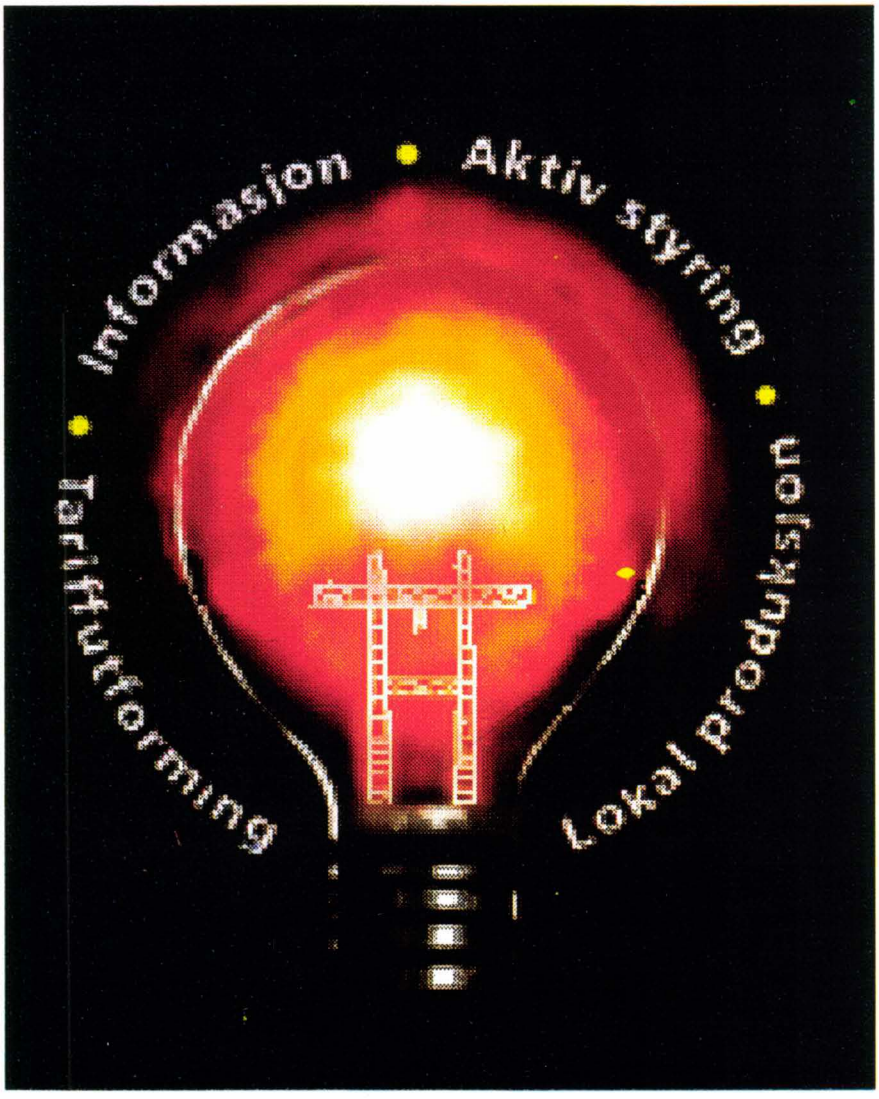
RAPPORT

1 1998

NVE
NORGES VASSDRAGS- OG ENERGIVERK

Oslo Energi Konsult

SLUTTBRUKERTILTAK OG LOKAL KRAFTSYSTEMPLANLEGGING



ENERGIAVDELINGEN

NVE
NORGES VASSDRAGS-
OG ENERGIVERK

TITTEL Sluttbrukertiltak og lokal kraftsystemplanlegging	**RAPPORT** 01/98
SAKSBEHANDLER Roger Fløtlo, Oslo Energi Konsult Frode Trengereid, NVE	DATO 12 mars 1998 RAPPORTEN ER Offentlig
OPPDRAGSGIVER Norges vassdrags- og energiverk	OPPLAG 300

SAMMENDRAG

NVEs hovedmålsetting for arbeidet med lokale kraftsystemplaner (LKSP) er å fremme en samfunnsøkonomisk effektiv utbygging og drift av overføringsanlegg. Viktige instrumenter for å nå målsettingen er langsiktig og effektiv planlegging, samt bruk av riktig dimensjonerte nettløsninger. Det er også viktig å sette fokus på sluttbrukertiltak som kan være gode alternativ til konvensjonell utbygging.

Foreliggende rapport omhandler gjennomføring av sluttbrukertiltak som alternativ til konvensjonell nettutbygging. Spesielt belyses forutsetninger for tilrettelegging av og kostnader ved ulike sluttbrukertiltak. Videre belyses gjennomføring av sluttbrukertiltak som alternativ til nettutbygging gjennom beregningseksempler.

Undersøkelsen viser at sluttbrukertiltak på ***kort sikt*** bør rettes mot tjenesteytende næring, skoler, helse/sosialbygg og boligblokker, der kostnaden ved gjennomføring av sluttbrukertiltak er i størrelsesorden 1000 kr/kW og potensialet for effektreduksjon er størst. Det forutsettes da laststyring via enveiskommunikasjon for de sluttbrukere i området som har høyest effektforbruk. På denne måten kan energiverket opparbeide erfaring og kompetanse på teknologi, metoder og rutiner for gjennomføring av sluttbrukertiltak samtidig som tiltakene har en økonomisk gevinst. Til sammenligning koster utbygging i fordelingsnett 7400 kr/kW eller mer avhengig av type nett.

På ***lang sikt*** bør energiverket arbeide for å innføre toveiskommunikasjon. Det er en forutsetning at dette skjer i takt med en løpende kost/nytte vurdering, hvor teknologisk utvikling er en viktig faktor som blir tatt hensyn til. Hensikten er å etablere en kostnadsriktig overføring og distribusjon av elektrisk energi.

EMNEORD/SUBJECT TERMS

Sluttbrukertiltak
Lokal kraftsystemplanlegging

ANSVARLIG UNDERSKRIFT

Kristian Løkke,
avdelingsdirektør

Kontoradresse: Middelthunsgate 29
Postadresse: Postboks 5091. Maj.
0301 Oslo

Telefon: 22 95 95 95
Telefax: 22 95 90 00

Bankgiro: 6003 06 04221
Postgiro: 0803 5052055

Org. nr.: NO 970 205 039 MVA

Forside: Illustrert av Rune Stubrud

Sammendrag

NVEs hovedmålsetting for arbeidet med lokale kraftsystemplaner er å fremme en samfunnsøkonomisk effektiv utbygging og drift av overføringsanlegg. Viktige instrumenter for å nå målsettingen er langsiktig og effektiv planlegging, bruk av riktig dimensjonerte nettløsninger og eventuell satsing på sluttbrukertiltak som alternativ til konvensjonell utbygging.

Foreliggende rapport omhandler gjennomføring av sluttbrukertiltak som alternativ til konvensjonell nettutbygging. Spesielt belyses forutsetninger for tilrettelegging av sluttbrukertiltak og kostnader ved ulike sluttbrukertiltak. Videre belyses gjennomføring av sluttbrukertiltak som alternativ til nettutbygging gjennom beregningseksempler.

Gjennomføring av sluttbrukertiltak har til hensikt å redusere nåværende dimensjonerende effekt og/eller redusere fremtidig økning i dimensjonerende effekt. På denne måten kan behovet for re- og nyinvesteringer i nettet reduseres. Videre er hensikten å øke eller opprettholde nåværende brukstid i nettet, slik at det kan oppnås en bedre avkastning på den kapital som er lagt ned i det eksisterende nettet.

I tilknytning til sluttbrukertiltak er det viktig å fokusere både på tilrettelegging for økt anvendelse, og på kost-/nyttevurdering av de enkelte tiltak. I hovedtrekk handler dette om at:

- energiverkene retter tiltak mot de kundene som gir størst effektreduksjon per investert krone
- energiverkene kjenner til hvilke tiltak/metoder de kan benytte seg av
- energiverkene vet hvilke tiltak som er økonomisk realiserbare både på kort og lang sikt, slik at de kan legge opp til og gjennomføre et kostnadseffektivt utbyggingsprogram
- energiverkene kjenner kostnadene både ved sluttbrukertiltak og konvensjonell utbygging, slik at de kan foreta riktige valg av tiltak
- energiverkene kjenner bruksmønsteret til ulike kundegrupper, slik at de kan forutse virkningen av tiltakene, og dermed foreta riktig prioritering av ulike kunder/kundegrupper.

Tabellen under viser et utvalg av nøkkeltallskostnader for sluttbrukertiltak som er drøftet i foreliggende rapport.

	Tiltak		Metoder	Utbyggingskostnader [kr/kW] Minste	Høyeste
1.	Informasjon[1]	a	overfor enkeltkunder	-	-
2.	Prising	a	tidsvariabel - sesong	0 [2]	10800
		d	effektledd	150	4950
3.	Aktiv styring	a	varmtvannsberedere	1600	3900
		b	elektrokjeler	60	80
4.	Lokal produksjon	a	vannbårne oppvarmingssystemer	650	5200

[1] På grunn av usikkerhet knyttet til virkning er informasjon alene lite egnet som et alternativ ved planlegging av nettutbygginger. Videre vil kostnadene forbundet med tiltaket variere meget sterkt.
[2] Det kreves minimum 4 måleravlesninger pr. år fra 01.01.1999 for målepunkt med forventet forbruk større enn 8000 kWh.

Sluttbrukertiltaket "prising" er kostnadsatt ut fra nøkkeltallskostnader for toveis-kommunikasjon. Det må legges til at de kostnader som presenteres ovenfor er erfaringstall basert på et begrenset utvalg prosjekter og kostnadsberegninger. Nøkkeltallskostnadene er likevel representative for de tiltak og metoder som er nevnt.

Nøkkeltallskostnader ved sluttbrukertiltak anbefales innarbeidet i de kostnadskataloger som benyttes ved planlegging av nett. På denne måten kan sluttbrukertiltak lettere kostnadssettes og vurderes som et alternativ til konvensjonell nettutbygging i de lokale kraftsystemplaner.

Undersøkelsen viser at sluttbrukertiltak på ***kort sikt*** bør rettes mot tjenesteytende næring, skoler, helse/sosialbygg og boligblokker, der kostnaden ved gjennomføring av sluttbrukertiltak er i størrelsesorden 1000 kr/kW og potensialet for effektreduksjon er størst. Det forutsettes da laststyring via enveiskommunikasjon for de sluttbrukere i området som har høyest effektforbruk. På denne måten kan energiverket opparbeide erfaring og kompetanse på teknologi, metoder og rutiner for gjennomføring av sluttbrukertiltak samtidig som tiltakene har en økonomisk gevinst. Til sammenligning koster utbygging i fordelingsnett 7400 kr/kW eller mer avhengig av type nett.

På ***lang sikt*** bør energiverket arbeide for å innføre toveiskommunikasjon. Det er en forutsetning at dette skjer i takt med en løpende kost/nytte vurdering, hvor teknologisk utvikling er en viktig faktor som blir tatt hensyn til. Hensikten er å etablere en kostnadsriktig overføring og distribusjon av elektrisk energi.

Energiverket bør motivere og legge til rette for fremtidig gjennomføring av sluttbrukertiltak gjennom at:

- Det etableres en systemstrategi for nettet der de tekniske og økonomiske kriterier for utbygging av det fremtidige nett beskrives og kvantifiseres.

- Medarbeidere læres opp i bruk av nøkkeltall for kostnader ved ulike sluttbrukertiltak og nettutbygging.

- Målere i nye og eksisterende bygg plasseres lettere tilgjengelig for utskiftning, avlesning og reparasjon, eventuelt kan toveiskommunikasjon anvendes.

- Det legges opp separate kurser for oppvarming og varmtvannsberedere i nye bygg. Dette bør også gjennomføres ved rehabilitering av eksisterende bygg.

- Det bør vurderes om oppvarming av bygg skal skje med vannbårne systemer, der elektrisitet, olje og biobrensel kan benyttes som energibærere. Det er imidlertid ikke ønskelig at det bygges opp likeverdige parallelle systemer med ulike energibærere til samme last. Dette vil trolig bli for dyrt. Informasjonsarbeid og samarbeid med kommunale myndigheter og sluttbrukergrupper innenfor dette feltet kan eksempelvis skje gjennom de Regionale ENØK-senternes virksomhet.

Innholdsfortegnelse

1. Innledning 1
2. Bakgrunn 2
   2.1 Sluttbrukertiltak som virkemiddel for effektivisering 2
   2.2 Sluttbrukertiltak og lokal kraftsystemplanlegging 2
   2.3 Sluttbrukertiltak som begrep 4
   2.4 Sluttbrukertiltak og brukstid for energiforbruk 6
3. Oversikt over tilgjengelige tiltak og metoder 7
4. Gruppering av sluttbrukertiltak 8
5. Oversikt over ulike belastninger sine bruksmønstre 11
   5.1 Forutsetninger og referanser 11
   5.2 Sluttbrukerkategorier 11
   5.3 Belastningsmønstre for kundegrupper 12
   5.4 Sesong- og døgnvariasjoner 12
   5.5 Drøfting av muligheter for laststyring 14
6. Oversikt over kostnader ved ulike tiltak i nettet 16
   6.1 Kostnader ved konvensjonell utbygging 16
   6.2 Kostnader ved ulike sluttbrukertiltak 17
   6.3 Oversikt over kostnader ved sluttbrukertiltak 28
7. Beregningseksempel 30
   7.1 Beskrivelse av eksempelnett 30
   7.2 Beregningsresultater 31
8. Realiseringsmuligheter for sluttbrukertiltak 34
   8.1 Viktige forhold ved tilrettelegging for sluttbrukertiltak 34
   8.2 Problemstillinger ved gjennomføring av sluttbrukertiltak 35
   8.3 Viktige faktorer for å motivere for sluttbrukertiltak 36
   8.4 Samarbeid, synergier mot produksjons- og omsetningsleddene 37
   8.5 Teknologiutvikling innenfor toveiskommunikasjon 38
9. Forslag til videre arbeid 39
10. Referanser 40

Vedlegg 1. Bakgrunn og drøfting av sluttbrukertiltak
Vedlegg 2. Beskrivelse av beregningseksempler
Vedlegg 3. Henvisning til aktuelle litteraturreferanser
Vedlegg 4. Planprosesser som involverer vurderinger av sluttbrukertiltak
Vedlegg 5. Beregning av årskostnader

1. Innledning

NVEs hovedmålsetting for arbeidet med lokale kraftsystemplaner (LKSP)[3] er å fremme en samfunnsøkonomisk effektiv utbygging og drift av overføringsanlegg. Viktige instrumenter for å nå målsettingen er langsiktig og effektiv planlegging, bruk av riktig dimensjonerte nettløsninger samt økt fokus på sluttbrukertiltak som alternativ til konvensjonell utbygging.

Foreliggende rapport belyser forutsetninger for gjennomføring av sluttbrukertiltak som alternativ til nettutbygging. Hensikten er å bidra til å skape en bedre forståelse for koblingen mellom sluttbrukertiltak og nettplanlegging.

Innledningsvis i rapporten beskrives ulike former for, formålet med og konsekvenser av å gjennomføre sluttbrukertiltak. Videre beskrives konkrete tiltak, nøkkeltall for kostnader forbundet med disse og ulike kundegrupper med tilhørende bruksmønster.

I siste del av rapporten belyses prinsipielle sider ved gjennomføring av sluttbrukertiltak som alternativ til nettutbygging. Dette gjøres gjennom beregninger som er foretatt for stilistiske nettkonfigurasjoner. Avslutningsvis drøftes realiseringsmuligheter for sluttbrukertiltak.

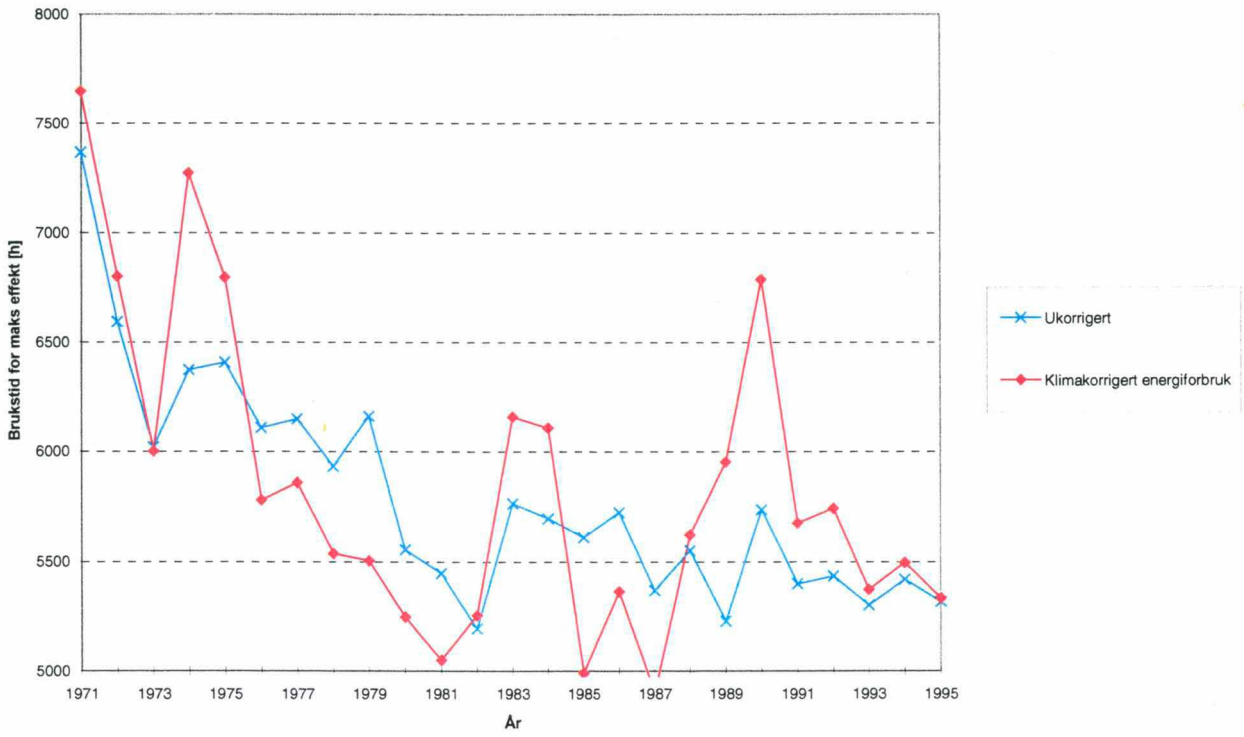
Denne rapporten er utarbeidet av Oslo Energi Konsult AS på oppdrag fra NVE.

[3] Plan for overføringsanlegg i fordelingsnett.

2. Bakgrunn

2.1 Sluttbrukertiltak som virkemiddel for effektivisering

Forbruksmønsteret i Norge i har siden begynnelsen av 70-tallet utviklet seg i retning av at forholdet mellom effektuttak og energiforbruk har endret seg. Vi har fått en redusert brukstid [4]. Nedgangen var størst i årene frem til ca.1976 se figur 2.0.



Figur 2.0 Ekvivalent brukstid for maksimal effekt for elektrisk forbruk (figur hentet fra notat laget av Oslo Energi Konsult (fjernvarme) den 03.02.98).

Kostnadene ved utbygging av ny effektkapasitet i nettet har dermed økt relativt sett, og overføringskostnadene per kWh er påvirket i negativ retning. Når nettet normalt effektdimensjoneres vil en redusert brukstid medføre høyere overføringskostnad per energienhet. Dette gir i sin tur lavere samfunnsøkonomisk effektivitet for nettvirksomheten.

Riktig anvendte sluttbrukertiltak vil medvirke til å forbedre utnyttelsesgraden i det eksisterende elkraftsystemet, og dermed redusere kostnadene per overført kWh.

Videre vil kostnadseffektive sluttbrukertiltak redusere kapitalkostnadene i nettvirksomhetene, i forhold til konvensjonell nettutbygging. Dette har gunstig effekt både ved utbygging og ved rehabilitering av eldre anlegg.

2.2 Sluttbrukertiltak og lokal kraftsystemplanlegging

Lokale kraftsystemplaner (LKSP) danner grunnlaget for energiverkets strategiske planlegging og er et hjelpemiddel for å utnytte ressursene effektivt. Lokale kraftsystemplaner danner også

grunnlaget for de regionale kraftsystemplaner [4], og representerer således et viktig virkemiddel for å signalisere energiverkets behov for videre utbygging overfor eier av overliggende nett [1].

Utarbeidelse av de lokale kraftsystemplaner bør være grunnlaget for energiverkets strategiske satsing, og arbeidet krever ledelsens støtte og engasjement. Hvis energiverket lykkes i dette arbeidet vil energiverkets handlingsrom økes gjennom de besparelser som god planlegging og riktig utbygging vil gi.

Videre åpner NVEs reguleringsmodell for et høyere utbytte til eier dersom effektiviteten økes [2], og eier kan da velge å tilbakeføre sitt økte utbytte til energiverket. Ved at energiverket tilføres kapital øker handlingsrommet på kort og lang sikt.

Frem til 1/1-1997 har sluttbrukertiltak vært initiert av byggherrer som ønsker å redusere sitt årlige energiforbruk og som har tariffer som straffer høyt effektuttak. Da energiverkene har kunnet oppnå full kostnadsdekning gjennom tariffen, har de heller ikke hatt incentiver til å innføre sluttbrukertiltak. Energiverkene har derfor i liten grad benyttet seg av slike tiltak som alternativ til nettutbygging. Netteier har heller ikke hatt gode nok motiver for å gjennomføre sluttbrukertiltak så lenge det var ledig kapasitet i nettet. Sluttbrukertiltak gir som kjent mindre overført volum, og gav dermed lavere inntekter for everkene.

I fremtiden vil sluttbrukertiltakene trolig initieres av energiverk som ønsker å redusere nettets maksimalbelastning, slik at energiverket kan utsette kapasitetsutvidelser og gjennom dette nå de effektiviseringskrav som settes av NVE.

[4] Plan for overføringsanlegg i hovedfordelingsnett.

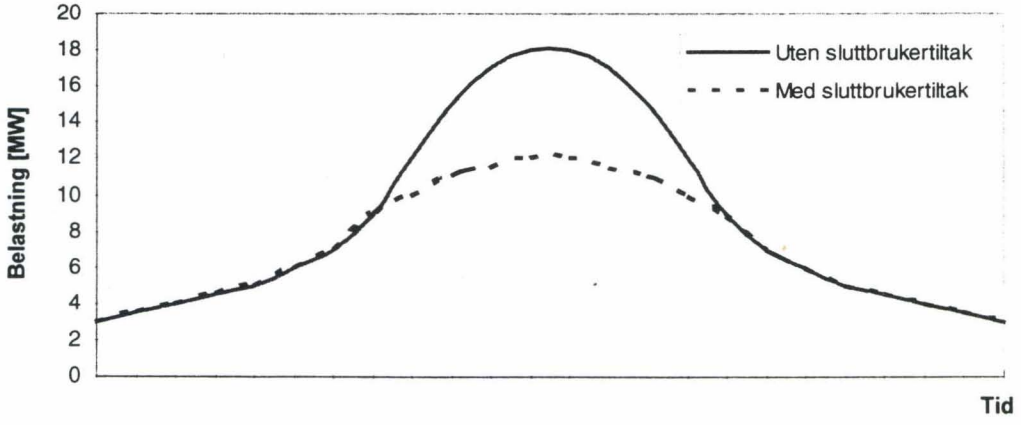
2.3 Sluttbrukertiltak som begrep

En definisjon på begrepet "sluttbrukertiltak" kan formuleres som [11]:

"Sluttbrukertiltak er tiltak rettet mot sluttbruker som har til hensikt å endre dennes forbruksmønster for energi og/eller effekt slik at forbruket tilpasses det produkt som tilbys".

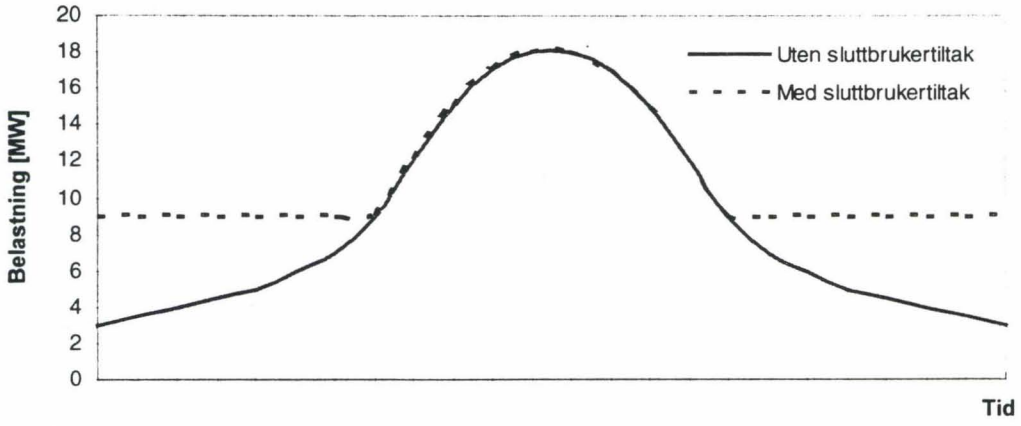
Med sluttbruker menes en kjøper av produktet energi og/eller effekt med tilhørende kvalitet og som har egen måler.

I figurene 2.1 - 2.4 vises eksempler på hvordan realisering av sluttbrukertiltak kan påvirke belastningsprofilen i et nett.



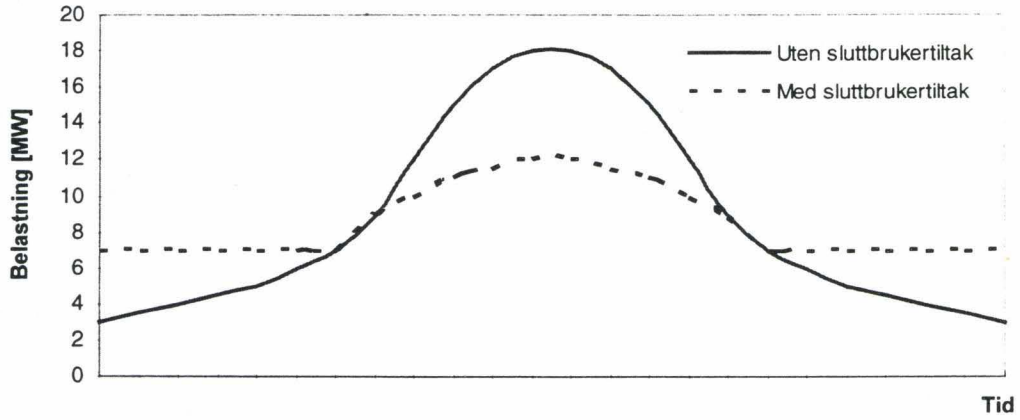
Figur 2.1 Toppskjæring.

Figur 2.1 viser en skisse av "toppskjæring", der maksimallasten reduseres. Hensikten er å redusere dimensjonerende belastning i nettet. Eksempel på "toppskjæring" er aktiv styring av last der hensikten primært er å utsette eller unngå utbygging av nettet.



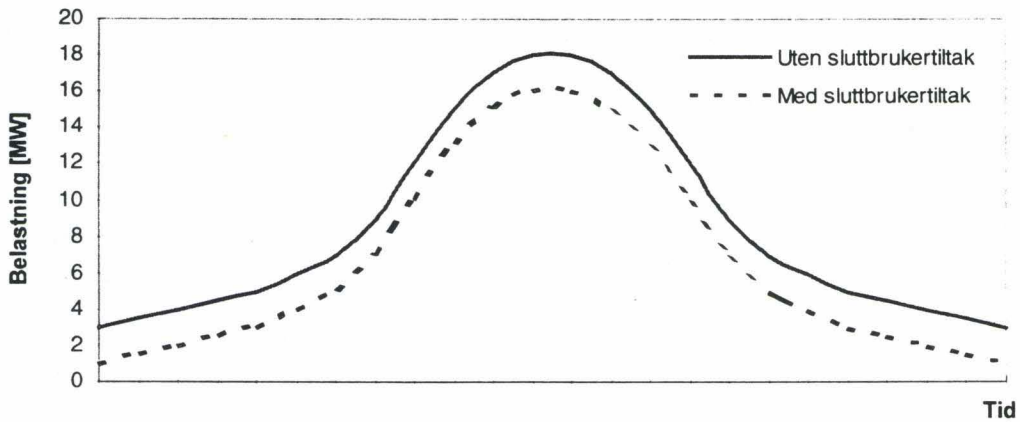
Figur 2.2 Oppdemming.

Figur 2.2 viser en skisse av "oppdemming", der lastøkninger "styres" til tidspunkter med lavt effektuttak. Hensikten er å hindre økning av dimensjonerende belastning i nettet samtidig som nettets brukstid øker. Dermed kan man utsette eller unngå utbygging av nettet samtidig som avkastning på allerede investert kapital i nettet øker. Hensiktsmessig bruk av aktiv styring av last er et eksempel på oppdemming.



Figur 2.3 Lastflytting.

Figur 2.3 viser en skisse av "lastflytting", der effektuttaket "styres" til tidspunkter med lavt effektuttak. Hensikten er å redusere dimensjonerende belastning i nettet uten at energiuttaket endres i vesentlig grad. Eksempelvis er tidsvariabel overføringstariff, som er avhengig av belastningen, et tiltak som kan anvendes til dette formålet, forutsatt at prissignalet slår igjennom til sluttbruker og denne har muligheten til å agere i forhold til dette.



Figur 2.4 Lastreduksjon.

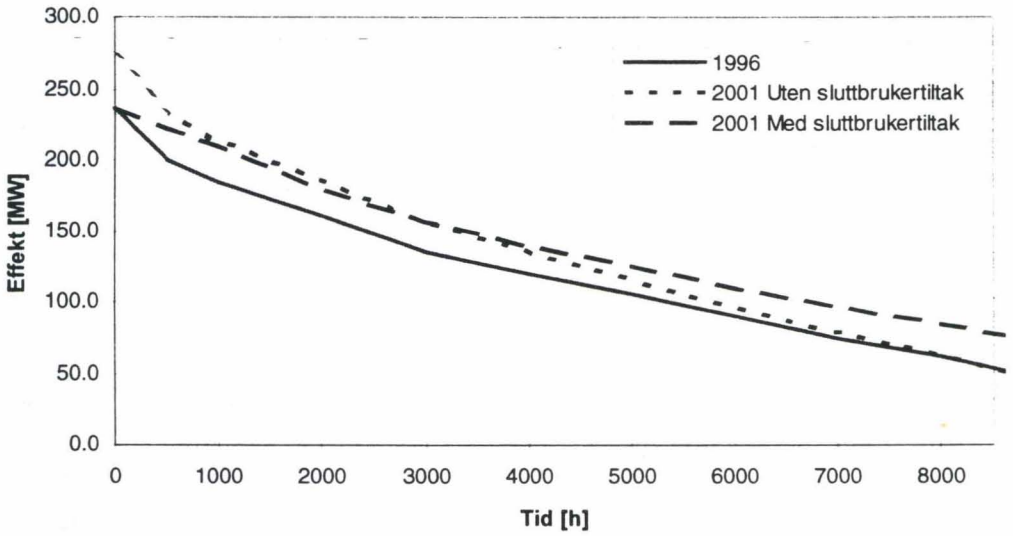
Figur 2.4 viser en skisse av "lastreduksjon", der både effekt- og energiforbruk reduseres. Hensikten å redusere dimensjonerende belastning i nettet, men sett fra energiverket har tiltaket den ulempen at overført mengde energi reduseres. Ved situasjoner med energiknapphet er imidlertid denne typen tiltak velegnet. Eksempler på "lastreduksjon" er informasjon rettet mot sluttbrukere, ulike typer ENØK-tiltak og overgang fra elektrisk oppvarming til vannbåren varme.

2.4 Sluttbrukertiltak og brukstid for energiforbruk

Brukstid for energiforbruk defineres som målt mengde energiforbruk [kWh] over året dividert på årets registrerte maksimallast [kW]. Brukstiden kan benyttes som et måltall på utnyttelsesgraden av nettet, og gjenspeiler dermed den samfunnsøkonomiske avkastning på investert kapital i nettet.

Figur 2.5 viser registrert målt effektforbruk i en mellomstor by i Norge i 1996, sortert etter effektuttak fordelt på timer. På denne måten fremkommer den såkalte "varighetskurven" for forbruket.

Videre er det i figur 2.5 vist tenkt prognostisert forbruk i år 2001, henholdsvis med og uten bruk av sluttbrukertiltak. I dette tilfellet tenker man seg å styre en fremtidig økning i dimensjonerende belastning til tider med et mindre effektuttak, såkalt "oppdemming" (se figur 2.2). På denne måten vil brukstiden og utnyttelsesgraden av nettet øke, og gjennom dette øker avkastning på investert kapital i nettet.



Figur 2.5 Varighetskurver for elektrisitetsforbruk i en mellomstor by i Norge.

Som det fremgår av figur 2.5 vil sluttbrukertiltak kunne redusere økning i maksimallasten og øke brukstiden i nettet. Gjennomføring av sluttbrukertiltak kan i slike tilfeller utsette eller hindre investeringer i nettet, og energiverket, sluttbruker mfl. kan oppnå økonomiske fordeler av dette.

Undersøkelser for det forsyningsområdet som figur 2.5 refereres til, viser at sluttbrukertiltak (aktiv styring av last) rettet mot 10-20 av de største kundene i området kan redusere nåværende dimensjonerende last i området med 15 MW [18].

Hvilke sluttbrukertiltak som er hensiktsmessige å bruke vil være avhengig av kundemassens bruksmønster og sammensetning samt nettets utforming og utstrekning. Videre er det viktig å ha kjennskap til virkningen av ulike tiltak og deres konsekvenser for sluttbrukerne. Disse forhold søkes belyst i det videre.

I neste kapittel presenteres tilgjengelige tiltak og metoder som kan anvendes som alternativ til nettutbygging, redusere maksimallast og øke brukstid i det eksisterende nettet.

3. Oversikt over tilgjengelige tiltak og metoder

I det følgende gis en oversikt over sluttbrukertiltak som kan realiseres på kort eller lang sikt. Med "realiseres" menes her når tiltaket får varig virkning og for eksempel kan utnyttes i plansammenheng. Sluttbrukertiltakene er delt inn i fire grupper, henholdsvis informasjonstiltak, prising, aktive styringstiltak og lokal produksjon som alternativ til utbygging av nett.

Tiltakenes og metodenes konsekvenser for belastningsprofilen er angitt i henhold til de begreper som er benyttet foran i kapittel 2. Merk at avhengig av den enkelte metodens bruk og omfang kan metodene ha flere konsekvenser for belastningsprofilen.

De tiltak og tilgjengelige metoder som presenteres i tabell 3.1 drøftes nærmere i vedlegg 1.

Tabell 3.1 Oversikt over tilgjengelige tiltak og metoder.

Tiltak		Metoder		Konsekvens for belastningsprofil
1.	Informasjon	a	overfor enkeltkunder	lastreduksjon
		b	utvalgte målgrupper	
		c	massemedia	
2.	Prising	a	tidsvariabel – sesong	lastflytting, oppdemming
		b	tidsvariabel – døgn	
		c	tidsvariabel – dynamisk	
		d	effektledd	lastflytting, toppskjæring
3.	Aktiv styring	a	varmtvannsberedere	lastflytting, oppdemming, toppskjæring
		b	elektrokjeler	
		c	varmekabler inne/ute	
		d	ventilasjon	
		e	panelovner	
		f	kjøleanlegg	
		g	motorvarmere	
		h	belysning	
4.	Lokal produksjon	a	vannbårne oppvarmingssystemer	lastflytting, oppdemming, lastreduksjon, toppskjæring
		b	lokal elektrisitetsproduksjon [1)]	
		c	lokal varmeproduksjon [2)]	
		d	gass i rør (naturgass, propan)	

[1)] Med elektrisitetsproduksjon menes her elektrisitet produsert eller skaffet til veie av kilder som dieselaggregat, vindmøller, solcellepaneler, batterier og vannkraft.

[2)] Med varmeproduksjon menes her varme produsert eller skaffet til veie av kilder som bioenergi, varmepumper, spillvarme, solvarme, PCP-anlegg (Power Combustion Powerplant: Stirlingaggregat som produserer både elektrisitet og varme, kan anvende både gass, biobrensel og olje).

ENØK-tiltak er ikke plassert i en egen gruppe i denne oversikten. Dette begrunnes med at mange ENØK-tiltak sorterer under andre av de gruppene som nevnes ovenfor. Spesielt nevnes det at alle former for styring av elektrisitetsforbruk sorterer under gruppen "aktiv styring".

4. Gruppering av sluttbrukertiltak

I det følgende gis en oversikt over sluttbrukertiltakenes realiserbarhet på henholdsvis kort og lengre sikt.

Med "kort sikt" menes tiltak som kan iverksettes og forventes å få *ønsket virkning* innen en periode på 0-1 år. Med "lengre sikt" menes tiltak som krever tilrettelegging samt en betydelig satsning fra energiverkets side med hensyn på investeringer og ressurser, og som dermed vil ta lengre tid å realisere (dvs. ha utnyttbar virkning i nettplanleggings sammenheng).

Tabell 4.1 Oversikt over tilgjengelige tiltak og metoder gruppert etter realiserbarhet.

Tiltak		Metoder		Realiserbarhet	
				Kort sikt	Lengre sikt
1.	Informasjon	a	overfor enkeltkunder		X
		b	utvalgte målgrupper		X
		c	massemedia	(X) [1)]	X
2.	Prising	a	tidsvariabel – sesong	X	
		b	tidsvariabel – døgn		X
		c	tidsvariabel – dynamisk		X
		d	effektledd		X
3.	Aktiv styring	a	varmtvannsberedere		X
		b	elektrokjeler	X	(X) [2)]
		c	varmekabler inne/ute		X
		d	ventilasjon		X
		e	panelovner		X
		f	kjøleanlegg		X
		g	motorvarmere	X	
		h	belysning		X
4.	Lokal produksjon	a	vannbårne oppvarmingssystemer		X
		b	lokal elektrisitetsproduksjon [3)]	(X) [2)]	X
		c	lokal varmeproduksjon [4)]		X
		d	gass i rør (naturgass, propan)		X

[1)] Avhengig av omfang og eventuelt i kombinasjon med andre tiltak, for eksempel prising, kan tiltaket også realiseres på kort sikt.

[2)] Avhengig av omfang og valg av teknologi, kan tiltakene realiseres på kort eller lang sikt.

[3)] Med elektrisitetsproduksjon menes her elektrisitet produsert eller skaffet til veie av kilder som dieselaggregat, vindmøller, solcellepaneler, batterier og vannkraft.

[4)] Med varmeproduksjon menes her varme produsert eller skaffet til veie av kilder som bioenergi, varmepumper, spillvarme, solvarme, PCP-anlegg (Power Combustion Powerplant: Stirlingaggregat som produserer både elektrisitet og varme, kan anvende både gass, biobrensel og olje).

Informasjonstiltak
Alle informasjonstiltak med unntak av bruk av massemedia er vurdert realiserbare (gir utnyttbar effekt) på lang sikt. Bakgrunnen for denne vurderingen, er at det forutsettes en massiv endring av sluttbrukerens holdninger for at informasjonstiltak alene skal kunne gi merkbare resultater. For at tiltakene skal få ønsket virkning, må de appellere til og vekke samfunnsansvar hos den enkelte sluttbruker, og kan sammenlignes med tiltak for å få folk til å foreta kildesortering av søppel, unngå "matpakkekjøring" etc.

I 1996 bidro økte priser på elektrisitet og høy oppmerksomhet rundt kraftsituasjonen[5] til at det samlede elektrisitetsforbruket i Norge ble redusert med 2,2% i forhold til året før. Beregninger tyder på at nedgangen i elektrisitetsforbruket i husholdninger i stor grad ble erstattet med økt bruk av ved. Det reduserte forbruket hos næringskunder ble i stor grad erstattet av økt forbruk av olje [27]. Dette tyder på at stor og vedvarende oppmerksomhet i massemedia kan påvirke sluttbrukers effekt- og energiforbruk også på kort sikt.

En mer detaljert drøfting av informasjon som sluttbrukertiltak er gitt i vedlegg 1.

Kraftsystemplanlegging har som regel et tidsperspektiv på 30 til 40 år, og nettet må planlegges i henhold til de lastprognoser som utarbeides. Da det eksisterer stor usikkerhet rundt virkningen av informasjonstiltak, kan en kraftsystemplanlegger ikke planlegge nettet ut fra "kriterier" knyttet til virkningen av informasjonstiltak.

Det kan likevel tenkes at riktig bruk av informasjon, sammen med andre tiltak som for eksempel prising, over tid kan påvirke sluttbrukeres belastningsmønster i en slik grad at lastprognosene må endres. Endring i lastprognoser tas hensyn til i kraftsystemplanlegging, og det er i denne forbindelse hensiktsmessig å redegjøre for ulike scenarier av belastningsutvikling i konsesjonsområdet.

Pristiltak
Metoden "tidsvariabel sesong" er vurdert realiserbar på kort sikt. Innføring av sesongvariable tariffer kan gjøres "umiddelbart" da dette i prinsipp kun krever måleravlesninger for hver gang tariffen endres. Fra 01.01.1999 skal målepunkter tilhørende husholdningskunder med forventet årlig strømforbruk høyere enn 8000 kWh, avleses minimum 4 ganger i kalenderåret [19]. Dette betyr mellom annet at tariffen kan endres minst 4 ganger i året uten at selve *tariffendringen* medfører ekstra omkostninger for energiverket med hensyn på måleravlesning.

Dynamiske og døgnvariable overføringstariffer samt overføringstariff med effektledd vil derimot kreve ekstra tilretteleggelser i form av utstyr og rutiner for måling og avregning. Før slike tiltak kan forventes å få en ønsket virkning, må dagens målere skiftes ut med målere som har effektmåling og mulighet for døgnvariabel prising. Selv med bare to forskjellige tariffer (for eksempel natt- og dag-tariff) kreves nye målere med minst to telleverk. En omfattende utskiftning av målere vil derfor medføre betydelige investeringer i form av utstyr og montasje, noe som igjen impliserer at slike tiltak først er realiserbare på lengre sikt.

Døgnvariable tariffer kan også innføres på kort sikt for de sluttbrukere som allerede har avregning basert på målte timesverdier. Fra 1. januar 1998 gjelder dette målepunkt med forventet årlig energiuttak større enn 500 MWh[6] [19]. For de fleste energiverk vil dette kunne

---

[5] Lav magasinfylling sensommeren og høsten 1996.
[6] Fra og med 01.01.1999 skal målepunkt med forventet årlig energiuttak større enn 400 MWh avregnes basert på målte timesverdier [19].

gi store muligheter til å påvirke belastningsmønsteret i konsesjonsområdet. Dette fordi de forannevnte målepunkter i de fleste tilfeller omfatter den kundemassen som har størst betydning for dimensjoneringen av nettet.

Eksempelvis representerer kundemassen med forbruk over 500 MWh i Drammen Energinetts konsesjonsområde ca. 50% av lastuttaket, men kun 2% av totalt antall målepunkt. Datamengden som skal håndteres ved denne typen avregning er dermed håndterbar, og disse kundene kan dermed tilbys en tidsvariabel tariff. Drammen Energinett planlegger å benytte denne typen sluttbrukertiltak i 1998 [18].

Østfold Energi AS innfører differensiert prising i et geografisk avgrenset område fra 1. januar 1998 [20]. Hensikten er blant annet å kartlegge nytteverdien av å benytte differensierte priser til å jevne ut belastningen over døgnet (lastflytting).

En mer detaljert drøfting av tiltaket er gitt i vedlegg 1.

Aktive styringstiltak

Styring av elektrokjeler representerer et betydelig potensiale med hensyn på å redusere maksimalbelastningen i et område [12]. Ved å innføre forholdsvis enkle styringstiltak på få og store enheter, kan ønsket virkning være realiserbar på kort sikt.

For at styring av mindre belastninger skal gi vesentlig virkning i et fordelingsnett, kreves det styring av et stort antall lastpunkter. For hver enkelt sluttbruker kan det være snakk om tiltak som kan gjennomføres på relativt kort tid (for eksempel ved bruk av tidsur), men omfanget av belastninger som må inngå for at slike tiltak skal få betydning for nettet som helhet, er så omfattende at tiltakene får ønsket virkning først på lang sikt.

I tillegg kan det tenkes at ekstra tilretteleggelse med hensyn på installasjon og oppdeling av kurser er nødvendig før tiltakene kan iverksettes. Skal en i tillegg være sikker på at slike tiltak skal få ønsket virkning, forutsettes det at sluttbruker ikke har mulighet til å overstyre tiltaket. Dette krever en eller annen form for sentral styring (for eksempel fra driftssentral), noe som medfører implementering av et enveis eller toveis kommunikasjonssystem. Avhengig av valgt teknologi og metode, kan det da være snakk om så store investeringer at gjennomføringen av slike tiltak vil ta flere år, og tiltakene bør dermed inngå i energiverkets langsiktige planlegging.

En mer detaljert drøfting av tiltaket er gitt i vedlegg 1.

Lokale produksjonstiltak

Alle tiltakene er vurdert realiserbare først på lang sikt. Vurderingen gis med bakgrunn i at tiltak av denne type vil kreve omfattende studier, eventuell konsesjonsbehandling, iverksettelse og utbygging. Bare unntaksvis vil denne type tiltak være realiserbare på kort sikt. Det kan da være snakk om å erstatte lange radialer med lokale produksjonsanlegg. For at dette skal kunne gjennomføres på kort sikt, forutsettes det da at det benyttes såkalt "hyllevare" som dieselaggregat, oljekjeler etc.

En mer detaljert drøfting av tiltaket er gitt i vedlegg 1.

5. Oversikt over ulike belastninger sine bruksmønstre

I dette kapittelet gis en oversikt over ulike belastninger sine bruksmønstre. Hensikten er å vise en enkel fremgangsmåte for å tallfeste potensialet for tilgjengelig styrbar effekt for et utvalg av kundegrupper.

5.1 Forutsetninger og referanser

Det er etablert en beregningsmodell for de enkelte laster og brukergrupper. Som underlag for denne modellen er det benyttet normtall fra [15], der forbruk for de ulike belastninger er tallfestet gjennom teoretiske beregninger.

I beregningsmodellen er de ulike kundegruppenes belastningsstruktur tilpasset målte verdier i henhold til [16]. Samtidig er [15,16] også benyttet som bakgrunnsmateriale ved estimering av sesong- og døgnvariasjoner.

Beregningene er utført med dimensjonerende utetemperatur -20°C som underlag for beregning av effektbehov i bygninger.

5.2 Sluttbrukerkategorier

Det er valgt å dele de ulike sluttbrukere inn i to hovedkategorier, henholdsvis husholdninger og næringsbygg. Dette er gjort fordi sluttbrukere plassert i samme kategori har tilnærmet like bruksmønster for elektrisitetsforbruk. Kategorien "husholdninger" omfatter alle typer boliger, dvs. eneboliger, rekkehus og blokkleiligheter, mens "næringsbygg" omfatter kontorbygg, sykehjem og skoler.

Tabell 5.1 viser flateareal for ulike sluttbrukere som er lagt til grunn for de beregninger som er utført. Tallene er basert på opplysninger om gjennomsnittsarealer for ulike kategorier av bygninger [15].

Tabell 5.1. Flateareal for ulike sluttbrukere.

Sluttbrukere	Flateareal [m^2]
Enebolig	134
Rekkehus	129
Boligblokk , 12 leiligheter	1000
Kontorbygg	4765
Sykehjem, helseinstitusjoner	4100
Skole	6500
Varehandel, butikk	500

I tillegg til de ovennevnte sluttbrukere har man sluttbrukere som for eksempel hotell, lagerbygg og ulike typer industri, landbruk etc. Disse kundegruppene kan grupperes etter samme prinsipp som vist i dette kapittelet [15,16]. For enkelhets skyld er disse kundegruppene ikke inkludert i den videre analysen.

5.3 Belastningsmønstre for kundegrupper

Med basis i ovennevnte forutsetninger og underlag er det beregnet effektforbruk for sluttbrukerkategoriene "husholdninger" og "næringsbygg". Effektforbruket er fordelt på belastningsgrupper. Resultatene er vist i tabellene 5.2 og 5.3.

De effekter som angis i tabell 5.2 og 5.3 er enkeltbelastningenes bidrag til den enkelte sluttbrukers maksimallast. Det er dermed tatt hensyn til at ikke alle belastningspunkt er innkoblet ved det tidspunktet sluttbrukers maksimallast inntrer.

Tabell 5.2. Forbruksstruktur for "husholdninger".

Belastningsgruppe	Enebolig [kW]	Rekkehus [kW]	Boligblokk [kW]
Oppvarming inkl. ventilasjon	8,0	7,1	46,0
Varmtvann	1,8	1,8	18,4
Belysning	0,5	0,5	4,6
Diverse, kjøl, frys, vask	0,4	0,4	3,7
SUM	**10,7**	**9,7**	**72,7**

Tabell 5.3. Forbruksstruktur for "næringsbygg".

Belastningsgruppe	Kontorbygg [kW]	Sykehjem [kW]	Skole [kW]	Varehandel [kW]
Oppvarming	162,2	132,0	239,9	22,5
Ventilasjon	188,5	113,2	299,0	13,5
Varmtvann	19,7	37,7	35,9	3,6
Vifter, pumper, utv. varmekabler	24,1	15,1	47,8	2,3
Belysning	65,8	24,5	95,7	5,4
Diverse, kjøl, frys, vask, kjøledisk	26,3	28,3	12,0	4,5
SUM	**486,6**	**350,8**	**729,6**	**52,9**

5.4 Sesong- og døgnvariasjoner

Sesongvariasjoner

Sesongvariasjoner av energibelastningen oppstår fordi behovet til oppvarming og ventilasjon varierer ved ulike utetemperaturer. Dette behovet representerer ofte den største belastningen i høylastperioder, og er i stor grad uavhengig av kundegruppe.

I tillegg til utetemperaturen vil andre klimatiske forhold som vind og solinnstråling påvirke energi- og effektbehovet.

For de fleste kundegrupper representerer den sesongvariable delen av effektbehovet en variasjon på ca 50 - 60 W/m^2. For enkelte kundegrupper som kontorbygg og varehandel vil imidlertid kjølebehov samt bruk av klimakjøling og kjøledisker medføre et relativt høyt energibehov også om sommeren.

Døgnvariasjoner

Døgnvariasjoner oppstår fordi bruken av de ulike typer bygg og utstyr varierer over døgnet. For husholdninger har forbruket en høylastperiode om morgenen (kl. 0800) og et maksimum etter arbeidstid/kveld (kl. 1800-2200), mens for næringsbygg/kontorer oppstår maksimumsforbruket like etter arbeidsstart (kl. 0800-1200).

Generelt representerer den døgnvariable delen en variasjon på ca. 10-15 W/m^2 for husholdning, og ca. 20-30 W/m^2 for næringsbygg.

En stor del av det døgnvariable behov er også avhengig av utetemperatur, for eksempel ventilasjon for næringsbygg som stoppes utenom arbeidstid.

I figurene 5.1 og 5.2 er belastningsmønsteret for henholdsvis "husholdninger" og "næringsbygg" vist grafisk. Også her er beregningsmodellen med basis i normtall fra [15] benyttet, der effekt- og energiforbruk for de ulike belastninger er tallfestet. Samtidig er [15,16] benyttet som bakgrunnsmateriale ved estimering av sesong- og døgnvariasjoner av enkeltbelastningene. Beregningene er utført med dimensjonerende utetemperatur -20°. Følgende belastningssituasjoner er lagt til grunn:

- **Døgnmaksimum**

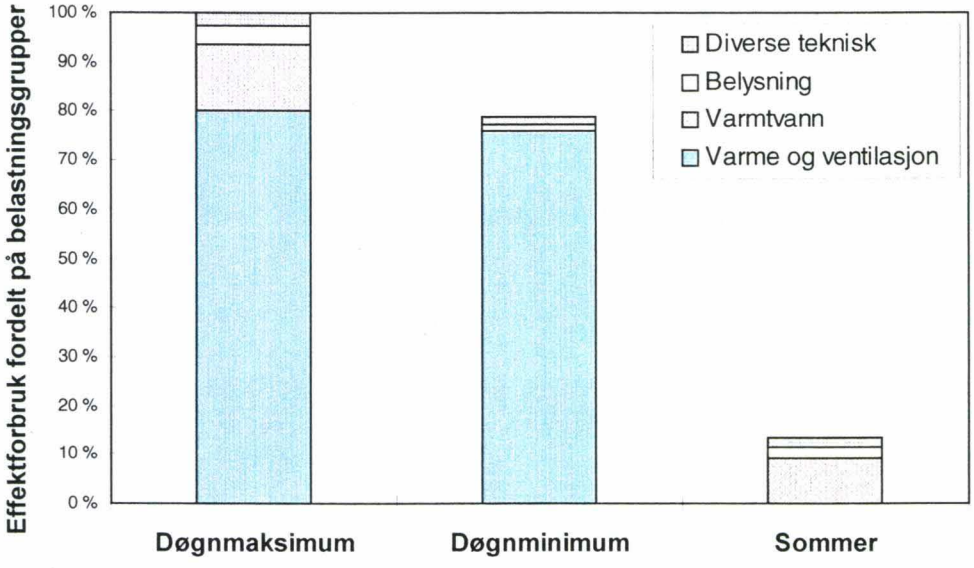
- Maksimal last for kundegruppen i makslastperioden på vinteren; årsmaksimum.

- **Døgnminimum**

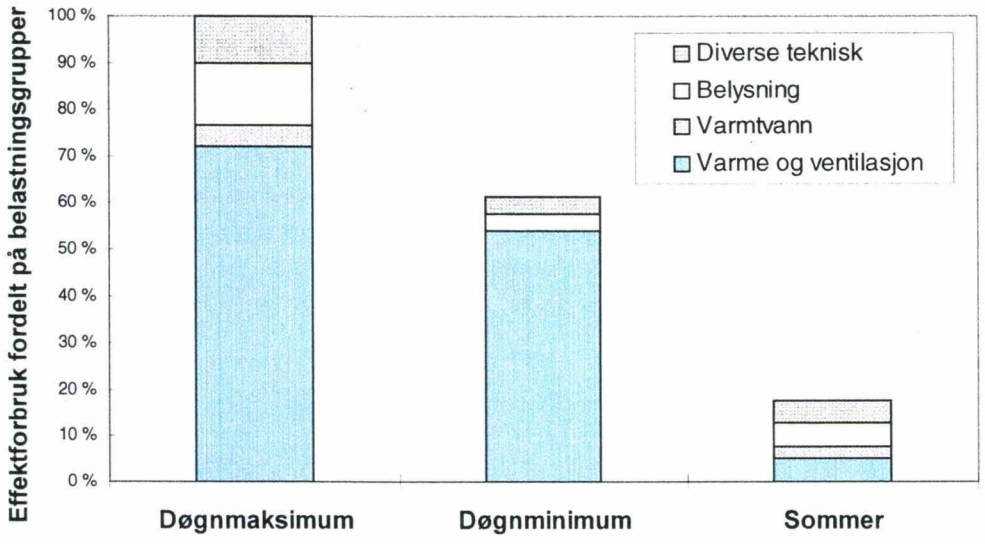
- Laveste døgnlast for kundegruppen i makslastperioden (om natten); årsmaksimum.

- **Sommer**

  - Normal last i perioder med minimumsforbruk om sommeren (uten kjøling).



Figur 5.1. Belastningsmønster for sluttbrukerkategorien "husholdninger".



Figur 5.2. Belastningsmønster for sluttbrukerkategorien "næringsbygg".

5.5 Drøfting av muligheter for laststyring

Tiltak som reduserer det generelle effekt- og energiforbruket over døgnet og året vil ha ønsket virkning på effektforbruket, men energiforbruket reduseres. Slik retningslinjene for inntektsrammen for nettvirksomheten nå er utformet av NVE, vil en reduksjon i levert mengde energi ikke redusere netteiers tillatte inntekter i perioden 1997-2002 [2]. Hvis sluttbrukertiltaket reduserer en økning i netteiers leverte mengde energi, vil dette imidlertid "hindre" en økning i netteiers tillatte inntekt. Netteier har dermed ingen incentiver for å gjennomføre denne typen tiltak, ***med mindre kostnadsreduksjonen forbundet med tiltaket er større enn tapet av fremtidige inntekter.***

I de tilfeller maksimalbelastningen ved årsmaksimum kan flyttes til andre tider på døgnet (lastflytting og oppdemming) eller "klippes" (toppskjæring) ved hjelp av aktiv styring, vil energiforbruket i liten grad påvirkes. Med hensyn på brukstid og netteiers avkastning på investert kapital i nettet, vil denne typen tiltak være å foretrekke for energiverket.

For sluttbruker kan det være en ulempe forbundet med at energiverket kobler bort last. Energiverket gis mulighet til dette dersom sluttbruker etter avtale gis en form for økonomisk kompensasjon (uprioritert overføring, overføringstariff avhengig av kvalitet). Da sluttbrukerne ønsker en lavest mulig strømregning, kan tariffen benyttes til å "belønne" de sluttbrukere som knytter seg til ordninger om styring av last. Det vil imidlertid føre for langt å gi en nærmere drøfting av tariffering som virkemiddel for å gjennomføre sluttbrukertiltak i foreliggende rapport.

Av figurene 5.1 og 5.2 observeres følgende:

"Husholdning"
Oppvarming og ventilasjon utgjør ca. 80% av effektforbruket ved ***årsmaksimum***, men denne belastningen er tilnærmet konstant over døgnet. Muligheten for å flytte denne belastningen til andre tider på døgnet (lastflytting og oppdemming) er derfor begrenset.

Oppvarming av varmtvann utgjør ca. 13% av effektforbruket ved døgnmaksimum, og denne belastningen kan flyttes over døgnet.

"Næringsbygg"
Oppvarming og ventilasjon utgjør 72% og 53% av effektforbruket ved henholdsvis døgnmaksimum og døgnminimum (begge referert årsmaksimum). Muligheten for å flytte denne belastningen til andre tider på døgnet (lastflytting og oppdemming) er derfor god.

Oppvarming av varmtvann utgjør ca. 10% av effektforbruket ved døgnmaksimum, og denne belastningen kan også flyttes over døgnet.

Uprioritert last
Ved planlegging av sluttbrukertiltak må de aktuelle sluttbrukeres bruksmønster kartlegges, og de belastninger/prosesser som kan styres som en uprioritert last må identifiseres. Det vil si at belastningen kan kobles ut når energiverket krever det. Utkobling av last kan ha store konsekvenser for sluttbruker og spesielt vil industribedrifter kunne bli berørt. Planleggingen må derfor avdekke konsekvenser for sluttbruker, og arbeidet bør derfor skje i samarbeid med sluttbruker.

Oppsummering
Av ovennevnte punkter sluttes det at effektreduserende sluttbrukertiltak bør rettes mot:

1. Styring av forbruk til oppvarming og ventilasjon i "næringsbygg"
2. Styring av forbruk til varmtvann i "husholdninger"

Styring av forbruk til oppvarming, ventilasjon og varmtvann kan skje ved å forskyve forbruket til andre tider på døgnet. Eventuelt kan energiverket anvende utkoblingsklausuler, og kollektivt koble ut nevnte belastningsgrupper ved behov. Varigheten av utkoblingen må vurderes ut fra hensyn til nødvendigheten av utkoblingen og sluttbrukers komfort.

6. Oversikt over kostnader ved ulike tiltak i nettet

6.1 Kostnader ved konvensjonell utbygging

Med konvensjonell utbygging menes her nettutbygging slik det tradisjonelt har blitt gjort frem til i dag. EFI har beregnet grensekostnader for overføringssystemet, hovedfordelings- og fordelingsnettet [17]. De ulike nettnivåene er definert som[7]:

- ***Overføringssystemet*** er i [17] definert til å dekke overføring på 420 - 300 kV nivå samt transformering fra disse spenningsnivåene til 132 - 66(47) kV.

- ***Hovedfordelingsnettet*** er i [17] definert til å bestå av 132 og 66(47) kV overføring samt transformering fra disse spenningsnivåene til fordelingsspenning 11 eller 22 kV.

- ***Fordelingsnettet*** er i [17] definert til å bestå av 22 og 11 kV overføring, transformering til 230 og 400 V samt overføring på disse nivåene. Videre deles fordelingsnettet inn i 4 undernivåer: høyspent fordelingsnett, fordelingstransformatorer, lavspennings fordelingsnett og lavspenning stikkledning. Ved utarbeidelsen av nøkkeltallskostnader for fordelingsnettet, ble det nødvendig å skille mellom kabelnett i områder med stor flatebelastning[8] og med middels flatebelastning samt luftnett (lav flatebelastning), slik at det stiliserte nettet består av tre alternative fordelingsnettyper[9] .

I det etterfølgende presenteres kun kostnadene for hovedfordelings- og fordelingsnettet, da det er på disse nettnivåene energiverket vurderer kostnader ved sluttbrukertiltak opp mot kostnader ved en konvensjonell utbygging.

Tabell 6.1 Utbyggingskostnader for hovedfordelingsnettet.

	Utbyggingskostnad [kr/kW]	Årskostnad [kr/kW år]
Hovedfordelingsnett	1 333	110

I [17] begrunnes ovennevnte tall ved at ***installert ytelse*** i Norge økte med 7 500 MW i perioden 1981-90. Det ble videre antatt at ca. halvparten av effekten som dekker kraftintensiv industri ikke belaster hovedfordelingsnettet, og at all eksport kun belaster overføringssystemet (sentralnettet). Det medfører at økt installert ytelse som belaster hovedfordelingsnett blir ca. 80%, altså ca. 6 000 MW. Investeringene i hovedfordelingsnettet, totalt ca. 8 milliarder kroner fordelt på 6 000 MW gir en utbyggingskostnad på 1 333 kr/kW, som igjen utgjør ca 110 kr/kW·år.

Årskostnaden fremkommer som vist i vedlegg 5.

---

[7] Definisjonene av de ulike nettnivåene i [17] er ikke i overensstemmelse med med NVEs definisjoner.

[8] Flatebelastning er her definert som effektuttak pr. arealenhet.

[9] Tidligere ble det bare beregnet kostnader for kabelnett og luftnett, men utviklingen viser at kabelnett også brukes i områder som tidligere ville vært forsynt med luftnett. Derfor valgte EFI å beregne kostnader også for kabelnett med middels flatebelastning.

Tabell 6.2 Utbyggingskostnader i fordelingsnettet.

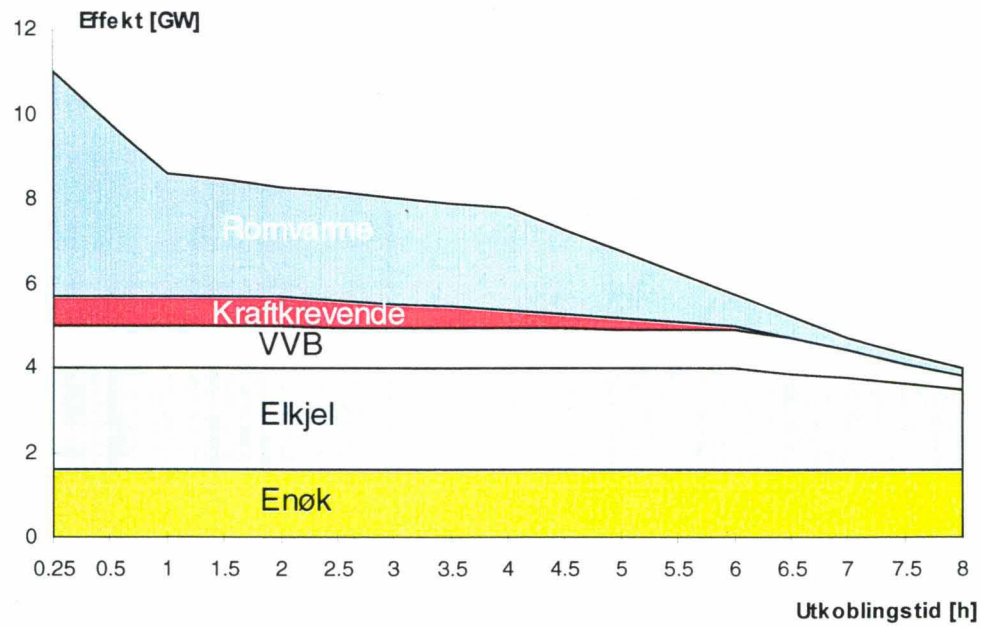
	Kabelnett				Luftnett	
	Flatebelastning				Flatebelastning	
	Høy		Middels		Lav	
	[kr/kW]	[kr/kW år]	[kr/kW]	[kr/kW år]	[kr/kW]	[kr/kW år]
Høysp. ford. nett	2 200	220	4 000	400	4 200	420
Transformering	1 800	180	2 000	200	1 400	140
Lavspent ford. nett	2 400	240	4 500	450	1 800	180
Stikkledninger	500	50	800	80	800	80
Totalt	7 400	740	12 100	1 210	9 000	900

Tallene i tabell 6.2 er basert på informasjon fra 105 energiverk med til sammen mer enn 600000 abonnenter, samlet inn av EFI i 1992. De spesifikke årskostnadene er beregnet med 25 års økonomisk levetid og 7 % kalkulasjonsrente samt 1,5 % driftskostnader

Kostnadene oppgitt i tabell 6.1 og 6.2 er gjennomsnittstall for hele Norge, og kan derfor være noe misvisende for enkelte energiverk. Det anbefales at det i forbindelse med utarbeidelse av lokale kraftsystemplaner opprettes en egen kostnadskatalog for energiverket, basert på tallmateriale og erfaringer fra utbygginger i eget nett.

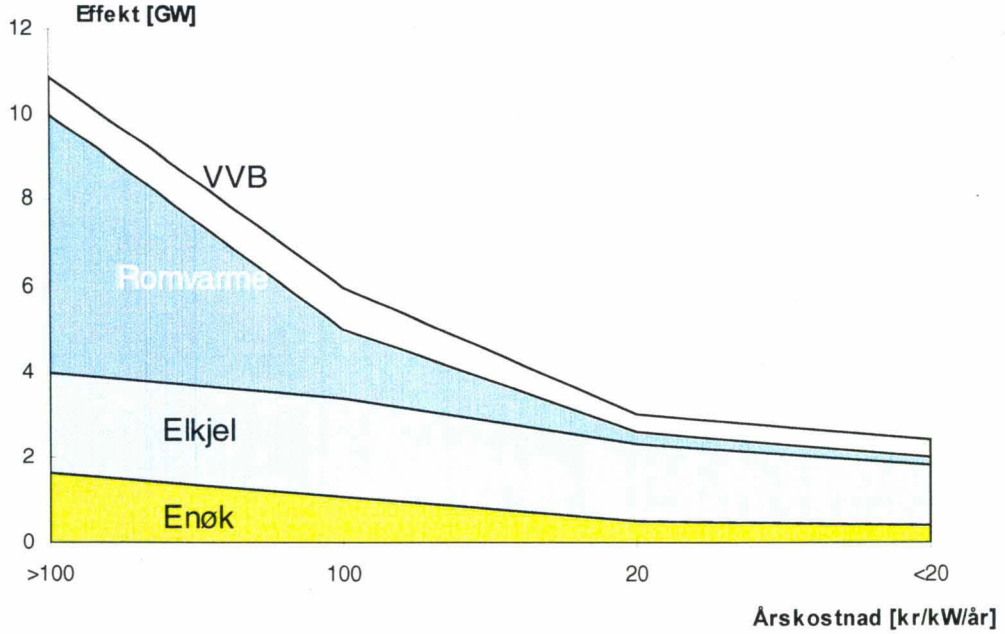
6.2 Kostnader ved ulike sluttbrukertiltak

Tilgjengelig effekt i sluttbrukermarkedet på landsbasis
EFI har i rapporten "Rammebetingelser for et velfungerende sluttbrukermarked" [12] presentert beregninger av potensialet for hvor stor effekt som kan frigjøres i sluttbruker-markedet på landsnivå i et høylastdøgn. Dette er vist i figur 6.1. Det er forutsatt en utetemperatur på -7°C. Det er videre forutsatt full samtidighet på alle utkoblbare laster. Med det menes at alle utkoblbare laster er inne samtidig og med sitt maksimale effektforbruk.



Figur 6.1 Tilgjengelig effekt som funksjon av varighet på utkoblingen [12].

Kurvene i figur 6.1 viser at det teoretiske potensialet er svært stort for korte utkoblinger, men er avtagende ved økt utkoblingstid. Ved utkoblinger under 30 minutter, kan opp mot 10 GW teoretisk sett kobles ut, og det tilsvarer ca. 45% av samlet maksimallast i Norge. Ut fra markedspriser på eksisterende teknologi, er det i [12] og [16] beregnet spesifikke årskostnader for styring av laster. Årskostnaden er vist i figur 6.2. Det er da forutsatt 10 års tilbake-betalingstid og 4% realrente.



Figur 6.2 Tilgjengelig styrbar effekt som funksjon av kostnad per kW per år [12].

Det ses av figur 6.2 at årskostnaden er avhengig av størrelsen på tilgjengelig styrbar effekt. Det observeres at opptil 6 GW er tilgjengelig for en kostnad mindre enn 100 kr/kW/år. Ønsker en å styre en større del av effektpotensialet, krever dette mer kostbar teknologi og tilretteleggelser, for eksempel i installasjoner hos sluttbrukere. Det understrekes at figur 6.1 og 6.2 ikke gir et eksakt svar på kostnader ved sluttbrukertiltak, men illustrerer potensialet for laststyring på landsnivå.

Det kan ikke gis entydige tall på kostnader for sluttbrukertiltak, og kostnadene vil være avhengige av omfanget samt typen tiltak. For å kunne vurdere kostnader ved konvensjonell utbygging opp mot kostnadene ved sluttbrukertiltak, må det konkret velges hvilke tiltak som er aktuelle, for så å beregne kostnadene for gjennomføringen.

Nøkkeltall for aktiv styring, enveis-kommunikasjon.
For å beregne kostnader per effektenhet for et sluttbrukertiltak, må energiverket kunne forutsi hvor stor lastreduksjonen blir. Ved sentral laststyring fra energiverkets side, der sluttbrukeren ikke har mulighet til å overstyre energiverkets signaler, kan mengde effekt som kan kobles ut i en makslastsituasjon estimeres med tilstrekkelig nøyaktighet. Dette forutsetter at en slik styring ikke vil påvirke sluttbrukerens komfort.

Det knytter seg usikkerhet til om sluttbruker vil la energiverket få muligheten til å styre romoppvarming og belysning. Dette fordi denne typen sluttbrukertiltak vil påvirke sluttbrukers komfort i vesentlig grad. Det vil derimot være mer sannsynlig at energiverket kan inngå avtaler som gjør at de kan styre varmtvannsberedere og termiske trege belastninger som ikke direkte vil påvirke sluttbrukerens komfort.

I tabell 6.3 presenteres nøkkeltall for aktiv styring av "lett tilgjengelige" belastninger i en makslastsituasjon i et forsyningsområde ved hjelp av enveis-kommunikasjon. Med det menes at energiverket kan styre belastninger inn og ut ved hjelp impulser som overføres via elnettet. Kostnadene som er oppgitt er erfaringstall innhentet fra utstyrsleverandører. Det er fokusert på de kunde- og belastningsgrupper som har størst potensiale med hensyn på effektgevinst, slik at det oppnås lavest mulig kostnad pr. effektenhet.

Nedenfor presenteres de forutsetninger som er lagt til grunn i kostnadsberegningene:

- For blokkleiligheter er det forutsatt at blokka har elektrokjel og vannbåren oppvarming, og styring skjer ved hjelp av relé på elektrokjel.
- For kontorbygg, skoler og helse/sosial forutsettes det at tilgjengelig regulerbar effekt er fordelt på ulike termiske trege laster. Videre forutsettes det at det installeres effektregulering (effektbegrenser) med mulighet for reléstyring (en effektbegrenser styrer alle styrbare laster som varmtvannsbereder, panelovner, ventilasjon etc.).
- I en høylastsituasjon er det styrbare effektpotensialet for varehandel marginalt, og begrenses til styring av ventilasjon (hel/halv hastighet). Dette skyldes at mesteparten av oppvarmingen dekkes med varme fra belysning og motorer på kjøledisker.
- Det tas hensyn til at ikke alle belastninger er innkoblet samtidig.
- Kommunikasjonsutstyr består av software, kr. 50000, og understasjoner, kr. 200000 per stk. Understasjonene styrer dataoverføringen (kundeidentifikasjon og impuls) mellom driftssentral og de enkelte sluttbrukere. Elnettet benyttes som kommunikasjonsmedium.
- Prosjekteringskostnaden er satt til 20% av investeringskostnadene.
- Minimumskostnaden forutsetter:
    - et prosjekt som involverer i størrelsesorden 10000 sluttbrukere.
    - for eneboliger og rekkehus er det forutsatt at varmtvannsberedere ligger på egen kurs.
- Maksimumskostnaden forutsetter:
    - et prosjekt som involverer i størrelsesorden 1000 sluttbrukere.
    - for eneboliger og rekkehus er det forutsatt at varmtvannsberedere ikke ligger på egen kurs.

Tabell 6.3 Installasjons- og utstyrskostnader. Alle kostnader er i [kr].

	Enebolig, rekkehus		**Boligblokk med elektrokjel**		**Kontorbygg, skole, helse/sosial**		**Varehandel**	
Kostnad ved	**Min**	**Maks**	**Min**	**Maks**	**Min**	**Maks**	**Min**	**Maks**
Installasjon	300	2000	800	800	10000	20000	300	1000
Ny måler	700	1000	700	1000	-	-	700	1000
Relè	700	1000	1500	2000	-	-	700	1000
Enveis kommunikasjonsutstyr	25	250	25	250	25	250	25	250
Effektregulerer	-	-	-	-	40000	50000	-	-
Prosjektering	345	850	605	810	10005	14050	345	650
Sum	2070	5100	3630	4860	60030	84300	2070	3900

Tabell 6.4 viser maksimale og minimale utbyggingskostnader per effektenhet for et utvalg kundekategorier ved aktiv styring via enveiskommunikasjon. Det er angitt hvilken type last som forutsettes styrt i hvert enkelt tilfelle. Bakgrunn for inndeling i kundekategorier, type belastning og størrelsen på styrbar effekt er gitt foran i kapittel 5.

Tabell 6.4 Nøkkeltall for kostnader ved aktiv styring via enveiskommunikasjon.

Kundekategori	Type belastning som styres	Styrbar effekt [kW]	Kostnad per effektenhet [kr/kW]	
			Min	Maks
Enebolig	Varmtvannsbereder	1,3	1590	3900
Rekkehus	Varmtvannsbereder	1,3	1590	3900
Blokk	Elektrokjel	64,0	60	80
Kontorbygg	Termisk trege laster	151,0	400	560
Skole	Termisk trege laster	574,0	110	150
Helse / sosial	Termisk trege laster	115,0	500	730
Varehandel	Ventilasjon (hel/halv hastighet)	6,9	300	570

Av tabell 6.4 fremgår det at styring av elektrokjeler og termisk trege laster i større bygg er de mest kostnadseffektive løsningene med hensyn på kostnad per effektenhet.

Toveiskommunikasjon

Tabell 6.4 viser kostnadene for en "minimumsløsning" for aktiv styring. Med det menes kostnader forbundet med en løsning som *kun* gir energiverket muligheten til å styre effekt. Ved å innføre et toveiskommunikasjons system, vil energiverket i tillegg til muligheten for laststyring, kunne oppnå kostnadsbesparelser i forbindelse med fjernavlesning av måledata, nettdrift og overvåkning samt mulighet for å utvikle nye salgbare produkter og servicetjenester. Dette kan medføre at nytteverdien øker, selv om investeringskostnadene er større.

Et annet moment som spiller inn ved valg av løsning, er forhold vedrørende krav til timesmålinger fra NVE. Det er i [19] satt krav til at målepunkt med forventet årlig energiuttak større enn 500 000 kWh skal avregnes basert på målte timesverdier. Etter 1. januar 1999 skal alle målepunkt med forventet energiuttak større enn 400 000 kWh avregnes basert på målte timesverdier.

NVE ønsker at grensen for timesmålte kunder senkes på sikt til å gjelde alle kunder [21]. Det er en forutsetning at en slik nedtrapping skjer i takt med en løpende kost/nytte vurdering, hvor teknologisk utvikling er en viktig faktor som vil bli tatt hensyn til [21]. Strategisk og langsiktig planlegging blir derfor viktig for å unngå å foreta investeringer i systemløsninger som må erstattes om få år.

Systemene som velges må være konstruert slik at energiverkene kan velge de funksjoner som er ønskelig på investeringstidspunktet, for senere å kunne utvide med tilleggsfunksjoner. Et eksempel på en slik trinnvis utbygging, vil da kunne være å starte med å bygge opp et enkelt system for overføring av signaler for inn og utkobling av laster hos sluttbruker. Dette kan realiseres med et enveis-kommunikasjonssystem, der impulser overført via elnettet benyttes som inngangsparameter til relè på målerterminal hos sluttbruker. Deretter kan det utvides med eksterne tilsatser for flertariff, eller direkte til et komplett toveis-kommunikasjonssystem med

mulighet for fjernavlesning og avansert tariffering sentralt. Senere kan eventuelle overvåknings- og servicefunksjoner settes i drift.

En sentral utfordring for implementering av slike systemer blir å fremskaffe produktuavhengige løsninger, der målerterminal og kommunikasjonsløsning kan velges uavhengig av innsamlingssystem og vice versa. I dag er det slik at målerterminal og innsamlingssystem hos netteier må være fra samme leverandør, men det foregår et eget forskningsprosjekt i EFFEKT-programmet for å fremskaffe slike produktuavhengige løsninger [20].

For å presentere kostnader og nytteverdi for innføring av et toveis-kommunikasjonssystem, er det innhentet resultater fra kost-nytte analyser som en systemleverandør har utført sammen med enkelte energiverk. Analysen forutsetter en fullskala implementering av toveiskommunikasjon. De totale kostnadene som er beregnet omfatter utstyrskostnader og anslåtte monterings- og installasjonskostnader. Nytteverdier som er beregnet, er i hovedsak knyttet til:

- laststyring av varmtvannsbereder
- fjernavlesning av måledata
- nettdrift og overvåkning (effektkjøp, behovsprøvd vedlikeholdsplanlegging, feil-lokalisering, feilregistrering)
- reduksjon av fremtidige kostnader til målerutskifting
- salg av nye tjenester

Det understrekes at resultatene er beheftet med stor usikkerhet. De fleste energiverkene har derfor utført flere scenarier av analysen. Usikkerheten i resultatene er knyttet til:

- utstyrskostnader
- markedets betalingsvillighet for nye tjenester
- effektpriser
- hvor dyktige energiverkene er i å utnytte mulighetene i det nye systemet, og ikke utføre samme oppgaver på både ny og gammel måte.
- teknisk levetid på nytt utstyr

Resultatene fra kost-nytte analysen for fem energiverk, nummerert fra A til E, er presentert i tabell 6.5. Punktlisten nedenfor gir forklaring til de begreper som benyttes i tabellen:

- "***Pmaks***" angir den målte maksimaleffekten som ble overført i 1996.
- "***Styrbar last***" angir hvor stort effekt som er forutsatt kan utkobles i en topplastsituasjon ved å foreta laststyring av varmtvannsberedere.
- "***Totale kostnader***" angir beregnede totale kapitalkostnader i forbindelse med utstyr og installasjon av toveis-kommunikasjonssystem.
- "***Kostnader laststyring***" angir kostnader per effektenhet for aktiv styring av varmtvannsberedere ved hjelp av toveiskommunikasjon. Verdiene fremkommer ved å dividere "Styrbar last" på "Totale kostnader".
- "***Beregnet nåverdi av prosjektet***" angir beregnet nåverdi av innføringen av et toveis-kommunikasjonssystem med 15 års økonomisk levetid og 7,5% kalkulasjonsrente.

Tabell 6.5. Kostnader toveiskommunikasjon, resultater fra kost-nytte analyser.

Energiverk	P_{maks} [MW]	Styrbar last [MW]	Totale kostnader [Mkr]	Kostnader laststyring [kr/kW]	Beregnet nåverdi av prosjektet [Mkr]
A	292	24	90,6	3780	3,7 - 50
B	105	10,5	52	4950	25 - 70
C	23	1,9	10	5260	4 - 16
D	24	2,3	17,1	7440	19,9
E	430	45	180	4000	190

Kostnaden per effektenhet i tabell 6.5, angir kostnadene forbundet med et toveis-kommunikasjonssystem som kun benyttes til å styre varmtvannsberedere. Sammenlignet med de totale kostnadene for konvensjonell utbygging av fordelingsnettet (se tabell 6.2), ses det at kostnadene for laststyring er omtrent i samme størrelsesorden. Resultatene i tabell 6.5 indikerer imidlertid positive nåverdier, det vil si at innføring av toveis-kommunikasjons-system totalt sett er lønnsomt.

Drammen Energinett har utført en vurdering av toveiskommunikasjon som sluttbrukertiltak i sitt område. Kostnadene ved å styre last hos de 10-20 største kundene i konsesjonsområdet er beregnet til 20 kr/kW [18].

EFI antyder i [24] en minste og høyste investeringskostnad i toveis-kommunikasjonsløsninger på henholdsvis 2800 kr/kunde og 6550 kr/kunde. Typisk investeringskostnad oppgis til å være 4170 kr/kunde. I [24] er kostnadstall ikke knyttet til kr/kW.

Prising som sluttbrukertiltak

Riktig tariffutforming vil muligens være det enkleste sluttbrukertiltaket som kan gjennomføres, men det er viktig å ikke gjøre tariffutformingen så komplisert at sluttbruker ikke forstår sin tariff.

Det knytter seg usikkerhet til kostnader per effektenhet ved å innføre prising som et sluttbrukertiltak. På kostnadssiden vet man hvilke investeringer som kreves i forbindelse med for eksempel utskiftning av målere samt innsamling og behandling av måledata. Mer usikkert er det hvor store ressurser som kreves i forbindelse med nødvendig informasjonsspredning til sluttbrukerne.

De nye retningslinjene for tariffering og avregning [19] legger til rette for at tariffen fra 01.01.1999 kan endres 4 ganger i året uten at selve *tariffendringen* i utgangspunktet skal medfører ekstra omkostninger for energiverket med hensyn på måleravlesning og administrasjon. Fra 1999 kompenseres samtlige distribusjonsverk basert på antallet husholdningskunder. Kompensasjonen vil enten komme i form av økte inntektsrammer eller tilskudd fra ENØK-midler [21].

Basert på det ovennevnte vil prising i sin enkleste form i prinsipp koste 0 kr/kW å gjennomføre som et sluttbrukertiltak for everkene. Dynamiske og døgnvariable overføringstariffer samt overføringstariff med effektledd vil derimot kreve ekstra tilretteleggelser i form av utstyr og rutiner for måling og avregning. Før slike tiltak kan forventes å få en ønsket virkning, må dagens målere skiftes ut med målere som har effektmåling og mulighet for døgnvariabel prising. Selv med bare to forskjellige tariffer (for eksempel natt- og dag-tariff) kreves nye målere med minst to telleverk. En omfattende

utskiftning av målere vil derfor medføre betydelige investeringer i form av utstyr og montasje, noe som igjen innebærer at slike tiltak først gir utnyttbar virkning på noe lengre sikt.

Den mest kostnadskrevende form for prising vil være å innføre toveiskommunikasjon, og de kostnader som nevnes i tabell 6.5 kan benyttes som nøkkeltall. På effektsiden vil det imidlertid være vanskelig å forutsi hvor store lastreduksjoner som kan oppnås, og forskning viser motstridene resultat på området [6]. Det er enighet om at tidsvariable tariffer bidrar til at sluttbrukere endrer sitt bruksmønster. Erfaringer fra Norge og andre land viser at [6]:

- virkningen varierer mellom ulike grupper. Blant husholdningskunder er det eneboliger og de med elektrisk oppvarming som responderer mest på tidsvariable tariffer
- utformingen av tariffstruktur er viktig og bør ta utgangspunkt i kostnads- og lastforhold samt pris- og krysstidselastisitet [10] for de forskjellige kundegruppene
- tariffstrukturen bør ikke være for komplisert
- valg av egnet teknologi (eksempelvis automatiserte løsninger) og riktig energirådgivning overfor sluttbruker bidrar til at tidsvariable tariffer virker i henhold til energiverkets målsetning
- det er påkrevet med store forskjeller mellom lav- og høylastpriser for at kunden skal tilpasse seg, men påkrevet kostnadsforskjell er ikke kvantifisert
- kontinuerlig oppfølging av kunden i form av informasjonsspredning er påkrevet

Det er gjennomført flere vellykkede prosjekter på sluttbrukersiden der prising har vist seg å være lønnsomt. Manweb er et av 12 regionale elektrisitetsverk i England, og de har gjennomført flere sluttbrukertiltak for å utsette nettinvesteringer [10]. Et av tiltakene var et målerprosjekt i Aberystwyth, der det ble benyttet en tariffbasert løsning for å løse et lastproblem. For å redusere effektuttaket i topplast introduserte Manweb en ny flertariff, der de tilbød billig strøm 7 timer per døgn fordelt over to perioder. Kundemassen ble delt i to, og tilbudt lav pris på forskjellige tidspunkt. På denne måten oppnådde Manweb en lastreduksjon på 10 MW. Dette resulterte i betydelige besparelser på nettforsterkninger, og energiverket sparte 11 mill. kr i investeringer og 2 mill. kr i året på reduserte tariffer fra overliggende nett.

I Finland er det rapportert om opptil 28% reduksjon i maksimallasten for husholdningskunder ved bruk av prising som sluttbrukertiltak [6]. Da de klimatiske forskjeller mellom Finland og Norge ikke er vesentlig forskjellige og elektrisitetsforbruket i begge land er sterkt temperaturavhengig, kan det antas at prising kan ha en tilsvarende virkning på effekt- og energiforbruket i Norge. Det er imidlertid noe usikkert om erfaringer fra Finland direkte kan overføres til Norge, bla. fordi ulike produksjonssystemer kan ha betydning (og oljefyrings-muligheter i hus er mer utbrett enn i Norge). 1,5 millioner finner bruker i dag el. til romoppvarming.

I foreliggende rapport er det ikke hensiktsmessig å gjengi de tariffstrukturer som ble benyttet som sluttbrukertiltak i Finland, og for nærmere opplysninger vises det til [6]. Kort fortalt ble det benyttet sesongvariabel prising for husholdninger og effektprising for de øvrige kundegrupper.

[10] Krysstidselastisitet: Følsomhet for etterspørselen etter elektrisitet i en periode for endringer i elektrisitetsprisen i en annen periode; i hvor stor grad vil en sluttbruker endre sitt elektrisitetsforbruk i f. eks. perioden 8-10 om formiddagen hvis han/hun vet at prisen øker i tidsrommet 10-12 samme dag?

I tabell 6.6 er det vist resultater fra beregninger av nøkkeltallskostnader som kan påregnes når prising benyttes som sluttbrukertiltak. Det er tatt utgangspunkt i opplysninger om sluttbrukers respons på prising [6] og de kostnader for ***toveis-kommunikasjonsløsninger*** som er vist i tabell 6.5.

Tabell 6.6. Nøkkeltallskostnader for prising som sluttbrukertiltak.

	Pmaks [kW]	Prosentvis lastreduksjon [11] [%]	Utbyggingskostnad		Spesifikk kostnad	
			Min [kr/enhet]	Maks [kr/enhet]	Min [kr/kW]	Maks [kr/kW]
Enebolig	10.7	10.0	2800	6550	2620	6120
Rekkehus	9.7	10.0	2800	6550	2890	6750
Blokkleilighet	6.1	10.0	2800	6550	4620	10810
Kontor	486.6	2.5	2800	6550	230	540
Sykehjem	350.6	2.5	2800	6550	320	750
Skole	729.6	2.5	2800	6550	150	360
Varehandel	52.9	2.5	2800	6550	2120	4950

Av tabell 6.6 ses det at kostnadene i [kr/kW] varierer sterkt avhengig av kundegruppe. Kundegruppene kontorbygg, sykehjem og skoler har den laveste kostnaden på grunn av et høyt effektforbruk, mens kundegrupper med lavest effektforbruk har den høyeste kostnaden. Gjennomsnittskostnaden er ca. 3100 kr/kW.

Merk at det er knyttet stor usikkerhet til disse kostnadene. Videre må en eventuell ***varig*** endring i levert mengde energi tas hensyn til.

Flere norske energiverk vil fra og med 1998 benytte tariffen til å jevne ut forbruket i større eller mindre skala, både over døgnet og over året. Drammen Energinett AS, Østfold Energi AS, Stranda Energiverk, Energiselskapet Asker og Bærum AS og Nordhordland Energiverk AS er eksempler på energiverk som arbeider med å innføre dette sluttbrukertiltaket [28].

Lokal energi- og effektproduksjon som sluttbrukertiltak

Med lokal produksjon menes alle typer anlegg som lokalt produserer energi og effekt enten i form av varme, elektrisk kraft eller begge deler. Således omfatter dette f.eks. fjernvarmeanlegg for oppvarming i byer og tettsteder, vannbårne anlegg og lokale kjelanlegg for oppvarming i enkeltbygg, parafinovner og vedovner for oppvarming av eneboliger, vindmøller og dieselaggregater for lokal el.produksjon og kombinerte anlegg for både el og varmeproduksjon. Felles for alle er at den lokalt produserte energien og effekten reduserer behovet for ekstern leveranse i fra elsystemet.

Generelt er mulighetene og systemene for lokal produksjon så mange at det her kun kan gis generelle betraktninger og momenter om emnet. Nærmere økonomiske vurderinger av de muligheter som foreligger må gjøres ut fra de lokale spesifikke forhold mhp nettsystem, eksisterende og fremtidig bebyggelse, lokalisering, andelen vannbårne anlegg, tilgjengelige energikilder, etc. Felles for de fleste løsningene er imidlertid at de åpner for økt bruk av lokale fornybare energikilder.

[11] Prosentvis reduksjon i maksimalbelastningen som følge av sluttbrukertiltak. Prosentsatsen basert på gjennomførte tiltak i Finland, men det er regnet konservativt med hensyn på prosentvis lastreduksjon.

Vannbårne oppvarmingssystemer er en forutsetning for en av de mest brukte og enkleste former for lokal produksjon, der behovet til oppvarming og varmtvann dekkes av lokalt fyrte kjelanlegg. Med oljekjeler installert vil fossile brensler dekke varmebehovet i perioder med knapphet og høye priser på elektrisk energi/effekt. Installeres i tillegg elektriske kjeler vil elektrisk energi kunne utnyttes i de perioder når tilgangen på denne er god og prisen gunstig. Slike kombinerte anlegg gir en fleksibilitet som passer godt energimessig i vårt vannkraftbaserte produksjons-system (i tillegg til den effektmessige gevinsten som utkoblbar last gir) samt muligheten for utkopling i situasjoner med effektknapphet. Vannbårne systemer er også en forutsetning for introduksjon av nye fornybare energikilder og energisystemer som biobrensel og varmepumper.

Kostnadsmessig vil installasjon av vannbårne oppvarmingssystemer medføre ekstra investeringskostnader. For nye bygg vil merkostnaden være i størrelsesorden 50 - 100 kr/m^2 [12] i forhold til direkte elektrisk oppvarming. Merkostnadene vil være minst ved større bygg. Disse merkostnadene (kapitalkostnader) kan helt eller delvis dekkes inn ved at det oppnås besparelser i byggets energikostnader da pris på uprioritert overføring er lavere enn normal overføringstariff. Således vil byggherren eller brukeren i prinsippet ikke få noen årlige ekstrakostnader når energikostnadene tas med i årskostnadene for bygget. Dette er da også grunnen til at større bygg ofte installerer slike anlegg.

For eksisterende bygg med direkte elektrisk oppvarming vil en overgang til vannbårent oppvarmingssystem først være regningsvarende ved en total rehabilitering der det vannbårne anlegget erstatter et nytt elektrisk oppvarmingssystem som for nye bygg. Kostnadene for konvertering til vannbårent system er i størrelsesorden 250 - 400 kr/ m^2 [12)] avhengig av byggets størrelse og valg av system, og kan ikke forsvares økonomisk hvis eksisterende oppvarmingsanlegg ellers er i godt funksjonsmessig stand.

I forbindelse med det offentlige regionale og kommunale planarbeidet kan man vurdere om plan og bygningslovens §66a kan benyttes til å pålegge tilknytningsplikt til vannbårne varmeanlegg i nye bygg (og totalrehabiliterte bygg) for anlegg som er konsesjonsbehandlet. Forut for dette bør energiforsyningen være behandlet i planarbeidet og at det fattes nødvendige kommunale vedtak.

Fjernvarme er en metode for utnyttelse av fornybare energikilder og systemer som avfallsforbrenning, biobrenselanlegg og varmepumper, og systemet dekker kundenes termiske varmelaster. I tillegg kan overskuddsvarme fra lokal industri utnyttes for oppvarming til eksterne brukere. Et fjernvarmesystem består av varmesentral, distribusjonsnett med nedgravde rør for varmt vann og kundesentraler/ varmevekslere i de enkelte bygg.

Et fjernvarmeanlegg har en storskalafordel ved at relative investeringskostnadene for kapital-krevende produksjonsanlegg med lav energiproduksjonspris, avtar med økende effekt og størrelse. En stor fjernvarmesentral koster således relativt mindre enn flere små anlegg. Samtidig må det etableres et utvendig rørledningsnett for distribusjon av den produserte energien, og dette representerer økte investeringer. Lønnsomheten i et fjernvarmeanlegg er derfor avhengig av antall og størrelse på bygg med vannbårne anlegg, samt avstanden mellom disse og en fjernvarmesentral.

Spesielt i større byer og tettsteder kan fjernvarme være en effektiv metode for å etablere en alternativ energiforsyning, men også i mindre tettsteder kan det dras nytte av at det etableres en felles energisentral for flere bygg koblet sammen i et mindre fjernvarmenett.

---

[12] Erfaringstall for utbygginger og prosjekter i Oslo

Ved etablering av lokal produksjon bør denne av miljøhensyn baseres på størst mulig bruk av nye fornybare energikilder og minst mulig fossile brensler.

Biobrensel representerer et stort potensiale som fornybar energikilde for bruk i både små villaer, nye vedovner eller biobrenselkjeler (pellets), eller i større fjernvarmekjeler. Mulig årlig bioenergiproduksjon anslås til 30 TWh fra dagens 12 TWh [27].

Varmepumper er en metode for effektiv utnyttelse av elektrisk energi til oppvarmingsformål. Med et slikt anlegg vil en del elektisk energi gi tre deler varme til oppvarming. Som varmekilde egner sjøvannet langs kysten seg godt. Bruk av varmepumper forventes å øke fremover fra dagens produksjon på 4,5 TWh [27].

Parafinovner og nye vedovner kan enkelt dekke hele eller deler av oppvarmingsbehovet i mindre boliger.

Det finnes flere barrierer for etablering av slike lokale produksjonsanlegg, bl.a. følgende:
- Manglende kundegrunnlag for fjernvarme (bygg med vannbåren varme).
- Lave elpriser.
- Økte investeringskostnader med vannbårne anlegg.
- Manglende kompetanse / interesse hos energiselskapet.
- Anleggene krever ofte betydelig startkapital i etableringsfasen.
- Manglende helhetsvurdering sammenheng el/varme.

I tillegg til det lokale energiverk (nett- og produksjonsselskap), kan andre være interessert i å etablere lokale produksjonsanlegg, bl.a.:
- Større nasjonale og internasjonale olje-/energiselskaper.
- Bioenergiselskaper både bygger, eier og drifter biobrenselanlegg.
- Lokale utbyggere som aktører for etablering av bygg med vannbårne anlegg.
- Spillvarmeleverandører / industri.

I tabell 6.7 er det vist noen eksempler på lokal varmeproduksjon med tilhørende kostnader:

- installasjon av parafinbrennere i boliger
- eksisterende elvarme erstattes med vannbårne anlegg og andre brensler
- vannbårne anlegg for nybygg (og bygg for rehabilitering)

Det forutsettes at før disse tiltak benyttes er elektrokjeler i eksisterende vannbårne anlegg utkoblet.

Tabell 6.7 Nøkkeltall for kostnader ved lokal produksjon for eksisterende bygg (termisk).

Kategori	Belastning/kostnad	Areal [m^2]	P_{maks} [kW]	Styrbar effekt [kW]	Pris	
					[kr/bygg]	[kr/kW]
Eksisterende						
Enebolig	Parafinbrenner, oppvarming	134	10,7	7,2	20000	2800
Enebolig	Ombygging vannbåren varme	134	10,7	9,9	50000	5200
Kontorbygg	Ombygging vannbåren varme	4765	486,6	370	1600000	4500
Blokk	Ombygging vannbåren varme	1000	72,7	64	320000	4900
Nybygg						
Enebolig	Tillegg vannbåren varme	134	10,7	9,9	13000	1300
Kontorbygg	Tillegg vannbåren varme	4765	486,6	370	240000	650
Blokk	Tillegg vannbåren varme	1000	72,7	64	60000	950

I tillegg til lokal varmeproduksjon vil lokal elproduksjon være aktuelt. Dette kan være ønskelig både for å dekke spisslastbehov eller for elproduksjon alene som grunnlast. Mest aktuelt for slik produksjon er egne aggregater for diesel eller propan/gass. I tilfeller der energiverket har leveringsplikt er det naturlig at energiverket anskaffer nødvendig utstyr og forestår vedlikehold og drift av anleggene.

Ved lokal el-produksjon må følgende forhold ivaretas:

- Anleggene bør ikke i utgangspunktet, dersom dette ikke er økonomisk gunstig, dimensjoneres for levering av elektrisk kraft til termiske laster hos brukerne; disse lastene bør erstattes av andre anlegg som er beskrevet ovenfor.
- Aggregater med fossile brensel må plasseres nær bebyggelse med vannbårne anlegg, slik at den termiske energiproduksjonen (70%) av anleggene utnyttes til oppvarming.
- Bruk av aggregater med fossile brensler vil som grunnlast (alene) gi høye driftskostnader, da kun deler av energien kan utnyttes (30%); til dette vil ekstern leveranse eller vindkraft være å foretrekke.
- Fossile brensler bør benyttes som sikkerhet/reserve og til å dekke spisslastbehov lokalt.
- Stirling-aggregater produserer en konstant mengde effekt, og i situasjoner med lokalt produksjonsoverskudd må denne effekten leveres for salg inn på et større nett. Det lokale nettet må da dimensjoneres for en lavlastsituasjon.
- Miljøhensyn må tas i betraktning.

Vindmøller produserer elektrisk energi som kan leveres direkte inn på lokalt nett. Størrelsen på produsert effekt er imidlertid ikke forutsigbar, slik at det kreves oppdekking med reserve- og topplastaggregater basert på fossile brensler, dieselaggregater eller gassmotorer. Ved siden av bioenergi og varmepumper, er vindkraft den av de fornybare energikildene som er mest konkurransedyktig med el i Norge [27].

Dieselaggregater og gassmotorer basert på fossile brensler gir både el og varme. Normal andel elektrisk energi er 30-35% mens 50-60% varme også bør utnyttes hvis anleggene planlegges å være i drift over lengre tid.

Stirling-aggregater kan på samme måte benyttes i enkeltboliger/bygg.

6.3 Oversikt over kostnader ved sluttbrukertiltak

I tabell 6.8 presenteres en oppsummering av nøkkeltallskostnader for ulike sluttbrukertiltak. Minste og høyeste utbyggingskostnad ved hver enkelt metode presenteres. Dette er gjort fordi det eksisterer få eksempler på gjennomførte tiltak, og tallmaterialet som eksisterer er dermed for lite til å kunne oppgi ett bestemt nøkkeltall for hver enkelt metode.

Der merknad ikke er angitt er kostnaden hentet foran i kapittel 6. I noen tilfeller i litteraturen er det kun angitt en enkelt kostnad, og i disse tilfellene er denne lagt til grunn. Det er ikke angitt kostnader for tiltaket "informasjon". Grunnen til dette er at virkningen av dette tiltaket med hensyn på redusert effektforbruk er vanskelig å tallfeste. Årskostnaden ved tiltakene kan estimeres ved hjelp av metodikken som presenteres i vedlegg 5.

I kraftsystemplanlegging generelt er det heftet usikkerhet til de kostnader som benyttes. Det anbefales derfor å etablere flere scenarier, der kostnadsnivået varieres. På denne måten kan konsekvensen av de forutsetninger som er gjort tallfestes og synliggjøres for beslutningstaker.

Tabell 6.8 Oversikt over kostnader ved tilgjengelige tiltak og metoder.

Tiltak		Metoder	Utbyggingskostnader [kr/kW]	
			Minste	Høyeste
1. Informasjon	a	overfor enkeltkunder	-	-
	b	utvalgte målgrupper	-	-
	c	massemedia	-	-
2. Prising [3)]	a	tidsvariabel - sesong	0 [5)]	10810
	b	tidsvariabel - døgn	150	4950
	c	tidsvariabel - dynamisk	150	4950
	d	effektledd	150	4950
3. Aktiv styring	a	varmtvannsberedere	1590	3920
	b	elektrokjeler	60	80
	c	varmekabler inne/ute [1)]	500	
	d	ventilasjon	300	670
	e	panelovner	110	730
	f	kjøleanlegg	110	730
	g	motorvarmere [1)]	130	
	h	belysning [1)]	5330	
4. Lokal produksjon	a	vannbårne oppvarmingssystemer	650	5200
	b	lokal elektrisitetsproduksjon [2)]	1750	8250 [4)]
	c	lokal varmeproduksjon [2)]	1750	8250 [4)]
	d	gass i rør (naturgass, propan)	-	-

Merknader:

[1)] Nøkkeltallskostnadne er hentet fra [5].

[2)] Det er benyttet kostnader for PCP-anlegg (Power Combustion Powerplant: se tabell 3.1). Det forutsettes at sluttbruker allerede har installert et system for distribusjon av vannvåren varme.

[3)] Det forutsettes bruk av toveiskommunikasjon.

[4)] Etablering av et vannbårent system samt installasjon av PCP-anlegg.

[5)] Det kreves minimum 4 måleravlesninger per år fra 01.01.1999 for målepunkt med forventet forbruk større enn 8000 kWh.

Det legges til at de kostnader som presenteres i tabell 6.8 er erfaringstall basert på et begrenset utvalg prosjekter og kostnadsberegninger. Nøkkeltallskostnadene er likevel representative for de tiltak og metoder som er nevnt. Nøkkeltallskostnader ved sluttbrukertiltak anbefales innarbeidet i de kostnadskataloger som benyttes ved planlegging av nett. På denne måten kan sluttbrukertiltak lettere kostnadssettes og settes opp som et alternativ til konvensjonell nettutbygging i de lokale kraftsystemplaner.

7. Beregningseksempel

Som eksempel på konsekvenser ved å gjennomføre sluttbrukertiltak som alternativ til nett-utbygging, er det tatt utgangspunkt i to stilistiske nett. Beregningene er begrenset til å omfatte kostnadssiden ved nettutbygging, og hensikten er å vise grunnleggende forhold ved sluttbrukertiltak som alternativ til konvensjonell nettutbygging.

En omfattende og detaljert beregning av alle kostnads- og inntektsmessige konsekvenser ved sluttbrukertiltak faller utenfor dette prosjektets ramme, og for videre studier vises det derfor til litteraturen [11].

7.1 Beskrivelse av eksempelnett

Det er beregnet kostnader ved investering og reinvestering over en 30 års periode ved henholdsvis konvensjonell utbygging og sluttbrukertiltak. Det er valgt å vise eksempler fra to forskjellige nett, som representerer henholdsvis et "by-nett" og et "bygde-nett". En nærmere beskrivelse av nettene og kunde- og forbruksstruktur er gitt i vedlegg 2.

Forutsetninger
Beregningseksemplene skal vise prinsipielle sider ved gjennomføring av sluttbrukertiltak som alternativ til nettutbygging. Beregningene tar derfor ikke hensyn til alle forhold og konsekvenser ved sluttbrukertiltak. Fokus er rettet mot kostnader ved investeringer og reinvesteringer i nettet. Forutsetningene for beregningene er som følger:

- Det benyttes nøkkeltall for kostnader i henhold til tabell 6.1-6.3.
- Analyseperioden er 30 år (1998-2028).
- Økonomisk levetid for nyinvesteringer er 30 år.
- Rentefoten er 7% pa.
- Beregningene omfatter kun kostnader ved investeringer og reinvesteringer i planperioden.
  - Antar neglisjerbar endring i energisalg.
  - Neglisjerer fremtidige inntektsendringer som følge av endring i tariff.
  - Antar neglisjerbar endring i tapsforhold.
  - Antar neglisjerbar endring i drifts- og vedlikeholdsutgifter.

Beskrivelse og begrunnelser for valg av sluttbrukertiltak er nærmere beskrevet i vedlegg 2.

Belastningsforhold
Belastningsforholdene i eksempelnettene er vist i tabell 7.1.

Tabell 7.1 Eksempelnettenes belastningsforhold

Eksempelnett	Maks. last 1998 [MW]	Maks. kapasitet [MW]	Årlig lastendring		Nettkarakteristika
			Konvensjonell [%]	Sluttbrukertiltak [%] 1)	
A - by-nett	10,4	13,0	+2,0	+1,0	Kabelnett, høy flatebelastning
B - bygde-nett	2,6	3,25	0,0	-0,4	Luftnett, lav flatebelastning

Merknader: 1) Ved gjennomføring av sluttbrukertiltak vil belastningsutviklingen endres.

7.2 Beregningsresultater

Det er beregnet kostnader ved investering og reinvestering for to eksempelnett over en 30 års periode ved henholdsvis konvensjonell utbygging og sluttbrukertiltak. Resultatene fra beregningene er vist i tabellene 7.2 og 7.3.

Tabell 7.2. Kostnader ved investeringer og reinvesteringer i "by-nettet".

Eksempelnett :	"By-nett"	Konvensjonell [Mkr]	Sluttbrukertiltak [Mkr]
Investeringer	Hovedfordelingsnett	2,34	0,60
	Fordelingsnett	16,38	8,65
Reinvesteringer	Hele nettet	12,41	12,41
Sum	Hele nettet	31,1	21,7
Besparelse i prosent	Hele nettet	-------	30,4%

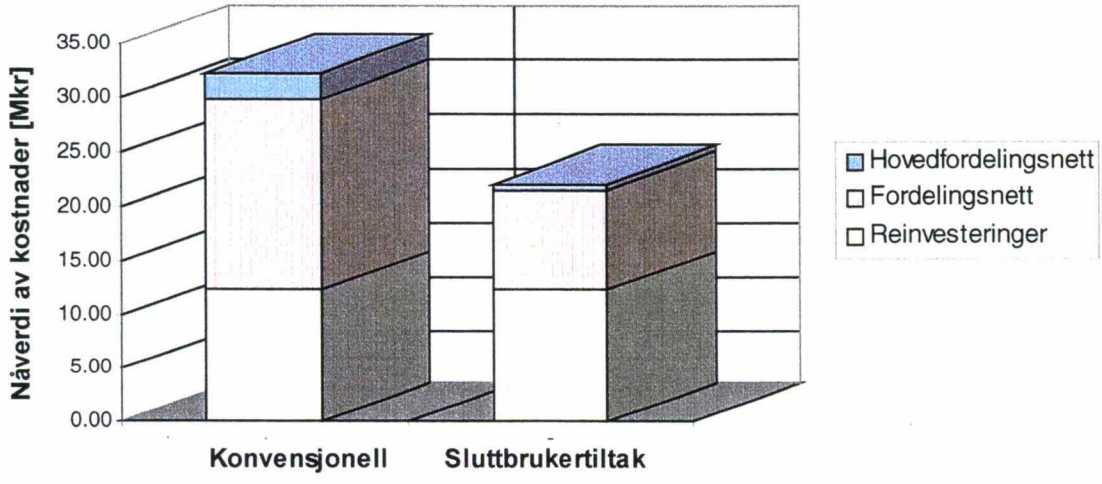
Merknader:
[1] Ved gjennomføring av sluttbrukertiltak vil belastningsutviklingen endres.

Tabell 7.3. Kostnader ved investeringer og reinvesteringer i "bygde-nettet".

Eksempelnett :	"Bygde-nett"	Konvensjonell [Mkr]	Sluttbrukertiltak [Mkr]
Investeringer	Hovedfordelingsnett	0,00	0,00
	Fordelingsnett	0,00	0,00
Reinvesteringer	Hele nettet	12,1	11,4
Sum	Hele nettet	12,1	11,4
Besparelse i prosent	Hele nettet	-------	5,7%

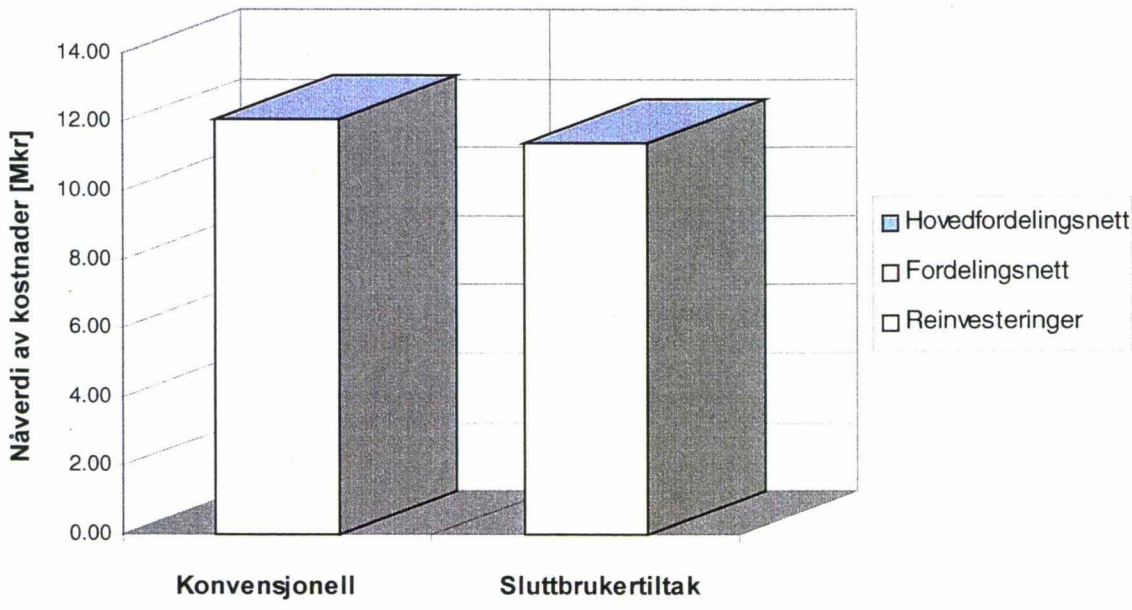
Merknader:
[1] Ved gjennomføring av sluttbrukertiltak vil belastningsutviklingen endres.

Figurene 7.1 og 7.2 viser forskjeller i kostnadsbildet mellom konvensjonell utbygging og gjennomføring av sluttbrukertiltak som alternativ til nettutbygging i de to eksempelnettene.



Figur 7.1. Kostnadsbildet i "by-nettet" ved henholdsvis konvensjonell utbygging og gjennomføring av sluttbrukertiltak som alternativ til nettutbygging.

Da det ikke investeres i ny kapasitet i nettet er det i figur 7.2 valgt å vise de årlige diskonterte kostnader for reinvestering i "bygde-nettet". Kostnadene er for henholdvis konvensjonell utbygging og utbygging med sluttbrukertiltak. Summen av de diskonterte kostnader for hvert alternativ utgjør nåverdien av alternativet.



Figur 7.2. Kostnadsbildet i "bygde-nettet" ved henholdsvis konvensjonell utbygging og gjennomføring av sluttbrukertiltak som alternativ til nettutbygging.

Kommentarer til beregningsresultatene
Hensikten med beregningene er å vise prinsipielle sider ved gjennomføring av sluttbrukertiltak som alternativ til nettutbygging.

Resultater fra beregningene viser at med de forutsetninger som her er gjort vil det være 30% rimeligere å gjennomføre sluttbrukertiltak i nett med høy belastningsøkning og kapasitets-begrensninger. Besparelsen er forbundet redusert lastøkning og derigjennom redusert investeringsbehov og utsettelse av større kapasitetsutvidelser i nettet.

I nett med lav/ingen lastøkning er det med de forutsetninger som her er gjort, en besparelse på ca. 6% forbundet med å gjennomføre sluttbrukertiltak. Tiltakene bidrar til å redusere behov for overføringskapasitet i nettet, og reinvesteringer kan gjøres til en mindre kostnad enn uten gjennomføring av sluttbrukertiltak.

Da det forutsettes at tiltakene kun iverksettes ved årsmaksimum og dermed har neglisjerbar påvirkning på levert mengde energi, vil heller ikke tillatt inntekt påvirkes av de sluttbrukertiltak som er drøftet i dette beregningseksemplet.

Beregningene er utført for stilistiske nett med dimensjonerende utetemperatur -20°C som underlag for beregning av effektbehov i bygninger. Resultatene indikerer tydelig at gjennomføring av effektreduserende sluttbrukertiltak vil redusere kostnader ved nyinvestering og reinvestering i nettet. Videre viser resultatene at besparelsene er størst for nett som står ovenfor stor lastøkning og behov for kapasitetsutvidelser i nettet.

8. Realiseringsmuligheter for sluttbrukertiltak

Det er fire faktorer som særlig peker seg ut som viktige for å realisere sluttbrukertiltak:

- tilrettelegging med hensyn på tekniske løsninger og regelverk
- motivasjon/incentiver i energiverkene generelt og planmiljøene spesielt
- synliggjøring av synergier mellom produksjons- og omsetningsleddene
- teknologisk utvikling og kostnader ved ulike løsninger

Disse faktorene beskrives og drøftes nærmere nedenfor.

8.1 Viktige forhold ved tilrettelegging for sluttbrukertiltak

Strukturell tilrettelegging
De nevnte sluttbrukertiltakene i rapporten, med unntak informasjonstiltak og sesongvariabel tariffering, setter i ulik grad krav til systemmessige endringer i anleggene hos sluttbruker. Målet er å påvirke bruksmønster og belastning gjennom bruk av enten prissignaler eller aktiv styring, eventuelt en kombinasjon av disse tiltakene. Dermed står valg av målesystem og oppbygging av elektroinstallasjoner i bygninger sentralt. I relasjon til dette er det to faktorer som særlig peker seg ut ved tilrettelegging for sluttbrukertiltak:

- utforming, oppbygging og tilgjengelighet til målerutrustning og forsyningsavganger
- separering av kurser for varmtvann, varme, lys og stikkontakter

Tilgjengelighet til målerutrustning og forsyningsavganger
I kapittel 7 fremgår det, med de forutsetningene som er lagt til grunn, at sluttbrukertiltak er kostnadseffektive i forhold til konvensjonell utbygging. Materiellkostnadene er kjente og relativt sikre størrelser. Til installasjonskostnadene er det imidlertid knyttet stor usikkerhet. Grunnen til dette er blant annet at tilkoblingspunkter (sikringsskap og installasjonstavler) kan være vanskelig tilgjengelige. Særlig gjelder dette i boliginstallasjoner, der målere normalt er plassert innvendig, og at tidspunkt for installasjon dermed må avtales/koordineres med kundene. Dette forholdet vil påvirke totalkostnadene ved ombygging til enveis- eller toveis-kommunikasjonssystemer, og dermed lønnsomheten ved ombyggingen, betydelig i negativ retning.

De fleste tiltak innenfor prising/tariffering setter krav til annen målerutrustning enn hva som er status i dag. Utskifting, kontroll og revisjon av målere vil derfor bli en voksende aktivitet innenfor driftsfunksjonene i nettvirksomhetene. Utforming og tilgjengelighet på sikringsskap/ måler er dermed en faktor som påvirker energiverkets drifts- og vedlikeholdskostnader, og disse kostnadene må søkes minimalisert.

Separering av kurser
Videre vil aktiv styring av belastninger sette krav til at kurser som ønskes styrt (varmtvanns-beredere og romvarme) er fysisk adskilt fra andre kurser. Dette vil gjelde både husholdninger, industri, varehandel etc.

I kost/nyttevurderingene i kapittel 6 fremgår det at vann- og romoppvarming er de mest aktuelle objekter for styring. Dersom slike tiltak skal realiseres til lavest mulig kostnad, er det

viktig å unngå ombygging av kursoppdelingen i anleggene. I motsatt fall kan kostnadsøkningene bli dramatiske, og gjøre tiltakene ulønnsomme.

Drøfting av gjeldende regelverk for bygningsinstallasjoner
"Forskrifter for elektriske bygningsinstallasjoner m.m" av 1991 [23] setter blant annet krav til planlegging av elektriske installasjoner. Plassering av målere og separering av kurser omfattes av §113.2.5 "*Elleverandørens leveringsvilkår og eventuelle installasjonsregler*" og §113.12 "*Tilgjengelighet til elektrisk utstyr*".

Installasjonsreglene kan utformes av det enkelte energiverk, men EnFO og NELFO har utarbeidet en publikasjon kalt "Installasjonsforskrifter" [22], og mange energiverk har de senere år erstattet sine egne regler med installasjonsreglene utarbeidet av EnFO og NELFO.

Med hjemmel i det gjeldende regelverket kan det enkelte energiverk selv kreve at installasjoner tilrettelegges for fremtidig ombygging til enveis eller toveis kommunikasjonssystemer.

Kobling mellom kommunale planer og kraftsystemplaner; plan- og bygningsloven
Det er naturlig å knytte en lokal kraftsystemplan opp mot øvrige kommunale planer, som for eksempel reguleringsplaner, og prognoser om befolkningsutvikling. Kraftsystemplaner vil også kunne være underlagsdokument ved planlegging og samordning med annen infrastruktur [1].

I planleggingsprosessen bør også de lokale myndigheter involveres og motiveres for å legge til rette for gjennomføring av sluttbrukertiltak. På denne måten kan planlegging og utbygging av nye områder utføres på en helhetlig måte som vil være til fordel for både de lokale myndigheter, energiverket og sluttbrukerne.

Vannbåren varme bør innføres i nye bygg og ved rehabilitering av bygningsmasse, der dette er samfunnsøkonomisk lønnsomt. Det vil føre for langt å gå detaljert inn i lovverket på dette punktet, men kommunale myndigheter kan vurdere om plan- og bygningslovens §66a kan benyttes til å pålegge tilknytningsplikt til fjernvarmeanlegg [25].

8.2 Problemstillinger ved gjennomføring av sluttbrukertiltak

I forbindelse med gjennomføring av sluttbrukertiltak kan det oppstå en rekke problemstillinger. Disse kan være knyttet til spørsmål som for eksempel:

- Vil tiltaket fungere som planlagt med hensyn på utkoblet effekt?
- Vil den tekniske løsningen fungere?
- Vil sluttbruker respondere som planlagt?
- Hva kan skje dersom all last feilaktig kobles inn igjen?
- Hva vil konsekvensene for sluttbruker være?

I tilgjengelig litteratur er det ikke lagt vekt på undersøkelser av konsekvenser for sluttbruker og det finnes få beskrivelser av denne typen forhold. For en kraftsystemplanlegger som vurderer sluttbrukertiltak, vil det imidlertid være av viktighet å fastslå hvilken risiko[13] som er

[13] For eksempel: Sannsynlighet for at et sluttbrukertiltak ikke fungerer og konsekvensen av dette.

forbundet med de aktuelle tiltak og hvilke konsekvenser tiltaket har for de berørte sluttbrukere.

Hvis det fra energiverkets side planlegges lange utkoblingstider må det legges spesielt vekt på å klarlegge konsekvenser for de berørte sluttbrukere. Likeledes vil utkoblingstidspunktet også være av betydning i denne sammenheng. I kapittel 6 anbefales aktiv styring av varmtvannsberedere og elektrokjeler som hensiktsmessige sluttbrukertiltak. Det kan tenkes at elektrokjelene og varmtvannsberederne hos enkelte sluttbrukere har så lite varmereservoar (knyttet til vannvolum og temperatur) og holder så lite på varmen, at tiltaket påvirker sluttbrukers komfort sterkt i negativ retning. I slike tilfeller kan sluttbruker øke sitt varmereservoar ved for eksempel å anskaffe en større varmtvannsbereder. Det vil da oppstå et spørsmål om det er til energiverkets eller sluttbrukers fordel at varmereservoaret økes, og hvem som i så fall skal betale kostnadene ved anskaffelsen. Dette tas det ikke stilling til i foreliggende rapport, men det synes naturlig at den part som har størst fordel av anskaffelsen også finansierer den.

8.3 Viktige faktorer for å motivere for sluttbrukertiltak

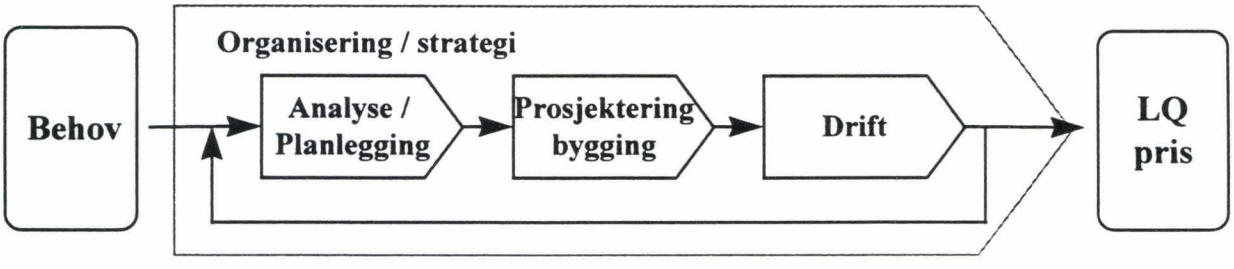
To forhold peker seg ut i denne sammenheng, henholdsvis økonomiske incentiver og kunnskap/interesse for å gjennomføre sluttbrukertiltak.

Økonomiske incentiver

NVEs inntektsrammer for nettvirksomhetene vil gi de nødvendige økonomiske incentiver i form av at kostnadsreduksjoner utover NVEs faste og individuelle krav gir tilsvarende økt avkastning for netteier. Mye er derfor allerede tilrettelagt fra NVE sin side. Slik retningslinjene for inntektsrammen for nettvirksomheten nå er utformet av NVE, vil en reduksjon i levert mengde energi ikke redusere netteiers tillatte inntekter i perioden 1997-2002 [2]. Hvis sluttbrukertiltaket reduserer en økning i netteiers leverte mengde energi, vil dette imidlertid "hindre" en økning i netteiers tillatte inntekt. Netteier har dermed ingen incentiver for å gjennomføre denne typen tiltak, ***med mindre kostnadsreduksjonen forbundet med tiltaket er større enn tapet av fremtidige inntekter.***

Kunnskap og interesse

Sluttbrukertiltak innebærer endring i systemstrukturen og omstilling i plan- og driftsfunksjonene. Fire viktige funksjonsområder i energiverkene må samhandle dersom man skal effektivisere og omstille virksomhetene. Strategiske disposisjoner på ledernivå, analyse og planlegging av tiltak, etablering / realisering (bygging) av tiltak, samt operativ drift av eksisterende og nye systemløsninger må henge sammen. Figur 8.1 illustrerer dette:



Figur 8.1. Viktige funksjonsområder i realiseringsprosesser (LQ: leveringskvalitet).

I dag er situasjonen ofte at kraftsystemplanlegging og planleggingsvirksomhet for øvrig er aktiviteter som "isoleres" i planmiljøene. Dermed kan resultatet bli at viktige planer ikke forankres på strategisk nivå hos eier og toppledelse i virksomhetene, og at de som forestår prosjektering, bygging og drift av anleggene ikke tar tak i planene, iverksetter dem og implementerer dem i operativ drift.

Arbeidet med kraftsystemplanlegging må i mange energiverk, både i sammenheng med konvensjonell utbygging og i relasjon til sluttbrukertiltak, i langt større grad enn i dag integreres i ledelses- og driftsfunksjonene. Dette må selvsagt skje i en form som er tilpasset de ulike miljøene. Teknisk/økonomiske analyser hører hjemme i plan- og analysemiljøene. Viktige strategiske og økonomiske parametre besluttes og forankres på ledelsesnivå og sentrale parametre for drift må utarbeides og implementeres i driftsfunksjonene. Ett forhold understreker hvor viktig dette er:

- Kravene til effektivisering og rasjonalisering gjelder ikke bare driftsfunksjonene. Fysiske systemløsninger, eller med andre ord, kapitalbruken i nettvirksomhetene, må også effektiviseres. I mange tilfeller vil det siste være grunnleggende for effektivisering av driftsfunksjonene. Enkle og effektive systemløsninger gir grunnlag for rasjonalisering. Kompliserte løsninger, høy belastningsgrad og økende feilhyppighet på grunn av økt aldring i anleggene det motsatte.

Et viktig tiltak i denne sammenheng er informasjon og møter NVE forestår i forbindelse med kraftsystemplanarbeidet. Det må imidlertid vurderes om denne informasjonen i stor nok grad når utover planmiljøene. Hvis så ikke er tilfelle, bør slike tema i større grad også presenteres i fora som treffer de aktuelle miljøene.

8.4 Samarbeid, synergier mot produksjons- og omsetningsleddene

Utflating av effekttopper og utjevning av forbruksmønsteret har positiv virkning utover nettvirksomhetene. Innføring av nye systemer for styring, tariffering og toveiskommunikasjon likeså. Eksempler på dette er:

- bedret nasjonal effektbalanse
- potensiale for økt kraftutveksling med utlandet
- bedre utnyttelse av høyere nettnivåer (hovednett og hovedfordelingsnett)
- muligheter for hyppigere endring av tariffer
- registrering av leveringskvalitet
- bedret prisinformasjon
- bedret systemdrift både gjennom økte muligheter ved utkobling og innkobling av belastninger

Den samfunnsøkonomiske verdien av flere av sluttbrukertiltakene fremkommer ikke uten at lønnsomheten både for nettvirksomhetene og produksjons- og omsetningsleddene sees i sammenheng. Det er derfor viktig å arbeide videre for å synliggjøre synergiene mellom de ulike virksomhetsleddene, og for å finne modeller for samarbeid, finansiering og realisering av sluttbrukertiltak. Spesielt vertikalt integrerte energiverk, der alle virksomhetsområdene er underlagt samme eier og styre, ligger det til rette for samarbeid.

8.5 Teknologiutvikling innenfor toveiskommunikasjon

På verdensmarkedet eksisterer det et stort utvalg av produkter som reduserer effekt- og energiforbruk hos sluttbruker. Produktene setter fokus på kundenes kostnader og krav til komfort. Produktene er basert på moderne teknologi hvor både pris og brukergrensesnitt representerer den største barrieren for økt anvendelse. I tillegg er enkel bruk og kunnskap om reell nytteverdi ofte kritiske faktorer når beslutning om investering hos sluttbruker skal tas [24]. De samme forhold vil også være gyldige hvis det er energiverket som forestår investeringen hos sluttbruker, og sluttbruker og energiverk vil derfor ha sammenfallende interesser i spørsmål om utforming av fremtidens produkter.

Det forventes at kostnadene ved målerterminaler for toveiskommunikasjon og kommunikasjonsløsninger vil bli redusert de nærmeste årene [24]. Dermed forventes det at også kostnadene forbundet med å styre effekt- og energiforbruk hos sluttbruker reduseres i fremtiden.

Tekniske løsninger og produkter som er enklere i bruk og rimeligere enn dagens løsninger vil sannsynligvis føre til at omfanget av toveiskommunikasjon vil øke betydelig. NVE ønsker at grensen for timesmåling reduseres ytterligere, slik at også alle husholdninger vil bli timesmålt på sikt [21].

Det er derfor grunn til å tro at i fremtiden vil alle sluttbrukere ha timesmåling, enten som følge av et krav fra sluttbruker selv eller som et krav fra myndighetene. Det vil da være viktig for det enkelte energiverk å utnytte de muligheter som denne teknologien gir på en slik måte at totalkostnadene for energiverket reduseres.

9. Forslag til videre arbeid

Nedenfor gis det forslag til videre arbeid. Enkelte av de foreslåtte prosjektene er tidligere utført, men med andre innfallsvinkler og/eller at det ikke i tilstrekkelig grad foreligger en dokumentasjon som er tilgjengelig for energiverkene. Det er ikke forsøkt å prioritere forslagene.

- Utarbeidelse av en kostnadskatalog som omfatter utbyggingskostnader på ulike nettnivåer og kostnader forbundet med ulike sluttbrukertiltak.

- Etablering av en oversikt over energiverk som har gjennomført sluttbrukertiltak. Oversikten bør omfatte tiltakenes mål, omfang, virkning og konsekvenser for såvel energiverk som sluttbrukere.

- Gjennomføring av pilotprosjekt som har til hensikt å gjennomføre, kvantifisere og evaluere sluttbrukertiltak som alternativ til nettutbygging. Herunder bør det legges vekt på å belyse sammenlagring av styrbare belastninger og virkningen av de ulike sluttbrukertiltak. Videre vil det være av interesse å vurdere forhold knyttet til overgang fra elektrisk oppvarming til vannbåren varme, herunder finansieringsløsninger.

- Gjennomføring av et (utbyggings)prosjekt som har til hensikt å kvantifisere øvrige nytteverdier av å gjennomføre sluttbrukertiltak. Det tenkes spesielt på nytteverdier knyttet til nettdrift, energisalg og konsekvenser for overliggende nettnivåer.

- Gjennomføring av en spørreundersøkelse som har til hensikt å identifisere og evaluere energiverkenes holdninger til sluttbrukertiltak. På denne måten kan myndighetenes ressursinnsats styres mot de områder av nettvirksomheten som har størst nytte.

- Forhold rundt inntektsrammen og overgang til vannbåren varme bør undersøkes og kvantifiseres nærmere. Det kan her tas utgangspunkt i energiverk som har muligheten til å bygge ut fjernvarme som et alternativ til nettutbygging.

- Hvordan kan ulike tariffstrukturer brukes som sluttbrukertiltak med den teknologi som finnes i dag, og hva vil konsekvensen for henholdsvis energiverk og sluttbruker bli? Dette kan være problemstillingen i et prosjekt som har til hensikt å synliggjøre energiverkenes muligheter i en overgangsfase fra dagens målerteknologi til toveiskommunikasjon.

- Gjennomføring av et (utbyggings)prosjekt som har til hensikt å kvantifisere og evaluere virkningen av å benytte prising som sluttbrukertiltak. Det foreligger lite tallmateriale fra prosjekter der hensikten har vært å redusere maksimaleffekten i et område. Det vil derfor være av interesse å kvantifisere ulike sluttbrukeres respons på variasjoner i energi- og effektpris.

10. Referanser

[1] Egeland, Otnes, "*Veileder til lokal kraftsystemplanlegging*", Nr. 02-1995, Norges vassdrags- og energiverk, Oslo, 1995

[2] NVE, "*Retningslinjer; for inntektsrammen for overføringstariffene*", Norges vassdrags- og energiverk, Oslo, 1996

[3] Grinden, "*Strategisk håndtering av toveiskommunikasjon*", EFI TF A4382, Energiforsyningens Forskningsinstitutt AS, Trondheim, 1996

[4] Grinden, Lillefloth, "*Prognoser for etterspørsel etter elektrisk energi og effekt på lands- og fylkesnivå fram til år 2025*", EFI TF A4450, Energiforsyningens Forskningsinstitutt AS, Trondheim, 1996

[5] EnFO, "*Effektiv energiplanlegging gjennom aktivt samarbeid mellom nettplanleggere i distribusjonsverk og regionale enøk-sentre*", Publikasjon nr.: 208-1997, Energiforsyningens Fellesorganisasjon, Oslo, 1997

[6] Grønli, "*Prisfølsomhet overfor tidsvariable tariffer*", EFI TF A4484, Energiforsyningens Forskningsinstitutt AS, Trondheim, 1997

[7] Sandbakken, Fredriksen, "*Prising av utkoblbare overføringstjenester*", MA-115, Energiforsyningens Fellesorganisasjon, Oslo, 1994

[8] Livik, Mo, "*Effektreserve i sluttbrukermarkedet*", EFI TF A4209, Energiforsyningens Forskningsinstitutt AS, Trondheim, 1994

[9] Sandbakken, Livik, "*Sammenlagring i fordelingsnett*", EFI TR NR 3355, Energiforsyningens Forskningsinstitutt AS, Trondheim, 1986

[10] Livik, "*Fleksibelt energimarked-effektreserve hos sluttbruker*", EFI TR A4387, Energiforsyningens Forskningsinstitutt AS, Trondheim, 1996

[11] Livik, Johansen, "*Sluttbrukertiltak i et konkurrerende marked*", 66-1995, Energiforsyningens Fellesorganisasjon, Oslo, 1995

[12] Livik, "*Rammebetingelser for et velfungerende sluttbrukermarked*", EFI TR A4542, Energiforsyningens Forskningsinstitutt AS, Trondheim, 1997

[13] "*Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning og fordeling av energi m.m*", med endringer, ved lov av 11. juni 1993 nr. 98, Oslo, 1996

[14] "*Forskrift om produksjon, omforming, overføring, omsetning og fordeling av energi m.m*", med endringer, ved lov av 10. desember 1993 nr. 1128, Oslo, 1996

[15] NOR-Energi, NVE, "*Normtall, energi-* og *effektbruk i bygninger*", Rapport, Norenergi-417, Oslo, 1993

[16] Livik, Feilberg, "*Energi- og effektforhold hos ulike kategorier sluttforbrukere*", EFI TR-A3998, Energiforsyningens Forskningsinstitutt AS, Trondheim, 1992

[17] Sand et. al, "*Planleggingsbok bind 3, kostnadskatalog*", Energiforsyningens Forskningsinstitutt AS, Trondheim, 1996

[18] Wirkola, "*DSM-oversikt*", Drammen Energinett AS, Drammen, 1997

[19] NVE, "*Retningslinjer for måling og avregning av kraftomsetning og fakturering av nettjenester*", Norges vassdrags- og energiverk, Oslo, 1997

[20] Hovden, "*Beskrivelse av prosjekt med toveiskommunikasjon, status pr. 3. november 1997*", Østfold Energi AS, Eidsberg, 1997

[21] NVE, "*Vedlegg til "Retningslinjer for måling og avregning av kraftomsetning og fakturering av nettjenester"*", Norges vassdrags- og energiverk, Oslo, 1997

[22] EnFO, NELFO, "*Installasjonsregler*", DLE-publikasjon nr. 4, 1/94, Oslo, 1994

[23] Elektrisitetstilsynet, "*Forskrifter for elektriske bygningsinstallasjoner m.m*", Norges vassdrags- og energiverk, Oslo, 1990

[24] Livik, "*Teknologi hos sluttbruker for rasjonell håndtering av markedssignal*", EFI TR-A4581, Energiforsyningens Forskningsinstitutt AS, Trondheim, 1997

[25] Vislie, "*Energiloven med kommentarer*", TANO, Oslo, 1992

[26] Gjengedal, Fløtlo, Gjerde, "*Vindkraft påvirker stabiliteten*", NEF Teknisk Landsmøte 1997, Trondheim, 1997

[27] OED, "*Energi- og vassdragsvirksomheten i Norge - Faktaheftet '97*", Olje- og energidepartementet, Oslo, 1997

[28] Trengereid, "*Lokale Kraftsystemplaner. Resultat av spørreundersøkelse 1997*", Nr. 21-1997, Norges vassdrags- og energiverk, Oslo, 1997

Vedlegg 1

Bakgrunn for og drøfting av ulike sluttbrukertiltak

Informasjonstiltak
Hensikten med informasjonstiltak er å informere sluttbrukere om energi- og effektforbruk og kostnader knyttet til dette, og gjennom dette endre sluttbrukers forbruksmønster og holdninger til energi- og effektbruk.

I denne forbindelse er det viktig at nettoperatør identifiserer hensikten med tiltaket, detekterer målgruppe(r) og etablerer en enkel og entydig målsetning for tiltaket.

Videre må det etableres oppfølgingsrutiner før tiltaket iverksettes. Videre må nettoperatør ha kontaktpersoner tilgjengelige for både å kunne svare på henvendelser og følge opp tiltaket.

Informasjon er ofte nødvendig og ønskelig av flere hensyn. Dette kan være opplysninger for holdningsskapende adferd, ofte rettet mot energisparende tiltak med kostnadsreduserende effekt for sluttbruker. Informasjon kan også være nødvendig som virkemiddel til gjennomføring av andre tiltak, bla. for å gjøre disse kjent og derved oppnå en størst mulig effekt/deltakelse i markedet.

I tillegg er generell energirådgivning aktuelt, rettet mot enkeltbrukere/brukergrupper og veiledning av mere spesiell karakter, for å øke sluttbrukers forståelse av eget energi- og effektforbruk.

En annen type informasjonstiltak kan være å bidra/foreta installasjon av utstyr som gir brukeren løpende informasjon lokalt om eget forbruk. Dette må da knyttes opp til incentiver for reduserte kostnader med påvirkning av pris/bruksmønster/laster.

Tariffutforming
Inntektene fra et energiverks punkttariffer skal gi netteier en kostnadsdekning samt rimelig avkastning på investert kapital. I tillegg skal det ved utforming av punkttariffen tas hensyn til:

- tariffen skal bidra til at ressursene utnyttes best mulig
- tariffene skal i størst mulig grad være kostnadsriktige og rettferdige

Videre må det legges vekt på at tariffene bør være tilstrekkelig enkle, slik at sluttbrukerne kan forstå tariffene og tilpasse sitt elektrisitetsforbruk i forhold til andre energibærere og øvrige forhold.

Fra netteiers side innebærer det ovenstående at tariffene bør benyttes til å påvirke sluttbrukernes forbruk slik at energiverkets nett utnyttes best mulig. Med utgangspunkt i marginalkostnader som varierer med lastforhold vil en tidsvariabel tariff medføre at energiverket oppnår kostnadsdekning i alle perioder.

En tidsvariabel tariff kan være en tidsdifferensiert tariff eller en dynamisk tariff. Tidsdifferensierte tariffer har en forhåndsbestemt prisstruktur over år/døgn basert på historiske forbruksdata. Ved dynamisk tariffering baseres prissettingen på marginalkostnaden i sann tid, og sluttbruker får kort tid i forveien melding når en prisendring vil inntreffe. Tidsvariable tariffer kan også inneholde effektledd.

Ved bruk av effektledd får ikke kunden nødvendigvis melding på forhånd om når effektleddet blir virksomt, og det vil være kundespesifikt når effektleddet inntrer. Tidsvariable energiledd vil være avhengig av totalsystemets belastning, og høy pris ved høyt effektuttak vil gjelde alle sluttbrukere på denne tariffen.

En tidsvariabel tariff kan føre til at netteier oppnår kostnadsreduksjoner ved at dimensjonerende belastning reduseres, slik at kapasitetsutvidelser i nettet kan utsettes i tid.

Nasjonale og internasjonale erfaringer med tidsvariable tariffer

Internasjonalt har det vært benyttet tidsvariable tariffer i en årrekke. Tariffutformingen har hovedsakelig vært motivert ut fra produksjonshensyn, der opp- og nedregulering av termiske verk er forbundet med store kostnader. Tariffutforming som virkemiddel for effektivisering av nettvirksomheten har inntil nå vært lite benyttet.

Internasjonalt har tidsvariable tariffer av typen tidsdifferensierte og dynamiske tariffer vært testet ut i flere år, både som eksperimenter og som innføring i full skala. I Storbritannia er testes det nå ut nye tidsvariable tariffstrukturer. I Frankrike og Danmark tilbys henholdsvis dynamiske tariffer og tidsdifferensierte tariffer. Også i Finland er det de senere år gjennomført forsøk med dynamiske tariffer.

Basert på nasjonale og internasjonale erfaringer med tidsvariable tariffer kan følgende konklusjoner trekkes [6]:

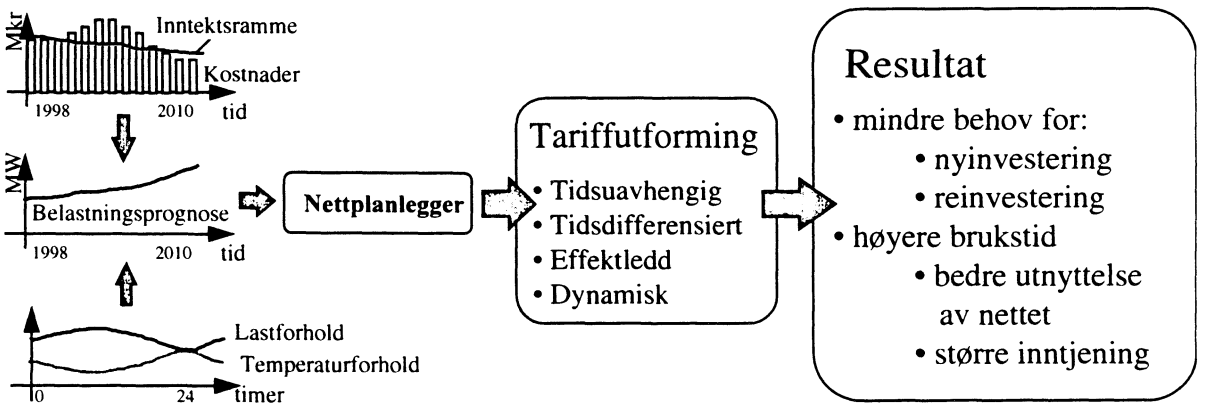
- tidsvariable tariffer endrer sluttbrukers forbruksmønster
- tidsvariable tariffer kan gi nye høylastperioder enn tidligere, både flere og til andre tider på år/døgn
- sluttbruker agerer forskjellig avhengig av blant annet sosial tilhørighet
- sluttbruker ønsker mulighet til lastovervåking og automatiske systemer for tilpasning til prissignalene
- det er påkrevet med relativt store forskjeller mellom priser i høy- og lavlast for å oppnå vesentlige endringer i sluttbrukers forbruksmønster
- varige tidsvariable tariffer er mer virkningsfulle enn testtariffer [14]
- tidsvariable tariffer er mest effektive i kombinasjon med andre virkemidler, for eksempel rådgivning om energibruk
- sluttbrukers respons avhenger av muligheten for å raskt oppfatte prissignalene
- sluttbruker endrer forbruksmønster mer i ettermiddagstimene enn om morgenen
- tidsvariable tariffer over døgnet gir forflytning av forbruk
- sesongvariable tariffer gir liten virkning på forbruk

[14] Tariff benyttet i tidsavgrensede prøveordninger.

Kritiske suksessfaktorer knyttet til tidsvariable tariffer
Det knyttes kritiske suksessfaktorer til om hvorvidt en tidsvariabel tariff får de tilsiktede virkninger eller ikke [6]:

- Målrettet tariffstruktur tilpasset kundemassens sammensetning. De ulike sluttbrukergruppene kan tilbys tariffer basert på belastningsforhold i nettet, sluttbrukergruppens forbruksmønster og prisrespons.
- Pris- og krysstidselastisiteter[15] må ligge til grunn for tariffutformingen.
- Nødvendig teknologi. En kost-/nytte-vurdering bør foretas vedrørende hvilke sluttbrukergrupper som skal tilbys tidsvariable tariffer, og hvilken teknologi som er tilstrekkelig til dette formålet.
- Tidsvariable tariffer bør være en del av en "pakke" bestående av teknologi og rådgivning i tillegg til tariffstrukturen.
- Kontinuerlig oppfølging av sluttbrukerne.
- Relativt stor forskjell mellom lav- og høypris.

I figur v1.1 illustreres nettplanleggers rammebetingelser og hvordan denne gjennom tariffutformingen kan oppnå ønskede mål for virksomheten.



Figur V1.1 Sammenhengen mellom nettplanleggers rammebetingelser, tariffutforming og resultat.

Aktive styringstiltak hos sluttbrukere
Med aktive styringstiltak menes det i denne sammenhengen tiltak der netteier/nettoperatør eller sluttbruker selv på en aktiv måte, enten automatisk, manuelt eller forhåndsprogrammert endrer sluttbrukers bruksmønster for energi- og effektforbruk. På denne måten øker brukstiden og maksimallasten reduseres.

Aktive styringstiltak har til hensikt å styre lastforbruk til tider på døgnet slik at brukstiden til et anlegg øker og maksimallasten reduseres. Dette kan gjøres gjennom "oppdemming", "toppskjæring" eller "lastflytting" (se for øvrig kapittel 2).

[15] Krysstidselastisitet: Følsomhet for etterspørselen etter elektrisitet i en periode for endringer i elektrisitetsprisen i en annen periode; i hvor stor grad vil en sluttbruker endre sitt elektrisitetsforbruk i f. eks. perioden 8-10 om formiddagen hvis han/hun vet at prisen øker i tidsrommet 10-12 samme dag?

Prinsippet bak styringstiltakene er da at det foretas en gruppering av sluttbrukerens laster. Grupperingen må derfor gjenspeile en prioritering av viktigheten av lasten, hvor lenge hver gruppe kan være utkoblet og innen hvilke tidsrom lastgruppen kan kobles inn og ut. Grupperingen gir da grunnlaget for hva og hvor mye som kan styres, og når. Ved bruk av en styringsrutine kan sluttbrukers brukstid økes og maksimallast reduseres.

Lokal produksjon som alternativ til utbygging av nett

Lokal produksjon forutsetter ofte bruk av andre energikilder enn vannkraftbasert elproduksjon, det vil si fossile brensler (olje, gass), solvarme, solceller, biobrensel, varmepumper, bølgekraftverk og vindkraft enten alene eller i kombinasjon.

Noen fordeler ved lokal produksjon er at den:

- Gir en bedre ressursutnyttelse og bidrar til forbedret effekt- og energioppdekning i fremtiden.
- Reduserer behov for ytterligere vannkraftutbygging.
- Kan frigjøre vannkraftressurser som via likestrømsforbindelsene kan selges som regulerkraft til de termiske kraftssystemer i Europa.
- Ved produksjon i høylastperioder øker brukstiden på nettet.
- Kan benyttes for å redusere maksimallasten i et område, og dermed redusere kostnader fra overliggende nett og tap i eget nett.
- Reduserer tap ved "unødig" transport av energi.
- Kan erstatte ekstreme radialer med tilhørende dårlig leveringskvalitet.

Noen ulemper ved lokal produksjon er:

- Lokal produksjon kan gi miljøproblemer ved utslipp av avgasser fra forbrenning av fossile brensler.
- Det kan by på utfordringer å få energiverk og sluttbruker til å enes om finansieringsordninger når lokal produksjon skal erstatte forsyning via fordelingsnett.
- Det kan bli produsert overskuddskraft eller overskuddsvarme som ikke blir utnyttet fordi den lokale produksjonen ikke er tilknyttet et stort distribusjonsnett.

Fordelene og ulempene ved lokal produksjon søkes belyst nedenfor:

- Den enkleste form for lokal produksjon er allerede nevnt under kapittel om aktive tiltak. Dette er utkobling av elektrokjeler med bruk av fossile brensler (oljekjel) for erstatning av elektrisk kraft til de trege, sesongavhengige termiske lastene til oppvarming med vannbårne systemer. Der vannbårne anlegg allerede finnes i dag er denne lokale produksjonen enkel å gjennomføre samtidig som det gir store effektbesparelser. For økt kraftbehov til nye bygg vil bruk av vannbårne anlegg med elektrisk kraft og oljekjeler gi effektbesparelser for elektrisk oppvarming.

- I tilfeller der energiverket har leveringsplikt kan lokal produksjon være et lønnsomt alternativ når den tekniske levetiden på den eksisterende konvensjonelle forsyningen er ute. Som et eksempel kan et Stirling-aggregat installeres i eneboliger og gi tilstrekkelig elektrisk kraft og varme nok til å dekke henholdsvis elektrisitets- og varmebehovet. Ulempen er de avgasser som slippes ut med eksosen samt at aggregatet produserer

overskuddskraft i lavlastperioder. Overskuddskraften kan leveres inn på nettet, men dette fordrer igjen et nett for overføring av elektrisk kraft. Et annet alternativ er å lagre energi på batterier.

- Den lokale produksjonen kan enten gjøres hos den enkelte sluttbruker eller samles for flere sluttbrukere. I siste tilfelle kreves et eget distribusjonsanlegg for eksempelvis varme (fjernvarme) eller gass (propan, naturgass). Ofte vil en samling av flere brukere til ett felles anlegg være kostnadsbesparende når brukerne er samlet i tett bebyggelse. Det kan også være en mulighet å samle overskuddsproduksjon av elektrisitet og levere dette inn på nettet, og det foregår utstrakt forskningsvirksomhet på dette fagområdet [26].

- Forutsetningen for at lokal produksjon skal være interessant å anvende for energiverket, er at det er lønnsomt for netteier. Dette må på lik linje med konvensjonell nettplanlegging vurderes i hvert enkelt tilfelle, og punktlisten med fordeler ovenfor bør kvantifiseres og evalueres. Videre bør ulempene også belyses

Vedlegg 2

Beskrivelse av beregningseksempler

Nettutbygging med gjennomføring av sluttbrukertiltak

V2.1 Kunde- og forbruksstruktur

Som eksempel på konsekvensen av å gjennomføre sluttbrukertiltak som alternativ til nettutbygging, er det tatt utgangspunkt i to stilistiske nett, henholdsvis et "by-nett" og et "bygde-nett".

Nettenes karakteristika beskrives nedenfor og områdene har en kunde- og forbruksstruktur som vist i tabell v2.1 og v2.3. I tabell v2.2 og v2.4 vises resultater fra beregninger av kostnader for et utvalg sluttbrukertiltak i de respektive områder.

By-nett
Det er tatt utgangspunkt i et forsyningsområde i en større by i Norge. Nettet har følgende karakteristika:

- klima: østlandsklima med dimensjonerende temperatur -20°C for effektforbruk i bygninger
- kabelnett med høy flatebelastning
- området forsynes via én transformatorstasjon bestykket med 2x10 MVA transformatorer
- ved bortfall av den største transformatorenheten skal nettet ha full momentanreserve, og den gjenværende transformator kan da belastes 130% av merkelast
- nettet er dimensjonert for å overføre en effekt på ca. 13 MW
- maksimallasten i 1998 er prognostisert til å være 10,4 MW
- årlig lastøkning er prognostisert til å være 2%
- nettets bokførte verdi er ca. 30 Mkr (30% av nyverdi)
- det foretas reinvesteringer i størrelsesorden årlige avskrivninger, ca. 1 Mkr per år.

Tabell v.2.1. "By-nettets" kunde- og forbruksstruktur.

	Eksisterende byggmasse			Nybygg			Totalt		
Kategori	Antall [stk]	Areal [m^2]	Effekt [kW]	Antall [stk]	Areal [m^2]	Effekt [kW]	Antall [stk]	Areal [m^2]	Effekt [kW]
Enebolig	170	22780	1823	100	13400	1073	270	36180	2896
Rekkehus	159	20511	1547	144	18576	1401	303	39087	2949
Boligblokk	40	40000	2907	35	35000	2544	75	75000	5451
Kontorbygg	3	14295	1460	3	14295	1460	6	28590	2920
Skole	1	6500	730	1	6500	730	2	13000	1459
Sykehjem	1	4100	351	1	4100	351	2	8200	702
Varehandel	30	15000	1587	16	8000	846	46	23000	2433
SUM		**123186**	**10405**	**300**	**99871**	**8404**		**223057**	**18809**

Tabell v2.2 viser resultater fra beregning av styrbar effekt med tilhørende spesifikke kostnader i kr/kW. I beregningen er det valgt å kun rette sluttbrukertiltak mot boligblokker, kontorbygg, skoler, sykehjem og varehandel. Dette er gjort fordi sluttbrukertiltak rettet mot disse kundegruppene anses som realiserbare på kort sikt.

Tabell v2.2. Spesifikke kostnader ved sluttbrukertiltak i "By-nettet".

Tiltak:	I nybygg installeres vannbåren varme m/kjel - klausul om utkopling				
	Maksimaleffekt [kW] [1]	Styrbar effekt [kW] [2]	Netto effekt [kW] [3]	Kostnad [kr] [4]	Spesifikke kostnader [kr/kW] [5]
Enebolig	2896	0	2896	0	0
Rekkehus	2949	0	2949	0	0
Boligblokk	5451	2254	3197	1575000	699
Kontorbygg	2433	741	1692	460000	621
Skole	2189	1148	1041	650000	566
Sykehjem	702	283	419	180000	636
Varehandel	2381	576	1805	416000	722
SUM	18999	5002	13997	4887000	977
+ Felleskostnader					0
Totale kostnader ved tiltaket				**4887000**	**977**

Merknader:

1) Med maksimaleffekt menes den belastning som hver enkelt kundegruppe bidrar med til maksimaleffekten.
2) Styrbar effekt er effekt som kan styres.
3) Netto effekt er den effekt som fås når styrbar effekt subtraheres fra maksimaleffekten.
4) Kostnadene er summen av de kostnader som er forbundet med å styre alle enheter i en kundegruppe.
5) De spesifikke kostnader er utbyggingskostnaden per effektenhet forbundet med å styre styrbar last.

Bygde-nett

Det er tatt utgangspunkt i et forsyningsområde i en bygd i Norge. Nettet har følgende karakteristika:

- klima: østlandsklima med dimensjonerende temperatur -20°C for effektforbruk i bygninger
- luftnett med lav flatebelastning
- området forsynes via én transformatorstasjon bestykket med 2x2,5 MVA transformatorer
- ved bortfall av den største transformatorenheten skal nettet ha full momentanreserve, og den gjenværende transformator kan da belastes 130% av merkelast
- nettet er dimensjonert for å overføre en effekt på ca. 3,25 MW
- maksimallasten i 1998 er prognostisert til å være 2,6 MW
- årlig lastøkning er prognostisert til å være 0%
- nettets bokførte verdi er ca. 12 Mkr (30% av nyverdi)
- det foretas reinvesteringer i størrelsesorden 1 Mkr per år.

Tabell v.2.3. "Bygde-nettets" kunde- og forbruksstruktur.

	Eksisterende byggmasse			Nybygg			Totalt		
Kategori	Antall [stk]	Areal [m^2]	Effekt [kW]	Antall [stk]	Areal [m^2]	Effekt [kW]	Antall [stk]	Areal [m^2]	Effekt [kW]
Enebolig	150	20100	1609	0	0	0	150	20100	1609
Rekkehus	41	5289	399	0	0	0	41	5289	399
Boligblokk	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kontorbygg	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Skole	1	3250	365	0	0	0	1	3250	365
Sykehjem	1	2050	175	0	0	0	1	2050	175
Varehandel	1	500	53	0	0	0	1	500	53
SUM		**31189**	**2601**	**0**	**0**	**0**		**31189**	**2601**

Tabell v2.4 viser resultater fra beregning av styrbar effekt med tilhørende spesifikke kostnader i kr/kW. I beregningen er det valgt å kun rette sluttbrukertiltak mot eneboliger, rekkehus, skoler, sykehjem og varehandel. Dette er gjort fordi sluttbrukertiltak rettet mot disse kundegruppene anses som realiserbare innenfor planperioden.

Tabell v2.4. Spesifikke kostnader ved sluttbrukertiltak i "Bygde-nettet".

Tiltak:	Styring av varmtvannsberedere				
	Maksimaleffekt [kW] [1)]	Styrbar effekt [kW] [2)]	Netto effekt [kW] [3)]	Kostnad [kr] [4)]	Spesifikke kostnader [kr/kW] [5)]
Enebolig	1609	194	1415	765000	3940
Rekkehus	399	51	348	209100	4093
Boligblokk	0	0	0	0	0
Kontorbygg	0	0	0	0	0
Skole	365	9	355	84300	8940
Sykehjem	175	9	166	84300	9398
Varehandel	52	3	49	84300	29271
SUM	2600	267	2333	1227000	4603
+ Felleskostnader					0
Totale kostnader ved tiltaket				**1227000**	**4603**

Merknader:

1) Med maksimaleffekt menes den belastning som hver enkelt kundegruppe bidrar med til maksimaleffekten.
2) Styrbar effekt er effekt som kan styres.
3) Netto effekt er den effekt som fås når styrbar effekt subtraheres fra maksimaleffekten.
4) Kostnadene er summen av de kostnader som er forbundet med å styre alle enheter i en kundegruppe.
5) De spesifikke kostnader er utbyggingskostnaden pr. effektenhet forbundet med å styre styrbar last.

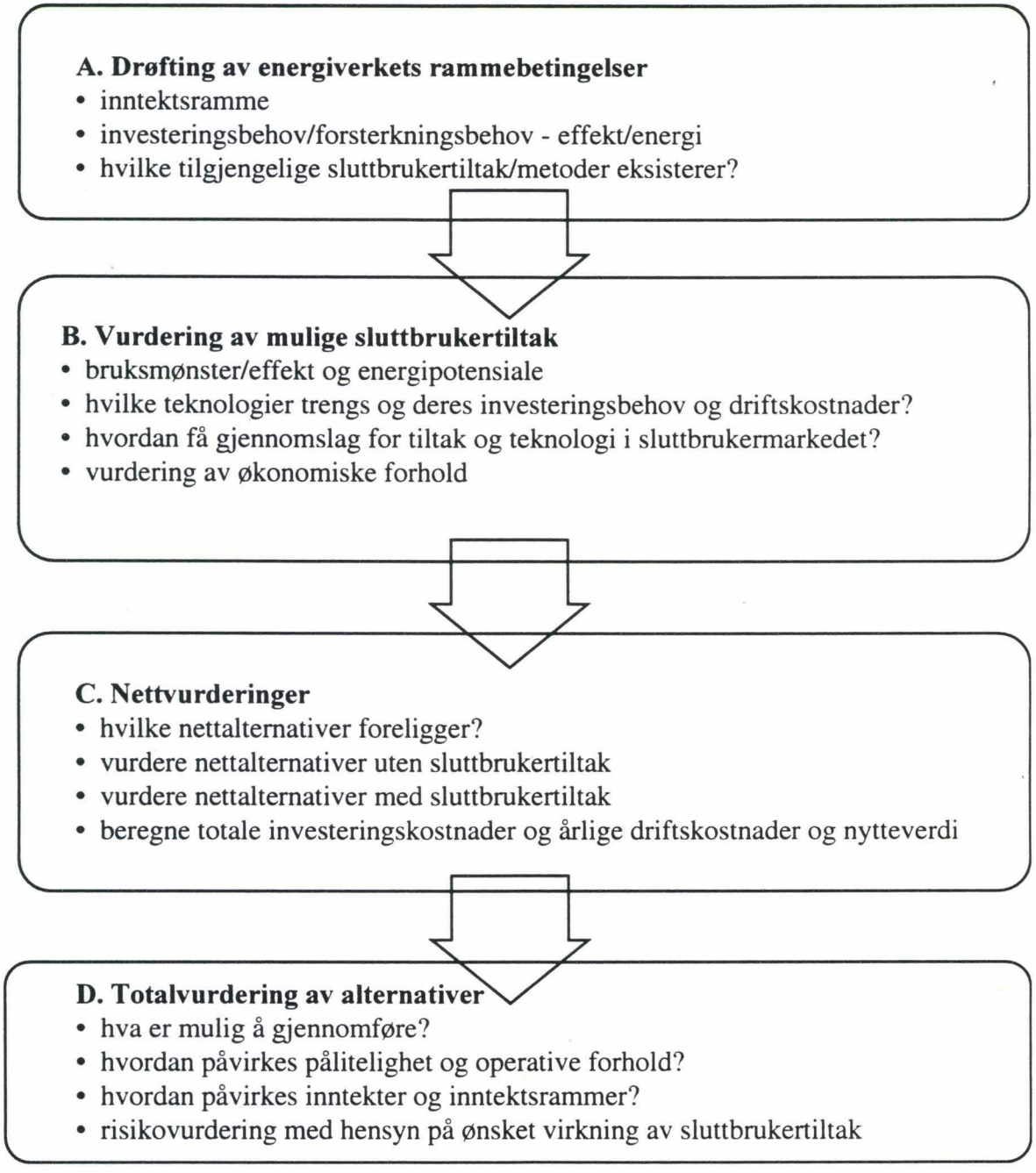
Vedlegg 3

Planprosesser som involverer vurderinger av sluttbrukertiltak

V3.1 Sluttbrukertiltak som alternativ til nettutbygging - analysemetodikk

I planfasen bør sluttbrukertiltak behandles som et alternativ i utbyggingsplanen. Om alternativet "sluttbrukertiltak" anvendes, vil være avhengig av lønnsomheten ved alternativet. Videre vil gjennomføring av sluttbrukertiltak påvirke effektforbruket i nettet, og avhengig av type sluttbrukertiltak påvirkes også solgt mengde energi. Sluttbrukertiltak kan dermed få konsekvenser for energiverkets inntekter, og konsekvensene ved dette må kvantifiseres før planarbeidet avsluttes.

I figur v3.1 gis det en punktliste for anvendelse i planprosesser som involverer sluttbrukertiltak som alternativ til nettutbygging.



Figur v3.1. Planprosesser som involverer sluttbrukertiltak.

Vedlegg 4

Henvisninger til aktuell litteratur

V4.1 Oversikt over litteraturkilder som berører temaet sluttbrukertiltak

Nedenfor gis det et utvalg litteraturreferanser som ikke direkte er benyttet i foreliggende rapport, men som kan være nyttige som bakgrunnsmateriale ved arbeid med sluttbrukertiltak. For at det skal være mulig å kunne bestille publikasjonene er det listet opp utgiver, tittel og årstall for utgivelsen.

DEFU, "*Fjernavlæsing og tovejskommunikasjon*", 1994
EFFEN-Marked, "*Toveiskommunikasjon mellom energiverk og kunde*", 1993
EFI, "*Brukstid for maksimaleffekt hos en del kundetyper*", 1993
EFI, "*Energi- og effektforhold hos ulike kategorier sluttbrukere*", 1992
EFI, "*Belastningskurver for bygg med forskjellige oppvarmingssystemer*", 1990
EFI, "*Elektrokjelers belastningstruktur*", 1995
EFI, "*Virkning av energistyring i boliger*", 1993
EFI, "*Kjelers betydning i et fleksibelt energimarked*", 1994
EFI, "*Overføringstariffer - prinsipper, struktur, mål og krav*", 1997
EFI, "*Varmepumper i elforsyningen*", 1993
ENFO, "*Systemytelser*", 1996
ENFO, "*Krav til reserver*", 1996
ENFO, "*Organisering av energi/effektmarked*", 1995
ENFO, "*Den norske kraftprisen*", 1994
ENFO, "*Incentiver til effektivisering*", 1996
ENFO, "*Nordisk spesialistmøte - kostnadseffektivitet i everkenes nettvirksomhet*", 1996
ENFO, "*Verdien av effekt*", 1996
ENFO, "*Nytteverdi av toveiskommunikasjon*", 1996
NEF, "*Norge som pumpekraftverk for Nord-Europa*", 1996
NIF, "*Norge som energinasjon*", 1997
NVE, "*Retningslinjer for beregning av overføringstariffer*", 1995
NVE, "*Kostnader for hovedkomponenter i kraftsystemet*", 1996
NVE, "*Nøkkeltall for regional- og distribusjonsnett*", 1996

Vedlegg 5

Beregning av årskostnader

V5.1 Beregning av årskostnader

Formel for beregning
Nedenfor gjengis metodikk for beregning av årskostnader.

Av et investeringsbeløp kan det beregnes tilhørende faste årskostnader (annuiteter), og det kan også tas hensyn til årlige driftskostnader; se ligning v5.1.

$$\varepsilon = \left(\frac{\frac{p}{100}}{1-(1+\frac{p}{100})^{-n}} + \frac{d}{100} \right) \cdot 100 \quad [\%] \qquad \text{(v5.1)}$$

der

ε er årskostnaden (annuiteten) i [%]
p er rentefot (kalkulasjonsrente) i [%]
n er økonomisk levetid i [år]
d er årlig driftskostnad av investeringsbeløpet i [%]

To eksempler illustrerer det ovenstående:

Eksempel A
Hva er årskostnaden ved å investere i en 800 kVA nettstasjon som har en investeringskostnad på 300 kkr når følgende tall legges til grunn for beregningen?

25 år økonomisk levetid, en rentefot på 7% pa. og en tilhørende årlig driftskostnad på 1,5%.

$$\text{Årskostnad} = 300000 \cdot \left(\frac{\frac{7}{100}}{1-(1+\frac{7}{100})^{-25}} + \frac{1{,}5}{100} \right) \cdot 100 = 300000 \cdot 0{,}10081 = 30243 \quad [kr]$$

Eksempel B
Hva skjer med årskostnaden i eksempel A hvis den økonomiske levetiden forlenges til 40 år?

$$\text{Årskostnad} = 300000 \cdot \left(\frac{\frac{7}{100}}{1-(1+\frac{7}{100})^{-40}} + \frac{1{,}5}{100} \right) \cdot 100 = 300000 \cdot 0{,}09001 = 27003 \quad [kr]$$

En økning av økonomisk levetid på 15 år tilsvarer i dette tilfellet en reduksjon i årskostnaden på 10,7%.

Denne serien utgis av Norges vassdrags- og energiverk (NVE)
Adresse: Postboks 5091 Majorstua, 0301 Oslo

I 1998 ER FØLGENDE RAPPORTER UTGITT:

Nr 1 Oslo Energi Konsult: Sluttbrukertiltak og lokal kraftsystemplanlegging. (55 s.)