



ENERGINET

Energinet
Tonne Kjærsvej 65
DK-7000 Fredericia

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

Dato:
5. august 2020

Forfatter:
SCR/MNC

NOTAT

COST PLUS AFREGNING VED INDKØB AF SYSTEMYDELSER

Baggrundsnotat og vejledning

Indhold

1. Indledning.....	3
2. Formål, anvendelsesområde og forvaltningsmæssige bestemmelser	3
2.1 Anvendelsesområde	3
2.2 Hjemmel.....	4
2.3 Ikrafttræden.....	4
3. Processen hvor compensationen bliver beregnet.....	4
4. Cost plus afregning ved anvendelse af reguleret pris.....	5
5. Cost plus prisen	5
5.1 Grundprincipper	6
5.2 Administrations- og fællesudgifter – mulighed for fast bidrag.....	7
5.3 Afskrivninger og rimelig forrentning af investeret kapital.....	7
6. Forventet anvendelse af cost plus	9
6.1 Afhjælpende tiltag	10
6.2 Reguleret pris på eksisterende markeder.....	10
6.3 Reguleret pris på kommende markeder	10
6.4 Omfanget af cost plus.....	11

1. Indledning

Dette notat indeholder vejledende og uddybende beskrivelser af metoden for cost plus. Metoden anvendes ved afhjælpende tiltag (beordringer) til sikring af forsyningssikkerheden. Derudover anvendes metoden som minimumsbetaling for det enkelte anlæg ved metoden for reguleret pris.

Metoden træder i kraft, når den er godkendt af Forsyningstilsynet.

Energinet vurderer, at Energinets årlige brug af afhjælpende tiltag, hvor cost plus vil finde anvendelse, vil være i omegnen af 16 mio. kr. Dette uddybes nærmere i afsnit 6.

Denne vejledning beskriver i afsnit 2 de forvaltningsmæssige bestemmelser og den lovmæssige baggrund for metodens anvendelse. Herudover gennemgår vejledningen i afsnit 3 processen hvormed kompensationen bliver beregnet.

Afsnit 4 beskriver anvendelsen af cost plus afregning i forbindelse med metoden for reguleret pris, hvor cost plus danner bund for den minimumsbetaling der kan opnås i forbindelse med afregning ved reguleret pris.

Afsnit 5 beskriver selve cost plus afregningen og dens grundprincipper, herunder hvilke overvejelser der er gjort i forbindelse med udarbejdelsen af metoden.

Afsnit 6 giver Energinets bud på den forventede anvendelse af cost plus, herunder omfanget af metoden.

2. Formål, anvendelsesområde og forvaltningsmæssige bestemmelser

Energinet kan, i tilfælde af, at det vurderes, at der ikke er tilstrækkelig sikkerhed for, at elforsyningen kan opretholdes med de anlæg, som forventes aktive, kræve at yderligere elproduktionsanlæg holdes driftsklare, således at anlæggene kan producere elektricitet og andre ydelser med et varsel fastsat af Energinet. Energinet kan ligeledes kræve godkendte driftsstop udskudt eller fremrykket. Endelig kan Energinet kræve egentlig drift på anlæg.

Metoden for cost plus danner ydermere bund for den betaling der kan opnås ved metoden for reguleret pris, jf. § 22 stk. 3 i systemansvarsbekendtgørelsen. Den regulerede pris kan således ikke være lavere end de dokumenterbare omkostninger ved at levere ydelsen, som fastsættes efter cost plus.

2.1 Anvendelsesområde

Metoden for cost plus omfatter alle forbrugs- og produktionsteknologier, som Energinet kan påbyde at gennemføre afhjælpende tiltag i medfør af § 27 b i lov om elforsyning¹ og Kommissionens Forordning (EU) 2017/1485 af 2. august 2017 om fastsættelse af retningslinjer for drift af elektricitetstransmissionssystemer (SOGL).

Metoden omfatter desuden alle anlæg, der deltager i udbud, som i medfør af systemansvarsbekendtgørelsen² på grund af for få bydere, skal afregnes til reguleret pris, hvor den regulerede pris ikke bør være lavere end de dokumenterbare omkostninger, fastsat ved cost plus.

¹ Lovbekendtgørelse nr. 119 af 6. februar 2020 om elforsyning

² Bekendtgørelse nr. 625 af 18. maj 2020 om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet m.v. med senere ændringer

Slutteligt anvendes metoden i tilfælde af, at Energinet laver et markedsudbud, hvor der ikke er nogen aktører der byder ind, og Energinet vurderer det nødvendigt i stedet at foretage en beordring for at fremskaffe ydelsen.

2.2 Hjemmel

Energinet er en kollektiv elforsyningsvirksomhed, jf. § 5, nr. 11, i lovbekendtgørelse nr. 119 af 6. februar 2020 med senere ændringer (herefter elforsyningsloven).

Efter elforsyningslovens § 27 ligger ansvaret for forsynings sikkerheden hos Energi-, og forsynings- og klimaministeren, herunder hører spørgsmålet om Energinets håndtering af elforsynings sikkerheden.

Elforsyningslovens § 27 a, stk. 1 og 2, fastsætter reglerne for Energinets anskaffelse af energi og andre ydelser til varetagelse af forsynings sikkerheden.

Elforsyningslovens § 27 c, giver Energinet beføjelser til tiltag for at sikre forsynings sikkerheden, hvis Energinet vurderer, at denne er truet.

Elforsyningslovens § 27 d giver Energi-, og forsynings- og klimaministeren beføjelser til at fastsætte nærmere regler om indhold og udførelse af de opgaver, som påhviler Energinet i medfør af §§ 27a og 27 c. Disse regler findes i bekendtgørelse nr. 1402 af 13. december 2019 om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet m.v. (herefter systemansvarsbekendtgørelsen).

Cost plus afregning

Energinets metode for cost plus til betaling for ydelser omfattet af § 27 c, stk. 2 i elforsyningsloven (afhjælpende tiltag) er udarbejdet med hjemmel i §§ 23, stk. 3 og 24 i systemansvarsbekendtgørelsen.

Energinets metode for cost plus anvendes derudover som minimumsbetaling ved anvendelse af reguleret priser, når der kun er én virksomhed, der tilbyder ydelser til opretholdelse af det fastsatte niveau for elforsynings sikkerhed, jf. § 22, stk. 2, nr. 3 i systemansvarsbekendtgørelsen.

2.3 Ikrafttræden

Energinet skal ifølge §§ 73 a og 76 i elforsyningsloven og § 23, stk. 3 i systemansvarsbekendtgørelsen anmelde metoden for cost plus afregning til Forsyningstilsynet.

Metoden træder i kraft ved Forsyningstilsynets godkendelse.

Indtil metoden for cost plus og reguleret pris er godkendt, er det de nuværende, godkendte metoder, der gælder og anvendes.

3. Processen hvor kompensationen bliver beregnet

Kompensationen for afhjælpende tiltag vil være forskellig alt efter hvilket anlæg, periode og produkt der er tale om. Den akutte natur ved behovet for afhjælpende tiltag forhindrer, at kompensationen kan fastsættes på forhånd.

Når et afhjælpende tiltag er gennemført og afsluttet, er første skridt, at virksomheden sender en opgørelse til Energinet over hvilke omkostninger de har haft i forbindelse med det afhjælpende tiltag. Det skal være ledsaget af materiale, der forklarer og dokumenterer kravet.

Herefter gennemgår Energinet materialet og sikrer, at det stemmer overens med cost plus metodens bestemmelser. Typisk vil der være en tæt dialog over en periode, hvor virksomheden og Energinet i samarbejde får etableret en korrekt opgørelse over kompensationens komponenter og samlede beløb.

Virksomheden er berettiget til at fakturere betalingen, når beløbet er fastlagt. Fakturaen skal udstedes i den aftalte valuta og skal indeholde oplysninger om virksomhedens indkøbsordrenummer (IO), projekt/opgavenavn samt både virksomhedens og Energinet CVR-nummer. Fakturering skal ske elektronisk, jf. gældende lov om offentlige betalinger mv.³ og skal ske i henhold til informationerne på www.energinet.dk/faktura. Betalingen sker senest 30 kalenderdage efter, at Energinet har modtaget den endelige og udspecificerede faktura som anført ovenfor.

Dokumentation

Det følger af § 24, stk. 2 i Systemansvarsbekendtgørelsen, at virksomheden skal, på forlangende fra Energinet, dokumentere omkostninger ved revisorerklæring i forbindelse med fastlæggelse af cost plus prisen.

Energinets rapportering til Energistyrelsen

Energinet afrapporterer til Energistyrelsen omkring brugen af afhjælpende tiltag og omkostningerne hertil jf. § 25 i systemansvarsbekendtgørelsen.

4. Cost plus afregning ved anvendelse af reguleret pris

Når der kun er én virksomhed, der tilbyder ydelser til opretholdelse af det fastsatte niveau for elforsyningsikkerhed, anvender Energinet regulerede priser til betaling for ydelser, jf. § 27 a, stk. 2, 2. pkt., i lov om elforsyning.

Metoden for reguleret pris omfatter indkøb af alle systemydelser; herunder balanceringsreserver, leveringsevnekontrakter og kritiske egenskaber.

Den regulerede pris defineres som en historisk pris, hvis der eksisterer en historisk pris for en sammenlignelig ydelse i en sammenlignelig tidsperiode, der er opstået i et marked, hvor der har været konkurrence, jf. metode for reguleret pris. Hvis der ikke kan fastsættes en historisk pris, vil der blive afregnet til cost plus efter nedenstående metode.

Hvis den historiske pris er lavere end de dokumenterbare omkostninger ved at levere ydelsen, vil afregning ligeledes ske til cost plus efter nedenstående metode.

5. Cost plus prisen

Systemansvarsbekendtgørelsen opgiver følgende kategorier af omkostninger der skal kompenseres⁴:

- 1) Omkostninger til brændsel og andre opstartsrelaterede omkostninger,
- 2) Indtægter og omkostninger ved salg af elektricitet og varme,

³ Bekendtgørelse af lov nr. 798 af 28. juni 2007 om offentlige betalinger m.v.

⁴ Jf. Systemansvarsbekendtgørelsen § 24.

- 3) Omkostninger til drift og vedligehold, herunder direkte henførbare personaleomkostninger og afhjælpende foranstaltninger til at holde anlægget driftsklar med de ønskede betingelser,
- 4) Administrations- og fællesudgifter, og
- 5) Afskrivninger og rimelig forrentning af investeret kapital.

Ovenstående liste illustrerer typiske omkostninger, der kan optræde ved gennemførelse af afhjælpende tiltag. Listen er ikke udtømmende og passer ikke alle teknologier, men princippet fremgår. Sammen med de opstillede grundprincipper, er det muligt at beregne en kompensation til anlægsejerne.

5.1 Grundprincipper

1. Kompensationen skal holde virksomheden skadesløs for så vidt gælder leverancen af det afhjælpende tiltag,
2. Virksomheden har ret til en rimelig forrentning af den bundne kapital; en forrentning som skal indeholdes i kompensationen,
3. Kompensationsbeløbet kan ikke blive negativt,
4. En ydelse eller omkostning kan kun kompenseres én gang,
5. Virksomheden har ret til at agere med anlægget efter egne ønsker, når det ikke påvirker det afhjælpende tiltag, og
6. Hverken virksomhed eller Energinet må ændre risikoadfærd i forbindelse med det afhjælpende tiltag.

Grundprincipperne giver retning på cost plus metoden i de situationer, hvor beskrivelsen er fortolkningsbar. Det vil blandt andet hjælpe, når nye teknologier skal benytte cost plus metoden.

Grundprincip 3, "*kompensationsbeløbet ikke kan blive negativt*", giver mulighed for aktørerne for at få glæde af gode markedsforhold, selvom de hjælper transmissionssystemet med afhjælpende tiltag. Ved længerevarende afhjælpende tiltag, kan der mellem Energinet og virksomheden aftales en periodevis afregning, og i disse perioder kan der isoleret set ikke kan blive tale om negative kompensationsbeløb. Hvis aktøren mener, at der er perioder indenfor et afhjælpende tiltag, hvor de kunne tjene penge på netop dén produktion, som det afhjælpende tiltag dikterer, kan aktøren overfor Energinet meddele, at de vil frigøres fra det afhjælpende tiltag, og dække ydelsen ved kommerciel produktion. Ved denne mulighed undgår virksomheden, at gevinsten fra korte lukrative perioder forsvinder i omkostningerne ved et afhjælpende tiltag.

Der er mange pengestrømme i begge retninger i en elektricitetsproducerende virksomhed. En omkostning vedrørende et afhjælpende tiltag, kan kun kompenseres én gang, og kan kun kompenseres, hvis ingen anden forbunden aktør eller interessent dækker udgiften. Det er virksomhedens pligt og ansvar at medvirke til et transparent overblik over pengestrømmene, når kompensationen opgøres.

Infoboks 1: Eksempel med høje spotpriser

Hvis Energinet beordrer et kraftværk til 100 MW produktion med følgende omkostninger: faste omkostninger 150 kr/MWh og variable omkostninger 100 kr/MWh og alle øvrige omkostninger inklusive rimelig forrentning 20 kr/MWh, Så bliver kompensationen 0 (nul) kroner hvis spotprisen er 270 kr/MWh i beordringstimen.

Hvis spotprisen er højere end 270 kr/MWh vil kompensationen stadig være 0 kr. fordi vi har et grundprincip (nr. 3) om at kompensationsbeløbet ikke kan blive negativt. Det vil sige aktøren kommer ikke til at betale for at blive aktiveret, mens han tjener penge under beordringen.

Begrundelsen er blandt andet:

- Aktøren får incitament til at agere profitoptimerende
- Det vil sjældent være nødvendigt fordi aktøren ville have meldt ind til marginalprisen
- Det kan være en drivkraft for kortere beordringsperioder

Samme princip vil gælde ved andre indtægter til kraftværket. For eksempel systemydelse eller ubalance-betaling.

5.2 Administrations- og fællesudgifter – mulighed for fast bidrag

Udgangspunktet for fastlæggelse af administrations- og fællesudgifter baserer sig på dokumentation via bilag og beregninger. Eksempler på administrations- og fællesudgifter er vedligeholdelse af udenomsarealer, juridisk bistand, HR og løn, osv.

Virksomheden kan alternativt bruge værdien 10 kr. per MWh i kompensation for administration og fællesudgifter. Dette prisleje er fastlagt ud fra betalinger foretaget i perioden 2016-2019, for kraftværker der er beordret driftsklar. 10 kr. per MWh repræsenterer den absolutte lave ende af prisspændet i datagrundlaget. Administrations- og fællesudgifter må antages at være til stede også selvom et anlæg ikke er i drift, men kun skal være driftsklar.

Muligheden for at vælge denne faste værdi, er en imødekommelse af små aktører og nye teknologier. Aktøren/virksomheden kan altid vælge den anden løsning, men der er mindre dokumentationsindsats ved den faste værdi og det letter arbejdet for nævnte type aktører.

Hvis det afhjælpende tiltag er, at et anlæg skal stå driftsklart, anvendes samme værdi, da det antages at administrations- og fællesudgifter er lige store uanset om der skal produceres eller man blot skal være driftsklar. Der beregnes så ud fra aktiv effekt i minimumslastpunktet.

Hvis det afhjælpende tiltag leverer noget andet end aktiv effekt, beregnes en ækvivalent i minimumslastpunktet.

5.3 Afskrivninger og rimelig forrentning af investeret kapital

Afskrivninger

Afskrivninger behandles som en fast omkostning, i lighed med administration og fællesudgifter. Udgangspunktet for fastlæggelse af afskrivninger baserer sig derfor ligeledes på dokumentation via bilag og beregninger. Som udgangspunkt anvendes et gennemsnit for de seneste tre år, for at finde frem til en standard timepris. I tilfælde af, at det ikke er muligt at gå tre år tilbage, anvendes der priser, så langt tilbage der er mulighed for. Dette kan fx være gældende ved nystartede virksomheder.

Rimelig forrentning af investeret kapital ved hjælp af mark-up på omkostninger

Systemansvarsbekendtgørelsen dikterer at kompensationen skal indeholde afskrivninger samt en rimelig forrentning af "investeret kapital". Investeret kapital kan tolkes som et eller flere af følgende komponenter:

- Bogført værdi

- Egenkapital
- Fremmedkapital (langsigtet)
- Driftskapital (lånt - fx kassekredit)

Hvis "investeret kapital" sættes lig egenkapital, hvilket synes oplagt, bliver kapitalstrukturen i selskabet afgørende og vil formentlig stille forskellige teknologier og forskellige ejerskabsformer forskelligt. Det vil være af betydning om teknologien for eksempel får støtte i form af en garanteret pris i en årrække, da det påvirker lånemuligheder og dermed kapitalstruktur.

Hvis en forrentning blot pålignes en aktuel bogført værdi af et aktiv, vil der være stor forskel på, hvad et nyt og et gammelt anlæg får ud af, at levere afhjælpende tiltag. Et ældre anlæg, der er fuldt eller overvejende nedskrevet, vil opnå lavere kompensation end et nyere anlæg, selvom den leverede ydelse er den samme. Modsatrettet vil der være tilfælde hvor forrentningen vil udgøre en meget stor del af den samlede kompensation.

Da metoden for cost plus skal være ikke-diskriminerede og teknologineutralt syntes det derfor rimeligt at praktisere beregningen af rimelig forrentning som en mark-up på de øvrige udgifter i kompensationsbeløbet. Mark-up lægges derved til den samlede erstatning givet ved punkt 1, 2 og 3 i systemansvarsbekendtgørelsens § 24, for indtægter fra energimarkedene fratrækkes.

Kriterierne for at fastsætte en rimelig mark-up-metode vurderes at være:

- 1) Mark-up-metoden skal omkostningsreflekterende, dvs. relateret til dokumenterbare, rimelige og nødvendige omkostninger
- 2) Mark-up-metoden er ikke diskriminerende mellem teknologier og ejerskab
- 3) Mark-up-metoden er transparent (og gerne administrativt simpel)
- 4) Mark-up-metoden tilpasser sig bedre nye produkter, og produkter der ikke måles i MW, hvilket igen modvirker en teknologisk bias og generelt understøtter omstillingsprocessen.

Hvad angår fastsættelsen af mark-up størrelsen, når den beregnes på grundlag af punkt 1-3 i § 22, anvendes følgende logik:

- 1) Den rimelige forrentning af investeret kapital, kan sidestilles med en investering i et anlæg der producerer elektricitet. Den rimelige forrentning vil være den forrentning der opnås på egenkapitalen over levetiden.
- 2) Der er ofte tale om store investeringer og levetiden er lang.
- 3) Potentiel overkompensation bliver aldrig eksorbitant, fordi den beregnes på grundlag af faktiske udgifter forbundet med leverancen.

Energinet har fastsat mark-up renten til 5 % af øvrige omkostninger. Det er et meget konservativt niveau, fordi det ikke er sandsynligt at en investor vil binde kapital i 25 år i et stort energianlæg til blot 5 % på grund af den usikkerhed og volatilitet der er i elmarkedet.

Infoboks 2: Hvordan relaterer "mark-up" til "forrentning"?

I de fleste tilfælde vil en beregnet mark-up svare til en lavere forrentning. Det vil sige at hvis en leverance fra et gennemsnitligt energianlæg, får en mark-up på 10 % svarende til et beløb X. Så vil dette beløb X – omregnet til en forrentning, være mindre end 10 %.

'Mark-up' og 'forrentning' er to forskellige størrelser. Det kan ikke gives en entydig sammenhæng der ikke også inddrager andre regnskabs-parametre og drifts-parametre.

Ved en dækningsgrad på 18 % og 8.000 driftstimer på anlægget om året, vil 10 % i mark-up svare til cirka 10 % i forrentning.

Ved stigende dækningsgrad – eller faldende antal driftstimer – vil forrentningen falde og hurtigt være meget mindre end den tilsvarende mark-up.

Der kan også konstrueres eksempler hvor forrentning er større end mark-up. Men ved de fleste eksempler indenfor et normal-område, er mark-up højere end forrentning.

For at illustrere forskellen mellem forrentningen og mark-up, gives følgende eksempel:

Et kraftværk med en marginalomkostning på 300 kr./MWh ved samproduktion med varme, og 500 kr./MWh ved kondensproduktion. Værket har startomkostninger på 40.000 kr., og en minimumslast på 50 MW. Værket producerer ikke, fx fordi det er sommer med lave elpriser. Energinet beordrer værket til at køre minimumslast i 10 timer på et tidspunkt hvor elprisen viser sig at være 100 kr./MWh i gennemsnit i beordringsperioden.

Punkt 1, 2 og 3 vil summere til $40.000 \text{ kr.} + 10 \times 50 \times 400 \text{ kr.} = 240.000 \text{ kr.}$

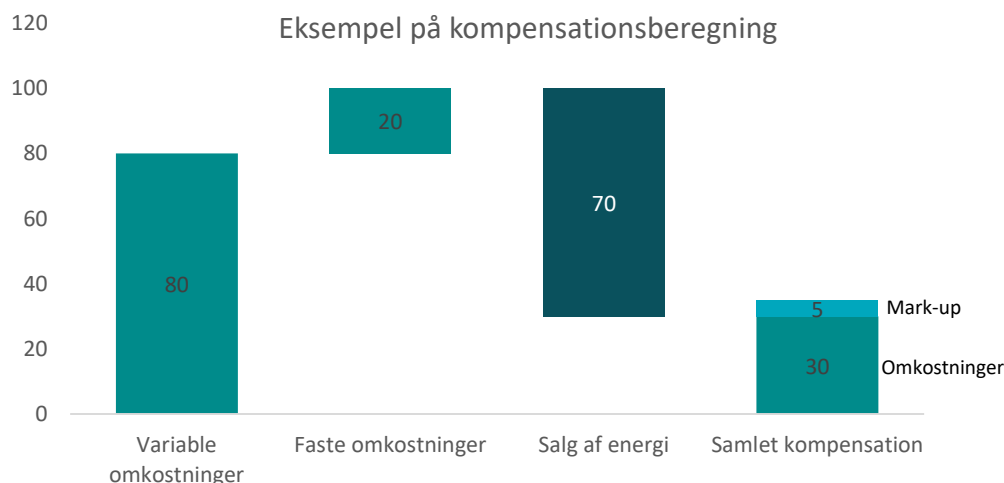
Mark-up vil beregnes på ovenstående beløb fra regnet spot-indtægten, som er $(50 \text{ MW} \times 100 \text{ kr./MWh} \times 10 \text{ timer}) = 50.000 \text{ kr.}$

Værket vil således få en mark-up på $((240.000 + 50.000) \times 5 \%) = 14.500 \text{ kr.}$

Hvis værket var nedskrevet til nul, ville de ikke have fået noget i forrentning.

Energinet har de seneste tre år afregnet afhjælpende tiltag med 7-9 %. Det vil sige tildelt en forrentning af investeret kapital på 7-9 %. Derfor er 5 % i mark-up konservativt. Da mark-up ikke pålignes udgifter til kortsigtet gæld, og kun tildeles i drifts-situationer (inklusive 'driftsklar') vil mark-up i næsten alle tænkte situationer skulle være en højere procentsats end forrentning af investeret kapital, hvis det skal resultere i samme absolutte beløb leverandøren får ud af et afhjælpende tiltag.

Energinet forudser ikke en genberegning af mark-up satsen.



Figur 1: Eksempel på kompensationsberegning

6. Forventet anvendelse af cost plus

De områder hvor vi kan forvente anvendelse af cost plus prissætning, kan inddeles i tre: afhjælpende tiltag, reguleret pris på eksisterende markeder, reguleret pris på kommende markeder.

6.1 Afhjælpende tiltag

De seneste 12 måneder, set fra april 2020, er der foretaget 0 (nul) afhjælpende tiltag (beordringer), og der er derfor brugt 0 (nul) kroner på beordringer. Det skyldes mange tiltag de seneste år for at nedbringe antallet af beordringer, blandt andet indførelsen af reguleret pris.

I årene 2016-2020 har der været to meget store, det vil sige langvarige, beordringer, og derudover cirka 0-6 mindre beordringer om året, der cirka har kostet 1,5 mio. kr. stykket. Energinet forventer ikke nye langvarige beordringer, da disse i stedet vil overgå til udbud med en reguleret pris. Der kan statistisk vises en faldende tendens for begge typer beordringer.

Energinet skønner at der kan komme årlige udgifter til beordringer på 10 mio. kr. Det er højt sat ud fra historikken, men beløbet kan i værste fald også blive flere gange højere.

6.2 Reguleret pris på eksisterende markeder

Reguleret pris skal anvendes ved udbud med kun én byder. Reguleret pris leder til cost plus, hvis der ikke er en godkendt historisk pris for markedet, eller hvis den historiske pris er lavere end de dokumenterbare omkostninger, jf. § 22, stk. 3 i systemansvarsbekendtgørelsen.

Eftersom der er en historisk pris for alle de kontinuerede markeder, er det kun diskontinuerede markeder hvor cost plus kan blive brugt. Det er i realiteten de samme markeder, hvor vi også anvender beordringer til at indkøbe dét, der tidligere blev kaldt 'systembærende egenskaber'.

De indkøb hvor der har været mere end én byder er offentliggjort af Energinet i beordringsrapporterne. Udbud med mere end én byder bliver ikke afregnet til hverken reguleret pris eller cost plus, da disse afregnes til deres markedspris. Det er dog ofte små omstændigheder der skal ændre sig for at mængden af bydere ændrer sig fra to til én eller 0 (nul) bydere, og derfor kan statistikken bruges som en indikation af omfanget. Fra 2016 til 2020 er der indkøbt i diskontinuerede markeder gennem udbud for cirka 6 mio. kr. om året.

Energinet skønner derfor at der i denne kategori kan blive indkøb for cirka 6 mio. kr. om året.

6.3 Reguleret pris på kommende markeder

Det eneste nye marked Energinet forventer at udvikle i nærmeste fremtid er "kontinueret spændingsregulering i normaldrift". "Kontinueret spændingsregulering i normaldrift" er en ydelse, der udelukkende kan leveres lokalt. Der forventes derfor, at der kun i meget sjældne tilfælde vil opstå situationer, hvor der er konkurrence på dette marked. Grundet markedsdesignet ser Energinet på nuværende tidspunkt et behov for at udvikle en særskilt metode for reguleret pris på dette særlige marked.

Det forventes derfor ikke, at cost plus vil finde anvendelse på markedet for fremskaffelse af kontinueret spændingsregulering i normaldrift.

Hvorvidt cost plus vil finde anvendelse ved udvikling af et fremtidigt marked er derfor lille. Den største udvikling sker hen imod det internationale. Her vil cost plus ikke finde anvendelse, da systemansvarsbekendtgørelsen kun er gældende nationalt.

Hvis der hypotetisk skulle komme et nyt nationalt marked med meget stor volumen, så vil cost plus kun være relevant i en meget kort opstartsperiode – hvis overhovedet.

Det er derfor ikke Energinets forventning, at cost plus vil blive anvendt på kommende markeder.

6.4 Omfanget af cost plus

Energinets bud på omfanget af cost plus prissætning er cirka 16 mio. kr. om året. Dette tal forventes dog at være højt sat, og med stor usikkerhed. Derudover kan der forventes stor spredning mellem årene.