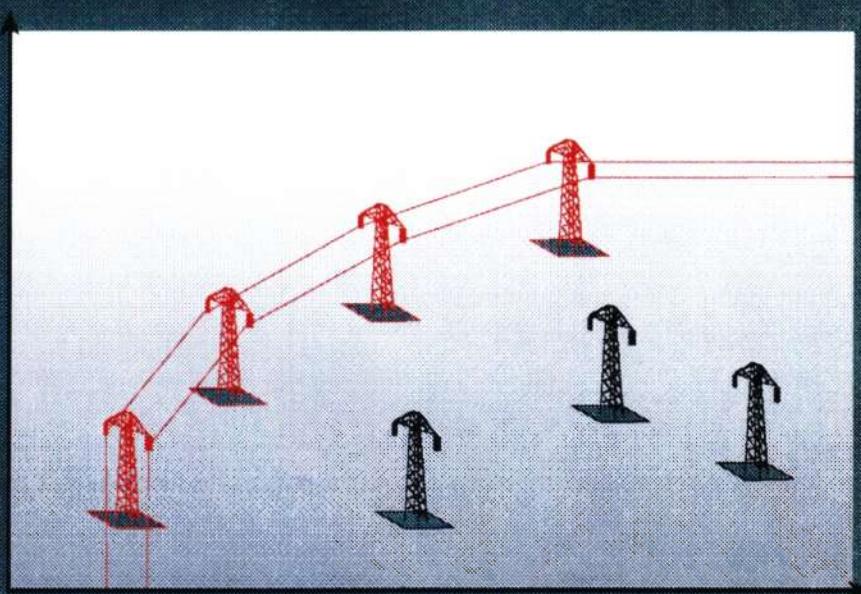




# EFFEKTIV NETTVIRKSOMHET 1997



Effektivitetsmål

Nøkkeltall

Inntektsrammer



ENØK- OG MARKEDSAVDELINGEN

# **EFFEKTIV NETTVIRKSOMHET 1997**

## **INNHOLD:**

Foredrag nr:	Side
2. Målemetode for effektivitet og individuelle krav v/rådgiver Arne Martin Torgersen, NVE	1
3. Energiverkenes effektivitet - resultater for 1995 v/førstekonsulent Tore Langset, NVE	18
4. Nye rammevilkår for monopolvirksomheten - mulige utviklingsscenarier v/rådgiver Ketil Grasto, NVE	25
5. Benchmarking av energiverk - resultater for 1995 v/førstekonsulent Sigrid Opedal, NVE	32
6. Case som illustrerer ulike økonomiske konsekvenser av inntektsrammereguleringen og den utfordringen som everket står overfor v/seniorkonsulent Steinar Vikingstad, Arthur Andersen & Co.	38
7. Erfaringer og muligheter for effektivisering v/adm.dir Bjørn Walther Jensen, Røyken Energiverk AS	58
8. Reengineering/omstilling, hva kan everket gjøre for å opprettholde normal avkastning på kapitalen? v/partner Frank Berg, Arthur Andersen & Co.	65

## **Vedlegg:**

1. Statsstønad
2. Godkjent endring i bokført kapital etter avsluttet 1995-regnskap
3. Kostnadseffektivitet



---

# Metode for beregning av effektivitet

ved Arne Martin Torgersen



# Status

- Effektivitet vil påvirke inntektsrammene for 1998
- Kostnadseffektivitet for 198 everk i 1995
- Svakheter fra fjorårets undersøkelse er rettet opp
  - Kapital måles som nyverdi
  - Kystlinje tas hensyn til



## Hva mener NVE med effektivitet?

Hvor mye får  
everket gjort med  
sine ressurser?





# Innsatsfaktorer

---

- Årsverk
- Krafttap
- Kapitalverdi av linjer og transformatorer
- Tjenester og varer



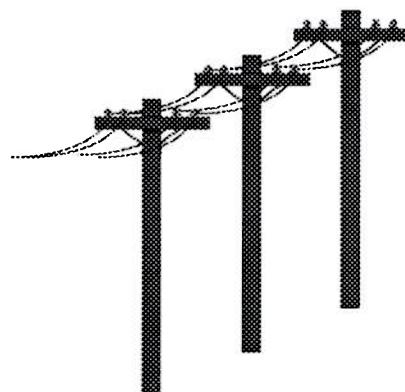
## Aspekter ved "produktet" ***levert energi***

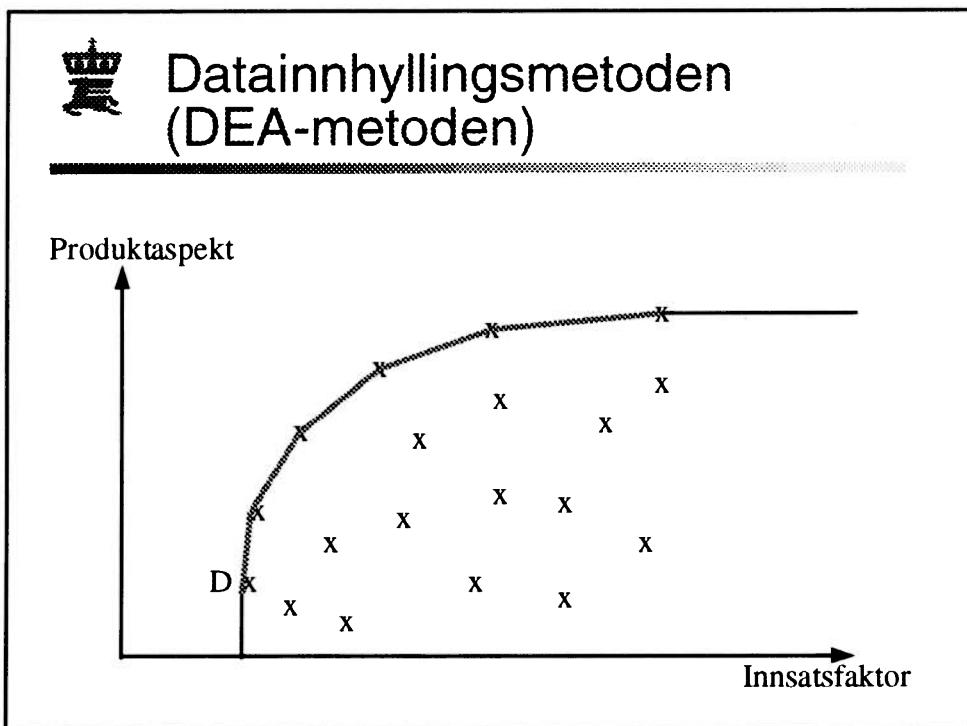
- Antall abonnementer i forsyningsområdet
- Mengde energi levert
- Bosettingsmønster
  - Linjelengde, land
  - Sjøkabel



## Effektivitet - i forhold til hva?

De everkene som  
bruker minst  
ressurser på å løse  
oppgavene.

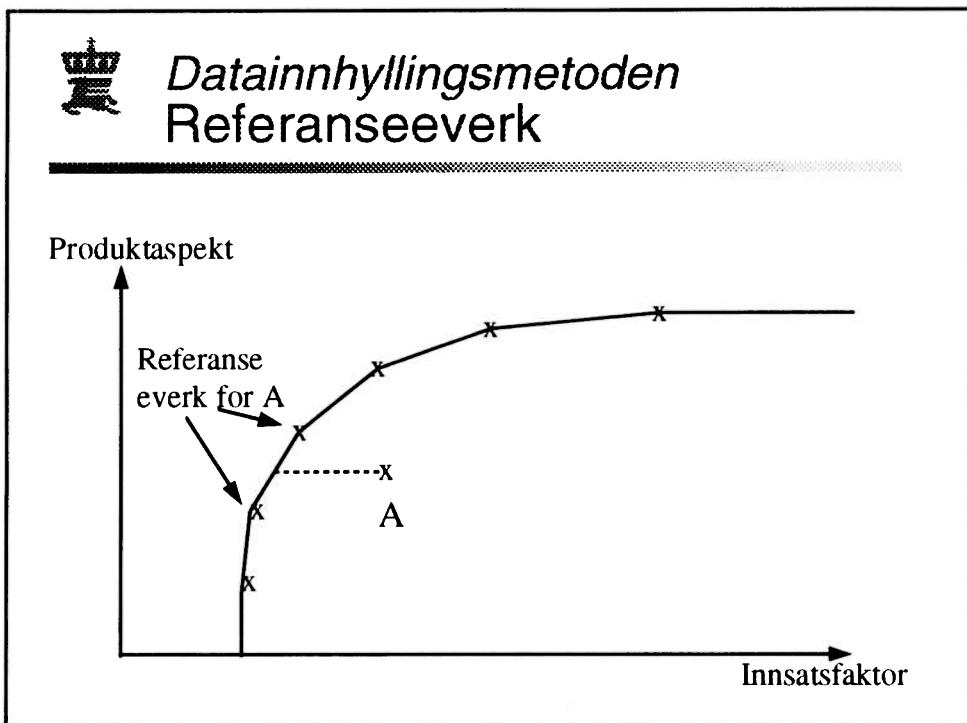




Den tykke delen av kurven er definert som en lineær kombinasjon av observert tilpasning.

Det som kjennetegner de effektive everkene som utgjør fronten, er at ingen everk har mer av produktaspektet og samtidig bruker mindre innsatsfaktorer.

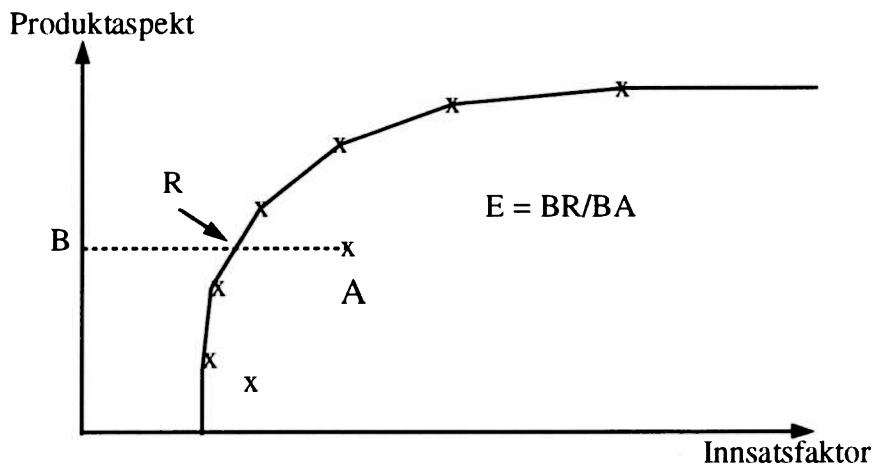
Datainnhyllingsmetoden består av to algoritmer. Den første algoritmen finner de effektive enhetene og etablerer referansefronten. Den neste operasjonen beregner avstanden fra de ineffektive everkene til fronten. Dette blir vist på en transparent senere.



Referansepunktet for A er en lineær kombinasjon av to everk. I åtte dimensjoner kan vi ha opptil åtte referanseeverk, men fra analysen erfarer vi at de fleste ineffektive everk blir referert av tre til fem everk.



## Datainnhyllingsmetoden Teknisk effektivitet



Dette målet er teknisk effektivitet. Dette er en viktig komponent i beregningen av kostnadseffektivitet. I år har vi beregnet kostnadseffektiviteten til hvert everk som inkluderer både teknisk effektivitet og effektiviteten i sammensetning av innsatsfaktorer.



## Forskjell på teknisk effektivitet og kostnadseffektivitet

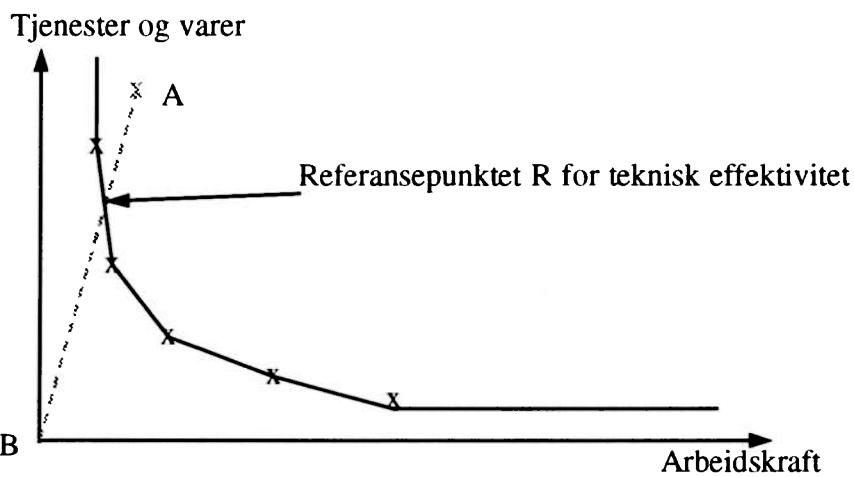
Teknisk effektivitet 80%

Kostnadseffektivitet 70%

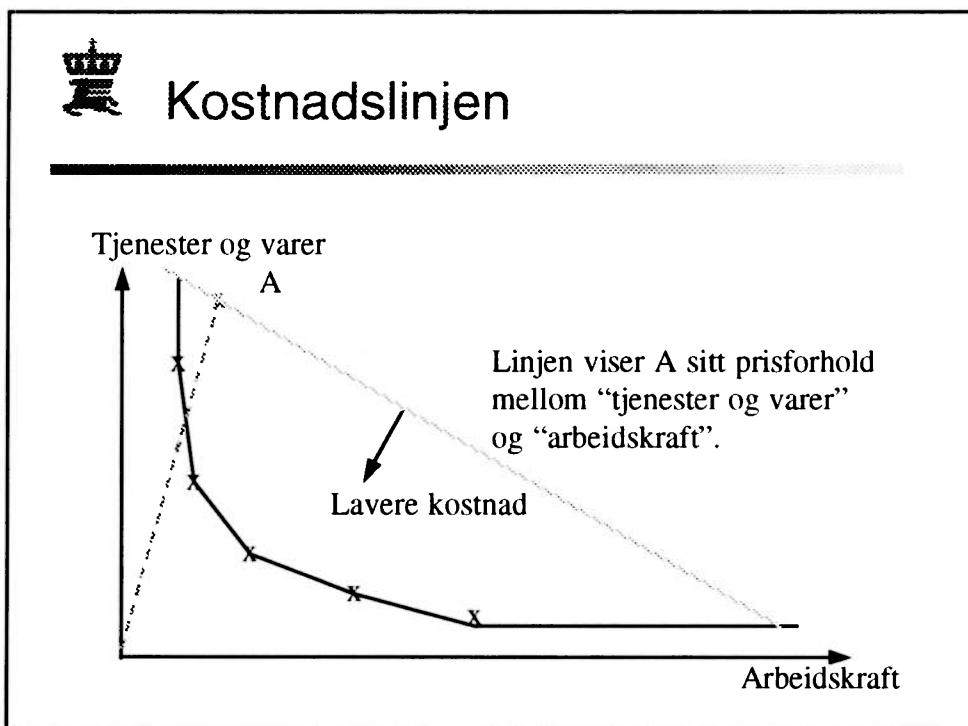
- Everket kan redusere *alle innsatsfaktorer* med 20% og fremdeles produsere det samme.
- Everket kan redusere kostnadene med 30% og fremdeles produsere det samme.



## To innsatsfaktorer - konstant produksjon



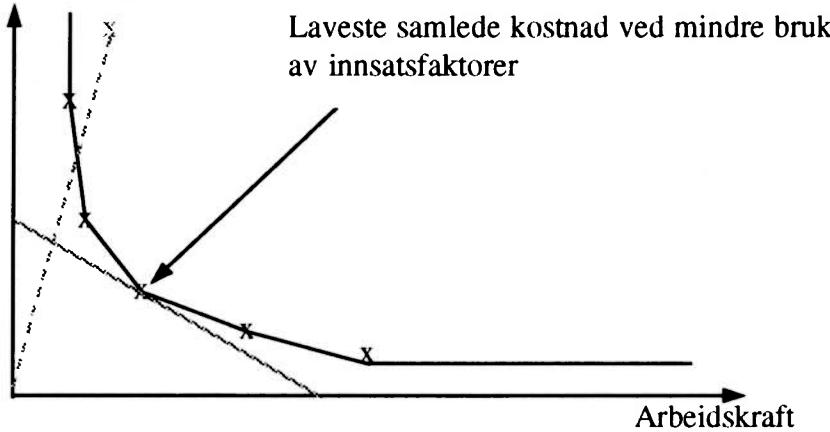
Dette diagrammet adskiller seg fra dem som er vist til nå ved at langs aksene måler man hvor mye et everk bruker av to innsatsfaktorer for å transportere en bestemt mengde energi.





## Kostnadseffektivitet

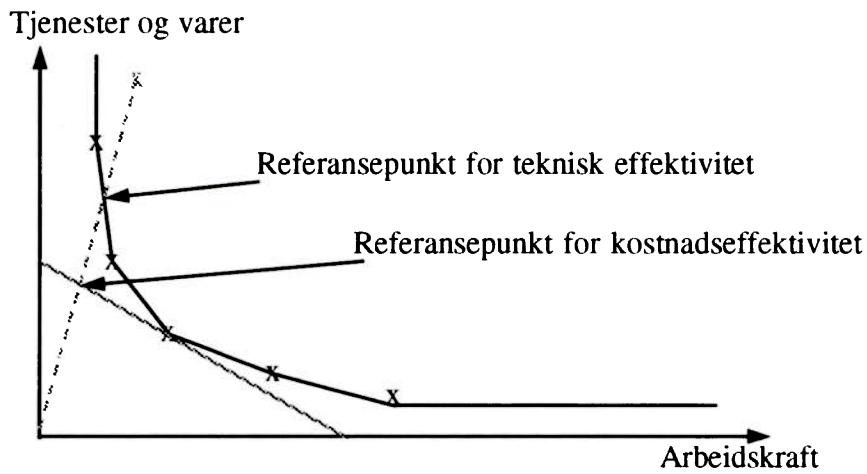
Tjenester og varer



Everket A blir med sitt prisforhold mellom tjenester og varer målt mot det punktet på fronten som gir laveste samlede kostnader.



## Ulike referansepunkter



Everk A ligger lenger bak referanselinjen for kostnadseffektivitet og får en lavere kostnadseffektivitet enn teknisk effektivitet.

Tallene som presenteres i dag er kostnadseffektivitet.



## Langsiktig omstilling

---

- Everkene har fått ta med seg ineffektiviteten over i det nye reguleringsopplegget.
- NVE har lagt opp til langsiktig omstilling fordi det tar tid å forbedre dårlige nettløsninger.
  - Svak effektivitet i årene 1994-96 får konsekvenser først i 1998.
  - Reguleringsperioden er satt til fem år



## Effektivitetskrav

---

- Fra 1994/95 til 1997 er effektivitetskravet 2%  
⇒ Tilsvarer årlig krav på under 1%
- Fra 1998 vil effektivitetskravet bestå av et generelt element og et individuelt krav
  - Generelt krav begrunnes med at “verden går fremover”
  - Individuelt krav settes ut fra målt effektivitet i årene 1994-96.



## Arbeid fremover

---

- Effektivitet i regionalnett
- Effektivitetsmåling for 1996
- Sammenfatte målinger for de tre årene
- Forverk med både regional- og distribusjon:  
Sammenfatte målinger i de to nettnivåene.



## **Resultater 1995**

**ved Tore Langset**



## Resultater 1995

---

- Hovedresultater
- Forklaring til rapportene
- Innsatsfaktorer og produktaspekter

NVEs effektivitetsanalyser skal benyttes i reguleringen av monopolvirksomhetene. Modellverktøyet vil være DEA-analyser slik som de er presentert i dag. På bakgrunn av effektivitetsanalyser for årene 1994 - 1996 vil NVE fastsette individuelle produktivitetskrav for justering av det enkelte everks inntekstramme.

NVE måler innsatsfaktoren kapital etter bokførte verdier. Grunnen til dette er at det er bokførte verdier som ligger til grunn for fastsettelsen av inntektsrammene.

NVE supplerer denne analysen med en analyse hvor nyverdien av kapital benyttes. Årsaken er at enkelte everk kan ha everk med svært lave bokførte kapitalverdier, i forhold til nyverdi, som referanseverk. Bruk av bokført kapital alene kan føre til at produktivitetskravet for disse kan bli for strengt.

I vedlegg 3 presenteres resultatet fra den analysen hvor everket kom best ut. NVE understreker at det ikke er besluttet at de endelige produktivitetskravene vil bli fastsatt etter dette kriteriet.

I rapporten som det enkelte everk har fått utdelt fremkommer det hvilket kapitalmål som er lagt til grunn. I disse rapportene er den eksakte verdien på kostnadseffektiviteten rapportert.



## Hovedresultater 1995

---

- **Kostnadseffektivitet** (aritmetisk gjennomsnitt):
  - Bokført kapital: 76%
  - Nyverdi: 77%
  - Det beste resultat fra begge analyser: 79%
- **Teknisk effektivitet** (aritmetisk gjennomsnitt):
  - Bokført kapital: 88%
  - Nyverdi: 88%

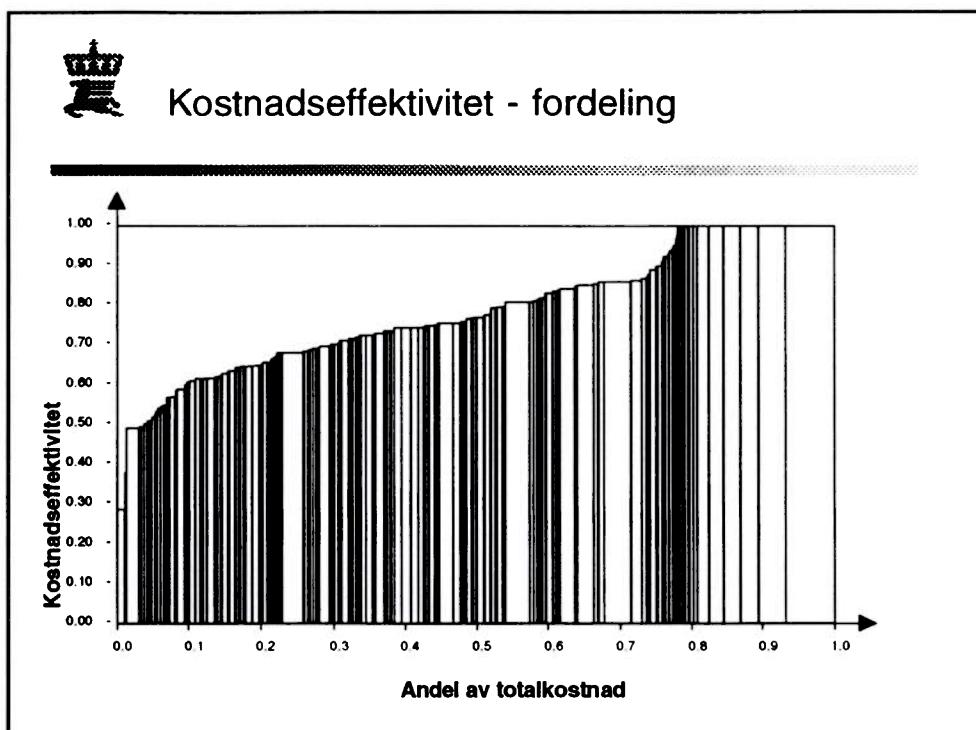
NVE vil benytte kostnadseffektivitet når produktivitetskravene skal fastsettes. Kostnadseffektivitet sier hvor mye kostnadene i everket kan reduseres uten at produksjonen av nettjenester behøver å endres. For å bli kostnadseffektiv, kan det være nødvendig å endre sammensetningen av innsatsfaktorene.

Teknisk effektivitet sier noe om innsparingspotensialet dersom everket opprettholder sitt relative forhold mellom innsatsfaktorene, dvs. dersom de kun reduserer alle innsatsfaktorer proporsjonalt.

Dersom det er stor forskjell mellom teknisk effektivitet og kostnadseffektivitet, tyder det på at man til de faktorpriser man står overfor kan velge en mer økonomisk sammensetning av innsatsfaktorene.

NVE påpeker at man må være varsom med å sammenligne årets resultater med fjorårets presentasjon av teknisk effektivitet i 1994.

Dels skyldes dette at noen everk hadde feilrapportert i 1994, og at dette er rettet opp i 1995, dels at det er inkludert et nytt produktaspekt. Viktigst er likevel at flere referanseverk i 1995, som hadde svært lave bokførte verdier på kapitalen i forhold til nyverdi, har fått godkjent justering av kapitalverdiene. De everk som hadde disse som referanseverk ble i 1994 vurdert for strengt. Ennå ligger en del søknader inne til behandling. Når disse er ferdigbehandlet og nødvendige justeringer har blitt gjort, vil de endelige analysene for både 1994 og 1995 bli offentliggjort.

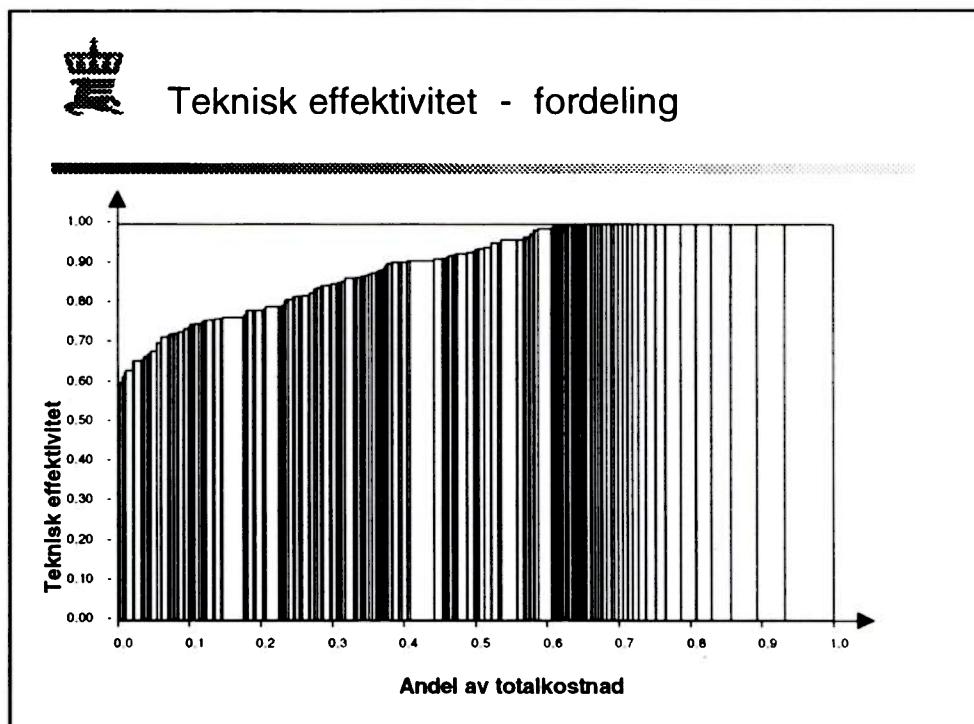


Figuren viser fordelingen av effektiviteten blandt de 198 everkene som er med i analysen.

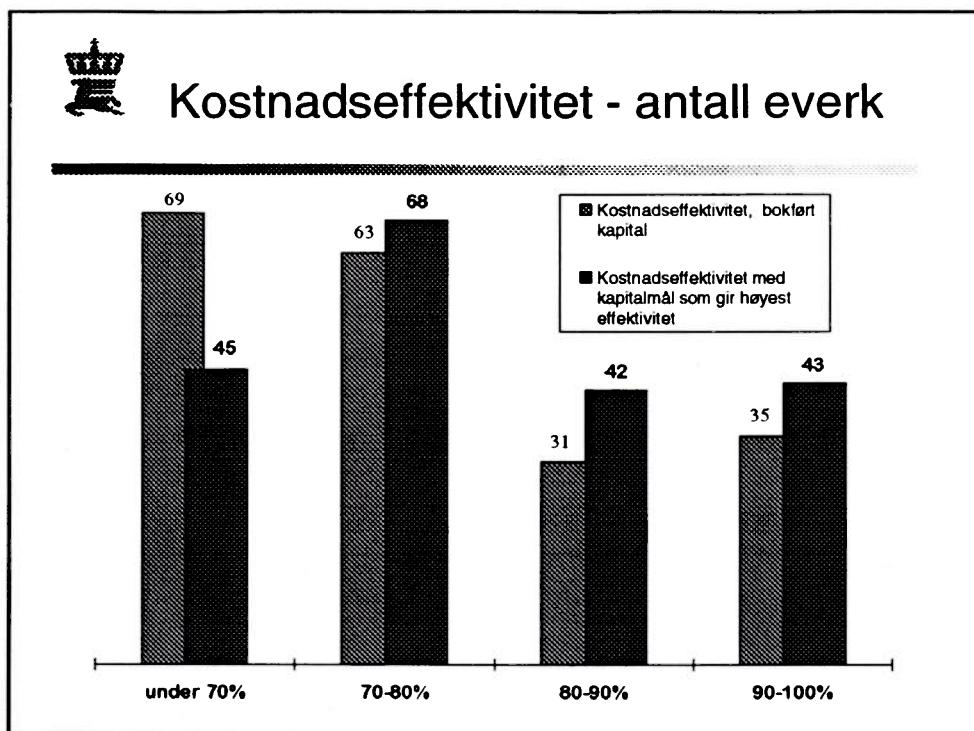
Det er 198 bokser hvor hvert everk utgjør én boks. Bredden på boksen viser størrelsen på everket, målt ved totalkostnaden i distribusjonsnettet, og høyden viser kostnadseffektiviteten.

Arealet over boksene viser det samlede innsparingspotensialet i distribusjonsnettene. Det understrekkes at dette er et langsiglig innsparingspotensiale hvor optimalisering av nettkapitalen er en vesentlig faktor.

Inntektsrammene slik de er i dag er fastsatt som om alle var effektive. De individuelle produktivitetskravene skal bidra til at inntektsrammene over tid i større grad gjenspeiler profilen ovenfor.



Teknisk effektivitet ligger høyere enn kostnadseffektivitet. Dette skyldes at teknisk ineffektivitet er en av flere komponenter i kostnadsineffektiviteten. Det vil alltid være slik at den tekniske effektiviteten for et everk er minst like høy som kostnadseffektiviteten.



NVE har i denne omgang valgt å gruppere effektiviteten i fire klasser. Vi understreker at dette ikke er et endelig valg når det gjelder hvordan produktivitetskravene skal fastsettes.

Kravene vil bli utformet gruppevis, men antall grupper og inndeling vil kunne være forskjellig fra det som presenteres her.

Gruppen av de mest effektive everkene vil få et generelt produktivitetskrav. De andre gruppene vil få et individuelt produktivitetskrav i tillegg til det generelle.



## Innsatsfaktorer / faktorpriser

- **Årsverk**
  - Gjennomsnittlig lønnskostnad pr. årsverk 279.982
- **Krafttap**
  - Pris 113,32 kr/MWh
- **Kapital**
  - Gjennomsnittlig brukerpris på kapital 10,8 øre
- **Tjenester og varer**

**Årsverk** beregnes som distribusjonsnettets del av everkets lønnskostnader dividert på bransjens gjennomsnittlige lønnskostnad. Lønnskostnadene er hentet fra resultatet, aktiverte lønnskostander er trukket ut. Lønnskostnader i fellesvirksomheten er fordelt etter fordelingen som everket gjør i post 799.

**Lønnskostnaden** er beregnet ved å ta gjennomsnittet av totale lønnskostnader pr. årsverk for alle 198 everk. Tallene hentes fra note 13.

**Krafttapet** er vektet gjennomsnitt av prosentvise tap i 1993 - 1995 multiplisert med levert energi i 1995. Dette for å jevne ut periodiseringseffekten. Krafttapet er hentet fra note 11, levert energi er hentet fra note 4.4A. Prisen på krafttap er volumveid systempris i 1995.

**Bokført kapital** er hentet fra note 17.3 Distribusjonsnettskapital eksl. *Annnet*. Til dette er eventuelle godkjente justeringer av kapitalen (se vedlegg 2) og historisk verdi av statsstønad, korrigert med avskrivninger over 30 år (se vedlegg 1), lagt til.

**Nyverdi av kapital** er summen av nyverdien av høyspent- og lavspentlinjer, fordelingstransformatorer, nettstasjoner og kabelskap fra anleggsregistret. Anleggene er priset etter EFIs kostnadskatalog.

**Brukerprisen på kapital** er kostnaden ved å investere én krone i kapital og beholde den i 1 år. Brukerprisen er beregnet som summen av avskrivningsraten og alternativavkastningen av kapitalen. Avskrivningsraten er beregnet som et aritmetisk gjennomsnitt for årene 1994 og 1995 av årets avskrivninger som andel av netto historisk kostnad pr. 31.12 slik det er ført i note 17.3. Alternativavkastningen av kapitalen er den normerte avkastningsraten i 1995, 7,5%.

**Tjenester og varer** er beregnet som summen av netto kostander for internprisede tjenester, annet varekjøp fratrukket aktiverte varekostnader, andre driftskostnader, distribusjonsnettets andel av felleskostnader (eksl. lønn) samt distribusjonsnettets andel av avkastning og avskrivning av øvrig kapital. Øvrig kapital omfatter "Annnet" fra note 17.3, samt følgende poster fra balansen: 121, 125, 160, 170-173, 175 og 181. Avskrivningene er hentet fra notene 17.3 (Annnet), 17.4 (Kundespesifikke anlegg), 18 (Fordeling av årets avskrivninger i distribusjonsnettet og distribusjonsnettets andel av avskrivningene under fellesvirksomhet)



## Produktaspekter

---

- **Abonnementer**
  - Antall abonnementer med prioriterte uttak
- **Levert energi**
  - Antall MWh levert til prioriterte uttak og uttak med utkoblingsklausul
- **Linjelengde** - antall km høyspent luftlinje og jordkabel
- **Sjøkabel** - antall km høyspent

Antall abonnementer er summen av antall abonnementer med prioriterte uttak.  
Fra note 4.4A

Levert energi i MWh er summen av energi levert til prioriterte uttak og uttak med utkoblingsklausul.

Linjelengde er lengden av høyspente luftlinjer og jordkabel fra note 27.

Sjøkabel er lengden av sjøkabel sjøkabel fra note 27.

Linjelengde og lengden av sjøkabel er et uttrykk for everkets rammebetingelser (utstrekning og topografi). Variablene er ikke tilfredsstillende da de er uttrykk for everkts løsning av rammevilkårene og ikke rammevilkåret i seg selv. Ønsker variable som er uavhengig av everkenes rapporteringer.

NVE arbeider med å skaffe til veie alternative variable beregnet ved hjelp av geografiske informasjonssystemer (GIS). Variable som vil bli vurdert er veglengder, kystlinjer, antall bebodde øyer.

SNF har i tidligere undersøkelser inkludert en klimaindeks og en korrosjonsindeks uten at dette hadde signifikant betydning.



## Utviklingsscenarier for nettvirksomheten

- ◆ Bakgrunn
- ◆ NVEs rammevilkår
- ◆ Scenarie 1 - “business as usual”
- ◆ Scenarie 2 - “kostnadsreduksjoner og omstrukturering”
- ◆ Scenarie 3 - “winners and losers”
- ◆ NVEs holdninger



## Bakgrunn

- ◆ Ca. 15 mrd kroner i årlige kostnader i nettvirksomheten
- ◆ NVEs strategiplan: økt produktivitet i nettvirksomheten med 20% i perioden 1997-2001
- ◆ NVEs strategiplan: everkenes nettvirksomhet reorganiseres til effektive og hensiktsmessige enheter



## **NVEs rammevilkår**

---

- ◆ **langsiktige**
- ◆ **forutsigbare**
- ◆ **likebehandling av konsesjonærer**
- ◆ **gir incentiver til effektivisering**
- ◆ **økt kundefokus - markedsorientering**
- ◆ **må følges opp av handling !**
  - krav til eiere, styre, ledelse og ansatte forøvrig



## **3 scenarier**

---

- ◆ **“Business as usual” - ingen atferdsendringer**
- ◆ **Kostnadsreduksjoner og omstrukturering**
- ◆ **“Winners and losers”**



## **“Business as usual”**

- ◆ Ingen vesentlig effektivisering - fortsatt kostnadsøkninger i årene framover
- ◆ Avkastningen i nettvirksomheten reduseres
- ◆ Netteiers egenkapital og handlefrihet reduseres
  - Dårligere kredittverdighet - dyrere lån
- ◆ Økt fokus på eiers rolle og målsettinger
- ◆ Eierskifter tvinger seg fram?
- ◆ Dårligere leveringskvalitet ?
- ◆ Hva gjør NVE ?



## **Kostnadsreduksjoner og omstrukturering**

- ◆ Nettkostnadene reduseres betydelig allerede fra **1997**
  - 43% av inntektsrammen er drift/ vedlikehold
  - endret aktiveringspraksis
- ◆ **Oppkjøp/ sammenslåinger, reorganiseringer**
- ◆ **Avkastningen i bransjen øker**
  - netteier får økt handlefrihet
- ◆ **Nettleieavtaler med avtalt leveringskvalitet**
- ◆ **Hva gjør NVE ?**



## **“Winners and losers”**

- ◆ En blanding av scenarie 1 og scenarie 2
- ◆ Noen lykkes, andre mislykkes - hvorfor?
- ◆ Stor variasjon i avkastningen mellom netteiere
- ◆ Hva med netteiere med lav avkastning?
  - attraktive oppkjøpsobjekter for naboverk eller andre som kan drive nettet mer effektivt?
  - pengesluk for eieren?
- ◆ Kan taperne lære av vinnerne?
- ◆ Hva gjør NVE ?



## **Hva vil NVE gjøre framover ?**

- ◆ NVE vil nøyne følge utviklingen
  - kvalitet på økonomisk/ teknisk rapportering viktig
- ◆ Nivået på effektivitetskravene vil fastsettes i henhold til myndighetenes mål
  - og ikke i særlig grad ta hensyn til faktisk kostnadsutvikling
- ◆ Differensiering av eff. kravene vil skje ut i fra DEA-modellen
- ◆ Det skal lønne seg for netteier å effektivisere
  - på kort og lang sikt

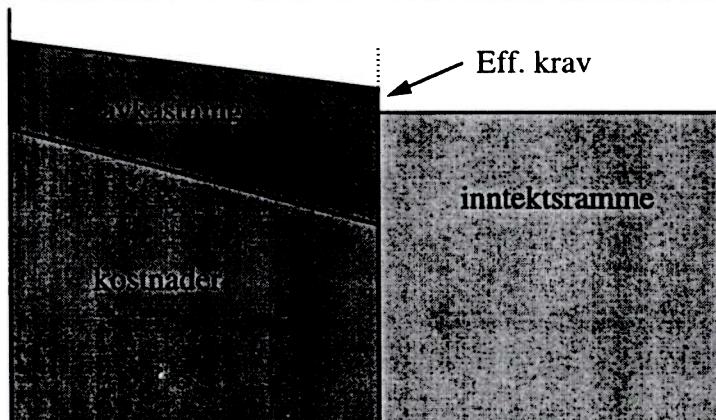


## Eksempel : forutsetninger

- ◆ 3 everk
- ◆ lik inntektsramme og effektivitetskrav i første femårsperiode
- ◆ samme leveringskvalitet
- ◆ ulik kostnadsutvikling
- ◆ ulik avkastningsutvikling
- ◆ hva med inntektsrammene i neste periode?

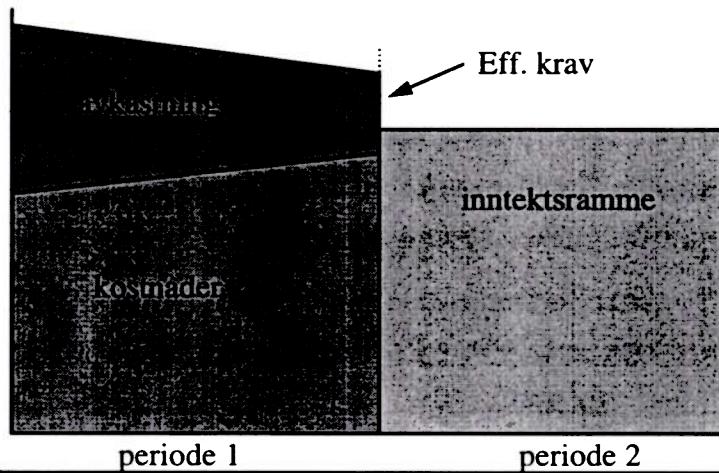


## Kostnadsreduksjon

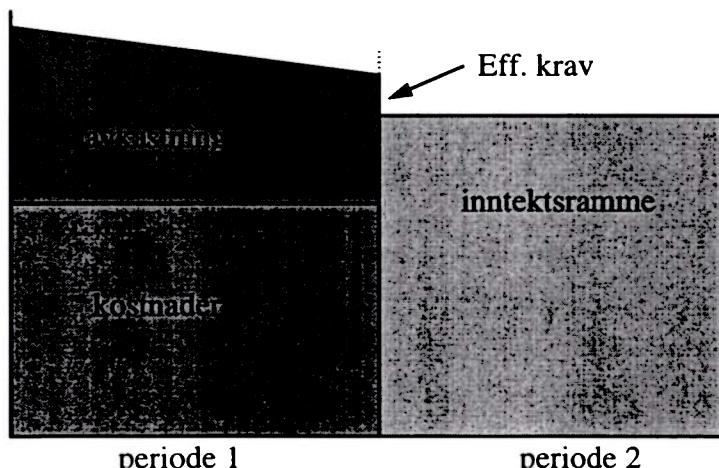




## Kostnadsøkning



## Ingen kostnadsendring





## Konklusjoner

- ◆ NVE vil ha “is i magen” når virkningene av den nye reguleringsmodellen skal vurderes
- ◆ Fokus på enkeltår vil generelt ikke gi et godt bilde av virkningene
- ◆ Netteiere som effektiviserer mye vil i neste periode komme relativt sett bedre ut enn netteiere som effektiviserer lite



---

## Benchmarking av energiverk

Resultater for 1995

Sigrid Opedal, NVE



## Sammenligning av energiverkenes kostnader

---

- Hvorfor sammenligne energiverk
- Kort om metodikken
- Resultater fra analysen
- Bearbeiding av resultatene



## Hvorfor sammenligne energiverk?

---

- Krav til effektivisering
- Bedre måter å løse oppgavene på
- Sml. med selskaper med like arbeidsvilkår
- Følge prestasjoner over tid



## Kort om metodikken

---

- Benchmarking
- Mye benyttet verktøy
  - Anvendelig
  - Objektive resultater
  - Konkret tilbakemelding

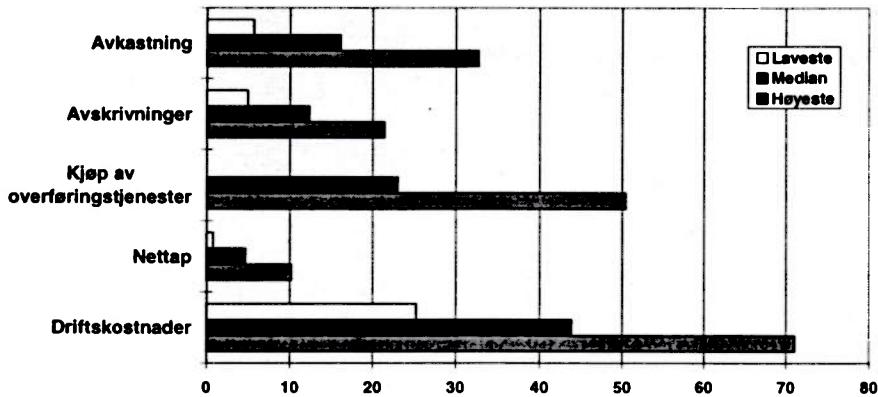


## Resultater fra analysen

- Fire tilnærminger til energiverkenes kostnader
  - **Kostnadsstruktur**
    - Kostnadskomponenter i % av totale kostnader
    - Årlig aktivering i % av totale kostnader
  - **Driftskostnadenes sammensetning**
  - **Kostnader og fysiske størrelser**
  - **Fysiske størrelser**

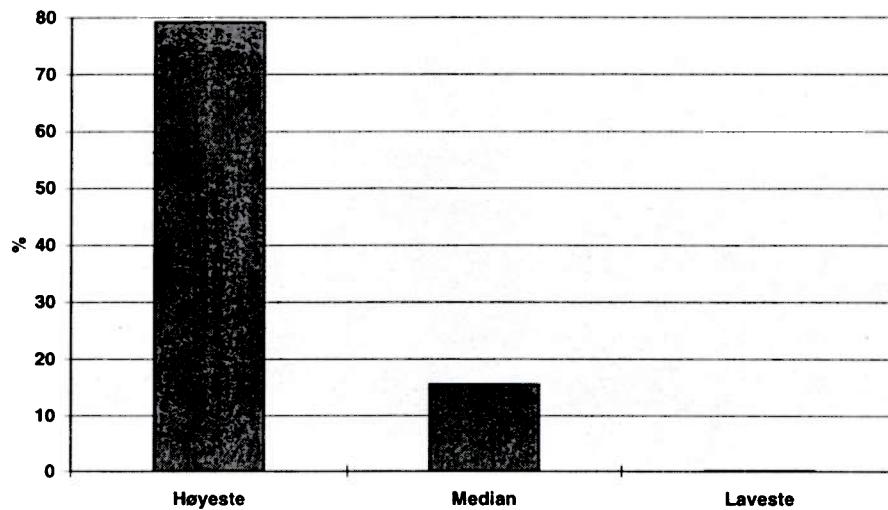


## Kostnadskomponenter i % av totale kostnader

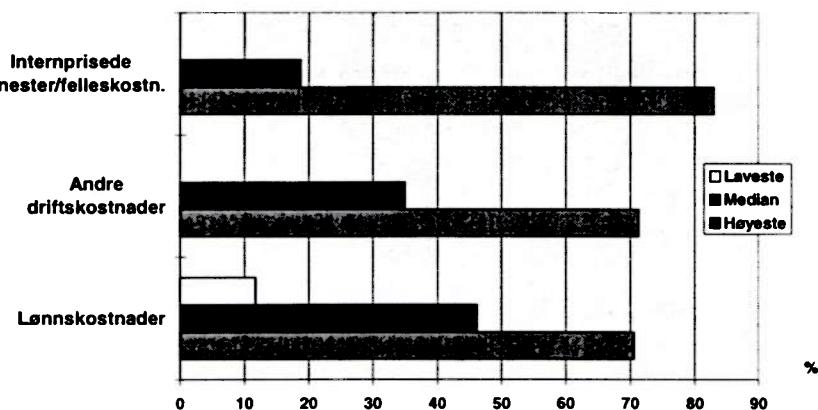




## Årlig aktivering i % av totale kostnader (inkl. avkastning)

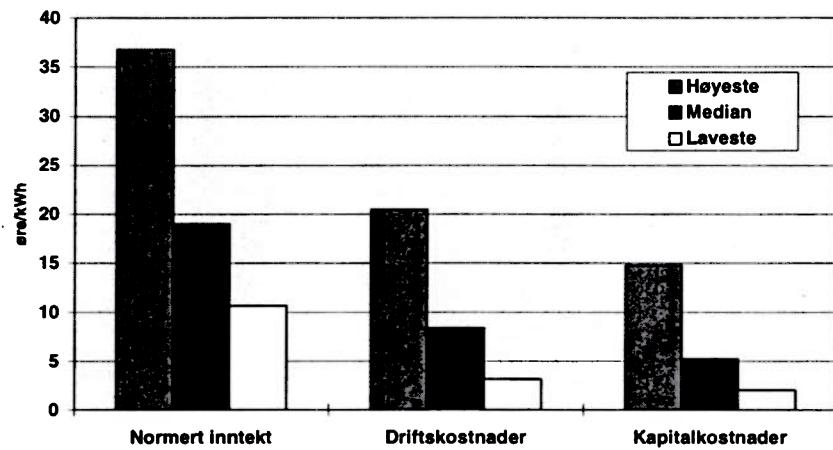


## Driftskostnadenes sammensetning





## Kostnader ved å levere en kWh



## Eksempelverk

- Benchmarking av et eksempelverk
  - Basert på tall fra 1995
  - Utvikling fra 1994 til 1995



## Oppfølging av resultatene

---

- Identifisere årsakene til forskjeller
- Enkelttall kan være misvisende pga
  - Ulike rammebetingelser
  - Ulik grad av statsstønad
  - Varierende regnskapspraksis
- Plan for forbedringer



---

## Benchmarking et hjelpemiddel



## Tema: Økonomiske konsekvenser

Arthur  
Andersen



## Strukturgruppen

# Økonomiske konsekvenser av den nye inntektsrammereguleringen

### Hvilke utfordringer står everket overfor?

# Seminar; effektiv nettvirksomhet 1997 februar 1997

1

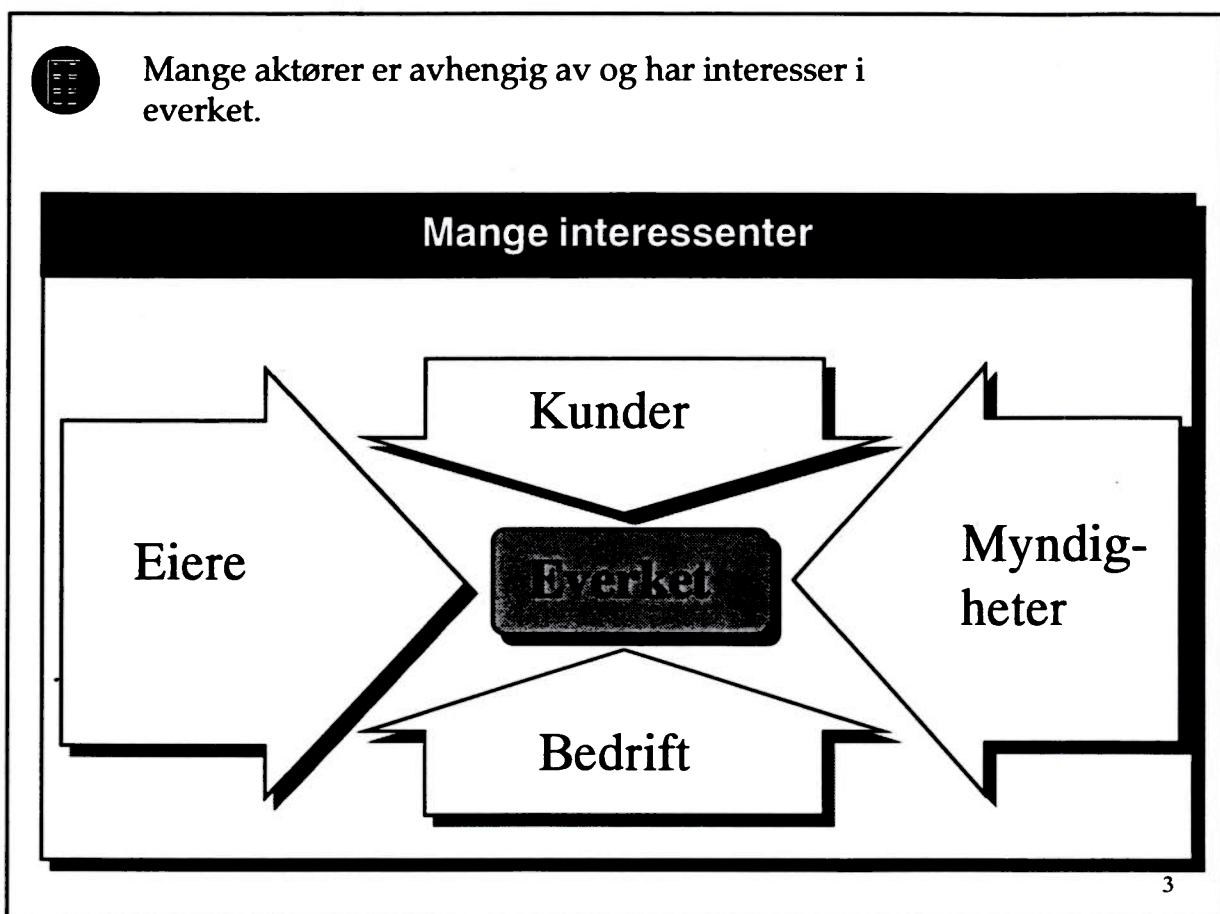
## Tema: Økonomiske konsekvenser



Dette foredraget vil belyse to sentrale spørsmål.

- 1 Hvilke forhold innvirker på everkets økonomiske rammer?
  - 2 Hvilke konsekvenser har dette for Røyken Energiverk?

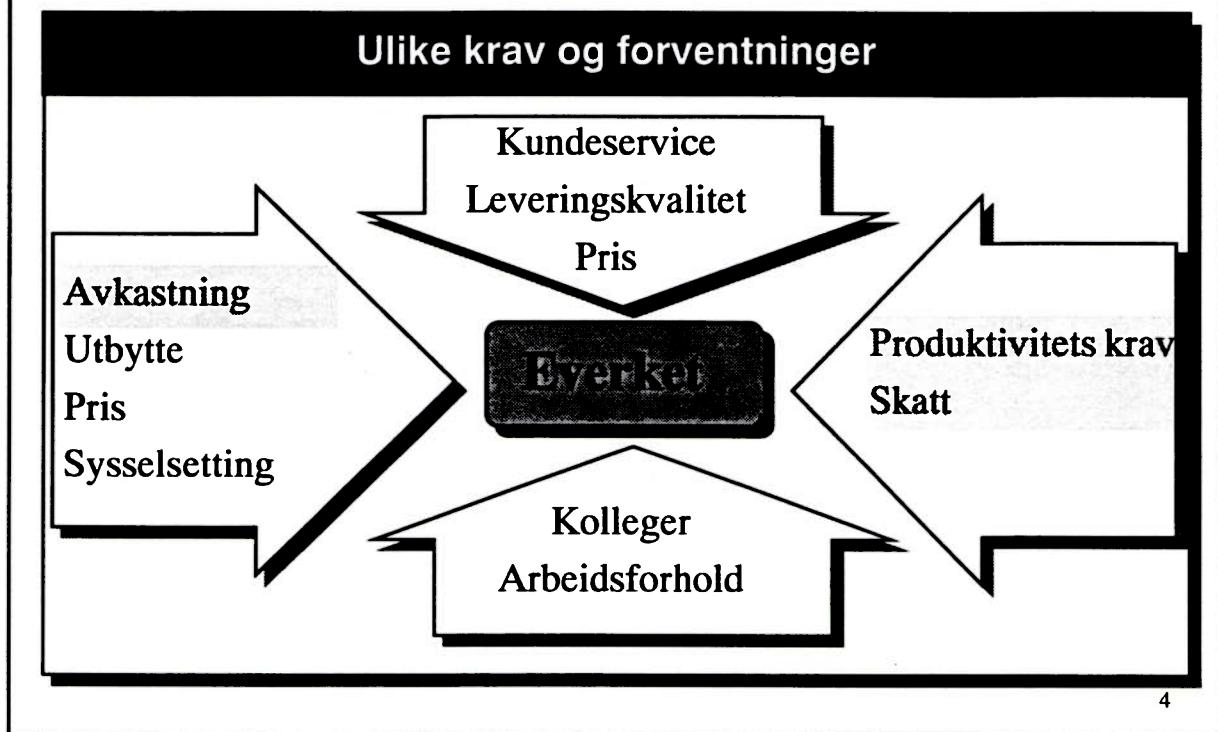
## Tema: Økonomiske konsekvenser



## Tema: Økonomiske konsekvenser



De ulike interessentene har krav og forventninger til everket med økonomiske konsekvenser.

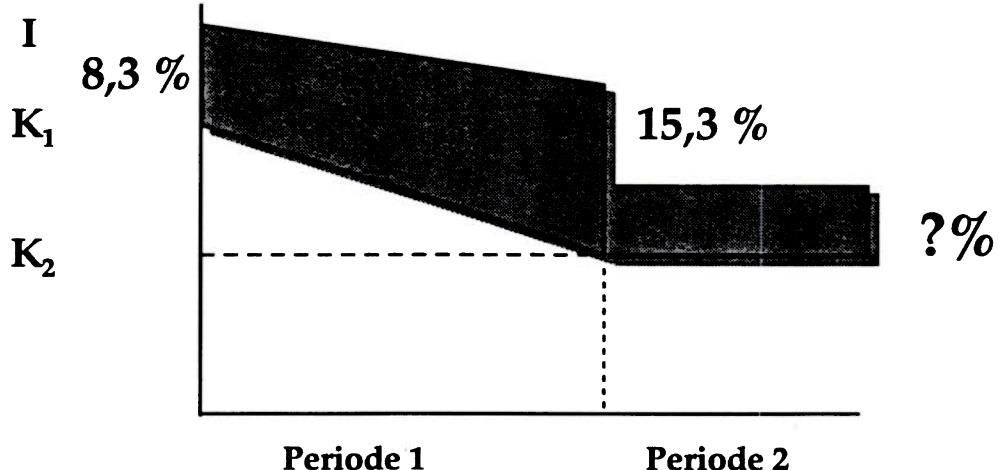


## Tema: Økonomiske konsekvenser



Det nye reguleringsregimet gjør det mulig å beholde  
gevinster av effektiviseringstiltak.  
Tilpassning er avhengig av everkets eiere.

### Effektivisering gir gevinst



## Tema: Økonomiske konsekvenser



Det nye skatteregimet innebærer et ekstra press på selskapets margin.

### Presset margin

**Resultatet etter  
finanskostnader  
tidligere  
regulering**

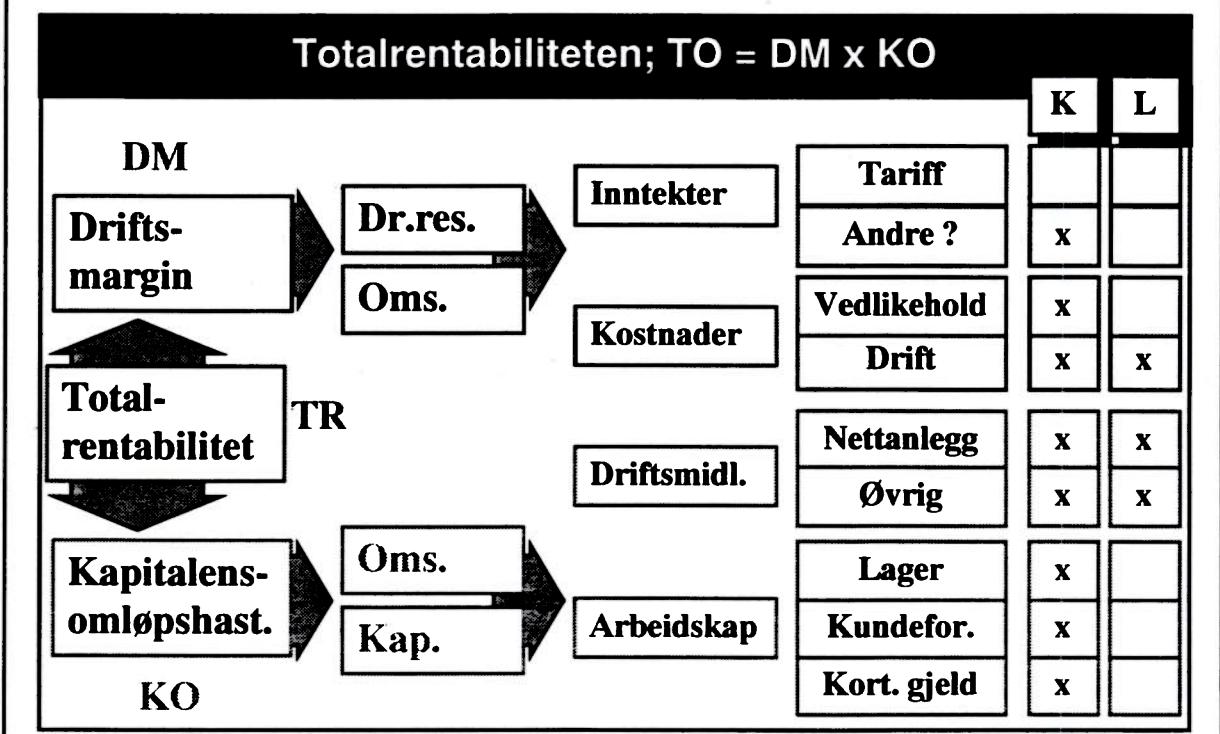
**Produktivitets faktor**  
**Skatt**  
**Øket gjeldsgrad?**  
**Utbytte?**  
**Tilbakeholdt  
overskudd?**

# Tema: Økonomiske konsekvenser



10

Du Pont modellen illustrerer hvordan de enkelte kostnadselementer innvirker på selskapets rentabilitet.



## Tema: Økonomiske konsekvenser



- Hvilke forhold innvirket på everkets økonomiske rammer?
  - Hvilke konsekvenser har dette for Røyken Energiverk?

## Tema: Økonomiske konsekvenser

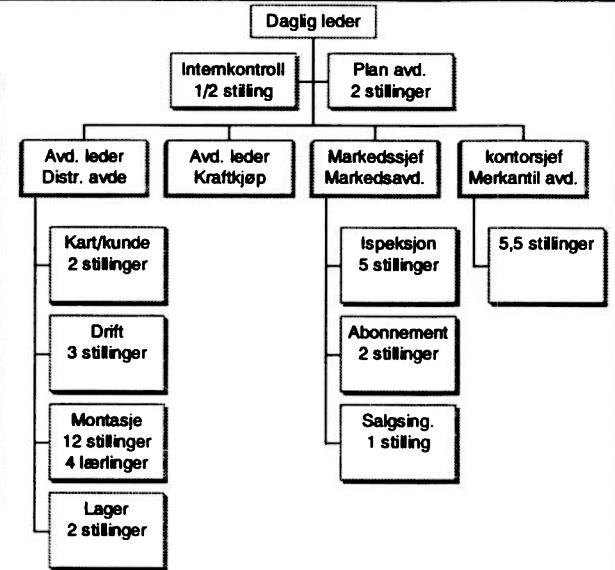


Røyken energiverk vil være vårt gjennomgangscase.

### Røyken Energiverk

Røyken energiverk er et gjennomsnittsverk hva angår størrelse og antall kunder på nettsiden.

- 7.547 kunder
- 40 årsverk, 4 lærlinger
- 113 m<sup>2</sup> forsyningsområde
- 165 GWh levert energi



## Tema: Økonomiske konsekvenser



Eierne til Røyken Energiverk stiller de tøffeste kravene.

## Inntektsramme

- NVE 35,7 mill kroner - meget romslig!
  - Eieren 30 mill kroner - inkludert i tariffen!
  - Benyttet 32,5 mill kroner i analysen.
    - 8,3% og budsjetterte kostnader i 1997

## Forutsetninger i det følgende

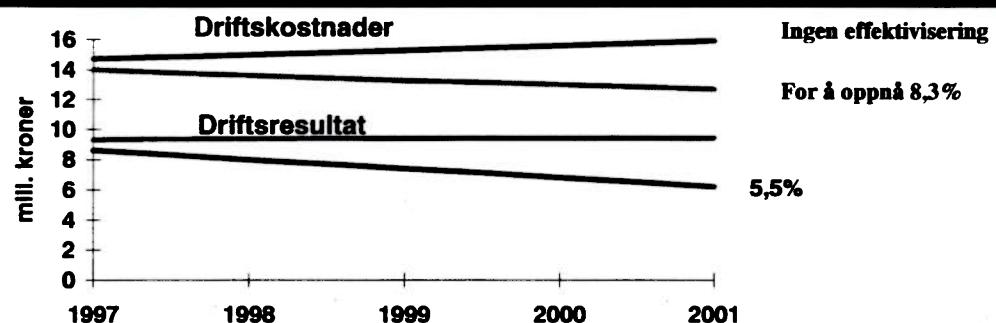
- Ingen økning i levert energi
  - Inflasjon lik 2% årlig
  - Reinv. rundt 6 mill. kroner årlig, omtrent lik avskr.
  - Levetid 30 år
  - Nettap 9%

## Tema: Økonomiske konsekvenser



Produktivitetskrav lik 2% i hele analyseperioden.  
Kostnadsmassen må være 3,2 mill. kroner lavere i  
2001 for å opprettholde avkastningen.

### Resultatutvikling (2% PK)



#### Forutsetninger

- Hele effektiviseringsbehovet tas ut på driftskostnader (eks avskr/nettapp)
- Arbeidskraft utgjør 60% av driftskostnader

#### Konsekvenser

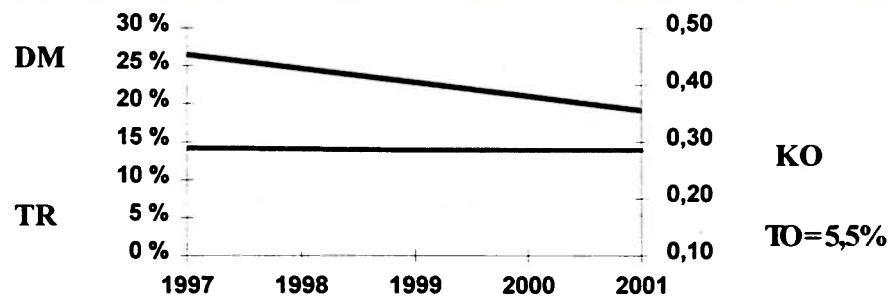
- Må effektivisere i over 4 % årlig
- eller 500 - 700 tusen kroner
- Redusere arbeidsstokken med 35-40%

## Tema: Økonomiske konsekvenser



Produktivitetskrav lik 2%.

### Rentabilitetsutvikling (2% PK)



#### Forutsetninger

- Ingen effektivisering

#### Konsekvenser

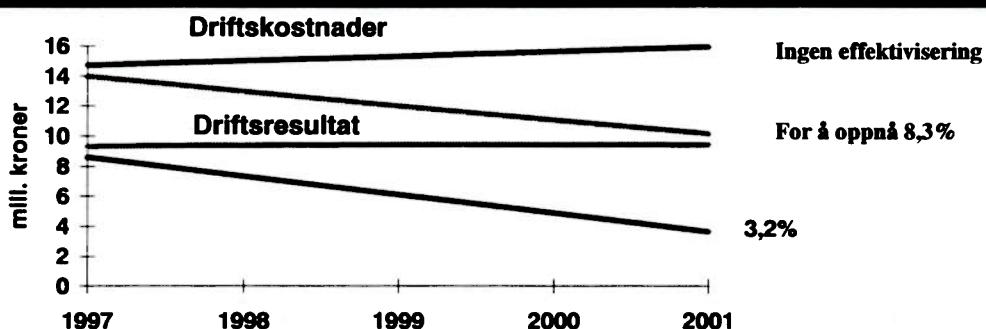
- KO tilnærmet konstant
- DM reduseres med økende kostn.
- TR synker

## Tema: Økonomiske konsekvenser



Produktivitetskrav lik 4% fom 1998.  
Kostnadsmassen må være 5,7 mill. kroner lavere i  
2001 for å opprettholde avkastningen.

### Resultatutvikling (4% PK)



#### Forutsetninger

- Hele effektiviseringsbehovet tas ut på driftskostnader (eks avskr/nettap)
- Arbeidskraft utgjør 60% av driftskostnader

#### Konsekvenser

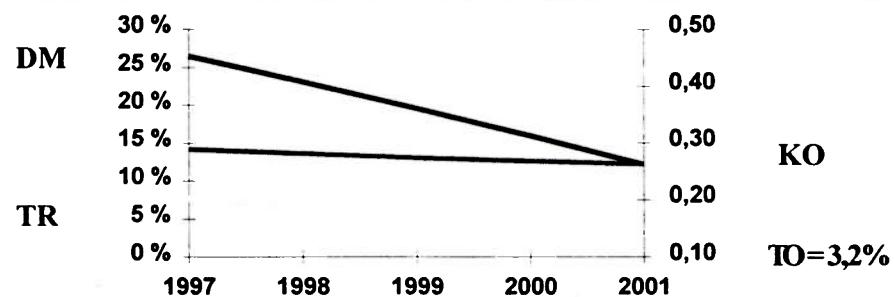
- Må effektivisere over 9 % årlig
- eller rundt 1,2 mill. kroner
- Redusere arbeidsstokken med 45-60%

## Tema: Økonomiske konsekvenser



Produktivitetskrav 4% fom 1998.

### Rentabilitetsutvikling (4% PK)



#### Forutsetninger

- Ingen effektivisering

#### Konsekvenser

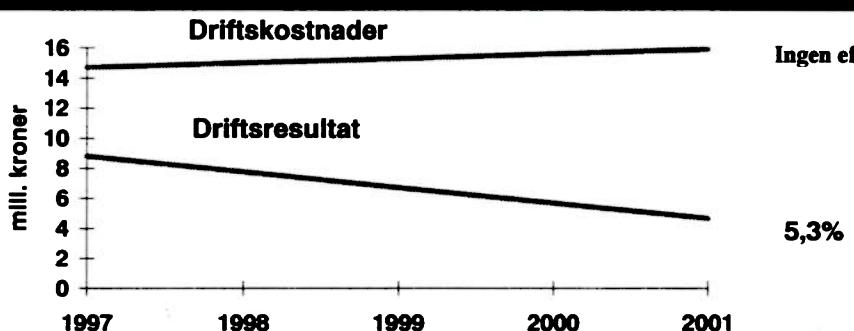
- KO svakt fallende
- DM reduseres med økende kostn.
- TR synker

## Tema: Økonomiske konsekvenser



## Produktivitetskrav 4% fom 1998.

Ved produktivitetsfaktor lik 2% opprettholdes en avkastning på 8%.



## Forutsetninger

- *Ingen reinvestering*

## Konsekvenser

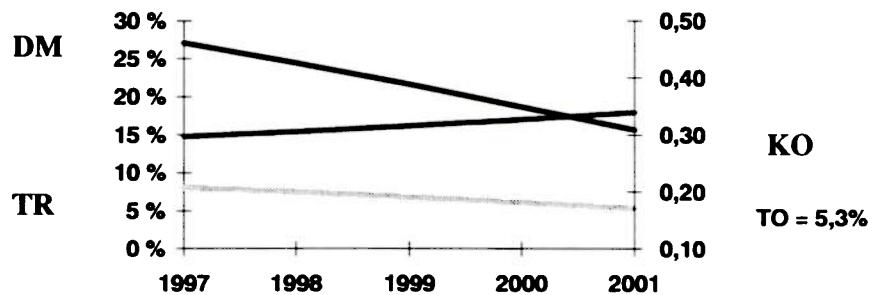
- *Opprettholder delvis avkastning*
  - *Konsekvenser på lang sikt?*
  - *Kritisk vurdering av inv. behov!*

## Tema: Økonomiske konsekvenser



Produktivitetskrav 4% fom 1998.

### Ingen reinvestering (4% PK)



#### Forutsetninger

- Ingen reinvestering

#### Konsekvenser

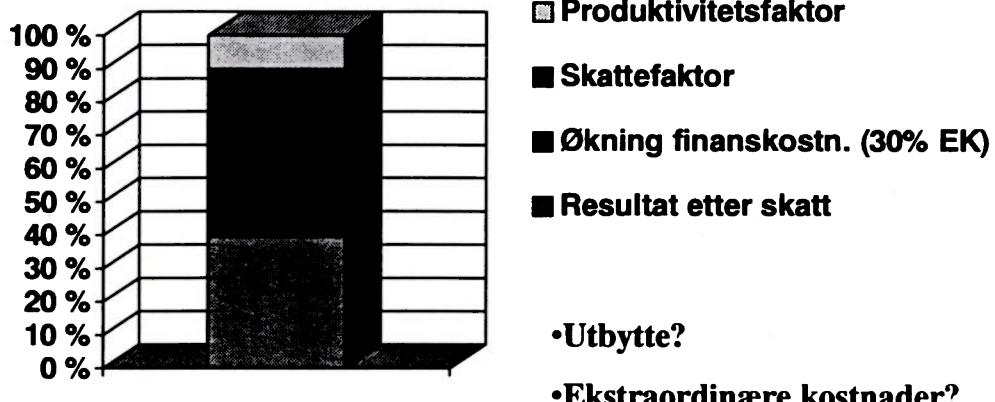
- KO øker siden kapitalverdien reduseres
- DM reduseres med økende kostn.
- TR opprettholdes delvis

## Tema: Økonomiske konsekvenser



Kommunale eiere har klare incentiver til å redusere egenkapitalen i selskapet.

### Resultat etter finansposter 1997



## Tema: Økonomiske konsekvenser

En alternativ tilnærming til de økonomiske konsekvenser er å se på verdien av selskapet.

### Forutsetninger i det følgende

- Ingen økning i levert energi
- Inflasjon 2% årlig
- Produktivitetskrav lik 4% fra 1998 til 2001
- Produktivitetskrav lik 0% fom 2002
- Avkastningskrav EK 6% etter skatt, tom 2006
- Realrente 2007 lik 4% etter skatt
- Likviditetsoverskudd utbetales
- Ingen endring i arbeidskapital
- EK andel som idag

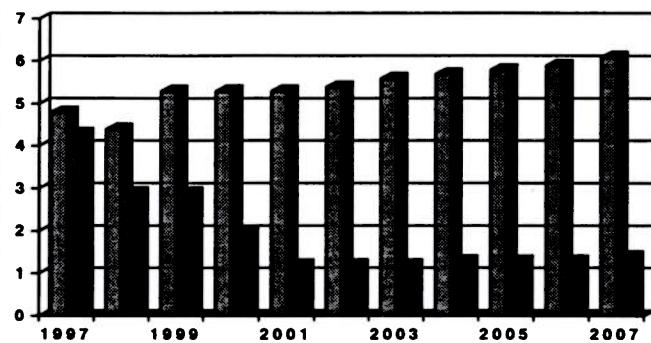
## Tema: Økonomiske konsekvenser



Et produktivitetskrav på 4% de neste årene vil dramatisk redusere verdien på selskapet dersom man ikke kompenserer gjennom effektiviseringstiltak.

### Verdi av egenkapitalen

#### Kontantstrøm til egenkapitalen



Bokført verdi 78 mill kroner

**Verdi 119 mill kroner**  
9,1% avkastning på tot.kap i 2007

■ k. eff  
■ k. uten

**Verdi 33,8 mill kroner**  
3,2% avkastning på tot. kap i 2007

# Tema: Økonomiske konsekvenser



I neste foredrag skal vi forsøke å gi noen svar

## Kravene skjerpes

- Krav til produktivitetsforbedring
  - Krav til lønnsomhet
  - Krav til verdiskapning  
  - Hvordan møte kravene?

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

## Røyken Energiverk AS

- Middels stort Energiverk, 7600 kunder i Røyken
- Omsetning ca. 70 mill kr.
- Overført energimengde 165 GWh
- AS fra 1994 - bedre forretningsmessig styring



## Historie Røyken elverk

- Kommunen pløyde inntekter fra everket over i andre sektorer
- Dårlig nett, ikke godkjent leveringskvalitet
- Mange og lange avbrudd
- Kundene svært missfornøyde
- Vil historien gjenta seg?
- Fremtiden vil påvirkes av dagens beslutninger



## **Eltilsynet stiller krav til forbedring**

- Investert 120 mill siste 10 år
- 1/2 parten av høyspentnettet nytt
- Ny trafostasjon
- Sum anleggsmiddler 31.12.95,  
111 mill kr.



## **Overgang til AS - nytt styre**

- Overgang til AS fra 01.01.94
- Eier ønsket et upolitisk styre
- Erfarene styremedlemmer
- Styreleder advokat, tidl. direktør i Revisorforeningen
- Nestleder underviser i styrearbeide
- Revisor STK Alcatel
- Direktør Buskerud Sentralsykehus
- Siv.ing eget firma



## Omorganisering

**1994/95 ny daglig leder og distribusjonssjef**

Krav fra styret til daglig leder:

- Bedret økonomistyring
- Bedre planlegging
- Plannormal (Håndbok)
- Rutineforbedringer
- Bedre ressursstyring (prosjektorganisering)
- Lagermanual
- Opplæringsplan

5



## Endringer i organisasjonen

- Omorganisering (flatere organisasjon)
- Kostnadskutt "spar 10"
- Innkjøpssamarbeid i Nedre Buskerud
- Startet med å finne ut hvor skoen trykket på kostnadssiden
- Kontakt NVE ang. spesifikke tall
- NVE hadde startet arbeidet med nøkkeltallsanalyse
- Startet Benchmarkingsprosess m/ svensk everk
- Göteborg Energi anbefalte Varberg

6



## Startet Benchmarking m/Varberg Energi AB

- Identifisering av kritiske aktiviteter som bedriftene er best på
- Identifisere gap
- Viser behov for forandring
- Gir konkrete mål
- Skaper engasjement
- Legger grunnlaget for en lærende organisasjon

7



## Suksesskriterier

- Involverer nøkkelpersoner i alle aktiviteter
- Analysere hele virksomheten
- Resultater avhengig av engasjement fra ledelsen

8



## Benchmarking - Distribusjonsavdelingen

Gjøres på følgende måte:

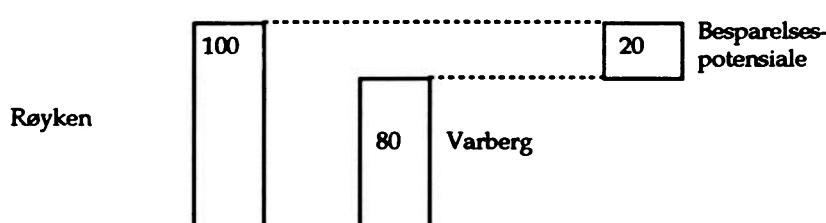
- Lønnsomhet, kriterium ved valg mellom alternativer
- Målstyring
- Drift- og vedlikeholdskostnader
- Prosjektorganisering og -styring
- Aktiveringssprinsipp
- Overføringstariff
- Lagersystemer

9



## Kostnadssammenligning

Drift- og vedlikeholdskostnader



10



## Varberg flere forretningsområder

- Kabel-TV
- Egen prod. vindkraft
- Fjernvarme
- Gassdistribusjon (Vattenfall)
- Skille entrepenør og drift
- Har tatt på seg entrepriser i konkurransen med andre entrepenører



## Kundetjenester Varberg Energi AB

- El, vann, avløp og renovasjon
- Kabel-TV
- Gass
- Fjernvarme
- Trygghetstjeneste



## Svenske everk ulik norske

- Forskjellig spenningsnivå, mye 10 kV
- Eier t o m. trafo
- Klarere skille mellom byggherre- og entrepenørfunksjon
- Leverandør holder lager, leveranse 2 g. pr. uke
- Ferdigpakket materiell leveres til anleggsplassene
- Annen oppbygning av overføringstariff

13



## Benchmarking Vest Telemark kraftlag

- Samme anleggskapital, antall kunder
- Samme omsetning (egen prod. 70 GWh)
- Andre driftskostnader 6,5 mill (REV 9,5 mill, delta aktivering)
- 4 g. så langt høyspentnett, 2 g. så langt lavspentnett
  - VTK - 1 div.
  - RE - 4 div.
- Veien videre - maksimal lønnsomhet eller sunn samfunnsøkonomi?

14





# Arthur<sup>65</sup> Andersen

## Tema: Omstilling



Arthur  
Andersen

## Strukturgruppen

# Omstilling av Røyken Energiverk

Hva kan bedriften gjøre for å opprettholde normal avkastning på kapitalen?

## Seminar; effektiv nettvirksomhet 1997 februar 1997

## Tema: Omstilling



Dagens foredrag vil belyse tre sentrale problemstillinger.

- ① Hvilken "effektiviseringsutfordring" står Røyken Energiverk overfor?
- ② Er det mulig for Røyken Energiverk å drive forsvarlig på et slikt nytt og lavere kostnadsnivå?
- ③ Hvilken prosess må Røyken Energiverk følge for å realisere effektivitetspotensialet

## Tema: Omstilling



25 - 30% reduksjon i kortsiktig påvirkbare kostnader innen 1999 er den reelle utfordringen.

NVE krav

Røyken Energiverk vil møte skjerpeide produktivitetskrav frem mot 2001.

**For 1997 er kravet 2%.**

## Lokale politiker krav

**Røyken Energiverk skal redusere tariffen med 3 øre / kWh innen 1999. Dette innebærer at driftskostnadene må reduseres med minimum 4 mill. kroner ( 1997 kroner) innen 1999.**

**Lokalsamfunnet stiller  
de tøffeste kravene til  
Røyken Energiverk.**

**Skal man redusere driftskostnadene med 4 mill. kroner innen 1999, innebærer dette at kortsiktige påvirkbare kostander ( ikke nettap, avskivninger etc.) må reduseres med 25 - 30%.**

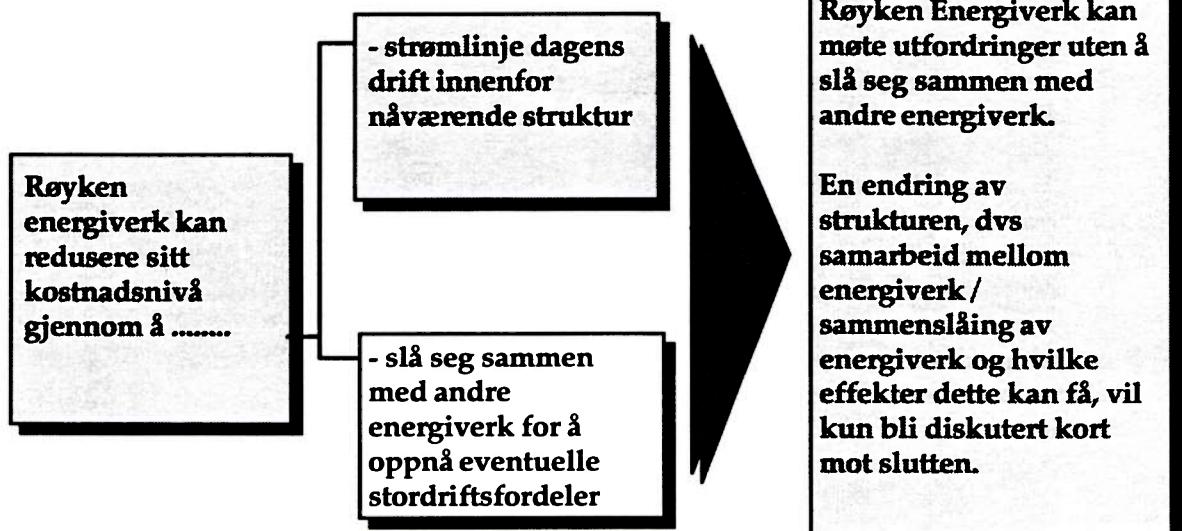


- ① Hvilken "effektiviseringsutfordring" står Røyken Energiverk overfor?
  - ② Er det mulig for Røyken Energiverk å drive forsvarlig på et slikt nytt og lavere kostnadsnivå?
  - ③ Hvilken prosess må Røyken Energiverk følge for å realisere effektivitetspotensialet

## Tema: Omstilling



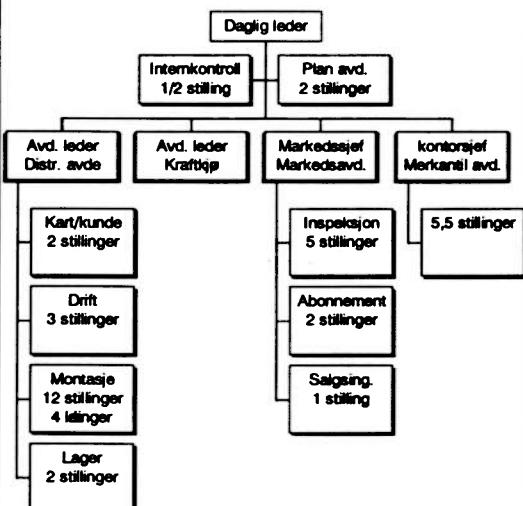
Hovedutfordringen for Røyken Energiverk er hvorledes driften kan effektiviseres.



## Tema: Omstilling



Dagens organisasjon og ressursforbruk i Røyken energiverk.



Totalt antall årsverk 38

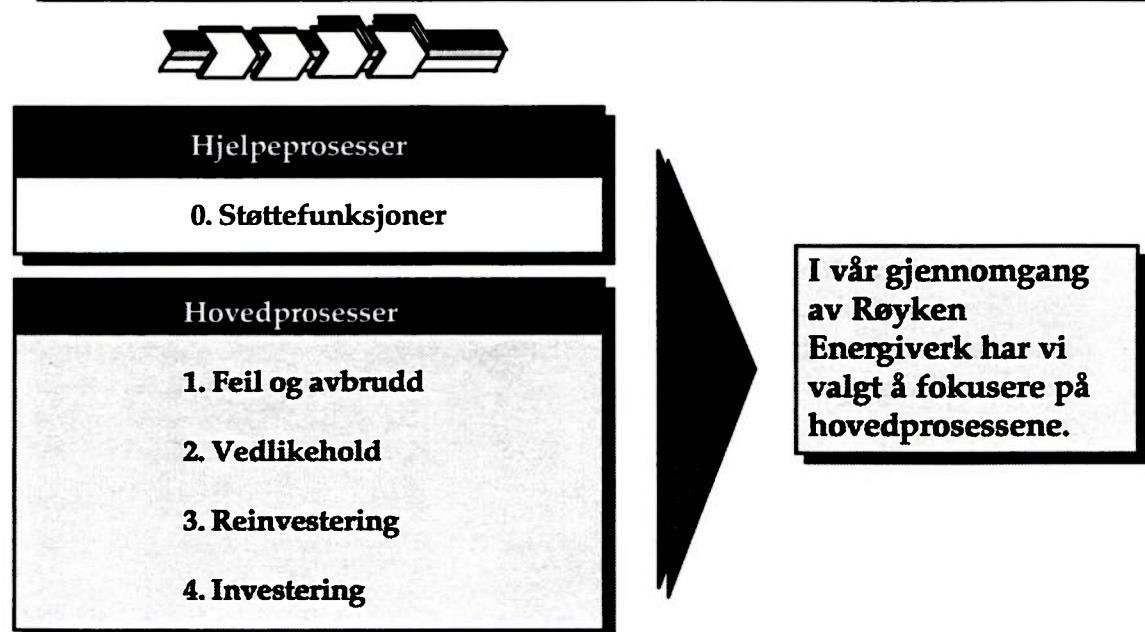
### Ressursforbruk (budsjett 1997)

<b>Kostnader ved arbeidskraft</b>	<b>9.113</b>
<b>Kostnader ved eiendom</b>	<b>537</b>
<b>Verktøy, materiell og utstyr</b>	<b>1.496</b>
<b>Arbeid ved fremmede</b>	<b>1.174</b>
<b>Diverse fremmede tjenester</b>	<b>501</b>
<b>Kontorkostnader</b>	<b>553</b>
<b>Diverse</b>	<b>1.329</b>
<b>Avskrivninger</b>	<b>5.500</b>
<b>Sum driftskostnader</b>	<b>20.204</b>

## Tema: Omstilling



Utgangspunktet for en omstilling er å kartlegge forretningssystemet.

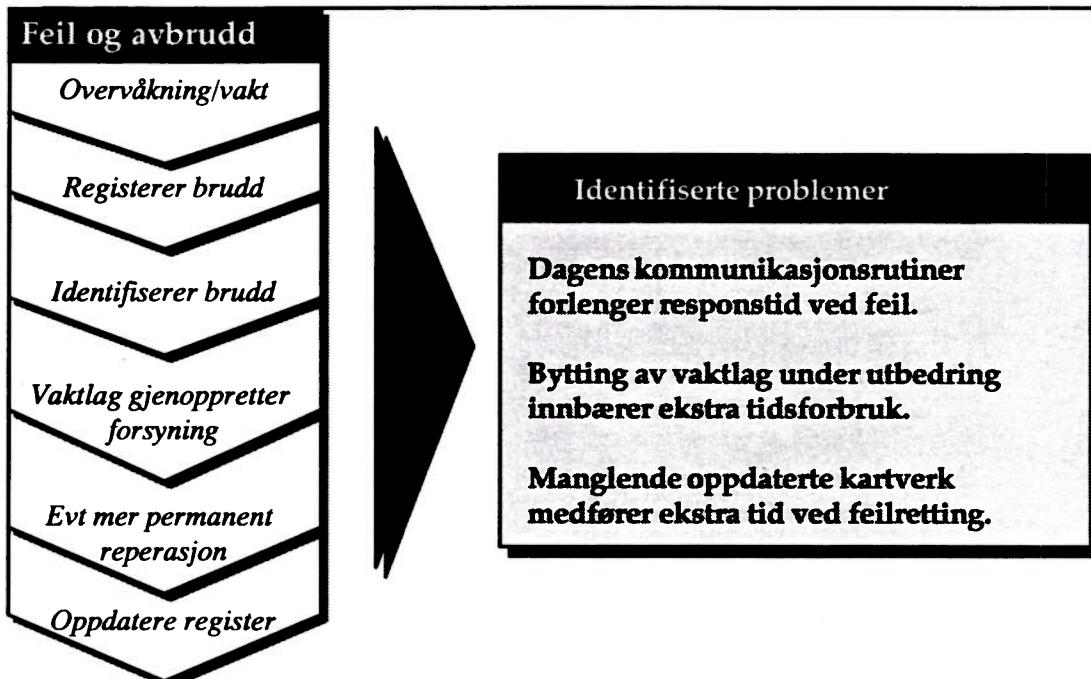


## Tema: Omstilling



三

**Driften av nettet består i hovedsak av aktiviteter knyttet til feil og avbrudd.**

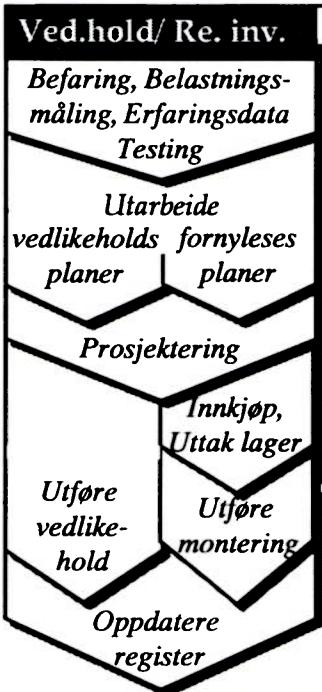


## Tema: Omstilling



三

**Vedlikehold og reinvesteringer innebærer i store trekk de samme aktivitetene.**



## Identifiserte problemer

- Mangelfulle preventive tiltak gir unødvendig ekstraarbeid.
  - Utilstrekkelig befaring medfører feildimensjonering og dobbeltarbeid.
  - Mangelfulle tilbakemeldinger av observerte problemer medfører ekstrakostnader.
  - Manglende lager/innkjøpsrutiner øker lagerbinding.
  - Samlingssted på hovedkontor medfører mye kjøretid.
  - Kommunikasjon mellom lager og prosjektleder forsinker arbeidet.



## Tema: Omstilling

Investeringer berører mange parter.



### Identifiserte problemer

- Manglende investeringsanalyser gir feil investeringer / overdimensjonering.
- Mangelfull kommunikasjon med kommunale planleggingsmyndigheter.
- Nybygging igangsettes for sent, noe som medfører hastearbeid og dårlig utførelse.
- Ikke entydig hvem kunden skal henvende seg til. Kunden sendes mellom ulike kontorer.
- Mangelfulle retningslinjer for fakturering av regningsarbeid forsinket innkrevning.



## Tema: Omstilling



Identifiserte problemer er symptomer på et behov for strømlinjeforming som igjen vil redusere ressursbruken.

## Noen hovedkonklusjoner

## Unødvendig tidsbruk

## Hastejobber

## Dobbeltarbeid

## Dyre løsninger

## Tilfeldig kundebehandling



#### Mulige løsninger i Røyken Energiverk.

## Overordnede losningsprinsipper

- Forbedre samordning av arbeidsoppgaver ved å gå fra ”silo”-tankegang til prosesstankegang.
  - Etablere klare rutiner, roller og ansvarsforhold for alle ansatte.
  - Forenkle og automatisere arbeidsprosessene med bruk av IT-løsninger der det er hensiktsmessig.
  - Utvide kompetansen på medarbeidere.
  - Bemanne for gjennomsnittlig belastning og leie inn eksternt ved belastningstopper.

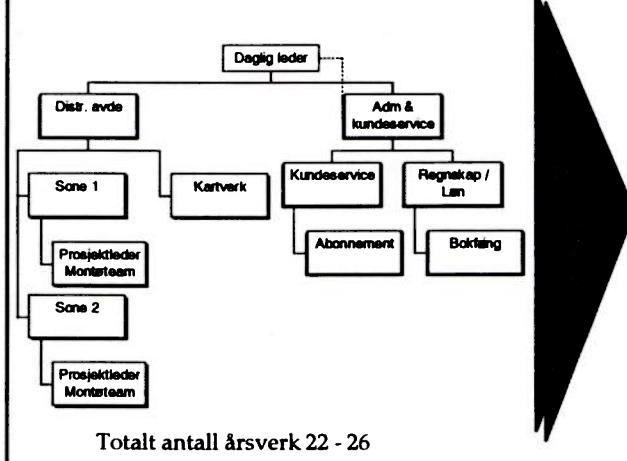
## Eksempler på mulige løsninger for Royken Energiverk

- Etablere geografiske sonelag med ansvar for alt "feltarbeid" (montasje, vedlikehold, inspeksjon i sine soner).
  - Etablere klare rutiner og avsvarsforhold for tilbakemelding av informasjon og erfaringsdata fra feltarbeid til database og karverk.
  - Etablere en avdeling for kundeservice og administrasjon.
  - Redusere reisetid til og fra Røykens lokaler ved å la "feltpersonell" spise lunch ute.
  - Reduksjon av husleie ved å flytte kontorer og avdelinger nærmere hverandre og leie ut overflødig plass.
  - Flytte plukklager til biler.

Tema: Omstilling



Omstilling krever radikale målsettinger. Nye Røyken Energiverk bruker 20 - 25% mindre ressurser.



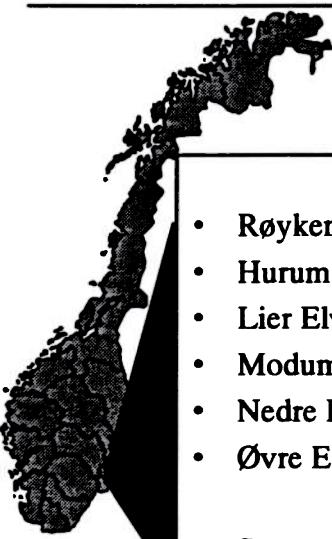
Ny ressursforbruk (budsjett 1997)

Kostnader ved arbeidskraft	5.500 - 6.500
Kostnader ved eiendom	350
Verktøy, materiell og utstyr	1.300
Arbeid ved fremmede	1.400
Diverse fremmede tjenester	500
Kontorkostnader	300
Diverse	1.000
Avskrivninger	5.500
<b>Sum driftskostnader</b>	<b>15.500 - 16.500</b>
<b>Besparelse</b>	<b>- 5.000 - 4.000</b>

Tema: Omstilling



Nedre Buskerud idag.



• Røyken Energiverk,	40 årsverk, 7.549 kunder, 113 km <sup>2</sup>
• Hurum Energiverk,	28 årsverk, 6.000 kunder, 163 km <sup>2</sup>
• Lier Elverk,	48 årsverk, 9269 kunder, 340 km <sup>2</sup>
• Modum	33 årsverk, 6.565 kunder, 513 km <sup>2</sup>
• Nedre Eiker Energi,	33 årsverk, 8.750 kunder, 122 km <sup>2</sup>
• Øvre Eiker Everk,	36 årsverk, 7.599 kunder, 500 km <sup>2</sup>
• Sum	218 årsverk, 45.732 kunder, 1.751 km <sup>2</sup>

ref. Enfo: Medlemslisten 1996

## Tema: Omstilling



1

Slå sammen energiverkene til større enheter for å oppnå stordriftsfordeler har man snakket lenge om.

Røyken  
energiverk kan  
redusere sitt  
kostnadsnivå  
gjennom å .....

# Strømlinje dagens drift innenfor nåværende struktur.

**Slå seg sammen med andre energiverk for å oppnå eventuelle stordriftsfordeler**

## Strukturendring - fordel eller ulempe?

**Det finnes utvilsomt stordriftsfordeler innen enkelte funksjoner:**

- administrasjon
  - lager
  - belastningstopper
  - kundeservice
  - driftssentral

**Slå sammen inneffektive everk i større enheter derrimot, kan virke mot sin hensikt. Omstettings- oppgaven blir bare større.**

Värt råd er dermed klart.

#### **A. Effektiviser først energiverket innenfor dagens struktur.**

#### B. Se på muligheter for samarbeid på tvers.



## La oss gjøre et tanke eksperiment

# La et nytt effektivisert energiverk overta ansvaret for forsyningen i området til:

# Røyken, Hurum, Lier, Øvre- og Nedre Eiker Energiverk



Sentraliser funksjoner med potensiale for stordriftsfordeler, men beholde den lokale markedskontakten og service.

## Funksjoner

- Montering, vedlikehold og inspeksjon
  - Prosjekter og planlegging
  - Driftssentral
  - Administrasjon, økonomistyring, regnskap, lønn og personal
  - Abonnement og fakturering

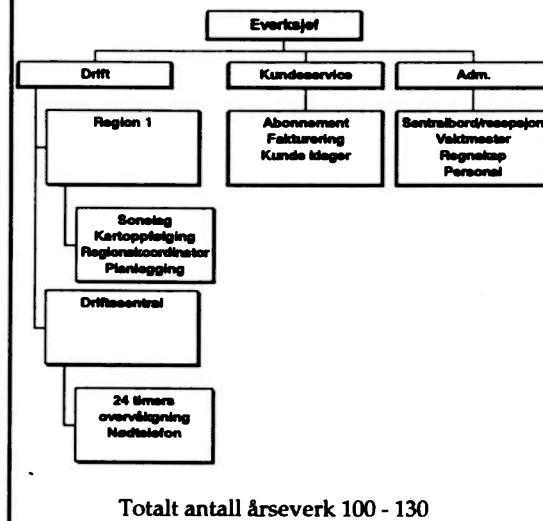
## Eksempler på mulige løsninger

- Hver region har en regionsansvarlig med ansvar for alle aktiviteter i regionen.
  - Lokale soneteam er ansvarlig for oppdatering av lokale erfaringsbaser og kartverk.
  - Sentral prosjekteringsavdeling med tett kontakt mot lokale myndigheter og regionsansvarlige.
  - En sentral driftssentral overvåker hele nettet og er i direkte kontakt med regioner og soneteam.
  - En sentral administrasjon bestående av økonomi, regnskap, lønn og personal.
  - Sentral kundeservicefunksjon som behandler kundehenvendelser over telefon (800 nummer) og med nødvendige støttesystemer for effektiv og rask behandling

## Tema: Omstilling



Mens en ved effektivisering av Røyken Energiverk alene gav 20 % besparing, kan et mulig samarbeid over kommunegrensene muligens resultere i ytterligere 5% effektivisering.



### Ressursbehov ( teoretisk)

- Et utvidet energiverk kunne muligens forsyne hele området med en organisasjon på 100 - 130 ansatte (mot dagens 175 - 180).
- Forenkling av Regionaladministrasjon burde dessuten kunne føre til reduserte husleier etc.
- Totale kostnadsbesparelser burde dermed kunne bli opp mot 20 mill. kroner, eller ca 25% av dagens kostnadsmasse. Dette forutsetter dog at den entrepenøraktige innsatsen fra det "nye" energiverket lar seg eksportere.

## Tema: Omstilling



- ① Hvilken "effektiviseringsutfordring" står Røyken Energiverk overfor?
  - ② Er det mulig for Røyken Energiverk å drive forsvarlig på et slikt nytt og lavere kostnadsnivå?
  - ③ Hvilken prosess må Røyken Energiverk følge for å realisere effektivitetspotensialet

## Tema: Omstilling



En del eksterne forutsetninger bør være på plass før en starter den interne omstillingss prosessen.

## *Eksterne suksessfaktorer*

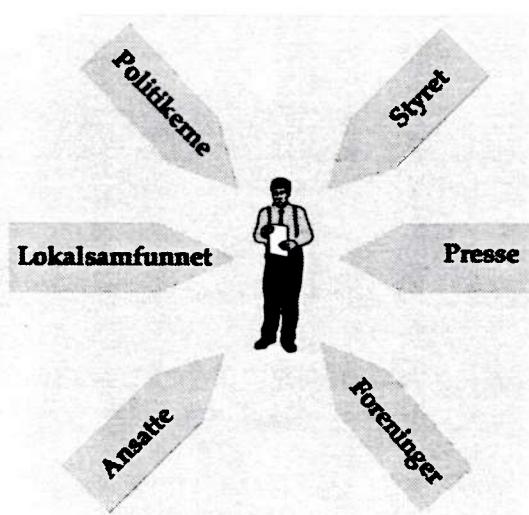
- ① Styret må stå bak og støtte prosessen
  - ② Kommunestyret (eier) må stå bak og støtte prosessen
  - ③ Målet / utfordringen må defineres krystallklart



En forandringsprosess medfører ekstra press på Everksjefen.

## Interne suksessfaktorer

- Som leder må man selv ville gjennomføre en slik prosess.



## Tema: Omstilling

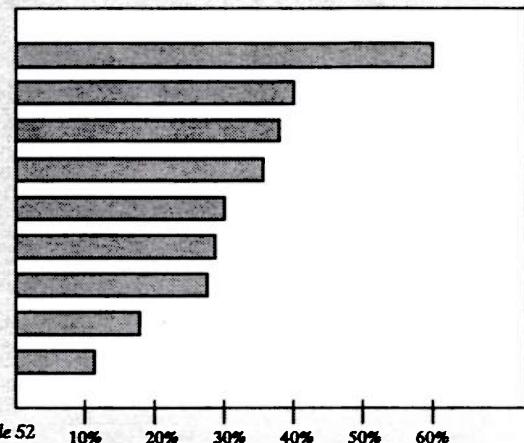


Motstand mot endring er naturlig. Det er derfor viktig å få hele ledergruppen med på prosessen før man virkelig setter igang.

### Interne suksessfaktorer

- Som leder må man selv ville gjennomføre en slik prosess.
- Ledergruppen må stå samlet bak prosessen.

### Årsak til at forandringsprogrammer feiler



Kilde: Information Week, 20. juni 1994, side 52

## Tema: Omstilling



Uttallige løsninger for hvorledes overtallighetsproblemet kan løses på en ryddig og profesjonell måte finnes.

## Interne suksessfaktorer

- Som leder må man selv ville gjennomføre en slik prosess.
  - Ledergruppen må stå samlet bak prosessen.
  - En prinsipiell løsning på overtallighetsproblematikken bør avtales på forhånd.

## Mulige løsninger på overtalligheter

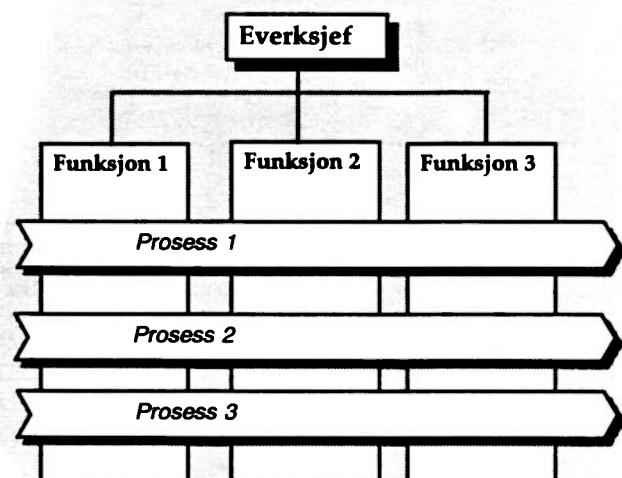
- Økonomiske "pakker" til medarbeidere som frivillig slutter.
  - Førtidspensjonering.
  - Omskolering til andre "yrker".
  - Tilbud om annen jobb innen kommunen.
  - Etablering av egne "tiltaks" sentere.
  - Økonomisk støtte til egenetablering.

## Tema: Omstilling

Hvis fokus i omstettingsprosessen er å forenkle arbeidsprosessene, løser organisasjonsdebatten seg ofte av seg selv.

## Interne suksessfaktorer

- Som leder må man selv ville gjennomføre en slik prosess.
  - Ledergruppen må stå samlet bak prosessen.
  - En prinsipiell løsning på overtallighetsproblematikken bør avtales på forhånd.
  - Fokus må være å effektivisere arbeidsprosessene.



## Tema: Omstilling

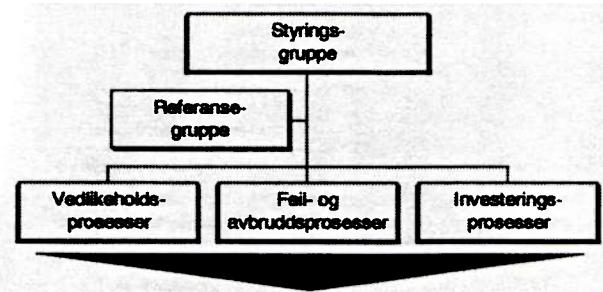


1

For å sikre forankring for nye ideer bør alle nivå i organisasjonen delta aktivt i prosessen.

## Interne suksessfaktorer

- Som leder må man selv ville gjennomføre en slik prosess.
  - Ledergruppen må stå samlet bak prosessen.
  - En prinsipiell løsning på overtallighetsproblematikken bør avtales på forhånd.
  - Fokus må være å effektivisere arbeidsprosessene.
  - Aktiv deltagelse fra ansatte og fagforeninger.



Hver arbeidsgruppe bør være tverrfunksjonelt sammensatt. I tillegg bør en sikre at alle lag av organisasjonen deltar.

## Tema: Omstilling



三

En åpen og ærlig kommunikasjon gjør at den enkelte medarbeiders mentale omstillingsprosess går lettere.

## Interne suksessfaktorer

- Som leder må man selv ville gjennomføre en slik prosess.
  - Ledergruppen må stå samlet bak prosessen.
  - En prinsipiell løsning på overtallighetsproblematikken bør avtales på forhånd.
  - Fokus må være å effektivisere arbeidsprosessene.
  - Aktiv deltagelse fra ansatte og fagforeninger.
  - Åpen og ærlig kommunikasjon under hele prosessen.

Røyken 2000 - nytt # 3

- Prosessen er i rute
  - 
  - 
  - 
  - 
  - Forslag som diskuteres
  - 
  - 
  - 
  - 
  - Videre fremdrift
  - 
  - 
  -

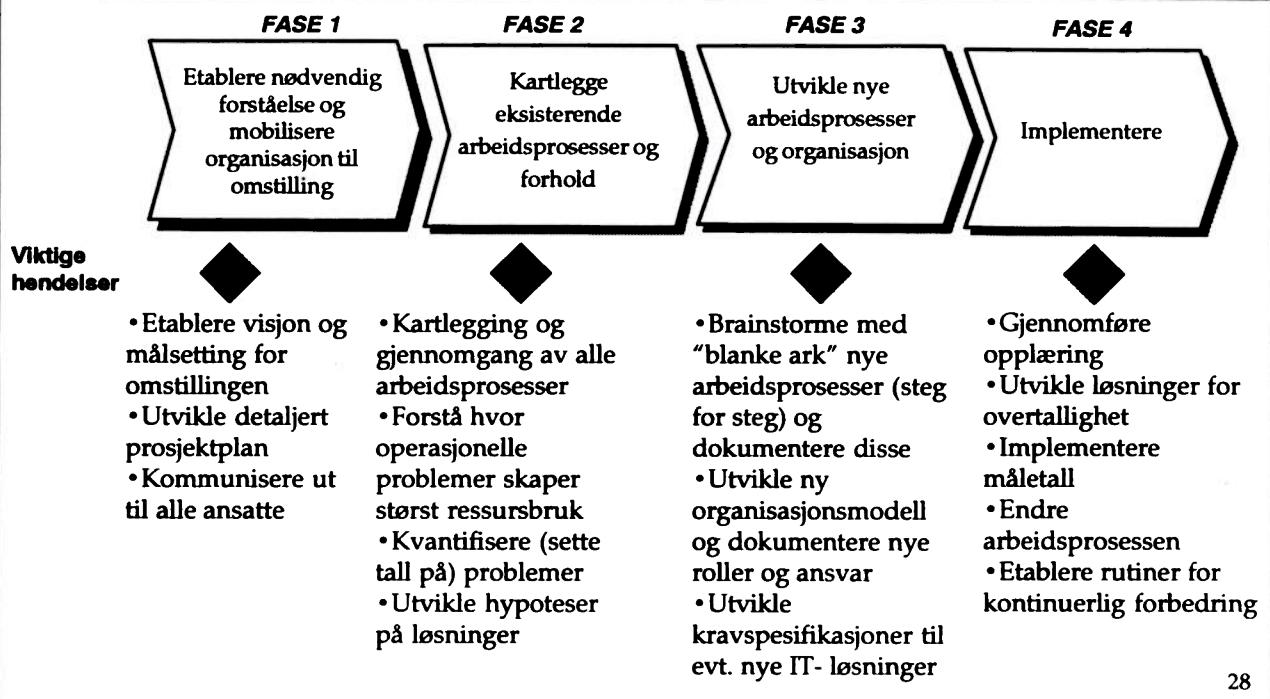


Neste steg for Røyken Energiverk.

- ① Etablere forståelse i styre og hos eiere for behovet av endring og tiltak.
  - ② Utvikle en bra løsning for overtallige.
  - ③ Etablere en overordnet visjon og målsetting for omstillingsarbeidet.
  - ④ Kommunisere kravene, visjon og målsetting til organisasjonen.

## Tema: Omstilling

Et mulig prosjektopplegg for Røyken Energiverk.



**Stønadsbetøp i 1000kr, for bruk i denne analysen;****nedskrevet etter samme prinsipper som ordinær kapital**

<b>Everk</b>	
Akershus Energiverk	5872
Alta Kraftlag A/L	1339
Andebu Elverk	6451
Andøy Energi AS	11128
Aust-Agder Kraftverk	685
Austevoll Kraftlag P/L	13218
Ballangen komm. Elverk	4195
Bergen Lysverker	4163
Bodø Energi as	76
Borre Energiverk	1213
Bø og Sauherad Energi AS	131
Dalane Elverk	21403
Dragefossen Kraftanlegg A/S	81
Drangedal Elverk	5451
Eid Energiverk	17
Eidefoss AS	653
Eidsvoll Energiverk AS	228
Etne Elektrisitetslag	6337
Fauske Lysverk A/S	1365
Finnås Kraftlag	10972
Fitjar Kraftlag P/L	8484
Fjelberg Kraftlag P/L	8504
Flesberg Elektrisitetsverk A/L	34
Follo Energiverk AS	5202
Forsand Elverk	220
Fosen Komm. Kraftlag	1204
Fredrikstad Energiverk B/A	1400
Fusa Kraftlag	17595
Gauldal Elverk	2610
Gjesdal Everk	140
Gloppen Elektrisitetsverk	1059
Gulakraft	13136
Hadsel Energiverk AS	4217
Hallingdal Kraftnett AS	223
Hamar-Regionen Energiverk	13874
Hammerfest Elektrisitetsverk	4894
Haram Elverk	67
Hedmark Energi A/S	132821
Helgeland kraftlag A/L	2867
Hemne kraftlag A/L	5765
Hemsedal Energi	57
Hof Elverk	400
Holmestrand Elverk	333
Hurum Energiverk	1085
Høyanger Energiverk	1113
Indre Hardanger Kraftlag	153
Istad Kraftselskap A/S	14493
Jæren Everk	100
Karmsund Kraftlag	227
Krødsherad Everk	695
Kvikne-Rennebu Kraftlag A/L	2383
Kvinnherad Energi AS	14862
Larvik og Lardal Elverk	1340

<b>Everk</b>	<b>Stønadsbetøp i 1000kr, for bruk i denne analysen; nedskrevet etter samme prinsipper som ordinær kapital</b>
Suldal Elverk	2655
Sunndal Kraftforsyning	12
Sunnfjord Energiverk	23344
Sunnmøre Energi AS	19
Svorka Energiverk A/S	16362
Sykylven Komm Everk	37
Sør-Aurdal Energi	438
Sør-Troms Elforsyning A/S	7952
Sør-Trøndelag Kraftselskap	120991
Sørfold Kraftlag A/L	9
Toten Komm. Elverk	13
Troms Kraftforsyning DA	1446
Trøgstad Elverk	2560
Tydal Komm. Kraftverk	552
Tysnes Kraftlag P/L	16223
Tønsberg Energiverk AS	691
Ulstein Energi AS	334
Valdres Energiverk AS	22286
Vang Energiverk	65
Varanger Kraft AS	532
Vest-Agder Energiverk	711
Vest-Oppland Komm. Kraftselskap	5035
Vest-Telemark Kraftlag	582
Vesterålskraft AS	5767
Vestnes Komm. Elverk	762
Volda Komm. Elverk	5
Voss og Omland Energiverk AS	14660
Våle Komm Elverk	507
Ytre Fjordane Kraftlag	1304
Ytre Sandsvær Elverk BA	48
Ytre Sogn og Sunnfjord Energiverk	35841
Ørskog Interkommunale Kraftlag	1480
Ørsta Energiverk	1494
Østfold Energiverk AS	93253

**Stønadsbeløp i 1000kr, for bruk i denne analysen;  
nedskrevet etter samme prinsipper som ordinær kapital**

<b>Elverk</b>	
Lillehammer og Gausdal Energiverk	21194
Lofotkraft AS	73363
Luostejok Kraftlag A/L	5755
Luster Energiverk A/S	20
Lærdal Energiverk A/S	489
Masfjorden Komm Kraftlag	8041
Meløy Komm. Elektrisitetsverk	134
Midt-Gudbrandsdal Energiverk A/S	22072
Midtre Ryfylke Ellag	3650
Nes Komm. Elektrisitetsverk	202
Nesset Komm. Kraftverk	2122
Nissedal Komm. Elverk	3998
Nittedal Energiverk	527
Nome Elverk	23
Nord-Salten Kraftlag A/L	47953
Nord-Troms Kraftlag A/S	6234
Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk	6436
Nord-Østerdal Kraftlag A/L	2913
Norddal Elverk	3709
Nordhordland Kraftlag	9
Nordkyn Kraftlag A/L	14502
Nordmøre Energiverk A.S	75171
Nore Komm. Elverk	563
Notodden Energi AS	3
Nøtterøy-Tjørme Energi AS	1523
Odda Komm. Elverk	20
Ofoten Kraftlag a/s	555
Oskraft AS	63
Rakkestad Energiverk A/S	803
Ramnes Elverk	665
Rauland Kraftforsyningsslag	2544
Rauma Energi AS	12
Repvåg Kraftlag A/L	14249
Ringerike Interkom. Kraftverk	443
Rissa og Stadsbygd Kraftlag A/L	1493
Romerike Energi AS	15
Rødøy-Lurøy Kraftverk A/S	7279
Røros Elektrisitetsverk A/S	2509
Røyken Energiverk AS	9400
Sandøy Elverk	1014
Sauda Energiverk AS	700
Selbu Komm. Elverk	178
Sigdal Elverk	4161
Sjøfossen Energi A/S	1115
Skiensfjordens Komm. Kraftselskap	10089
Skjerstad Kraftlag A/L	13
Skjåk Kraftverk	494
Skånevik Ølen Kraftlag	16662
Sognekraft A/S	476
Sotra Kraftlag	5499
Stavanger Elverk	11148
Stokke Elverk	603
Stranda Energiverk	780

Vedlegg 2: Godkjent endring i bokført kapital  
etter avsluttet 1995-regnskap

<b>Everk</b>	<b>Oppskriving, 1000 kr.</b>
Alta Kraftlag A/L	32513
Aust-Agder Kraftverk	110724
Bærum Energi AS	87068
Dragefossen Kraftanlegg A/S	18664
Eidefoss AS	78440
Evenes Kraftforsyning A/S	5261
Fosen Komm. Kraftlag	36429
Gauldal Elverk	4600
Gjøvik Energi AS	11376
Hamar-Regionen Energiverk	82654
Helgeland kraftlag A/L	108942
Hornindal kraftlag L/L	1450
Karmsund Kraftlag	36483
Lofotkraft AS	34937
Lærdal Energiverk A/S	3901
Malvik Everk	11998
Meløy Komm. Elektrisitetsverk	18710
Nes Komm. Elektrisitetsverk	7699
Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk	116191
Nord-Østerdal Kraftlag A/L	57734
Orkdal Elverk	27200
Ringerike Interkom. Kraftverk	19762
Rissa og Stadsbygd Kraftlag A/L	5451
Sjøfossen Energi A/S	4184
Stange Komm. Elektr.Verke	31542
Stavanger Elverk	33200
Stryn Komm. Energiverk	19448
Sykylven Komm Everk	10917
Varanger Kraft AS	35800
Volda Komm. Elverk	5085
Ørsta Energiverk	24632
Årdal Kommunale Energiverk	6201

<b>Elverk</b>	<b>Kostnadseffektivitet</b>
Ballangen komm. Elverk	90-100%
Bindal Kraftlag	90-100%
Drangedal Elverk	90-100%
Eidefoss AS	90-100%
Flekkefjord Elektrisitetsverk	90-100%
Forsand Elverk	90-100%
Gulakraft	90-100%
Hallingdal Kraftnett AS	90-100%
Hedmark Energi A/S	90-100%
Helgeland kraftlag A/L	90-100%
Hornindal kraftlag L/L	90-100%
Klepp Energi	90-100%
Kvikne-Rennebu Kraftlag A/L	90-100%
Luostejok Kraftlag A/L	90-100%
Lærdal Energiverk A/S	90-100%
Masfjorden Komm Kraftlag	90-100%
Nissedal Komm. Elverk	90-100%
Nord-Salten Kraftlag A/L	90-100%
Nord-Troms Kraftlag A/S	90-100%
Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk	90-100%
Nord-Østerdal Kraftlag A/L	90-100%
Nordkyn Kraftlag A/L	90-100%
Oslo Energi AS	90-100%
Rauland Kraftforsyningsslag	90-100%
Repvåg Kraftlag A/L	90-100%
Rollag Elektrisitetsverk L/LI	90-100%
Rygge Elverk A/S	90-100%
Rødøy-Lurøy Kraftverk A/S	90-100%
Råde Komm. Elektrisitetsverk	90-100%
Sandøy Elverk	90-100%
Stavanger Elverk	90-100%
Sør-Trøndelag Kraftselskap	90-100%
Sørfold Kraftlag A/L	90-100%
Tinn Komm. Elverk	90-100%
Troms Kraftforsyning DA	90-100%
Trøgstad Elverk	90-100%
Tydal Komm. Kraftverk	90-100%
Tyssefaldene Aktieselskabet	90-100%
Tønsberg Energiverk AS	90-100%
Varanger Kraft AS	90-100%
Vest-Agder Energiverk	90-100%
Vest-Telemark Kraftlag	90-100%
Ytre Sandsvær Elverk BA	90-100%

Everk	Kostnadseffektivitet
Akershus Energiverk	80-90%
Alta Kraftlag A/L	80-90%
Aust-Agder Kraftverk	80-90%
Bergen Lysverker	80-90%
Bærum Energi AS	80-90%
Drammen Energinett KB	80-90%
Elverum Elektrisitetsverk	80-90%
Follo Energiverk AS	80-90%
Gjøvik Energi AS	80-90%
Hadsel Energiverk AS	80-90%
Haram Elverk	80-90%
Hjartdal komm. Elverk	80-90%
Hof Elverk	80-90%
Høland og Setskog Elverk	80-90%
Indre Hardanger Kraftlag	80-90%
Jondal komm. Elverk	80-90%
Kragerø Elverk	80-90%
Kristiansand Energiverk	80-90%
Krødsherad Everk	80-90%
Lier Everk KB	80-90%
Lofotkraft AS	80-90%
Luster Energiverk A/S	80-90%
Midtre Ryfylke Ellag	80-90%
Nesset Komm. Kraftverk	80-90%
Norddal Elverk	80-90%
Nordmøre Energiverk A.S	80-90%
Ramnes Elverk	80-90%
Røros Elektrisitetsverk A/S	80-90%
Skjerstad Kraftlag A/L	80-90%
Stange Komm. Elektr.Verke	80-90%
Stokke Elverk	80-90%
Stranda Energiverk	80-90%
Sunndal Kraftforsyning	80-90%
Svelvik Elverk	80-90%
Tysnes Kraftlag P/L	80-90%
Uvdal Kraftforsyning A/L	80-90%
Vang Energiverk	80-90%
Vesterålskraft AS	80-90%
Ytre Fjordane Kraftlag	80-90%
Ytre Sogn og Sunnfjord Energiverk	80-90%
Ørskog Interkommunale Kraftlag	80-90%
Østfold Energiverk AS	80-90%

<b>Everk</b>	<b>Kostnadseffektivitet</b>
Andøy Energi AS	70-80%
Askøy Elektrisitetsforsyning	70-80%
Austevoll Kraftlag P/L	70-80%
Bodø Energi as	70-80%
Dragefossen Kraftanlegg A/S	70-80%
Eid Energiverk	70-80%
Eidsvoll Energiverk AS	70-80%
Etne Elektrisitetslag	70-80%
Evenes Kraftforsyning A/S	70-80%
Finnås Kraftlag	70-80%
Fitjar Kraftlag P/L	70-80%
Fjelberg Kraftlag P/L	70-80%
Flesberg Elektrisitetsverk A/L	70-80%
Fosen Komm. Kraftlag	70-80%
Fusa Kraftlag	70-80%
Gauldal Elverk	70-80%
Giske Elverk	70-80%
Gjesdal Everk	70-80%
Gloppen Elektrisitetsverk	70-80%
Hamar-Regionen Energiverk	70-80%
Hammerfest Elektrisitetsverk	70-80%
Hareid komm. Elverk	70-80%
Haugesund Energi A/S	70-80%
Hurum Energiverk	70-80%
Jæren Everk	70-80%
Karmsund Kraftlag	70-80%
Kvinnherad Energi AS	70-80%
Larvik og Lardal Elverk	70-80%
Meløy Komm. Elektrisitetsverk	70-80%
Midt-Gudbrandsdal Energiverk A/S	70-80%
Modum Elverk	70-80%
Nesodden Energiverk a/s	70-80%
Nittedal Energiverk	70-80%
Nome Elverk	70-80%
Nordhordland Kraftlag	70-80%
Nore Komm. Elverk	70-80%
Notodden Energi AS	70-80%
Nøtterøy-Tjørme Energi AS	70-80%
Odda Komm. Elverk	70-80%
Ofoten Kraftlag a/s	70-80%
Oppegård Energiverk	70-80%
Osterøy Energi AS	70-80%
Rakkestad Energiverk A/S	70-80%
Rauma Energi AS	70-80%
Ringerike Interkom. Kraftverk	70-80%
Romerike Energi AS	70-80%
Sande Energiverk	70-80%
Sandefjord Energiverk	70-80%
Sandnes Energi AS	70-80%
Selbu Komm. Elverk	70-80%
Sigdal Elverk	70-80%
Sjøfossen Energi A/S	70-80%
Skiensfjordens Komm. Kraftselskap	70-80%
Skjåk Kraftverk	70-80%

<b>Everk</b>	<b>Kostnadseffektivitet</b>
Sola Energi A/S	70-80%
Stryn Komm. Energiverk	70-80%
Sunnfjord Energiverk	70-80%
Sunnmøre Energi AS	70-80%
Svorka Energiverk A/S	70-80%
Søndre Follo Energi A/S	70-80%
Sør-Aurdal Energi	70-80%
Sør-Troms Elforsyning A/S	70-80%
Time Energi	70-80%
Toten Komm. Elverk	70-80%
Valdres Energiverk AS	70-80%
Vestby Everk	70-80%
Vestnes Komm. Elverk	70-80%
Våle Komm Elverk	70-80%

Everk	Kostnadseffektivitet
Andebu Elverk	under 70%
Arendal Energiverk AS	under 70%
Asker Elverk	under 70%
Borre Energiverk	under 70%
Bø og Sauherad Energi AS	under 70%
Dalane Elverk	under 70%
Fauske Lysverk A/S	under 70%
Fredrikstad Energiverk B/A	under 70%
Gjermå Energiverk AS	under 70%
Hadelands Energiverk	under 70%
Hemne kraftlag A/L	under 70%
Hemsedal Energi	under 70%
Holmestrand Elverk	under 70%
Høyanger Energiverk	under 70%
Istad Kraftselskap A/S	under 70%
Kongsberg Energi AS	under 70%
Kvam Kraftverk	under 70%
Lillehammer og Gausdal Energiverk	under 70%
Malvik Everk	under 70%
Melhus Elverk	under 70%
Narvik Energi AS	under 70%
Nedre Eiker Energi	under 70%
Nes Komm. Elektrisitetsverk	under 70%
Oppdal Everk a/s	under 70%
Orkdal Elverk	under 70%
Oskraft AS	under 70%
Rissa og Stadsbygd Kraftlag A/L	under 70%
Røyken Energiverk AS	under 70%
Sauda Energiverk AS	under 70%
Skedsmo & Sørum El.Fors. A/L	under 70%
Skånevik Ølen Kraftlag	under 70%
Sognekraft A/S	under 70%
Sotra Kraftlag	under 70%
Stord Komm Elektr verk	under 70%
Suldal Elverk	under 70%
Sykylven Komm Everk	under 70%
Trondheim Energiverk	under 70%
Ulstein Energi AS	under 70%
Vest-Oppland Komm. Kraftselskap	under 70%
Volda Komm. Elverk	under 70%
Voss og Omland Energiverk AS	under 70%
Ørsta Energiverk	under 70%
Øvre Eiker Elverk	under 70%
Ålesund og Sula Everk	under 70%
Årdal Kommunale Energiverk	under 70%