

# **Samfunnsøkonomisk analyse av energiprojekter**

**Håndbok**



## Forord

Som forvaltningsmyndighet er det forventet at NVE vurderer samfunnsmessige virkninger av nye tiltak i energisektoren. Vurderingene skal omfatte alle fordeler og ulemper tiltaket medfører for samfunnet, inklusive miljøvirkninger. Som en del av denne vurderingen gjennomfører NVE samfunnsøkonomiske analyser. Formålet med denne håndboken er å beskrive hvordan disse skal gjennomføres.

Håndboken er skrevet av Trond Jensen (red), Stig Haugen og Ingrid Magnussen ved Energi og Markedsavdelingen i NVE. Thore Jarlet har gitt meget gode hjelp i forbindelse med bruk av energimodeller. Håndboken har i flere omganger vært til intern høring i NVE, og den har vært til ekstern kvalitetskontroll hos Møreforskning v. Svein Braathen, og Transportøkonomisk institutt v. Knut Sandberg Eriksen. Håndboken vil bli fulgt opp i løpet av 2003 med tanke på revisjoner og videre utvikling av materien.



Marit Lundteigen Fossdal  
Avd. dir.



Torodd Jensen  
Seksjonsleder

## Innhold:

A. SAMMENDRAG .....	3
B. BAKGRUNN.....	6
C. SAMFUNNSØKONOMISK ANALYSE I ENERGISEKTOREN.....	7
D. ENERGIPROSJEKTER .....	8
<b>DEL I – PRINSIPPER FOR SAMFUNNSØKONOMISK ANALYSE .....</b>	<b>12</b>
I.1 RAMMEBETINGELSER .....	13
I.2 VALG AV ALTERNATIVER .....	13
I.3 SAMFUNNSØKONOMISK LØNNSOMHET .....	14
I.3.1 Nyttесiden - Samfunnsøkonomisk verdi av prosjektets produksjon.....	15
I.3.2 Kostnadssiden – Samfunnsøkonomisk kostnad ved bruk av innsatsfaktorer .....	16
I.3.3 Nettonytte – Prosjektets samlede velferdsvirkning .....	18
I.3.4 Nettonåverdi .....	19
I.3.5 Nyttekostnadsbrøken.....	20
I.3.6 Kostnadseffektivitetsanalyse .....	21
I.3.7 Kalkulasjonspriser og avgifter.....	22
I.4 FORSKJELLEN PÅ SAMFUNNSØKONOMISK OG BEDRIFTSØKONOMISK LØNNSOMHET .....	23
I.5 RISIKO – USIKKERHET .....	23
I.6 KALKULASJONSRENTE.....	24
I.7 OFFENTLIGE STØTTEMIDLER .....	26
I.8 NETTVERK OG AVHENGIGHET .....	26
I.9 MILJØKOSTNADER .....	27
I.9.1 Enkel modell for implementering av miljøvirkninger i en samfunnsøkonomisk analyse.....	28
I.9.2 Metodikk for vurdering av miljøvirkninger for norsk energisektor.....	28
I.9.3 Miljøkostnader naturinngrep .....	31
I.9.4 Miljøkostnader utslipp.....	33
I.9.5 Konklusjon og videre arbeid med miljøkostnader .....	34
I.10 BEGRENSNINGER VED SAMFUNNSØKONOMISKE ANALYSER .....	35
<b>DEL II – PRAKTISK GJENNOMFØRING AV SAMFUNNSØKONOMISKE ANALYSER I ENERGISEKTOREN.....</b>	<b>37</b>
II.1 GENERELT OM NYTTEKOSTNADSANALYSE AV ENERGIPROSJEKTER .....	38
II.1.1 Beskrivelse av prosjekt og alternativer .....	38
II.1.2 Forutsetninger for analysen .....	38
II.1.3 Nyttесiden .....	39
II.1.4 Investerings- og driftskostnader .....	39
II.1.5 Oppsummering/konklusjon .....	40
II.2 PRODUKSJON AV ELEKTRISITET.....	41
II.2.1 Beskrivelse av prosjektet og alternativene .....	41
II.2.2 Forutsetninger .....	42
II.2.3 Nyttесiden .....	43
II.2.4 Investerings- og driftskostnader .....	45
II.2.5 Oppsummering og konklusjon .....	47
II.3 TILTAK I ELNETTET .....	49
II.3.1 Beskrivelse av prosjektet og alternativene .....	49
II.3.2 Forutsetninger .....	50
II.3.3 Nyttесiden .....	50
II.3.4 Investerings- og driftskostnader .....	56
Investeringskostnader .....	56
II.3.5 Oppsummering og konklusjon .....	57
II.4 VARMEENERGI .....	59
II.4.1 Beskrivelse av prosjektet og alternativene .....	59
II.4.2 Forutsetninger .....	60
II.4.3 Nyttесiden .....	60
Positive eksterne effekter .....	62
II.4.4 Investerings- og driftskostnader .....	63
II.4.5 Oppsummering og konklusjon .....	64
II.5 ENERGISPARING OG SLUTTBRUKERTILTAK .....	66
II.5.1 Beskrivelse av prosjektet og alternativene .....	66
II.5.2 Forutsetninger .....	67
II.5.3 Nyttесiden .....	68
II.5.4 Investerings- og driftskostnader .....	71
II.5.5 Oppsummering og konklusjon .....	72

## A. Sammendrag

Som forvaltningsmyndighet er det forventet at NVE skal gjennomføre samfunnsøkonomiske vurderinger av tiltak i energisektoren. I denne håndboken beskrives fremgangsmåten for analysene. Dokumentet er i hovedtrekk basert på *NOU 1997:27 "Nyttetekostnadsanalyser"* og *FIN 2000 "Veileder i samfunnsøkonomiske analyser"*. Begrepet "energiprojekt", som blant annet inkluderer aktiviteter innen kraftnett, kraftproduksjon og sluttbruk, omfatter tiltak som har svært ulike målsetninger og virkninger. Dette gjør det vanskelig å benytte et felles analyseopplegg som dekker alle typer energiprojekter. Vi har derfor delt energiprojekter inn i "kraftproduksjon", "krafttransport", "varmeproduksjon" (inkludert transport) og "sluttbrukertiltak".

### **Samfunnsøkonomisk lønnsomhet**

Samfunnsøkonomiske analyser (SØA) er basert på mikroøkonomi, og formålet med analysen er vurdere i hvilken grad et tiltak bidrar til å øke velferden for samfunnet. Analysen kan både være til hjelp for å vurdere om et enkelt tiltak bør gjennomføres eller ikke, og til å foreta valg mellom alternative tiltak.

En SØA skal i prinsippet ta med alle verdier som skapes og anvendes av prosjektet i hele dets levetid. Fremtidige virkninger neddiskonteres ved hjelp av kalkulasjonsrenten, og alle virkninger verdsettes ved hjelp av kalkulasjonspriser. Kalkulasjonspriser fastsettes på grunnlag av ressursenes verdi i beste alternative anvendelse, kalt alternativverdien. Alternativverdien gir oss en sammenheng mellom markedspris, avgifter og eksterne effekter.

Praktisk bruk av velkjent teori viser seg imidlertid ofte å være problematiske. Det er for eksempel vanskelig å fastsette kalkulasjonspriser når vi ikke har markedspriser å forholde oss til, noe som oftest er tilfelle med miljøinngrep. Det er også vanskelig å sammenligne negative virkninger for en del av samfunnet i forhold til positive virkninger for andre. Likeledes er det problematisk å avgrense omfanget av en SØA for prosjekter som inngår i samspill med mange andre tiltak (som ikke en gang nødvendigvis er lokalisert på samme punkt i tid). Verdsetting av miljø, fordelingsvirkninger og avhengighet mellom prosjekter i nettverkssystemer er bare noen få eksempler på elementer som bidrar til usikkerhet innen SØA. En SØA bør derfor ikke betraktes som uttømmende, men som en viktig del av et bredere beslutningsgrunnlag.

Etter liberaliseringen på begynnelsen av 90-tallet har det norske kraftmarkedet blitt et fritt marked der private aktører foretar investeringer basert på vurderinger av bedriftsøkonomisk lønnsomhet. En viktig begrunnelse for liberaliseringen var at markedet skulle stimulere til mer effektiv ressursanvendelse innen energisektoren. Man kan derfor stille spørsmål ved om myndighetene skal stille krav om samfunnsøkonomisk lønnsomhet ved energiprojekter.

Et marked kan bare sikre effektiv ressursbruk dersom alle aktørene er stilt ovenfor samfunnsøkonomisk korrekte priser. Siden dette forutsetter at det ikke forekommer markedssvikt, er det bare i et "fullkomment frikonkurransemarked" at det vil være entydig samsvar mellom beslutninger basert på bedriftsøkonomisk og samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Eksterne effekter og andre former for markedssvikt fører til at aktørene i energisektoren ikke er stilt overfor samfunnsøkonomisk korrekte priser og vil derfor, om de overlates til seg selv, velge løsninger som ikke er samfunnsøkonomisk optimale. Dette vil påføre samfunnet et velferdstap. Eksterne effekter og andre former for markedssvikt tilsier at myndighetene bør stille krav om samfunnsøkonomisk lønnsomhet i energisektoren.

Nyttekostnadsanalyse (NKA) og kostnadseffektivitetsanalyse er de to vanlige formene for samfunnsøkonomisk analyse. I en NKA beregner vi differansen mellom de samlede fordeler og ulemper målt i penger. Dette gir tiltakets nettonåverdi, og positiv nettonåverdi tilsier at prosjektet er samfunnsøkonomisk lønnsomt. I en kostnadseffektivitetsanalyse måles bare tiltakets kostnader. Kostnadseffektivitetsanalyse forutsetter dermed at det eksisterer en gitt målsetning for prosjektet og at alle alternativene som vurderes oppfyller den samme målsetning (uten å medføre ytterligere nytteverdi).

Til forskjell fra NKA, kan kostnadseffektivitetsanalyse ikke si noe om prosjektets samfunnsøkonomisk lønnsomhet, kun hva som er prosjektets kostnader i forhold til alternativene. Som hovedregel bør man derfor gjennomføre en NKA dersom dette er mulig, eller dersom det ikke finnes gode grunner for noe annet.

Prosjektets nettonåverdi til er lik differansen mellom de samlede nyttevirksomheter (N) og kostnader. Kostnadene omfatter investeringskostnader (I), driftskostnader (D) og eksterne effekter (U). Virkningene vil falle på ulike tidspunkter (t) og må neddiskonteres til et felles tidspunkt ved hjelp av kalkulasjonsrenten (r).

$$NN = \sum_{t=0}^n \frac{N_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{D_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{U_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+r)^t}$$

Nyttesiden består av verdien av prosjektets produksjon, eventuelle positive eksternaliteter og anleggets restverdi når analyseperioden er kortere enn prosjektets fysiske levetid.

Investeringskostnad omfatter vanligvis lønnskostnader og kostnader forbundet med bruk av maskiner og utstyr, vareleveranser, drivstoff og alle andre nødvendige komponenter i anleggsperioden. Driftskostnadene omfatter kostnadselementer som påløper ved drift av anlegget. Investeringskostnadene er en fast kostnad og driftskostnadene er variable. Eksterne effekter omfatter alle ulempene prosjektet påfører natur og brukerinteresser i anleggs- og driftsperioden, og kan derfor både medføre faste og variable kostnader.

Nytteverdi og kostnader er ofte usikre. For å kompensere for dette benyttes forventningsverdier som anslag på nytte- og kostnadselementene og en risikopremie legges inn i kalkulasjonsrenten. Kalkulasjonsrenten tar hensyn til konjunkturavhengig usikkerhet, mens forventningsverdiene håndterer usikkerhet knyttet til prosjektspesifikke forhold.

Ethvert samfunnsøkonomisk lønnsomt prosjekt bør i utgangspunktet gjennomføres. Dette er imidlertid vanligvis ikke mulig, for eksempel fordi investeringsbudsjett er begrenset eller fordi enkelte prosjekter er gjensidig utelukkende. Begrensninger som hindrer gjennomføring av samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter fører til at vi gjennomfører de prosjektene som gir mest nytte pr. enhet av den begrensede ressursen, for eksempel investeringskroner. Nyttekostnadsbrøken er den vanligste metoden for å finne fram til disse. Prosjektet er samfunnsøkonomisk lønnsomt dersom nyttekostnadsbrøken er større en 0, og alternativer velges etter fallende nyttekostnadsbrøk (N/K).

$$N/K = \frac{N - I - D - U}{I + D}$$

### **Vanlige nytte- og kostnadselementene ved energiprosjekter**

Vi har delt energiprojektene inn i de 4 kategoriene kraftproduksjon, krafttransport, varmeproduksjon (inkludert transport) og sluttbrukertiltak. Nyttensiden består av de verdier som skapes av prosjektet, og kostnadssiden består av investeringskostnader, driftskostnader og miljøkostnader. Kostnads- og nytteelementene skal verdsettes ved hjelp av alternativverdimetoden.

Innen hver enkelt prosjektkategori finnes det flere ulike positive virkninger som det bør tas hensyn til ved verdsetting av prosjektet. De mest relevante nyttevirkningene fra de fire prosjektkategoriene er oppgitt i tabellen under.

<b>Produksjon av kraft</b>	<b>Levert elektrisitet</b>	<b>Bidrag til reguleringsevne</b>	<b>Restverdi</b>	<b>Positive eksterne effekter</b>
Elnett	<i>Reduksjon i avbruddskostnader</i>	<i>Redusert nettap og flaskehalskostnader</i>	<i>Restverdi</i>	<i>Positive eksterne effekter</i>
Produksjon av varme	<i>Levert varme</i>	<i>Leveringsprofil</i>	<i>Restverdi</i>	<i>Positive eksterne effekter</i>
Sluttbrukertiltak	<i>Spart energi</i>	<i>Bidrag til reguleringsevne</i>	<i>Restverdi</i>	<i>Positive eksterne effekter</i>

#### *Nyttevirkinger fra energiprosjekter*

På grunn av manglende empirisk grunnlag er det imidlertid ikke mulig å verdsette positive eksterne effekter. Restverdien beregnes som den neddiskonterte verdi av den gjenstående verdi av anlegget mellom analyseperiodens utløp og prosjektets fysiske levetid beregnet etter en lineær avskrivning over prosjektets fysiske levetid.

De øvrige nyttevirkningene, bortsett fra reduserte avbruddskostnader og varmeproduksjon, verdsettes ved hjelp av Samkjøringsmodellen dersom den årlige produksjonen er over 1 TWh, eller ved hjelp av faste kalkulasjonspriser og lastfordelingsprofiler dersom anleggets produksjon er under 1 TWh. Varmeproduksjon verdsettes ved hjelp av faste kalkulasjonspriser og lastfordelingsprofiler uavhengig av størrelsen på produksjonen. Reduserte avbruddskostnader verdsettes etter egen formel.

Investerings- og driftskostnader beregnes med utgangspunkt i bruk av materiell, arbeidskraft, transport, grunnerstatninger og andre varer og tjenester. Kostnader verdsettes ved alternativverdi og volumene fastsettes på bakgrunn av opplysninger fra prosjekteier. Dersom det ikke foreligger gode kostnadsopplysninger fra prosjekteier, benyttes normtall basert på følgende kilder:

	<b>Investeringskostnader</b>	<b>Driftskostnader</b>
Produksjon av kraft	<i>NVE-håndbok nr. 2/2000 eller 3/2000</i>	<i>1% av investeringskostnad/år</i>
Elnett	<i>NVE-publikasjon nr. 26/1998</i>	<i>1,5% av investeringskostnad/år</i>
Produksjon av varme	<i>NVE-håndbok nr. 2/2002</i>	<i>2% av investeringskostnad/år</i>
Sluttbrukertiltak	<i>Ingen normtall</i>	<i>Ingen normtall</i>

#### *Kostnadssiden ved energiprosjekter*

Det empiriske grunnlaget for å fastlegge miljøkostnader er begrenset. Dette har ført til at vi ikke anbefaler å bruke miljøkostnader direkte i samfunnsøkonomiske analyser av energiprojekter. En forenklet miljøvurdering bør imidlertid gjennomføres ved å beregne en miljøindeks. Miljøindeksen formuleres slik at vi måler hvilke miljøkostnad prosjektet tåler før nettonåverdien av prosjektet er lik null.

Nytte- og kostnadskomponentene påløper på ulike tidspunkter i prosjektperioden, og for å gjøres sammenlignbare over tid må disse neddiskonteres til et felles tidspunkt ved hjelp av en kalkulasjonsrente. Ved store eller viktige enkeltprosjekter skal det foretas egne anslag på kalkulasjonsrente, mens det ved mindre prosjekter brukes standardiserte rentesatser inndelt i forhåndsdefinerte risikoklasser. Innen hver risikoklasse benyttes en kalkulasjonsrente på 4, 6 eller 8% med basis i en risikofri rente på 3,5% og et risikoavhengig tillegg på 0,5, 2,5 eller 4,5%. Standardiserte satser for kalkulasjonsrente er vist i tabellen under.

Kategori:	Omfatter:			
Kraftproduksjon	Vannkraft 8 %	Vindkraft 8 %	Gasskraft 7 %	
Kraftnett	Innmatingslinjer 8%	Hoved-, og distribusjonsnett 6%		
Fjernvarme	Bio 6 % - 8 % *	Varmepumpe 8 %	Spillvarme 6 %	Olje/gass 8 %
Sluttbruker- /enøktiltak	6 % - 8 % **			

\* 6 % for prosjekter som dekker et deponeringsbehov, 8% i alle andre biovarmeprosjekter

\*\* 6 % dersom tiltaket gir en klar miljøfordel, 8% ved alle andre tiltak

### *Kalkulasjonsrente til bruk ved vurdering av energiprojekter*

## B. Bakgrunn

Som forvaltningsmyndighet er det forventet at NVE skal gjennomføre samfunnsøkonomiske vurderinger av tiltak i energisektoren. I denne håndboken beskrives fremgangsmåten for å gjennomføre disse analysene. Dokumentet er i hovedtrekk basert på NOU 1997:27 "Nyttekostnadsanalyser" og FIN 2000 "Veileder i samfunnsøkonomiske analyser". De to grunnlagsdokumentene beskriver imidlertid analyser av offentlige prosjekter, mens de fleste prosjekter innen energisektoren privatfinansiert. Det har derfor, på enkelte områder<sup>1</sup>, vært nødvendig å avvike noe fra anbefalingene i de to grunnlagsdokumentene.

Den foreliggende håndboken bør oppdateres regelmessig. Oppdateringen bør blant annet omfatte nye anslag på referansebane, miljøkostnader og kalkulasjonspriser som ligger til grunn for analysene. Den grunnleggende fremgangsmåten bør i tillegg revideres etter hvert som man vinner erfaring med anvendelsen og etter hvert som bedre verktøy og modeller utvikles og tas i bruk.

En samfunnsøkonomisk analyse følger relativt stringente "regler" fra økonomisk teori, men det følger likevel problemer av teoretisk, praktisk og datamessig art med anvendelse av

<sup>1</sup> I FIN 2000 er det for eksempel et poeng at offentlige prosjekter som konkurrerer med private prosjekter bør behandles ulikt prosjekter innen offentlig enerettsproduksjon. Siden energiprojekter i all hovedsak er privat finansiert er en slik inndeling lite aktuell.



metoden. Usikkerhet i kvantifisering av miljø- og fordelingsvirkninger<sup>2</sup> samt håndtering av avhengighet mellom prosjekter<sup>3</sup> i et nettverk er vanlige eksempler på dette. En samfunnsøkonomisk analyse bør derfor ikke oppfattes som et uttømmende grunnlag for en beslutning, særlig i de tilfeller der tiltaket er politisk kontroversielt. Analysen kan likevel bidra med sentral informasjon om prosjektets virkninger for samfunnet, og det er viktig å benytte klare objektive vurderingskriterier.

Miljøkostnader er en viktig del av en samfunnsøkonomisk analyse, spesielt innen energisektoren. Det finnes imidlertid ikke tilstrekkelig robuste estimater på miljøkostnader til bruk i NVEs analyser. Dette skyldes hovedsakelig at det ikke finnes mange nok analyser av miljøkostnader for å kunne generalisere. Hensynet til miljø utgjør for øvrig allerede en tungtveiende del av NVE's vurdering av energiprojekter, men miljøvirkningene blir kun behandlet kvalitativt. NVE bør dermed ta et initiativ til å fremskaffe bedre data som i fremtiden kan gjøre det mulig til en viss grad å vurdere miljøkostnader i samfunnsøkonomiske analyser.

I de to påfølgende kapitler diskuteres først behovet for samfunnsøkonomiske analyser i energisektoren, deretter omtales ulike typer prosjekter innen energisektoren gjennom de typiske egenskaper disse innehar.

Resten av dokumentet har deretter følgende struktur. I del I gis en kortfattet fremstilling av de viktigste prinsippene for samfunnsøkonomisk analyse. Dette kan med fordel studeres i mer detalj for eksempel i Berg & Sørvik (1995), Hagen (2000) eller Zerbe & Diverly (1994). I del II gjennomgås praktisk gjennomføring av nyttekostnadsanalyse av prosjekter innen energiproduksjon, transport og sluttbrukertiltak. Vi har laget enkle eksempler innen hver kategori.

## **C. Samfunnsøkonomisk analyse i energisektoren**

Det norske markedsbaserte system for produksjon, forbruk og omsetning av kraft ble innført gjennom ny energilov i 1990. Intensjonen var å legge til rette for leveringssikkerhet og effektiv ressursbruk i energisektoren, og det er opp til forvaltningsmyndighetene å foreta den praktiske oppfølging av loven. I tråd med intensjonen bør forvaltningen bidra til å skape rammer for at ressursbruken styres av hensynet til samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

En del av energimarkedets oppgave er som nevnt å ivareta leveringssikkerhet. Vi kan derfor ikke diskutere effektiv ressursbruk uten å vurdere markedets håndtering av leveringssikkerhet. I teorien vil et velfungerende marked fastsette en pris som gir likevekt mellom tilbud og etterspørsel og dermed opprettholde leveringssikkerhet gjennom prisme mekanismen. I et vannkraftbasert system som det norske, vil imidlertid varierende tilsig kunne medføre store prissvingninger innen og mellom år. Markedet vil dermed bare kunne sies å være tilstrekkelig for å opprettholde leveringssikkerhet i den grad samfunnet aksepterer store prissvingninger på kraft.

De fleste energiprojekter er privat finansiert, og vi må kunne anta at bare prosjekter som er bedriftsøkonomisk lønnsomme blir gjennomført. Klassisk økonomisk teori forteller oss at et fullkomment frikonkurransemarked<sup>4</sup> er økonomisk effektivt og dermed optimalt i

---

<sup>2</sup> Fordelingsvirkninger er imidlertid mer et spørsmål om å vurdere utfallet av analysen opp mot en samfunnsmessig velferdsfunksjon, og ikke først og fremst et problem ved anvendelsen av metoden som sådan.

<sup>3</sup> Vi tenker her på at lønnsomheten i et gitt prosjekt kan påvirkes av, eller selv påvirke lønnsomheten i andre prosjekter (se for eksempel Jensen & Minken, 1997).

<sup>4</sup> De viktigste trekkene som kjennetegnes perfekt frikonkurransemarked er at det ikke finnes markedssvikt, slik som begrensninger på entre i markedet, markedsmakt, og forekomst av eksterne effekter (nettverksvirkninger, miljø) og mangelfull informasjon.

samfunnsøkonomisk forstand. Siden samfunnsøkonomisk optimalitet oppnås gjennom aktørenes profitt- og nyttemaksimerende atferd, vil det være "enighet" mellom beslutninger basert på bedriftsøkonomisk og samfunnsøkonomisk lønnsomhet (forskjellen på disse to begrepene er diskutert i kap. 1.4).

Et fritt marked vil dermed både kunne sikre effektiv ressursbruk og leveringsikkerhet dersom det ikke forekommer markedssvikt og dersom store prissvingninger aksepteres. I et slikt marked vil det være samsvar mellom beslutninger basert på bedriftsøkonomisk og samfunnsøkonomisk lønnsomhet, og dermed unødvendig å stille tilleggskrav utover at prosjekter skal være bedriftsøkonomisk lønnsomme. På denne bakgrunn er det grunn til å spørre om det bør stilles noe tilleggskrav om samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

I energisektoren finnes det imidlertid både eksterne effekter<sup>5</sup> og andre former for markedssvikt som fører til at aktørene ikke stilles overfor de samfunnsøkonomisk korrekte priser. Aktørene vil derfor velge løsninger som ikke er samfunnsøkonomisk optimale. Når forutsetningene for fullkommen frikonkurranse ikke er til stede, er det dermed ikke sammenfall mellom bedriftsøkonomisk og samfunnsøkonomisk optimalitet. Dette fører til et velferdstap for samfunnet, og fører til at offentlig inngrep kan være nødvendig. Eksistens av markedssvikt er derfor grunnen til at myndighetene bør stille et tilleggskrav om samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

Markedssvikt kan for eksempel skyldes utøvelse av markedsrett eller forekomst av eksterne effekter. Innen energisektoren kan eksempler på markedssvikt være:

- Naturlig monopol i nett
- Negative eksterne effekter som miljøinngrep og utslipp
- Dårlig samsvar mellom elspotområder og fysiske flaskehalser som medfører mangelfull prising av fysisk kapasitet
- Husholdssiden agerer ikke momentant i sluttbrukermarkedet og bidrar til ufullstendig prising av effekt
- Økende markedskonsentrasjon som kan gi muligheter for å utøve markedsrett
- Insentivstrukturen ved systemansvaret gir ufullstendige insentiver for å vurdere nettutbygging mot alternative tiltak
- Fiskale skatter og avgifter kan gi prisvridninger

## D. Energiprosjekter

NVE har forvaltningsoppgaver etter energi- og vassdragslovgivningen samt rådgivnings- og analyseoppgaver overfor departementer, bransje og allmennhet. De energifaglige forvaltningsoppgavene omfatter konsesjonsbehandling, tilsyn og arbeid med forskrifter etter energilovgivningen, samt monopolregulering og indirekte overvåking av kraftmarkedet. Oppgavene innen energifaglig rådgivning og analyse spenner over et bredt område fra datainnsamling, ressursoversikter og analyse av konkrete energiløsninger til helhetlige konsekvensanalyser av tiltak i energisystemet. Hele den stasjonære delen av energisektoren, inkludert produksjon, distribusjon og forbruk av kraft og varme, faller dermed innenfor NVEs arbeidsfelt.

---

<sup>5</sup> Vi har en ekstern effekt når en handling påvirker andres nytte eller profitt uten at den som utfører handlingen tar hensyn til dette. Selv om en ekstern effekt både kan være positiv eller negativ for dem som utsettes for den, blir eksterne effekter vanligvis knyttet til negative virkninger. De vanligste eksemplene på negative eksterne effekter er forurensning, støy og andre miljøskader. Nettverkseksternaliteter kan være positive og negative.

Kategori:	Omfatter:		
Kraft	Vann	Vind	Fossil (Gass)
Varme <sup>7</sup>	Biobrensel og Spillvarme	Varmepumpe	Fossil
Elnett	Innmating	Fordelingsnett <132 KV	Transittnett ≥132 KV
Sluttbrukertiltak			
Gassnett <sup>6</sup>			

### *Inndeling av energiprosjekter*

Begrepet "energiprojekt" omfatter aktiviteter som ikke uten videre kan sidestilles og er dermed noe upresist. Kraftproduksjon skiller seg for eksempel vesentlig fra transport av energi, både med hensyn på nytte- og kostnadselementer. Dette gjør det vanskelig å lage en enkel og omforent fremgangsmåte for nyttekostnadsanalyse av alle typer energiprojekter. Vi deler derfor prosjekter inn i energiproduksjon, energitransport og sluttbrukertiltak. På grunn av kvalitative og miljømessige forskjeller har vi også sett det som formålstjenlig å skille mellom produksjon av varme (inkl transport<sup>7</sup>) og produksjon av elektrisitet. Kategoriseringen av energiprojekter blir dermed som i tabellen over.

Forskjellige deler av kraftnettet har til dels ulike funksjoner. Innmatingslinjer har for eksempel til hensikt å mate produksjon inn på nettet, noe som gjør det naturlig å se disse som en del av kraftproduksjonen. Funksjonen til fordelingsnettet, som omfatter distribusjonsnettet og deler av regionalnettet, er å transportere kraft fra transittnettet til sluttbruker. Vi regner linjer og kabler opp til og med 132 kV som deler av fordelingsnettet. Til forskjell fra transittnettet blir det av ulike årsaker ikke beregnet flaskehals i fordelingsnettet pr. i dag. Kabler og linjer over 132 kV blir her oppfattet som "transittnett". Hensikten med transittnettet er å transportere elektrisk kraft mellom landsdeler og mellom land. Til forskjell fra fordelingsnettet, blir det beregnet flaskehals i transittnettet.

Ved energiproduksjon er det viktig å ta hensyn til produksjonskapasitet og reguleringsevne. I et magasinkraftverk kan man for eksempel velge tidspunktet for produksjon dels uavhengig av tilsiget, mens produksjonstidspunktet i et vindkraftanlegg vil avhenge av når det blåser. Den samfunnsøkonomiske verdi av energi maksimeres ved at produksjonen allokteres slik at energi brukes på det stedet, i den anvendelse og på det tidspunktet avkastningen er høyest. Muligheten til å tilpasse energiproduksjonen over tid i tråd med forbruksmønsteret vil dermed bidra til å øke verdien av kraft. God reguleringsevne vil med andre ord øke verdien av energi.

Vannkraft produseres både i elvekraftverk og i magasinkraftverk. Et magasinkraftverk har stor frihet til å fordele produksjonen over året etter behov slik at kraftproduksjonen kan optimeres over tid. I vannkraftverk uten magasin er produksjonen derimot prisgitt tilsiget, og verket har bare indirekte virkninger på systemets reguleringsevne. Vindkraft vil på tilsvarende måte være prisgitt vindforholdene, og bare indirekte virke på reguleringsevnen. Vindkraften har imidlertid en gunstig årsprofil ved at den bidrar med størst produksjon om vinteren da forbruket er størst. Siden både uregulert vannkraft og vindkraft bidrar til å øke usikkerheten i systemet mer enn et magasinkraftverk, vil vindkraft og uregulert elvekraft ha mindre potensial for verdiskaping enn magasinkraft.

<sup>6</sup> Gassnett ligger foreløpig ikke under NVEs formelle ansvarsområde, men er tatt med i dette kapitlet av helhetsgrunner.

<sup>7</sup> På grunn av lite utbygd infrastruktur for fjernvarme i Norge, er det pr. i dag lite aktuelt å investere i anlegg for varmeproduksjon uten samtidig å bygge opp et fordelingsnett for varmen.

Fossil kraftproduksjon betyr i norsk sammenheng gasskraft. Reguleringsevnen i et gasskraftverk begrenses av redusert virkningsgrad ved delast og høye start- og stoppkostnader. Et stort gasskraftverk vil for eksempel, på grunn av lave brenselkostnader, kjøres jevnt over året og må betraktes som grunnlast. Med hensyn på reguleringsevne er dette mindre gunstig enn et magasinkraftverk, men vesentlig bedre enn mer uforutsigbare vind- og elvekraftverk. Et gasskraftverk vil i tillegg virke stabiliserende i et tørrår ved at produksjonsbidraget er uavhengig av vanntilsiget.

Oppsummeringsvis har magasinkraftverk best reguleringsevne. Gasskraft har forutsigbar produksjonsprofil, men mer kostbar reguleringsevne enn magasinkraftverk. Uregulert vannkraft og vindkraft er relativt uforutsigbare energikilder som krever backupløsning.

Ved varmeproduksjon er reguleringsevne og forutsigbarhet oftest god. Et unntak er spillvarme fra varmekraftverk som i utgangspunktet vil ha reguleringsevne tilsvarende kraftverket. Det er imidlertid til en viss grad mulig å øke regulerbarheten ved hjelp av varmtvannslager.

Som nevnt vil verdien av energi øke når den kan benyttes i anvendelser med høy avkastning. Begrenset bruksområde reduserer muligheten til å allokere energi til anvendelser med høy avkastning. Varme har et mer begrenset anvendelsesområde enn elektrisitet. (Det er for eksempel alltid mulig å omdanne elektrisitet til varme, men oftest ikke motsatt.) Elektrisk kraft, som er den mest anvendbare energien har dermed høyere potensial for verdiskapning enn varmeenergi. Denne kvalitetsforskjellen gjør elektrisitet mer verdifull enn varme.

Ulike energibærere og energiprojekter skiller seg vesentlig innen miljøvirkninger. Miljølempen ved bruk av fossil energi er først og fremst knyttet til utslipp. Miljølempene ved linjer, kabler og vann- og vindkraft er hovedsakelig knyttet til naturinngrep og estetikk. Produksjon av varme for å erstatte elektrisitet til oppvarmingsformål, kan for eksempel gi lave utslipp og relativt beskjedne naturinngrep, dersom varmen produseres fra biobrensel eller genereres ved hjelp av en varmepumpe. Men varme produsert ved hjelp av fossil energi vil ikke gi noen stor utslippsfordel. Det er ikke åpenbart hvilke miljøinngrep som er minst ønskelige.

For å finne den samfunnsøkonomisk beste løsningen på et problem er det oftest ikke tilstrekkelig å kun finne den mest kostnadseffektive utformingen av et bestemt tiltak, men også å finne frem til det tiltaket blant mange alternativer som gir høyest mulig velferdsforbedring. Hvis man for eksempel står overfor et lokalt knapphetsproblem, er det gjerne mest nærliggende å vurdere en linjeforsterkning med dimensjonering, trasé og linjetype som gir lavest mulige samfunnsøkonomiske kostnader. I en samfunnsøkonomisk analyse bør man imidlertid også vurdere om alternative prosjekter, som for eksempel lokal energiproduksjon eller sluttbrukertiltak kan gi en bedre løsning enn nettforsterkningen. Valg av prosjektalternativer er generelt knyttet til spørsmålet om hvilke typer prosjekter som kan erstatte hverandre i ulike deler av energisektoren.

Målet er å fremskaffe energi til lavest mulig samfunnsøkonomisk kostnad, med tilstrekkelig høy grad av sikkerhet og med naturinngrep av akseptabelt omfang. Til å nå dette målet må energi produseres og transporteres. Vi kan i prinsippet tenke oss at det befinner seg en energikilde i tilknytning til hvert forbrukspunkt slik at all energi produseres der den brukes. Dette ville gi lite behov for energitransport. På andre siden kan energi produseres i ett sentralt anlegg og transporteres til alle forbrukspunkter gjennom et transportnett. De to ytterpunktene er ment å illustrere at energiproduksjon og energitransport i prinsippet er alternativer, selv om dette i praksis vil fremstå som en begrenset valgmulighet. Valg mellom lokal produksjon og transport bør dessuten tas ut ifra hva som er samfunnsøkonomisk mest effektivt i hvert enkelt tilfelle, og må derfor sees på bakgrunn av kunnskaper om økonomiske, tekniske og miljømessige egenskaper ved hvert alternativ i det enkelte tilfellet.

prosjekter innen samme kategori vil normalt være substituerbare fordi formålet med prosjektet vil være mer eller mindre det samme. Prosjekter fra ulike kategorier kan for øvrig være alternativer selv om formålet er forskjellig. Som eksempler kan vi forestille oss at (sluttbruker)tiltak som reduserer energibruken kan erstatte økt produksjon eller nettförsterkning, og fjernvarme kan erstatte elektrisk oppvarming. Det vil altså være slik at varme i noen sammenhenger er alternativ til elektrisitet til oppvarmingsformål, lokal energiproduksjon vil ofte være et alternativ til nettförsterkning, og sluttbrukertiltak vil kunne være alternativ til produksjon og transport. Valg av alternativ bør som hovedregel være et spørsmål om hva som er samfunnsøkonomisk mest lønnsomt i det enkelte tilfellet. Men i praksis vil det ofte være begrensninger på de teknisk/økonomiske mulighetene for ulike alternativer, slik at de reelle alternativene derfor må vurderes fra sak til sak.

Tradisjonelt er det forskjellige aktører som foretar investeringer innen ulike deler av sektoren. Grovt forenklet vil nettselskaper investere i nett, kraftforetak investere i kraftproduksjon og sluttbrukere gjennomføre enøktiltak. Aktørene sitter med ulik informasjon og ekspertise og velger gjerne mellom investeringsmuligheter innen sitt fagområde. Dette kan medføre at man ikke får utløst det samfunnsøkonomisk beste tiltaket fordi aktørene innen dette området ikke ønsker å investere utenfor sitt eget fagområde. Hovedproblemet vil i så fall være at insentivene ikke virker.

## Del I – Prinsipper for samfunnsøkonomisk analyse

Formålet med en samfunnsøkonomisk analyse (SØA) er å finne ut om et tiltak bidrar til å øke velferden for samfunnet. Det er derfor hovedsakelig samfunnet, representert ved offentlige myndigheter, som ønsker å gjennomføre en SØA. Analysen vil både kunne være til hjelp for å vurdere om et tiltak bør gjennomføres eller ikke, og til å foreta valg mellom alternative tiltak. Alle tiltak skal i prinsippet vurderes fra "vugge til grav".

Nyttekostnadsanalyse (NKA) er den mest vanlige formen for samfunnsøkonomisk analyse. I en NKA fremkommer velferdsvirkningene av et tiltak som differansen mellom de samlede fordeler og ulemper målt i penger. Dette kalles også prosjektets samfunnsøkonomiske lønnsomhet eller nettonytte.

Kostnadseffektivitetsanalyse benyttes dersom det er vanskelig eller ikke ønskelig å verdsette nytten av et tiltak målt i penger. Kostnadseffektivitetsanalyse forutsetter at det eksisterer en gitt målsetning for prosjektet og at alle alternativene som vurderes oppfyller den samme målsetning uten å medføre ytterligere nytteverdi. Kostnadseffektivitetsanalyse kan for eksempel brukes dersom prosjektet skal oppfylle gitte standarder eller regler på mest mulig kostnadseffektiv måte. Tiltak innen eldreomsorg, forsvar, skole/utdanning og grunnforskning er eksempler på tiltak det er vanskelig, eller direkte urimelig å verdsette, men der det likevel er ønskelig å finnes frem til det mest kostnadseffektive alternativet.

Til forskjell fra nyttekostnadsanalyse kan kostnadseffektivitetsanalyse ikke si noe om prosjektets samfunnsøkonomisk lønnsomhet (differansen mellom fordeler og ulemper). Kostnadseffektivitetsanalysen kan derfor ikke si om tiltaket som sådan er en fordel eller ulempe for samfunnet eller på hvilket tidspunkt tiltaket bør gjennomføres.

## I.1 Rammebetingelser

Når et tiltak gjennomføres, er dette i en samfunnsmessig kontekst som helt eller delvis bestemmes av myndigheter, aktører i bransjen og av internasjonale forhold. Konteksten består av en rekke enkeltfaktorer som er å betrakte som relevante rammebetingelser for prosjektet. Rammebetingelsene vil typisk kunne omfatte regler, normer og underliggende trender (markedsutvikling). Siden prosjekter i energisektoren typisk har en levetid på 25 til 40 år, er det viktig å få frem hvilke kontekst vi setter prosjektet inn i.

Rammebetingelsene omfatter forhold som vil kunne få avgjørende betydning for den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av et gitt prosjekt. For å være sammenlignbare, må derfor rammebetingelsene være de samme for alle alternativene innen en analyse. Dersom vi også skal kunne sammenligne lønnsomhet mellom ulike prosjekter som er plassert på ulike tidspunkter i tid, må vi fastlegge rammebetingelser som er konsistent over tid. Det er altså viktig å fastlegge klare og entydige rammebetingelser slik at vi beholder konsistens og forutsigbarhet for alle prosjekter og alternativer som vurderes over tid.

Det er ikke mulig å ta hensyn til alt som kan inntreffe, og det er heller ikke mulig å fastlegge relevante rammebetingelser med 100% sikkerhet. Det er derimot viktig at vi finner frem til de mest relevante forhold og sannsynlige utviklingstrekk og beskriver disse på en mest mulig konsistent, og forhåpentligvis treffsikker måte. Forhold som er svært usikre bør utelates.

***Rammebetingelser som skal ligge bak alle samfunnsøkonomiske analyser i NVE bør fastlegges på årlig basis. En klargjøring av rammebetingelser bør omfatte:***

- Politiske rammer og styringssignaler inkl lover og forskrifter***
- Eksisterende og forventete miljøkrav***
- Forventet utvikling i landets næringsstruktur***
- Forventet markedsutvikling (priser og inntekt)***
- Eksisterende og forventete avgifter***
- Teknologisk utvikling***
- Utvikling av det europeiske energimarked, regulering, systemansvar og integrasjon.***

## I.2 Valg av alternativer

I en SØA finnes det alltid minst to alternativer, utviklingen med og uten et prosjekt. Blant alternativene skal vi velge ut et som alle andre alternativer skal sammenlignes mot kalt nullalternativet. Som nullalternativ benyttes vanligvis "den mest sannsynlige utvikling uten prosjektet".

I praksis regner vi ikke ut virkningene både i prosjektalternativet og i nullalternativet, men differansen mellom hvert enkelt prosjektalternativ og nullalternativet (kalt et differanseprosjekt). Når vi beregner nettoytten for et gitt alternativ i forhold til nullalternativet kan det dermed teknisk sett se ut som om vi bare har ett alternativ og har sett bort fra nullalternativet.

Det er ofte ønskelig å utrede flere løsninger og alternativer til et prosjekt. Dette kan for eksempel dreie seg om å både utrede lokal elproduksjon og sluttbrukertiltak som alternativ til en ny kraftlinje. Som en hovedregel er det fordelaktig å utrede flere

alternativer. På den andre siden er dette svært ressurskrevende og det finnes i prinsippet et uendelig antall alternativer. Man bør åpenbart ikke utrede så mye at kostnaden ved utredning overstiger gevinsten av å velge det beste prosjektet.

Ved valg av alternativer som skal utredes finnes det ikke noen teoretiske sannheter. Vi kan imidlertid holde oss til en regel, alternativene som utredes bør være realistiske i betydningen teknisk, politisk/miljømessig og finansieringsmessig mulige.

Vi bør være spesielt oppmerksom på at det vil være uheldig å si nei til et samfunnsøkonomisk lønnsomt prosjekt i en konsesjonssak fordi det eksisterer et mer lønnsomt alternativ, uten at man er sikker på at noen er interessert i å finansiere dette. Man vil da stå i fare for å gå glipp av en samfunnsøkonomisk lønnsom investering, og det kan bli oppfattet slik at NVE er ansvarlig for gjennomføring av det mest lønnsomme alternativet. Man bør imidlertid være sikker på at et mer lønnsomt alternativ ikke lar seg finansiere, før det skrinlegges. Det er derfor viktig at slike "enda mer lønnsomme alternativer" kommer fram og kan inngå i beslutningsprosessen, og i en eventuell offentlig debatt. Dette kan blant annet bidra til å få avklart finansieringsmulighetene.

Nullalternativet bør ikke velges ut vilkårlig. Dersom man velger et tilstrekkelig dårlig nullalternativ, vil det være mulig å få nærmest hvilket som helst annet prosjekt til å fremstå som bedre, og dermed som samfunnsøkonomisk lønnsomt. For å unngå å velge et dårlig nullalternativ, og dermed komme frem til tvilsomme resultater, bør man utrede alle alternative prosjekter i forhold til den mest sannsynlige utvikling uten prosjektet (eller "uten noe prosjekt"), da dette som oftest vil være den beste måten å sikre et nøytralt utgangspunkt for en korrekt vurdering av den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av alle alternativer.

***Som hovedregel skal den mest sannsynlige utvikling uten prosjektet benyttes som nullalternativ. Nullalternativet kan dermed også inkludere kostnader (og nytte) som oppstår for å holde "dagens situasjon" operativ i fremtiden.***

***Når flere alternativer skal utarbeides, bør bare prosjekter som er teknisk, politisk/miljømessig og finansielt realistiske tas med (se diskusjonen over).***

### **I.3 Samfunnsøkonomisk lønnsomhet**

Et tiltak som er samfunnsøkonomisk lønnsomt vil gi en velferdsgevinst for samfunnet. I følge Leif Johansen (1967) er et prosjekt samfunnsøkonomisk lønnsomt dersom nettonåverdien av prosjektet er positiv. Basert på et teoretisk grunnlag kan dermed nåverdimetoden benyttes for å bestemme om prosjekter skal gjennomføres eller ikke.

Nettonåverdi til et prosjekt er lik differansen mellom de samlede nyttevirksomheter og kostnader summert over prosjektets levetid. For å gjøres sammenlignbare må alle ressurser som går med for å realisere prosjektet, eller som produseres av prosjektet, verdsettes i en felles enhet, vanligvis kroner<sup>8</sup>, og verdiene neddiskonteres til et felles tidspunkt. (Nåverdimetoden diskuteres nærmere i kapittel I.3.4).

Når det ikke finnes ressursmessige begrensninger, eller prosjekter som er gjensidig utelukkende, bør man i utgangspunktet gjennomføre alle prosjekter med en positiv

---

<sup>8</sup> Det er ikke et absolutt krav at man må måle nettonytte i kroneverdi, man kan i prinsippet benytte andre enheter enn kroner.



nåverdi. Normalt vil derimot mangel på ressurser hindre oss i å kunne gjennomføre alle lønnsomme prosjekter. Man bør da gjennomføre de mest lønnsomme prosjektene innenfor ressursbegrensningen. Eksistensen av en ressursbegrensning betyr at nåverdien alene ikke er tilstrekkelig for å velge ut prosjekter.

Et investeringsbudsjett er et eksempel på begrenset ressurstillgang. Igjen i følge Leif Johansen (1967) skal man da velge ut prosjekter etter nyttekostnadsbrøken (se kap. 1.3.5). Dersom prosjektene ikke er gjensidig utelukkende, skal de velges ut etter fallende nyttekostnadsbrøk inntil budsjettet er brukt opp. Ved å rangere prosjekter etter en nyttekostnadsbrøk sikrer vi at bare de mest lønnsomme prosjektene gjennomføres.

Dette reiser spørsmål om hvilke ressurskranke eller budsjetter myndighetene skal forholde seg til ved energiprojekter. På den ene siden er de fleste energiprojekter ikke finansiert over offentlige budsjetter. Kapital til investeringsformål kan dermed neppe sees på som en ressursbegrensning for myndighetene. På den andre siden har vi flere politiske målsetninger innen energisektoren, blant annet knyttet til miljøinngrep. Slike målsetninger vil være en skranke som samfunnet og forvaltningsmyndighetene må holde seg innenfor. Det er en utfordring å fastsette en nyttekostnadsbrøk som på korrekt vis tar hensyn til en relevant ressurskranke for samfunnet som helhet.

Eksterne effekter, som for eksempel miljøinngrep, skal tas med i beregning av samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Utfordringen ligger i å fastsette en pengemessig verdi for disse. Generelt er hovedutfordringen i en samfunnsøkonomisk analyse å fastsette verdien av nytte- og kostnadsvirkninger slik vi får et mest mulig korrekt bilde av samfunnsøkonomien i prosjektet.

For å verdsette goder i en samfunnsøkonomisk analyse benyttes alternativverdien<sup>9</sup>. Det kan vises at perfekt frikonkurransse sikrer at goder omsettes til "optimal" verdi. Markedsprisene i et perfekt frikonkurransemarked vil derfor gjenspeile verdien av et gode i beste alternative anvendelse. I et ikke-perfekt marked må markedsprisene korrigeres for eksternaliteter, markedssvikt og fiskale skatter og avgifter. For goder det ikke eksisterer markeder for, må alternativverdien fastsettes på annen måte, for eksempel gjennom betalingsvillighetsstudier.

Ved verdsetting må vi skille mellom tilfeller der prosjektet er stort nok til å påvirke markedsprisene, og tilfeller der prosjektet ikke er stort nok til å påvirke markedsprisene. Det siste er det mest aktuelle tilfellet. Dersom prosjektet er stort nok til for eksempel å påvirke markedsprisene på egne innsatsfaktorer, må vi både ta hensyn til marginal produksjonskostnad ved økt produksjon av innsatsfaktoren og verdien av fortrent konsum i egen og andre sektorer (se for eksempel Berg og Søvik, 1995). I det andre tilfellet trenger vi kun å forholde oss til en fast markedspris som (i fullstendig konkurranse) vil reflektere marginalkostnad ved produksjon. Dette poenget diskuteres nærmere i kapittel 1.3.2 mens prinsippene for å fastlegge kalkulasjonspriser blir diskutert i kapittel 1.3.7. Uansett om prosjektet påvirker markedspriser eller ikke, og om godet er et markedsgode eller ikke, vil det alltid være korrekt å benytte alternativverdi ved verdsetting av et gode i en samfunnsøkonomisk analyse.

### **1.3.1 Nyttensiden - Samfunnsøkonomisk verdi av prosjektets produksjon**

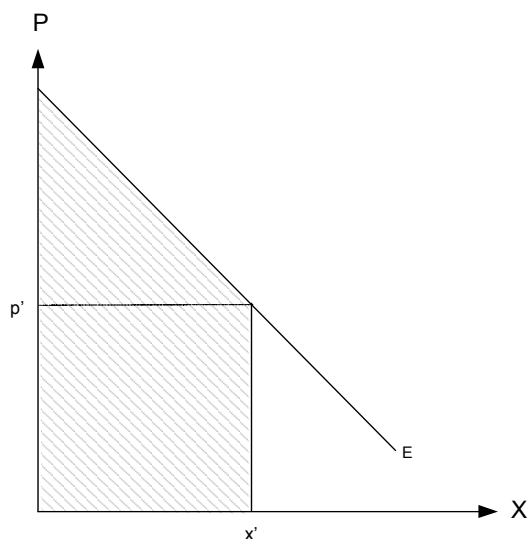
I følge økonomisk teori får et markedsgode en verdi på grunnlag av konsumentenes preferanser. Nyttmaksimerende konsumenter vil fastsette konsumet slik at marginal betalingsvilje<sup>10</sup> faller sammen med markedspris. I et marked i likevekt vil det være slik at

---

<sup>9</sup> Alternativverdien er verdien av et gode i beste alternative anvendelse.

<sup>10</sup> Marginal betalingsvilje er betalingsviljen for den siste enhet som konsumeres av godet. I og med at man antar at konsumenter har avtakende nytte av ytterligere enheter av et gode, følger det at betalingsviljen for et gode er fallende. Dette gir igjen en fallende etterspørselskurve.

markedspris er lik marginal betalingsvilje som reflekterer konsumentens verdsetting av et gode som igjen avhenger av marginalnytte og betalingsevne. Kort sagt, konsumentene verdsetter goder ut fra sine preferanser og sin inntekt.



Figur 1.1. Samfunnsøkonomisk verdi av gode X ved konsum  $x'$  (skravert areal)

Siden konsumentens marginale betalingsvilje for et gode reflekteres i hans individuelle etterspørselsfunksjon, vil konsumentenes samlede verdsetting av goder reflekteres i markedets samlede etterspørselsfunksjon. Den samfunnsøkonomiske verdien av et markedsgode (verdien av et prosjekts produksjon) er dermed gitt som arealet under etterspørselsfunksjonen<sup>11</sup> (til venstre for krysningpunktet med markedsprisen). I figur 1.1 er dette vist ved det skraverte arealet under etterspørselsfunksjonen E frem til markedsløsningen ved pris  $p'$  og kvantum  $x'$ .

**Ved store enkeltprosjekter (>1 TWh) skal konsumentenes samlede verdsetting (arealet i fig. 1.1) beregnes (i Samkjøringsmodellen) for å fastlegge nytteverdien av prosjektet.**

**Ved mindre prosjekter (< 1 TWh), skal nyttesiden anslås ved en fast kalkulasjonspris som [kalkulasjonspris<sup>12</sup> \* mengde].**

### 1.3.2 Kostnadssiden – Samfunnsøkonomisk kostnad ved bruk av innsatsfaktorer

Med innsatsfaktorer menes alle ressurser som går med til å gjennomføre prosjekter, både i bygge- og driftsfasen. Innsatsfaktorene inkluderer også miljøinngrep ("bruk av miljø").

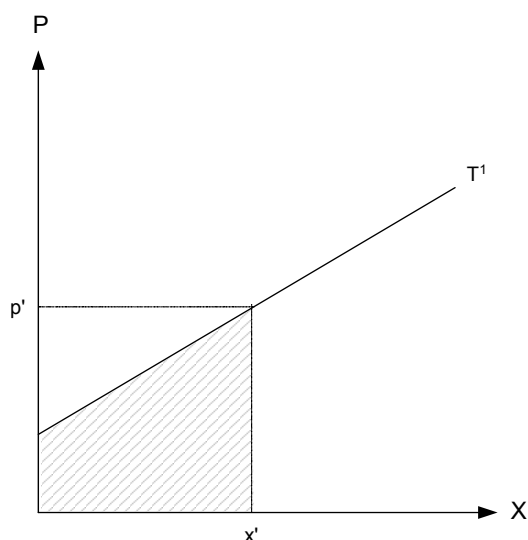
<sup>11</sup> I figuren har vi brukt en vanlig etterspørselsfunksjon. Dette er en tilnærming til det korrekte uttrykket for velferdsendring som forutsetter en kompensert etterspørselsfunksjon. (Se for eksempel Gravelle & Rees, 1988. s. 103-107)

<sup>12</sup> Prisene som benyttes for å verdsette goder i en SØA kalles kalkulasjonspriser.

Alternativverdien er lik den marginale sosiale kostnad ved å fremskaffe godet, og skal derfor benyttes som kalkulasjonspris på innsatsfaktorer i en samfunnsøkonomisk analyse. Alternativverdien gjenspeiler den verdien samfunnet avstår fra ved å anvende ressurser i et bestemt prosjekt i stedet for å anvende dem i beste alternativ.

Som hovedregel må vi anta at prosjektets faktoreterspørsel ikke vil påvirke markedsprisene for innsatsfaktorer eller fortrenge annen bruk av faktorene. I et perfekt frikonkurransemarked vil markedsprisen (som er lik faktorens marginale produksjonskostnad) gjenspeile alternativverdien. I ikke-perfekte markeder vil markedspris korrigert for imperfeksjoner og eksternaliteter gjenspeile marginalkostnad/alternativverdi. Den samfunnsøkonomiske kostnad ved prosjektets faktorbruk fastlegges som [kalkulasjonspris \* mengde].

Dersom prosjektets etterspørsel etter en innsatsfaktor er tilstrekkelig stor til å påvirke markedsprisen på faktoren, vil prosjektets etterspørsel også fortrenge annen bruk av faktoren. Noe forenklet kan vi si at den samfunnsøkonomiske kostnaden ved bruk av faktoren da er lik nyttetapet av fortrent konsum pluss marginalkostnader ved økt produksjon av faktoren (se for eksempel Berg & Sørvik, 1995).



Figur 1.2. Samfunnsøkonomisk kostnad for et prosjekt.

Når alle faktorkostnader er fastlagt gjennom alternativverdien, får vi en langsiktig marginal produksjonskostnad for prosjektet. Dette er den langsiktige tilbudsfunksjonen for prosjektet, og den samfunnsøkonomiske prosjektkostnaden vil være gitt som arealet under tilbudskurven til venstre for markedsprisen.

**Det skal normalt benyttes faste kalkulasjonspriser for å vurdere bruk av innsatsfaktorer i energiprosjekter. Ved særlig store enkeltprosjekter kan det imidlertid være aktuelt å beregne verdien av fortrent konsum (Se Berg & Sørvik, 1995 s.36).**

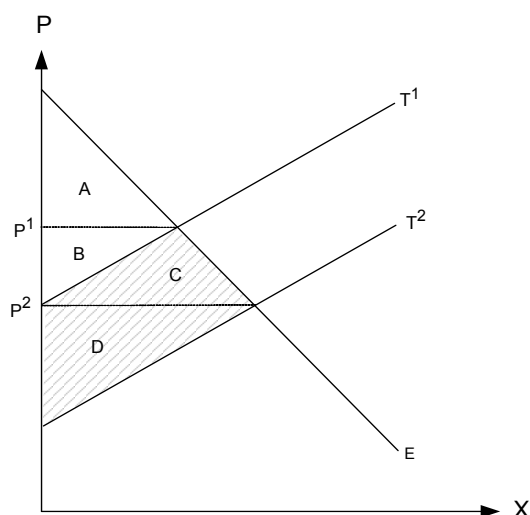
Dersom vi antar at alle innsatsfaktorer er beskrevet ved en korrekt alternativverdi, at det ikke forekommer eksterne effekter og at alle kostnader er variable, kan vi illustrere den samfunnsøkonomiske prosjektkostnaden som det skraverte arealet under tilbudskurven i figur I.2

### I.3.3 Nettonytte – Prosjektets samlede velferdsvirkning

I figur I.3 har vi illustrert en velferdsgevinst med utgangspunkt i tilbuds- og etterspørselskurver<sup>13</sup>. For enkelthets skyld er eksterne virkninger utelatt, og vi ser på et tiltak som vil medføre økt produksjon av X i et eksisterende frikonkurransemarked. Etterspørsel etter X er gitt ved kurven E, og tilbudskurve T<sup>1</sup> er det opprinnelige tilbudet i markedet. Vi forutsetter at det bare finnes variable kostnader. Det nye tiltaket kan dermed beskrives som et skift i tilbudskurven fra T<sup>1</sup> til T<sup>2</sup>.

I den opprinnelige likevekten er det etablert en markedspris p<sup>1</sup> lik den marginale betalingsvilje for markedsgodet X. Det opprinnelige samfunnsøkonomiske overskuddet (W<sup>1</sup>) finner vi ved å trekke produksjonskostnadene, gitt ved tilbudskurven T<sup>1</sup>, fra konsumentenes verdsetting av godene.

Det samfunnsøkonomiske overskuddet i den opprinnelige likevekten er dermed gitt av arealet mellom E og T<sup>1</sup>, områdene A+B. Dette er delt i et produsentoverskudd (B) som produsentene får som overskudd, og et konsumentoverskudd (A) som konsumentene beholder.



Figur I.3. Samfunnsøkonomisk overskudd - velferdsgevinsten

Vi introduserer så et prosjekt som øker produksjonen av X, noe som flytter tilbudskurven T<sup>1</sup> mot høyre til T<sup>2</sup>. I en samfunnsøkonomisk analyse vil oppgaven være å studere velferdsendringen ( $\Delta W$ ) som følger av prosjektet. Dette vil være lik differansen mellom det gamle og det nye velferdsoverskuddet;  $\Delta W = W^2 - W^1$ .

Siden det gamle velferdsoverskuddet  $W^1 = A+B$  og det nye  $W^2 = A+B+C+D$ , vil endringen i velferd være lik C+D. Om vi så tenker oss at likevekten gjelder for en periode på ett år, kan den årlige velferdsforbedringen av prosjektet uttrykkes som arealet C+D. Det er

<sup>13</sup> Denne typen velferdsendringer kalles "potensielle" Paretoforbedringer. Ved en potensiell Paretoforbedring vil velferdsendringen ikke nødvendigvis være positiv for alle slik en Paretoforbedring krever. Her kreves det bare at de som får det bedre "i prinsippet" vil kunne kompensere de som eventuelt kommer verre ut.

størrelsen på dette området vi prøver å beregne i en nyttekostnadsanalyse, og i praksis vil vi benytte den såkalte nåverdimetoden for å komme frem til den totale verdien av dette arealet over hele prosjektets levetid.

I realiteten vil imidlertid et prosjekt normalt bestå av både variable og faste kostnader, mens tilbudskurven som kan observeres i markedet gis av de variable kostnadene alene. De faste kostnader (vanligvis investeringskostnad) og kostnad ved eksterne effekter må trekkes fra etter at C+D er beregnet.

### 1.3.4 Nettonåverdi

Dersom vi hadde kjent alle relevante tilbuds- og etterspørselsfunksjoner, kunne vi fastlagt velferdsvirkningene direkte som i figur 1.3. I realiteten kjenner vi sjeldent disse, og vi benytter derfor nåverdimetoden for å regne ut velferdsvirkninger. Når vi benytter denne metoden, verdsetter vi hvert enkelt nytte- og kostnadselement for å etablere en konstantstrøm som kan summeres for hele prosjektet. Resultatet vil, om beregningen er korrekt gjennomført, gjenspeile velferdsvirkningene som er illustrert i figur 1.3.

I utgangspunktet vil nytte- og kostnadselementer påløpe på ulike tidspunkter over prosjektets levetid. I figuren over vil velferdsoverskuddet C+D for eksempel "gjentas" hvert år i hele prosjektets levetid. For å finne frem til prosjektets samlede verdi, må alle nytte- og kostnadselementer over prosjektets levetid summeres. For å gjøres sammenlignbare over tid, neddiskonteres hvert enkelt element til starttidspunktet for prosjektet.

Målet med nåverdibetraktningen er å finne differansen mellom de samlede nyttevirksomheter ( $\Delta N$ ) og de samlede ulemper av et prosjekt. Ulempene (kostnadene) deles inn i eksterne kostnader ( $\Delta U$ ), investeringskostnader ( $\Delta I$ ) og driftskostnader ( $\Delta D$ ). Hvert av disse elementene (N, I, D og U) måles som en differanse ( $\Delta$ ) mellom prosjekt og nullalternativ (differanseprosjektet).

Alle komponentene neddiskonteres til et felles tidspunkt med kalkulasjonsrenten ( $r$ ). Normalt vil hele investeringskostnaden påløpe på starttidspunktet, men den kan i større prosjekter gå over flere år. Vi kan definere nettonytten (NN) av et prosjekt som<sup>14</sup>:

$$\text{Formel 1.1} \quad NN = \sum_{t=0}^n \frac{\Delta N_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{\Delta D_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{\Delta U_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{\Delta I_t}{(1+r)^t} = \Delta N - \Delta D - \Delta I - \Delta U$$

Nyttesiden utgjøres i hovedsak av prosjektets produksjon. Avhengig av hvilke energiprojekt vi ser på kan dette bestå av produsert energi, transport av energi eller verdi av frigitt energi. Dersom prosjektet i tillegg medfører positive eksterne effekter skal disse tillegges nyttesiden.

På grunn av usikker levetid vil et prosjekt vanligvis vurderes over en kortere periode enn faktisk levetid. Dette betyr at prosjektet genererer inntekt etter at investeringskostnaden er avskrevet (det vil si etter analyseperioden). For å ta hensyn til dette beregnes en såkalt restverdi som tillegges prosjektets nytteside.

Restverdien omfatter normalt ikke kostnader ved fjerning/rivning av anlegget, noe som i prinsippet burde inngå. Rivningskostnad vil imidlertid komme svært langt inn i fremtiden og neddiskontering vil gjøre kostnaden liten sett fra oppstarttidspunktet. Ved 50 års fysisk levetid, vil for eksempel bare ca 2% av rivningskostnaden stå igjen etter neddiskontering ved en kalkulasjonsrente på 8%.

<sup>14</sup> Vi forutsetter her at referansetidspunkt ( $t=0$ ) er lik tidspunkt for anleggsstart. Dersom referansetidspunktet er ved driftsstart for anlegget, må vi også ta hensyn til renter i byggeperioden.

Vi har i prinsippet 3 nyttefaktorer ( $\Delta N$ ) som kan være aktuelle å verdsette når vi skal vurdere et energiprojekt:

1. Prosjektets produksjon
2. Prosjektets øvrige positive eller negative virkninger for samfunnet
3. Prosjektets restverdi etter analyseperioden (eventuelt fratrukket rivningskost)

Investeringskostnadene består vanligvis av lønnskostnader og kostnader forbundet med bruk av maskiner og utstyr, vareleveranser, drivstoff og alle andre nødvendige komponenter i anleggsperioden.

Driftskostnadene er i prinsippet samme type elementer som investeringskostnadene, men vil kunne henføres direkte til drift av anlegget.

Eksterne kostnader omfatter alle ulemper prosjektet påfører naturmiljø og brukerinteresser, både i anleggsperioden og driftsperioden.

De fleste faktorene som inngår i en samfunnsøkonomisk analyse er usikre. Markedsprisene på kraft vil for eksempel avhenge av nedbør i det enkelte år og vil derfor være vanskelig å forutse. Likeledes vil kostnader variere på en måte som er vanskelig å anslå over prosjektets løpetid. For å kompensere for usikkerhet benyttes vanligvis forventningsverdier på komponentene i analysen, og det blir lagt inn en risikopremie i kalkulasjonsrenten. Om usikkerhet skal korrigeres ved hjelp av forventningsverdier, eller i kalkulasjonsrenten avhenger av hvilke type risiko man står overfor. Vi kommer tilbake til risikohåndtering og prinsipper for fastlegging av kalkulasjonsrente i kapitlene 1.5 og 1.6.

Basert på formelen over, ender vi opp med nettonåverdien for prosjektet som forteller hva prosjektet er verdt for samfunnet. Dersom nåverdien er større enn null, er prosjektet samfunnsøkonomisk lønnsomt, og dersom den er mindre enn null, er prosjektet samfunnsøkonomisk ulønnsomt.

### **1.3.5 Nyttekostnadsbrøken**

I utgangspunktet bør alle prosjekter som er samfunnsøkonomisk lønnsomme gjennomføres. I realiteten vil man ikke kunne gjøre dette for eksempel fordi investeringsbudsjettet er begrenset eller fordi prosjekter er gjensidig utelukkende. Når det finnes begrensninger som hindrer gjennomføring av alle samfunnsøkonomisk lønnsomme, prosjekter bør vi velge å gjennomføre de prosjektene som gir mest nytte pr. enhet av den begrensede ressursen, for eksempel investeringskroner.

Problemet med nåverdien, er at denne ikke sier hvor mye nytte man får igjen for "hver krone" i økte kostnader. Nåverdien gir derfor ikke tilstrekkelig informasjon til å prioritere mellom tiltak når ressursene er begrenset, eller når man skal velge mellom gjensidig utelukkende alternativer.

For å kunne sammenligne ulike prosjekter eller alternativer må nytte sees i forhold til ressursbruken i det enkelte prosjekt eller alternativ. Målet er å finne frem til de prosjektene som gir mest nytte pr. enhet av den ressursen som er begrensende. Den vanligste metoden er å lage en nyttekostnadsbrøk der nettonytten står i teller, og budsjettkostnad i nevner:

$$\text{Formel 1.2} \quad N/K = \frac{N - I - D - U}{I + D}$$

Et prosjekt er samfunnsøkonomisk lønnsomt dersom brøken er større enn 0, og ulønnsomt dersom den er mindre enn 0. En større brøk innebærer et bedre prosjekt. Ved hjelp av nyttekostnadsbrøken kan man vurdere prosjektets relative lønnsomhet og dermed sammenligne og prioritere ulike prosjekter og alternativer. Som rangeringskriterium velges prosjekter etter fallende nyttekostnadsbrøk<sup>15</sup> inntil budsjettet er brukt opp.

Nyttekostnadsbrøken over har investerings- og driftskostnader under brøkestreken og behandler dermed kapital som en begrensende faktor. Det er imidlertid ikke åpenbart at dette faktisk er en begrensende faktor for myndighetene ved vurdering av privat finansierte prosjekter. Man kan like gjerne tenke seg miljøinngrep som begrensende faktor. På grunn av manglende anslag på miljøkostnader er dette foreløpig et utelukket alternativ.

***Nyttekostnadsbrøken bør bare benyttes ved offentlig støttede prosjekter, eller dersom man står overfor gjensidig utelukkende alternativer. Brøken som da skal benyttes skal være på formen:***

$$N/K = \frac{N - I - D - U}{I + D}$$

### ***1.3.6 Kostnadseffektivitetsanalyse***

Om et prosjekt, for eksempel definert av en politisk målsetning, har en nytteside som det ikke eksisterer et marked eller markedspris for, kan det være vanskelig å anslå verdien av prosjektet. Likevel er det fornuftig å gjennomføre tiltaket mest mulig kostnadseffektivt. Man vil da benytte kostnadseffektivitetsanalyse for å sikre at tiltaket gjennomføres til minst mulig kostnad. Problemet består i at vi vet hva som skal oppnås, men vi kjenner ikke verdien av målet eller om alle løsningene gir samme nytteverdi.

Kostnadseffektivitetsanalyse kan beskrives som:

Formel 1.3     Minimerer:  $\Delta I + \Delta D + \Delta U$  under betingelse av  $\Delta N \geq \hat{\Delta N}$

der  $\hat{\Delta N}$  er en fastlagt ikke verdsettbar målsetning og I, D og U er neddiskonterte verdier av investerings-, drifts- og miljøkostnader. Det er viktig å være klar over at forutsetningen for å sammenligne alternativer gjennom kostnadseffektivitetsanalyser, er at prosjektenes måloppnåelse ( $\Delta N$ ) er den samme i alle alternativer. Det har ikke noen mening å sammenligne kostnadene ved to alternativer som er ulike på nyttesiden.

Vi må huske at det også ved bruk av denne metoden er problematisk å vurdere alternativer/prosjekter med kostnader som ikke lar seg verdsette, selv om nytteverdien for alternativene ellers er identiske. Verdsetting av miljøgoder er under alle omstendigheter et stort problem i en samfunnsøkonomisk analyse. Manglende verdsetting av miljø alene er ikke noen god grunn til å velge kostnadseffektivitetsanalyse fremfor nyttekostnadsanalyse. Det er bare ved hjelp av nyttekostnadsanalyse vi kan si om et prosjekt er samfunnsøkonomisk lønnsomt eller ikke.

<sup>15</sup> Dersom det finnes flere enn én ressursbegrensning er heller ikke nyttekostnadsbrøken tilstrekkelig, og man må benytte matematisk (lineær) optimering for å finne frem til en prioritering

***Vi anbefaler at det benyttes nyttekostnadsanalyse og ikke kostnadseffektivitetsanalyse så sant dette er mulig. Ved bruk av kostnadseffektivitetsanalyse skal dette valget begrunnes.***

### ***1.3.7 Kalkulasjonspriser og avgifter<sup>16</sup>***

Dersom prosjektet ikke påvirker prisene på egne innsatsfaktorer vil den samfunnsøkonomiske kostnaden ved bruk av innsatsfaktorer være lik [kalkulasjonspris \* mengde]. Kalkulasjonsprisen skal gjenspeile den marginale sosiale kostnad ved å fremskaffe innsatsfaktoren. Dette er lik det samfunnet "avstår fra" ved å benytte innsatsfaktorer i prosjektet, som er faktorens alternativverdi.

I et perfekt frikonkurransemarked vil markedspris være lik alternativverdien. I ikke-perfekte markeder må vi korrigere markedsprisen for eksterne effekter og avgifter. Goder som ikke omsettes i et marked, for eksempel frisk luft og rent miljø, har ingen markedspris og man må benytte betalingsvillighetsstudier eller lignende for å finne frem til en kalkulasjonspris.

#### ***Markedsgoder***

Produksjonsfaktorer kan enten fremskaffes ved økt produksjon, eller ved å redusere annen bruk av faktoren. Når en faktor består av et gitt kvantum (for eksempel arbeidskraft), må andre avstå fra å benytte ressursen dersom denne skal benyttes i et prosjekt. Dette kalles en knapp faktor.

Når et produsert gode benyttes som innsatsfaktor i et prosjekt, fremskaffes dette ved økt produksjon. Alternativverdien, og dermed kalkulasjonsprisen, er da lik marginal produksjonskostnad. Dersom et knapt gode skal benyttes i et prosjekt, må dette derimot tas fra annen aktivitet. Kostnaden ved å fremskaffe et slikt gode er det man taper på å ikke benytte den i den opprinnelige anvendelsen. Dette er lik marginal produksjonsverdi i alternativt anvendelse.

Dette har relevans fordi verdien av knappe goder regnes til marginal produksjonsverdi som inkluderer fiskale avgifter<sup>17</sup>, mens marginalkostnad for produserte goder skal regnes eksklusiv fiskale avgifter. Avgifter som korrigerer for en ekstern effekt, for eksempel en miljøavgift, representerer i motsetning til en fiskal avgift en faktisk ressursbruk. Slike avgifter skal derfor regnes inn i kalkulasjonsprisen dersom den eksterne effekten ikke er verdsatt for seg.

#### ***Ikke-markedsbaserte goder***

Når ressursen ikke tas fra et fungerende marked, for eksempel miljøinngrep, offentlig finansierte tjenester og lignende, er fastsetting av kalkulasjonspris et større problem. Ved mangel på markeds mekanisme vil de eksisterende priser på ressursen ikke gjenspeile individuelle preferanser og betalingsvilje. Det er dermed ikke enkelt å fastslå en korrekt

---

<sup>16</sup> Her skiller NOU 1997:27 & FIN 2000 mellom prosjekter som konkurrerer med private prosjekter og prosjekter som ikke konkurrerer med private prosjekter.

<sup>17</sup> En fiskal avgift har ikke annen hensikt enn å skaffe staten inntekter. Merverdiavgift og investeringsavgift er eksempler på slike.



kalkulasjonspris på ressurser som ikke tas fra et fungerende marked med markedspriser. I slike tilfeller må man benytte andre former for verdsetting, for eksempel betalingsvillighetsstudier eller implisitt verdsetting (se kapittel 1.9).

**Kalkulasjonspriser på innsatsfaktorer skal fastsettes som:**

- **Produserte varer: markedspris eksklusive fiskale avgifter, inklusive miljøavgifter.**
- **Knappe ressurser: Markedspris inklusiv alle avgifter.**
- **Arbeidskraft: som knapp faktor, d.v.s. lønn inklusive skatt og sosiale utgifter.**

## **I.4 Forskjellen på samfunnsøkonomisk og bedriftsøkonomisk lønnsomhet**

Dersom en søknad om konsesjon ender i et realisert prosjekt, må vi anta at dette betyr at prosjektet er bedriftsøkonomisk lønnsomt. Dette betyr "i prinsippet" at det bare er bedriftsøkonomisk lønnsomme prosjekter som realiseres. Men selv om et prosjekt er bedriftsøkonomisk lønnsomt, kan det være samfunnsøkonomisk ulønnsomt (eller omvendt).

Det er to grunnleggende årsaker til at det kan være forskjell mellom bedriftsøkonomisk og samfunnsøkonomisk lønnsomhet: konsumentoverskudd og markedssvikt.

Markedssvikt, for eksempel i form av markedsrett, eksterne effekter, asymmetrisk informasjon, offentlige inngrep gjennom skatter og avgifter eller myndighetspålegg medfører at aktørene i økonomien ikke står overfor priser som reflekterer korrekte samfunnsøkonomiske kostnader. Dette kan føre til at produksjon og forbruk ikke tilpasses optimalt.

Den andre viktige forskjellen utgjøres av konsumentoverskuddet, som er den del av konsumentens nytteverdi av et gode som ikke tilfaller produsenten (se kapittel 1.3.3). I en perfekt økonomi uten markedssvikt eller inngrep, ville konsumentoverskuddet alene være det som skiller et bedriftsøkonomisk, fra et samfunnsøkonomisk overskudd. Det bedriftsøkonomiske overskuddet vil da tilsvare det vi tidligere har kalt produsentoverskuddet.

## **I.5 Risiko – usikkerhet**

En samfunnsøkonomisk analyse gjennomføres (som regel) før oppstart av prosjekter med svært lang levetid. Det vil derfor oftest være stor usikkerhet rundt de forskjellige elementene i analysen, særlig vedrørende elementer som er knyttet til tidspunkter langt frem i tid. Det er imidlertid viktig å ta hensyn til usikkerheten allerede på planleggingstidspunktet.

Prosjekter innen energisektoren vil vanligvis ha en fysisk levetid på 20 og 40 år. Mye kan forandre seg i løpet av disse årene; konjunkturbildet kan skifte og ny teknologi kan utvikles. De vurderinger som gjøres av inntekts- og kostnadsutviklingen for prosjektet kan virke rimelige på planleggingstidspunktet, men etter noen år vise seg å være feilaktige.

Også fysiske egenskaper rundt prosjektet kan være usikre. Ved bygging av overføringstunneler kan forhold vedrørende grunnforhold gjøre kostnadsanslaget svært usikkert. I det hele tatt er det en rekke uventete hendelser som kan inntreffe som vil kunne få store konsekvenser for prosjektets drifts- og anleggskostnader.

Det er vanlig å skille mellom systematisk og usystematisk risiko, og det er bare systematisk risiko som er samfunnsøkonomisk relevant risiko. Systematisk risiko, er risiko som ligger utenfor prosjekteiers kontroll mens usystematisk risiko kan håndteres av prosjekteier ved gjennomføring av prosjektet.

Systematisk risiko, som er knyttet til konjunkturutviklingen, ligger utenfor tiltakshavers kontroll. Dersom prosjektets inntekter eller kostnader er sterkt avhengig av konjunktursvingninger vil dette bidra til å øke den generelle usikkerhet i økonomien. Prosjektet er derfor risikabelt fra et samfunnsøkonomisk synspunkt. Ugunstig konjunkturutvikling kan medføre både økte kostnader og sviktende inntekt for prosjektet. Systematisk risiko håndteres gjennom kalkulasjonsrenten for prosjektet (se kapittel I.6).

Usystematisk risiko henger sammen med prosjektspesifikke forhold. Om grunnforholdene for eksempel er dårligere enn antatt vil prosjektets kostnadene bli høyere enn antatt. På den annen side kan uventet gode grunnforhold medføre lavere kostnader for prosjektet. Andre prosjekter vil imidlertid ikke påvirkes av spesifikke forhold i et enkelt prosjekt. Usystematisk risiko håndteres derfor ved hjelp av forventningsverdier. Dersom vi for eksempel vet at det på grunn av grunnforhold er 25% sannsynlighet for at investeringskostnaden vil bli 100, 50% sannsynlighet for at den vil bli 80 og 25% sannsynlighet for at den vil bli 60, vil den forventete investeringskostnaden være  $0.25 \cdot 100 + 0.5 \cdot 80 + 0.25 \cdot 60 = 80$ .

***Risikjustering skal foretas i en samfunnsøkonomisk analyse:***

- Systematisk risiko skal håndteres i kalkulasjonsrenten.***
- Usystematisk risiko skal håndteres gjennom forventningsverdier.***
- Gjennomføringstidspunkt for prosjektet bør vurderes.***

Når prosjektet medfører irreversible virkninger, vil prosjektets risikjusterte lønnsomhet også kunne avhenge av tidspunktet for gjennomføringen. Dette kan skyldes at bedre informasjon blir tilgjengelig etter en tid. Valg av gjennomføringstidspunkt for prosjektet er en opsjon, og alternativkostnaden ved å gjennomføre prosjektet er en tapt opsjonsverdi. Det vil derfor lønne seg å undersøke på hvilket tidspunkt prosjektet bør gjennomføres.

## **I.6 Kalkulasjonsrente**

Kalkulasjonsrente for bruk i NVEs samfunnsøkonomiske analyser er fastlagt i NVE (2001), og er basert på FIN 2000. I dette kapitlet gis en kort oppsummering.

Diskonteringsrenten som benyttes i en samfunnsøkonomisk analyse kalles kalkulasjonsrente. Ved store eller viktige enkeltprosjekter skal det foretas egne anslag på kalkulasjonsrente, mens det ved mindre prosjekter brukes standardiserte rentesatser inndelt i forhåndsdefinerte risikoklasser (se tabell I.1). Innen hver risikoklasse benyttes en kalkulasjonsrente på 4, 6 eller 8% med basis i en risikofri rente på 3,5% og et risikoavhengig tillegg på 0,5, 2,5 eller 4,5%.

Kalkulasjonsrenten skal gjenspeile nyttetap ved utsatt konsum og grad av systematisk risiko i prosjektet. Verdien av nyttetap for utsatt konsum antas å ligge fast, men kalkulasjonsrenten vil likevel variere mellom prosjekter fordi risikoprofilen ikke vil være lik.

Systematisk risiko vil i prinsippet være forårsaket av forhold som ligger utenfor tiltakshavers kontroll. Virkningen på kostnadene er ventet å virke i samme retning for alle

prosjekter. Økte lønnskostnader eller økte faktorpriser forårsaket av en konjunkturrendring er et eksempel på systematisk risiko. Forventningsverdien av ekstrakostnader forårsaket av systematiske risikoelementer er dermed enten positiv, eller negativ for alle prosjekter, og det kreves følgelig et risikotillegg i kalkulasjonsrenten.

Usystematisk risiko forårsakes av prosjektspesifikke forhold, og ligger innenfor tiltakshavers kontroll. Sett over et stort antall prosjekter, vil sannsynligheten for at dette skal gi høyere kostnader enn forventet være omlag den samme som at kostnadene skal bli lavere enn forventet. Den statistiske forventningsverdien av ekstrakostnader forårsaket av usystematisk risiko er 0. Usystematisk risiko medfører derfor ikke krav om tillegg i kalkulasjonsrenten, men ivaretas gjennom verdsettingen ved forventningsverdier.

De to viktigste ledetråder for å fastsette grad av systematisk risiko, og derigjennom risikotillegget i kalkulasjonsrenten er grad av samvariasjon mellom prosjektets inntekt og nasjonalinntekten, og andel faste kostnader i prosjektet. I tillegg mener vi at det må tas hensyn til at ulike anvendelsesmuligheter for et prosjekt kan gi mulighet for differensiering. Kraftkabler kan for eksempel anvendes både for kraftoverføring, telefoni og datatrafikk. Differensiering åpner for økt tilpasningsmulighet og vil dermed redusere prosjektets risikoeksponering i forhold til konjunktursvingninger.

Vi har gjennomgått energisektoren med hensikt å identifisere og klassifisere ulike energiprojekter etter hvilke systematiske risikoer disse er utsatt for. Aktuelle prosjekter er innordnet i risikoklasser med felles kalkulasjonsrente innen hver klasse. Klassifiseringen baseres på at prosjekter med samme systematiske risikoeksponering, basert på de tre faktorene nevnt over, havner innenfor samme gruppe. De kalkulasjonsrenter vi da kommer frem til for de ulike prosjektklassene i energisektoren, er oppgitt i tabell I.1.

Kategori:	Omfatter:			
Kraftproduksjon	Vannkraft 8 %	Vindkraft 8 %	Gasskraft 7 %	
Kraftnett	Innmatingslinjer 8%	Hoved-, og distribusjonsnett 6%		
Fjernvarme	Bio 6 % - 8 % *	Varmepumpe 8 %	Spillvarme 6 %	Olje/gass 8 %
Sluttbruker-/enøktiltak	6 % - 8 % **			
Forbygning	4 %			
Gassnett	8 %			

\* 6 % for prosjekter som dekker et deponeringsbehov, 8% i alle andre biovarmeprosjekter

\*\* 6 % dersom tiltaket gir en klar miljøfordel, 8% ved alle andre tiltak

Tabell I.1. Kalkulasjonsrente til bruk ved vurdering av energiprojekter

**Følgende legges til grunn for fastsettelse av kalkulasjonsrente**

- Grad av samvariasjon mellom prosjektets inntekt og nasjonalinntekten
- Andel faste og ugjenkallelige kostnader i prosjektet
- Fleksibilitet for ulike anvendelsesområder.

Ved spesielt store eller viktige prosjekter, der det er grunn til å forvente avvik fra gjennomsnittsverdiene i tabell I.1, kan kalkulasjonsrenten fastlegges spesielt for prosjektet. Man benytter samme kriterier som er lagt til grunn for tabell I.1, og som er uthevet i det følgende.

## I.7 Offentlige støttemidler

Offentlige midler som drives inn gjennom skatte- og avgiftssystemet vil kunne gi et økonomisk effektivitetstap<sup>18</sup>. Størrelsen på effektivitetstapet vil avhenge av hvilken skatteform det er snakk om og hvor stor skatterate det er. Effektivitetstapet betyr at en krone som finansieres over offentlig budsjett har en tilleggskostnad.

Når et energiprojekt er støttet med offentlige midler, må vi ta hensyn til det effektivitetstapet som oppstår ved skatteinnkreving. I FIN 2000 anbefales det å sette dette til 20 øre pr. krone.

***Effektivitetstapet ved offentlige støttemidler settes i tråd med FIN 2000 til 20 øre pr. krone. Det vil si at offentlige støttemidler skal ganges med 1,2.***

## I.8 Nettverk og avhengighet

I enkle tilfeller er nyttekostnadsanalyse et greit verktøy for beslutningsstøtte, men i et nettverkssystem vil det ofte forekomme komplikasjoner som gjør at nyttekostnadsanalysen i tradisjonell bruk kan komme til kort. Avhengighet mellom prosjekter er en slik komplikasjon.

Energisystemet er et nettverkssystem, og det som skjer et sted i nettet vil kunne påvirke andre deler av den samme infrastrukturen. Et enkelt eksempel på dette er et linjebrydd som gir overbelastning på andre linjer som dermed også bryter sammen og skaper igjen nye overbelastninger og brydd. Men også den samfunnsøkonomiske lønnsomhet ved ulike energiprojekter kan henge sammen på lignende vis. To konkurrerende prosjekter, som hver for seg er samfunnsøkonomisk lønnsomme kan bli ulønnsomme dersom begge gjennomføres. Lønnsomheten for hvert av prosjektene vil da være avhengig av gjennomføring av det andre. Likeledes kan to prosjekter henge positivt sammen og forutsette hverandre. Hvert enkelt blir bare lønnsomt dersom det andre også gjennomføres samtidig, eller i en gitt sekvens. I tillegg til denne formen for avhengighet vil selve utbyggingsrekkefølgen for prosjektene kunne spille en vesentlig rolle for lønnsomheten.

Prosjekter kan være avhengig på ulike vis. En enkel form er der prosjekter kan "dele på" anleggskostnader. Det kan for eksempel skje når flere prosjekter kan dele en anleggsvei eller lignende. Mer kompliserte former for avhengighet har vi dersom samfunnsnyttan av prosjektene avhenger av hverandre. Eksempel på dette er et nytt kraftverk som er avhengig av økt overføringskapasitet i nettet. Både produksjonsutvidelsen og nettutvidelsen kan imidlertid være ulønnsomme sett hver for seg.

<sup>18</sup> I en first-best økonomi vil en ny avgift teoretisk sett alltid gi et effektivitetstap. Dersom det allerede eksisterer ineffektiviteter i økonomien, kan imidlertid en ny avgift virke korrigerende slik at det faktisk kan oppstå en effektivitetsgevinst. Man kan derfor ikke på et teoretisk grunnlag fastslå om en ny avgift vil gi effektivitetstap, dette må beregnes nummerisk i det enkelte tilfelle. Forslaget fra FIN 2000 støtter seg derfor på beregninger ved makromodellene MODAG og MSG.

I prinsippet kan det eksistere uendelig mange avhengighetsforhold mellom ulike tiltak og prosjekter i energisystemet, og lønnsomheten i hvert enkelt tiltak vil kunne avhenge av hvilke andre prosjekter eller tiltak som også gjennomføres samt hvilken rekkefølge de gjennomføres i. Hvis vi har en portefølje med mange aktuelle prosjekter, vil "oppgaven" ved en samfunnsøkonomisk analyse bestå i å finne det utvalget av prosjekter, eller den prosjektkombinasjonen og den rekkefølgen som gir det største samfunnsøkonomiske overskuddet. Nyttekostnadsanalysen kan da komme til kort og vi må benytte andre metoder for å finne et samfunnsøkonomisk optimum (se for eksempel Jensen & Minken 1997).

I prinsippet kan vi gå frem på to måter for å finne den samfunnsøkonomisk beste prosjektkombinasjonen. For det første vil det være mulig å gjette på ulike prosjektkombinasjoner og regne ut velferdsoverskuddet i hver enkelt kombinasjon. Dette er en grov metode, og vi er ikke garantert å finne den beste kombinasjonen. Metoden begrenser oss dessuten til bare å se på et begrenset antall kombinasjoner og prosjekter. En mer presis metode er å formulere problemet i en matematisk form og beregne løsningen numerisk. Dette stiller imidlertid store krav til regnekapasitet og modellformulering, og det finnes i dag ikke noen energimarkedsmodell som kan benyttes på en slik problemstilling.

Kjennskap til avhengigheter bør ikke overses i en analyse, men siden vi ikke har tilgang på energimarkedsmodeller som håndterer ovennevnte problemstilling, må vi basere oss på den forenklete metoden. Når vi kjenner til at det eksisterer avhengighet mellom prosjekter som skal analyseres, bør man prøve flere prosjektkombinasjoner, og gjennomføre analysen av hver kombinasjon innenfor rammene av en vanlig nyttekostnadsanalyse.

***Avhengighet mellom prosjekter bør vurderes i en samfunnsøkonomisk analyse. I mangel på egnede energimarkedsmodeller bør man prøve flere prosjektkombinasjoner og gjennomføre analysen av hver kombinasjon innenfor rammene av en vanlig nyttekostnadsanalyse dersom man kjenner til at det eksisterer avhengighet mellom ulike prosjekter.***

## **I.9 Miljøkostnader**

I sin vurdering av energiprojekter skal NVE inkludere miljøvirkninger i form av *naturinngrep*, *estetikk* og *utslipp*. Miljøvirkningene fra vannkraft, vindkraft og kraftnett utgjøres i hovedsak av naturinngrep og estetikk, og miljøvirkningene fra gasskraft og varmeproduksjon i det vesentlige er knyttet til utslipp. Forskjellige typer energiprojekter har altså ulik påvirkning på miljøelementene, og det er viktig å ta med alle dersom man skal unngå systematiske skjevheter i sammenligning mellom alternativer.

I dette kapitlet gir vi en kortfattet oppsummering av kunnskapen om miljøkostnader innen den norske energisektoren. Vi går kort gjennom de mest anvendte metodene for miljøverdsetting innen energisektoren, og i siste del av kapitlet gjennomgås en del eksisterende studier der miljøkostnader er vurdert samt de kostnadstall som der anbefales.

### **1.9.1 Enkel modell for implementering av miljøvirkninger i en samfunnsøkonomisk analyse**

Miljøvirkninger skal i prinsippet omfatte alle ulemper prosjektet påfører naturmiljø og andre brukerinteresser enn energiformål, både i anleggs- og driftsperioden. For å inkluderes eksplisitt i en nyttekostnadsanalyse, må det i tillegg knyttes en pengemessige verdi til disse. Bare verdsettbar miljøvirkninger kan tas direkte inn i en nyttekostnadsanalyse. Ikke-verdsettbar virkninger må behandles "på utsiden" av nyttekostnadsberegningen, enten i form av indekser, eller i form av en verbal vurdering/omtale.

Miljøvirkninger (U) kan deles i tre undergrupper der  $U = U^V + U^k + U^{lk}$  er summen av alle relevante miljøvirkninger.

Verdsettbar virkninger	$(U^V)$
Kvantifiserbare virkninger	$(U^k)$
Ikke-kvantifiserbare virkninger	$(U^{lk})$

Verdsettbar miljøvirkninger, som kostnadsberegnes ved hjelp av estimerte kalkulasjonspriser, kan tas direkte med i det samfunnsøkonomiske regnestykket. Kvantifiserbare miljøvirkninger er ikke målbare i monetære enheter, men kan kvantifiseres og dermed indekseres. Disse kan tillegges en vekt som sees i sammenheng med prosjektets nettonytte målt i penger. Ikke-kvantifiserbare miljøvirkninger kan verken verdsettes monetært eller indekseres. Disse kan bare omtales verbalt, eventuelt ved visuelle virkemidler, men vil være vanskelig å sammenligne direkte med prosjektets nettonytte.

I en tenkt modell for implementering av miljøvirkninger vil en for eksempel kunne gå frem gjennom følgende tre nivåer:

Nivå 1: På dette nivået kan vi fastsette verdien av de miljøvirkningene som er monetært kvantifiserbare og beregne prosjektets nettonytte som:

$$NN^1 = N - I - D - U^V$$

Nivå 2: På dette nivået fastlegges de kvantifiserbare miljøvirkningene som ikke er målbare i monetære enheter. Det må konstrueres subjektive vekter for ulike miljøvirkninger slik at vi kan komme frem til en total miljøindeks ( $U^k$ ). En subjektiv vekt ( $\alpha$ ) må opprettes for nettonytten  $NN^1$  (fra trinn 1), slik at denne gjøres kompatibel med miljøindeksen. Dette blir en slags multikriterieanalyse der nettonyttebegrepet er en indeks som gir en "miljøkorrigert vurdering" av prosjektet basert på subjektiv vurdering av de enkelte miljøvirkningene.

$$NN^2 = \alpha * NN^1 + U^k$$

Nivå 3: På dette nivået må ikke-verdsettbar eller kvantifiserbare miljøvirkninger settes opp mot et indekstert nyttemål fra nivå 2. Denne delen av analysen vil måtte tillate skjønnsmessige vurderinger, men bør følge en mal for hvordan miljøvirkningene skal beskrives verbalt.

### **1.9.2 Metodikk for vurdering av miljøvirkninger for norsk energisektor**

Det finnes et begrenset materiale for kartlegging av kostnader ved naturinngrep og i hovedsak er det følgende miljøer og studier som er dominerende for norske forhold:

- Verdsettingsstudier av norsk vannkraftportefølje, S. Navrud, NLH
- Miljøkostnader ved nettinvesteringer, Abildsø i Oslo, S. Navrud, NLH
- Samlet Plan metodikken
- ExternE prosjektet, EU
- DNs håndbøker for kartlegging av biologisk mangfold og rødlistearter

Det foreligger derimot et langt mer omfattende materiale med hensyn til anslag på utslippskostnader. Det vil være å føre det for langt å liste opp alle her, men de mest relevante oversiktene over slike arbeider er utarbeidet av følgende miljøer (også referert i tabellen i vedlegg A):

- ExterneE
- SFT
- IFE/ECON
- TØI
- SSB
- IPCC

Figur I.4 gir en svært forenklet illustrasjon over en del metoder og studier som foreligger for norske forhold. Det er viktig å være oppmerksom på at det benyttes ulike metoder, og at tall som fremkommer ved hjelp av én metode ikke nødvendigvis er direkte sammenlignbare med tall frem kommet i en annen metode.

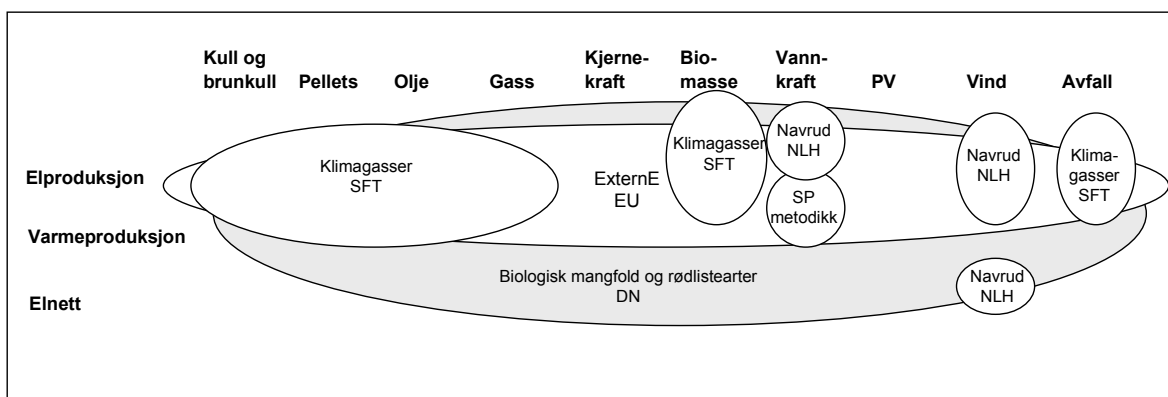


Fig I.4. Eksisterende datagrunnlag for verdsetting av miljøkostnader

I det følgende gir vi en kort beskrivelse av de viktigste metodene som er utviklet for verdsetting av miljøkostnader. Disse metodene er videre brukt til studier hvor en har kommet frem til konkrete kostnadstall. Resultatene blir presentert i neste kapittel.

### **Betinget verdsetting (CVM) og livsløpsanalyse (LCA - Life Cycle Assessment)**

Miljøvirkninger i form av naturinngrep og estetiske virkninger kan verdsettes på flere måter, og de to mest vanlige metodene som benyttes innen energisektoren er Betinget verdsetting (CVM = Contingent valuation method) og livsløpsanalyse (LCA = Life Cycle Assessment). Ved bruk av CVM foretas en økonomisk verdsetting av (f.eks.) miljøgoder gjennom bruk av spørreundersøkelser der hensikten er at verdsettingen skal

baseres på individuelle preferanser og betalingsvilje. LCA er derimot en teknisk utslippsorientert beskrivelse som tar sikte på å vekte utslippskomponentene fra en LCI (Life Cycle Inventory = fortegnelse over utslippskomponenter) i et "vugge til grav"-perspektiv. Det er gjennomført flere studier i Norge der denne typen verdsettingsmetoder er anvendt.

### ***ExternE prosjektet, EU***

Dette er egentlig ikke en egen metodikk, men en detaljert kartlegging av miljøkostnader ved mange energiformer, og prosjektet har bred deltakelse fra en rekke europeiske land. Formålet med arbeidet har vært å sammenstille miljøkostnader fra ulike energisykluser for de fleste EU-land. Flere ulike metoder, blant annet CV, er benyttet i ExternE. Prosjektet er initiert fra EU, og er blant annet videreført i JOULE programmet.

Vi nevner prosjektet her fordi det har betydelig tyngde i EU systemet og fordi dette er det mest refererte europeiske arbeidet i forbindelse med miljø i energisektoren. Også Norske miljøer er involvert i ExternE.

Verdsettingen i ExternE er ikke 100% dekkende da den blant annet mangler virkninger av sur nedbør på skog, fisk, mm. Tallene brukes imidlertid som bakgrunnsmateriale av EU ved utarbeidelse av bla. direktiver. Betinget verdsetting av norsk vannkraft inngår som del av denne studien.

### ***Samlet plan metodikken – klassifisering av miljøvirkninger***

Samlet plan er en oversikt over gjenværende utbyggbare vannkraftprosjekter i Norge. I Samlet plan metodikken deles virkninger av inngrep i vannkraftprosjekter opp i 13-14 undergruppe der hver virkning får poeng fra -4 til +4. Dette sammenstilles så med den økonomiske siden av prosjektene som også blir "verdsatt" på samme skala for å gjøres sammenlignbar med miljøvirkningene.

Metodikken er svært grundig og detaljert, men den setter ikke kostnader på enkeltelementene. Svakheter i forhold til samfunnsøkonomisk analyse er dermed at grupperingene ikke er verdsatt økonomisk.

### ***Klassifisering av naturtyper (biologisk mangfold), vilt, rødlistearter, og ferskvann***

DN har gitt retningslinjer for kommuner for kartlegging av biologisk mangfold, samt rødlistearter. Kartleggingene er ikke obligatorisk. Kartlegging foregår etter følgende håndbøker<sup>19</sup>:

- Naturtyper (DN håndbok 13, 1999)
- Vilt (DN håndbok 11, 1996)
- Ferskvannslokalteter (DN håndbok 15, 2000)
- Rødlistearter (DN rapp. 1998-4)

Felles for alle fire gruppene er at de verdsettes i ulike verdigrupper, og at disse igjen grupperes i A og B. A og B angir henholdsvis svært viktig og viktig.

Denne typen gruppering gir ikke en konkret kostnadssetting, med derimot en oversikt over sårbare naturtyper i et område, samt evt omfang. Kartlegging av denne typen kan brukes til å beskrive U<sup>k</sup>, kvantifiserbare miljøkostnader, slik at disse kan sammenlignes mellom

---

<sup>19</sup> Se Vedlegg B for nærmere beskrivelse.



de alternative prosjektene. Kartleggingen er ikke obligatorisk for kommunene, og det er dermed usikkert om den lar seg fremskaffe for det aktuelle analyseområdet.

### **Beregning av skyggepris på miljøvirkninger**

Metoden benyttes ofte ved verdsetting av utslipp. For å beregne skyggepris på en miljøvirkning benyttes en økonomisk modell der det legges inn en kvantitativ restriksjon, i form av en øvre grense, for tillatt utslipp. Vi kan tolke dette som at det blir delt ut en gitt mengde utslippstillatelser.

Dersom det utstedes færre utslippstillatelser enn det er etterspørsel etter vil tillatelsene bli en knapp faktor. Det vil oppstå en pris på utslippstillatelsen, som gjenspeiler skyggeprisen på å bryte utslippsrestriksjonen.

Ideen er at en markedsprisen på utslippstillatelser, som gjenspeiler marginal betalingsvilje for utslippstillatelser, vil føre til at utslippet tilpasses det tillatte utslippet. Dette vil sikre at utslippet allokteres til anvendelser med størst avkastningen. Den beregnede skyggeprisen skal i teorien kunne benyttes som en avgift som vil resultere i at utslippsgrensen overholdes.

### **Tiltakskostnader**

Tiltakskostnader er i realiteten en rangering etter kostnader av tiltak som vil redusere uønskete miljøvirkninger. Bruk av skyggepriser vil kunne inngå som en del av tiltakskostnaden. Metoden kartlegger og beskriver tiltak som vil redusere utbredelse og skader fra gitte komponenter, og setter pris (kostnad) på de ulike tiltakene. Tiltakene blir rangert i forhold til prisen, og dermed illustreres hvilke tiltak som vil være billigst å gjennomføre, og hvilke som vil være dyrest.

#### **1.9.3 Miljøkostnader naturinngrep**

I dette kapitlet skiller vi mellom miljøkostnader ved naturinngrep fra:

- a) Vannkraft
- b) Vindkraft
- c) Netttiltak

Generelt kommer det fram at det finnes lite data på kartlegging av kostnadstall for miljø, da spesielt for naturinngrep (vann-, vind-, og nettutbygginger<sup>20</sup>).

#### **a) Vannkraft**

Rapporten "Miljøkostnader av norsk vannkraft<sup>21</sup>" (Navrud, 2001) representerer det eneste studiet der man har gjort forsøk på å verdsette naturinngrep ved vannkraft. Både livsløps- og CV-analyser er benyttet i dette studiet. Miljøbegrepet dekker inngrepene som helhet uten å dele disse opp i undergrupper slik det for eksempel er gjort i Samlet plan for vassdrag.

Fullstendige verdsettingsstudier er bare gjennomført for 7 delområder i Sauda og for ett område i Øvre Otta. Resultatene fra disse 8 verdsettingsstudiene er så overført til 8 andre

---

<sup>20</sup> Studier av tilgjengelige rapporter, artikler, mm er oppsummert i filen I:\Nyttkost\Miljø\Miljøkostnader\_NK.xls.

<sup>21</sup> Miljøkostnader av norsk vannkraft, En sammenligning av norsk vannkraft med andre energibærere, Trinn 1, Ståle Navrud, Jan Riise, Arve Tvede, Mette Vågnes.

vassdrag via en "benefit transfer". Basert på disse anslagene beregner Navrud (2001) generelle miljøkostnadene for norsk vannkraft til å være 2,26 / 2,43 øre/kWh, hhv uten og med korrigeringer for forskjeller i konsekvenser mellom det verdsette vassdrag som ble brukt som grunnlag i enhetsoverføringen, og vassdrag i porteføljen<sup>22</sup>.

Også i noen utenlandske studier er CV- og LCA-metodikken anvendt innen energisektoren generelt og vannkraft spesielt, men disse er ikke overførbare til norske forhold. Dette skyldes at verdsettingen skjer vha andre parametre, vassdragene har annen profil enn norske vassdrag og de økonomiske/budsjettmessige omstendigheter for konsumentenes tilpasning er en helt annen enn i Norge. Det siste medfører at de kalkulasjonspriser man kommer frem til ikke vil være representative for norske forhold.

Det er dermed utført få økonomiske verdsettingsstudier for miljøkostnader ved norsk vannkraft. EBL har imidlertid igangsatt et prosjekt som vil ta for seg Dale / Fosse i Vaksdal. Utover de 8 enkeltstudiene som inngår i Navrud finnes det ingen anslag på kostnader ved naturinngrep for vannkraftsektoren, og dette er et tynt grunnlag for å trekke generelle konklusjoner. Det er dessuten stor usikkerhet knyttet til overføring av stedsspesifikke verdsettingsestimater til en representativ portefølje av vassdrag. Dette er imidlertid de mest konkrete tall som foreligger pr. i dag og det er dermed viktig at det settes i gang arbeid for å fremskaffe et bredere tallgrunnlag som dekker et spekteret av den norske vassdragsporteføljen.

For naturinngrep ved vannkraft er dermed de mest konkrete tallene for miljøkostnader som finnes knyttet til undersøkelsene rundt betinget verdsetting i Navrud (2001). I studiene anslås kostnader for naturinngrep innen intervallet 1,9 – 5,0 øre/kWh for hvert enkelt av de 8 basisfeltene der det er foretatt konkrete betalingsvillighetsstudier.

Foreliggende anslag på miljøkostnader for vannkraft: 1,9 – 5,0 øre/kWh

### **b) Vindkraft**

ExternE prosjektet opererer med ca 0 - 2 øre/kWh for vindkraft, IFE/Econ bruker 0,5 øre, og Navrud referer dessuten til 0,4 – 2,0 for Smøla, 0,2 for Vikna, og 0,4 – 0,5 øre/kWh for Danmark<sup>23</sup>.

Foreliggende anslag på miljøkostnader for vindkraft: 0,4 – 2 øre/kWh

### **c) Nettiltak**

Tiltak i elnettet kan gi ulike negative virkninger for miljøet. Kraftlinjer kan for eksempel medføre skade på fauna, på fugle- og dyreliv, og medføre mistriksel for beboere i det berørte området. Mistriksel for beboere kan både være knyttet til frykt for mulige helsevirkninger av elektromagnetiske felter og rene estetiske forhold ved en linje eller kabel. Dette kan i ytterste fall få direkte konsekvenser for eiendomsverdier. Kraftgater vil

---

<sup>22</sup> Korrigeringer for forskjellene mellom LCA og CV vassdragene.

<sup>23</sup> Miljøkostnader av norsk vannkraft, og sammenligning med andre energibærere. Paper produksjonsteknisk Konferanse 2001, 6-7 mars, Gardermoen. Navrud. Hans kilde: EC (1995, 1999), Hansveen & Helgås (1997) og Nordahl (2000)

dessuten kunne beslaglegge arealer som kan redusere rekreasjonsverdien for friluftsområder.

På verdensbasis finnes det få studier om verdsetting av miljøkostnader ved kraftlinjer, og disse er i liten grad relevante for norske forhold. I norsk sammenheng finnes det bare to studier, hvorav den første er en hovedoppgave ved NLH (Gurholt 1998). Denne er brukt som en pilotstudie for Navrud (2002).

Navrud (2002) har estimert en betalingsvillighet for å unngå en planlagt ny luftlinje i Abildsø-området i Oslo ved å erstatte denne med jordkabel. Linjen går gjennom et rekreasjonsområde (som også er et naturreservat) ved Østensjøvannet, gjennom skole- og boligområder og gjennom områder med kontor- og kommunikasjonsfasiliteter.

Siden det ikke er fastslått hvilke helsemessige virkninger som kan knyttes til jordkabel og luftlinje, må en anta at målt betalingsvilje ikke gjelder slike virkninger. . Betalingsviljen gjelder dermed kun luftlinje og tar bare hensyn til estetiske forhold.

Navrud har benyttet ulike analysemetoder på materialet som fremkom i spørreundersøkelsen og kom derfor frem til flere anslag på betalingsvillighet. Det laveste anslaget for betalingsvilje for å unngå linjen er 700 kroner pr. husstand pr. år, og det høyeste anslaget er 1400 kroner pr. husstand pr. år (2002 kroner). Anslaget gjelder husstander innen en avstand av 1 km fra linjen.

Vi tror ikke det er rimelig å anslå en kostnad pr. kilometer linje basert på dette anslaget. Anslaget på miljøkostnad må derfor oppfattes som den betalingsvilje beboere innen 1 km av det berørte området har for å unngå å få ny luftlinje i sitt nærområde. Det er fra tidligere undersøkelser god grunn til å tro at fravær av synlige inngrep i områder av stor rekreasjons-, eksistens og/eller bevaringsverdi også vil ha en betalingsvillighet nasjonalt, selv om det bor minimalt med folk i et 1 km belte fra linjen. Imidlertid mangler vi robuste estimater for dette.

Et enkelt studie er ikke et tilstrekkelig grunnlag til å fastsette en generell miljøkostnad. Det eksisterende grunnlaget bør derfor ikke allene benyttes som et generalisert anslag på miljøkostnad ved kraftlinjer i nyttekostnadsanalyser.

Foreliggende anslag på miljøkostnad ved kraftlinjer: betalingsvillighet pr. husstand (1 km) for å unngå linje : 700 – 1400 kr / år

#### **1.9.4 Miljøkostnader utslipp**

Det er gjort en rekke beregninger for miljøkostnader for utslipp, både lokale og globale. Basistall kommer i første rekke fra SFT, Navrud, TØI, Cicero og EU-prosjektet ExternE. Det er en del variasjon i tallene som presenteres, avhengig av bla forutsetninger som ligger til grunn i de ulike studiene. SFT har gitt et veiledende notat for verdsetting av miljøskader knyttet til utslipp av klimagasser<sup>24</sup>. Disse er oppgitt i tabell I.2

Tabell I.3 viser intervallet av priser på utslipp fra ulike analyser og undersøkelser vi har sett på (anslagene fra de enkelte analysene er oppgitt i tabellen i vedlegg A). Grunnen til at tallene tilsynelatende spriker svært mye er både at det er benyttet ulike metoder og forutsetninger i beregningene. Prisene på lokale utslipp vil for eksempel variere mye (være avhengig av) om beregningene gjelder for utslipp i tett befolkede, eller spredtbygde strøk. Anslagene på CO<sub>2</sub> pris varierer tilsvarende ettersom beregningene tar

<sup>24</sup> Verdsetting av miljøkostnader knyttet til utslipp av klimagasser: SFT notat, 10.10.2001

utgangspunkt i et særnorskt kvotesystem eller et internasjonalt kvotesystem med eller uten kvotehandel.

		<i>SFT Notat</i>
<b>Globale utslipp</b>	CO <sub>2</sub> (karbondioksyd)	300 Kr/tonn
	CH <sub>4</sub> (metan)	6300 Kr/tonn
	N <sub>2</sub> O (lystgass)	93000 Kr/tonn
	CF <sub>4</sub>	1950 Kr/kg
	C <sub>2</sub> F <sub>6</sub>	2760 Kr/kg
	SF <sub>6</sub>	7170 Kr/kg
	HFK-134a	390 Kr/kg

Tabell I.2. SFTs anbefalte kostnader for utslipp av klimagasser

		<i>Kostnad</i>
<b>Lokale utslipp</b>	SO <sub>2</sub>	0 – 11 Øre/g
	Nox	0,1 – 39 Øre/g
	VOC	3,3 – 6,6 Øre/g
	PM10	0 – 180 Øre/g
<b>Globale utslipp</b>	CO <sub>2</sub>	30 – 1100 Kr/tonn
	CH <sub>4</sub>	6300 Kr/tonn
	NO <sub>2</sub>	93000 Kr/tonn
	CF <sub>4</sub>	1950 Kr/kg
	C <sub>2</sub> F <sub>6</sub>	2760 Kr/kg
	SF <sub>6</sub>	7170 Kr/kg
	HFK-134a	390 Kr/kg

Tabell I.3. Eksisterende anslag på kostnader ved utslipp

### **1.9.5 Konklusjon og videre arbeid med miljøkostnader**

Siden det empiriske grunnlaget for å fastlegge miljøkostnader ved naturinngrep er begrenset er det vanskelig å fastlegge slike miljøkostnader til bruk i nyttekostnadsanalyser. Det empiriske grunnlaget for å fastlegge utslippskostnader er derimot betraktelig bedre, selv om det er betydelige forskjeller mellom ulike studier.

Når vi ikke kan fastslå kostnader for naturinngrep kan det være problematisk å benytte kostnader på utslipp. Utelatelse av en miljøkostnad vil kunne gi skjevheter i vurdering av alternativer, for eksempel dersom et alternativ gir store naturinngrep og et annet store utslipp. Dette er et reelt problem i energisektoren der naturinngrep systematisk er knyttet til vindkraft, vannkraft og nettiltak mens utslipp er knyttet til fossile energibærere. Det er lite ønskelig å overse utslippskostnadene ved vurdering av fossile energibærere, men vanskelig å overse de skjevheter dette vil kunne medføre. Det er derfor et stort behov for å skaffe et bedre empirisk grunnlag for verdsetting av naturinngrep.

Erfaring med bruk av miljøkostnader vil imidlertid kunne gjøre det lettere å få en oppfatning om betydning av miljøinngrep innenfor spesifikke prosjekter og vassdragsinngrep. NVE bør derfor gjennomføre forenklede miljøvurderinger ved å beregne den miljøkostnad de enkelte prosjekter tåler innenfor en positiv nettonåverdi (eventuelt hvilken miljøgevinst prosjektet trenger for å oppnå en positiv nettonåverdien når prosjektet gir åpenbare miljøforbedringer). En forenklet miljøvurdering gjennomføres ved å beregne følgende "miljøindeks":

$$\text{Formel I.4} \quad MI = \frac{NN * A}{Z}$$

MI = Miljøindeks  
NN = Alternativets nettonåverdi  
A = Annuitetsfaktor  
Z = Er enten årlig produksjon i kWh, årlig innsparing i kWh, eller årlig utslipp i tonn, kilo, eller gram.

MI måler kostnaden pr. kWh eller pr. utslippsenhet prosjektet tåler før nettonåverdien er lik null. Når prosjektet medfører en miljøfordel vil indeksen bli en tiltakskostnad.

## I.10 Begrensninger ved samfunnsøkonomiske analyser

Enten man ønsker å se på et enkelt eller på mange alternative tiltak skal en samfunnsøkonomisk analyse i prinsippet ta hensyn til alle relevante positive og negative virkninger for samfunnet. I praksis er det imidlertid flere forhold som begrenser muligheten til å gjennomføre fullstendige samfunnsøkonomiske analyser.

Mangelfull datatilgang og begrenset mulighet til å kvantifisere virkninger av et tiltak er kanskje de to mest åpenbare begrensningene ved analysene. For eksempel er det ofte vanskelig å fastsette korrekte kalkulasjonspriser for goder som ikke omsettes i et marked, og det er vanskelig å kvantifisere virkninger som landskapsinngrep.

Videre er det ikke åpenbart hvordan "samfunnet" skal defineres i betydningen hva eller hvem skal omfattes av samfunnsbegrepet. Er for eksempel samfunnet Norge, en del av Norge eller Norden? Skal fremtidige generasjoner telles med, og i tilfellet hvor mange generasjoner? Skal dyr og planteliv tillegges egenverdi? Man må selvfølgelig avgrense seg på ett eller annet nivå, men slike spørsmål har ikke noen klare og åpenbare svar, og vil derfor fort kunne medføre uenighet om hva som skal tas med i analysen og ikke.

Det finnes ikke klare teoretiske retningslinjer for hva som er de relevante alternativene for en analyse og hva som skal betraktes som nullalternativ. Dette kan medføre uenighet om hvilke alternativer som i det hele tatt skal vurderes og hvilket spesielle alternativ (nullalternativ) de skal vurderes i forhold til. Valg av nullalternativ kan i ytterste fall få vesentlig innflytelse på om et prosjekt faller ut som samfunnsøkonomisk lønnsomt eller ikke. Selv om analysen i utgangspunktet tar mål av seg å finne frem til "optimale" tiltak, er man av praktiske grunner begrenset til å se på deler av virkeligheten. Det er derfor svært viktig at man velger de riktige alternativene og at man fastsetter et mest mulig relevant nullalternativ.

Andre prosjekter og tiltak som blir gjennomført samtidig, eller i fremtiden, vil kunne få betydning for lønnsomheten i et gitt prosjekt. Dette kan skyldes at prosjektene konkurrerer, eller at det finnes kostnadsfordeler i å gjennomføre begge samtidig. Det kan finnes en hel rekke tiltak som har innflytelse på det ene prosjektet man ser på, og mange alternative løsninger for hvert enkelt av dem. Dette betyr at vi ikke kan se på prosjektet vårt som en enkelt "hendelse", men at prosjektet bør sees i sammenheng med alle andre

prosjekter som kan gi innflytelse på lønnsomheten. Analysen bør derfor ideelt sett ikke bare handle om å finne den optimale løsningen for et gitt prosjekt, men å finne den optimale kombinasjonen av prosjekter i en større portefølje (se for eksempel Jensen & Minken, 1997). Dette er selvfølgelig en svært mye vanskeligere oppgave som krever sofistikerte datamodeller for å simulere alle mulige kombinasjoner av prosjekter for å finne den ene mest lønnsomme kombinasjonen. Avhengighet mellom prosjekter er en grunn til at resultatet fra en nyttekostnadsanalyse av enkeltprosjekter bør behandles med varsomhet dersom det er mistanke om avhengighet mellom tiltak.

I tillegg til de praktiske begrensningene ved samfunnsøkonomiske analyser kan det også innvendes fra et teoretisk standpunkt at en samfunnsøkonomisk analyse nødvendigvis må baseres på en ikke-verdinøytral velferdsfunksjon (Arrows umulighetsteorem. Se for eksempel Gravelle & Rees 1988 s.493), og er derfor en normativ analyseform. Vi skal ikke komme nærmere inn på denne kritikken her annet enn å si at velferdsfunksjonen vanligvis konstrueres som individenes oppsummerte nytte målt i kroner. Oppsummeringsvis har vi for samfunnsøkonomiske analyser følgende mangler/problemer:

- Tilgang på data (kalkulasjonspriser)
- Kvantifisering av virkninger
- Definisjon av hva som er samfunnet
- Fastsetting av nullalternativ og andre relevante alternativer
- Oversikt over nettverksvirkninger og avhengighet mellom prosjekter/tiltak
- Valg av velferdsfunksjon, normativ teori og fordelingsvirkninger

## Del II – Praktisk gjennomføring av samfunnsøkonomiske analyser i energisektoren

I denne delen av dokumentet beskrives den konkrete fremgangsmåten som skal benyttes ved samfunnsøkonomiske analyser av energiprojekter. Dette bygger på prinsippene som er diskutert i del I. De følgende kapitler er illustrert ved hjelp av enkle eksempler, og utskrift fra regnearkene som er benyttet er lagt som vedlegg. I eksemplene har vi imidlertid ikke gått inn i de enkelte komponentene på kostnadssiden.

Gjennomgangen i de følgende kapitler er knyttet opp mot modeller som benyttes ved analysene. Dette dreier seg om Samkjøringsmodellen (Hornnes 1995), Samlast (Hornnes 1995) og VANSIMTAMP for nytteberegninger av kraftproduksjon og tiltak i elnettet. De generelle reglene for fastlegging av kalkulasjonspriser og kalkulasjonsrente for verdsetting av nytte og kostnadselementer er diskutert i del I og vil ikke bli gjentatt i denne delen.

Nyttesiden blir behandlet på ulike vis i forskjellige prosjekter. Når det gjelder nettinvesteringer i sentralnettet, kraftproduksjon med årlig produksjon på over 1 TWh og sluttbrukerprosjektet med mer enn 1 TWh energisparing, benyttes Samkjøringsmodellen og Samlast for å anslå nytteverdien. I alle andre prosjekter, der modellene ikke benyttes, beregnes nyttesiden på forenklet vis som [kalkulasjonspris \* mengde] der det tas hensyn til lastprofil og ukepriser.

Forskjellen i nyttevurdering medfører at det må vises varsomhet ved sammenligning mellom ulike alternativer. Dersom det skal foretas en sammenligning av ett alternativ der nyttevurdering er basert på modellene, og ett der nyttevurderingen i utgangspunktet beregnes ved [kalkulasjonspris \* mengde], vil vi i utgangspunktet ta med hele konsumentoverskuddet i det første og bare deler av konsumentoverskuddet i det siste. For å unngå en systematisk skjevhet, må vi utelate å beregne hele konsumentoverskuddet i slike sammenhenger, og basere alle nyttevurderinger på den forenklete metoden [kalkulasjonspris \* mengde].

## II.1 Generelt om nyttekostnadsanalyse av energiprojekter

### II.1.1 Beskrivelse av prosjekt og alternativer

Alle alternativer skal beskrives slik at alle relevante størrelser og dimensjoner fremgår klart. De generelle premisser for utvikling av kraftmarkedet, som inngår i referansebanen, skal være de samme i alle analyser.

I utgangspunktet vil det alltid være minst to alternativer å analysere. I tillegg til et gitt prosjekt er det alltid mulig å ikke "gjøre noe" i det hele tatt. Det er imidlertid ikke alltid at dette er aktuelt, og den mest sannsynlige utviklingen uten prosjektet skal derfor legges til grunn som nullalternativ. Dette kan selvfølgelig innebære å "ikke gjøre noe", men nullalternativet kan også inkludere kostnader (og nytte) som oppstår for å holde "dagens situasjon" operativ i fremtiden. En kvalitetssikring av nullalternativet er viktig for å sikre et mest mulig korrekt "benchmark" som de andre alternativene skal sammenlignes med.

I praksis regner vi ikke ut virkningene både i prosjektalternativet og i nullalternativet, men differansen mellom hvert enkelt prosjektalternativ og nullalternativet (kalt et differanseprosjekt). Når vi beregner nettonytten for et gitt alternativ i forhold til nullalternativet kan det dermed teknisk sett se ut som om vi bare har ett alternativ og har sett bort fra nullalternativet.

#### **Beskrivelse av prosjekter og alternativer skal omfatte:**

- **Beskrivelse av nullalternativet.**
- **Beskrivelse av alternative utforminger og konkurrerende tiltak med alle "for analysen relevante" størrelser og dimensjoner.**

### II.1.2 Forutsetninger for analysen

Før vi gjennomfører analysen skal alle forutsetninger presiseres. Valg av forutsetninger kan påvirke resultatene av analysen både i positiv, og negativ retning. I tillegg til de elementene som er listet opp under, kan det være aktuelt å trekke inn ulike forutsetninger som er spesifikk for den enkelte prosjektkategori.

- **Referansetidspunkt:** Referansetidspunkt er starttidspunktet for analysen. Dersom referansetidspunktet settes lik tidspunkt for oppstart av anleggsarbeidet, skal det ikke beregnes renter i byggeperioden. Dersom referansetidspunktet settes lik dato for idriftssettelse av anlegget, skal det beregnes renter i byggeperioden.
- **Fysisk levetid:** Det skiller mellom fysisk og økonomisk levetid. Fysisk levetid er tiden anlegget antas å utføre en funksjon og dermed gjøre nytte for samfunnet. Man benytter gjerne en "restverdi" for å representere den gjenværende verdi i anlegget når den økonomiske levetiden settes kortere enn fysisk levetid.
- **Analyseperiode:** Det tidsrommet som skal analyseres, kalles analyseperiode. Analyseperioden settes normalt lik økonomisk levetid som er den



perioden anlegget regnskapsmessig avskrives over. Økonomisk levetid er lik eller kortere enn fysisk levetid.

- Referansebanen: Ved beregning av fremtidige størrelser legges det til grunn en forventet utvikling i kraftmarkedet. Dette vil kunne omfatte prognoser for belastning og brukstid for alminnelig forsyning og kraftintensiv industri, for eksempel hvordan forbruket i alminnelig forsyning og kraftintensiv industri antas å utvikle seg. Det må også klargjøres hvordan produksjonssiden antas å utvikles. Dette vil igjen bestemme hvilken utvikling vi legger til grunn for balansen mellom produksjon og forbruk.

I tillegg skal kalkulasjonsrenten fastlegges i henhold til NVE-notat av 29.01.2001 "Bruk av risikostjustert kalkulasjonsrente ved vurdering av energiprojekter" som for øvrig er referert i kapittel I.6.

### **II.1.3 Nyttесiden**

Dersom det benyttes kostnadseffektivitetsanalyse skal denne delen av analysen bare omtales verbalt. Det skal da begrunnes hvorfor man har valgt å ikke gjennomføre en nyttekostnadsanalyse.

Når man skal gjennomføre en nyttekostnadsanalyse må man beregne den samfunnsøkonomiske verdi av prosjektets positive og negative virkninger. Nyttесiden vil kunne omfatte verdien av prosjektets produksjon, restverdi i anlegget etter analyseperiodens utløp og eventuelle positive eksterne effekter. De konkrete elementer som inngår på nyttесiden i de forskjellige prosjektkategoriene og hvordan disse skal beregnes er diskutert i hvert enkelt av de påfølgende kapitler.

### **II.1.4 Investerings- og driftskostnader**

I denne delen skal alle kommersielle kostnader fastlegges med korrekte samfunnsøkonomiske kalkulasjonspriser som baseres på prinsippene som er diskutert i kapittel I.3.7.

Investeringskostnader omfatter alle kostnader som påløper i prosjektets byggefase (inklusive renter i byggeperioden når referansetidspunktet er forskjellig fra tidspunktet for oppstart av anleggsarbeidet). Driftskostnader/variable kostnader omfatter alle kostnader som påløper i prosjektets driftsfase.

Ved bruk av Samkjøringsmodellen opererer vi med to typer variable kostnader; faste variable og driftsvariable kostnader. Dette er uvanlig i sammenheng med nyttekostnadsanalyse, men skyldes at Samkjøringsmodellen bare tar med en del av driftskostnadene<sup>25</sup>.

Den del av de variable kostnadene som tas med i modellen kalles driftsvariable kostnader. Disse inngår i modellens beregning av konsument- og produsentoverskudd. Driftsvariable kostnader skal derfor ikke tas med i nåverdiberegningen når Samkjøringsmodellen er benyttet.

Den del av prosjektets variable kostnader som ikke tas med i Samkjøringsmodellen kalles faste variable kostnader. Disse kostnadene er ikke en del av modellens anslag på konsument- og produsentoverskudd, og må derfor trekkes fra på vanlig måte i nåverdiberegningen.

---

<sup>25</sup> Dette gjelder ikke for nettiltak der ingen driftskostnader inngår i modellen.

### **II.1.5 Oppsummering/konklusjon**

I prinsippet skal vi alltid beregne nettonåverdien både av nullalternativet og av alle alternativene. I praksis holder det imidlertid å regne ut nettonytten av differansen mellom hvert alternativ og nullalternativet. Dette kalles et differanseprosjekt, og dersom dette har positiv nåverdi/nettonytte vet vi at hovedalternativet er samfunnsøkonomisk lønnsomt sett i forhold til nullalternativet.

Det skal beregnes et differanseprosjekt for hvert alternativ. Dette betyr at vi regner ut nettonytten av de endringene, eller den differansen, som er mellom hvert alternativ og nullalternativet.

Fordi nyttekostnadsanalysen ikke tar hensyn til fordelingsvirkninger (jf. kap 1.3.10) bør dette beskrives verbalt dersom man kan påvise slike. Man skal påpeke hvem som vinner og hvem som taper på prosjektet og se spesielt på enheter som husholdninger, kraftintensiv industri, annen industri, energibransje og myndigheter.

Med bakgrunn i at datamaterialet/empirien som foreligger for kostnader ved naturinngrep og estetikk er relativt begrenset, har vi ikke krevd at miljøkostnader skal tas med i nyttekostnadsanalysen. Dette er kontroversielt, og vil bli viet særskilt oppmerksomhet i et videre utviklingsarbeid. Miljøvirkningene av prosjektet blir behandlet i konsekvensutredningen, men vi vil anbefale at man gjennomfører en forenklet miljøvurdering innen nyttekostnadsanalysen. Dette vil bli omtalt i de påfølgende kapitler.

## II.2 Produksjon av elektrisitet

I dette kapittelet beskrives samfunnsøkonomiske analyser av investeringer i produksjonsanlegg for elektrisk kraft. Fremgangsmåten er illustrert ved et tenkt eksempel på bygging av et gasskraftverk. Ved vurdering av nyttesiden skiller vi mellom anlegg med en årlig produksjon over og under 1 TWh. Ved anlegg over 1 TWh benyttes Samkjøringsmodellen/Samlast til nytteberegningene. Ved mindre anlegg, under 1 TWh, beregnes prosjektenes nytteside på en forenklet måte.

Dersom prosjektplanene også omfatter alternativer som ikke innebærer ny kraftproduksjon (for eksempel enøk- eller netttiltak), skal den samfunnsøkonomiske analysen av disse alternativene gjennomføres slik det beskrives for den aktuelle prosjektkategori i kapitlene II.3, II.4 og II.5.

### II.2.1 Beskrivelse av prosjektet og alternativene

Alle aktuelle alternativer skal beskrives ved produksjonskapasitet og driftstid. I termiske produksjonsanlegg er det også aktuelt med varmeproduksjon, og dersom dette inngår i prosjektet skal mulighetene for varmeutnyttelse og produksjonskapasiteten for varme beskrives. Den samfunnsøkonomiske analysen må da ta hensyn til utbygging av varmfordelingsnett som skal beskrives ved utstrekning og planlagt kapasitet. Prosjektet skal også grunngis, for eksempel i gjennom behov for nasjonal eller regional/lokal bedring i energibalansen.

Prosjektområdet beskrives med geografisk beliggenhet. Det skal gis en kortfattet status for kapasiteten i elnettet i prosjektområdet og eventuelle behov for utbedring i tilknytning til anlegget skal beskrives.

Følgende elementer skal tas med i beskrivelse av prosjektet:

- Produksjonskapasitet
- Driftstid
- Eventuell varmeutnyttelse og behov
- Produksjonskapasitet og driftstid for eventuell varmeproduksjon
- Eventuelt distribusjonsanlegg beskrives ved utstrekning og kapasitet
- Utløsende årsak for tiltaket
- Geografisk beliggenhet
- Overføringsforhold i elnettet
- Nullalternativet

#### Eksempel: Bygging av gasskraftverk

Forventninger om strammere nasjonal kraftbalanse gjør det ønskelig å øke energiproduksjonen i Norge. I denne sammenhengen er det planer om å bygge et gasskraftverk med produksjonskapasitet på 350 MW sør på vestlandskysten. Den maksimale driftstiden for anlegget er 8000 timer med en årlig energiproduksjon på 2450 GWh. Det forutsettes at gass til drift av anlegget kjøpes til markedspris, slik at faktisk driftstid (brukstid) for anlegget vil avhenge av utvikling i gass- og elpris.

Det planlagte gasskraftverket er et kombikraftverk med en gassturbin på 230 MW og en dampsturbin på 120 MW, og anleggets beliggenhet utelukker varmeutnyttelse.

Det finnes ingen flaskehalsproblemer i lokalområdet der anlegget skal bygges, så prosjektet krever ingen nettførsterkninger eller andre avbøtende tiltak i energisystemet. Nullalternativet er å la markedsprisene klarere markedet uten utbygging av gasskraftverket.

## II.2.2 Forutsetninger

Forutsetninger for prosjektet skal spesifiseres og valg av kalkulasjonsrente for de enkelte alternativer skal oppgis og begrunnes. (Kalkulasjonsrenten kan være forskjellig dersom alternativer faller innenfor ulike prosjektkategorier.) Forutsetninger for beregninger av alternativene skal omfatte:

- Fysisk levetid for prosjektet
- Analyseperiode (økonomisk levetid)
- Referansetidspunkt
- Referansebane
- Kalkulasjonsrente

Erfaringsmessig har vannkraftanlegg en fysisk levetid på mellom 60 og 100 år (NVE-publikasjon 21/1992). Forskjellige anleggskomponenter har imidlertid ulik levetid, og det må gjennomføres vedlikeholdsinvesteringer ved ulike intervaller. Byggetekniske anleggsdeler har for eksempel revisjonsintervaller på 30-50 år og levetid på over 100 år. Maskintekniske og elektriske komponenter har revisjonsintervaller på 15-20 år og fysisk levetid på 30-60 år. Siden usikkerheten vedrørende reinvesteringer er stor, settes vanligvis analyseperioden for vannkraftanlegg til 40 år og den fysiske levetiden til 60 år.

Basert på opplysninger fra NVE-håndbok 1/2000 er den økonomiske levetiden for varmekraftanlegg (for eksempel gasskraft) 25 år, og for vindkraftanlegg 20 år. Erfaringer fra våre naboland indikerer imidlertid at varmekraftanlegg ofte drives videre som topplastanlegg i mer enn 20 år. Vi antar derfor at varmekraftanlegg vanligvis har fysisk levetid på 40 år.

Erfaringene så langt fra Danmark indikerer at vindkraftanlegg demonteres etter at den økonomiske levetiden på 20 år er omme. Men dette har så langt vært for å erstatte de hittil små vindmøllene med større enheter. De nye og større konstruksjonene vil sannsynligvis ha lenger levetid. Uten stor erfaring på dette området antar vi at moderne vindmøller har samme fysiske levetid som et varmekraftanlegg, 40 år.

***Fysisk levetid for vannkraft settes normalt til 60 år og analyseperioden til 40 år.  
Fysisk levetid for gasskraft settes normalt til 40 år og analyseperioden til 25 år.  
Fysisk levetid for vindkraft settes normalt til 40 år og analyseperioden til 20 år.***

***Kalkulasjonsrenten fastsettes ihht. NVE-notat "Bruk av risikjustert kalkulasjonsrente ved vurdering av energiprojekter" av 29.01.2001 der det anbefales å benytte faste rentesatser for små anlegg og til å ta særlig stilling til kalkulasjonsrenten ved store eller viktige prosjekter.***

### Eksempelet:

Referansetidspunkt: Referansetidspunkt settes til idriftsettingstidspunktet som antas å være januar 2006. Det regnes med en anleggsperiode på 4 år, med byggestart januar 2002. Dette gir en merkostnad i form av renter i byggeperioden. Alle verdier regnes i 2002 kroner.

Levetid: Fysisk levetid for gasskraftanlegget antas å være 40 år.

Analyseperiode: Analyseperioden settes til 25 år.

Referansebanen:	Forbruket innen alminnelig forsyning antas å øke med 1,2 % pr. år fra 1999 (82,1 TWh) og ut analyseperioden. Kraftintensiv industri antas uendret (lik 33 TWh) til 2004 hvor forbruket antas økt med om lag 2,5 TWh. Fra 2005 og ut analyseperioden antas forbruket i kraftintensiv industri å være uendret. Vannkraftproduksjon antas å øke med 1 TWh fra i dag til 2005, uendret fra 2005 til 2010 og økt med 1 TWh fra 2010 til 2015. Vindkraftproduksjonen antas økt med om lag 1 TWh fram til 2005, 2 TWh fra 2005 til 2010 og deretter 2 TWh fra 2010 til 2015. Fra 2015 antas balansen mellom produksjon og forbruk uendret.
Kalkulasjonsrente:	Ihht. NVE-notat "Bruk av risikjustert kalkulasjonsrente ved vurdering av energiprojekter" av 29.01.2001 settes kalkulasjonsrenten til 7,0 % for dette prosjektet.

### **II.2.3 Nyttesiden**

Nytteverdien av prosjektet kan i prinsippet bestå av 4 elementer:

1. Levert elektrisitet
2. Bidrag til reguleringsevne
3. Positive eksterne effekter
4. Restverdi

#### **Levert elektrisitet og bidrag til reguleringsevne**

Verdsetting av elektrisitet baseres på konsumentenes nyttevurderinger som kommer til uttrykk gjennom markedets betalingsvilje. Etterspørselskurven kan da benyttes for å verdsette elektrisk kraft (jf. kap. I.3.1).

Foruten inntekt, avhenger konsumentenes betalingsvilje av behov (marginal nytte). Inntekt og behov er således viktige faktorer i markedsetterspørselen etter kraft. Inntekt vil normalt være relativt stabil innen et enkelt år, men behovet for elektrisitet vil variere gjennom døgnet og året med temperatur og aktivitet. Dette betyr at betalingsviljen for elektrisitet vil variere og at elektrisitet dermed vil ha forskjellig verdi for samfunnet etter hvilket tidspunkt på døgnet eller året den leveres. For å optimere kraftproduksjonen, må kraftproduksjonen tilpasses døgn- og sesongvariasjoner i forbruket.

Det er imidlertid ikke tidsmessig samsvar mellom tilsig og forbruk i det norske vannkraftsystemet. Tilsiget er størst om sommeren og høsten, mens forbrukstoppen opptrer om vinteren når det er kaldt. Siden elektrisitet i utgangspunktet ikke kan lagres, og det fysiske systemet alltid må være i balanse, er det behov for fleksibilitet på produksjonssiden. Evnen til å regulere elektrisitetsproduksjonen ved hjelp av magasiner er derfor av betydning for verdien av den produserte kraften ved at magasiner gir større mulighet til å produsere kraft i perioder med høy betalingsvilje. Den samfunnsøkonomiske verdien av et kraftprosjekt har derfor sammenheng både med verdien av levert kraftmengde fra anlegget og anleggets bidrag til systemets reguleringsevne.

Nyttevurderinger av anlegg med årlig produksjon på mer enn 1 TWh, gjennomføres ved hjelp av Samkjøringsmodellen og Samlast. I beregningene tas det hensyn både til reguleringsevne og anleggets indirekte virkninger på kraftsystemet.

Dersom anlegget har en årlig produksjon på mindre enn 1 TWh, foretas en forenklet vurdering av nyttesiden. Nytteverdien beregnes som [kalkulasjonspris \* mengde], begge størrelsene med ukeoppløsning. Anleggets reguleringsevne hensyntas dermed ved ukeverdier for produksjonen som beregnes gjennom å optimere anleggets lastfordeling over året ved hjelp av VANSIMTAMP. Som basis for lastfordelingsberegningen benyttes ukepriser som er hentet fra Samkjøringsmodellen for 2005.

For å reflektere sluttbrukernes betalingsvilje må ukeprisen korrigeres for avgifter. Avgiftene må imidlertid igjen korrigeres for avgiftsfritak. Det er bare 60% av sluttbrukerne som betaler elavgift. Elprisen belastes derfor med 60% elavgift. Denne avgiften legges bare på den del av elektrisiteten som ikke går til nettap. Ca 30% av sluttbrukerne må betale merverdiavgift for elektrisitet. Dette betyr at elprisen belastes med 30% av merverdiavgiften. Dette gir en merverdiavgift på  $0,3 * 0,24 = 12\%$ . Det legges til grunn et gjennomsnittlig nettap på 10% som ikke pålegges elavgift, men som i prinsippet belastes sluttbrukere gjennom variabelt ledd i nettariffen.

**Kraftanlegg med årlig produksjon over 1 TWh: Den årlige nytteverdien av levert energi, reguleringsevne og eksterne nettverksvirkninger beregnes samlet sett ved hjelp av Samkjøringsmodellen/Samlast.**

**Kraftanlegg med årlig produksjon under 1 TWh: Det beregnes ikke et fullstendig konsumentoverskudd. Årlig nytteverdi av levert energi og reguleringsevne beregnes ved faste ukepriser (basert på prisrekker for inntil 13 delområder som hentes fra Samkjøringsmodellen) og lastfordeling over året (som beregnes i VANSIMTAP). Den årlige bruttonytten (N) regnes etter formelen:**

$$N = X * \sum_{u=1}^{52} (1 + 0.3 * mva)(p^u + [1 - nettap] * 0,6 * elavg) * F^u$$

**X = Årlig kraftproduksjon i Kwh**

**$p^u$  = spotpris i uke u (hentes fra Samkjøringsmodellen)**

**$F^u$  = relativ produksjon i uke u (beregnes ved VANSIMTAP).**

**Forutsetter at ca 40% av forbruket er fritatt fra elavgift, og ca 70% for mva.**

### **Positive eksterne effekter**

Dersom prosjektet i tillegg til å produsere kraft også bidrar til samfunnsnyttene på vis som ikke gjenspeiles i et marked skal dette i prinsippet tillegges prosjektets nytteside. Dette kan enten være virkninger utenfor kraftsystemet (for eksempel veibygging i forbindelse med anlegget) eller nettverksvirkninger i elnettet (for eksempel produksjonsøkning innenfor et flaskehalsområde). Det skal imidlertid meget gode grunner til å inkludere slike virkninger, og vanligvis regner vi at nyttesiden fanges opp fullt og helt av konsumentoverskuddet.

**Verdien av andre positive eksterne effekter tas ikke med (jf. kap 1.9)**

## Restverdi

Det siste elementet i prosjektnytten er restverdien. Dette elementet oppstår fordi det er en differanse mellom analyseperiode og fysisk levetid for en investering. Restverdien skal representere at anlegget fortsatt vil kunne bidra til kraftproduksjon etter at kapitalen er avskrevet.

**Restverdien beregnes etter formelen  $I \cdot (FL - \emptyset L) / FL$  og neddiskonteres fra analyseperiodens utløp**

**$FL$  = fysisk levetid**

**$\emptyset L$  = økonomisk levetid**

**$I$  = Investeringsbeløp**

Restverdien beregnes ved at anlegget avskrives lineært over den fysiske levetid (for eksempel 40 år) slik at restverdien utgjør det som står igjen av verdien etter en lineær avskrivningsregel etter analyseperioden (for eksempel på 20 år)  $((40-20)/40 = 50\%$  av investeringskostnaden referert analyseperiodens slutt). Restverdien diskonteres fra analyseperiodens utløp til referanseåret.

### Eksempelet:

Gasskraftverket har en produksjonskapasitet på over 1 TWh, og nytteverdien av anleggets produksjon og bidrag til reguleringsevne i systemet kan dermed beregnes i Samkjøringsmodellen. Modellen tar med alle driftsvariable kostnader, og begrepet "bruttonytte" i tabellen under er derfor summen av konsument- og produsentoverskudd minus drivstoffkostnader og andre variable kostnader eksklusiv arbeidskraft. Vi har variert gassprisen fra 40 øre/Sm<sup>3</sup> – 60 øre/Sm<sup>3</sup> og 80 øre/Sm<sup>3</sup> (Sm<sup>3</sup> = standard kubikkmeter). Dette gir utslag i prosjektets brukstid og nytte. Resultatene er vist i tabellen (2000 kroner):

Gasspris	Brukstid	Årlig bruttonytte	Neddiskontert bruttonytte
40 øre/Sm <sup>3</sup>	7811 timer	330 Mill NOK	4576 Mill NOK
60 øre/Sm <sup>3</sup>	7757 timer	253 Mill NOK	3508 Mill NOK
80 øre/Sm <sup>3</sup>	7626 timer	174 Mill NOK	2413 Mill NOK

Anleggets restverdi er anslått til 158 mill NOK.

### II.2.4 Investerings- og driftskostnader

Kostnader ved det planlagte produksjonsanlegget består av:

- Investeringskostnader
- Drifts- og vedlikeholdskostnader

#### Investeringskostnader

Investeringskostnadene beregnes typisk med utgangspunkt i bruk av materiell, arbeidskraft, transport, grunnerstatninger og andre varer og tjenester. Materiell, transport og andre varer og tjenester er ikke knappe faktorer og prisene baseres på markedspris

eksklusive fiskale avgifter (jf. kapittel 1.3.7). Arbeidskraft og grunnerstatning behandles som knappe faktorer og prisene settes lik markedspris inklusive avgifter (og sosiale kostnader) (jf. kapittel 1.3.7).

Dersom ikke bedre kostnadstall foreligger skal investeringskostnader beregnes med utgangspunkt i NVEs-kostnadshåndbøker. For vannkraftanlegg skal NVE-håndbok nr. 2/2000 eller 3/2000 benyttes. For varmekraft eller for vindkraft skal NVE-håndbok nr. 2/2002 benyttes. Kostnadstallene er referert januar 2000 og korrigeres etter konsumprisindeksen.

***Elementene i investeringskostnadene skal anslås enkeltvis med priser som beskrevet i kapittel 1.3.7. Dersom slike tall ikke finnes, benyttes NVE-håndbok nr. 2/2000 eller 3/2000 for å beregne investeringskostnader ved investeringer i vannkraftanlegg, og NVE-håndbok nr. 2/2002 for å beregne investeringskostnader ved investeringer i vind- eller varmekraftanlegg. Renter i byggeperioden skal medregnes dersom referansetidspunktet settes til driftsstart og ikke til byggestart.***

#### Eksempelet:

Gasskraftverk er for "hylleware" å regne i dag. Kjøp av komponenter og bygging av anlegget vil kunne gjøres til en godt forutsigbar pris gitt i et vel fungerende verdensmarked. Investeringskostnad for gasskraftverket er beregnet til 1993 mill NOK i 2000-kroner. Kostnaden fordeles over en byggeperiode på 3 år, med en antatt fordeling på 1/3 pr. år. Dette gir en rentekostnad på 292 mill NOK i byggeperioden. Total investeringskostnad, referert driftsstart, blir da 2285 mill NOK.

#### ***Drifts- og vedlikeholdskostnader***

Stipulerte drifts- og vedlikeholdskostnader beregnes for hele analyseperioden. Disse vil typisk bestå av materiell, transport, vare og tjenesteinnsats og arbeidskraft. Som for investeringskostnader skal arbeidskraft og eventuelle grunnerstatninger prises inklusive alle avgifter, mens andre kostnader skal betraktes eksklusive fiskale avgifter.

***Det anbefales at elementene i driftskostnadene anslås enkeltvis med priser som beskrevet i kapittel 1.3.7. Dersom det ikke foreligger tilstrekkelig detaljerte tall legges det til grunn at årlig driftskostnad eksklusive avgifter utgjør 1,0% av investeringen.***

Dersom det ikke er mulig å anslå driftskostnadene direkte, kan årlig driftskostnad eksklusive avgifter anslås som 1,0 % av investeringskostnaden. Dette er et anslag som er basert på erfaringer.



### Eksempelet:

Når vi benytter Samkjøringsmodellen, må vi skille mellom faste variable og driftsvariable kostnader (jf. kap. II.1.4). Driftsvariable kostnader er da inkludert i beregningene i Samkjøringsmodellen og skal dermed ikke tas med i nåverdiberegningen.

I sammenheng med gasskraftverket har vi to driftsvariable, og en fast variabel kostnadskomponent.

Gasskraftverket vil bruke 0,149 Sm<sup>3</sup> gass pr. kWh produsert elektrisitet. Ved en gasspris på 60 øre/Sm<sup>3</sup> og en brukstid på 7757 timer pr. år vil dette gi en årlig gasskostnad på 242 mill 2000 NOK. Dette er en driftsvariabel kostnad.

Det er anslått at anlegget vil ha andre driftsvariable kostnader på ca 1,8 øre/kWh. Med brukstid på 7757 timer og produksjon på 2715 GWh pr. år, utgjør dette ca 49 mill NOK pr. år (2000 kr).

Det er anslått at anlegget vil ha behov for ca 50 årsverk pr. år i drift. Arbeidskraft er regnet som fast variabel kostnad og derfor ikke tatt med i Samkjøringsmodellen. I følge SSB er gjennomsnittlig personalkostnad innen kraftforsyningen ca 415 208 NOK pr. årsverk (2000). Dette betyr at gasskraftverket får en årlig kostnad for arbeidskraft på ca 21 mill NOK (2000 kroner).

### **II.2.5 Oppsummering og konklusjon**

Nytteverdi og kostnadene skal sammenfattes slik at man kommer frem til en nettonåverdi for alle alternativer i prosjektet. Betingelsen for at prosjektet skal være samfunnsøkonomisk lønnsomt, er at nettonåverdien er positiv. Negativ nettonåverdi innebærer at prosjektet er samfunnsøkonomisk ulønnsomt. Før man tar en beslutning om å anbefale/avvise et prosjekt bør man se nettonåverdien i sammenheng med miljøinngrep og eventuelle andre prosjekter som vil påvirke/la seg påvirke av det aktuelle prosjektet (jf. kap I.9 & kap. I.8 ).

Når det eksisterer flere gjensidig utelukkende alternativer er det ikke uten videre gitt at man skal velge det prosjektet som har høyest nettonytte (jf. kap I.3.5). I slike tilfeller må man vurdere nettonåverdien i forhold til ressursinnsatsen. Siden vi ikke tar hensyn til miljøkostnader i nettonåverdien, vil det være mest riktig å sette nettonytten i forhold til de finansielle kostnadene. Nyttekostnadsbrøken skal da beregnes etter formel I.2 uten miljøkostnad (U) som:

$$N/K = \frac{N - I - D}{I + D}$$

Det bør gjennomføres en forenklet miljøvurdering av alle alternativer. Det anbefales da at det lages en miljøindeks etter formel 1.4 (kap. I.9) der annuiteten av prosjektets nettonytte (N=nettonytte, A=annuitetsfaktor) deles på det årlige antall kilowattimer prosjektet leverer (Z) ved vannkraft, eller at annuiteten av prosjektets nettonytte (NN\*A) deles på det årlige utslippet (Z) ved fossil kraft. Miljøindeksen kan eventuelt sammenlignes med miljøkostnadene i kapittel I.9.3 og I.9.4.

$$MI = \frac{NN * A}{Z}$$

### Eksempelet:

Ved en gasspris på 60 øre pr. Sm<sup>3</sup>, får vi en nettonytte fra prosjektet på ca 1,1 mrd 2000 kroner. Dette indikerer at prosjektet er samfunnsøkonomisk lønnsomt før det er tatt

hensyn til utslipp. Nyttekostnadsbrøken blir da 0,45. Ved denne gassprisen tåler prosjektet en CO<sub>2</sub> kostnad på 104 NOK/tonn.

Gassprisen er et stort usikkerhetsmoment i denne analysen. Ved en gasspris på 80 øre/Sm<sup>3</sup>, faller lønnsomheten til 44 mill NOK. N/K brøken blir 0,02, og prosjektet tåler da bare 4 kr/tonn i CO<sub>2</sub> kostnad. På den andre siden øker nettonytten til 2,3 mrd NOK ved en gasspris på 40 øre/Sm<sup>3</sup>. N/K brøken blir da 0,87 og prosjektet tåler en CO<sub>2</sub> kostnad på 202 kr/tonn.

Gassprisen og eventuelle utslippskostnader er med andre ord svært viktige faktorer for prosjektøkonomien. En annen faktor er elektrisitetsprisene. Vi har i beregningene basert oss på en statistisk normalsituasjon i kraftmarkedet. Med lavere elpriser ville prosjektet kommet dårligere ut. Grensen for når prosjektet er bedriftsøkonomisk lønnsomt ligger på om lag 18 øre/kWh ved en gasspris på 60 øre/Sm<sup>3</sup>. Ved lavere pris vil ikke prosjektet kunne realiseres ut fra bedriftsøkonomiske hensyn. Ved høyere priser er det utbyggers krav til kapitalavkastning, forventninger til fremtidige CO<sub>2</sub> avgifter eller eventuelle myndighetspålagte rensekrav som vil hindre utbygging.

## II.3 Tiltak i elnettet

I dette kapittelet gjennomgås samfunnsøkonomiske analyser av tiltak i overføringsanlegg for elektrisk kraft.

Når det finnes alternativer som ikke er nettiltak, skal den samfunnsøkonomiske analysen av disse alternativene gjennomføres slik det beskrives for den aktuelle prosjektkategori i kapitlene II.2, II.4 og II.5. Ved investeringer i nettiltak på lavere spenningsnivå (under 132 kV) kan det for eksempel være spesielt relevant å vurdere småskalaproduksjon av elektrisitet eller sluttbrukertiltak som alternativer.

### II.3.1 Beskrivelse av prosjektet og alternativene

Det skal gis en kortfattet oversikt over nåværende status for prosjektområdet, samt planene for prosjektet og alle aktuelle alternativer.

Beskrivelse av tiltak i nettet skal omfatte tilknytningspunkt(er) i nettet, type anlegg (f.eks. linje simplex FeAl 380), spenningsnivå, termisk overføringskapasitet samt andre relevante hoveddata. Hvilket nettnivå tiltaket faller innunder samt hvilket alternativ som er nullalternativet må også fremkomme.

Prosjektområdet beskrives med geografisk beliggenhet, eksisterende forbruk, produksjon, forsyning (overføringsforhold) og eksisterende forsyningsanlegg (overføringskapasitet) til det aktuelle området. Hva som er utløsende årsak for tiltaket, må også fremkomme.

Følgende elementer tas med i beskrivelse av alternativene:

- Geografisk beliggenhet
- Eksisterende forbruk
- Eksisterende produksjon
- Eksisterende forsyningsanlegg
- Utløsende årsak for nytt tiltak
- Gjeldende nettnivå
- Tilknytningspunkter i nettet
- Type anlegg
- Spenningsnivå
- Termisk overføringskapasitet
- Nullalternativet

#### Eksempel: Tiltak i sentralnettet

Vi har konstruert et prosjekt på sentralnettnivå hvor det knyttes en ny forbindelse inn i et område i Sør-Norge.

Fra før går det to 300 kV linjer med total overføringskapasitet på 1300 MW inn i området. Vi tenker oss at det planlegges å bygge en ny 420 kV linje som vil øke overføringskapasiteten til 2100 MW. Den planlagte linje blir 65 km lang (simplex FeAl 380-linje) hvor 40% føres i samme trasé som den ene eksisterende linjen. Anleggsperioden går over to år, og halvparten av investeringen påløper i første anleggsår.

I eksempelet ser vi ikke på alternativer til å bygge den nye linjen. Nullalternativet, som er den mest sannsynlige utviklingen uten prosjektet, er da nettet slik det er i dag med den forventede forbruks- og produksjonsutvikling.

### **II.3.2 Forutsetninger**

Forutsetninger for prosjektet skal spesifiseres. I tillegg skal man oppgi og begrunne hvilken kalkulasjonsrente som benyttes på de enkelte alternativer i analysen. Kalkulasjonsrenten kan være forskjellig dersom alternativer faller innenfor ulike prosjektkategorier. Det skal ellers benyttes samme forutsetninger for beregninger av alle alternativer, og disse skal minimum omfatte:

- Fysisk levetid for prosjektet
- Analyseperiode
- Referansetidspunkt
- Referansebanen
- Fysiske nettbegrensninger
- Kalkulasjonsrente

#### Eksempelet:

Levetid: Fysisk levetid settes til 50 år. Økonomisk levetid settes til 30 år.

Analyseperiode: Analyseperioden settes lik økonomisk levetid til 30 år.

Referansetidspunkt: Referansetidspunkt settes til januar 2005 som er samtidig med tidspunkt for idriftsettelse av overføringsanlegget. Alle verdier regnes i 2002 kroner.

Referansebanen: Alminnelig forsyning antas å øke med 1,2 % pr. år fra 1999 (82,1 TWh) til 2034. I tillegg antas det at det etableres ny industri innen alminnelig forsyning med et kraftbehov på 1,5 TWh i 2006. Kraftintensiv industri antas uendret (lik 33 TWh) til 2004 hvor forbruket antas økt med om lag 2,5 TWh. Fra 2005 til 2034 antas forbruket i kraftintensiv industri å være uendret. Vannkraftproduksjon antas å øke med 1 TWh fra i dag til 2005, uendret fra 2005 til 2010 og økt med 1 TWh fra 2010 til 2015. Vindkraftproduksjonen antas økt med om lag 1 TWh fram til 2005, 2 TWh fra 2005 til 2010 og deretter 2 TWh fra 2010 til 2015. Fra 2015 til 2034 antas balansen mellom produksjon og forbruk uendret. Tilgjengelig produksjonskapasitet under høyload i området er om lag 1180 MW. Denne antas uendret fram til 2005 og gjennom hele analyseperioden. Kraftforbruket i alminnelig forsyning innen området antas å øke med 1,9 % fram til 2005 (ca 860 MW) og deretter med 1,2 % årlig fram til 2034. Økningen i kraftintensiv industri i området antas å være vel 300 MW fram til 2005 (ca 750 MW). Fra 2005 til 2034 antas forbruket i kraftintensiv industri å være uendret.

Kalkulasjonsrente: Ihht. NVE-notat "Bruk av risikjustert kalkulasjonsrente ved vurdering av energiprojekter" av 29.01.2001 settes

kalkulasjonsrenten til 6,0 % for dette prosjektet.

### **II.3.3 Nyttessiden**

For å beregne nytteverdien av et overføringsanlegg må følgende elementer fastlegges:

- Årlig reduksjon i avbruddskostnader
- Årlig reduksjon i kostnader ved nettap og flaskehals
- Restverdi av planlagt anlegg

Det er ikke gitt at avbruddskostnadene og tapskostnadene/kostnadene ved flaskehalsler reduseres ved bygging av et nytt overføringsanlegg. I enkelte tilfeller kan problemene flyttes til andre steder i nettet og også øke. Denne muligheten bør også undersøkes gjennom analysen.

### Årlig reduksjon i avbruddskostnader

Årlige avbruddskostnader med og uten et nytt overføringsanlegg beregnes vha. formelen<sup>26</sup>:

$$\text{Formel II.1} \quad K = P \cdot \sum_j \lambda_j \cdot r_j \cdot k_{ILEref}(r_j) \cdot f_K \cdot P_{ref} / P$$

der følgende faktorer må fastsettes:

P	=	midlere belastning over året (levert energi dividert på 8760 timer) [kWh/h]
j	=	tellevariabel for antall anleggsdeler
$\lambda_j$	=	feilfrekvens for anleggsdel nr. j [antall feil/år]
$r_j$	=	summen av reparasjonstid for anleggsdel nr. j og kopleingstid, evt. omkopleingstid i nettet [timer/feil]
$k_{ILEref}(r_j)$	=	spesifikk avbruddskostnad for lastpunktet i kr/kWh ikke levert energi for varighet $r_j$ , referert januar (referansetidspunkt).
$f_K$	=	korreksjonsfaktor for årlig avbruddskostnad [kr]
$P_{ref}$	=	belastningen på referansetidspunktet dvs. januar og dermed maksimal last [kWh/h]

Ved beregning av avbruddskostnader, må det vurderes hvilke feil som kan medføre avbrudd for sluttbrukere. Dette kan være feil på ulike anleggskomponenter som kraftlinjer, kabler, krafttransformatorer, effektbrytere samt vern og kontrollutstyr.

Feil på anleggskomponenter vil vanligvis ha ulik frekvens og varighet, og årsaken til feilene kan for eksempel være lynnedslag, vind, mangelfull trasserydding eller feil ved konstruksjon/montasje. Kraftlinjer er spesielt utsatt for lynnedslag og vind, mens krafttransformatorer, vannkraftaggregater, vern og kontrollutstyr er spesielt utsatt for feil i forbindelse med konstruksjon/montasje og innstilling.

Statnetts årsstatistikk for driftsforstyrrelser i 33-420 kV nettet benyttes til fastsettelse av feilfrekvens og utetid (kopleingstid evt. reparasjonstid) dersom ikke mer representativ statistikk foreligger.

Spesifikke avbruddskostnader for større brukere i området bør undersøkes. Dersom slike undersøkelser ikke er tilgjengelig, kan man basere seg på (SEfAS, 2002), eller SEfAS planleggingsbok for kraftnett.

SEfAS planleggingsbok for kraftnett er basert på en studie fra Stiftelsen for samfunns- og næringslivsforskning (SNF, 1991). Dette er en landsomfattende undersøkelse av sluttbrukeres kostnader ved avbrudd i kraftforsyningen. Mye tyder imidlertid på at en stabil kraftforsyning har blitt viktigere i løpet av de 10 årene som er gått siden SNF-undersøkelsen ble gjennomført. Dessuten skiller ikke undersøkelsen mellom kostnader ved varslede og ikke varslede avbrudd. Undersøkelsen omfatter heller ingen kartlegging av kostnader ved kortvarige avbrudd (varighet < 3 minutter) og spenningsforstyrrelser. På

<sup>26</sup> Er diskutert i SINTEF Energiforskning AS (SEfAS) planleggingsbok for kraftnett.

oppdrag fra bl.a. NVE har derfor SINTEF Energiforskning AS nylig gjennomført en ny undersøkelse av avbruddskostnader (SEfAS 2002).

**Avbruddskostnader skal beregnes etter formel II.1 der parametrene fastsettes ihht:**

**Statnetts årsstatistikk for driftsforstyrrelser i 33-420 kV nettet benyttes til fastsettelse av feilfrekvens og utetid (koplingstid evt. reparasjonstid) dersom ikke mer representativ statistikk foreligger.**

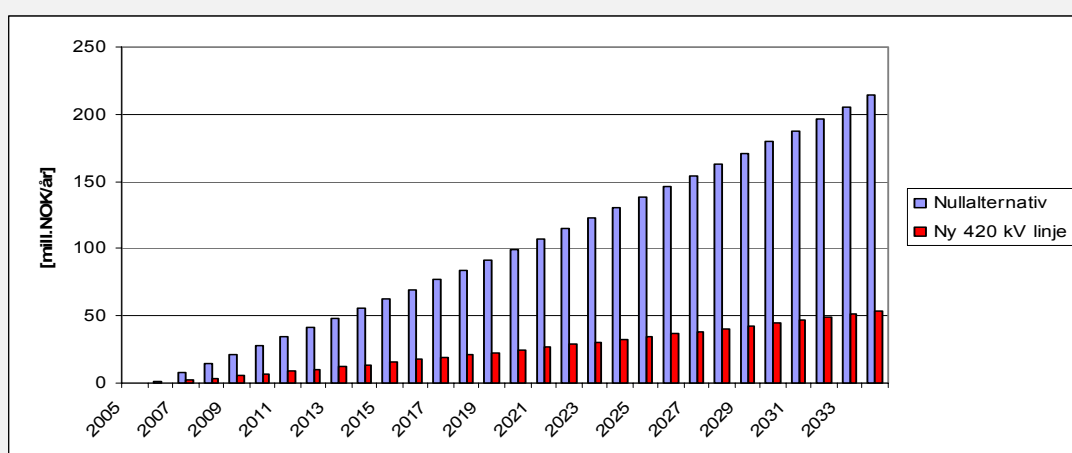
**Spesifikke avbruddskostnader og korreksjonsfaktor for årlig avbruddskostnad hentes fra SEfAS (2002), evt. SEfAS planleggingsbok for kraftnett dersom ikke egne undersøkelser er gjort for kundene i det aktuelle området.**

#### Eksempelet:

Spesifikke avbruddskostnader for ikke varslet avbrudd settes til 50 kr/kWh for handel/industri og 4 kr/kWh for husholdning/jordbruk (jmf. NVE-rapport 3-2000)<sup>27</sup>.

Det antas at like mye last tilhører handel/industri som husholdning/jordbruk innen alminnelig forsyning. For kraftintensiv industri antas spesifikk avbruddskostnad lik handel/industri. Ved nullalternativet forutsettes installert belastningsfrakopling som kople ut kraftintensiv industri (KKI) ved behov. KKI antas utkople inntil ca 2-3 timer. Dersom ikke tilstrekkelig kraftforsyning er opprettet innen det, vil alm. forsyning koples ut og KKI inn. Dette skyldes at avbruddskostnadene for KKI etter ca 2-3 timer antas å øke betydelig.

Feilfrekvens og utetid hentes fra Statnetts årsstatistikk 2000, driftsforstyrrelser i 33-420 kV nettet. For 300 kV linje benyttes gjennomsnittet for perioden 1991-2000 som viser 1,14 feil pr. 100 km/år og 25 timer i gjennomsnittlig reparasjonstid (utelatt 10 % av verdiene som utgjør de høyeste tidene da disse antas ikke å være representative).



Figur II. 1. Årlige avbruddskostnader i millioner NOK med og uten prosjektet, referert det enkelte år i analyseperioden.

<sup>27</sup> Kostnadene er basert på tidligere anslag på KILE-kostnader da de nye satsene i SEfAS (2002) ikke var tilgjengelig på tidspunktet for denne beregningen.

Store deler av strekningen i prosjektet (40 %) skal gå parallelt med en eksisterende 300 kV linje inn til området. Dette medfører en større sannsynlighet for avbrudd enn om linjene hadde gått i forskjellige traséer. En studie av Tron Horn for BKK i 1995 viser en sannsynlighet på 40-80 % for at feil på ledninger på felles masterekke/i felles trasé skjer samtidig. Det antas her en sannsynlighet på 60 %. På de strekninger hvor linjene ikke går i samme trasé, legges det til grunn at feil ikke forekommer på begge linjene samtidig.

I figur II.1 er avbruddskostnadene i prosjektet presentert i millioner kroner pr. år. De årlige avbruddskostnadene øker betydelig utover i analyseperioden, spesielt for nullalternativet. Årsaken til økningen er at maksimal belastning i området øker så mye at utfall av den kritiske linja eller de to parallelle linjene vil kunne medføre at produksjonen internt i området samt resterende importkapasitet til området ikke er tilstrekkelig til å dekke alt forbruket.

Uten det planlagte overføringsanlegget vil den mest kritiske enkeltfeilen være at den ene 300 kV linjen faller ut. Dersom alle andre linjer og 95 % av maksimal vintereffekt i produksjonsapparatet innen området er tilgjengelig, vil det bli problemer med å dekke opp alt forbruket fra 2006. Dette forutsatt at prognosert belastningsøkning slår til. Med planlagt 420 kV linje vil det også være en viss sannsynlighet for avbrudd i kraftforsyningen i det aktuelle området. Dersom både den planlagte 420 kV linje og eksisterende 300 kV linje som er planlagt i felles trasé faller ut, vil like mye forbruk falle bort som ved nullalternativet. Med det planlagte overføringsanlegg vil sannsynligheten for avbrudd altså reduseres mens konsekvensen vil være uendret. I disse beregningene er det antatt at feil på andre anleggsdeler ikke medfører avbrudd av betydning.

Med det nye overføringsanlegget vil nåverdien av reduserte avbruddskostnader, bli 745 millioner NOK i eksempelprosjektet sammenliknet med nullalternativet (se vedlegg 4). Størrelsen på avbruddskostnadene er følsom for ulike parametre. Dersom årlig forbruksvekst innen alminnelig forsyning i området øker med 1,0 % i stedet for 1,2 % i eksempelprosjektet, vil nåverdien av reduserte avbruddskostnader med planlagt overføringsanlegg i forhold til nullalternativet bli om lag 143 millioner kr. mindre. Tilsvarende vil avbruddskostnadene være følsom for valg av sannsynlighet for samtidig feil på de to ledningene i felles trasé. Dersom det velges en sannsynlighet på 70 % i stedet for 60 %, vil nytten ved nytt overføringsanlegg reduseres med om lag 41 millioner NOK i nåverdi.

### ***Årlig reduksjon i nettap og flaskehals***

Ved all kraftoverføring vil en del av overført energi forsvinne som varmetap til omgivelsene. Dette kalles nettap og medfører at effektuttaket fra nettet er mindre enn det som mates inn. Nettapet øker proporsjonalt med kvadratet av strømstyrken noe som gir et sterkt økende nettap når overføringsvolumet nærmer seg den fysiske kapasitetsgrensen.

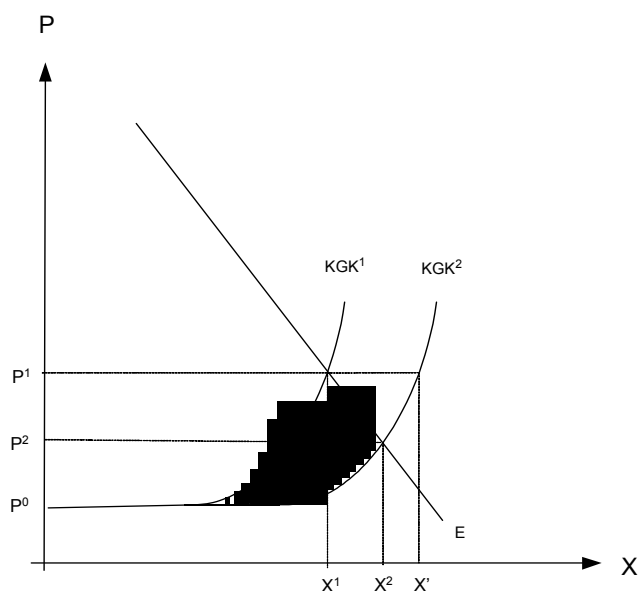
Kapasitetspris, noen ganger omtalt som flaskehalskostnad, er en skyggepris som oppstår når det er knapphet på overføringskapasitet. Kapasitetsbegrensningen kan i prinsippet også skyldes knapp tilgang på elektrisitet.

Dersom den fysiske overføringskapasiteten (og elektrisitetsproduksjonen) er større enn etterspørselen etter el, vil skyggeprisen på kapasitet være null. Grensekostnaden på el gis da av brenselkostnad/vannverdi og nettap alene. Om kapasiteten er mindre enn etterspørselen vil det oppstå en pris på kapasiteten. Kapasitetsprisen vil normalt øke tiltakende med økende knapphet. Markedsprisen på el er lik brenselkostnad, nettap og skyggepris på kapasitet når kapasitet er en begrensende faktor (jf. elspotområder).

Blant annet kapasitetspris og nettap gjør at kortsiktig grensekostnad for levert elektrisitet øker tiltakende med overføringsvolumet. Men det finnes også andre mekanismer som bidrar til dette. Et annet eksempel er at det nordiske kraftsystemet fylles opp med stadig dyrere produksjonskapasitet når etterspørselen øker.

To grensekostnadskurver for levert el er illustrert ( $KGK^1$  og  $KGK^2$ ) i figur II.2. Dette er bare illustrasjoner, og både helning og beliggenhet er svært forskjellig på ulike tidspunkter og i ulike områder. Den samfunnsøkonomiske verdi av redusert nettap eller økt kapasitet i en gitt tidsperiode kan illustreres i figuren.

Som eksempel ser vi i det følgende på et tiltak som medfører redusert nettap. Begrunnelsen for å fastsette samfunnsøkonomisk verdi av å øke overføringskapasiteten (reduere en flaskehals) vi imidlertid følge samme resonnerment.



Figur II.2. Konsument og produsentoverskudd ved redusert nettap/økt kapasitet.

Kortsiktig grensekostnad for levert elektrisitet er i utgangspunktet gitt ved  $KGK^1$ . Kurven stiger tiltakende ettersom kvantum nærmer seg den øvre fysiske grense for hva som kan leveres til sluttforbruk i området. Reservasjonsprisen  $P^0$  er den laveste pris tilbyder er villig til å levere kraft til. Denne er vanligvis bestemt av vannverdi + variable driftskostnader i vannkraftsystemet.

I skjæringspunktet mellom  $KGK^1$  og etterspørselskurven,  $E$ , finner vi likevektspris  $P^1$  og likevektskvantum  $X^1$ , der krafthandelen finner sted med et gitt nettap. Vi tenker oss så at det blir gjennomført (et investeringsmessig kostnadsfritt) tiltak som vil redusere det fysiske nettaket. Det vil da være mulig å levere samme mengde elektrisitet til sluttbrukere, for eksempel  $X^1$ , men med lavere produksjonsvolum fordi man nå taper mindre elektrisitet i overføringen. Dette vil medføre at kortsiktig grensekostnad flytter seg fra  $KGK^1$  til  $KGK^2$ .

For et hvilket som helst kvantum elektrisitet levert til sluttbruk, for eksempel  $X^1$ , vil det nå mates mindre elektrisitet inn i nettet enn før tiltaket. Leverandørens kostnader reduseres dermed med  $P^1(X' - X^1)$  fordi han nå kjøper mindre strøm fra produsenten for å levere  $X^1$  til sluttbruker. Det produseres mindre kraft og brukes dermed mindre brensel (som sett i en nordisk sammenheng enten er i form av vann, gass, olje, kull eller kjernedrivstoff). Dersom sluttleveransen av elektrisitet opprettholdes i  $X^1$ , er den samfunnsøkonomiske kostnadsgevinsten av redusert nettap gitt av det skraverte området til venstre for  $X^1$ . Kostnadsinnsparingen er bare avhengig av tilbudskurvens helning og form og ikke av etterspørselskurven, ut over at den krysser i  $P^1X^1$ .

Frigjort brensel kan spares til senere perioder eller bidra til økt sluttleveranse av elektrisitet i den samme perioden. Dersom man ønsker å tilby sluttbrukere den frigjorte



kraften, må prisene senkes fordi en ny tilpasning må skje langs etterspørselskurven. I figuren er den nye tilpasningen i  $(P^2, X^2)$ . Verdien av økt sluttleveranse er gitt av differansen mellom produksjonskostnad og etterspørselskurven ved det skraverte området til høyre for  $X^1$ . Verdien av frigjort elektrisitet i en tidsperiode er større med en flat enn ved en bratt etterspørselskurve. I det ene ekstremtilfellet, med en vertikal etterspørsel, vil brukerne ikke kjøpe den frigjorte elektrisiteten innen tidsperioden uansett pris.

Total samfunnsøkonomisk verdi av redusert nettap innen tidsperioden er hele det skraverte området i figuren. Vi må neddiskontere alle velferdsgevinstene over prosjektets levetid for å komme frem til den totale velferdsgevinsten.

Siden etterspørselskurvens beliggenhet varierer mellom ulike tidsavsnitt vil verdien av økt kapasitet eller redusert nettap også variere sterkt mellom perioder. Det er derfor vanskelig å anslå disse to størrelsene basert på faste gjennomsnittspriser.

I praksis lar det seg imidlertid gjøre å beregne verdien av redusert nettap/økt kapasitet ved hjelp av datamodellen Samlast. Dette er en integrasjon av Samkjøringsmodellen og et lastflytprogram, Optlast. Samlast er en markedsmodell hvor tilsig, produksjon, forbruk og overføringsnettet modelleres (Hornnes 1995). Modellen beregner markedsklarering for 4 prisavsnitt pr. uke over 60 år (1941-2000). Samlast tar hensyn til beregnede fysiske nettap samt nettbegrensninger i beregningen av det totale produsent- og konsumentoverskuddet (Hornnes 2002).

I NVEs versjon av Samlast/Samkjøringsmodellen er Norge delt inn i 13 delområder. I tillegg er Sverige modellert som 2 områder, Finland som 1 område, Danmark som 2 områder og Tyskland som 1 område.

**Samkjøringsmodellen/Samlast benyttes for å beregne velferdsgevinster for endrete nettap og overføringskapasiteter på sentralnettsnivå inkludert masket 132 kV nett.**

**For nettiltak på lavere nettnivåer enn 132 kV må en forenklet metode for å representere verdien av redusert nettap ved økt overføringskapasitet benyttes. Årlig nytteverdi av redusert nettap beregnes da etter følgende formel:**

$$N = X * \sum_{u=1}^{52} (1 + 0,3 * mva) * (p^u + 0,6 * elavg) * F_u$$

**$X$  = Årlig mengde frigjort kraft i Kwh.**

**$p^u$  = Ukepris (fra Samkjøringsmodellen).**

**$F_u$  er relativ fordeling av frigjort elektrisitet i uke  $u$  (redusert tap).**

**Forutsetter at 40% av forbruket er fritatt elavgift og 70% er fritatt mva.**

#### Eksempelet:

Ved hjelp av Samkjøringsmodellen/Samlast har vi beregnet at det samlede produsent- og konsumentoverskudd som følge av redusert nettap og økt kapasitet øker med om lag 17 millioner NOK i nåverdi (referert 2005) i forhold til nullalternativet (se vedlegg 4).

### **Restverdi av planlagt anlegg**

Ved utløp av analyseperioden på 30 år vil anlegget ha en restverdi som må tas hensyn til. Dette skyldes at den fysiske levetiden (50 år) er lenger enn analyseperioden og den økonomiske levetiden (30 år). Restverdien beregnes for eksempel ved at anlegget avskrives lineært over 50 år slik at restverdien utgjør  $((50-30)/50 =)$  40 % av investeringskostnaden referert analyseperiodens slutt (2034). Denne må så diskonteres til referanseåret som er 2005.

**Restverdien skal beregnes etter formelen  $I \cdot (FL - \emptyset K) / FL$  og neddiskonteres fra analyseperiodens utløp.**

**$FL$  = fysisk levetid**

**$\emptyset K$  = økonomisk levetid.**

**$I$  = Investeringsbeløp**

#### Eksempelet:

Prosjektets restverdi er beregnet til 25 millioner NOK i nåverdi (referert 2005) (se vedlegg 4).

### **II.3.4 Investerings- og driftskostnader**

Kostnader ved det planlagte overføringsanlegget består av følgende to elementer:

- Investeringskostnader
- Drifts- og vedlikeholdskostnader

#### **Investeringskostnader**

Investeringskostnadene beregnes med utgangspunkt i bruk av materiell, arbeidskraft, transport og grunnerstatninger. Materiell og transport er ikke en knapp faktor og prisene baseres på markedspris eksklusive fiskale avgifter (jf. kapittel 1.3.7). Arbeidskraft og grunnerstatning behandles som knapp faktor og prisen settes lik lønn inklusive avgifter (og sosiale kostnader) (jf. kapittel 1.3.7).

Dersom ikke bedre kostnadstall foreligger skal investeringskostnader beregnes med utgangspunkt i NVE-publikasjon nr. 26/1998<sup>28</sup>. Kostnadstallene er referert januar 1998 og må korrigeres etter konsumprisindeksen. Ved beregning av investeringskostnader for luftlinje må det avklares om linjene går igjennom "lett", "vanlig" eller "vanskelig" terreng. Ved jordkabel må grunnforhold og kabelanleggets lengde avklares da kostnadene vil være sterkt avhengig av disse forholdene.

---

<sup>28</sup> Denne publikasjonen er foreldet hva gjelder kostnad for kabel. Det må derfor benyttes et annet kostnadsgrunnlag ved beregning av kabelkostnader. Det er planlagt en oppdatering av NVE-publikasjon nr. 26/1998 til neste år.

**Elementene i investeringskostnadene skal anslås enkeltvis med priser som beskrevet i kapittel 1.3.7. Dersom slike tall ikke finnes, benyttes NVE-publikasjon nr. 26/1998 for å beregne investeringskostnader ved investeringer i elnett (med unntak for kabel hvor annet mer oppdatert grunnlag benyttes). Renter i byggeperioden skal medregnes dersom referansetidspunktet settes til driftsstart og ikke til byggestart.**

Eksempelet:

Den nye linjen går gjennom vanlig terreng uten spesielle vanskeligheter med transport eller klimatiske belastninger. Investeringskostnaden er anslått etter NVE-publikasjon nr. 26/1998 til 361 millioner NOK inklusive renter i byggeperioden (se vedlegg 4).

**Drifts- og vedlikeholdskostnader**

Stipulerte drifts- og vedlikeholdskostnader beregnes for hele analyseperioden. Disse kan bestå av materiell, transport og arbeidskraft. Som for investeringskostnader skal arbeidskraft og eventuelle grunnerstatninger prises inklusive alle avgifter, mens andre kostnader skal betraktes eksklusive fiskale avgifter.

Dersom det ikke er mulig å anslå driftskostnadene direkte, kan årlig driftskostnad eksklusive avgifter anslås som 1,5 % av investeringskostnaden. Anslaget er basert på erfaringer.

**Det anbefales at elementene i driftskostnadene anslås enkeltvis med priser som beskrevet i kapittel 1.3.7. Dersom det ikke foreligger tilstrekkelig detaljerte tall legges det til grunn at årlig driftskostnad eksklusiv avgifter utgjør 1,5% av investeringen.**

Eksempelet:

Årlige drifts- og vedlikeholdskostnader beregnes på forenklet måte som 1,5 % av investeringskostnaden. Neddiskonterte årlige drifts- og vedlikeholdskostnadene beregnes til 75 millioner NOK (se vedlegg 4).

**II.3.5 Oppsummering og konklusjon**

Nytteverdien og kostnadene for alle alternativene skal sammenfattes slik at man kommer frem til en nettonåverdi for hvert av dem. Betingelsen for at prosjektet skal være samfunnsøkonomisk lønnsomt, er at nettonåverdien er positiv. Negativ nettonåverdi innebærer at prosjektet er samfunnsøkonomisk ulønnsomt. Før man tar en beslutning om å anbefale/avvise et prosjekt bør man se nettonåverdien i sammenheng med miljøinngrep og eventuelle andre prosjekter som vil påvirke/bli påvirket av det aktuelle prosjektet (jf. kap 1.9 & kap. 1.8 ).

Når det eksisterer flere gjensidig utelukkende alternativer er det ikke uten videre gitt at man skal velge det prosjektet som har høyest nettonytte (jf. kap 1.3.5). I slike tilfeller må man vurdere nettonåverdien i forhold til ressursinnsatsen. Siden vi ikke tar hensyn til miljøkostnader i nettonåverdien, vil det være mest riktig å sette nettonytten i forhold til de finansielle kostnadene. Nyttekostnadsbrøken skal da beregnes etter formel 1.2 uten miljøkostnad (U) som:

$$N/K = \frac{N - I - D}{I + D}$$

Det bør i tillegg gjennomføres en forenklet miljøvurdering av alle alternativene. Det anbefales at det lages en lignende miljøindeks som i formel [1.4]. Vi foreslår at indeksen konstrueres ved at annuiteten av alternativets nettonytte (NN=nettonytte, A=annuitetsfaktor) deles på antall berørte husstander i en omkrets av 1 km langs hele linjen (Z). Miljøindeksen kan eventuelt sammenlignes med miljøkostnadene i kapittel 1.9.3 og 1.9.4.

$$MI = \frac{NN * A}{Z}$$

#### Eksempelet:

Nytteverdien, som består av reduserte kostnader ved nettap og flaskehals, reduserte avbruddskostnader og restverdi av anlegget, viser seg å bli høyere enn investerings- og driftskostnadene. Nyttevirkningene er kalkulert til 787 millioner NOK mens kostnadene utenom miljøkostnad er kalkulert til 436 millioner NOK. Nettonåverdien blir dermed 351 millioner NOK uten hensyn til miljøkostnader. Dette gir en nyttekostnadsbrøk på 0,8.

Innen prosjektområdet (>1 km fra linjen) finnes det 1800 husstander. Prosjektet tåler en årlig miljøkostnad på 14.152 NOK pr. husstand før nettonytten av prosjektet er 0. Dette er 10 ganger så høyt som det høyeste anslaget på betalingsvilje i Navrud (2002) og bør være innen grensene for en akseptabel miljøkostnad.

Ut ifra våre beregninger synes overføringsanlegget å være samfunnsøkonomisk lønnsomt, også etter at det er gjort en forenklet miljøvurdering. Det er imidlertid en rekke usikkerhetsmomenter knyttet til analysen, som blant annet skyldes antagelser om produksjons- og forbruksutvikling, verdsettelse av avbrudd og sannsynligheten for å få avbrudd i kraftforsyningen.

## II.4 Varmeenergi

I dette kapitlet beskrives samfunnsøkonomiske analyser av investeringer i produksjonsanlegg for varme. Dette omfatter varme produsert med bio-avfall, annen bioenergi, varmepumper, spillvarme, olje, gass og el. Fremgangsmåten illustreres ved et eksempel.

Dersom prosjektplanene også omfatter alternativer som ikke er varmeproduksjon (for eksempel enøk- eller nettiltak), skal den samfunnsøkonomiske analysen av disse alternativene gjennomføres slik det beskrives for den aktuelle prosjektkategori i kapitlene II.2, II.3 og II.4.

### II.4.1 Beskrivelse av prosjektet og alternativene

Alle aktuelle alternativer skal beskrives slik at produksjonskapasitet, driftstid, brenselstype, og anslag for varmebehov fremkommer. Siden infrastrukturen for varmedistribusjon er lite utbygd i Norge må analysene vanligvis også ta hensyn til utbygging av varmfordelingsnett. Varmefordelingsnettet skal da beskrives ved utstrekning og kapasitet. Prosjektet skal grunngis, for eksempel ut fra regionale/lokale behov eller miljøfordeler ved å velge denne form for oppvarming.

Prosjektområdet beskrives med geografisk beliggenhet, og det skal gis en kortfattet status for kapasiteten i nettet i prosjektområdet. Varmeproduksjon vil neppe medføre behov for utbedring i tilknytning til elektriske anlegg, men kan få vesentlig virkning for kapasitetsutnyttelsen av elnettet i området.

Følgende elementer skal tas med i beskrivelse av prosjektet:

- Brenselstype/varmekilde
- Produksjonskapasitet for varme
- Driftstid
- Anslått varmebehov
- Distribusjonsanlegg beskrives ved utstrekning og kapasitet
- Utløsende årsak for tiltaket
- Geografisk beliggenhet
- Overføringsforhold i elnettet
- Nullalternativet

#### Eksempel: Fjernvarmeanlegg

I forbindelse med opprustning av et smelteverk på Nordvestlandet, vil det bli generert overskuddsvarme som kan benyttes til oppvarmingsformål. Det lokale energiverket ønsker å benytte spillvarmen fra smelteverket til oppvarming gjennom et fjernvarmeanlegg i lokalområdet.

Den maksimale kapasiteten for spillvarme i smelteverket er 388 GWh, og i følge anslag regner energiselskapet det som realistisk at det fra og med 2005 vil være et lokalt årlig varmebehov på 18 GWh. Det lokale energiselskapet ønsker derfor å installere en varmesentral med en kapasitet på 9 MW, og regner med en brukstid på ca 2000 timer årlig.

I tillegg til varmesentralen må det bygges et distribusjonsanlegg for fjernvarme (varmtvann). Dette vil få en total utstrekning på 7 km med transport av turvann med en temperatur på 75 - 95 °C og returvann med temperaturer mellom 40 og 55 °C.

Det er ingen fysiske kapasitetsproblemer i elnettet i området, men med forventet strammere kraftbalanse i årene fremover er dette et positivt bidrag til energiforsyningen.

Prosjektet er miljøvennlig i den forstand at det ikke medfører miljøulemper og utnytter varme som ellers må kjøles ned.

#### **II.4.2 Forutsetninger**

Forutsetninger for prosjektet skal spesifiseres. Dette omfatter valg av kalkulasjonsrente for de enkelte alternativer som også skal oppgis og begrunnes. Kalkulasjonsrenten kan være forskjellig dersom alternativer faller innenfor ulike prosjektkategorier. Forutsetninger for beregninger av alternativene skal omfatte:

- Fysisk levetid for prosjektet
- Analyseperiode (økonomisk levetid)
- Referansetidspunkt
- Referansebane
- Kalkulasjonsrente

Fysisk levetid og analyseperiode vil avhenge av det enkelte prosjekt. Dersom man ikke har grunnlag for å foreta et anslag på disse størrelsene, tas det utgangspunkt i en analyseperiode på 20 år og en fysisk levetid på 40 år for varmeprosjekter.

***Dersom levetid og analyseperiode ikke fastsettes i prosjektet, tas det utgangspunkt i en fysisk levetid for varmeproduksjonsanlegg på 40 år med analyseperiode på 20 år.***

***Kalkulasjonsrenten fastsettes ihht. NVE-notat "Bruk av risikojustert kalkulasjonsrente ved vurdering av energiprosjekter" av 29.01.2001 der det anbefales å benytte faste rentesatser på små anlegg og til å ta særlig stilling til kalkulasjonsrenten ved store eller viktige prosjekter.***

#### Eksempelet:

Den maksimale fysiske levetid for anlegget er anslått til 40 år, og analyseperioden settes til 20 år. Oppstart for anleggsarbeidet er 2003, og anlegget settes i drift 5 år senere. Referansetidspunktet er satt til idriftsettingstidspunktet som da blir 2008. Alle verdier er oppgitt i 2001 kr. Siden det er forskjell på tidspunkt for anleggsstart og driftsstart, må vi ta hensyn til renter i byggeperioden.

Det er forutsatt en årlig konsumvekst på 1,2 % som summarisk reflekteres i en tilsvarende årlig verdioppjustering av konsumentoverskuddet.

Ihht. NVE-notat "Bruk av risikojustert kalkulasjonsrente ved vurdering av energiprosjekter" av 29.01.2001 settes kalkulasjonsrenten til 6,0 % for dette prosjektet.

#### **II.4.3 Nyttensiden**

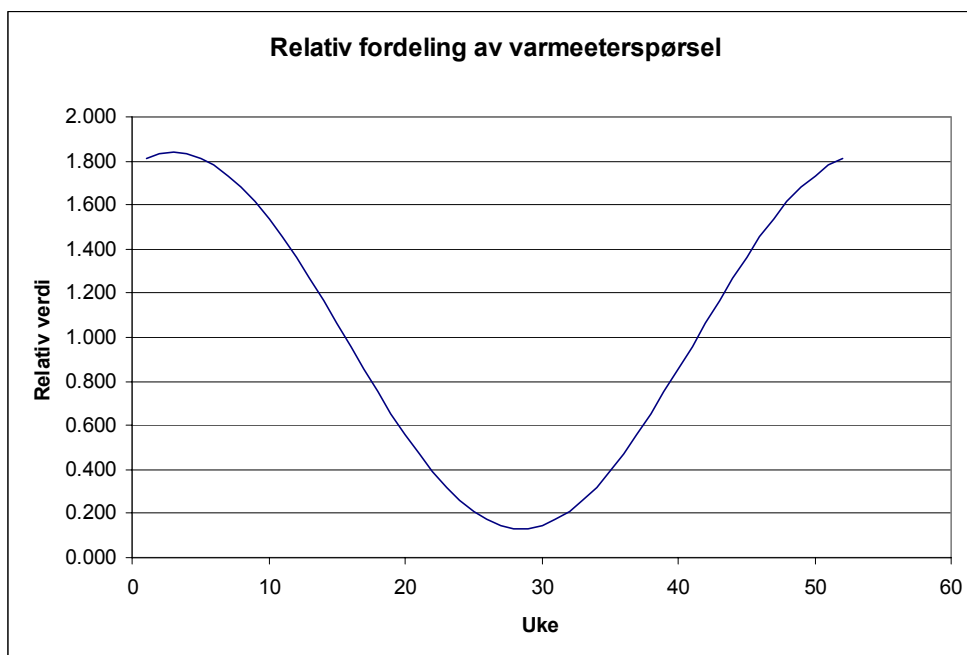
Verdien av prosjektets produksjon kan i prinsippet bestå av 3 elementer:

1. Levert varme
2. Positive eksterne effekter
3. Restverdi

De fleste nye prosjekter med varmeproduksjon vil omfatte både produksjons- og distribusjonssystem. Dette betyr at en samfunnsøkonomisk analyse av varme prosjekter normalt også vil omfatte distribusjonsanlegg.

### Levert varme

Varmeenergi er et alternativ til elektrisitet ved oppvarming, men kan ikke erstatte elektrisitet til andre formål. Elektrisitet kan på den andre siden alltid omdannes til varme, og er dermed et mer fleksibelt produkt. Vi må derfor anta at et gitt antall TWh elektrisitet vil gi høyere konsumentoverskudd ("være mer verdt") enn en tilsvarende mengde varme.



Figur II.3. Relativ fordeling av varmelast over året

Vi har imidlertid ingen modeller som håndterer varmemarkedet på den måten Samkjøringsmodellen håndterer kraftmarkedet, og det finnes ikke noe annet egnet verktøy for å beregne konsumentoverskudd for varme. Nytteverdien av varmeenergi beregnes derfor på samme måte som for mindre anlegg for kraftproduksjon (<1 TWh) som [kalkulasjonspris \* mengde] med ukeoppløsning på begge størrelsene.

For å ta hensyn til at varme levert på ulike tidspunkter har ulik verdi, benyttes ukepriser og en standard lastfordeling for å fordele last over året. Lastprofilen er vist i figuren under.

Markedspriser formes på grunnlag av marginalverdier og det nære substitusjonsforholdet mellom varme og elektrisitet tilsier at markedsprisen (per kWh) for elektrisitet og varme vil bli den samme, eller svært lik, i et fritt marked. Marginal betalingsvilje for varme vil da kunne leses ut fra prisene til konsumentene i kraftmarkedet.

Vi benytter ukepriser på elektrisitet som anslag på kalkulasjonspris for varme. For å reflektere sluttbrukernes betalingsvilje, må ukeprisen korrigeres for avgifter og marginalt nettap. Avgiften må igjen korrigeres for fritak. Siden 40% av sluttbrukerne ikke betaler elavgift, belastes elprisen med 60% elavgift. Siden 70% av sluttbrukerne ikke betaler merverdiavgift, belastes elprisen med 30% av merverdiavgiften. Dette gir en merverdiavgift på  $0,3 * 0,24 = 12\%$ . Det legges til grunn et gjennomsnittlig nettap på 10%, og vi henter ukepriser fra Samkjøringsmodellen for 2005 som anslag på elpris.

**Verdien av varmeanlegg (N) beregnes som:**

$$N = X * \sum_{u=1}^{52} (1 + 0.35 * mva)([1 + nettap] * p^u + 0,6 * elavg) * F^u$$

**X = Årlig varmeløst levering i kWh**

**P<sup>u</sup> = ukepris for el kr/kWh**

**F<sup>u</sup> = relativ produksjon i uke u (se figur 1.3)**

**Forutsetter at 40% av forbruket er fritatt elavgift og 70% er fritatt mva.**

### **Positive eksterne effekter**

Dersom prosjektet i tillegg til å produsere varme, også bidrar til samfunnsnyttene på vis som ikke gjenspeiles i et marked skal dette i prinsippet tillegges prosjektets nytteside. Dette kan for eksempel være positive bidrag til miljøet. Jf. kapittel 1.9, beregnes imidlertid ikke slike kostnader i NVEs analyser.

**Verdien av andre positive eksterne effekter tas ikke med (jf. kap 1.9)**

### **Restverdi**

Ved utløp av analyseperioden vil anlegget ha en restverdi som må tas hensyn til. Dette skyldes at den fysiske levetiden er lenger enn analyseperioden og den økonomiske levetiden. Restverdien beregnes ved at anlegget avskrives lineært over den fysiske levetid (for eksempel 40 år) slik at restverdien utgjør det som står igjen av verdien etter en lineær avskrivningsregel etter analyseperioden (for eksempel på 20 år)  $((40-20)/40 = 50\%$  av investeringskostnaden referert analyseperiodens slutt). Restverdien diskonteres fra analyseperiodens utløp til referanseåret.

**Restverdien skal beregnes etter formelen  $I*(FL-ØK)/FL$  og neddiskonteres fra analyseperiodens utløp.**

**FL = fysisk levetid**

**ØK = økonomisk levetid.**

**I = Investeringsbeløp**

### Eksempelet:

Årlig produksjon i anlegget er 18 GWh varme. Den neddiskonterte verdien av anleggets varmeløst levering er beregnet til 80,3 mill NOK. Standard lastprofil er benyttet, og



mesteparten av anleggets varmeleveranse tillegges dermed vinterhalvåret. Årlig gjennomsnittlig kalkulasjonspris for varmeleveranse fra anlegget er 33,4 øre inkludert elavgifter og nettap.

Anleggets restverdi er beregnet til 10,34 mill NOK.

#### **II.4.4 Investerings- og driftskostnader**

Kostnader ved det planlagte produksjonsanlegget består av:

- Investeringskostnader
- Drifts- og vedlikeholdskostnader

##### **Investeringskostnader**

Investeringskostnadene beregnes typisk med utgangspunkt i bruk av materiell, arbeidskraft, transport, grunnerstatninger og andre varer og tjenester. Materiell, transport og andre varer og tjenester er ikke knappe faktor og prisene baseres på markedspris eksklusive fiskale avgifter (jf. kapittel 1.3.7). Arbeidskraft og grunnerstatning behandles som knappe faktorer og prisene settes lik markedspris inklusive avgifter (og sosiale kostnader) (jf. kapittel I.3.7).

Dersom ikke bedre kostnadstall foreligger skal investeringskostnader beregnes med utgangspunkt i NVEs-kostnadshåndbøker. For vannkraftanlegg skal NVE-håndbok nr. 2/2000 eller 3/2000 benyttes. For varmekraft eller for vindkraft skal NVE-håndbok nr. 2/2002 benyttes. Kostnadstallene er referert januar 2000 og må korrigeres etter konsumprisindeksen.

***Elementene som inngår i investeringskostnad skal anslås enkeltvis med priser som beskrevet i kapittel I.3.7. Dersom slike tall ikke finnes NVE-håndbok nr. 2/2002 for å beregne investeringskostnader. Renter i byggeperioden skal medregnes dersom referansetidspunktet settes til driftsstart og ikke til byggestart.***

##### Eksempelet:

Investeringskostnadene forbundet med anlegget henger sammen med distribusjonsnett for varme, varmesentralen, konvertering fra el til varme hos kundene som er delt i offentlige og private bygninger og effektivitetstap på offentlige midler som skyldes at utbyggingen støttes med totalt 8 mill NOK. I tillegg må det medregnes renter i byggeperioden.

Investering i distribusjonsnett for varme medfører en kostnad på 27 mill NOK. Varmesentralen medfører 6,8 mill NOK. Konvertering fra el til varme bidrar med 5,6 mill i offentlige, og 13,7 mill i private bygg. Det vil påløpe 1,6 mill i effektivitetstap på offentlige midler, og 11,6 mill i rente i byggeperioden.

Total investeringskostnad blir dermed 66,3 mill NOK.

### **Drifts- og vedlikeholdskostnader**

Stipulerte drifts- og vedlikeholdskostnader beregnes for hele analyseperioden. Disse vil typisk bestå av materiell, transport, vare og tjenesteinnsats og arbeidskraft. Som for investeringskostnader skal arbeidskraft og eventuelle grunnerstatninger prises inklusive alle avgifter, mens andre kostnader skal betraktes eksklusive fiskale avgifter.

Dersom det ikke er mulig å anslå driftskostnadene direkte, kan årlig driftskostnad eksklusive avgifter anslås som 2,0 % av investeringskostnaden. Dette er et anslag som er basert på erfaringer.

**Det anbefales at elementene i driftskostnadene anslås enkeltvis med priser som beskrevet i kapittel 1.3.7. Dersom det ikke foreligger tilstrekkelig detaljerte tall legges det til grunn at årlig driftskostnad eksklusiv avgifter utgjør 2,0% av investeringen.**

#### Eksempellet:

De årlige driftskostnadene for varmeanlegget inklusive drift av distribusjonsnett er summarisk anslått til å utgjøre 2% av investeringskostnaden. Dette utgjør ca 0,5 mill pr. år og 6,2 mill i samlet nåverdi.

### **11.4.5 Oppsummering og konklusjon**

Nytteverdi og kostnadene skal sammenfattes slik at man kommer frem til en nettonåverdi for alle alternativer. Betingelsen for at prosjektet skal være samfunnsøkonomisk lønnsomt, er at nettonåverdien er positiv. Negativ nettonåverdi innebærer at prosjektet er samfunnsøkonomisk ulønnsomt. Før man tar en beslutning om å anbefale/avvise et prosjekt bør man imidlertid se nettonåverdien i sammenheng med miljøinngrep og eventuelle andre prosjekter som vil påvirke/bli påvirket av det aktuelle prosjektet (jf. kap 1.9 & kap. 1.8 ).

Når det eksisterer flere gjensidig utelukkende alternativer er det ikke uten videre gitt at man skal velge det prosjektet som har høyest nettonytte (jf. kap 1.3.5). I slike tilfeller må man vurdere nettonåverdien i forhold til ressursinnsatsen. Siden vi ikke tar hensyn til miljøkostnader i nettonåverdien, vil det være mest riktig å sette nettonytten i forhold til de finansielle kostnadene. Nyttekostnadsbrøken skal da beregnes etter formel 1.2 uten miljøkostnad (U) som:

$$N/K = \frac{N - I - D}{I + D}$$

Det bør i tillegg gjennomføres en forenklet miljøvurdering av alle alternativer. Det anbefales da at det lages en miljøindeks etter formel 1.4 (kap. 1.9) der annuiteten av prosjektets nettonytte (NN=nettonytte, A=annuitetsfaktor) deles på det årlige utslippet målt i tonn (Z) eller den årlige produksjonen målt i kWh (Z). Dersom prosjektet medfører en miljøfordel, kan den samme indeksen illustrere hva miljøfordelen vil bidra med på nyttesiden. Miljøindeksen kan eventuelt sammenlignes med de oppgitte miljøkostnadene i kapittel 1.9.3 og 1.9.4.

$$MI = \frac{NN * A}{Z}$$

#### Eksempelet:

Nytteverdien av prosjektet er anslått til ca 90,6 mill NOK, og den totale investeringskostnaden er anslått til 66,3 mill NOK. Nåverdien av driftskostnadene er anslått til 6,2 mill NOK. Dette gir prosjektet en positiv nettonåverdi på 18 mill NOK, og en nyttekostnadsbrøk på 0,26. Prosjektet må derfor ansees som samfunnsøkonomisk lønnsomt før det er tatt hensyn til miljøkostnader.

Prosjektet er imidlertid basert på bruk av spillvarme, og vil dermed ikke medføre negative miljøkonsekvenser. Utnyttelse av spillvarme vil heller medføre en positiv miljøfordel som ytterligere vil styrke prosjektets samfunnsøkonomiske verdi.

Dersom vi øker kalkulasjonsrenter til 8%, reduseres det samfunnsøkonomiske overskuddet i prosjektet til 5 mill. Prosjektet må fortsatt oppfattes som lønnsomt. Med en reduksjon i elprisen med 20% er nettonåverdien fortsatt positiv med 5 mill NOK. Investeringskostnaden kan økes med 30% før prosjektet går i null, og prosjektet tåler en årlig driftskostnad på opp til 8% av investeringsbeløpet.

## II.5 Energisparing og sluttbrukertiltak

I dette kapittelet beskrives samfunnsøkonomisk analyse av energieffektiviserende tiltak. Under dette sorterer tiltak som direkte eller indirekte fører til reduksjon i energibruk, for eksempel effektregulering, direkte energisparing, ytelsesbaserte energikontrakter, med mer.

Ved vurdering av nyttesiden av et sluttbrukertiltak skilles det mellom tiltak med innsparing av elektrisitet og varme, og tiltak med innsparing av fossil energi. Ved innsparing av elektrisitet skilles det dessuten mellom innsparing på over og under 1 TWh.

Når prosjektplanene omfatter alternativer som ikke er energieffektivisering, skal den samfunnsøkonomiske analysen av disse alternativene gjennomføres slik det beskrives for den aktuelle prosjektkategori i kapitlene II.2, II.3 og II.4.

### II.5.1 Beskrivelse av prosjektet og alternativene

Det skal gis en kortfattet oversikt over nåværende status for prosjektområdet, samt planene for prosjekt og alle aktuelle alternativer. Prosjektområdet beskrives med geografisk beliggenhet. Dersom prosjektet er motivert ut fra effektproblematikk, skal det gis en kortfattet statusrapport for kapasiteten i nettet i prosjektområdet og eventuelle virkninger i forhold til eksisterende nett skal beskrives. Virkninger i forhold til energibalanse i området beskrives.

Følgende elementer skal tas med i beskrivelsen av tiltaket(ene):

- Effektiviseringsvirkning
- Driftstid og levetid
- Geografisk beliggenhet
- Utløsende årsak for tiltaket
- Eksisterende forbruk
- Eksisterende produksjon
- Eksisterende forsyningsanlegg (overføringsforhold og overføringskapasitet)
- Nullalternativet

#### Eksempel: Energieffektivisering

På grunn av anbefaling om nedleggelse av to understasjoner, har det oppstått et kapasitetsproblem i et stort byområde. En foranalyse har vist at det eksisterer et totalt behov i hele problemområdet for ny kapasitetsoppdekking på 39,2 MW. Dette representerer 25% av samlet effektuttak i området, og er for stort til å kunne dekkes opp gjennom sluttbrukertiltak alene.

Blant de tiltakene som skal iverksettes for å avbøte effektproblemet, er det identifisert et strekk med omlegging av last fra en stasjon til en annen. På dette strekket er det mulig å legge om last tilsvarende 7,7 MW til en understasjon. Dette medfører imidlertid at en ny kabeltrasé vil krysse et jernbaneanlegg og gi inngrep i eksisterende 11 kV nett. Last som normalt forsynes fra to stasjoner overføres da til omkringliggende stasjoner med den ulempe at løsningen medfører svært høye investeringskostnader.

Som et alternativ til dyr lastomlegging på dette ene strekket, vurderes derfor tiltak som skal redusere effekttopper og energibruk hos næringslivskunder med forbruk over 400.000 kWh/år i det aktuelle området for dette ene strekket. Man har da anslått at det er mulig å få til en energi- og effektreduksjon, tilsvarende 7,7 MW, og 12,9 GWh/år. Som en del av arbeidet med dette alternativet, er kunder med årsforbruk over 400.000 kWh/år kartlagt da disse avregnes på grunnlag av timesverdier. Det er i de fleste tilfeller allerede

opprettet en form for kommunikasjon med kundens anlegg, og laststyringstiltak vil dermed kunne gjøres gjennom eksisterende anlegg. Effektiviseringsalternativet er dermed et alternativ til lastomlegging på ett av strekkene i problemområdet, og løser på ingen måte hele effektproblemet.

Kapasitetsproblemet må uansett løses på det aktuelle strekket, og "ikke gjøre noe" er ikke et aktuelt alternativ. Nullalternativet er derfor løsningen med omlegging av last på det aktuelle strekket. I effektiviseringsalternativet blir det gjennomført tiltak hos de største kundene: boligblokker med elektrokjeler, skoler, næringsbygg, helse/sosial, varehandel og industri.

### **II.5.2 Forutsetninger**

Forutsetninger for prosjektet skal spesifiseres og valg av kalkulasjonsrente for de enkelte alternativer skal oppgis og begrunnes. (Kalkulasjonsrenten kan være forskjellig dersom alternativer faller innenfor ulike prosjektkategorier.) Forutsetninger for beregninger av alternativene skal omfatte:

- Fysisk levetid for prosjektet
- Analyseperiode (økonomisk levetid)
- Referansetidspunkt
- Referansebane
- Kalkulasjonsrente
- Fysiske nettbegrensninger (i tilfeller som utløses av effektproblematikk)

Fysisk levetid vil være varierende, avhengig av prosjekttype. Noen tiltak vil gi varig virkning, kun begrenset av fysisk levetid. Installasjon av varmepumpe er et eksempel på dette. I andre tiltak er varigheten av virkningen mer usikker, der varighet kan avhenge av læringseffekt og sosiologiske faktorer. Et eksempel på dette er driftspersonell som deltar på enøk-kurs. Dersom driftspersonen slutter, kan nytten av kurset opphøre. På den annen side kan personen ha delt sin kunnskap med andre, og dermed skapt en større virkning enn forutsatt.

***Kalkulasjonsrenten fastsettes ihht. NVE-notat "Bruk av risikjustert kalkulasjonsrente ved vurdering av energiprojekter" av 29.01.2001 der det anbefales å benytte faste rentesatser på små anlegg og til å ta særlig stilling til kalkulasjonsrenten ved store eller viktige prosjekter.***

#### Eksempelet:

Referansetidspunkt: Referansetidspunkt settes til det året investeringene starter, som er (var) 2000. Tiltakene antas å gi full virkning fra desember år 2003. Alle verdier regnes i 2000 kroner.

Levetid: Fysisk levetid, som antas å være 40 år, er et usikkert anslag ettersom tiltaket består av mange deltak hos ulike kunder.

Analyseperiode: Analyseperioden settes til økonomisk levetid pluss anleggstid. I dette tilfellet 20 år.

Referansebanen: Forbruket i alminnelig forsyning antas å øke med 1,2 % pr. år fra 1999 (82,1 TWh) til 2015. I tillegg antas det at det etableres ny

industri innen alminnelig forsyning med et kraftbehov på 1,5 TWh i 2006. Kraftintensiv industri antas uendret (lik 33 TWh elektrisk kraft) til 2004 hvor forbruket antas økt med om lag 2,5 TWh. Fra 2005 til 2015 antas forbruket i kraftintensiv industri å være uendret. Vannkraftproduksjon nasjonalt antas å øke med 1 TWh fra i dag til 2005, uendret fra 2005 til 2010 og økt med 1 TWh fra 2010 til 2015. Vindkraftproduksjonen antas økt med om lag 1 TWh fram til 2005, ytterligere 2 TWh fra 2005 til 2010 og deretter 2 TWh fra 2010 til 2015. Tilgjengelig produksjonskapasitet under høyload i området er ikke stor. Det meste av energibruken dekkes gjennom import til området. Denne antas uendret gjennom hele analyseperioden. Foranalyser viste et behov for kapasitetsoppdekking på 39,2 MW innen år 2010. Det ble forutsatt at en eventuell kapasitetsutvidelsen i nullalternativet skjedde ved rokering av transformatorer fra andre satsjoner.

Kalkulasjonsrente: Ihht. NVE-notat "Bruk av risikjustert kalkulasjonsrente ved vurdering av energiprojekter" av 29.01.2001 settes kalkulasjonsrenten til 6,0 % for dette prosjektet.

### **II.5.3 Nyttесiden**

Et enøktiltak kan i prinsippet bestå av følgende nytteelementer:

1. Spart energi
2. Positive eksterne effekter inkludert miljø, bidrag til reguleringsevne og fleksibilitet på sluttbrukersiden
3. Restverdi

#### **Spart energi**

Verdsetting av spart energi baseres på konsumentenes nytteverdier som kommer til uttrykk gjennom betalingsvilje. Etterspørselskurven kan benyttes for å verdsette spart energi.

Nytteverdier av tiltak med årlig innsparing på over 1 TWh elektrisk kraft, gjennomføres ved hjelp av Samkjøringsmodellen. I beregningene tas det hensyn til tiltakets indirekte virkninger på både nettap og flaskehals. De to siste elementene er særlig relevant i underskuddsområder.

Ved tiltak som gir årlig innsparing i fossil energibruk, varmeenergi, eller elektrisk kraft med mindre enn 1 TWh, foretas en forenklet vurdering av nyttesiden. Nytteverdien av spart energi beregnes som [kalkulasjonspris \* mengde].

Ved tiltak som sparer mindre enn 1 TWh elektrisk energi og ved tiltak som gir innsparing i varmeenergi, skal kalkulasjonsprisen baseres på elpriser. Disse hentes fra samkjøringsmodellen (likevektspriser). Ved innsparing av elektrisk kraft skal kalkulasjonsprisen i tillegg ta med virkning på nettap. Gjennomsnittlige nettap for det norske elsystemet (10%) skal benyttes dersom det ikke er grunn for å anta noe annet. Ved den forenklete metoden tas det ikke hensyn til tiltakets eventuelle virkning på flaskehals fordi dette ikke kan kvantifiseres. Det er sjeldent grunnlag for å foreta en vurdering av tiltakets lastfordeling, og det benyttes derfor en gjennomsnittlig årspris for elektrisitet, beregnet ved hjelp av Samkjøringsmodellen som grunnlag for å fastsette en kalkulasjonspris for spart elektrisitet og varme. For å reflektere sluttbrukernes betalingsvilje elprisen korrigeres for avgifter. Avgiften må igjen korrigeres for fritak. Siden 40% av sluttbrukerne ikke betaler elavgift, belastes elprisen med 60% elavgift. Siden 70% av sluttbrukerne ikke betaler merverdiavgift, belastes elprisen med 30% av merverdiavgiften. Dette gir en merverdiavgift på  $0,3 * 0,24 = 12\%$ .

Ved tiltak som gir innsparing av fossil energi skal markedspriser for fossil energi legges til grunn for kalkulasjonsprisen.

**Tiltak med årlig innsparing > 1 TWh elektrisk kraft: Den årlige nytteverdien av spart energi og eksterne nettverkseffekter (virkning på nettap og flaskehals) beregnes ved hjelp av Samkjøringsmodellen/Samlast.**

**Tiltak med årlig innsparingspotensiale < 1 TWh elektrisk kraft eller innsparing av annen energi enn elektrisitet: Det beregnes ikke et fullstendig konsumentoverskudd. Årlig nytteverdi av spart energi beregnes ved faste kalkulasjonspriser inklusive avgifter. Dersom tiltaket gir innsparing i elektrisk kraft eller varme baseres kalkulasjonspris på likevektspris som hentes fra Samkjøringsmodellen. Den årlige bruttonytten (N) regnes etter formelen:**

**$N = (1 + 0.3 * mva)([1 + nettap]p + 0,6 * elavg) * x$  ved spart elektrisk kraft**

**eller**

**$N = (1 + t_{mva})(p + t_s) * x$  ved annen energi**

**$p$  er markedspris på energi**

**$x$  er årlig energisparing i kWh**

**$t_m$  er mva for annen energi korrigert for fritak**

**$t_s$  er andre særavgifter for annen energi korrigert for fritak**

**Forutsetter at 40% av forbruket er fritatt elavgift og 70% er fritatt mva.**

### **Positive eksterne effekter**

Dersom prosjektet i tillegg til å redusere energibruk også bidrar til samfunnsnyttene på vis som ikke gjenspeiles i et marked skal dette i prinsippet tillegges prosjektets nytteside. Energieffektiviseringsprosjekter som medfører en betydelig effektreduksjon vil for eksempel bidra til at kapasitet frigjøres. Systemet blir mindre presset, og får større evne til å takle tunge lastperioder. Dette kan være en grunn til å benytte høyere kalkulasjonspris enn den årsgjennomsnittlige markedsprisen på elektrisitet. Dersom effektiviseringen for eksempel medfører en miljøfordel i forhold til nullalternativet, skal fordelene normalt regnes inn på nyttesiden i en samfunnsøkonomisk analyse dersom dette kan kvantifiseres. Miljøfordelene vil i så fall utgjøre en positiv differanse mellom nullalternativet og fordelene som fremkommer via prosjektet.

Noen effektiviseringsprosjekter bidrar til at sluttbruker blir mer fleksibel ved at de for eksempel får installert toveiskommunikasjon. Dette har to positive virkninger. For det første får nettselskapet mulighet til å bruke denne kundegruppen til å optimalisere last over nettet, og for det andre vil sluttbrukere i større grad bli reelle aktører i markedet. De vil raskere kunne respondere på pris, og tilpasse sin etterspørsel etter pris. Produsentenes mulighet til å sette pris reduseres. I den grad det er mulig å verdsette dette, og i den grad det er av størrelse som har betydning for den samfunnsøkonomiske vurderingen, skal det tas med i betraktning av prosjektet.

**Verdien av andre positive miljøvirkninger tas normalt ikke med (jf. kap 1.9)**

### **Restverdi**

Det siste elementet i prosjektnytten er restverdien. Dette elementet oppstår fordi det er en differanse mellom analyseperiode og fysisk levetid for en investering. Restverdien skal representere at anlegget fortsatt vil kunne bidra til kraftproduksjon etter at kapitalen er avskrevet.

**Restverdien beregnes etter formelen  $I \cdot (FL - \emptyset K) / FL$  og neddiskonteres fra analyseperiodens utløp til referanseåret.**

**$FL$  = fysisk levetid**

**$\emptyset K$  = økonomisk levetid**

**$I$  = Investeringsbeløp**

Restverdien beregnes ved at anlegget avskrives lineært over den fysiske levetid (for eksempel 40 år) slik at restverdien utgjør det som står igjen av verdien etter en lineær avskrivningsregel etter analyseperioden (for eksempel på 20 år)  $((40-20)/40 = 50\%$  av investeringskostnaden referert analyseperiodens slutt). Restverdien diskonteres fra analyseperiodens utløp til referanseåret.

### Eksempelet:

Både i nullalternativet og i effektiviseringsalternativet økes kapasiteten på et av strekkene i problemområdet ved at dimensjonerende last i de aktuelle områdene reduseres tilstrekkelig, henholdsvis med 7,7 MW.

Effektiviseringsalternativet hos de 13 kundene medfører i tillegg til effektreduksjonen en energibesparelsen på 12,9 GWh/år fra 2003. Dette gir 45 mill NOK i sparte energikostnader, inklusiv redusert nettap, neddiskontert til referansetidspunktet (år 2000).

I effektiviseringsalternativet reduseres drifts- og vedlikeholdskostnader i forhold til nullalternativet. Innsparingen, som skyldes omlegging og forbedring av energistyring og energioppfølging, er anslått til 1% av investeringskostnaden i effektiviseringstiltakene. Dette utgjør en årlig kostnadsfordel på 0,62 mill. NOK fra 2003 i effektiviseringsalternativet, og en neddiskontert verdi på 5,5 mill NOK.

I tillegg får vi en restverdi av planlagte installasjoner i effektiviseringsalternativet på 8,7 mill. NOK utover restverdien i nullalternativet.

Effektiviseringsalternativet medfører dermed en total nyttegevinst på 59,2 mill NOK i forhold til nullalternativet.



## **II.5.4 Investerings- og driftskostnader**

Kostnader ved det planlagte produksjonsanlegget består av:

- Investeringskostnader
- Drifts- og vedlikeholdskostnader

### **Investeringskostnader**

Investeringskostnadene beregnes med utgangspunkt i bruk av materiell, arbeidskraft, transport, grunnerstatninger og andre varer og tjenester. Materiell, transport og andre varer og tjenester er ikke knappe faktor og prisene baseres på markedspris eksklusive fiskale avgifter (jf. kapittel 1.3.7). Arbeidskraft og grunnerstatning behandles som knappe faktorer og prisene settes lik markedspris inklusive avgifter (og sosiale kostnader) (jf. kapittel 1.3.7). For kostnader i de alternative prosjektene, se kapittel II.2.4 og II.3.4.

***Elementene som inngår i investeringskostnad anslås enkeltvis med priser som beskrevet i kapittel 1.3.7. Det finnes ingen erfaringstall eller kostnadskataloger for å anslå disse. Renter i byggeperioden skal medregnes dersom referansetidspunktet settes til driftsstart og ikke til byggestart.***

#### Eksempelet:

Kostnadsoverslag for lastomlegging på det aktuelle strekket forutsetter i utgangspunktet at utvidelse kan skje ved skifte av transformatorer. Tiltaket vil da ha en investeringskostnad på 6,2 mill NOK. Dersom det blir nødvendig å gå til innkjøp av ny transformator vil kostnaden for tiltaket i tillegg øke med ca 2 mill. Sannsynligheten for at det blir nødvendig å gå til anskaffelse av ny transformator er anslått til 60%. I nullalternativet vil dermed de totale investeringskostnadene være  $6,2 + 2 \cdot 0,6 = 7,4$  mill NOK.

I effektiviseringsalternativet gjennomføres i tillegg tiltak hos 13 kunder. Total investeringskostnad er 62 mill NOK. Alternativet er basert på en offentlig støtte på 6,3 mill NOK som gir en ekstra kostnad (effektivitetstap) på  $0,2 \cdot 6,3 = 1,3$  mill NOK (ref kap 1.7).

Dette gir en differanse i investeringskostnader mellom nullalternativet og effektiviseringsalternativet på  $63,3 - 7,4 = 55,9$  mill NOK for effektiviseringsalternativet.

### **Drifts- og vedlikeholdskostnader**

Stipulerte drifts-, oppfølgings- og vedlikeholdskostnader beregnes for hele analyseperioden. Disse kan bestå av materiell, transport og arbeidskraft. Som for investeringskostnader skal arbeidskraft og eventuelle grunnerstatninger prises inklusive alle avgifter, mens andre kostnader skal betraktes eksklusive fiskale avgifter.

***Elementene i driftskostnadene anslås enkeltvis med priser som beskrevet i kapittel 1.3.7. Det finnes ingen erfaringstall eller kostnadskataloger for å anslå disse på generelt grunnlag.***

### Eksempelet:

I effektiviseringsalternativet reduseres drifts- og vedlikeholdskostnader i forhold til nullalternativet. Innsparingen, som skyldes omlegging og forbedring av energistyring og energioppfølging, er anslått til 1% av investeringskostnaden i effektiviseringstiltakene. Dette utgjør en årlig kostnadsfordel på mill 0,62 NOK fra 2003 i effektiviseringsalternativet.

### **II.5.5 Oppsummering og konklusjon**

Nytteverdien og kostnadene for alle alternativene skal sammenfattes slik at man kommer frem til en nettonåverdi for disse. Betingelsen for at prosjektet skal være samfunnsøkonomisk lønnsomt, er at nettonåverdien er positiv. Negativ nettonåverdi innebærer at prosjektet er samfunnsøkonomisk ulønnsomt. Før man tar beslutning om å anbefale/avvise et prosjekt bør man imidlertid se nettonåverdien i sammenheng med miljøinngrep og eventuelle andre prosjekter som vil påvirke/bli påvirket av det aktuelle prosjektet (jf. kap 1.9 & kap. 1.8).

Når det eksisterer flere gjensidig utelukkende alternativer er det ikke uten videre gitt at man skal velge det prosjektet som har høyest nettonytte (jf. kap 1.3.5). I slike tilfeller må man vurdere nettonåverdien i forhold til ressursinnsatsen. Siden vi ikke tar hensyn til miljøkostnader i nettonåverdien, vil det være mest riktig å sette nettonytten i forhold til de finansielle kostnadene. Nyttekostnadsbrøken skal da beregnes etter formel 1.2 uten miljøkostnad (U) som:

$$N/K = \frac{N - I - D}{I + D}$$

Det bør også gjennomføres en forenklet miljøvurdering av alternativene. Det anbefales da at det lages en miljøindeks etter formel 1.4 (kap. 1.9) der annuiteten av prosjektets nettonytte (NN=nettonytte, A=annuitetsfaktor) deles på det årlige antall kilowattimer (Z), eller årlig antall enheter fossil energi (Z for eksempel tonn) prosjektet sparer. Tallet vil kunne indikere hvor høy miljøbelastning prosjektet tåler før det får negativ nettonåverdi, eventuelt hvor stor miljøfordel prosjektet må gi for å få en positiv nettonåverdi. Tallene kan eventuelt sammenlignes med de oppgitte miljøkostnadene i kapittel 1.9.3 og 1.9.4.

$$MI = \frac{NN * A}{Z}$$

### Eksempelet:

Effektiviseringsalternativet er basert på sparing av elektrisk kraft. Vi benytter derfor likevektspris fra Samkjøringsmodellen som basis for kalkulasjonspris. Kalkulasjonsprisen regnes ut etter formelen:

$$P^k = (1 + 0.3 * mva)([1 + nettap]p + 0,6 * elavg)$$

som gir en kalkulasjonspris på 30,7 øre/kWh (likevektspris fra Samkjøringsmodellen er i dette tilfellet 21 øre/kWh), og en neddiskontert nytteverdi for spart elektrisitet på 45 mill NOK.

I tillegg har prosjektet en innsparing av driftskostnadene på 5,5 mill NOK og en restverdi på 8,7 mill NOK. Med investeringskostnad på 55,9 mill NOK blir nettonåverdien av prosjektet 3 mill NOK, som medfører en nyttekostnadsbrøk på 0,06. Prosjektet er

samfunnsøkonomisk lønnsomt, men med svært lav nyttekostnadsbrøk. Prosjektet gir miljøfordeler og det er overflødig å beregne en miljøindeks.

## Litteratur:

- Berg M. & Sørvik Y. (1995): "Lønnsomhetsvurderinger ved konsesjonsbehandling i Energisektoren", SNF-rapport 58/95
- EVU-kurs (2000): "Nettplanlegging under nye rammebetingelser", okt-nov.2000, Leveringspålitelighet, Gerd Kjølle, NTNU Institutt for elkraftteknikk
- FIN 2000: "Veiledning i samfunnsøkonomiske analyser", Veileder, Finansdepartementet
- Gravelle & Rees (1988): "Microeconomics" Modern Economics, Longman, London & New York
- Hagen K. P. (2000): "Økonomisk politikk og samfunnsøkonomisk lønnsomhet", Cappelen Akademisk Forlag as, Oslo, ISBN 82-02-19661-2
- Hornnes Knut Styve (1995): "A model for co-ordinated utilisation of production and transmission facilities in a power system dominated by hydropower", University of Trondheim, Trondheim, ISBN: 82-7119-865-3
- Hornnes Knut Styve(2002): "Samfunnsøkonomisk overskudd i Samkjøringsmodellen og Samlast", Powel ASA, Trondheim, 2002
- Jensen T. & Minken H. 1997: "SPIN – Strategiske prosjektvalg i nettverk". Oslo, Transportøkonomisk institutt, TØI rapport 358/1997.
- Johansen Leif (1967): "Investeringskriterier fra samfunnsøkonomisk synspunkt", notat
- Navrud Ståle 2002: "Miljøkostnader av nettinvesteringer", Norges Landbrukshøgskole, Ås, foreløpig upublisert notat
- NOU 1997, nr 27: "Nytte-kostnadsanalyser. Prinsipper for lønnsomhetsvurderinger i offentlig sektor". (Hervikutvalgets innstilling).
- NVE (2001): "Bruk av risikojustert kalkulasjonsrente ved vurdering av energiprojekter", Internt notat, Norges Vassdrags og Energidirektorat, 2001
- NVE-Håndbok 1/2000: "Kostnader ved produksjon av kraft og varme i 1999", Norges Vassdrags og Energidirektorat, Oslo
- NVE-Håndbok 2/2000: "Kostnadsgrunnlag for mindre vannkraftanlegg – 50-5000 kW", Norges Vassdrags og Energidirektorat, Oslo, ISBN: 82-410-0419-2
- NVE-Håndbok 3/2000: "Kostnadsgrunnlag for vannkraftanlegg", Norges Vassdrags og Energidirektorat, Oslo, ISBN: 82-410-0420-6
- NVE-Håndbok 2/2002: "Kostnader ved produksjon av kraft og varme", Norges Vassdrags og Energidirektorat, Oslo
- NVE-publikasjon 21/1992: "Opprustning og utvidelse av vannkraftverk-Levetid og restlevetid", Norges Vassdrags og Energidirektorat, Oslo. ISBN: 82-410-0158-4
- NVE-publikasjon 26/1998: "Utbyggingskostnader i hovedfordelings- og fordelingsnettet", Norges Vassdrags og Energidirektorat, Oslo. ISBN: 82-410-0361-7
- NVE-rapport 3-2000: "Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi (KILE)", Forslag til endring av forskrift om kontroll av nettvirksomheten, Tore Langset, Oslo, april 2000
- SEfAS (2002): "Anbefaling til nye KILE-satser". SINTEF energiforskning, Trondheim.
- SEfAS planleggingsbok for kraftnett, SNF 1997
- Zerbe & Diverly (1994): "Benefit-Cost Analysis – In theory and practice", University of Washington, HarperCollins College Publishers, ISBN 0-673-18066-2

## VEDLEGG A:

		ExterneE (i følge IFE/ECON)	SFT (i følge IFE/ECON)	Navrud (i følge IFE/ECON)	IFE/ECON bergningsforuts etninger:	IPCC	Marginale kostnader ved transportvirksom het, TØI 464, 1999	Marginale kostnader ved transportvirksom het, TØI 464, 1999	Cicero (Holtsmark, 1998, /14)ref IFE/ECON	SSB, på utredning fra SFT (ref IFE/ECON)
Lokale utslipp	SO2	0,8 - 12 øre/g	0-11 øre/g		1,5 øre/g		70 kr/kg (tettbygd), 18 kr/kg	7 øre/g, 1,8 øre/g		
	NOX	0,6 - 14 øre/g	0,1 - 39 ø/g		5 øre /g		66(tett)/33(spredt) kr/kg, alt 39 kr/kg.	6,6 øre/g, 3,3 øre/g		
	VOC						66(tett)/33(spredt) kr/kg, alt 15 kr/kg.	6,6 øre/g, 3,3 øre/g		
	PM10 (Partikler /svestøv)	1-46 øre/gram	0-180 ø/g		5,5 øre/g		PM10: 1700(by), 200(tett), 0(spredt) kr/kg.	170 øre/g, 20 øre/g, 0øre/g		
Globale utslipp:		Skade: 30-1100 kr/tonn, Kvote 5-500 kr/tonn	Kvotepris:100-500	30-1100 kr/t	100 kr/tonn, stige til 200 kr/tonn i 2010	40 -900 kr/tonn	CO2: 370/740 kr/tonn*	CO2: 110/370 kr/tonn	Kvotepriser: 140 kr/tonn	Kvotepriser: 80 kr/tonn, 1999, 200 kr/t i 2002, 400 kr/t i 2015, 500 kr/t i 2028
	CO2 (karbondioksid)									
	CH4 (metan)									
	N2O (lystgass)									
	CF4									
	C2F6									
	SF6									
HFK-134a										

\* TØIs CO2-kostnad er 370 kr pr tonn i 2000, med opptrapping til kr 740 i 2010

\*\*\* Problematisk å definere tettsted, spredt, by og land

4 SFT Notat, Verdsetting av miljøskader knyttet til utslipp av klimagasser, LEVE-prosjektet, Audun Rosland, 10.01.2001

## VEDLEGG B

<b>Naturtyper</b>	I følge St.Meld 58 (1996-97) er det et mål at alle kommuner skal ha gjennomført kartlegging og verdiklassifisering av det biologiske mangfoldet på kommunens areal i løpet av år 2003. Naturtyper som beskrives i håndboken er viktige eller svært viktige for biologisk mangfold.
<b>Vilt</b>	Vurdering av alle arter av amfibier, krypdyr, fugl og landpattedyr.
<b>Ferskvann</b>	Kartlegging av ulike forhold knyttet til ferskvannslokalitetene for bruk i praktisk, lokal arealforvaltning.
<b>Rødlistearter</b>	En rødliste angir plante- og dyrearter som på en eller annen måte er truet av utryddelse eller utsatt for betydelig reduksjon. Artene er vurdert å tilhøre en av flere nærmere definerte truetkategorier som Verdens naturvernunion har utarbeidet <sup>29</sup> .  Fysiske inngrep som f.eks. ulike typer bygg og anleggsvirksomhet, veibygging, vassdragsreguleringer og tørrlegging av vassdrag, masseuttak og kraftlinjer vil kunne påvirke rødlisteartene

<sup>29</sup> Artene finnes gruppert under:

[http://www.miljostatus.no/Tema/biologisk\\_mangfold/dyr\\_og\\_planter/truede\\_arter/truede\\_arter\\_tabell1.stm](http://www.miljostatus.no/Tema/biologisk_mangfold/dyr_og_planter/truede_arter/truede_arter_tabell1.stm)

# Vedlegg C: Regneark fra eksemplene

## PRODUKSJON AV ELEKTRISK KRAFT

Opplysninger om prosjektet:			
	Vannkraft	Vindkraft	Gasskraft
Prosjekttype (kryss av)			<b>x</b>
Kalkulasjonsrente:	7 %		
Fysisk levetid:	40		
Økonomisk levetid:	25		
Effekt (MW):	350		
Antall driftstimer i året:	7757		
Årlig produksjon (GWh)	2714,95		
Kalkulasjonspris (kr/kWh)			

### Nyttekostnadsberegning

	Enhet	Nåverdi
<b>1. Nyttiesiden</b>	<b>mill NOK</b>	<b>3666,53</b>
1.1 Nettonytte	mill NOK	3508,65
1.2 Restverdi	mill NOK	158
1.3 Annet	mill NOK	

	Volum	Kalkulasjonspris, mill/enhet	Årlig kostnad i mill NOK	Nåverdi
<b>2. Faste driftskostnader</b>				<b>241,93305</b>
2.1 1% av investeringskostnad				0
2.1 Bemanning i årsverk	50	0,415208	20,7604	241,93305
2.2 Drivstoff				0
2.3 Reservedeler/reparasjoner				0
2.4 Transport				0
2.5 Tjenester, forsikring o.l				0

	mill NOK		Nåverdi
<b>3. Investeringskost</b>	<b>mill NOK</b>		<b>2285</b>
3.1 Kapitalutstyr til:	mill NOK	1993	1993
3.2 Bemanning i byggeperioden	Årsverk		0
3.3 Konsulentonorarer	mill NOK		0
3.4 Transportkostnader	mill NOK		0
3.5 Arealkost/grunnerstatning	mill NOK		0
3.6 Renter i byggeperioden	mill NOK	292	292

<b>Nettonåverdi</b>	Mill NOK	<b>1140</b>
<b>Nyttekostnadsbrøk</b>	(N-D-I)/(I+D)	<b>0,45</b>
<b>Miljøindeks</b>	nok/tonn CO2/kWh	<b>104</b>
CO2 utslipp mill tonn, kWh		0,936207

1.1 Nettonytte	
År 0	253,00
År 1	256,04
År 2	259,11
År 3	262,22
År 4	265,36
År 5	268,55
År 6	271,77
År 7	275,03
År 8	278,33
År 9	281,67
År 10	285,05
År 11	288,47
År 12	291,94
År 13	295,44
År 14	298,98
År 15	302,57
År 16	306,20
År 17	309,88
År 18	313,60
År 19	317,36
År 20	321,17
År 21	325,02
År 22	328,92
År 23	332,87
År 24	336,86
År 25	
År 26	
År 27	
År 28	
År 29	
År 30	
År 31	
År 32	
År 33	
År 34	
År 35	
År 36	
År 37	
År 38	
År 39	
År 40	

## INVESTERINGER I ELNETTET

### Opplysninger om prosjektet:

	Innmating	Fordelingsnett	Transittnett
Prosjekttype (kryss av)			x
Kalkulasjonsrente:	7 %		
Fysisk levetid:	50		
Økonomisk levetid:	30		
Berørte hushold innen 1 km	1800		

### Nyttekostnadsberegning

Enhet		Nåverdi			
<b>1. Nyttetiden</b>	<b>mill NOK</b>				<b>666</b>
1.1 Reduserte nettap og flaskehals	mill NOK				12
1.2 Reduserte avbruddskostnader	mill NOK				635
1.3 Restverdi	mill NOK				19
1.4 Annet	mill NOK				0
		Volum	Kalkulasjonspris, mill/enhet	Arlig kostnad i mill NOK	Nåverdi
<b>2. Faste driftskostnader</b>	<b>mill NOK</b>			<b>5</b>	<b>67</b>
2.1 1,5% av investeringskostnad	mill NOK	5,422076116	1	5	67
2.2 Reservedeler/reparasjoner	mill NOK		1	0	0
2.3 Transport	mill NOK		1	0	0
2.4 Andre tjenester	mill NOK		1	0	0
2.5 Bemanning	Årsverk			0	0
2.6 Annet	mill NOK		1	0	0
				0	0
				0	0
<b>3. Investeringskost</b>	<b>mill NOK</b>			<b>361</b>	<b>361</b>
4.1 Linje/kabel	km	65	2,4	156	156
4.2 Transformatorer	mill NOK	103	1	103	103
4.3 Bryterfelt	mill NOK	72	1	72	72
4.4 Annet kapitalutstyr	mill NOK		1	0	0
4.5 Årsverk i byggeperioden	Årsverk			0	0
4.6 Transportkost	mill NOK		1	0	0
4.7 Arealkost/grunnerstatning	mill NOK		1	0	0
4.8 Renter i byggeperioden	mill NOK	30,4	1	30	30
4.9 Annet	mill NOK		1	0	0
<b>Nettonåverdi</b>	<b>Mill NOK</b>				<b>237</b>
<b>Nyttekostnadsbrøk</b>	<b>(N-D-I)/(I+D)</b>				<b>0,55</b>
<b>Miljøindeks</b>	<b>NOK/Hustand/år</b>				<b>10603</b>

	1.1 Nettap	1.2 Avbrudd	1.4 Annet
År 0	-3,00	0,00	
År 1	-2,60	1,24	
År 2	-2,20	6,07	
År 3	-1,80	10,96	
År 4	-1,40	15,91	
År 5	-1,00	20,91	
År 6	-0,60	25,98	
År 7	-0,20	31,11	
År 8	0,20	36,30	
År 9	0,60	41,55	
År 10	1,00	46,87	
År 11	1,40	52,25	
År 12	1,80	57,69	
År 13	2,20	63,20	
År 14	2,60	68,77	
År 15	3,00	74,42	
År 16	3,40	80,13	
År 17	3,80	85,90	
År 18	4,20	91,75	
År 19	4,60	97,67	
År 20	5,00	103,66	
År 21	5,40	109,72	
År 22	5,80	115,85	
År 23	6,20	122,06	
År 24	6,60	128,34	
År 25	7,00	134,70	
År 26	7,40	141,13	
År 27	7,80	147,64	
År 28	8,20	154,23	
År 29	8,60	160,90	

## PRODUKSJON AV VARME

### Opplysninger om prosjektet:

	Bio-avfall	Annet bio	Varmepumpe	Spillvarme	Olje/gass/el
Prosjekttype (kryss av)				x	
Kalkulasjonsrente:	6 %				
Fysisk levetid:	40				
Økonomisk levetid:	20				
Effekt (MW):	9				
Antall driftstimer i året:	2000				
Årlig produksjon (GWh)	18				
Kalkulasjonspris (kr/kWh)	0,3342637				
Off støtte (mill)	8				

### Nyttekostnadsberegning

	Enhet	Nåverdi
<b>1. Nyttesiden</b>	<b>mill NOK</b>	<b>90,62</b>
1.1 Nettonytte	mill NOK	80,28
1.2 Restverdi	mill NOK	10,34
1.3 Annet	mill NOK	

	Volum	Kalkulasjonspris, mill/enhet	Årlig kostnad i mill NOK	Nåverdi
<b>2. Faste driftskostnader</b>	<b>mill NOK</b>			<b>6,19</b>
2.1 2% av investeringskostnad	mill NOK		0,54	6,19
2.1 Bemanning i årsverk	Årsverk			0,00
2.2 Drivstoff	mill SM3			0,00
2.3 Reservedeler/reperasjoner	mill NOK			0,00
2.4 Transport	mill NOK			0,00
2.5 Tjenester, forsikring o.l	mill NOK			0,00

	mill NOK		Nåverdi
<b>3. Investeringskost</b>	<b>mill NOK</b>		<b>66,34</b>
3.1 Distribusjonsnett	mill NOK	27,00	27,00
3.2 Varmesentral	mill NOK	6,80	6,80
3.3 Konvertering til vannbåren, off	mill NOK	5,60	5,60
3.4 Konvertering til vannbåren, priv	mill NOK	13,71	13,71
3.5 Effektivitetstap, off midler	mill NOK	1,60	1,60
3.6 Renter i byggeperioden	mill NOK	11,63	11,63

<b>Nettonåverdi</b>	Mill NOK	<b>18</b>
<b>Nyttekostnadsbrøk</b>	(N-D-I)/(I+D)	<b>0,25</b>
<b>Miljøinndecks</b>		

1.1 Nettonytte	
År 0	6,02
År 1	6,09
År 2	6,16
År 3	6,24
År 4	6,31
År 5	6,39
År 6	6,46
År 7	6,54
År 8	6,62
År 9	6,70
År 10	6,78
År 11	6,86
År 12	6,94
År 13	7,03
År 14	7,11
År 15	7,20
År 16	7,28
År 17	7,37
År 18	7,46
År 19	7,55
År 20	
År 21	
År 22	
År 23	
År 24	
År 25	
År 26	
År 27	
År 28	
År 29	
År 30	
År 31	
År 32	
År 33	
År 34	
År 35	
År 36	
År 37	
År 38	
År 39	
År 40	



## SLUTTBRUKERTILTAK

### Opplysninger om prosjektet:

Prosjekttype:	
Kalkulasjonsrente:	6 %
Fysisk levetid:	40
Økonomisk levetid:	20
Effekt (MW):	0
Årlig energisparing (GWh)	12,9
Kalkulasjonspris el kr/kWh	0,3074496
Kalkulasjonspris annen energi	-

### Nyttekostnadsberegning

	Enhet	Nåverdi
<b>1. Nyttesiden</b>	<b>mill NOK</b>	<b>59,21</b>
1.1 Nettonytte	mill NOK	50,50
1.2 Restverdi	mill NOK	8,7
1.3 Annet	mill NOK	

	Volum	Kalkulasjonspris, mill/enhet	Årlig kostnad i mill NOK	Nåverdi
<b>2. Faste driftskostnader</b>				<b>0,00</b>
2.1 Sparte driftskostnader				

<b>3. Investeringskost</b>	<b>mill NOK</b>		<b>55,9</b>	<b>55,9</b>
3.1 Kapitalutstyr til:	mill NOK		55,9	55,9

<b>Nettonåverdi</b>	Mill NOK			<b>3</b>
<b>Nyttekostnadsbrøk</b>	(N-D-I)/(I+D)			<b>0,06</b>
<b>Miljøinndeks</b>				

	1.1 Nettonytte	Spart driftskost
År 0		
År 1		
År 2		
År 3	3,97	-0,62
År 4	4,01	-0,62
År 5	4,06	-0,62
År 6	4,11	-0,62
År 7	4,16	-0,62
År 8	4,21	-0,62
År 9	4,26	-0,62
År 10	4,31	-0,62
År 11	4,36	-0,62
År 12	4,42	-0,62
År 13	4,47	-0,62
År 14	4,52	-0,62
År 15	4,58	-0,62
År 16	4,63	-0,62
År 17	4,69	-0,62
År 18	4,74	-0,62
År 19	4,80	-0,62
År 20		
År 21		
År 22		
År 23		
År 24		
År 25		
År 26		
År 27		
År 28		
År 29		
År 30		
År 31		
År 32		
År 33		
År 34		
År 35		



Denne serien utgis av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)

**Utgitt i Håndbokserien i 2003**

Nr. 1 Trond Jensen (red.): Samfunnsøkonomisk analyse av energiprojekter (89s.)