

LØNNSOMHET I DAGENS OG FREMTIDENS KRAFTMARKED.

19.-20. mars 1996, Grand Hotel, Oslo

**Kraftmarkedet etter århundreskiftet,
Fra energi- til effektdominans**

Foreleser: Professor Hans H. Faanes
Institutt for elkraftteknikk, NTNU.

1. Effekt og energi.

Effekt og energi burde være kjente begreper for dem som husker sin barnelærdom fra fysikken.

- Energi (eller arbeid) kan ha ulike former, f.eks mekanisk (kraft·vei), termisk, kjemisk og elektrisk. Enheten for energi er Joule [J]. En J er lik et watt·sekund [W·s]. I vår terminologi benytte kilowatt·time [kWh]. $1 \text{ kWh} = 3600000 \text{ J}$.

Energi forbrukes ikke, den går over fra en form til en annen. Vi produserer elektrisk energi ved å omforme mekanisk energi.

- Effekt er energi pr. tidsenhet.

Momentan energiomforming har enhet effekt (kW). Produksjonskapasiteten vil derfor ha enhet effekt (kW).

Et eksempel fra dagliglivet illustrerer forskjellen mellom energi og effekt:

En bil medbringer en energimengde tilsvarende innholdet på bensintanken, mens bilens maksimaleffekt er gitt av motorstørrelsen.

I disse tider, hvor “markedets usynlige hånd” har fått status som den beste planlegger, og et markedskryss gir både pris og volum for omsetningen av en vare, er det meget viktig at man er klar over de spesielle egenskaper som den aktuelle varen har.

Selve produksjonskapasitetsbegrepet, som hos oss er effekt (kW), har sine paralleller i all annen vareproduksjon. Etterspørselen varierer over tid, og man skal ha kapasitet til å innfri de største forpliktelser. I forhold til andre energibærere, og også de fleste andre varer, har imidlertid elektrisk energi noen spesielle særtrekk:

- Den kan ikke lagres, og må derfor forbrukes i samme øyeblikk som den produseres. Det er derfor et krav at det til enhver tid skal være effektbalanse.
- Den transporteres over et felles transportsystem (naturlig monopol).
- Markedet bryter derfor sammen for alle deltagere når kravet om effektbalanse ikke oppfylles.

Fra det siste av disse punktene følger et krav om en *reserveeffekt* (driftsreserve) i systemet for å ha en sikkerhet mot sammenbrudd ved last endringer og feil.

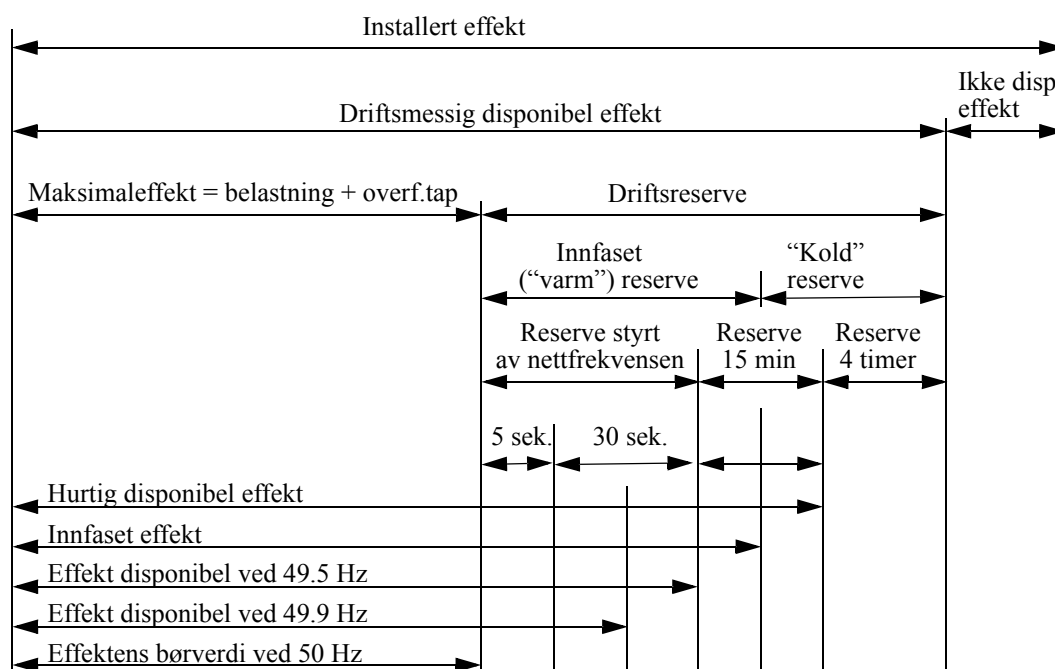


Fig. 1

Noe av denne reserven må være hurtig tilgjengelig, 5-30 sek. (“varm reserve”). For de deler av

reserveeffekten som skal kunne opprette skjevheter i produksjonsfordeling og holde kravet til middelfrekvens, vil det ikke stilles så strenge krav til hurtig tilgjengelighet (“kold reserve”). Fig. 1 viser hvordan de ulike effekt-kategorier er definert innen NORDEL.

For “vår vare”, elektrisk energi, inngår derfor som en integrert del av produktspesifikasjonen:

- Maksimaleffekt. Systemet må ha evnen til å dekke den høyest forekommende belastning
- Reserveeffekt. Systemet må ha sikkerhet mot sammenbrudd ved lastendringer og feil.

Ved handel med elektrisitet over de organiserte markeder inngår imidlertid ikke maksimaleffekt og reserveeffekt som en del av varen. Hvordan kan det allikevel gå bra? Og vil det fortsatt gå bra? Dette drøftes i de følgende kapitler.

2. Når blir effekt en dimensjonerende faktor ved produksjon av elektrisk energi?

Prisstrukturen for omsetningen av kraft må sees i lys av kostnadsstrukturen for produksjons og overføringssystemet.

Ved dimensjonering av produksjonsapparatet i et elektrisk kraftsystem, er det to grunnleggende egenskaper ved belastningen som har betydning.

- Maksimalbelastningen må kunne dekkes med en gitt margin, dvs. at man har krav til installert effekt.
- Belastningens energiforbruk over en gitt periode må kunne dekkes, dvs. at man har krav til energitilgangen i systemet.

Vi har generelt et effekt- og energidimensjonert system. Prisen på elektrisk kraft bør i så fall ha både et effekt- og et energiledd.

I aktuelle tilfeller, hvor systemene kan være rent termiske, vannkraftbaserte eller blandet termisk-vann, vil de dimensjonerende forhold variere. Prisstrukturen vil derfor også kunne være varierende.

2.1 Termisk system.

I et termisk system vil kravet til installert effekt være det eneste dimensjonerende, idet det antas at energikravet alltid kan oppfylles ved kjøp av brensel (gass, olje, kull, uran, ol). Vi betegner dette som et effektdimensjonert system.

2.2 Vannkraftbasert system.

I et vannkraftsystem vil generelt både kravet til installert effekt og til energitilgang være dimensjonerende. Et enkelt vannkraftverk som skal forsyne en belastning alene illustrerer dette. Installert effekt må kunne dekke maksimalbelastningen, og vanntilgangen må dekke energietterspørselen.

(Ved de første vannkraftutbygninger opplevde man at de kunne være rent effektdimensjonerte. Utbygninger hvor et enkelt vannkraftverk skal forsyne en belastning alene, og maksimaleffekten oppnåes ved minstevannføring illustrerer dette. Jevnfør bruk av vippetariff.)

Hovedregelen er imidlertid at energitilgangen for hvert enkelt vannkraftverk er begrenset. Nye utbygninger må iverksettes når energioppdekningen for belastningene tilsier det.

Energitilgangen til de enkelte vannkraftverk varierer fra år til år. Nedbørsrike år ikke er sammenfallende for de enkelte verk (avhengig av geografisk beliggenhet). For å oppnå en bedre utnyttelse av vannkraftverkene, etableres det samkjøring mellom dem. Da kan verk, som i en periode har gode tilløpsforhold, overta belastning fra verk som i samme periode har dårlige tilløpsforhold. Dette krever imidlertid at det i verkene installeres mere effekt enn det egen belastnings maksimalverdi tilsier. Effektinstallasjonene blir således bestemt ut fra energimessige forhold og ikke ut fra belastningens maksimalverdi. Med andre ord; De effektinstallasjonene som er bestemt ut fra energimessige forhold er så store at belastningens maksimalverdi dekkes uten problemer.

Vi betegner dette som et energidimensjonert system.

2.3 System med blandet produksjon.

Vi skal i det følgende betrakte et vannkraftsystem hvor det gradvis introduseres varmekraft for å dekke en økende belastning. I dette resonnetet forutsettes at det dimensjonerende kriterium for et energidimensjonert system er energibalanse i et såkalt “bestemmende år”, som vil ha en energitilgang 5-10% større enn det tørreste år.

2.3.1 Energidimensjonert system.

Innledningsvis har vi et energidimensjonert vannkraftsystem. Den første økning i belastningen kan energimessig dekkes fra et varmekraftverk, som ikke behøver å dimensjoneres for hele økningen i belastningens maksimaleffekt, siden vannkraftsystemet har et effektoverskudd. Varmekraftverket dimensjoneres slik at det, med kontinuerlig drift, dekker energien i lastøkningen. Tilskuddet av varmekraft dekker ikke belastningsøkningens effekt, som må dekkes fra systemets tidligere effektoverskudd. Vi har frem til at dette effektoverskuddet er oppbrukt, et rent energidimensjonert system med energiunderskudd i de tørreste årene (energibalanse i “bestemmende år”). Se “område 1” i fig. 2.

2.3.2 Energi- og effektdimensjonert system.

Når vi har introdusert en viss mengde varmekraft på denne måten, vil systemets effektoverskudd være disponert. Ved en videre økning i belastningen, må varmekrafttilskuddet også dekke økningen i belastningens maksimaleffekt. Vi har fått et effektdimensjonert system. Siden tilskuddet av varmekraft dekker belastningsøkningens effekt, vil dette varmekrafttilskuddet kunne gi et energitilskudd som er større enn belastningsøkningen. Dette vil redusere underskuddet i de tørreste årene. Vi har frem til at energiunderskuddet er dekket i det tørreste året et energidimensjonert system. Vi har med andre ord et system som både er energidimensjonert og effektdimensjonert. Se “område 2” i fig. 2.

2.3.3 Effektdimensjonert system.

Når vi har introdusert en viss mengde varmekraft på denne måten, vil systemets energiunderskudd i tørreste år være dekket, og systemet er ikke lenger energidimensjonert. Som i “område 2”, vil varmekraften måtte dekke hele lastøkningens maksimaleffekt. Se “område 3” i fig. 2.

3. Det norske kraftsystemet i en ny situasjon.

Fra det ovenforstående resonnet, og med tall fra det norske kraftsystemet, kan vi sette opp følgende oversikt over dimensjonerende forhold ved elproduksjon i systemer med både vannkraft- og varmekraftproduksjon:

| Område 1 | Område 2 | Område 3 |
|---------------------------------|--|--------------------------------|
| Energidimensjonert. | Energi- og effektdimensjonert. | Effektdimensjonert. |
| Effektoverskudd ved max. last. | Effektbalanse ved max. last. | Effektbalanse ved max. last. |
| Energibalanse i bestemmende år. | Energibalanse i år som er tørre en bestemmende år. | Energioverskudd i tørreste år. |

0 20 30 Varmekraftandel (%)

Fig. 2

3.1 Dimensjonerende forhold i det norske kraftsystemet.

Dagens norske elkraftsystem er i utgangspunktet et rent vannkraftsystem som hittil har ligget i “område 1”.

Det har imidlertid overføringsforbindelser til systemer med termisk produksjon (Sverige og Danmark), slik at det fremstår som et system med blandet produksjon. Introduksjonen av overføringsforbindelser til utlandet har hittil i liten grad vært benyttet til økt salg (eller redusert vannkraftutbygging), slik at dette blandete systemet inntil idag har hatt et energi-overskudd i tørreste år.

Overføringsforbindelsene til Sverige og Danmark har i liten grad vært benyttet til å eksportere effekt, slik at systemet hittil har beholdt det effektmessige overskudd.

Med de vedtatte kabelforbindelser til Tyskland og Nederland (1800-2400 MW) vil vi komme i en situasjon hvor kombinasjonen av innenlandsk vannkraft og eksport av effekt, gjør systemet effektdimensjonert. Mulighetene for import av termisk kraft fører antagelig til at systemet ikke lenger blir energidimensjonert. Vi vil da befinne oss i "område 3" i fig. 2).

Hittil har vi ikke hatt problemer med å dekke maksimalbelastningen med en tilstrekkelig reservemargin. Effekt har vært en overskuddsvare som ikke har hatt noen verdi i markedet.

Dette er grunnen til handel med elektrisitet over de organiserte markeder går bra uten at maksimaleffekt og reserveeffekt inngår som en del av varen.

Fordi effekt har vært en vare med liten eller ingen markedsverdi, må vi anta at vi har et betydelig potensiale for ny effekt innenfor priser som er interessante for ytterligere eksport. Dette gjelder både for effektivisering hos sluttbruker, og for nyutbygninger hos produsent.

Utfordringen er modifisere vårt kraftomsetningssystem slik at verdien av effekt blir synliggjort for alle aktører.

3.2 Dimensjonerende forhold for overføringssystemet.

Overførings- og distribusjonssystemer vil alltid være rent effektdimensjonerte. Imidlertid er utbygningskostnadene, spesielt for distribusjonssystemer, karakterisert ved:

- Store ytelsesuavhengige kostnader.
- Små marginalkostnader.

Dimensjonering av anleggene slik at man har hatt overkapasitet for å møte senere lastøkninger, har derfor vært økonomisk riktig.

Effektmessig overskudd har derfor hyppig forekommet i overførings- og distribusjonssystemer.

4. Håndtering av effektproblemet i et system med markedsbasert kraftomsetning.

I et effektdimensjonert system, må både maksimal- og reserveeffekt kunne avregnes.

4.1 Maksimaleffekt.

Å ta hensyn til maksimaleffekt (i ordinær drift) ved handelen med elektrisitet over de organiserte markeder er ikke noe prinsipielt vanskelig problem. To ulike måter kan tenkes:

1. Avregningsperioden for energi gjøres kort.
2. Effekttrettigheter omsettes på egen børs.

Fordeler og ulemper ved disse to måter å dekke effektkostnadene på drøftes i de følgende avsnitt.

4.1.1 Dekning av effektkostnader ved varierende energipris.

Når energiprisen varierer over året, vil man kunne oppnå en gevinst ved øket effektinstallasjon fordi den disponible energi da mere konsentrert kan kjøres ut i de perioder med høy pris.

I fig. 3 viser varighetskurven for spotprisen for energi over et år. For å forenkle problemstillingen er kurven linearisert.

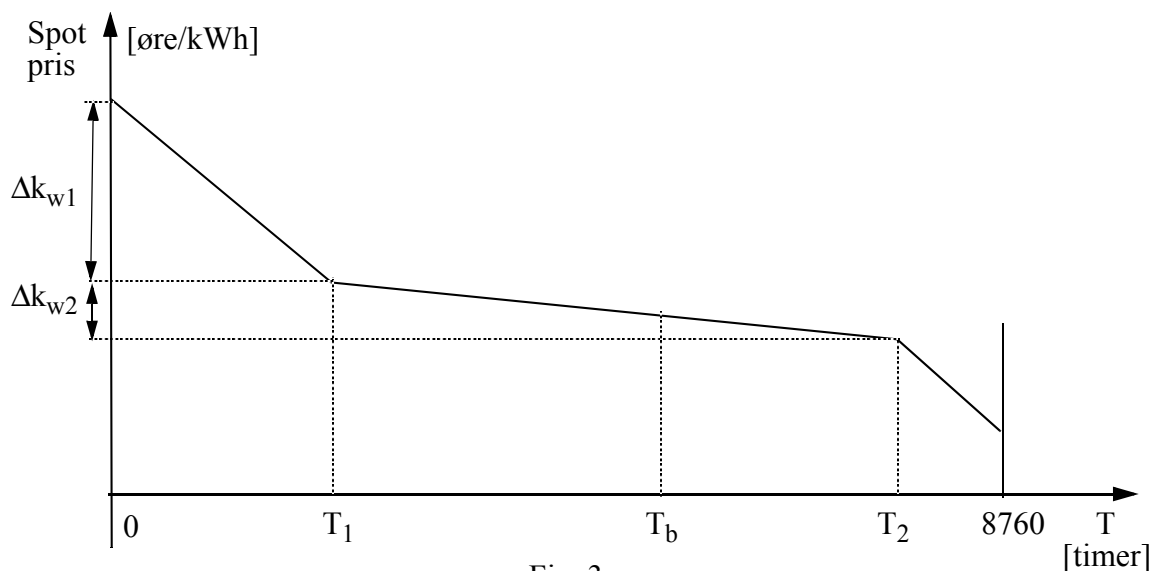


Fig. 3

En produsent som leverer sin energi med en brukstid lik T_b , vil få en inntekt (nytte) av en ekstra installert kW lik:

$$K_p = \frac{\Delta k_{w1}}{200} \cdot T_1 + \frac{\Delta k_{w2}}{200 \cdot (T_2 - T_1)} \cdot (T_b^2 - T_1^2) \quad [\text{kr/kW}\cdot\text{år}]$$

Det er her forutsatt at produsenten har magasinkapasitet (og innsikt) nok til å fordele energien til de perioder som har høyest pris.

For å kunne beregne den marginale nytte, K_p , av effektinstallasjonen i et kraftverk med brukstid T_b , må vi ta stilling til størrelsen av en rekke parametre: Δk_{w1} , Δk_{w2} , T_1 og T_2 . Dette må skje under en stor grad av usikkerhet.

Eksempelvis kan vi anta som en prognose for et scenario omkring år 2005:

$$\begin{array}{ll} \Delta k_{w1} = 30 \text{ øre/kWh} & \Delta k_{w2} = 10 \text{ øre/kWh} \\ T_1 = 1000 \text{ timer} & T_2 = 7000 \text{ timer} \end{array}$$

For et kraftverk med brukstid $T_b = 4000$ timer vil den marginale nytte da være:

$$K_p = 275 \quad [\text{kr/kW}\cdot\text{år}]$$

Følsomhetene for avvik i de enkelte parametre er:

$$\begin{array}{ll} \Delta K_p = 5.00 \text{ kr/kW}\cdot\text{år} & \text{for 1 øre/kWh avvik i } \Delta k_{w1} \\ \Delta K_p = 12.50 \text{ kr/kW}\cdot\text{år} & \text{for 1 øre/kWh avvik i } \Delta k_{w2} \\ \Delta K_p = 15.30 \text{ kr/kW}\cdot\text{år} & \text{for 100 timer avvik i } T_1 \\ \Delta K_p = 22.10 \text{ kr/kW}\cdot\text{år} & \text{for 100 timer avvik i } T_2. \end{array}$$

Den marginale nytte for effektøkningen skal sammenholdes med kostnaden for å frem-skaffe denne ekstra kW. Typisk område for en slik kostnad vil kunne være:

$$150 < F_p < 1000 \quad [\text{kr/kW}\cdot\text{år}]$$

Ved å sammenligne kostnad og nytte for oppnåes et beslutningsgrunnlag som en utbygger kan forholde seg til.

Problemet er om nytten, K_p , kan angis med tilstrekkelig sikkerhet, når den på denne måten avledes fra prognosen for variasjoner i energiprisen.

4.1.2 Egen børs for effekt.

Et avregningssystem for effekt, som tar utgangspunkt i krav om effektdekning, og en egen børs for effekt, vil kunne være lettere å forholde seg til når man skal foreta investeringer i ny effekt. Et slikt system krever at vi forholdsvis presist kan fastlegge den enkeltes effektdekning.

Idag er dette et praktisk problem. Det er vanskelig å fastslå maksimalytelsen for det norske kraftsystemet med tilstrekkelig nøyaktighet. En summasjon av maksimal ytelsene for hver enkelt kraftstasjon gir ca. 27 GW. Flere forhold tilsier at totalsystemet ikke kan komme opp på til dette teoretiske tall:

- Redusert fallhøyde for enkelte verk på de aktuelle tidspunkt.
- Ikke tilstrekkelig vann tilgjengelig på de aktuelle tidspunkt til å opprettholde maksimalytelsen tilstrekkelig lenge.
- Overføringsbegrensninger.
- Administrativt betinget. (Mange eiere, ikke entydige definisjoner.)

Det bør være en prioritert oppgave å fastlegge den samlede maksimalytelsen for det norske kraftsystemet med større nøyaktighet.

Dette vil en deloppgave i det nystartete NFR-programmet "Effekt".

4.2 Reserveeffekt.

Som tidligere nevnt, er det et spesielt kjennetegn ved energiomsetningen i et kraftsystem at det praktisk talt ikke finnes lagringsmuligheter for den elektriske energi, og at den derfor må forbrukes i det øyeblikk den produseres. Det er således et krav at det til enhver tid skal være effektbalanse.

For å hindre stabilitetssvikt og nettsammenbrudd ved lastpåslag eller feil i kraftsystemet, er det nødvendig å ha en effektreserve.

Markedet for elektrisk energi har således noen særegne egenskaper som skiller det fra tradisjonelle markeder:

- Markedet bryter sammen for alle deltagere når kravet om effektbalanse ikke oppfylles.
- Reserveeffekt er et fellesgode.
- Lagerhold er ikke mulig.

Et tradisjonelt marked, som f.eks. oljemarkedet eller aluminiumsmarkedet har her andre egenskaper:

- Lagerhold er mulig, og kan avhjelpe produksjonsbortfallet.
- Det bryter ikke sammen når man ved full kapasitetsutnyttelse får bortfall av en produsent. Produsenter som ikke er direkte berørt av produksjonsbortfallet kan uforstyrret opprettholde sin produksjon og sitt salg (til og med til høyere priser).
- Reservekapasitet er et gode for den enkelte produsent.

Det spesielle for kraftsystemet, er at reserveeffekt er et *fellesgode*. Det er kostnader/ulempen forbundet med å holde denne reserven. Problemet er å fordele disse kostnadene mellom de enkelte aktører slik at man kan opprettholde dette fellesgode.

Dette er illustrert i fig. 4:

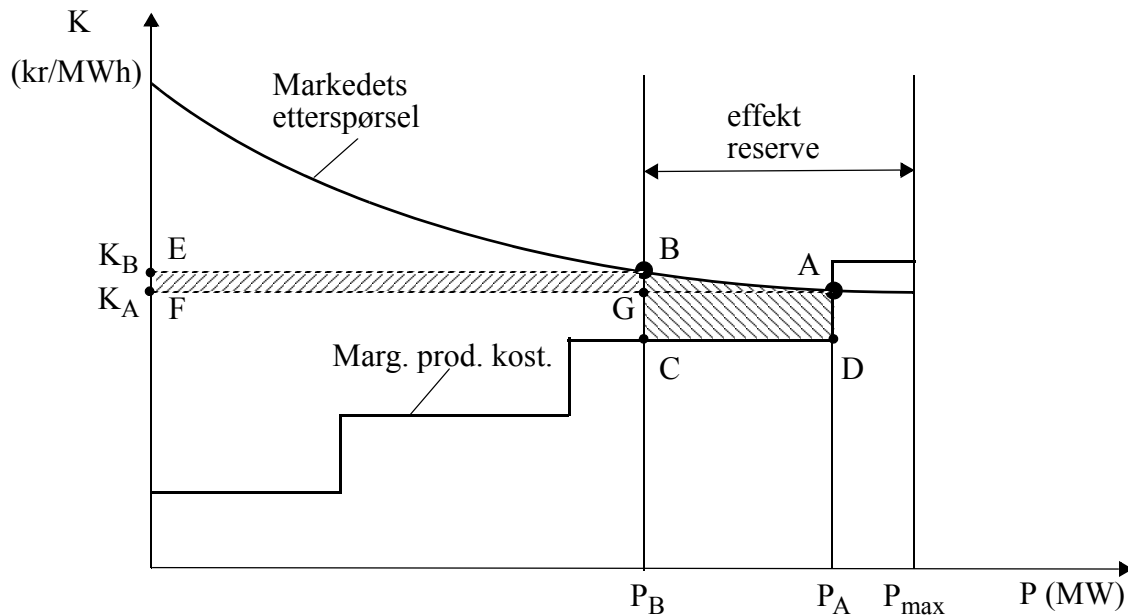


Fig. 4

Uten noen krav om reserveeffekt, vil vi få skjæring mellom tilbud- og etterspørselskurvene i pkt. A, mens reserveeffekt krav vil gi skjæring i pkt. B. Kravet om reserveeffekt fører til en reduksjon av omsetningen fra P_A til P_B , og en forhøyelse av prisen fra K_A til K_B .

Arealet ABCD representerer de samlede kostnader som reserveeffektkravet medfører. I et system med markedsbasert kraftomsetning vil fordelingen av disse kostnader kunne bli tilfeldig (og uheldig). Av fig.4 ser vi at produsentene "til venstre for pkt C" vil få en gevinst (BEFG) ved at de oppnår høyere pris for sin produksjon, mens produsenter "til høyre for pkt. C" vil lide et tap (AGCD) fordi de ikke får produsert i det hele tatt. Forbrukerne "til venstre for pkt B" lider et tap (BEFG) ved at de må betale en høyere pris for sitt forbruk, mens forbrukerne "til høyre for pkt. B" vil lide et tap (ABG) fordi de ikke får levert i det hele tatt.

Siden reserveeffekt er et fellesgode, mens kostnadene for å holde reserveeffekten kan påløpe de enkelte produsenter og forbrukere tilfeldig, er det i et markedsbasert kraftomsetningssystem nødvendig ha en sentral instans som:

- sikrer at reserveeffektkravet oppfylles.
- fordeler kostnadene med å holde reserveeffekt mellom de enkelte produsenter og forbrukere.

Dette er forhold som vi må bekymret oss om. I denne sammenheng er det viktig å kartlegge hvilke produsenter og sluttbrukere som mest hensiktsmessig kan bidra med reserveeffekt. Dette er problemstillinger som blir viet oppmerksomhet i Effekt-programmet.

4.2.1 Effektreserve i det norske kraftsystem.

Når det norske kraftsystemet går inn i en tilstand hvor det er effektdimensjonert, er det viktig å ha etablert rutiner som håndterer reserveeffektproblematikken på en god måte innenfor det markedsbaserte kraftomsetningssystem.

I et markedssystem skal kapitalkostnader inntjenes i perioder med knapphet. I et effektdimensjonert system vil man i forhold til det ha en utfordring, siden kraftsystemet ikke tillater knapphet på effekt.

Fordi den enkelte aktør hverken har mulighet til å observere, eller ha vesentlig innflytelse

på driftsikkerheten i systemet, kreves at driftskoordinator til enhver tid overvåker de ulike kriterier for driftsikkerhet i systemet, og har myndighet til å utføre tiltak som sikrer fellesinteressene i kraftsystemet.

To mulige måter nevnes her:

- ”kWh” - løsning.

Dvs. driftskoordinator “manipulerer” prisen på spotmarkedet, slik at det også blir betalt for den reserveeffekt som ikke benyttes. Det er ikke rimelig å forvente at produsenter skal stille (ubenyttet) reserve vederlagsfritt til disposisjon for kraftsystemet.

I det engelske kraftnettet praktiseres en ordning, hvor driftskoordinator gir prispåslag på kraftomsetningen i timer hvor driftsikkerheten ellers ikke ville ha blitt tilfredsstillende. Prispåslagene vil her kunne bli meget store ved høye belastninger i systemet, i størrelsesorden 1 kr/kWh.

- “kW” - løsning.

Eget marked for effekt, med krav om effektdekning for produsenter og forbrukere, samt effektreserve for produsenter, for å kunne være med som deltagere i kraftmarkedet.

5. Oppsummering.

For “vår vare”, elektrisk energi, inngår som en integrert del av produktspesifikasjonen:

- Maksimaleffekt. Systemet må ha evnen til å dekke den høyest forekommende belastning
- Reserveeffekt. Systemet må ha sikkerhet mot sammenbrudd ved lastendringer og feil.

I det norske kraftsystemet har både maksimaleffekt og reserveeffekt vært en overskuddsvare, og har derved ikke hatt noen verdi i kraftmarkedet. Effektmessig overskudd har også forekommet hyppig i overførings- og distribusjons-systemer. Dette er forhold som vil endres de nærmeste år.

Det er da viktig at vi innen den tid sørger for at handelen med elektrisk kraft avspeiler den verdi som maksimaleffekt og reserveeffekt får, og at vi utvikler et omsetningssystem som medfører at:

- Kostnadene for fellesgodet reserveeffekt, blir fordelt mellom aktørene slik at de aktører som holder reserve får godtgjort sine ulemper.
Håndtering av et fellesgode, som reserveeffekt, krever spesielle tiltak i et markedsliberalt system.
- Alle aktører, produsenter og sluttbrukere, får føle kostnadene for maksimaleffekt, slik at ny effekt kan frembringes, og at det husholderes med den tilgjengelige effekt.

NFRs effektprogram vil i de kommende år gi en godt utgangspunkt for å ta opp disse spørsmål.