frie marked i 2003. Senest er også kraftværkerne blevet en del af markedet, og det har i Danmark betydet, at kraftværkerne har svært ved at konkurrere, og at flere og flere af dem ender med at må lukke. Det medfører, at fx systemstabiliteten (spænding og frekvens) og inertien skal skaffes fra andre steder, og her kommer de stærke udenlandsforbindelser ind i billedet.

Udviklingen på Færøerne kan i mange sammenhænge sidestilles med den historiske udvikling i Danmark, men Færøerne har ikke de samme udenlandsforbindelser: Det betyder, at man skal skaffe systemstabiliteten på anden vis, og derfor må dele af produktionsapparatet komme fra værker, der kan levere de nødvendige systemydelser. Det kan fx være fra vand- og dieselkraftværker samt pumpekraftværker.

4. Inspiration fra andre Ø-systemer

Der er en række øer i Europa, som ikke elektrisk er forbundet til fastlandet, og som derfor kan sammenlignes med Færøerne.

I EU arbejder man med to begreber: et »lille isoleret system« som er ethvert elsystem med et forbrug på under 3000 GWh i referenceåret 1996, og som får mindre end 5 % af sit årlige forbrug dækket via sammenkobling med andre systemer, og et »mikro-isoleret system«, som er ethvert system med et forbrug på under 500 GWh i referenceåret 1996, uden forbindelse til andre systemer. Disse systemer kan i EU søge undtagelser for liberaliseringen. SEV ligger væsentlig under disse grænser, idet forbruget i 2019 forventes at ligge på 340 GWh. I 1996 lå forbruget på omkring 180 GWh.

Følgende fire lande har tidligere søgt om dispensation fra liberaliseringen, nemlig Cypern, Malta, Azorerne og Madeira. De to sidste har fået en dispensation fra at deltage i et liberaliseret marked, medens Malta er blevet forbundet med Sicilien i 2015. Cypern er begyndt med deres liberalisering den 1. december 2016 og følger de almindelige regler for liberaliseringen. Det sidste bud fra Cypern går på, at man først i løbet af 2020 vil kunne begynde et marked. Israel, Cypern og Grækenland har besluttet at etablere en 400 kV DC forbindelse mellem de tre lande med en overføringsevne på 2000 MW, hvilket betyder, at også Cypern indenfor en overskuelig årrække vil blive forbundet til fastlandet. Forbindelse mellem Cypern og Israel vil blive idriftsat i 2021 og forbindelse til det øvrige Europa kort tid efter, hvilket vil at Cypern vil være forbundet kort tid efter at liberaliseringen er gennemført.

Det gælder dog for alle 4 øer, at antallet af forbrugere og forbruget er væsentlig større end Færøerne, hvorfor de ikke er oplagte at sammenligne med.

Oversigten ser således ud:

Land	Antal indbyggere	Forbrug	Bemærkninger
	Stk.	GWh	
Cypern	1.170.125	4.360	Tallene er fra 2016
Malta	445.426		Tilsluttet til Italien i 2015
Azorerne	245.750		
Madeira	289.000	788	Tallene er fra 2016

Den nuværende opdeling af elnettet på Færøerne, hvor elsystemet i hovedområdet ikke er forbundet til Suderø, gør, at de to områder skal håndteres separat, så længe der ikke er kabelforbindelse.

Bornholm

En anden mulighed er at kigge på et elektrisk system, som i visse perioder elektrisk er isoleret fra omverdenen. Her kommer Bornholm ind i billedet, fordi Bornholm i antal kunder og forbrug minder om Færøerne. Bornholm har ca. 28.000 indbyggere og et samlet forbrug på 250 GWh. Bornholm er normalt forbundet til Sverige med et 60 kV-kabel, men oplever til stadighed, at kablet er ude af drift i længere perioder, fx fordi det bliver beskadiget af et anker fra et skib. Når forbindelsen forsvinder, kan man betragte det på den måde, at Bornholm er gået over i en særlig driftsform. I de situationer kommer Bornholm til at minde om Færøerne, fordi bornholmerne skal balancere produktion og forbrug efter samme mønster som på Færøerne. Problematikken håndteres her ved, at Bornholmerne frakobler de vindmøller som ikke kan reguleres ned til et nyt set punkt, og de øvrige vindmøller bliver reguleret ned til $\frac{1}{3}$ af den nominelle produktion. Økonomien bliver i dette tilfælde håndteret ved, at Energinet (Systemansvaret) betaler for den produktion, som produktionsenhederne ejet af Netselskabet (Østkraft) går ind og dækker. Produktionsenhederne stiller den manglende energimængde og kapacitet til rådighed. Vindmøllerne bliver kompenseret for manglende mulighed for at levere energi.

Eurelectric har i 2012 udgivet en rapport om "vejen frem mod en bæredygtig energi fremtid" for øer, og fra opsummeringen af denne rapport er der taget følgende statements, som man bør forholde sig til i forhold til liberaliseringen af elsystemer i små isolerede øsamfund:

- **Market Failure:** Due to their small size, islands lack economies of scale in financing and power production. They also operational constraints originating from the isolated nature of their power systems. As a result, most islands do not enjoy options for diversifying their energy supply and usually rely on oil-fired diesel engine generation for their power generation
- **Inconsistent regulation:** The regulator treatment of islands is not straightforward. Island too often suffer from "copy-paste" reasoning, whereby solutions from the mainland are applied to a different reality. Island markets are different and therefore require a different approach that is both reasonable and proportionate.
- **Security of supply:** Due to their isolation, islands have to take extra measures to ensure system stability and security of supply. Such measures demand more attention on

island than on the mainland with the growing penetration of variable renewable energy sources (wind and Solar)

5. Principielle forskelle på det eksisterende system og første skridt til funktionel opsplitting

Det nuværende system på Færøerne

Den samlede produktion, transmission og distribution af elektricitet på Færøerne leveres i dag af elektricitetsselskabet SEV, dog med den undtagelse, at der findes tre mindre vindmøller, som er privatejet. Der er dog krav om, at produktionen fra disse tre vindmøller skal sælges til SEV. De øvrige vindmøller på Færøerne er opført af SEV, men ejerskabet er lagt i selvstændige selskaber med tilhørende selvstændige regnskaber. I nær fremtid vil der også blive opstillet et privat biogasanlæg, som skal levere energien til nettet, og anlægget har allerede en leverings- og pris aftale med SEV.

SEV har i en længere årrække haft selvstændige regnskaber for henholdsvis produktion og net og dermed foretaget de første skridt til at kunne opsplitte produktionen fra de øvrige aktiviteter i selskabet.

Nettet:

SEV driver iht. færøsk lovgivning nettet efter princippet "Hvile i sig selv", det vil sige, at indtægterne skal kunne betale driften og de nødvendige investeringer. Driften omfatter drifts- og vedligeholdelse, opsætning af målere og håndtering af målerdata, samt andre administrative ydelser, som er nødvendige for at drive et transmissions- (60 kV-net) og distributionsnet (10-20 kV - og lavspændingsnet). Nettet styres fra et centralt kontrolrum i Vestmanna, som samtidig også har overblikket over det samlede produktionsapparat.

Produktionsvirksomheden:

Produktionsvirksomheden omfatter produktionen svarende til det aktuelle forbrug, balancering af produktion og forbrug fra planlægningsfasen (flere døgn før forbrugsøjeblikket) og helt frem til selve forbrugsøjeblikket, herunder den nødvendige rullende reserve, minut til minut, til håndtering af en pludselig opstået hændelse (N-1)², samt den nødvendige backup-kapacitet, som skal bruges i tilfælde af fejl eller havari på produktionsanlæg.

Produktionen styres fra centralt hold og sikrer, at der i forhold til situationen køres med en optimal produktionssammensætning. Denne erfaring er opbygget gennem mange år og er uvurderlig i forhold til at drive elsystemet.

Herudover planlægger produktionsenheden reoveringer, drift- og vedligehold af produktionsapparatet og sikrer, at den nødvendige produktionskapacitet til alle tider af døgnet i løbet af hele året er til rådighed. Det betyder fx, at vandreservoirerne til tider lagres til backup, med mindre der er udsigt til regn inden for den kommende periode.

Systemansvaret:

Som en naturlig del af produktionen sidder der i dag personer på de centrale værker og udarbejder planer for, hvordan produktionssammensætningen skal forløbe i de kommende uger, døgn og timer og fastsætter de produktionsenheder, som skal være de primære og sekundære

² (N-1): Produktion som skal sikre, at et udfald af største produktion ikke giver problemer for systemet, herunder blackouts

produktionsenheder i forhold til det forventede forbrug i en given periode. Disse planer bliver løbende justeret, efterhånden som der sker ændringer i produktionen og forbruget. Her vil vindenergi ofte være en produktionsform, som hele tiden ændrer sig, og som hele tiden gør, at produktions sammensætningen skal justeres.

En anden vigtig del af den daglige drift af systemansvaret er den, at man hele tiden skal sikre, at systemet har de nødvendige systemydelser, der reagerer elteknisk på en hensigtsmæssig måde i forhold til hændelserne i nettet. Det er fysiske love, som der ikke kan ændres ved. Det drejer sig om nettets robusthed, fastholdelse af den overordnede systemspænding og frekvens, samt det at sikre, at spændingerne ned gennem systemet ligger inden for nogle nærmere fastsatte grænser. Arbejdet skal desuden sikre, at fx den nødvendige kortslutningseffekt er til rådighed, således at relæbeskyttelsen fungerer korrekt, når der opstår kortslutninger i nettet.

De fysiske love betyder, at der skal køre produktionsenheder, som kan levere kortslutningseffekt, hvilket fx vand- og dieselkraftværker kan på grund af turbinernes og maskinernes inertie, hvorimod inverterbaserede produktionsenheder som fx vindmøller, solanlæg og tidevandsturbiner ikke giver nævneværdigt bidrag til kortslutningseffekten.

Simpel model med inspiration fra Bornholm

Som tidligere beskrevet vil situationen med et kabelbrud på Bornholm kunne sammenlignes med den normale tilstand på Færøerne, idet begge systemer vil skulle balancere energisystemet. På Bornholm vil et kabelbrud betyde, at der bliver opbygget et aftalekompleks, hvor Systemansvaret (Energinet) udmelder en fordeling mellem systembærende produktion³ (dieselkraft på Bornholm) og øvrig produktion (solceller og vindkraft m.m.) i perioden. Fordelingen udmeldes time for time for et døgn ad gangen. Resten af forbruget håndteres med bilaterale aftaler, hvor en række aktører iht. aftalerne leverer den nødvendige produktion.

Energinet administrerer disse aftaler ved at vælge ud fra en prioriteret liste med de billigste aktører først. Det lokale elselskab (Østkraft) får betaling for "stand by"-ydelsen af systemansvaret. Efter selve driftstimen skal produktionen fra de enkelte aktører gøres op, og aktørerne vil modtage betaling for leveret energi og en bod, hvis de ikke har leveret den lovede mængde, og tilsvarende modtage en kompensation, hvis de af den ene eller anden grund ikke har fået lov til at levere det aftalte antal MWh.

I begge tilfælde er det Energinet, som har aftale med elselskabet (Østkraft) om at levere de opståede ubalancer.

Dette kan på Færøerne blive det første tiltag på at indføre en eller anden form for liberalisering på produktionssiden og dermed konkurrence.

Modellen kan eventuelt udvides til også at omfatte en procedure, hvor de enkelte aktører kan tilbyde op- og nedregulering af sin produktion indenfor den enkelte time.

For at sikre at aktørerne ikke begynder at spekulere i ovenstående, skal prisen være som følger:

- Prisen for en leveret kWh skal være højere end en eventuel kompensation
- Prisen for opregulering skal være højere end kompensationen for nedregulering
- Prisen for kompensation for nedregulering skal være lavest

³ Den systembærende produktion ligger i et selskab (Østkraft).

Modellen kan i første omgang fungere som en meget simpel model, hvor man udelader privat-ejede mindre produktionsenheder, såsom solceller på hustage og husstands vindmøller og tilsvarende.

Første skridt mod funktionel opsplitning (rollerne):

De første tiltag til en funktionel opdeling i et elsystem kan være at opsplitte systemet i en række funktioner, hvor aktørerne får ansvaret for at drive dele af det samlede elsystem.

Her er mulighed for at opdele produktions- og netansvaret, sikring af balance- og systemansvaret, køb og salg af energi, afregning af elektricitet inkl. eventuelle afgifter.

Nedenstående begreber er taget ud fra den danske model og er tilpasset forholdene på Færøerne.

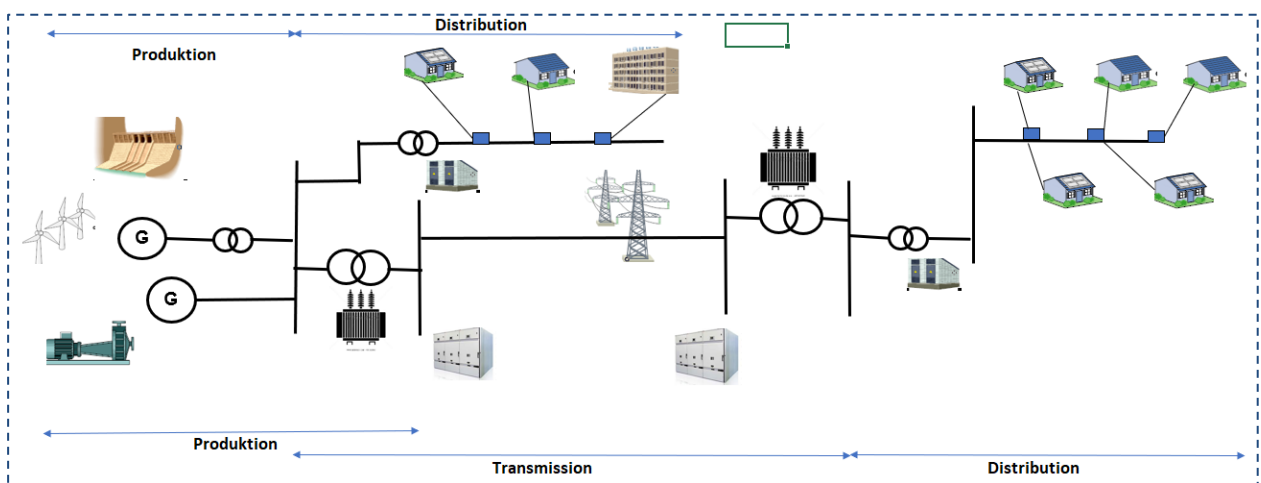
Produktionsansvaret:

Den ansvarlige for produktionen skal sikre, at det samlede elektriske produktionssystem har de nødvendige enheder, som til enhver tid kan levere det aktuelle forbrug i nettet. Den produktionsansvarlige vil have en vigtig rolle for at sikre, at produktionsenhederne altid er klar til at levere elektricitet, når de er en del af de aktive produktionsenheder, samt at renoveringer m.m. planlægges på tidspunkter, hvor produktionen kan erstattes med anden produktion. Principielt behøver den produktionsansvarlige ikke at eje alt produktionsudstyret, men bør i hvert fald have et samlet overblik over mulighederne for at sammensætte produktionen hensigtsmæssigt og optimalt.

Netansvarlig:

Nettet på Færøerne består af et transmissionsnet (60 kV-net) og et distributionsnet (10-20 kV – og lavspændingsnet), hvor skillepunktet mellem produktionen og transmissionen skal ligge på et nærmere fastsat sted. Det kan fx være på produktionssamleskinnen på kraftværkerne, hvor en eller flere generatorer leverer energi ind i et fælles knudepunkt. Knudepunktet kan være forskelligt fra kraftværk til kraftværk og ligge på forskellige spændingsniveauer, men knudepunktet bør som udgangspunkt være der, hvor produktionen afleverer energien videre til transport ud i el-systemet. Det kan være til transmissionssystemet eller direkte ud til kunderne.

Tilsvarende bør skellet mellem transmissionen og distributionen ligeledes være på et nærmere fastsat sted, fx de steder hvor transmissionsnettet afleverer energien til et punkt, hvor nettet går ud til kunderne. Det kunne fx være på 60/20-10 kV-hovedtransformerstationerne.



Man kan også vælge at opsplitte henholdsvis transmissions- og distributionsnettet i to adskilte enheder, men eftersom arbejdsopgaverne og kompetencerne i mange tilfælde er de samme, vil det være optimalt at placere dem i en fælles enhed.

Tilsvarende vil produktionen og nettet i mange tilfælde have fælles anlæg på de geografiske steder og måske også have komponenter på samme anlæg. Der skal derfor være meget skarpe procedurer for, hvem der har ansvaret for de enkelte komponenter på kraftværkerne, og hvordan sammen-/frakoblingerne håndteres på de enkelte komponenter. Det gøres med hjælp fra driftslederaftaler mellem de respektive ansvarlige.

Systemansvarlig:

En systemansvarlig skal sikre, at produktion og forbrug er afstemt i forbrugsøjeblikket, hvilket betyder, at denne skal have en række håndtag, som kan bruges til at skrue op og ned for henholdsvis produktion og forbrug. Det kan gennemføres ved, at en myndighed/aktør har mulighed for at regulere produktion/forbrug, så det passer til den aktuelle situation. Regulering af forbruget kan i den simple udgave udføres ved at myndigheden/aktøren får produktionen reguleret i driftsøjeblikket, eller tilsvarende at en række kunder øger eller formindsker forbruget, så det passer til den aktuelle produktion. Det kan gøres med en række bilaterale aftaler.

For at sikre en optimal udnyttelse af ressourcerne skal der time for time fastsættes en fordeling af produktionen mellem vand - og dieselkraft op i mod fx vind og solceller og derudover en aftale med fx SEV, om hvordan produktionen af vand og diesel reguleres i forhold til variationer i vind og sol, som vil forekomme op imod driftsøjeblikket.

En mere kompliceret udgave er den, at der etableres et marked, hvor producenter og forbrugere byder ind med henholdsvis op- og nedregulering af produktion og forbrug til en balanceansvarlig. I dette tilfælde skal der findes en model til at håndtere ubalancer, styring af op- og nedregulering af produktion og forbrug, samt en afregningsmodel for energien og ubalancer af produktion og forbrug i forhold til indmeldte mængder.

I begge tilfælde vil enhver ændring af produktion/forbrug få nogle økonomiske konsekvenser.

En Systemansvarlig skal sikre, at produktionen er sammensat af produktionsenheder, som kan levere nødvendige ydelser til at håndtere de uforudsete hændelser i nettet, hvilket betyder, at produktionsenhederne skal kunne levere reserve, stabilitet, inert, frekvens- og spændingsregulering.

Systemansvaret skal ligeledes udpege de produktionsenheder, der skal være primærenheder i forbindelse med styring af den overordnede spænding og frekvens i systemet.

SEV har stor erfaring i at sikre ovenstående, og det bør derfor overvejes, hvordan disse kompetencer kan komme i spil for at sikre samme høje forsyningssikkerhed og elkvalitet som i dag.

Køb og salg af energi (Elbørs)

Hvis det nuværende princip for køb og salg af energi skal ændres på Færøerne, skal der opbygges et avanceret system, som kan sikre, at købet og salget sker efter objektive og ikke konkurrenceforvridende principper. Den faktiske produktion fra fx vindmøller og det endelige forbrug hos kunderne vil altid afvige i forbrugsøjeblikket, hvilket betyder, at der skal opbygges procedurer og systemer der kan håndtere ubalancerne og prissætte dem i forhold til prognoserne. Opgørelsen over leverancer, forbrug og ubalancer m.m. skal opgøres inden for nogle specifikke tidsrammer fx pr. time. Om dette system skal omfatte alle produktionsenheder eller kun de enheder, som har en fluktuerende produktion (fx vindmøller og solcelleanlæg), kan overvejes. Tilsvarende skal det overvejes, om ubalancer i forbruget skal omfatte alt forbrug, eller om der skal være en nedre bagatelgrænse.

Under alle omstændigheder skal alle, som er omfattet af princippet, indlevere planer over deres forventede produktion eller forbrug opdelt efter den nærmere specificerede tidsramme, fx time for time, og så tidligt, at en myndighed/aktørerne har tid til at sikre, at produktion og forbrug tilpasses bedst muligt inden for den enkelte time. Prognoserne vil løbende ændre sig frem mod forbrugsøjeblikket, men der skal være klare retningslinjer for, hvor tæt på forbrugsøjeblikket aktørerne har mulighed for at ændre planer, uden at det får økonomiske konsekvenser.

Efter forbrugstidspunktet skal planerne valideres med den faktiske produktion og forbrug, og ubalancer skal have en eller anden form for økonomisk konsekvens for de afvigelser som aktørerne har afstedkommet. Dette fordi den systemansvarlige skal købe produktion fra andre produktionsenheder eller øge/mindske forbruget. I de tilfælde, hvor produktionen skal øges, skal den systemansvarlige have en række kontrakter med pålidelige produktionsenheder, hvor det er aftalt, hvordan det afregnes, både i forbindelse med standby og eventuel benyttelse af disse produktionsenheder. I den modsatte retning, hvor forbruget skal fjernes eller øges, skal der være tilsvarende aftaler med forbrugere, som kan levere de nødvendige ydelser.

Inden afvigelserne kan fastsættes, skal der have været en eller anden form for kvalitetssikring af de målerdata, som kommer fra henholdsvis produktionsenheder og kunder. Denne kvalitetssikring vil omfatte store mængder af data og bør derfor ligge i en eller anden dataplatform, hvor alle målerdata kommer ind, og hvorfra der kan sendes regninger og betalinger for forbrug, ubalancer og produktion.

6. Aktører og ydelser i et liberaliseret marked

Det efterfølgende afsnit er tilpasset færøske forhold. Hvis der er behov for en uddybning af den danske model for et komplet elmarked, er det beskrevet i Appendix 1.

Systemansvarlig

Rollerne for systemansvaret er beskrevet i forrige afsnit. Denne rolle kan enten ligge hos SEV eller i en offentlig uafhængig enhed. Begrundelsen for at lægge den hos SEV er den, at produktionsenhederne, som kan skabe den nødvendige stabilitet (vand- og dieselkraft) ejes af SEV. Systemansvaret håndterer kommunikationen og forretningsprocesserne i elmarkedet mellem balanceansvarlige, elleverandører og netvirksomheden.

Balanceansvarlig

En balanceansvarlig aktør køber og sælger energi i et elhandelssystem på vegne af elleverandørerne. De balanceansvarlige sender dagligt planer ind til Systemansvaret med angivelse af, hvor meget el, de forventer, der kan produceres og bruges i det kommende døgn. Hver balanceansvarlig melder ind for de producenter og forbrugere, som de har ansvaret for. De balanceansvarlige aktører er økonomisk ansvarlige over for Systemansvaret for de ubalancer, som deres producenter og forbrugere skaber i driftsdøgnet.

Det er reelt ikke muligt at forudsige et døgn produktion og forbrug til fuldkommenhed. Den ubalance, der oftest opstår mellem forventet og reel produktion og forbrug i driftsdøgnet bliver udlicet af den Systemansvarlige, som har en række aftaler om leverancer af ubalancer i driftsøjeblikket. Denne omkostning bliver faktureret videre til den/de balanceansvarlige aktører, hvor kunderne har været årsagen til ubalancerne.

Hvis en balanceansvarlig har en aftale med en række kunder vedrørende muligheder for fleksibilitetsydelser, kan disse aftaler være med til at reducere ubalancerne.

Der findes 3 typer af balanceansvarlige

Forbrugsbalanceansvarlige aktører har balanceansvaret for slutkunders elforbrug.

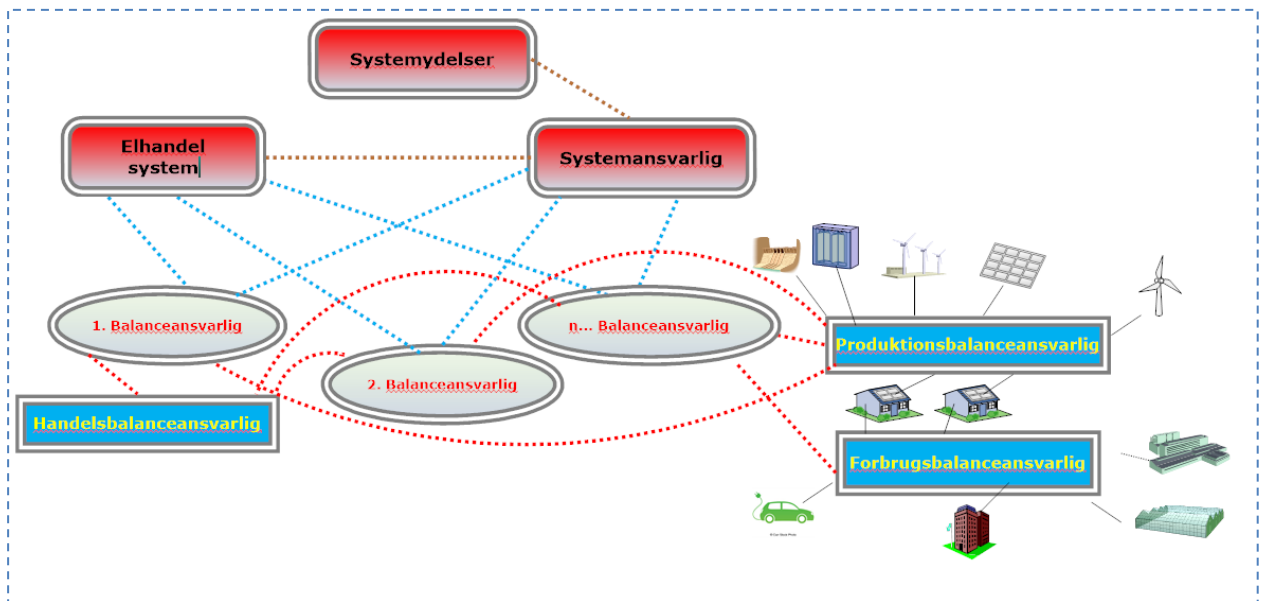
Produktionsansvarlige aktører har balanceansvaret for produktionsanlæg.

Handelsbalanceansvarlige aktører varetager udelukkende balanceansvaret i relation til de fysiske elhandler og er udelukkende ansvarlige for egne handler med øvrige aktører.

Den enkelte balanceansvarlige kan både være forbrugs-, produktion- og handelsbalanceansvarlig eller ansvarlig for kun et eller to af områderne.

Elhandelssystem

Et system (IT-platform), hvor elprisen bliver fastlagt time for time på baggrund af udbud og efterspørgsel. En sådan platform skal ud fra konkurrencemæssige kriterier sikre, at der produceres på de billigste produktionsenheder for at matche købernes forbrug og producenterne produktion, og samtidig fx tage hensyn til eventuelle flaskehalse i elnettet. På samme platform er der mulighed for at handle fleksibilitetsydelser, hvor forbrugere kan tilbyde reduktion af/øget forbrug i en given time eller periode.



System, elhandel og balance i elnettet

En IT-platform til håndtering af data mellem aktører, forbrugere og producenter

Den systemansvarlige eller en anden aktør skal skabe en IT-platform, hvor alle markedsaktørerne skal kunne udveksle data om forbrug, produktion og ubalancer, for at skabe grundlag for fakturering af diverse ydelser mellem aktørerne, kunderne og producenterne. Denne it-platform skal ligeledes håndtere prognoser og ubalancer, op- og nedregulering, kompensation i forbindelse med nødvendig nedregulering af fx vindmøller og solcelleanlæg, afregning for fleksibilitetsydelser m.m.

Netvirksomhed

Netvirksomheden ejer ledningsnettet fra skillepunktet mellem producentens anlæg og frem til kunden. Netvirksomheden bør være en monopolvirksomhed, som alene har lov til at transportere strøm frem til kunderne.

Den overordnede stabilitet bør ikke ligge i netvirksomheden, men placeres i virksomheden som leverer systemydelser.

Netvirksomheden bør have ansvaret for at måle forbruget af elektricitet og indsende målingerne til it-plattformen, som lagrer data om forbrugernes elforbrug.

Producent

Producenten sælger strømmen, der produceres på et anlæg.

Produktionsenheder

Produktionsenhederne kan opdeles i to typer: Produktionsenheder, som leverer systemydelser og kWh og produktionsenheder, som kun leverer kWh:

Produktionsenheder, som leverer systemydelser og kWh

Produktionsenheder, som leverer elektricitet og samtidig systemydelser (vand- og dieselkraftværker), bør ejes af en aktør, som sammen med eller på vegne af Systemansvaret fastsætter behovet for at drive elsystemet. Det kan fx være muligheden for at levere regulering af forbruget, så opstående ubalancer i driftsøjeblikket ikke giver u hensigtsmæssigheder i nettet, styring af den overordnede frekvens og systemspænding og nødvendige systemydelser, som kan frakoble ved fx kortslutninger.

Produktionsenheder som kun leverer kWh.

Det vil typisk være inverterbaserede enheder, såsom vindmølle- eller solcelleparker, og omfatte alle typer af vindmøller og solcelleanlæg, helt fra husstandsvindmøller, private solceller placeret på egne hustage og helt op til større vindmølle- og solcelleparker.

Elleverandør

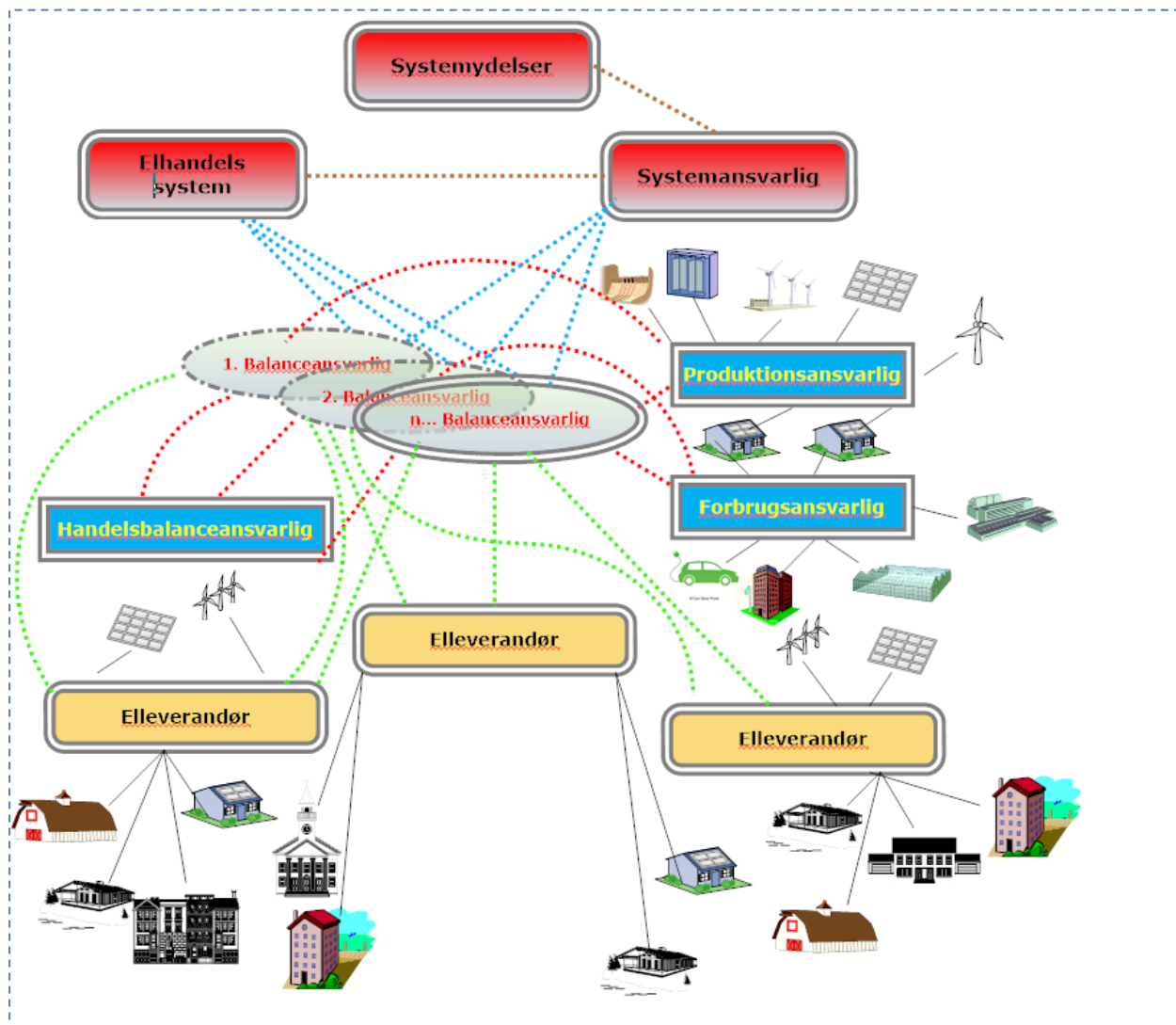
Elleverandørerne er kundens primære kontakt til elsystemet. Elleverandørerne køber strøm gennem en balanceansvarlig aktør.

Elleverandøren kan også købe strømmen direkte fra producenten og sælger det hele videre til kunderne. I dette tilfælde skal elleverandøren inden for fastsatte tidsrammer handle sine ubalancer hos andre aktører eller hos den systemansvarlige efter udløb af tidsfristen. Elleverandøren betaler derudover netvirksomhedens omkostninger til at transportere strømmen ud til kunderne og samtidig de omkostninger, som bruges til at hjemtage målerdata til brug for afregningen.

Som elleverandør skal man have ansvaret for:

- At kundeoplysninger i IT-plattformen er korrekte (Elleverandøren registrerer eksempelvis kundeskift og ændringer i kundeforhold på målerpunktet).
- At opkræve betaling for både forbrug, tariffer og transport, som eventuelt kan gøres i en regning.

- Betaling af forbrug på de målerpunkter elleverandøren er registreret for i IT-plattformen, herunder mellemliggende forbrug mellem to forbrugere (flytning) i et bestemt målerpunkt.
- Lukning og genåbning af kunder.



Komplet elmarked

Måleroperatør

Måleroperatøren har ansvaret for at indsamle, validere og indsende målerdata til It-plattformen og modtage målerdata og beregne tidsserier fra It-plattformen. Det vil være oplagt at placere måleroperatørens opgave hos netvirksomheden, blandt andet fordi netvirksomheden har mange års erfaring med håndtering af målere og målerdata.

Kunde

Kunden køber elektricitet af elleverandøren og betaler udover kWh-forbrug også abonnement og tarif til netvirksomheden.

7. Økonomiske konsekvenser ved indførelse af liberalisering

Opbygning af et liberaliseret marked vil have en række tekniske, økonomiske, administrative, juridiske og IT-mæssige konsekvenser for elsystemet.

Det drejer sig om en række systemer, som kan håndtere salg af energi, sikring af systemydelser, balancering af systemet, valg af reserveydelser, ubalancer, samt opsamling og validering af data til grundlag for fakturering af forbrug og produktion, afregning af ubalancer og fleksibilitetsydelser m.m.

Det samlede energiforbrug på Færøerne er ca. 340 GWh (2019), og forestiller man sig, at en del af dette forbrug skal leveres af produktionsanlæg, som samtidig kan levere systemydelser, vil den mængde energi, som kan bydes ud i et marked, blive noget mindre. For at holde systemstabiliteten (vand- og dieselværker) vurderes det, at disse værker skal kunne levere mindst 50 % (%-satsen vil variere noget for de enkelte timer hen over året) af energimængden, hvilket svarer til 170 GWh. Det betyder, at den samlede mængde energi, der kan bydes ud på et marked, vil være mindre end 200 GWh, og igen variere en del i den enkelte time.

For at drive et komplet elmarked skal der investeres i en IT-plattform, og samtidig vil systemansvaret overtage en række opgaver, som i dag håndteres af SEV. Det drejer sig om fx sikring af stabiliteten i elsystemet og valg af produktionssammensætning. Herudover vil der yderligere komme en række opgaver, såsom udmelding af budstørrelser til elhandlere og balanceansvarlige, løbende indgåelse af kontrakter og fakturering af ubalancer og udbetaling for leverancer af energi, samt en række øvrige administrative ydelser for at få elsystemet til at fungere. Denne del er for de danske forhold nærmere beskrevet i Appendix 1

Hvis der tages udgangspunkt i Danmark, kostede opbygningen af selve Datahuben (IT-plattformen) op imod 0,5 mia. DKK. En del af disse omkostninger må være generelle omkostninger, som er uafhængige af kunderne. Med en procentsats på 15% til de generelle omkostninger vil etableringen af en sådan platform beløbe sig til 75 mio. DKK. Systemet skal så tilpasses færøske forhold, som nemt kan løbe op i 1.000,- DKK pr. kunde, hvilket indebærer, at etableringsomkostningerne kan passere 100 mio. DKK.

Når liberaliseringen er indført, vil der løbende være omkostninger til at drive systemet. Systemansvaret skal time for time udmelde budstørrelser, vælge leverandørerne og indgå kontrakter med aktørerne om levering af elektricitet, op- og nedregulering af produktion og forbrug. Efter driftstimen skal Systemansvaret på baggrund af validerede data afregne for den leverede produktion, op- og nedregulering af produktion, forbrug og ubalancer. Disse ydelser er nærmere beskrevet i Appendix 1.

Et bud på disse omkostninger kan være, at der til håndtering af disse ydelser skal bruges 25.000 - 50.000 timer pr. år (13 - 25 mandeår) og med en gennemsnitstimepris på DKK 800,- (inkl. omkostninger til kontorer, it-udstyr, løn og andre administrative ydelser) vil det beløbe sig til et sted mellem 20 - 40 mio. DKK.

En afskrivningsperiode på IT-plattformen på 10 år (formentlig en lang afskrivningsperiode) vil betyde, at man øger de samlede omkostninger for elsystemet med 30 - 50 mio. DKK, svarende til en meromkostning på mellem 9 – 15 øre/kWh (forbrug 340 GWh (2019)). Der er i 2017 og 2018 gennemført et arbejde sammen med myndighederne, hvor resultaterne peger på, at en elektrificering kan hæve energiforbruget op til 600 GWh i 2030. Dette vil selvfølgelig slå i gennem på økonomien.

Dette er omkostninger, som fremadrettet skal betales af kunderne, uden at de egentlig får mere end i dag.

Konkurrencen indføres for at sikre så billige priser som muligt, men et liberaliseret marked vil altid have den risiko, at elsystemet vil have en større overkapacitet end et "Hvile i sig selv"-system, specielt, når der kun er et sted at afsætte energien, nemlig på Færøerne. Det betyder, at der er en forhøjet usikkerhed på businesscasen, som leverer energi, fordi produktionsapparatet ikke kan være sikker på at kunne levere al sin energi, men må i timer have kapacitet, som enten leverer reduceret energimængde (Curtailet) eller står helt stille. Generelt betyder større usikkerheder, at omkostninger mest sandsynligt vokser.

En fortjeneste på 3 - 6 øre/kWh vil betyde, at proventet for konkurrence på 200 GWh vil ligge et sted mellem 6 -12 mio. DKK, og for at skabe en rimelig konkurrencesituation vurderes det, at antallet af aktører, som der minimum skal være 5 – 10 stk. af for hvert af områderne forbrugs- og produktionsbalanceansvarlig. De skal konkurrere om proventet på mellem 6 – 12 mio. DKK, og det kan være tvivlsomt, om beløbet er stort nok til, at man kan få 5 – 10 aktører til at opbygge en virksomhed, som skal handle med elektricitet.

Denne indtjening kan selvfølgelig suppleres med indtægter ved at stille kapacitet til rådighed til primær-, sekundær- og tertiærreserverne (se app. 1), samt muligheden for at levere en række fleksibilitetsydelser for elsystemet.

For at få et bedre bud på ovenstående bør der iværksættes en nærmere undersøgelse, eventuelt sammen med Energinet og andre, hvor man på baggrund af danske erfaringer går mere i dybden med emnet.

Der er således tale om at etablere et system på Færøerne, hvor markedsaktører og produktionsejere sammen med myndighederne (Systemansvaret) og en aktør, som kan levere systemydelser (fx SEV), skal opbygge et system, som sikrer objektive og ikke konkurrenceforvridende vilkår for produktion og forbrug af elektricitet.

8. Effektivitetsmuligheder i det nuværende system

Når et elsystem drives efter princippet "Hvile i sig selv", vil der altid kunne opstå usikkerhed om, hvorvidt systemet drives økonomisk optimalt.

En mulighed er at udsætte systemet for konkurrence i formodning om, at processerne derved drives på den mest økonomisk optimale måde.

Inden man vurderer effektivitetspotentialen i et "lille" system, skal man være opmærksom på, at et "lille" elnet har en række ydelser, som kan være svære at udsætte for effektivitet. Det drejer sig om systemstabiliteten, som leveres af fx vand- og dieselværker, ligesom der skal være et produktionsapparat, som kan levere backup-ydelser i tilfælde af fejl eller havari, og som kan levere energi i systemer med fluktuerende produktion. Sådanne ydelser og selve nettet bør drives som et monopol, og ikke udsættes for konkurrence, fordi det sætter forsyningssikkerheden under pres.

De øvrige områder, såsom produktion fra vindmøller og solcelleanlæg, samt forbrug og fleksibilitetsydelse, kan nemmere udsættes for konkurrence.

I bestræbelser på at sikre en effektiv drift af nettet kan man benchmarke sig op imod andre tilsvarende net. Her vil, som tidligere nævnt, Bornholm være en god mulighed, fordi Bornholm i solgte GWh og antal forbrugere svarer til Færøerne. Samtidig har forsyningen på Bornholm spændingsniveauerne 60 kV, 10 kV og 0,4 kV, hvilket passer fint til Færøerne. Der vil selvfølgelig være forskelle, fx at vedligeholdelsen af 60 kV-luftledningerne må være mere omkostnings-tunge på Færøerne, og at udstrækningen af nettet er anderledes. Denne benchmarking kan også udføres på udvalgte områder i forhold til andre brancher. De udvalgte områder kan fx være kundefølgning eller fakturering m.m.

En anden mulighed er at gennemføre en række lean-projekter⁴ i forbindelse med at drive et elsystem.

Det kan fx være:

- Vedligeholdelsen af kabelskabe, hvor man kigger på processen fra planlægning, gennemførelse og frem til at der er etableret serviceordrer til reparationer og dokumentation i de tekniske systemer.
- Serieudskiftning af målere og den proces som skal til for at sikre, at målerstanden fra den tidligere måler kommer ind i afregningssystemet, og at den nye måler bliver oprettet hos forbrugeren.
- Den proces som skal gennemføres, når der tilsluttes en ny kunde i nettet, og gennemgang af de rutiner som sikrer, at kunden får installeret måleren, og at kunden bliver registreret i kundekartoteket, og efter noget tid også modtager sin første regning.

En anden metode er den, at netselskabet pålægges et effektivitetskrav over en række år. Der kan udarbejdes et sæt nøgletal (KPI'er), som tager udgangspunkt i aktiviteterne i selskabet. Nøgletallene og målsætningerne for effektivitetskravene bør fastsættes sammen med myndighederne.

⁴ *Lean handler om at skabe mest værdi med den mindst mulige indsats. Man har fokus på at reducere det spild, som forekommer undervejs. Her kan fx peges på returløb/tilbageløb, afbrydelser, overservice-ring, søgetid, ventetid, utilgængelig information, unødvendig transport, dårlig kvalitet/fejl, unødvendige ansvarsskift osv.*

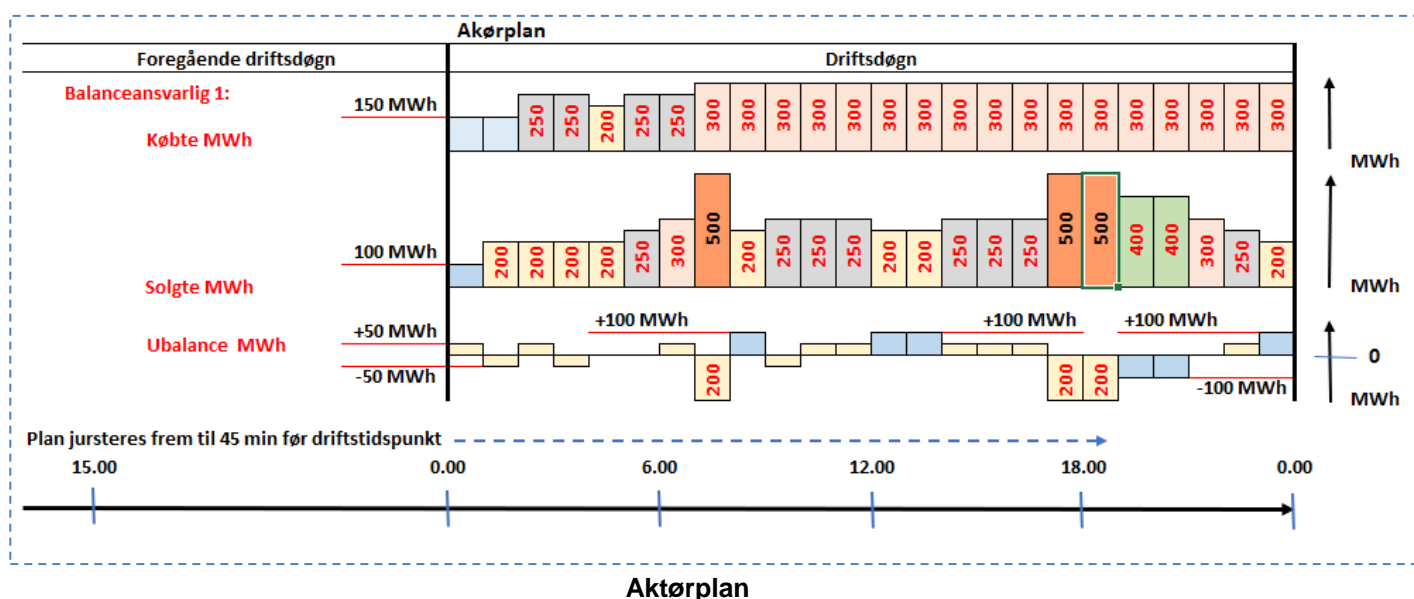
Appendix 1

Dette afsnit omhandler opbygningen af et liberaliseret marked i Danmark, hvor en række mekanismer skal fungere. Herunder initiativer til at få balance mellem produktion og forbrug, en række markedsaktører som køber og sælger elektricitet helt op til forbrugsøjeblikket, samt en række håndtag, som sikrer balance i forbrugsøjeblikket. Dette kan ske ved, at de balanceansvarlige har en række bilaterale aftaler med andre aktører om udveksling af ubalancer eller fleksibilitetsydelser, og at Systemansvaret køber en række ydelser af den virksomhed, som leverer systemydelser.

Balanceansvar og planer

For at sikre, at balance mellem køb og salg i videst muligt omfang opretholdes, skal udvalgte aktører på et elmarked have status som "balanceansvarlige". Al produktion og handel med elektricitet skal være tilknyttet en sådan balanceansvarlig aktør.

Overblikket skabes ved, at den balanceansvarlige senest kl. 15.00 indsender en såkaldt "aktørplan" over købte og solgte MWh time for time i det efterfølgende døgn. De balanceansvarlige kan justere denne plan helt frem til 45 min før driftsøjeblikket, hvorefter aktørplanen bliver låst fast og er bindende for aktøren. Der er ikke krav om, at den balanceansvarlige skal have balance i forbrug og produktion – hverken i aktørplanen eller i selve driftstimen. Ubalancerne i planen og afvigelserne fra planen i selve driftstimen håndteres i et ubalancemarked, eller ved at den aktør, som leverer ubalancer, regulerer ubalancen på plads.



Aktørplanen indeholder også handelsplaner, som angiver selve udvekslingen mellem to balanceansvarlige, og hvis aktøren har produktionsbalanceansvar, skal der desuden indsendes en produktionsplan, som angiver produktionen fordelt med et tidsinterval på 5 min. Denne plan skal indsendes inden kl. 17.00 i produktionsdøgnet og kan løbende opdateres, hvis der sker ændringer.

Ovennævnte planer vil blive et vigtigt redskab for Energinet, fordi disse planer er med til at forudse ubalancer i systemet, før de opstår, og giver Energinet mulighed for at skaffe/fjerne den nødvendige produktion eller forbrug i driftsøjeblikket.

Handelsmarkedet

En liberalisering af elsektoren har i Danmark været med til at indføre konkurrence mellem producenter og leverandører af elektricitet. Disse aktører handler sammen på et handelsmarked (Engrosmarkedet i Danmark). Elektriciteten skal transporteres gennem et elnet, som i visse tilfælde godt kan være over nogen afstand, og for at være sikker på, at der er den fornødne overføringsevne, er der i Danmark valgt at nettet ejes af et monopolselskab, som ikke har incitament til at forvrænge handlen ved at skabe begrænsninger i overførelsen af energi (flaskehalse).

Elektricitet adskiller sig fra de fleste andre varer, fordi det stort set ikke er muligt at lagre elektricitet i større mængder. Det betyder, at elektriciteten skal forbruges i samme sekund, som det produceres. Derudover kan man ikke se, hvor elektriciteten bliver produceret, og derfor heller ikke skelne mellem elektricitet produceret på kraftværker eller vindmøller.

Disse egenskaber har flere konsekvenser for indretningen af et elmarked. Et er, at alle udbydere og aftagere gennem elnettet er koblet til én, fælles pulje af elektricitet. En anden er, at når elleverandøren køber en bestemt mængde elektricitet, forpligter han sig til at forbruge den mængde i leveringsøjeblikket. På samme måde sælger producenter ikke alene en bestemt mængde elektricitet, men forpligter sig også til at føde det ind i nettet på et bestemt tidspunkt. Et elmarked kan dog sikre pristransparens og sørger hele tiden for, at elektriciteten produceres på de enheder som har de laveste priser. En forudsætning er dog, at nettet har den fornødne overføringsevne, og at det samlede antal produktionsenheder samtidig kan levere de nødvendige systemydelse. Det betyder, at al produktion ikke kun kan komme fra fx vindmøller, fordi de ikke er i stand til at levere den nødvendige kortslutningseffekt⁵, som skal sikre, at elnettet fungerer rigtigt i forbindelse med en kortslutning. Disse systemydelse kan i Danmark også hentes fra de stærke udenlandsforbindelse.

Handel med elektricitet

Handel med elektricitet foregår som udgangspunkt enten bilateralt eller på en elbørs. Denne handel kan tilbydes på to forskellige handelspladser kaldet "Day-ahead-markedet" og "Intraday markedet", hvor leverandører og producenter foretager fysiske elhandel. Herudover er der også et "Forward markedet", som alene bruges til finansielle handel.

Handelsmarkedets faser

Aktiviteten i et handelsmarked kan groft skitseres i fire faser:

Perioden frem til dagen før driftsdøgnet:

Fra flere måneder og år før driftsdøgnet og frem til dagen før driftsdøgnet kan markedsaktørerne købe finansielle produkter, der prissikrer den fremtidige day-ahead⁶ pris på elektricitet.

⁵ En vindmølle kan levere ca. 1,1 x fuldlaststrømmen i de tilfælde, hvor der sker en fejl i nettet. Det betyder, at systembeskyttelsen ikke kan se forskel på en normal situation og en fejl i nettet, fordi strømmen kun stiger med 10 %, hvilket også kunne være en ændring i forbruget.

⁶ Markedet, hvor elleverandører og producenter handler forbrug og produktion af for det kommende døgn

Dagen før driftsdøgnet:

På selve dagen før driftsdøgnet foregår handlen på day-ahead-markedet⁷, som er en del af et spotmarked⁸. Dagen før driftsdøgnet kl. 12.00 lukker spotmarkedet – og de balanceansvarlige aktører indsender bindende aktørplaner for produktion, forbrug og handel for det efterfølgende døgn. Aktørplanerne godkendes efterfølgende af Energinet, men kan ændres frem til 45 min før driftstimen gennem handler på intraday-markedet⁹ eller ved bilaterale handler mellem to aktører.

Tiden frem til og i driftsøjeblikket:

I denne fase skabes der en platform, hvor aktørerne kan handle sig i balance på spot-intraday-markedet. Intraday-markedet åbner 2 timer efter, at day-ahead-markedet er lukket og frem til en time før driftstimen. Herefter ligger ansvaret for at balancere systemet alene hos Energinet, som gennem en række systemydelse kan tilpasse produktionen. Balancen opretholdes blandt andet ved at købe elektricitet (opregulering) eller sælge elektricitet (nedregulering) på regulerkraftmarkedet. Samtidig stabiliseres frekvensen i nettet af de automatiske reserver i selve driftsøjeblikket.

Dagen efter driftsdøgnet:

Efter driftsdøgnets afslutning indsamles målinger af reelt forbrug og produktion og valideres op mod aktørplanerne. Disse målinger kommer fra Datahuben. Det giver mulighed for at afregne ubalancerne mellem planlagt produktion/forbrug og de reelle mængder i det, der kaldes balancemarkedet.

Markeder

Forward-markedet – finansiell prissikring

Som følge af, at elektricitet kun i begrænsede mængder kan lagres i nettet, kan selv små ændringer i udbud og efterspørgsel i visse tilfælde give meget store prisudsving og være meget større end på de fleste andre markeder, såsom olie- eller kulmarkeder. Day-ahead-prisen har historisk udvist stor volatilitet¹⁰ på de europæiske markeder - priserne svinger meget time fra time.

For aktørerne på markedet udgør disse prisudsving en finansiell risiko. Som på andre markeder kan risikoen dog reduceres gennem handel med forskellige finansielle produkter. Især elleverandører, som i den ene ende er bundet til at levere fastprisprodukter til kunder og i den anden ende er fuldt eksponeret overfor udsving i markedsprisen, har behov for at afdække risici. Omvendt har producenterne et cash flow, der svarer til prisudsvingene og kan derfor bedre påtage sig denne risici. Denne handel kaldes hedging eller prissikring og foregår i forward-markedet. I forward-markedet handles i modsætning til day-ahead og intraday-markedet ikke en eneste fysisk MWh, men kun finansielle produkter knyttet til fremtidig handel med el.

En forwardkontrakt er en aftale mellem køber og sælger om på et givent tidspunkt i fremtiden at sælge en given mængde elektricitet til en fastsat pris. Forwards handles oftest bilateralt og ikke på børsen, fordi de ikke er standardiserede.

⁷ Marked, hvor elleverandører og producenter handler forbrug og produktion af for det kommende døgn

⁸ Marked, hvor handel med elektricitet foregår enten i et day-ahead- eller intraday-marked

⁹ Marked, hvor handel foregår, efter at spotmarked er lukket og helt frem til en time før driftstimen

¹⁰ Volatil: tilbøjelig til at vise store udsving inden for et kort tidsrum især om kurs, rente eller pris

Day-ahead marked:

Elleverandører og producenter handler i day-ahead-markedet for at dække produktion og forbrug for det følgende døgn. Erfaringen er den, at langt den største andel af den samlede elhandel foregår på dette marked.

Handlen på et spot day-ahead-marked sker efter en fast tidsplan.

Inden kl. 10.00 offentliggøres eventuelle begrænsninger i nettet. Senest kl. 12.00 indmelder elleverandører og producenter købs- og salgsbud på mængde og pris til spotmarkedet, og markedet lukker derefter for yderligere handel. Buddene kan indmeldes på timebasis eller som blokbud over flere timer.

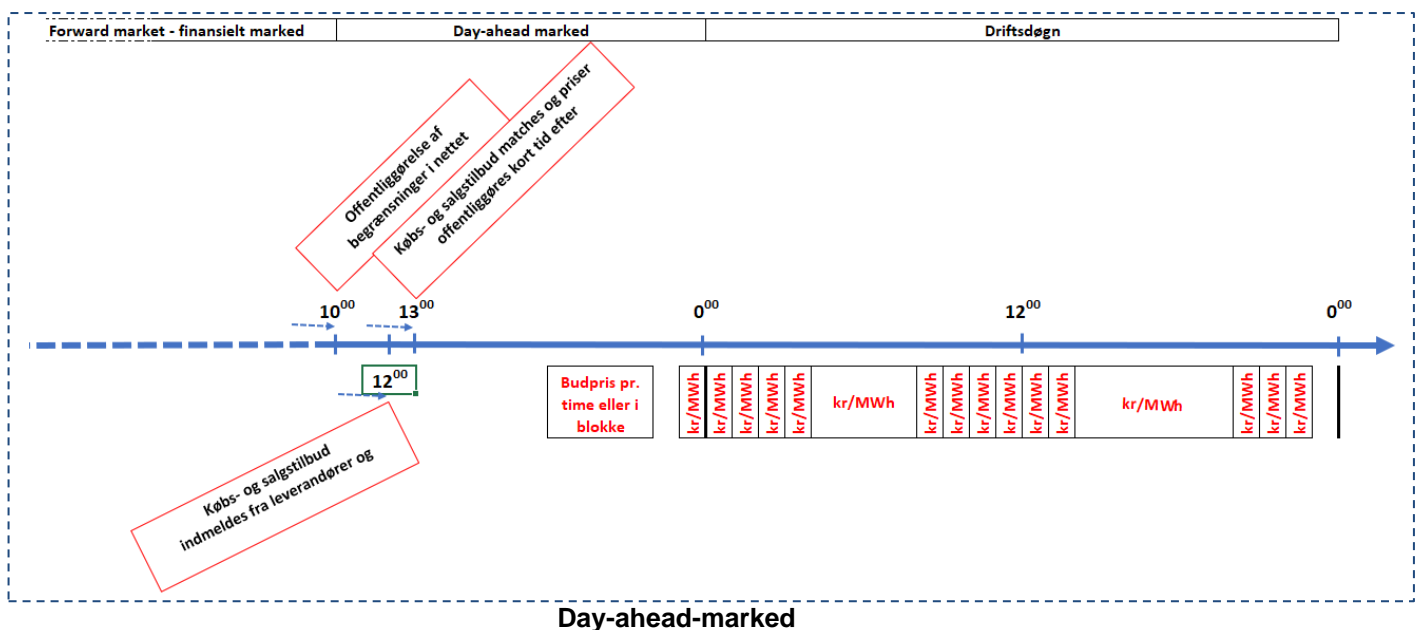
Et timebud angiver mængde og pris for en konkret time i driftsdøgnet, hvorimod et blokbud angiver mængde og pris for flere sammenhængende timer. Blokbud accepteres enten i sin helhed eller slet ikke.

For at blokbud kan accepteres, skal et af følgende kriterier være opfyldt:

- For en salgsblok skal salgsprisen være lavere end den gennemsnitlige elspotpris for de pågældende timer.
- For en købsblok skal købsprisen være højere end den gennemsnitlige elspotpris for de pågældende timer.

Blokbud er særligt anvendelige for anlæg, hvor høje opstartsomkostninger gør det urentabelt at producere eller forbruge i få timer ad gangen.

Når udbud og efterspørgsel er matchet, offentliggøres priserne, og aktørerne informeres om, hvilke mængder de har handlet. De balanceansvarlige indsender derefter aktørplanerne til Energinet.



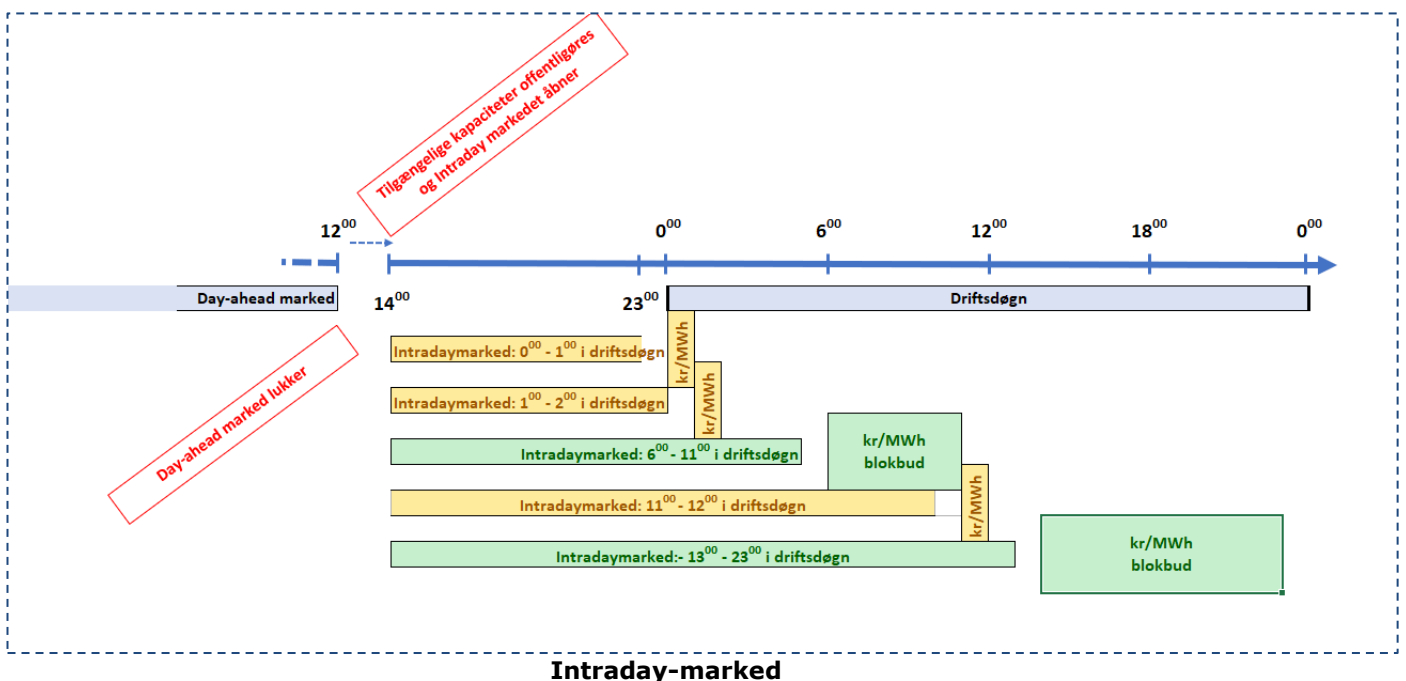
Intraday markedet

Handlen på spotmarkedet lukker som skrevet ovenfor på et nærmere fastsat tidspunkt dagen inden driftsdøgnet. Den efterfølgende handel kommer til at foregå på et intraday-marked, som

åbner 2 timer efter, at Day-ahead-markedet er lukket. Her kan den enkelte aktør handle sig i balance, fx i de tilfælde hvor vindproduktionen vil producere mindre elektricitet end forudsat.

De handlede energimængder på Intraday-markedet må forventes at være væsentlig mindre end energimængden på Day-ahead-markedet.

Lige inden handlen på Intraday-markedet åbnes, offentliggøres de tilgængelige kapaciteter, og handlen forløber herefter kontinuerligt frem til 1 time før den pågældende driftstime. Bud indsendes til spotmarkedet for en pågældende time og mængde. Her kan der ligesom i day-ahead-markedet indgives blokbud, som kan spænde fra en og op til flere timer. Intraday-handler gennemføres løbende og afregnes derfor efter pay-as-bid-princippet. Det vil sige, at spotmarkedet matcher de bedste købs- og salgsbud, hvorefter handlen indgås mellem højeste købspris og laveste salgspris.



Balanceafregning

De balanceansvarlige aktører overholder sjældent deres planer i driftstimen, fx fordi vindmøllerne ikke producerer det forventede, eller fordi forbrugerne forbruger anderledes end forventet. Under driftstimen er det derfor nødvendigt, at Energinet konstant sikrer balance mellem produktion og forbrug. En stor del af denne balancering kan ske ved køb af op- og nedregulering gennem regulerkraft¹¹.

Når driftsdøgnet er slut, skal aktørerne afregnes for de ubalancer, der har været i deres indsendte aktørplaner. Ofte vil der eksempelvis være forskel på det forbrugsestimat, som elleverandøren har meldt ind for driftstimen og det reelle forbrug i den pågældende time. I dette tilfælde kan aktørens ubalancer afregnes på et balancemarked gennem køb og salg af balancekraft fra aktøren, som leverer systemydelser. Balancekraft er ikke et fysisk produkt på lige fod med eksempelvis regulerkraft, men derimod et fiktivt produkt, en slags nettoopgørelse, der bruges til at afregne aktørernes ubalancer. Disse ubalancer kan enten afregnes efter et-prismodellen eller to-prismodellen.

¹¹ Regulerkraftsanlæg er anlæg som hurtigt kan op- og nedregulere deres produktion og dermed understøtte de ubalancer, som opstår i driftstimen.

Med et-prismodellen afregnes ubalancer altid til regulerkraftprisen – dvs. den pris, Energinet har betalt for at balancere med regulerkraft i driftstimen.

Forbrugs- og handelsbalanceansvarlige afregnes efter et-prismodellen. Det vil sige, at den balanceansvarlige skal betale for negativ balance (hvis det reelle forbrug er større end anført i planen) og kan kompenseres for positiv balance (hvis det reelle forbrug er lavere end anført i planen).

To-prismodellen afregnes enten til regulerkraftprisen eller spotmarkedsprisen. Produktionsbalanceansvarlige afregnes efter to-prismodellen.

Hvis ubalancen er i samme retning som den overordnede ubalance og dermed forværrer systemubalancen, afregnes til regulerkraftpris. Hvis ubalancen modvirker den overordnede ubalance i systemet, afregnes til spotprisen. To-prismodellen har den fordel, at den giver producenterne et incitament til at byde produktion ind i regulerkraftmarkedet.

Systemydelse

I elsystemet skal elproduktion og forbrug hele tiden være i balance. Ændringer i forbruget eller fejl, havari og andre forstyrrelser på produktionsanlæggene vil påvirke balancen i systemet og forårsage afvigelser i frekvensen i nettet. Energinet skal derfor have en række håndtag, som kan være med til at afhjælpe dette fænomen. I Danmark er der to områder - et i Vestdanmark og et i Østdanmark. Dette skyldes formentlig historiske årsager.

Der findes principielt 3 forskellige reserver – primær-, sekundær- og tertiær reserve – og derudover systembærende ydelser.

Funktion	Terminologi		
	ENTSO-E	Vestdanmark	Østdanmark
Frekvensstabilisering (Primær reserve)	Frequency Containment Reserves (FCR)	Primær reserve	Frekvensstyret normaldriftsreserve (FCR-N)
			Frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve (FCR-D)
Frekvensgenopretning (Sekundær reserve)	Frequency Restoration Reserves (aFRR)	Load Frequency Control (LFC)	
Balanceudligning (tertiær reserve)	Frequency Restoration Reserves (mFRR)	Manuel reserve	Manuel reserve
	Replacement Reserves (RR)	-	-

Oversigt over reservetyper i Danmark (kilde: Energinet)

Primær reserve:

Vestdanmark:

I Vestdanmark reguleres frekvensafvigelser ved hjælp af primærreserven, hvor produktions- og forbrugsenheder automatisk skaber balance, når frekvensen flytter sig fra 50 Hz.

Østdanmark:

I Østdanmark er den primære regulering opdelt i en normaldriftsreserve og en driftsforstyrrelsesreserve, hvor normaldriftsreserven genskaber 50 Hz-frekvensen, når der opstår afvigelser i

den fluktuerende produktion eller ændringer i forbruget. Ved større driftsforstyrrelser, fx ved udfald af produktionsenheder eller transmissionslinjer, hvor frekvensen falder til under 49,9 Hz, vil hurtigt reguleringsudstyr reagere på faldet og genskabe frekvensen, indtil den manuelle reserve kan overtage.

Hele Danmark:

Det gælder for alle de forskellige primære reserver, at det foregår automatisk.

I Danmark offentliggøres primær- og normaldriftsreserven på Energinets hjemmeside, og driftsforstyrrelsesreserven offentliggøres hver torsdag på baggrund af forventningen til produktions-sammensætningen i den kommende uge.

Tekniske betingelser for primær reserve:

Respons og responshastighed:

Vestdanmark:

I Vestdanmark leveres der primærreserve ved en frekvensafvigelse på op til +/- 200 mHz i forhold til referencefrekvensen på 50 Hz med et tilladt dødbånd på +/- 20 mHz. Reserven skal som minimum leveres lineært ved frekvensafvigelser mellem +/-20 og 200 Hz, således at den første halvdel af den aktiverede reserve skal være leveret inden 15 sekunder, og den sidste del skal være fuldt leveret inden 30 sekunder. Reguleringen skal kunne opretholdes indtil den automatiske og den manuelle reserve tager over, dog minimum 15 minutter. Efter afsluttet regulering skal reserven være retableret efter 15 minutter.

Østdanmark:

I Østdanmark skal normaldriftsreserven kunne leveres ved en frekvensafvigelse på op til +/-100 mHz i forhold til referencefrekvensen på 50 Hz. Det vil betyde i området 49,9-50,1 Hz. Leverancen skal leveres uden dødbånd.

Reserven skal som minimum leveres lineært ved frekvensafvigelser mellem 0 og 100 mHz afvigelse. Den aktiverede reserve skal være leveret efter 150 sekunder uanset afvigelsens størrelse.

Reguleringen skal kunne opretholdes kontinuerligt.

Den frekvensstyrede driftsforstyrrelsesreserve skal kunne levere effekt omvendt lineært med frekvensen mellem 49,9 og 49,5 Hz og levere 50 %-responsen inden for de første 5 sekunder og resten inden for yderligere 25 sekunder.

Ved sammensat leverance:

Hele Danmark:

I både Øst- og Vestdanmark kan en leverance sammensættes fra flere produktionsenheder med forskellige egenskaber, der tilsammen kan levere den krævede respons med den krævede responshastighed. En leverance kan ligeledes sammensættes fra flere forbrugsenheder med forskellige egenskaber, der tilsammen kan levere den krævede respons med den krævede responshastighed.

Den balanceansvarlige aktør skal skille ydelserne ad, forstået på den måde, at alle opreguleringsressourcer skal referere til produktionsenheder, og alle nedreguleringsressourcer skal referere til forbrugsenheder eller vice versa. En leverance af fx opregulering kan altså ikke bestå af en blanding af forbrugs- og produktionsenheder.

Dagligt indkøb af primær reserve:

Hele Danmark:

I både Øst- og Vestdanmark indkøbes den primære reserve opdelt i to produkter, nemlig opreguleringseffekt (ved underfrekvens) og nedreguleringseffekt (ved overfrekvens). Primærreserven indkøbes som et symmetrisk produkt, hvor leverandøren samtidig skal stille opregulering og nedregulering til rådighed.

Vestdanmark:

I Vestdanmark købes reguleringseffekten i seks lige store blokke på hver 4 timer. Der afholdes auktion en gang dagligt for det kommende døgn.

Østdanmark:

I Østdanmark indkøbes både normaldriftsreserven og driftsforstyrrelsesreserven ind enten to dage før driftsdøgnet (D-2) eller dagen før driftsdøgnet (D-1). I begge tilfælde kan leverandøren indgive bud på timebasis eller blokbud. Blokbudene kan for D-2 være på op til 6 timer og for D-1 være op til 3 timer, men aktøren fastlægger, hvilken time blokbuddet starter, men skal i alle tilfælde afsluttes inden for døgnet.

Aktørens budgivning:

Vestdanmark:

I Vestdanmark skal bud sendes, så de er Energinet i hænde senest kl. 15.00 før driftsdøgnet.

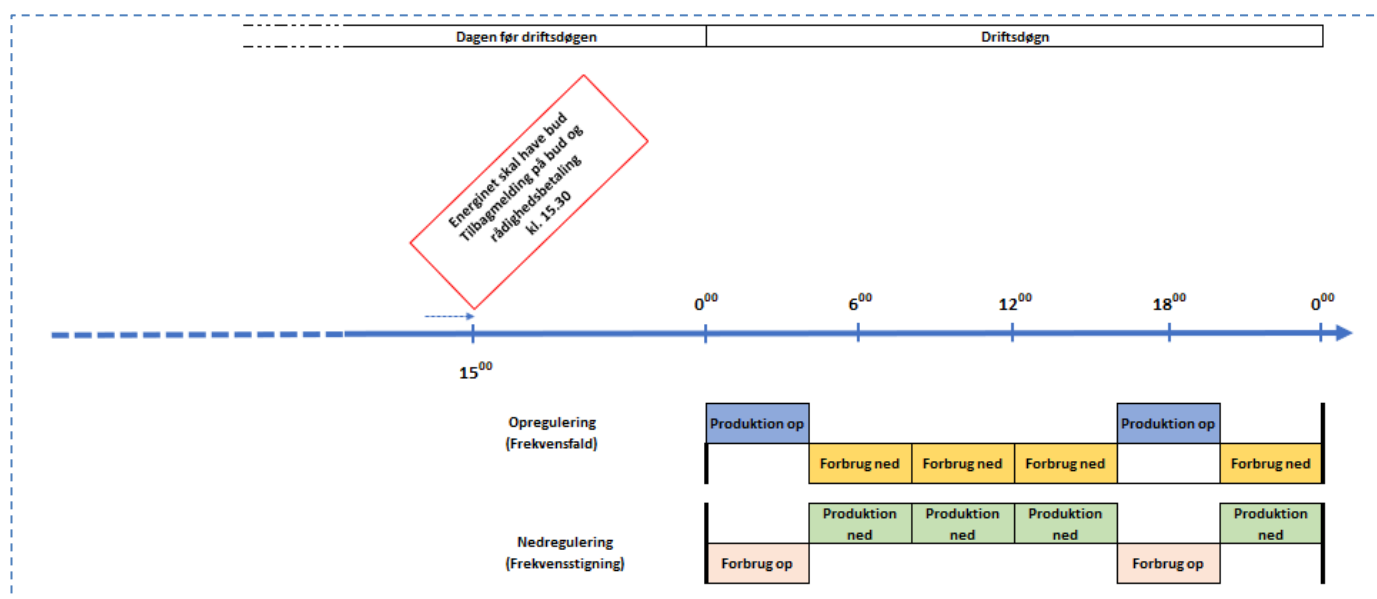
Østdanmark:

I Østdanmark skal både normaldrifts- og driftsforstyrrelsesreserver for D-2 indmeldes senest kl. 15.00 to dage før driftsdøgnet og senest kl. 18.00 for D-1 dagen for driftsdøgnet.

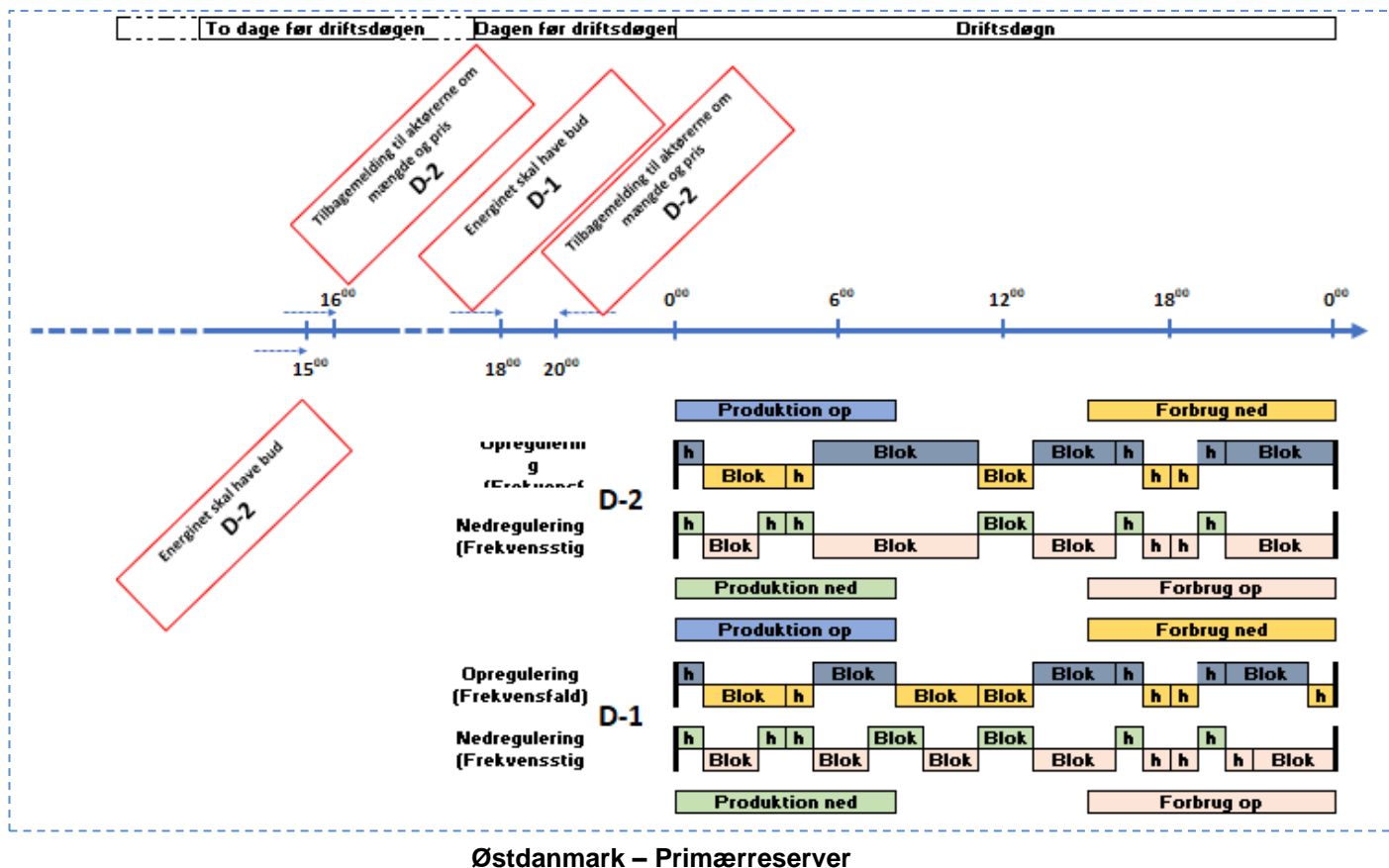
Både Øst- og Vestdanmark)

Budene er efter ovennævnte tidspunkter bindende for aktøren.

Buddet skal angive det antal MW, som aktøren kan stå til rådighed med i den pågældende time, og prisen skal angives som en pris pr. MW pr. time og både MW og pris skal være ens i alle timerne, hvis der er indgivet en blok.



Vestdanmark - Primærreserver



Østdanmark – Primærreserver

Valg af bud:

Hele Danmark:

Energinet sorterer buddene for både Vest- og Østdanmark for hhv. op- og nedreguleringskapacitet efter prisen pr. MW og dækker sit behov ved at vælge buddene efter stigende pris. Bud accepteres altid i deres helhed eller slet ikke.

Hvis der ikke kommer bud nok ind til at dække behovet, sendes en e-mail til alle aktører med en opfordring om at byde flere reserver ind.

Prisfastsættelse og betaling:

Vestdanmark:

I Vestdanmark vil alle accepterede bud for både op- og nedregulering modtage en rådighedsbetaling svarende til prisen for det dyreste, accepterede bud for opregulering (marginalprisen). Der foretages ingen opgørelse af leverede energimængder fra primærreserverne. Leverancer af energi fra primærreserverne afregnes som almindelige ubalancer.

Østdanmark:

I Østdanmark modtager aktørerne en pris svarende til den pris, som aktøren har budt ind med (pay-as-bid) for henholdsvis normaldrifts- og driftsforstyrrelsesreserven. Efterfølgende aktivering af opregulerings- og nedreguleringseffekten i normaldriftsreserven afregnes med regulérkraftprisen for henholdsvis op- og nedregulering. Energileverancen for driftsforstyrrelsesreserven bliver afregnet med den almindelige ubalanceafregning.

Tilbage melding til aktøren:

Vestdanmark:

Aktørerne i Vestdanmark modtager en tilbage melding kl. 15.30 om, hvilke bud der er accepteret, og om den rådighedsbetaling, der er opnået time for time. Der sendes ikke signaler til aktivering af reserven i selve driftsdøgnet, fordi aktiveringen foregår via aktørens egne målinger af frekvensen

Østdanmark:

I Østdanmark vil aktøren som har givet bud ind to døgn før driftsdøgnet senest kl. 16.00 modtage en tilbage melding om, hvilken mængde (MW) der er accepteret og om den gennemsnitlige rådighedsbetaling (DKK/MW), der er opnået time for time. For bud indgivet dagen før driftsdøgnet sker tilbage meldingen kl. 20.00 og omfatter ligeledes hvilken mængde og til hvilken gennemsnitspris. Ovennævnte gælder for både normaldrifts- og driftsforstyrrelsesreserver, og gennemsnitsprisen udregnes som et simpelt gennemsnit.

Aktørens forpligtelser:

Hele Danmark:

For både Øst- og Vestdanmark gælder naturligt nok, at den indmeldte kapacitet skal være til rådighed, og at rådighedsbetalingen annulleres, hvis det efterfølgende viser sig, at anlægget har været ude pga. fx havari.

Ved hændelser, som medfører, at et anlæg ikke kan levere frekvensstyret normaldriftsreserve, skal reserven være genetableret på et eller flere anlæg, som kan levere reserven snarest muligt, dog inden 30 minutter efter hændelsen. Kan leverandøren ikke genetablere reserven, kontaktes Energinet inden for 15 minutter for at meddele, hvor og hvornår reserven kan være genetableret.

Sekundær reserve:

Vestdanmark:

Ved større driftsforstyrrelser er de sekundære reserver i Vestdanmark indirekte med til at regulere frekvensen tilbage til 50 Hz, efter at primærreguleringen har stabiliseret frekvensen.

Den sekundære reserve har to formål:

- At frigøre den primære reserve, hvis den er blevet aktiveret, det vil sige at bringe frekvensen tilbage til 50,00 Hz.
- Udligne den ubalance, som kommer fra små regulerkraftaktiveringer.

Sekundærreserven består af en op- og nedreguleringsreserve, der rekvireres som en samlet, symmetrisk ydelse. Opreguleringsreserven kan sammensættes af produktionsenheder eller som alternativ sammensættes af forbrugsenheder. Ligeledes kan nedreguleringsreserven sammensættes af enten produktionsenheder eller forbrugsenheder, men produktion og forbrug skal holdes adskilt inden for samme reservetype.

Østdanmark:

I Østdanmark anvendes p.t. ikke sekundærreserver, og primærreserverne er som tidligere nævnt delt op i to typer:

- Den *frekvensstyrede normaldriftsreserve*, som regulerer frekvensen indenfor normaldriftsområdet på 49,9-50,1 Hz

- Den frekvensstyrede driftsforstyrrelsesreserve, som stabiliserer frekvensen i nøddriftsområdet under 49,9 Hz.

Tekniske bestemmelser for sekundær reserve:

Respons og responshastighed:

Vestdanmark:

Aktiveringen af den sekundære reserve adskiller sig desuden fra den primære reserve ved ikke at blive udløst direkte af frekvensudsving på de enkelte anlæg. Aktiveringen sker derimod på foranledning af et automatisk reguleringssignal udsendt fra Energinet via den balanceansvarlige aktør. Reguleringssignalet fordeles fra den balanceansvarlige aktør til alle de anlæg, der deltager i den automatiske regulering.

Den sekundære reserve leveres af anlæg, der kører på dellast eller af hurtigt startende anlæg, og skal i hovedreglen kunne aktiveres indenfor 15 minutter. Reguleringen skal kunne opretholdes kontinuerligt.

For at kunne levere ydelsen skal anlæggene være forbundet til udstyr hos den balanceansvarlige, der administrerer Energinets effektsignal.

Information og data:

Vestdanmark:

Hver enkelt produktions- eller forbrugsenhed, som leverer eller indgår i den sekundære reserve, skal informationsteknisk tilsluttes Energinets kontrolcenter og give en række informationer om produktions- og forbrugsenhedens status, herunder aktuel mulig reserve op/ned og med hvilken gradient og tidskonstant.

Ved sammensat leverance:

Vestdanmark:

Ligesom ved sammensat leverance i primærreserven kan en leverance i Vestdanmark sammensættes fra flere produktionsenheder med forskellige egenskaber, der kan levere den krævede responshastighed. En leverance kan ligeledes sammensættes fra flere forbrugsenheder med forskellige egenskaber, der tilsammen kan levere den krævede responshastighed.

Den balanceansvarlige aktør skal skille ydelserne ad forstået på den måde, at alle opreguleringsressourcer skal referere til produktionsenheder, og alle nedreguleringsressourcer skal referere til forbrugsenheder eller vice versa. En leverance af fx opregulering kan altså ikke bestå af en blanding af forbrugs- og produktionsenheder.

Selv om den balanceansvarlige skal sende symmetriske bud ind, vil Energinet håndtere ydelsen som to separate asymmetriske bud og sende to separate reguleringssignaler ud.

Indkøb af sekundære reserver:

Vestdanmark:

Energinet indkøber sekundære reserver efter behov, og for at dække:

- manglende leverance i forbindelse med planlagt udetid
- eller som følge af pludseligt opstået fejl.

I det første tilfælde får alle leverandører direkte besked via e-mail, flere dage før behovet opstår. På udbudstidspunktet vil de ønskede mængder være angivet, og behovet vil ofte dække flere, sammenhængende dage, dog maksimalt én måned.

Aktørernes tilbud skal være Energinet i hænde senest 18 timer efter udbudstidspunktet, og tre timer efter udløbet af tilbudsfristen vil de deltagende aktører blive informeret om udfaldet af auktionen.

Behov i tilfælde af pludseligt opståede fejl vil ligeledes blive formidlet til de godkendte leverandører via e-mail, og dette vil som hovedregel ske senest kl. 8:30 dagen før driftsdøgnet, hvor behovet optræder. Hvis behovet opstår senere end kl. 8:30 dagen før driftsdøgnet, vil Energinet stadig udsende en e-mail til alle aktører og meddele behovet og anmode om bud. I dette tilfælde gælder dog, at aktører, der har en leveringsevnekontrakt¹², ikke er forpligtede til at indsende bud.

I alle tilfælde indkøbes reserveerne som en samlet symmetrisk op- og nedreguleringsreserve.

Aktørens budgivning:

Vestdanmark:

Aktørernes tilbud skal være Energinet i hænde senest kl. 9:30 dagen før driftsdøgnet, og senest én time senere vil de deltagende aktører blive informeret om udfaldet af auktionen. Hvert bud skal ligge inden for et bånd og anføres med en decimal. Prisen anføres som DKK/MW.

Energinets valg af bud

Vestdanmark:

Valget af bud foretages på samme måde som ved den primære reserve,

Prisfastsættelse og betaling:

Vestdanmark:

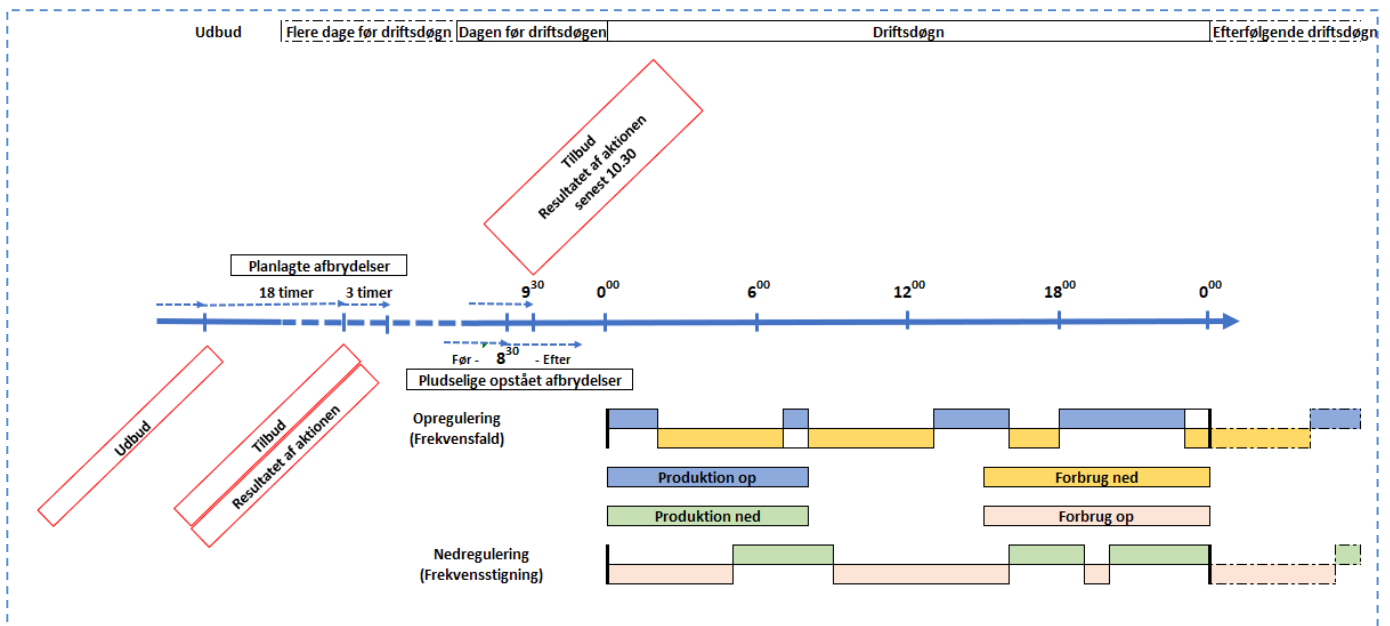
Alle accepterede bud modtager en betaling, der modsvarer den pris, som leverandøren har stillet krav om (pay-as-bid).

Tilbage melding til aktøren:

Vestdanmark:

Efter endt tilbudsevaluering udarbejdes kontrakt i form af en indkøbsrekvisition på opgaven med den/de valgte tilbudsgivere. Tilbage melding sker senest kl. 10.30.

¹² Leveringsevnekontrakterne skal sikre en kapacitet til levering af sekundære reserver i Danmark, i de tilfælde, hvor der ikke kan leveres fra Norge gennem transmissionslinjen SK4. Det kan fx være, når der er planlagt vedligeholdelse på SK4, pludseligt nedbrud, flaskehalse i de interne norske net mv.



Vestdanmark – Sekundærreserver

Aktørens forpligtelser:

Vestdanmark:

For alle indmeldte bud gælder det, at den indmeldte kapacitet skal være til rådighed og at rådighedsbetalingen annulleres, hvis det efterfølgende viser sig, at anlægget har været ude pga. fx havari.

Ved hændelser, som medfører, at et anlæg ikke kan levere frekvensstyret normaldriftsreserve, skal reserven være genetableret på et eller flere anlæg, som kan levere reserven snarest muligt, dog senest 30 minutter efter hændelsen. Kan leverandøren ikke genetablere reserven, kontaktes Energinet inden for 15 minutter for at meddele, hvor og hvornår reserven kan være genetableret.

Betaling for energimængder:

Vestdanmark:

Leverance af energi fra sekundær opreguleringsreserve afregnes pr. MWh med DK1-elspotpris + DKK 100/MWh, dog mindst regulerkraftprisen for opregulering. Leverance af energi fra sekundær-nedreguleringsreserve afregnes pr. MWh med DK1-elspotpris - DKK 100/MWh, dog højst regulerkraftprisen for nedregulering.

Tertiær reserve:

Tertiær reserve, betegnet som manuelle reserver, dækker over den kapacitet, der efter aftale med Energinet reserveres af aktørerne til manuel balancering af systemet i selve driftstimen. Aktiveringen bruges til at sikre, at de manuelle reserver opretholder balancen over længere perioder med ikke-planlagte udsving i produktion eller forbrug, eksempelvis ved driftsstop på et kraftværk eller pludselige ændringer i vindmøllernes produktion. Størstedelen af de danske reserver ligger inden for denne kategori.

Størrelsen på indkøbet af manuel reserve fastlægges ud fra den største enhed i området. Størrelsen på den største enhed fratrækkes andre til rådighed stående reserver; hvorefter man har behovet for indkøb af manuel reserve. Den dimensionerende enhed er altså den største enhed. Reserven aflaster hhv. sekundær reserve i Vestdanmark og i Østdanmark den frekvensstyrede normaldriftsreserve ved mindre ubalancer og skal sikre balancen ved udfald eller begrænsninger på produktionsanlæg.

Tekniske betingelser for tertiær reserve:

Respons og responshastighed:

Hele Danmark:

Den manuelle reserve skal være fuldt leveret 15 minutter efter aktivering.

Aktivering:

Hele Danmark:

Reserven aktiveres ved at ændre køre- eller forbrugsplaner efter forudgående planudveksling mellem Energinet og leverandøren.

Information/data:

Hele Danmark:

Hver enkel produktions- eller forbrugsenhed, som leverer eller indgår i den manuelle reserve, skal informationsteknisk tilsluttes Energinets kontrolcenter. Enhederne skal online give en række informationer om produktions-/forbrugsenhedens status, måling for produktions-/forbrugsenhedens forbrug og nettoproduktions-/forbrug i tilslutningspunktet og den balanceansvarliges samlede nettoproduktion.

Ved sammensat leverance:

Hele Danmark:

I både Vest- og Østdanmark kan en leverance, ligesom ved de primære og sekundære reserver, sammensættes fra flere produktionsenheder med forskellige egenskaber, der tilsammen kan levere den krævede respons med den krævede responshastighed. En leverance kan ligeledes sammensættes fra flere forbrugsenheder med forskellige egenskaber, der tilsammen kan levere den krævede respons med den krævede responshastighed.

Den balanceansvarlige aktør skal skille ydelserne ad forstået på den måde, at alle opreguleringsressourcer skal referere til produktionsenheder, og alle nedreguleringsressourcer skal referere til forbrugsenheder eller vice versa. En leverance af fx opregulering kan altså ikke bestå af en blanding af forbrugs- og produktionsenheder.

Dagligt indkøb af manuel reserve:

Hele Danmark:

Energinet indkøber manuel reserve i henholdsvis Øst- og Vestdanmark opdelt på to produkter, hhv. opreguleringseffekt og nedreguleringseffekt. Der afholdes auktion en gang dagligt for hver af timerne i det kommende døgn.

Energinet offentliggør det forventede reservebehov, angivet som MW, for det kommende driftsdøgn på sin hjemmeside senest kl. 9.00 dagen før driftsdøgnet.

Aktørens budgivning:

Hele Danmark:

Bud skal indsendes, så de er Energinet i hænde senest kl. 9.30 dagen før driftsdøgnet.

Aktøren kan ændre allerede fremsendte bud indtil kl. 9.30. De bud, som Energinet har modtaget kl. 9.30, er bindende for aktøren.

Buddene skal time for time i det følgende døgn angive en mængde og en pris. Mængden angiver det antal MW, som aktøren tilbyder at stå til rådighed med i pågældende time. Prisen angiver den pris pr. MW i pågældende time, som aktøren forlanger for at stå til rådighed med den pågældende mængde.

Krav til leveringssted for meldinger og målinger aftales med Energinet.

Aktører, der leverer manuelle reserver, det vil sige aktører, som får rådighedsbetaling, er derfor forpligtet til at indgive bud på aktivering af denne kapacitet på regulérkraftmarkedet.

Energinets valg af bud:

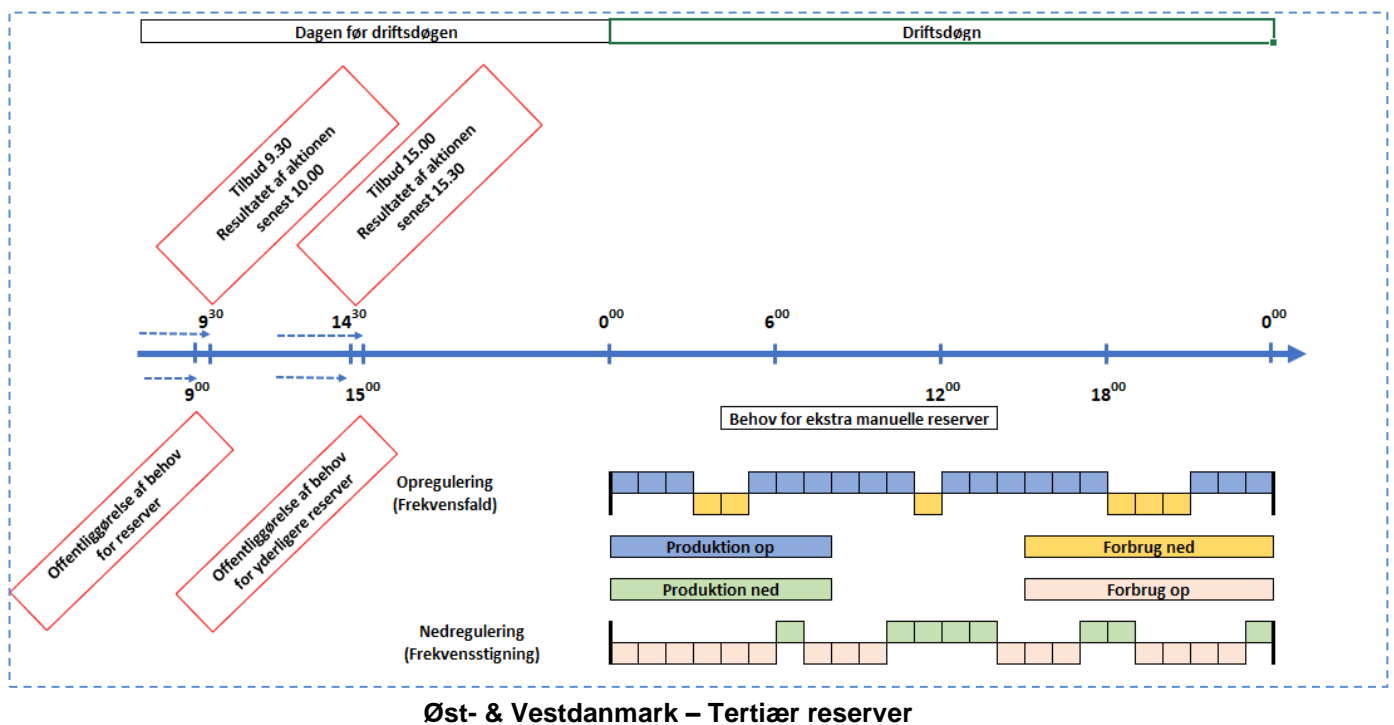
Hele Danmark:

Energinet sorterer buddene for hhv. op- og nedreguleringskapacitet efter prisen pr. MW og dækker sit behov ved at vælge buddene efter stigende pris.

Tilbage melding til aktøren:

Hele Danmark:

Energinet giver kl. 10.00 en tilbage melding til aktøren om, hvilke bud Energinet har accepteret, og om den rådighedsbetaling, der er opnået time for time.



Øst- & Vestdanmark – Tertiær reserver

Aktørens forpligtelser:

Hele Danmark:

Det er en forudsætning for rådighedsbetalingen, at aktøren efterfølgende indsender bud på:

- aktivering for hele den kapacitet, der opnår rådighedsbetaling
- kapaciteten der efterfølgende faktisk er til rådighed

Forpligtelsen for første punkt gælder alene i de timer, hvor aktøren modtager rådighedsbetaling. Aktøren er velkommen til at indsende bud på aktivering ud over den kapacitet, der modtages rådighedsbetaling for.

Hvis det andet punkt ikke overholdes, annulleres rådighedsbetalingen, hvis det efterfølgende viser sig, at kapaciteten – fx på grund af havari ikke er til rådighed.

Ved hændelser, som medfører, at et anlæg ikke kan levere manuelle reserver, skal reserven være genetableret på et eller flere anlæg, som kan levere reserven snarest muligt, dog inden 30 minutter efter hændelsen. Kan leverandøren ikke genetablere reserven, kontaktes Energinet inden for 15 minutter for at meddele, hvor og hvornår reserven kan være genetableret.

Betaling for energimængder:

Hele Danmark:

Opgørelse af leverede energimængder (regulerkraft) fra manuelle reserver samt afregning af regulerkraft sker i henhold til markedsforskrift.

Ekstra indkøb af manuelle reserver

Hvis der opstår behov for at købe flere manuelle reserver end dem, der er indkøbt, vil Energinet afvikle en ekstra auktion om eftermiddagen. Auktionen er en nøjagtig kopi af den auktion, der køres om formiddagen, dog sker udveksling af bud på separate bud-ID'er, der er knyttet til denne auktion.

Tidsfristerne ved afvikling af auktion for manuelle reserver om eftermiddagen er som følger:

- Senest kl. 14.30 udmeldes behovet for ekstra manuelle reserver direkte til aktørerne.
- De dage, hvor behovet er forskelligt fra nul, udsendes der en mail til aktørerne om, at der er et behov.
- Senest kl. 15.00 skal Energinet modtage bud fra aktørerne.
- Senest kl. 15.30 har Energinet kørt auktionen og sendt resultatet til aktørerne.

Litteraturliste:

Notatet er etableret på baggrund af følgende dokumenter:

- Energinet:** **Introduktion til elmarkedet**
Dok. 13/96911-15
- Energinet:** **Introduktion til systemydelser**
Dok 14/02811-108
- Energinet:** **Roller og opgaver på elmarkedet**
(<https://energinet.dk/EI/Ny-paa-elmarkedet/Roller-paa-elmarkedet>)
- Energinet:** **Systemydelser til levering i Danmark Udbudsbetingelser**
Dok13/80940-90
- EU:** **Eksempler på ansøgning om undtagelse af el-liberaliseringen i EU**
Madeira:
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/Da/TXT/PDF/?uri=CELEX:32006D0375>
Malta:
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DA/TXT/PDF/?uri=CELEX:32006D0859&from=EN>
- Eurelectric** **EU Island: Towards a Sustainable Energy Future, A Eurelectric report,**
June 2012
- Delotte** **Analyse af SEV's strategiske styring og omkostningseffektivitet**