NORGES VASSDRAGS- OG ENERGIVERK

Nettmessige konsekvenser ved en kompensasjonsordning for ikke levert energi

Oslo Energi Konsult AS

17. april 1998

REFERANSESIDE	TEKNISK RAPPORT

Oslo Energi Konsult

Postadresse : Boks 6880 Rodeløkka, 0504 Oslo
Besøksadresse : Haslevangen 15, Oslo
Telefon : (+47) 23128000
Telefaks : (+47) 23128100
Foretaksnr : 971007109

SAK/OPPGAVE (tittel)
Nettmessige konsekvenser ved en kompensasjonsordning for ikke levert energi

SAKSBEARBEIDER(E)
Lene Mostue
Svein Losnedal
Magnar Bjørk
Roger Flølo
Øyvind Rogne

OPPDRAGSGIVER(E)
NVE

ARKIVREFERANSE	DATO	OPPDRAGSGIVER(E)S REF.	OPPLAG
07.08.09.0012	17.04.98	Astrid Myrvang	6
GRADERING	PROSJEKTNR.	PROSJEKTANSVARLIG	ANTALL SIDER
Åpen	F987007	Øyvind Rogne	43

ELEKTRONISK LAGRET SOM	GODKJENT AV
j:\oppdrag\fastpris\98\987007\4-rapp\rapport	

FORRETNINGSOMRÅDE	AVDELING	AVDELINGSLEDER
Nett	Nettanalyse	Roger Flølo

REFERAT (sammendrag)

NVEs hovedmålsetting med en kompensasjonsordning for ikke levert energi er å innføre en regulerende kostnadskomponent for netteier/operatør som ivaretar riktig samfunnsøkonomisk leveringskvalitet for sluttbruker.

Foreliggende rapport omhandler omfang av måle- og registreringsutstyr for feil- og avbrudd som bør etableres i kraftnettet for at en kompensasjonsordning skal fungere i henhold til hovedmålsetting, og hvilke investeringskostnader dette medfører. Administrative rutiner som følge av en kompensasjonsordning belyses i sammenheng med omfang av måle- og registreringsutstyr.
Det er gjennomført en spørreundersøkelse hos 10 netteiere for å kartlegge eksisterende omfang av måle- og registreringsutstyr i kraftnettet, samt eksisterende rutiner for feil- og avbruddsregistrering.

For å kunne etablere en kompensasjonsordning fra 01.01.1999, anbefales det at det etableres en minimumsløsning som i stor grad bygger på eksisterende tekniske løsninger i kraftnettet.
En minimumsløsning består av strøm/effekt-måling med lagring av timesverdier, samt tidssatte effektbrytermeldinger, på alle kabel/linje-avganger fra sekundærstasjoner til høyspennings-fordelingsnettet. En slik løsning innebærer dokumentasjon av måleverdier som kan legges til grunn for beregning av anslagsvis 92% av samlet mengde ikke levert energi til sluttbrukermassen i Norge. Samlet investeringskostnad for minimumsløsning for landets 223 netteiere er anslått til ca. 80 Mkr.

Det anbefales at kompensasjonsutbetalinger til sluttbrukermassen foretas over nett-tariffen da dette begrenser omfanget av nye administrative rutiner, samt krav til datateknisk verktøy og programvare, til et praktisk gjennomførbart nivå fra 01.01.1999.

EMNEORD

Kompensasjonsordning for ikke levert energi	Administrative rutiner
Måle- og registreringsutstyr	Netteier - sluttbruker

Sammendrag

NVEs hovedmålsetting med en kompensasjonsordning for ikke levert energi er å innføre en regulerende kostnadskomponent for netteier/operatør som ivaretar riktig samfunnsøkonomisk leveringskvalitet for sluttbruker.

Foreliggende rapport omhandler omfang av måle- og registreringsutstyr for feil- og avbrudd som bør etableres i kraftnettet for at en kompensasjonsordning skal fungere i henhold til hovedmålsetting, og hvilke investeringskostnader dette medfører. Administrative rutiner som følge av en kompensasjonsordning belyses i sammenheng med omfang av måle- og registreringsutstyr.

Det er gjennomført en spørreundersøkelse hos 10 netteiere for å kartlegge eksisterende omfang av måle- og registreringsutstyr i kraftnettet, samt eksisterende rutiner for feil- og avbruddsregistrering i henhold til 3 løsningsscenarier for en fremtidig kompensasjonsordning.

De 3 løsningsscenariene for måle- og registreringsutstyr består i effektmåling med lagring av timesverdier, samt tidsatt bryterkopling eller spenningsbortfall, referert:

- Kabel/linje-avgang fra sekundærstasjon til høyspenningsfordelingsnett
- Nedspenningsside av fordelingstransformator i nettstasjon
- Inntak hos sluttbruker

Tabellen under viser en sammenstilling av beregnede investeringskostnader for de fremtidige løsningsscenarier.

Fremtidig scenario	Investeringskostnad [Mkr]
Minimumsløsning	80
Mellomløsning	970
Fullskalaløsning	7 760

Ved innføring av en kompensasjonsordning for ikke levert energi fra 01.01.1999, bør følgende forhold ivaretas:

- Krav til måle- og registreringsutstyr må sees i sammenheng med hva som er praktisk gjennomførbart å installere til 01.01.1999, samt nytteverdi i og utenfor en kompensasjonsordning.
- Omfang av nye administrative rutiner som følge av en kompensasjonsordning må være praktisk gjennomførbare fra 01.01.1999.
- En kompensasjonsordning <u>må</u> motvirke at det nye reguleringsregimet medfører en leveringskvalitet hos sluttbruker som er lavere enn samfunnsøkonomisk riktig leveringskvalitet.
- En kompensasjonsordning <u>må</u> gi riktig fordeling av ansvar og kostnader mellom netteiere.
- En kompensasjonsordning <u>bør</u> gi kompensasjonsutbetalinger som oppfattes som "rettferdig" av sluttbrukermassen. Det vil si at det er ønskelig å skille mellom berørte- og ikke berørte sluttbrukere. Videre kan det være ønskelig å ha "rettferdig" kompensasjon for ikke levert energi mellom berørte sluttbrukere avhengig av f.eks. samfunnsøkonomisk avbruddskostnad, tariffgruppe, o.l.

Anbefalinger

Det anbefales at krav til måle- og registreringsutstyr hos netteier samsvarer med skissert minimumsløsning. Ved å ha strøm eller effektmåling med lagring av timesverdier, samt tidsatte effektbrytermeldinger på samtlige kabelavganger i sekundærstasjoner, registreres måleverdier for ca. 93 % av forventet mengde ikke levert energi referert sluttbrukermassen i Norge. Minimumsløsningen krever minst nyinstallasjon og investeringskostnader for de skisserte løsningsscenarier.

Dersom lavspenningsnettet skal omfattes av en kompensasjonsordning, må feil- og avbrudd registreres manuelt.

Det anbefales at netteiere sine kompensasjonsutbetalinger til sluttbrukermassen foretas over netttariffen. Det innebærer at sum ikke levert energi og samlet kompensasjonskostnad beregnes og deretter trekkes fra tariffgrunnlaget for netteier.

Kompensasjonsutbetaling over nettariff begrenser betraktelig omfanget av nye administrative rutiner, samt krav til datateknisk verktøy og programvare som må implementeres til 01.01.1999, sammenlignet med differensiert kompensasjonsutbetaling til sluttbrukermassen. Kompensasjonsutbetalinger over nettariffen er ikke innbyrdes "rettferdig" overfor sluttbrukermassen, men dette er ikke nødvendig i forhold til hovedmålsettingen med en kompensasjonsordning om å sikre at netteier ivaretar riktig leveringskvalitet til sluttbrukermassen. For netteierne er det den totale kostnaden forbundet med kompensasjon som har betydning, ikke hvordan kostnadene fordeles på sluttbrukerne.

Det anbefales at det utarbeides en stardardisert beregningsmetode for ikke levert energi, som sikrer konsistent beregning av ikke levert energi blant landets netteiere.

Det anbefales at netteier har administrasjonsansvar for kompensasjonsordningen i form av:

- Feil- og avbruddsregistrering
- Feilanalyse
- Fremsettelse av kompensasjonskrav til andre netteiere som er skyld i avbrudd for sluttbrukermassen.
- Behandling av kompensasjonskrav fra andre netteiere.
- Utbetaling av kompensasjon for ikke levert energi til sluttbrukermassen.

Det må foreligge en nøytral overordnet instans som avgjør kompensasjonsansvar ved uenighet mellom netteiere.

Anbefalte rammer for en fremtidig kompensasjonsordning er gitt med bakgrunn i at hovedmålsetting for en kompensasjonsordning tilfredsstilles, samtidig med at ordningen skal være praktisk gjennomførbar mht. krav til både måle- og registreringsutstyr og administrative rutiner fra 01.01.1999. På sikt kan sluttbrukerdifferensiert kompensasjonsutbetaling implementeres i kompensasjonsordningen som følge av teknologisk utvikling på følgende områder:

- Bedre dataverktøy og programvare forenkler de administrative rutiner til netteiere (f.eks fremtidig integrering av kundeinformasjonssystemer (KIS) og nettinformasjonssystemer (NIS)).
- Målere med toveiskommunikasjon installeres hos stadig flere sluttbrukere.

Innholdsfortegnelse

1. Innledning 6
    1.1 Bakgrunn 6
    1.2 Prosjektbeskrivelse for delprosjekt 3 - Nettmessige konsekvenser 7
2. Omfang av nettmessige konsekvenser 8
    2.1 Krav/retningslinjer for måling og avregning av kraftomsetning 8
    2.2 Krav for avbruddsregistrering 8
        2.2.1 Beregning av forventet mengde ikke levert energi 9
        2.2.2 Bidrag til ikke levert energi fra de ulike nettnivå 10
    2.3 Krav/retningslinjer for feilregistrering og feilanalyse 11
3. Scenarier for en fremtidig kompensasjonsordning for ikke levert energi 12
    3.1 Minimumsløsning 12
    3.2 Mellomløsning 12
    3.3 Fullskalaløsning 13
4. Eksisterende løsninger for måle- og registreringsutstyr referert de fremtidige scenarier 14
    4.1 Eksisterende omfang av måle- og registreringsutstyr på ulike nettnivå 14
    4.2 Krav til måle- og registreringsutstyr 15
    4.3 Minimumsløsning 16
    4.4 Mellomløsning 17
    4.5 Fullskalaløsning 18
    4.6 Driftskostnader 19
5. Spørreundersøkelse med dybdeintervju 21
    5.1 Utvalg av netteiere til spørreundersøkelsen 21
    5.2 Spørreundersøkelse/dybdeintervju 22
6. Resultater fra spørreundersøkelse og dybdeintervju 23
    6.1 Intensjon og omfang 23
    6.2 Administrative rutiner 24
    6.3 Eksisterende måle- og registreringsutstyr for dokumentasjon av ikke levert energi 25
        6.3.1 Måle- og registreringsutstyr i grensesnitt mot andre netteiere 26
        6.3.2 Måle- og registreringsutstyr tilknyttet kabel/linje-avgang i sekundærstasjon 26
        6.3.3 Måle- og registreringsutstyr tilknyttet nettstasjoner 27
        6.3.4 Måle- og registreringsutstyr tilknyttet sluttbruker 28
7. Investeringskostnader for måle- og registreringsutstyr 29
    7.1 Usikkerhet i oppskalerte kostnader 29
    7.2 Minimumsløsning 29
        7.2.1 Oppskalering 29
        7.2.2 Investeringskostnad for minimumsløsning 30
    7.3 Mellomløsning 30
        7.3.1 Oppskalering 30
        7.3.2 Investeringskostnad for mellomløsning 31
    7.4 Fullskalaløsning 31
        7.4.1 Oppskalering 31
        7.4.2 Investeringskostnad for fullskalaløsning 32
8. Drøfting/anbefaling 33
    8.1 Realiseringsmuligheter for de ulike løsningsscenariene 33
    8.2 Hovedkriterier for en fremtidig kompensasjonsordning 34
    8.3 Administrative rutiner 36
    8.4 Ansvarsforhold ved administrasjon av en kompensasjonsordning 40
    8.5 Anbefalinger 41
9. Referanser 43

1. Innledning

1.1 Bakgrunn

NVE har som målsetting å innføre en kompensasjonsordning for ikke levert energi, referert sluttbruker, for å sikre samfunnsøkonomisk riktig leveringskvalitet til sluttbrukermassen.

Reguleringsregimet til NVE stiller krav til alle netteiere om prosentvis kostnadseffektivisering i henhold til netteier sine nettkostnader for foregående år. Netteier er ikke lenger sikret full kostnadsdekking via sin overføringstariff for kostnader forbundet med investeringer, drift og vedlikehold av nettet.

NVE ønsker å motvirke at det nye reguleringsregimet medfører en leveringskvalitet hos sluttbruker som er lavere enn samfunnsøkonomisk riktig leveringskvalitet. Med samfunnsøkonomisk riktig leveringskvalitet menes at marginal kostnad for å bedre leveringskvalitet for sluttbruker er lik marginal reduksjon i avbruddskostnad.

I den sammenheng har NVE iverksatt prosjektet "Kompensasjon for ikke levert energi". Prosjektet har som formål å etablere en fremtidig kompensasjonsordning for ikke levert energi, som skal være en regulerende kostnadskomponent for netteier som ivaretar samfunnsøkonomisk riktig leveringskvalitet for sluttbrukermassen.

Prosjektet er inndelt i tre delprosjekter:

- Delprosjekt 1 - Utarbeidelse av regelverk.
  Mål: Etablere et regelverk for en kompensasjonsordning for ikke levert energi.

- Delprosjekt 2 - Økonomiske konsekvenser.
  Mål: Kartlegge økonomiske og administrative konsekvenser for netteier ved en kompensasjonsordning.

- Delprosjekt 3 - Nettmessige konsekvenser.
  Mål: Kartlegge behov for nett-tekniske og administrative løsninger for å kunne gjennomføre en kompensasjonsordning i praksis.

Foreliggende rapport omhandler delprosjekt 3.

1.2 Prosjektbeskrivelse for delprosjekt 3 - Nettmessige konsekvenser

Følgende aktiviteter er lagt til grunn for delprosjekt 3:

- Kartlegge eksisterende løsninger for måle- og registreringsutstyr hos leverandører for registrering av feil og avbrudd.
- Utarbeide og gjennomføre spørreundersøkelse hos 11 netteiere (inklusiv Statnett SF) fordelt på sentralnett, regionalnett og distribusjonsnett. Spørreundersøkelsen har som formål å kartlegge:
  - Netteier sin holdning til fremtidig kompensasjonsordning mht. omfang
  - Eksisterende rutiner for feil- og avbruddsregistrering hos netteier
  - Eksisterende måle- og registreringsutstyr for feil og avbrudd hos netteier
- Utarbeide sluttrapport basert på gjennomført spørreundersøkelse med konklusjoner/anbefalinger for:
  - Behov for måle- og registreringsutstyr med tilhørende kostnader for de ulike nettnivå i Norge.
  - Administrative rutiner for en fremtidig kompensasjonsordning for de ulike nettnivå. Administrative rutiner innbefatter faktorer som feilregistrering, avbruddsregistrering, feilanalyse, dokumentasjonskrav mht. forventet mengde ikke levert energi og opprinnelsessted for primærfeil/systemfeil som medførte avbrudd, tilbakebetaling av kompensasjon, administrasjonsansvar, instans som skal avgjøre skyldspørsmål ved tvistesaker.

Overfornevnte aktiviteter er knyttet opp mot 3 fremtidige scenarier for måling og registrering av feil og avbrudd referert sluttbruker. De fremtidige scenariene er nærmere beskrevet i kapittel 3.

En fremtidig kompensasjonsordning skal innføres tidligst 01.01.1999.

Konklusjoner/anbefalinger for en fremtidig kompensasjonsordning baseres på eksisterende rutiner og teknisk utstyr hos netteier som muliggjør en kompensasjonsordning som er praktisk å gjennomføre utifra et kost/nytte-aspekt.

2. Omfang av nettmessige konsekvenser

Omfang av nettmessige konsekvenser for de ulike nettnivå ved en fremtidig kompensasjonsordning avhenger av følgende faktorer:

1. Eksisterende utstyr for måling og avregning av kraftomsetning for de ulike nettnivå.
2. Eksisterende måle- og registreringsutstyr for strøm/spenning/effekt og bryterkoplinger for de ulike nettnivå.
3. Eksisterende rutiner for feil- og avbruddsregistrering og feilanalyse for de ulike nettnivå.
4. Fremtidig regelverk for kompensasjonsordning

2.1 Krav/retningslinjer for måling og avregning av kraftomsetning

Sentralnett, regionalnett og distribusjonsnett er med hjemmel i forskrift til energiloven pålagt å følge NVEs «Retningslinjer for måling og avregning av kraftomsetning og fakturering av nettjenester (oktober 1997)» [1]. Disse retningslinjene fastslår bl.a. følgende:

- Netteier er ansvarlig for alle måleverdier fra de målepunkt som finnes i hans nett.
- Målepunkt med forventet årlig energiuttak større enn 500 000 kWh skal avregnes basert på målte timesverdier. Etter 1. januar 1999 skal alle målepunkt med forventet årlig energiuttak større enn 400 000 kWh avregnes basert på målte timesverdier.
- For målepunkt med forventet årlig energiuttak mindre enn 500 00 kWh, kan det benyttes en justert innmatingsprofil i avregningen av regulerkraft. Fra 1. januar 1999 kan det benyttes en justert innmatingsprofil i avregningen av målepunkter med et forventet energiuttak mindre enn 400 000 kWh.

2.2 Krav for avbruddsregistrering

Med hjemmel i energilovens forskrift §4-4d [2] har alle netteiere i sentralnett, regionalnett og distribusjonsnett vært pålagt årlig innrapportering til NVE av nøkkeltall for avbrudd fra 01.01.95.

- Pålagt avbruddsrapportering omfatter registrering av lange avbrudd, dvs. avbrudd med varighet over 3 minutter.
- Pålagt avbruddsrapportering omfatter registrering av lange avbrudd som følge av feil/driftsforstyrrelse og varslede avbrudd i sentralnett, regionalnett og høyspenningsfordelingsnett ned til fordelingstransformator.

Avbruddsrapportering til NVE pålegger netteiere å registrere data knyttet til avbrudd. I tabell 2.1 er det vist de viktigste underlagsdata som kan benyttes i en fremtidig kompensasjonsordning basert på eksisterende avbruddsregistrering:

Tabell 2.1. Pålagt avbruddsregistrering sett i sammenheng med kompensasjonsordning

Registrerte avbruddsdata	Underlag for fremtidig kompensasjonsordning
Avbrudd forårsaket av eget nett eller andres nett	Netteier med kompensasjons ansvar for avbrudd
Avbrudd forårsaket av driftsforstyrrelse eller varslet avbrudd i eget nett	Evt. differensiering i kompensasjonssats for avbrudd som følge av driftsforstyrrelse eller varslet avbrudd
Antall/mengde pr. rapporteringspunkt pr. år: - Avbrudd - Avbruddstid - Ikke levert energi	Måltall for leveringskvalitet som legges til grunn for kompensasjon

Tilnærmet 100 prosent av sluttbrukermassen i Norge er tilknyttet distribusjonsnett (127 sluttbrukere er tilknyttet høyere nettnivå, og utgjør ca. 28 % av fastkraftforbruket i Norge [3]). Avbruddsregistrering for distribusjonsnettet foretas i avbruddsregistreringssystemet FASIT, og kan utføres enten manuelt på FASIT-skjema eller i FASIT-dataverktøy.

I Norge er det 180 everk som har distribusjonsnett[4]. 118 everk har EDB basert feil- og avbruddsregistrering på FASIT format. Sluttbrukermassen tilhørende de 118 everkene utgjør 82,3 % av samlet sluttbruker masse i Norge (tallene er basert på informasjon innhentet fra leverandørene Powel Data, InfoSynergi, ELIS og National Kraftconsult). De øvrige everk er i hovedsak mindre everk som har manuell registrering på FASIT skjema.

Avbruddsregistrering for regionalnettet foretas i dag i ulike registreringssystem hos netteiere med regionalnett. På sikt vil FASIT bli det enerådende avbruddsregistreringssystem også for regionalnettet.

NVE, EnFO og Statnett sin referansgruppe for feil og avbrudd har laget et utkast til definisjoner på feil- og avbruddsterminologi for feil- og avbruddsregistrering, som kan benyttes i et regelverk for en fremtidig kompensasjonsordning [5].

2.2.1 Beregning av forventet mengde ikke levert energi

NVE har pålagt netteierne i Norge å innrapportere nøkkeltall for avbrudd årlig, deriblant forventet mengde ikke levert energi.

Forventet mengde ikke levert energi til sluttbrukere som er berørt av avbrudd, er en størrelse som ikke er målbar men som må estimeres. Typiske fremgangsmåter for estimering av forventet mengde ikke levert energi ved energiverk i Norge er [5] :

1. Skjønnsmessig vurdering av ikke levert energi ("tommelfingerregler").
2. Målinger av strøm/effekt/spenning og bryterkoplinger brukes til å beregne ikke levert energi.
3. Varighetskurver og belastningsprofiler brukes til å beregne ikke levert energi.
4. Justert innmatingsprofil benyttes til å beregne ikke levert energi.

Det er ikke gitt noen krav/retningslinjer til netteierne for hvordan forventet mengde ikke levert energi skal beregnes for rapporteringspunkt. Sintef Energiforskning har på oppdrag av EnFO utarbeidet en rapport med anbefalinger for videreutvikling av FASIT-systemet, med bl.a. en standardisert beregningsmetode for ikke levert energi [5].

For å sikre innbyrdes rettferdige kompensasjonsutbetalinger for de enkelte netteiere, samt for sluttbrukermassen, må det i en fremtidig kompensasjonsordning foreligge en standardisert beregningsmetode for ikke levert energi.

2.2.2 Bidrag til ikke levert energi fra de ulike nettnivå

Tabell 2.2 viser gjennomsnittlig prosentvis fordeling av ikke levert energi som følge av driftsforstyrrelser og varslede avbrudd i sentralnett, regionalnett og høyspentfordelingsnett, basert på NVE sine avbruddsstatistikker for 1995 [6] og 1996 [3].

Tabell 2.2. Bidrag til ikke levert energi fra ulike nettnivå

Nettnivå	ILE pga. drifts-forstyrrelser [%]	ILE pga. varslede avbrudd [%]	Sum bidrag fra nettnivå til ILE [%]
Sentralnett	0,08	0	0,08
Regionalnett	7,08	0,84	7,92
Høyspentfordelingsnett	50,64	41,27	91,91
Sum	57,80	42,11	100

Det er tidligere anslått at driftsforstyrrelser og varslede avbrudd i lavspenningsnettet bidrar til en mengde ikke levert energi som utgjør ca. 8% av mengde ikke levert energi som følge av driftsforstyrrelser og varslede avbrudd i høyspenningsfordelingsnettet. Anslaget gjelder for 6 netteiere som har utført feil- og avbruddsregistrering for lavspenningsnettet[7].

Dersom en forutsetter at anslaget på 8% kan benyttes for hele lavspenningsnettet i Norge, får en følgende prosentvise fordeling av ikke levert energi som følge av avbrudd for de ulike nettnivå:

Tabell 2.3. Bidrag til ikke levert energi fra ulike nettnivå

Nettnivå	Sum bidrag fra nettnivå til ILE [%]
Sentralnett	0,07
Regionalnett	7,39
Høyspent-fordelingsnett	85,61
Lavspentfordelingsnett	6,86
Sum	100

2.3 Krav/retningslinjer for feilregistrering og feilanalyse

Statnett SF er systemansvarlig for kraftsystemet i Norge i henhold til NVEs "Retningslinjer for systemansvaret"[8]. Retningslinjene fastslår følgende:

- Driftsforstyrrelser i nett med spenningsnivå 132 - 400 kV og produksjonsenheter direkte tilknyttet disse spenningsnivåene skal innrapporteres til systemansvarlig (Statnett). Systemansvarlig gjennomfører eller påser at det blir gjennomført feilanalyse og utarbeider statistikk.
- Feilanalyse for driftsforstyrrelser i nett fra og med 33 kV til og med 110 kV og produksjonsenheter direkte tilknyttet disse spenningsnivåene skal gjøres av anleggseieren selv. Analyseresultatene skal sendes Statnett som utarbeider landsstatistikk

NVE har ikke pålagt konsesjonærer feilregistrering og feilanalyse for spenningsnivå lavere enn 33 kV, utover de krav for avbruddsregistrering som er beskrevet i delkapittel 2.2.

3. Scenarier for en fremtidig kompensasjonsordning for ikke levert energi

Ved innføring av en fremtidig kompensasjonsordning for ikke levert energi, må en ta utgangspunkt i følgende forhold:

- En kompensasjonsordning må være praktisk gjennomførbar.
  NVE ønsker å iverksette en kompensasjonsordning fra 01.01.1999. I en innledende fase må en kompensasjonsordning i stor grad basereres på eksisterende tekniske løsninger i kraftnettet og ute hos sluttbrukerne.
- Ønsket/visjonen om en ideell løsning.

Med bakgrunn i dette er det naturlig å ta utgangspunkt i 3 ulike scenarier for krav til måle- og registreringsutstyr.

3.1 Minimumsløsning

En mimimumsløsning innebærer at det etableres strøm eller effektmåling med lagring av timesverdier, samt tidsatte effektbrytermeldinger, på alle avganger i sekundærstasjoner (dvs. avgang til høyspenningsfordelingsnettet). Forventet mengde ikke levert energi som følge av alle feil og varslede avbrudd ned til og med høyspennings fordelingsnett, beregnes med utgangspunkt i de målte verdier. Mengde ikke levert energi som følge av feil og varslede avbrudd i fordelingstransformatorer og lavspenningsnettet kartlegges og beregnes utfra feilregistreringsskjemaer som fylles ut av netteiers personell ved feilretting.

En slik løsning vil langt på vei kunne baseres på eksisterende måle- og registreringsutstyr i kraftnettet.

3.2 Mellomløsning

En mellomløsning innebærer at det etableres strøm eller effektmåling med lagring av timesverdier i alle nettstasjoner, samt tidsatt spenningsbortfall. Forventet mengde ikke levert energi som følge av alle feil og varslede avbrudd ned til og med fordelingstransformator, beregnes med utgangspunkt i de målte verdier. Mengde ikke levert energi som følge av feil og varslede avbrudd i lavspenningsnettet kartlegges og beregnes utfra feilregistreringsskjemaer, som nevnt ovenfor.

En slik ordning vil kreve installasjon av måle- og registreringsutstyr i alle nettstasjoner og transformatorarrangementer. Prosjektet vil kartlegge omfang, krav til løsninger samt kostnader ved dette.

3.3 Fullskalaløsning

En fullskalaløsning innebærer at det installeres målere med toveiskommunikasjon hos alle sluttbrukere, og derav beregning av mengde ikke levert energi som følge av alle feil og avbrudd.

En slik ordning vil kreve installasjon av måle- og registreringsutstyr hos ca. 2.400.000 sluttbrukere (alle sluttbrukerkategorier er da inkludert). Prosjektet vil kartlegge krav til løsninger og kostnader ved dette.

Kompensasjon for ikke levert energi overfor sluttbrukerne kan i enkleste forstand baseres på en tilbakeføring til tariffgrunnlaget. Eventuelt kan en fordeling til sluttbrukerne foretas utfra ulike sjablonmessige metoder, eller i det mest omfattende perspektivet, gjennom en nøyaktig målt og avregnet fordeling på den enkelte sluttbruker. I en minimumsløsning vil målt mengde ikke levert energi i hovedsak være referert til et stort antall sluttbrukere (jf. alle som er tilknyttet en avgang), og en individuell fordeling vil måtte baseres på en sjablonmessig metode. I en mellomløsning kan mengde ikke levert energi refereres til en gitt nettstasjon, og en mer nøyaktig fordeling kan dermed foretas. Fordelingen på de enkelte sluttbrukere tilhørende den gitte nettstasjon må imidlertid bli sjablonmessig. I en fullskala løsning kan fordelingen skje individuelt for hver enkelt sluttbruker.

4. Eksisterende løsninger for måle- og registreringsutstyr referert de fremtidige scenarier

4.1 Eksisterende omfang av måle- og registreringsutstyr på ulike nettnivå

I tabell 4.1 er det vist en kortfattet og generell sammenstilling av måle- og registreringsutstyr som kan benyttes ved feil- og avbruddsregistrering, samt feilanalyse, i sentralnettet:

Tabell 4.1. Måle- og registreringsutstyr i sentralnettet (400 - 132 kV):

Måle- og registreringsutstyr	Generell beskrivelse
Avregning og strøm/effekt-måling:	Full dekning av utstyr for avregning. Målesystem: - Strømtransformatorer med egen avregningskjerne i klasse 0,2S, med lagring av timesverdier og overføring til sentral via måleverdiomformere. - Spenningstransformatorer i klasse 0,2, med overføring til sentral via måleverdiomformere. - Effektmåling vha. egne energimålere, med lagring av timesverdier og overføring til sentral via SO-utgang.
Tidsetting av bryterkoplinger:	God dekning av utstyr for tidsetting av bryterfall som følge av utstrakt bruk av tidsfølgemeldere, fjernstyring av effektbrytere, feilskrivere og digitale vern.
Feilanalyseutstyr:	Bra dekning av spesialisert utstyr for feilanalyse. Dette inbefatter dedikerte feilskrivere og feilskrivere som en del av vernutrustning. Gir gode muligheter for feillokalisering. Gir også muligheter for detektesjon av systemfeil.

I tabell 4.2 er det vist en sammenstilling av måle- og registreringsutstyr som kan benyttes ved feil- og avbruddsregistrering, samt feilanalyse, i regionalnettet:

Tabell 4.2. Måle- og registreringsutstyr i regionalnettet (132 - 33 kV):

Måle- og registreringsutstyr	Generell beskrivelse
Avregning og strøm/effekt-måling:	Avregning i utvekslingspunkt mellom netteiere. I tillegg vanlig med strømmåling på krafttransformatorer med lagring av timesverdier. Målesystem: Krav til nøyaktighet og metodene for avregning er de samme som for hovednett.
Tidsetting av bryterkoplinger:	Bra dekning av utstyr for registrering av bryterfall som følge av fjernstyring av effektbrytere. Digitale vern med hendelseslagring eller overføring til sentral er supplement for tidsetting og lokalisering av feil.
Feilanalyseutstyr:	Varierende dekning av feilskriverutstyr. Ikke vanlig med dedikert utstyr. Noen områder med nye vern og ny kontrollutrustning har god dekning. Dette gir mulighet for interne hendelseslister, strøm -og spenningskurver og lagring lokalt eller i sentral.

I tabell 4.3 er det vist en sammenstilling av måle- og registreringsutstyr som kan benyttes ved feil- og avbruddsregistrering, samt feilanalyse, i høyspenningsfordelingsnett:

Tabell 4.3. Måle- og registreringsutstyr i høyspenningsfordelingsnett (22 - 5 kV):

Måle- og registreringsutstyr	Generell beskrivelse
Avregning og strøm/effekt-måling:	Variende grad av strøm- og spenningsmåling på 11 kV avganger i sekundærstasjoner. Liten grad av fjernavlesing og registrering. Nettstasjoner har liten grad av strømmåling. Nyere stasjoner blir ofte levert med strøm -og spenningsmåling. Ingen fjernavlesing.
Tidsetting av bryterkoplinger:	Varierende grad av tidsatte effektbrytermeldinger. Fjernstyrte sekundærstasjoner har som oftest tidsatte meldinger. Nyere vern gir mulighet for tidsetting og strømregistrering før og under feil. Noen få energiverk har god dekning. Nettstajoner har generelt ingen tidsetting.
Feilanalyseutstyr:	På noen avganger i sekundærstasjoner er det installert digitale vern med enkel feilskriverfunksjon og mulighet for lagring. Gir indikasjon på feiltype og feilsted.

I lavspenningsfordelingsnettet har alle sluttbrukere avregningsmåler. Større sluttbrukere har målerutrustning med toveiskommunikasjon. Det er i liten grad installert målere med kommunikasjon hos husholdningskunder.

4.2 Krav til måle- og registreringsutstyr

I en fremtidig kompensasjonsordning for ikke levert energi bør måle- og registreringsutstyr for feil- og avbrudd tilfredsstille følgende kriterier:

- Gi tilstrekkelig dokumentasjon i form av måleverdier for alle nettnivå, for beregning av mengde ikke levert energi referert sluttbruker.
- Gi tilstrekkelig dokumentasjon for fastsettelse av kompensasjonsansvar mellom netteiere.
- Sikre et konsistent dataunderlag for beregning av mengde ikke levert energi hos alle netteiere i Norge.

I foreliggende rapport settes følgende krav til løsninger for måle- og registreringsutstyr som kan benyttes i en fremtidig kompensasjonsordning:

- Effektmåling med lagring av timesverdier
- Tidsatt bryterkopling eller tidsatt spenningsbortfall

Krav til effektmåling med lagring av timesverdier hos netteiere er i dag tilfredstilt i utvekslingspunkt mellom sentralnett og regionalnett, og mellom regionalnett og distribusjonsnett. Effektmåling med lagring av timesverdier må gjøres i alle utvekslingspunkt for at innmatingsprofilen skal kunne fremkomme. Netteier må benytte justert innmatingsprofil for å kunne avregne kraftleverandører i sitt nettområde. NVE stiller krav om bruk av justert innmatingsprofil i NVEs "Retningslinjer for måling og avregning av kraftomsetning og fakturering av nettjenester (oktober 1997)" [1].

Krav til tidsatt bryterkopling eller tidsatt spenningsbortfall hos netteiere forutsettes oppfylt i utvekslingspunkt mellom sentralnett og regionalnett, og mellom regionalnett og distribusjonsnett.

4.3 Minimumsløsning

En mimimumsløsning innebærer at det etableres strøm eller effektmåling med lagring av timesverdier, samt tidsatte effektbrytermeldinger, på alle avganger i sekundærstasjoner (dvs. avgang til høyspenningsfordelingsnett)

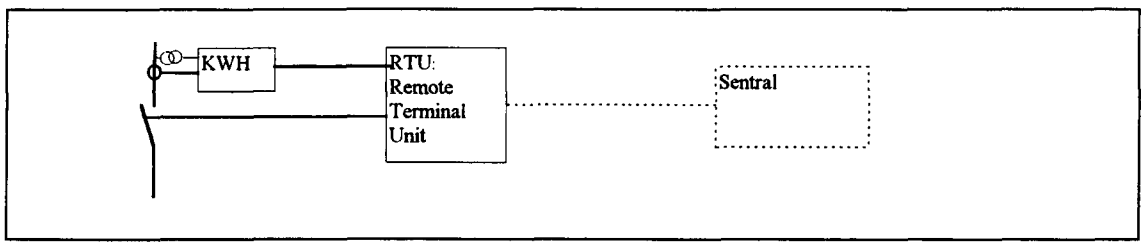
For å kunne realisere dette behøves følgende utstyr:

- Strømtransformator med målekjerne
- Spenningstransformator
- KWH-måler/strømmåler
- Innsamler- og overføringsenhet eller måleverdiomformer og overføring via eksisterende systemer
- Tidsetting av effektbrytere

I tillegg kommer kostnader for:

- Planlegging/prosjektering
- Dokumentasjon
- Montasje
- Annet utstyr (kabler, montasjemateriell osv.)
- Database/innsamlersystem
- Kommunikasjonssystem

Det er benyttet forskjellige løsninger og filosofi for måle- og registreringsutstyr og for innsamler- og kommunikasjonssystem hos de ulike netteierne. Dette medfører at det er vanskelig å gi et nøyaktig kostnadsestimat. Det er i stedet beskrevet hvordan en mulig løsning er tenkt gjennomført. Figur 1 viser løsning som forutsettes benyttet for minimumsløsning.



Figur 1 Minimumsløsning

Ved beregning av kostnadsestimat for minimumsløsning er følgende forutsatt:

- Det eksisterer en driftsentral
- Kommunikasjonsløsning til stasjon er etablert
- Konvensjonelt anlegg. Tilrettelagt for kabelføringer
- Stasjonen har ikke fjernstyring eller tidsfølgemelder
- Måleverdier for strøm og spenning er lett tilgjengelig
- Ledige signalkontakter for stillingsmelding på effektbryter
- Stasjon med 10 stk. identiske avganger
- Sentral avregningsdatabase eller annen mulighet for lagring av timesverdier for strøm eller kWh er etablert, og det er ledig kapasitet til å håndtere timesverdiene

Tabell 4.4 viser enhetskostnader pr. avgang for etablering av minimumsløsning iht. figur 4.1, på avganger med ulik grad av eksisterende måle- og registreringsutrustning:

Tabell 4.4. Enhetskostnad pr. avgang for minimumsløsning

Måle-og registreringsutstyr på avgang	Enhetskostnad [kr]
Minimumsløsning som forutsatt	29 400
Minimumsløsning med fjernstyrt avgang, men uten strøm/effekt-måling	11 100
Minimumsløsning med fjernstyrt avgang med strøm/effekt-måling, men uten lagring av måleverdier	1 500

Vedlegg 4 i vedleggsrapport [9] gjør rede for estimering av enhetskostnad pr. avgang for minimumsløsningen.

4.4 Mellomløsning

En mellomløsning innebærer strøm eller effektmåling med lagring av timesverdier i alle nettstasjoner, samt tidsatt spenningsbortfall.

Løsninger for dette er under stadig utvikling, og det er pr. idag 4 - 5 systemer på markedet. Den vesentlige forskjellen ligger i kommunikasjonsløsningene, som kan være modem, Metri-Tel, signalkabel, ISDN, GSM, radio, V24, TCP/IP.

Noen systemer har høy etableringskostnad og lave driftsutgifter, mens andre har lavere etableringskostnad men med høyere driftsutgifter. Hva som er mest kostnadseffektivt avhenger av antall stasjoner som det skal kommuniseres til.

Det er her lagt til grunn et system med kommunikasjon over høyspentnettet som kan kommunisere med både nettstasjon og sluttbrukere. For å kunne realisere dette behøves følgende utstyr:

- Strømtransformator
- kWh-måler
- Terminal og database
- Kommunikasjon

I tillegg kommer kostnader for:

- Planlegging (varsling, omkobling, mm)
- Prosjektering
- Dokumentasjon
- Montasje

Enhetskostnad for mellomløsning pr. fordelingstransformator er beregnet til: 8800 Kr

Vedlegg 4 i vedleggsrapport [9] gjør rede for estimering av enhetskostnad pr. fordelingstransformator for mellomløsning.

Etablering av mellomløsning i alle nettstasjoner vil ha nytteverdi utenom en fremtidig kompensasjonsordning i form av:

- Tilknytning av statusinnganger for overvåking av forskjellig utstyr
- Releutganger til bruk for tariffskifte, styring av last og sluttbrukertjenester, jordfeildetektering mm.
- Tillater bruk av flere tariffer og fleksibel prissetting
- Muliggjør måleperiode på 15 min.
- Langtidslagring av verdier kan gi belastningsprofiler
- Måling i nettstasjon kan benyttes til kontroll av kundemålere

4.5 Fullskalaløsning

En fullskalaløsning innebærer at det installeres målere med 2-veiskommunikasjon hos alle sluttbrukere. Det finnes løsninger for dette, og det pågår en stadig utvikling av systemer.

Innsamlingssystemene kan tilbys med forskjellige kommunikasjonsløsninger. Oppringt samband eller Metri-tel er mest benyttet til industrikunder. På grunn av høye driftskostnader med oppringt samband benyttes elnettet som kommunikasjonsmedium ved stort antall sluttbrukere. Ved begge metoder blir det benyttet en terminal tilknyttet S0 utgang på KWH-måleren. Terminalen har innebygd kommunikasjonsenhet og har mulighet for lagring av verdier. Det er også mulig å kunne ta inn andre signaler, og en kan få tidsangivelse ved spenningsbortfall.

For å kunne realisere en fullskalaløsning behøves følgende utstyr pr. sluttbruker:

- KWH-måler (med SO-utgang)
- Terminal og database
- Kommunikasjon

I tillegg kommer kostnader for:

- Planlegging/prosjektering
- Montasje

Enhetskostnad for fullskalaløsning pr. sluttbruker er beregnet til: 3500 Kr

Vedlegg 4 i vedleggsrapport [9] gjør rede for estimering av enhetskostnad pr. sluttbruker for fullskalaløsning.

Etablering av målere med toveiskommunikasjon hos alle sluttbrukere vil ha nytteverdi utenom en fremtidig kompensasjonsordning i form av:

- Tilknytning av statusinnganger for overvåking av forskjellig utstyr
- Releutganger til bruk for tariffskifte, styring av last og sluttbrukertjenester, jordfeildetektering mm.
- Tillater bruk av flere tariffer og fleksibel prissetting
- Muliggjør måleperiode på 15 min.
- Etablering av belastningsprofiler
- Effektregulering - frakobling av uprioritert last
- Temperaturmåling, flowmåling, volummåling
- Realiserer energimarked for alle, enklere avlesning og avregning, enklere leverandørskifte
- Dokumentasjon av leveringskvalitet (spenningskvalitet osv.)

4.6 Driftskostnader

Det er ikke spesifikke driftskostnader knyttet til elektroniske målere, da disse normalt ikke behøver justering.

Driftskostnader vil først og fremst være knyttet opp mot valg av kommunikasjonssystem og database.

Følgende former for kommunikasjonssystem, med tilhørende utgiftsposter, er aktuelle for elektroniske målere:

- Radiokommunikasjon:
  Avgift til Post og Teletilsynet.

- Telekommunikasjon:
  Baserer seg på oppringt samband. Driftskostnader er tele-operatør sine nett-tariffer.

- GSM Data:
  GSM modem med fast abonnement. Driftskostnader er netteiers tariffer, og kan kombineres med vanlig mobiltelefonavgift.

- Signalkabel:
  Netteier kan benytte egne signalkabler, der det er ingen avgift utover vanlig vedlikehold.

Driftskostnader for databaser består i oppdatering av programvare etter behov. Serviceavtaler er mulig å inngå.

5. Spørreundersøkelse med dybdeintervju

Det er gjennomført en spørreundersøkelse med dybdeintervju hos 10 netteiere for å få et best mulig underlag for vurdering av de nettmessige konsekvenser ved en kompensasjonsordning.

5.1 Utvalg av netteiere til spørreundersøkelsen

Netteierne som inngikk i spørreundersøkelsen er forutsatt å være representative for nettet på landsbasis. Tabell 5.1 beskriver hvilke faktorer som ble vektlagt i utvelgelsen av aktuelle netteiere.

Tabell 5.1. Utvalgskriterier for netteiere til spørreundersøkelse

Utvalgskriterier:	Nærmere beskrivelse:
• Type netteier	- Kun regionalnett (engrosverk) - Både regionalnett og distribusjonsnett - Kun distribusjonsnett
• Størrelse på netteier	- Anleggsmengde - Årlig omsatt energivolum [Gwh] *Kilde : Enfo sin medlemsliste for 1998*
• Netteiers topologi	- Prosentandel kabel av samlet nett 1996 - Meter linje pr. abonnent 1996 *Kilde: Nøkkeltall fra NVE sin benchmarking*
• Netteiers geografiske plassering/klimaforhold	- Nord-Norge, Midt-Norge, innland, Vestlandet, Sørlandet, Østlandet
• Netteiers kostnadseffektivitet	*Kilde: NVEs nøkkeltall for kostnadseffektivitet 1994-1995*
• Netteiers mengde ikke levert-energi i forhold til levert energi	- Ikke levert energi ift. levert energi 1996 *Kilde: Nøkkeltall fra NVE sin benchmarking*
• Netteiers rutiner for feil- og avbruddsrapportering	- Rapportering til Statnett (basert på Statnett sin vurdering av de enkelte netteiere sin kvalitetet på utført feilanalyse, og feil- og avbruddsrapportering) - Frivilllig innrapportering til Enfo

Med bakgrunn i de forannevnte utvalgskriterier inngikk to rene regionalnettseiere, fire netteiere med både regionalnett og distribusjonsnett, og fire netteiere med kun distribusjonsnett i utvalget til spørreundersøkelsen.

Følgende netteiere deltok i spørreundersøkelsen:

- Lysekraft DA
- Vestfold Kraft Nett AS

- Viken Energinett AS
- Vest- Agder Energiverk AS
- Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk
- Varanger Kraft AS

- Bodø Energi AS
- Nord- Østerdal Kraftlag A/L
- Røyken Energiverk AS
- Nord Hordaland Kraftlag DA

Vedlegg 1 og vedlegg 5 i vedleggsrapport [9] inneholder en sammenstilling av utvalgskriteriene for de utvalgte netteierne.

5.2 Spørreundersøkelse/dybdeintervju

Spørreundersøkelsen ble utført i form av et dybdeintervju hos de utvalgte netteierne. Netteierne var representert med ansvarlig for nettvirksomheten (nettsjef/driftsleder), og personell med ansvar for måle- og registreringsutstyr samt feil- og avbruddsregistrering. Netteierne hadde fått tilsendt et spørreskjema på forhånd, slik at de kunne forberede seg til dybdeintervjuet.

Spørsmålene i undersøkelsen var delt inn i tre kategorier:

1. **Holdninger vedrørende en kompensasjonsordning for ikke levert energi**
   Spørsmålene hadde til hensikt å kartlegge hvilke holdninger ulike netteiere har vedrørende NVEs intensjon om innføring av en kompensasjonsordning. Spørsmålene tok opp ulike problemstillinger knyttet til omfanget av en eventuell ordning. Sentrale forhold er hvilke nettnivå som skal inngå, hvilke feil- og avbrudd som skal inngå, krav til dokumentasjon, og hvilken instans som skal avgjøre eventuelle skyldspørsmål i en fremtidig kompensasjonsordning.

2. **Eksisterende rutiner knyttet til registrering av feil og avbrudd**
   Spørsmålene hadde til hensikt å kartlegge rutiner knyttet til registrering av feil- og avbrudd, feilanalyse og metoder for beregning av ikke-levert-energi hos de ulike netteiere. En ønsket også å få kartlagt hvor stort omfang av avbrudd netteierne har der en ikke får fastlagt om avbrudd skyldes driftsforstyrrelse i eget- eller andres nett.

3. **Eksisterende måle- og registreringsutstyr (for dokumentasjon av ikke levert energi.)**
   Denne delen av spørreskjemaet tok for seg faktaopplysninger om netteiernes omfang av eksisterende måle- og registreringsutstyr. Spørmålene var nært knyttet opp mot de tre scenariene presentert i kapittel 3.

Spørreskjemaet er lagt ved i sin helhet i vedlegg 2 i vedleggsrapport [9].

6. Resultater fra spørreundersøkelse og dybdeintervju

6.1 Intensjon og omfang

Den første delen av spørreundesøkelsen omfattet spørsmål vedrørende netteiers holdning til en kompensasjonsordning for ikke-levert-energi. Synspunktene hos netteierne var i en viss grad sammenfallende, og det kom frem en rekke synspunkter på hvilket omfang en kompensasjonsordning burde ha. Nedenfor gjengis noen av holdningene til netteierne. Det understrekes at dette ikke er noen entydige felles oppfatninger.

Er netteierne enig med NVE sin intensjon?
Alle netteierne, med unntak av ett stilte seg positive til NVEs intensjon om innføring av en kompensasjonsordning for ikke levert energi.

Hvilke nettnivå skal en kompensasjonsordning omfatte?
En kompensasjonsordning bør prøves ut på høyere nettnivå før den aktiveres for alle nettnivå. Omfanget av en kompensasjonordning må ikke bli for stort til å begynne med. Lavspentnettet bør holdes utenfor kompensasjonsordningen inntil netteierne har etablert kopling mellom kunde- og nettinformasjonssystemene. I tillegg er det nødvendig med målerutstrustning med toveiskommunikasjon ute hos sluttbrukerne.

Hvilke feil og avbrudd skal ordningen omfatte?
En kompensasjonsordning bør omfatte alle type feil og avbrudd, også avbrudd forårsaket av tredjepart. Det er lite vesentlig for sluttbrukeren hva som forårsaket avbruddet. Kompensasjon for varslede avbrudd kan virke som et incitament til å forkorte avbruddstiden ved arbeid i nettet.
Det bør kompenseres for både mengde ikke levert energi, og antall avbrudd og samlet avbruddstid. Avbruddshyppigheten er også et måltall for leveringskvaliteten. For mange bedrifter medfører kortvarige avbrudd høye kostnader.

Force majeure
En kompensasjonsordning bør inneholde Force majeure for ekstreme værforhold og andre ekstreme forhold som nettet ikke er dimensjonert for.

Kompensasjonsbeløpets størrelse
Samlet kompensasjonsutbetaling for en netteier bør begrenses med et tak, eksempelvis en prosentandel av totalt tariffgrunnlag for netteieren. Tilsvarende bør samlet kompensasjonsutbetaling til en sluttbruker begrenses med et tak, eksempelvis en prosentandel av samlet nettleie til sluttbrukeren. Kompensasjonsbeløpet kan ikke dekke totale følgeskader ved et strømavbrudd.

I tillegg er det en mulighet å differensiere kompensasjonsbeløpet avhengig av type avbrudd, og hvilken tid på døgnet avbruddet inntreffer. Eksempelvis lavere kompensasjonsbeløp for varslede avbrudd.

6.2 Administrative rutiner

Feil- og avbruddsregistrering
Samtlige netteiere i spørreundersøkelsen hadde etablerte rutiner knyttet til feil- og avbruddsregistrering i regional- og distribusjonsnettet. Feil/avbrudd i lavspentnettet blir med et unntak ikke registrert. Hos de største netteierne er feil- og avbruddsregistreringen knyttet opp mot en egen stilling i organisasjonen.

Beregning av ikke levert energi
Beregningsmetodikken for fastsettelse av ikke levert energi varierte noe mellom netteierne. Grunnlagsdataene som i hovedsak blir lagt til grunn er avbruddets varighet, og belastning etter lastpåslag.

Nøyaktigheten på grunnlagsdataene variere mellom nettnivåene. For regionalnettet, er det i hovedsak automatisk tidsangivelse på bryterkoplinger, og fjernavleste effekt/energi målinger. I distribusjonsnettet blir det ofte foretatt skjønnsmessige vurderinger av belastning og avbruddets varighet.

Beregningene blir foretatt manuelt eller gjennom FASIT modulen i Netbas.

Krav til dokumentasjon av forventet mengde ikke levert energi
Flere netteiere mente at FASIT skjema og utskrift fra kWh/h-måler i utvekslingspunkt ville være tilstrekkelig som dokumentasjon. Noen av de rene distribusjonsverkene mente at FASIT skjema var tilstrekkelig dokumentasjon for avbrudd som kun berørte sluttbrukermassen (og ikke andre netteiere).

Fremsettelse av krav om kompensasjonbeløp
Det var variererende holdning hos netteierne, avhengig av om netteier var distribusjonsverk eller engrosverk. Flere distribusjonsverk ønsket at overliggende netteiere som forårsaket avbrudd, skulle foreta kompensasjonsutbetaling automatisk basert på registrerte verdier i kWh/h-måler i utvekslingspunkt. De fleste distribusjonsverk mente at det var urealistisk å pålegge sluttbrukermassen å fremsette krav om kompensasjon ved avbrudd.

Usikkerhet om feilsted
Samtlige netteiere som ble intervjuet hadde ikke erfart feilsituasjoner hvor det var usikkerhet om feilsted i 1997. Dagens nett-tekniske kontroll- og vernfunksjoner gir gode muligheter til å spore feilårsak og feilsted. Dersom det skal etableres en løsning som eliminerer eventuell tvil, må det installeres feilskrivere på strategiske punkter i nettet.

Ansvar ved fordeling av skyldsspørsmål
NVE ble foreslått som en klageinstans. Det forutsetter at NVE har tilstrekkelig kompetanse på området. Retningslinjene bør utformes slik at tvister i størst mulig grad kan løses lokalt.

Vedlegg 3 i vedleggsrapport [9] inneholder møtereferat fra dybdeintervju med de ulike netteiere.

6.3 Eksisterende måle- og registreringsutstyr for dokumentasjon av ikke levert energi

Det er i dette delkapittelet gitt en sammenstilling av eksisterende måle- og registreringsutstyr hos de ulike netteierne, basert på de svar som ble avgitt på spørsmål 13 - 25 i spørreundersøkelsen.

Følgende forkortelser er benyttet for de ulike netteierne i resultatpresentasjonen:

V-K-N	Vestfold Kraft Nett AS
L-K	Lyse Kraft AS
V-E	Viken Energinett AS
V-K	Varanger Kraft
N-T-E	Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk
V-A-E	Vest-Agder Energiverk
B-E	Bodø Energi AS
N-Ø-K	A/L Nord-Østerdal Kraftlag
N-K	Nordhordland Kraftlag DA
R-E	Røyken Energiverk DA

På grunn av størrelsen på de etterfølgende tabellene, er det benyttet liggende format på sidene.

6.3.1 Måle- og registreringsutstyr i grensesnitt mot andre netteiere

Tabell 6.1 viser en sammenstilling av de ulike netteiere sine svar på spørsmål 13 og 14 i spørreundersøkelsen.

Tabell 6.1. Måle- og registreringsutstyr i grensesnitt mot andre netteiere.

Netteier	V-K-N	L-K	V-E	V-K	N-T-E	V-A-E	B-E	N-Ø-K	N-K	R-E
Antall utvekslingspunkt for kraftomsetning mot andre netteiere	12	60	16	4	9	4	8	9	15	4
Antall punkt der måleverdier kun registreres i effekt/energi-måler								2	3	
Antall punkt der måleverdier registreres i effekt/energi-måler tilkoplet sentral	12	60	16	4	9	4	8	7	12	4
Antall punkt der måleverdier registreres på annen måte										
Antall utvekslingspunkt med tidsangivelse for bryterkopling	12	60	16	4	7	1	8	7	10	4

Det fremgår av tabellen at 136 av 141 utvekslingspunkt har timesmåling av effekt/energi tilknyttet sentral. De øvrige 5 punkt er forbindelser som i normal drift kun er reserve mot tilliggende netteiere i høyspenningsfordelingsnettet.

6.3.2 Måle- og registreringsutstyr tilknyttet kabel/linje-avgang i sekundærstasjon

Tabell 6.2 viser en sammenstilling av de ulike netteiere sine svar på spørsmål 15-20 i spørreundersøkelsen.

Tabell 6.2. Måle- og registreringsutstyr tilknyttet kabel/linje-avgang i sekundærstasjon (132-33/22-5 kV).

Netteier	V-K-N	L-K	V-E	V-K	N-T-E	V-A-E	B-E	N-Ø-K	N-K	R-E
Antall sekundærstasjoner	39	0	53	13	40	24	8	7	5	3
Antall fjernstyrte sekundærstasjoner	39		52	13	40	7	8	7	5	2
Antall kabel/linje-avganger fra sekundærstasjoner (nedspenningsside)	254		1200	42	200	132	64	25	23	16
Antall kabel/linje-avganger med fjernstyring (nedspenningsside)	250		1185	42	200	43	64	25	23	12
Antall sekundærstasjoner med måling av spenning på samleskinne	39		52	13	40	24	8	7	5	2
Antall avganger med strøm-måling	254		0	42	200	0	0	25	23	12
Antall avganger hvor måleverdier registreres på skrivende instrument	0		0	0	0	0	0	0	0	0
Antall avganger hvor måleverdier kun registreres på effekt/energi-måler	0		0	42	0	0	0	0	0	0
Antall avganger hvor måleverdier registreres på effekt/energi-måler tilknyttet sentral	37		0	0	0	0	0	0	0	12
Antall avganger med registrering/lagring av tidspunkt for bryterkopling	254		1185	42	200	43	64	25	23	12

Resultatene fra tabell 6.2 kan sammenstilles i fire kategorier for de 1 702 kabel/linje-avganger som omfattes av spørreundersøkelsen:

- 108 avganger har ikke fjernstyring, og ingen måling av strøm/effekt (6,35 %).
- 1292 avganger har fjernstyring, og ingen måling av strøm/effekt (75,91 %).
- 248 avganger har fjernstyring, og måling av strøm/effekt, der måleverdiene ikke lagres (14,57 %)
- 54 avganger har fjernstyring og måling av strøm/effekt, der måleverdiene lagres med timesoppløsning (3,17 %).

6.3.3 Måle- og registreringsutstyr tilknyttet nettstasjoner

Tabell 6.3 viser en sammenstilling av de ulike netteiere sine svar på spørsmål 21 og 22 i spørreundersøkelsen.

Tabell 6.3. Måle- og registreringsutstyr tilknyttet nettstasjoner.

Netteier	V-K-N	L-K	V-E	V-K	N-T-E	V-A-E	B-E	N-Ø-K	N-K	R-E
Antall nettstasjoner			4721	980	6025	3050	800	868	834	350
Antall nettstasjoner med måling av strøm			0	0	0	0	0	0	0	0
Antall nettstasjoner hvor måleverdier registreres av skrivende instrument										
Antall nettstasjoner hvor måleverdier registreres av effekt/energi-måler										
Antall nettstasjoner med måling av spenning			0	0	0	0	0	0	0	0
Antall nettstasjoner hvor måleverdier registreres av skrivende instrument										
Antall nettstasjoner hvor måleverdier registreres av effekt/energi-måler										
Antall nettstasjoner med tidsangivelse/lagring av bryterkopling			0	0	0	0	0	2	0	0

Det fremgår av tabellen at det er ingen nettstajoner som har måling av strøm og spenning på lavspentside av fordelingstransformator. Det presiseres at amperemeter med slepeviser, voltmeter med momentanverdi for spenning, samt nettstasjoner med høyspentmåling, ikke er tatt med i resultatpresentasjon i tabell 6.3.

6.3.4 Måle- og registreringsutstyr tilknyttet sluttbruker

Tabell 6.4 viser en sammenstilling av de ulike netteiere sine svar på spørsmål 23 og 24 i spørreundersøkelsen.

Tabell 6.4. Måle- og registreringsutstyr tilknyttet sluttbruker.

Netteier	V-K-N	L-K	V-E	V-K	N-T-E	V-A-E	B-E	N-Ø-K	N-K	R-E
Antall sluttbrukere/anlegg			302000	15600	73500	55600	21956	9440	17400	7652
Antall anlegg med målerutrustning med toveis kommunikasjon			3000	409	615	250	310	173	160	35

Det fremgår av tabell 6.4 at 4 952 sluttbrukere av 503 148 sluttbrukere har måleranlegg med toveis kommunikasjon., dvs. 0,98 % av samlet antall sluttbrukere som spørreundersøkelsen omfatter.

7. Investeringskostnader for måle- og registreringsutstyr

Med utgangspunkt i enhetskostnader for de ulike løsningsscenarier og omfang av eksisterende måle- og registreringsutstyr hos de 10 netteierne som var representert i spørreundersøkelsen, kan en estimere investeringskostnader for de ulike løsningsscenarier i Norge.

7.1 Usikkerhet i oppskalerte kostnader

Avvik/usikkerhet i beregnede investeringskostnader for de fremtidige scenarier er i hovedsak knyttet til:

- Enhetskostnad for måle- og registreringsutstyr for de enkelte scenarier.
  - Enhetskostnad for minimumsløsning er den enhetskostnad som er beheftet med størst usikkerhet. Som beskrevet i delkapittel 4.3, har netteierne benyttet forskjellige løsninger for måle- og registreringsutstyr samt innsamler- og kommunikasjonssystem. For å begrense usikkerhet knyttet til denne enhetskostnaden, har en derfor benyttet 3 ulike enhetskostnader for minimumsløsning avhengig av ulike eksisterende løsninger hos netteierne.

- Hvor representativ netteierne som inngikk i spørreundersøkelsen er for landsgjennomsnittet mht. de ulike løsningsscenarier.
  - Det forutsettes i beregning av investeringskostnader at netteierne som deltok i spørreundersøkelsen representerer landsgjennomsnittet for eksisterende måle- og registreringsutstyr på avganger i sekundærstasjon, i nettstasjoner og hos sluttbrukermassen.

- Antall sluttbrukere, fordelingstransformatorer og kabel/linje-avganger som enhetskostnader for de ulike scenarier skal knyttes til.
  - Antall sluttbrukere og fordelingstransformatorer kan tallfestes med stor sikkerhet som følge av pålagt regnskapsrapportering og avbruddsrapportering til NVE. Det foreligger derimot ikke sikre tall for antall kabel/linje-avganger fra sekundærstasjoner i Norge. Beregnet investeringskostnad for minimumsløsning er derfor beheftet med større usikkerhet enn beregnet investeringskostnad for de øvrige løsningsscenariene.

Øvrige forutsetninger er gjort rede for ved beregning av kostnader for de enkelte scenarier.

7.2 Minimumsløsning

7.2.1 Oppskalering

Ved beregning av samlet investeringskostnad må enhetskostnad pr. avgang knyttes til antall kabel/linje-avganger fra sekundærstasjoner i Norge.

NVE har registrert 810 sekundærstasjoner i Norge med kabel/linje-avganger til høyspenningsfordelingsnettet. Antall avganger fra nedspenningssiden av stasjonene foreligger ikke, og estimeres med utgangspunkt i tabell 6.2 der det er gjennomsnittlig 9 avganger pr. sekundærstasjon.

Oppskalert antall kabel/linje-avganger i Norge: $810 \cdot 9 = 7\,290$ avganger

I henhold til tabell 6.2, forutsettes det at netteierne i Norge har følgende prosentvise fordeling av måle- og registreringsutstyr på avganger fra sekundærstasjoner:

- Ca. 6 % av avgangene har ikke fjernstyring, og ingen måling av strøm/effekt.
  Enhetskostnad for minimumsløsning : 29 400,-
- Ca. 76 % av avgangene har fjernstyring, og ingen måling av strøm/effekt.
  Enhetskostnad for minimumsløsning: 11 100,-
- Ca. 15 % av avgangene har fjernstyring og måling av strøm/effekt, der måleverdiene ikke lagres.
  Enhetskostnad for minimumsløsning: 1 500,-
- Ca. 3 % av avgangene har fjernstyring og måling av strøm/effekt, der måleverdiene lagres med timesoppløsning. Dette ansees som fullverdig utstyr iht. minimumsløsning.

7.2.2 Investeringskostnad for minimumsløsning

Samlet investeringskostnad for å etablere strøm/effekt-måling med lagring av timesverdier, samt tidsatte effektbrytermeldinger, på samtlige avganger fra sekundærstasjoner i Norge:

Investeringskostnad for minimumsløsning: ca. 80 Mkr.

Det er usikkerhet knyttet til gjennomsnittlig antall kabel/linje-avganger fra de 810 sekundærstasjoner som finnes. En har derfor i tillegg beregnet investeringskostnad ved følgende forhold som forutsettes å være henholdsvis minimum og maksimum gjennomsnittlig antall avganger fra sekundærstasjonene:

- Gjennomsnittlig 6 avganger pr. sekundærstasjon.
  Beregnet investeringskostnad: ca. 50 Mkr.
- Gjennomsnittlig 12 avganger pr. sekundærstasjon.
  Beregnet investeringskostnad: ca. 100 Mkr.

Beregnet kostnad omfatter ikke driftskostnader for valgt løsning.

7.3 Mellomløsning

7.3.1 Oppskalering

Ved beregning av samlet investeringskostnad må enhetskostnad pr. fordelingstransformator knyttes til antall fordelingstransformatorer som er i drift i Norge.

Antall fordelingstransformatorer i drift i høyspentfordelingsnettet var 110 588 iht. til NVE sin avbruddsstatistikk for 1996 [3].

I henhold til tabell 6.3, forutsettes det at ingen, eller et neglisjerbart antall, nettstasjoner i Norge har måling og lagring av strøm/effekt på lavspenningssiden på fordelingstransformator.

Enhetskostnad for måling og lagring av strøm/effekt i nettstasjon: 8 800,-

7.3.2 Investeringskostnad for mellomløsning

Samlet investeringskostnad for å etablere strøm/effekt-måling med lagring av timesverdier, samt tidsatt spenningsbortfall i samtlige nettstasjoner i Norge:

Investeringskostnad for mellomløsning: ca. 970 Mkr.

Beregnet kostnad kostnad tar ikke hensyn til at en i noen nettstasjoner eventuelt kan benytte eksisterende måletransformatorer for amperemeter og voltmeter i fremtidig målerutrustning.

Beregnet kostnad omfatter ikke driftskostnader for valgt løsning.

7.4 Fullskalaløsning

7.4.1 Oppskalering

Ved beregning av samlet investeringskostnad må enhetskostnad pr. sluttbruker knyttes til antall sluttbrukere i Norge.

Tabell 7.1 viser antall sluttbrukere i Norge iht. netteiernes regnskapsrapportering til NVE for 1996:

Tabell 7.1. Antall sluttbrukere i Norge i 1996

Sluttbruker kategori	Antall
Husholdning og jordbruk	2 009 054
Fritidsboliger	201 173
Mindre næring med kun energimåling	190 201
Mindre næring med effektmåling	33 977
Næring (200-1000kW)	11 940
Næring (> 1000 kW)	667

Det forutsettes at begge næringskategoriene har målerutrustning med toveiskommunikasjon med timesmåling av strøm/effekt. Det forutsettes at halvparten at kategorien "Mindre næring med effektmåling" har målerutrustning med toveiskommunikasjon. Det forutsettes at kategorien fritidsboliger ikke omfattes av en fullskalaløsning.

Det vil si at 29 595 sluttbrukere av 2 245 839 sluttbrukere forutsettes å ha målerutrustning med toveiskommunikasjon (1,32 %). Dette forholdet stemmer godt overens med resultatene fra spørreundersøkelsen, tabell 6.4, der 0,98 % av sluttbrukermassen har målerutrustning med toveiskommunikasjon.

Antall sluttbrukere i Norge som ikke har måler med toveiskommunikasjon: 2 216 244

Enhetskostnad for målerutrustning med toveiskommunikasjon: 3 500,-

7.4.2 Investeringskostnad for fullskalaløsning

Samlet investeringskostnad for å etablere målere med toveiskommunikasjon hos samtlige sluttbrukere i Norge:

Investeringskostnad for mellomløsning: ca. 7 760 Mkr.

Beregnet kostnad omfatter ikke driftskostnader for valgt løsning.

8. Drøfting/anbefaling

8.1 Realiseringsmuligheter for de ulike løsningsscenariene

Tabell 8.1 viser en sammenstilling av beregnede investeringskostnader for de fremtidige løsningsscenarier.

Tabell 8.1. Sammenstilling av oppskalerte kostnader

Fremtidig scenario	Investeringskostnad [Mkr]
Minimumsløsning	80 (50 - 100)
Mellomløsning	970
Fullskalaløsning	7 760

Minimumsløsning:

Minimumsløsningen er til tross for de relativt høye kostnadene ved full realisering, langt på vei etablert i sekundærstasjoner i Norge (se delkapittel 7.2.1). Minimumsløsningen har nytteverdi for netteierne utover en fremtidig kompensasjonsordning ved at belastningsovervåkning muliggjør omkopling før utkopling/havari oppstår på avganger som følge av overbelastning. Belastningsmålingene kan i tillegg benyttes i driftssentralen for å oppnå optimalt driftsbilde i høyspentfordelingsnettet. Minimumsløsningen vil i fremtiden, uavhengig av en fremtidig kompensasjonsordning, bli stadig mer utbredt hos netteierne ved modernisering av eksisterende driftssentraler og opprettelse av nye driftssentraler.

Mellomløsning:

Mellomløsningen forekommer ikke, eller er neglisjerbar, i dagens kraftnett. Implementering av mellomløsningen medfører nyinstallasjon i nesten samtlige anlegg, en stor økning i anleggsomfang og omfattende investeringskostnader. Implementering av mellomløsning forutsetter således at løsningen har en stor nytteverdi for netteierne i en fremtidig kompensasjonsordning og for driften av nettet forøvrig. Nytteverdier for en mellomløsning er beskrevet i delkapittel 4.4.
Det er ingen forhold som tyder på en mellomløsning vil bli utbredt hos netteierne i fremtiden.

Fullskalaløsning:

Fullskalaløsningen forekommer i liten grad hos sluttbrukermassen i Norge. Implementering av fullskalaløsning medfører derfor nyinstallasjon i nesten samtlige anlegg, en dramatisk økning i anleggsomfang, og en drastisk økning i investeringskostnader. En fullskalaløsning kan medføre store nytteverdier for netteierne både i en fremtidig kompensasjonsordning og for driften av nettet forøvrig. Nytteverdier for en fullskalaløsning er beskrevet i delkapittel 4.5.
Som en følge av nytteverdiene som målere med toveiskommunikasjon kan medføre for nettdriften (både overføring og omsetning av energi), vil fullskalaløsningen bli mer utbredt hos netteierne i årene fremover. Det er imidlertid grunn til å tro at utbredelsen vil bli segmentert på ulike sluttbrukerkategorier utfra forhold som forbruksvolum, valgt leveringskvalitet, produktutvikling osv.

8.2 Hovedkriterier for en fremtidig kompensasjonsordning

Innenfor rammene av en kompensasjonsordning er det særlig tre hovedkriterier som må eller bør ivaretas:

1. *Motvirke redusert leveringskvalitet (må):* Det primære er NVEs hovedmålsetting om å motvirke at det nye reguleringsregimet fører til redusert leveringskvalitet på nettjenestene. Dette kan oppnås ved at netteier stilles overfor en kostnadskomponent som avspeiler leveringskvaliteten i nettet, og som er motvekt til å redusere kostnader til vedlikehold og rehabilitering utover effektiviseringspotensialet.

2. *Fordele ansvar og kostnader mellom netteiere (må):* En forutsetning for at incentivene i en kompensasjonsordning skal fungere, er riktig fordeling av ansvar og kostnader for ikke levert energi på den aktør som har forårsaket avbrudd. I denne forbindelse er registrering og analyse av feil og avbrudd grunnleggende.

3. *Fordele kompensasjon mellom sluttbrukere (bør):* Det er ønskelig å skille mellom berørte- og ikke berørte sluttbrukere ved fordeling av kompensasjon for ikke levert energi (eksempelvis tilfredsstilles ikke dette ved tilbakeføring av kompensasjon til tariffgrunnlaget). Videre kan det være ønskelig å få til en nøyaktig fordeling av kompensasjon for ikke levert energi mellom berørte sluttbrukere, utfra kriterier som forbruksvolum, ulik kostnad for ikke levert energi, valgt tariff / leveringskvalitet, o.l. Dette er imidlertid ikke nødvendig i forhold til hovedmålsettingen om å motvirke redusert leveringskvalitet. For netteier er det den totale kostnaden som har betydning, ikke hvordan kostnadene fordeles på sluttbrukerne.

Tabell 8.2 på neste side viser hvordan hovedkriteriene for en fremtidig kompensasjonsordning ivaretas av de ulike løsningsscenariene.

Tabell 8.2. Ivaretakelse av hovedkriterier for de ulike løsningsscenaria

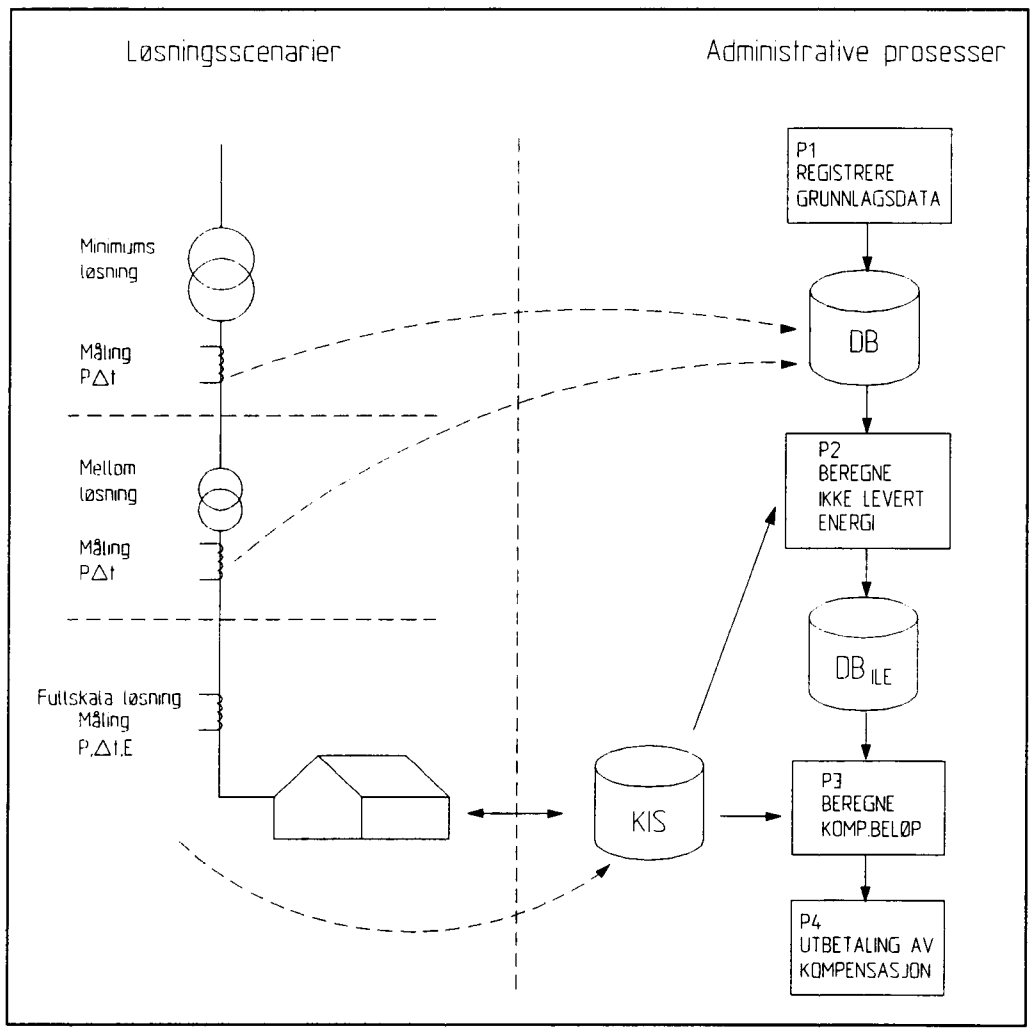
Scenarie	Ivaretakelse av hovedkriterier for de ulike løsningsscenaria		
	Motvirke redusert leveringskvalitet	Fordele ansvar og kostnader mellom netteiere	Fordele kompensasjon mellom sluttbrukere
Minimumsl øsning	• Ja • Alle feil og avbrudd ned til og med enkeltvise 11/22 kV avganger registreres automatisk. • Feil og avbrudd i lavspenningsnettet må registreres manuelt. ⇒ Totalt omfang av ikke levert energi kan beregnes med relativt stor nøyaktighet.	• Ja.	• Ved feil i høyspennings- og overliggende nett, kan berørte sluttbrukere skilles fra ikke berørte sluttbrukere på avgangs-nivå. • Berørte sluttbrukere tilknyttet en avgang kan ikke skilles fra hverandre gjennom direkte registrering. ⇒ Fordeling av kompensasjon kan separeres mellom berørte- og ikke berørte sluttbrukere. Fordeling av kompensasjon mellom berørte sluttbrukere, utfra ulike kriterier, må beregnes indirekte, f.eks. gjennom kundeinformasjonssystemet til netteieren.
Mellom-løsning	• Ja • Alle feil og avbrudd ned til og med fordelingstransformator registreres automatisk • Feil og avbrudd i lavspenningsnettet må registreres manuelt. ⇒ Tilsvarende minimumsløsning	• Ja	• Berørte- og ikke berørte sluttbrukere kan separeres ned til hver enkelt transformatorkrets. • Berørte sluttbrukere kan ikke skilles fra hverandre gjennom direkte registrering. ⇒ Tilsvarende minimumsløsning
Fullskala løsning	• Ja • Alle feil og avbrudd registreres automatisk på sluttbrukernivå ⇒ Totalt omfang av ikke levert energi kan beregnes med stor nøyaktighet	• Ja	• Berørte- og ikke berørte sluttbrukere kan separeres på sluttbrukernivå • Berørte sluttbrukere kan skilles fra hverandre gjennom direkte registrering ⇒ Fordeling av kompensasjon kan separeres mellom berørte og ikke berørte sluttbrukere. ⇒ Fordeling av kompensasjon mellom berørte sluttbrukere utfra gitte kriterier, kan beregnes direkte

8.3 Administrative rutiner

En kompensasjonsordning for ikke levert energi vil generere ekstra administrative rutiner. En del av de nødvendige rutinene eksisterer i dag, i forbindelse med avbruddsrapporteringen til NVE. Omfanget av nye administrative rutiner bestemmes av valg av løsningsscenario, og i hvilken grad rutinene knyttet til registrering av avbruddsdata, beregning av ikke levert energi, og kompensasjonsutbetaling blir automatisert.

En automatisering vil likevel generere administrative rutiner i form av drifting og vedlikehold av databaser, og programvare.

En kompensasjonsordning vil i prinsippet generere fire administrative prosesser. Figur 2 illustrerer sammenhengen mellom prosessene.



Figur 2. Administrative prosesser i en kompensasjonsordning.

Videre følger en generell beskrivelse av prosessene, de er knyttet opp mot de tre løsningsscenariene.

P1 ➪ Registrering av grunnlagsdata for beregning av ikke levert energi
Feil- og avbruddsregistrering

Prosess 1 består i registrering av måleverdier, og data knyttet til feil- og avbrudd i nettet. Opplysningene omfatter følgende:

- Timesverdier for effekt [P] (strøm [I], spenning [U])
- Δt (avbruddstid)

Dataene hentes fra måleverdi-databasen, og tidsfølgemelderen til fjernstyringsanlegget på driftssentralen. Registreringen kan utføres manuelt ved utfylling av FASIT skjemaer, og senere punching av dataene til en database. Det kan også gjøres automatisk ved at grunnlagsdataene lastes direkte inne i en database.

En automatisk registrering vil generere færre administrative rutiner, men medføre et større behov for datateknisk utrustning.

Ved en fullskalaløsning vil prosessen gå automatisk. Med installerte målere med toveiskommunikasjon hos sluttbrukere, kan måleverdier lastes inn i en KIS database. Med denne løsningen blir det ingen større administrative rutiner ved registrering av feil- og avbrudd. Det som kommer i tillegg er drifting av systemet, som håndterer fjernavlesningen ute hos sluttbrukerne.

P2 ➪ Beregning av ikke levert energi

Prosess 2 består i beregning av ikke levert energi.Det kan utføres manuelt eller automatisk. Prosess 1 resulterer i en database for feil- og avbruddsdata. Databasen danner grunnlaget for beregning av ikke levert energi. Beregningene utføres ved bruk av beregningsprogram.

Med bakgrunn i de ulike scenariene vil beregningsresultatene ha ulik oppløsning:

1. Minimumsløsning: Ikke levert energi referert avgang i sekundærstasjon (Sum_{ILE} /avgang)
2. Mellomløsning: Ikke levert energi referert nettstasjon (Sum_{ILE}/ nettstasjon)
3. Fullskala løsning: Ikke levert energi referert sluttbruker (Sum_{ILE}/sluttbruker)

Resultatene lagres deretter i en database for ikke levert energi.

P3 ➪Beregning av kompensasjonsbeløp/kostnad for ikke levert energi

Prosess 3 består i beregning av kompensasjonsbeløp for ikke levert energi. Nøyaktigheten og "rettferdigheten" av kompensasjonsbeløpet avhenger av detaljeringsgraden på beregnet ikke levert energi, om det skilles mellom berørte- og ikke berørte sluttbrukere, og mellom ulike berørte sluttbrukerkategorier (jfr. drøfting i delkapittel 8.2).

En minimumsløsning gir mulighet til å fordele et kompensasjonsbeløp på sluttbrukere tilknyttet en avgang i en stasjon. Løsningen gir mulighet til å skille mellom berørte- og ikke berørte sluttbrukere. Det kan ikke beregnes særskilte kompensasjonsbeløp for hver sluttbruker direkte. Løsningen skiller ikke på tapt volum hos de ulike sluttbrukerne.

En mellomløsning gir mulighet til å fordele kompensasjonsbeløp på sluttbrukere tilknyttet en nettstasjon. Løsningen gir mulighet til å skille mellom berørte- og ikke berørte sluttbrukere. Det foreligger ingen direkte registrering hos hver sluttbruker, slik at særskilte kompensasjonsbeløp kan ikke beregnes. Det differensieres heller ikke på tapt volum hos den enkelte sluttbruker.

En fullskala løsning gir mulighet til å beregne kompensasjonsbeløpet direkte til hver enkelt sluttbruker. Løsningen åpner muligheten til å skille mellom berørte- og ikke berørte sluttbrukere, og tapt energivolum.

Beregning av kompensasjonsbeløpet bør skje automatisk ved bruk av dataprogram. Inndata til beregning av kompensasjonsbeløpet er ikke levert energi, avbruddskostnader, og eventuelle opplysninger fra kundeinformasjonssystemet. Det er ikke hensiktsmessig å beregne kompensasjonsbeløpet manuelt p.g.a.de store datamengdene som skal håndteres.

P4⇨ Utbetaling av kompensasjon

Prosess 4 består i utbetaling av kompensasjon. Kompensasjonen kan være på et overordnet eller et detaljert nivå. En minimum- og en mellom løsning gir ikke rom for en kompensasjonsutbetaling direkte til hver enkelt sluttbruker. Det foreligger for lite grunnlagsdata til at det er en hensiktsmessig metode. En fullskalaløsning gir rom for å gi kompensasjon direkte til hver enkelt sluttbruker.

Prosess1 og 2 eksisterer hos nettselskapene allerede i dag, som en følge av feil- og avbruddsrapporteringen til NVE. NVE rapporteringen vil dra nytte av en automatisering av disse administrative prosessene. Prosess 4 er et helt nytt administrativt punkt.

Det foreslås to alternativer for utbetaling av kompensasjon for ikke levert energi:

- Utbetaling av kompensasjonbeløpet gjennom tariffen
  Sum ikke levert energi og kostnad beregnes totalt for netteieren.
  Kompensasjonsbeløpet trekkes fra tariffgrunnlaget
  (det skilles ikke på berørte ikke berørte sluttbrukere og avbruddskostnader, men energivolum).

- Utbetaling av kompensasjonsbelpøpet direkte til den enkelte sluttbruker
  Kompensasjonsbeløpet blir godtgjort hver enkelt sluttbruker.
  Kompensasjonen kan f.eks. komme som en egen linje i fakturaen.

Oppsummering mht. administrative prosesser i en fremtidig kompensasjonsordning:

For å unngå å generere mange ekstra administrative rutiner, må netteier utføre følgende:
- Innføre automatisk registrering av grunnlagsdata for mengde ikke levert energi
- Innføre automatisk beregning av mengde ikke levert energi, samt beregning av kompensasjonsbeløp
- Innføre automatisk tilbakeføring av kompensasjonsbeløp til sluttbrukeren.

Dette betinger et operativt dataverktøy for håndtering av de overfornevnte aktivitetene.

Til tross for sterk automatisering vil nye dataverktøy kreve ressurser til drifting og vedlikehold. I tillegg stilles det krav til gode koplinger mellom nettinformasjonsystem, kundeinformasjonssystem, og beregningsverktøy for ikke levert energi.

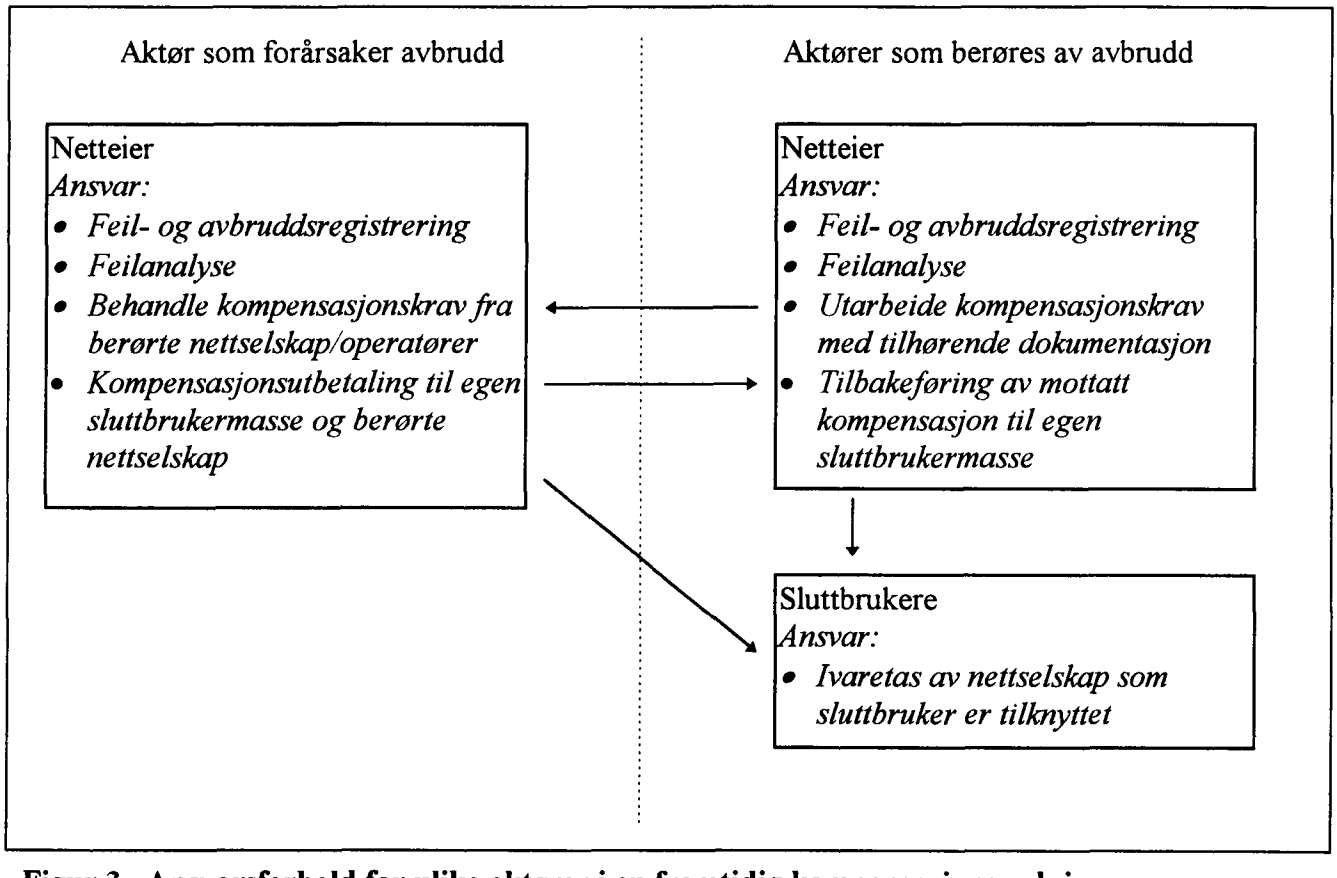
8.4 Ansvarsforhold ved administrasjon av en kompensasjonsordning

Avbrudd hos sluttbruker skyldes driftsforstyrrelser eller varslede avbrudd i sentral-, regional, og distribusjonsnettet.

En kompensasjonsordning for ikke levert energi krever klart definerte ansvarsforhold. Klare ansvarsforhold mellom ulike netteiere, og mellom netteier og sluttbruker. Netteier kompenserer for avbrudd forårsaket av eget nett. Det er også netteier som er ansvarlig for kvaliteten på grunnlagdataene og rutinene rundt beregning av ikke levert energi.

Det er lite hensiktsnmessig at sluttbrukerne må fremsette krav om kompensasjon for ikke levert energi. For netteiere med stor sluttbrukermasse, vil omfanget av administrative rutiner bli meget stort ved saksbehandling av kompensasjonskrav. Netteier bør derfor ha ansvaret for at tilknyttede sluttbrukere mottar kompensasjon for avbrudd uten å måtte fremsette krav, uavhengig av hvilken netteier som har kompensasjonsansvar.

Figur 3 viser en anbefaling for ansvarsforhold for de ulike aktører i en fremtidig kompensasjonsordning.



Figur 3. Ansvarsforhold for ulike aktører i en fremtidig kompensasjonsordning

Ved uenighet om kompensasjonsansvar mellom netteiere må det foreligge en nøytral overordnet instans som avgjør kompensasjonsansvar.

8.5 Anbefalinger

Ved innføring av en kompensasjonsordning for ikke levert energi fra 01.01.1999, bør følgende forhold ivaretas:

- Krav til måle- og registreringsutstyr må sees i sammenheng med hva som er praktisk gjennomførbart å installere til 01.01.1999, samt nytteverdi i og utenfor en kompensasjonsordning.
- Omfang av nye administrative rutiner som følge av en kompensasjonsordning må være praktisk gjennomførbare fra 01.01.1999.
- En kompensasjonsordning må motvirke at det nye reguleringsregimet medfører en leveringskvalitet hos sluttbruker som er lavere enn samfunnsøkonomisk riktig leveringskvalitet.
- En kompensasjonsordning må gi riktig fordeling av ansvar og kostnader mellom netteiere.
- En kompensasjonsordning bør gi kompensasjonsutbetalinger som oppfattes som "rettferdig" av sluttbrukermassen. Det vil si at det er ønskelig å skille mellom berørte- og ikke berørte sluttbrukere. Videre kan det være ønskelig å ha "rettferdig" kompensasjon for ikke levert energi mellom berørte sluttbrukere avhengig av f.eks. samfunnsøkonomisk avbruddskostnad, tariffgruppe, o.l.

Anbefaling til krav til måle- og registreringsutstyr:

Det anbefales at krav til måle- og registreringsutstyr hos netteiere samsvarer med skissert minimumsløsning i delkapittel 4.2. Ved å ha strøm eller effektmåling med lagring av timesverdier, samt tidsatte effektbrytermeldinger på samtlige kabelavganger i sekundærstasjoner, registreres måleverdier for ca. 92,5 % av forventet mengde ikke levert energi referert sluttbrukermassen i Norge. Minimumsløsningen krever minst nyinstallasjon og investeringskostnader for de skisserte løsningsscenarier.

Dersom lavspenningsnettet skal omfattes av en kompensasjonsordning, må feil- og avbrudd registreres manuelt.

Anbefaling til administrative rutiner:

Det anbefales at netteiere sine kompensasjonsutbetalinger til sluttbrukermassen foretas over netttariffen. Det innebærer at sum ikke levert energi og samlet kompensasjonskostnad beregnes og deretter trekkes fra tariffgrunnlaget for netteierne.

Kompensasjonsutbetaling over nettariff begrenser betraktelig omfanget av nye administrative rutiner, samt krav til datateknisk verktøy og programvare som må implementeres til 01.01.1999, sammenlignet med differensiert kompensasjonsutbetaling til sluttbrukermassen.

Kompensasjonsutbetalinger over nettariffen er ikke innbyrdes "rettferdig" overfor sluttbrukermassen, men dette er ikke nødvendig i forhold til hovedmålsettingen med en kompensasjonsordning om å sikre at netteier ivaretar riktig leveringskvalitet til sluttbrukermassen. For netteierne er det den totale kostnaden forbundet med kompensasjon som har betydning, ikke hvordan kostnadene fordeles på sluttbrukerne.

Det anbefales at det utarbeides en stardardisert beregningsmetode for ikke levert energi, som sikrer konsistent beregning av ikke levert energi blant landets netteiere.

Det anbefales at netteiere har administrasjonsansvar for kompensasjonsordningen i form av:

- Feil- og avbruddsregistrering
- Feilanalyse
- Fremsettelse av kompensasjonskrav til andre netteiere som er skyld i avbrudd for sluttbrukermassen.
- Behandling av kompensasjonskrav fra andre netteiere.
- Utbetaling av kompensasjon for ikke levert energi til sluttbrukermassen.

Det må foreligge en nøytral overordnet instans som avgjør kompensasjonsansvar ved uenighet mellom netteiere.

Fremtidig aspekt for en kompensasjonsordning for ikke levert energi

Anbefalte rammer for en fremtidig kompensasjonsordning er gitt med bakgrunn i at hovedmålsetting for en kompensasjonsordning tilfredsstilles, samtidig med at ordningen skal være praktisk gjennomførbar mht. krav til både måle- og registreringsutstyr og administrative rutiner fra 01.01.1999.

På sikt kan sluttbrukerdifferensiert kompensasjonsutbetaling implementeres i kompensasjonsordningen som følge av teknologisk utvikling på følgende områder:

- Målere med toveiskommunikasjon installeres hos stadig flere sluttbrukere.
- Bedre dataverktøy og programvare forenkler de administrative rutiner til netteiere (f.eks. fremtidig integrering av KIS og NIS).
- Ved å utvikle en kopling mellom KIS og måleverdi-databasen som benyttes for feil- og avbruddsregistrering for anbefalt minimumsløsning, kan en foreta en differensiert kompensasjonsutbetaling til berørte sluttbrukere

9. Referanser

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

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

[3] NVE, "*Avbruddsstatistikk 1996*", Publikasjon nr.: 22-1997, Norges vassdrags- og energiverk, Oslo, 1997

[4] EnFO, "*FASIT - 1996*", Publikasjon nr.: 247-1997, Energiforsyningens Fellesorganisasjon, Oslo, 1997

[5] Heggset/Kjølle, "*FASIT - Anbefalinger til videreutvikling*", TR A4613, Sintef Energiforskning, Trondheim, 1998

[6] NVE, "*Avbruddsstatistikk 1995*", Publikasjon nr.: 09-1997, Norges vassdrags- og energiverk, Oslo, 1997

[7] Kjølle, "*Analyse av feil og avbrudd i fordelingsnettet for perioden 1989-1995*", EFI TR A4507, Trondheim, 1997

[8] NVE, "*Retningslinjer for systemansvaret*", Norges vassdrags- og energiverk, Oslo, 1997

[9] OEK, "Vedleggsrapport: Nettmessige konsekvenser ved en kompensasjonsordning for ikke levert energi", TR 07.08.09.0013, Oslo, 1998