

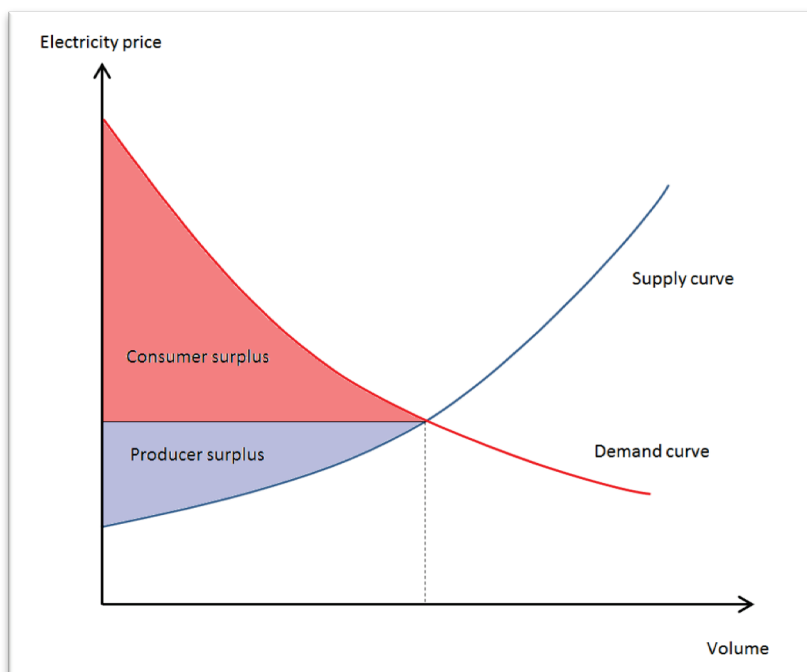
Rapport

Samfunnsøkonomisk vurdering av Smart Grid Use Cases

Forfatter(e)

Kjell Sand

Øystein Sagosen



SINTEF Energi AS

Postadresse:
Postboks 4761 Sluppen
7465 TrondheimSenrål.bord: 73597200
Telefaks: 73597250energy.research@sintef.no
www.sintef.no/energy
Foretaksregister:
NO 939 350 675 MVA

Rapport

Samfunnsøkonomisk vurdering av Smart Grid Use Cases

EMNEORD:
Smart grid
Use cases
ØkonomiVERSJON
1.0DATO
2014-06-02FORFATTER(E)
Kjell Sand
Øystein SagosenOPPDRAGSGIVER(E)
DeVID-prosjektetOPPDRAGSGIVERS REF.
Jan Foosnæs (NTE)PROSJEKTNR
502000083ANTALL SIDER OG VEDLEGG:
74

SAMMENDRAG

Denne rapporten beskriver en metodikk for samfunnsøkonomisk kost/nytte vurderinger av såkalte "use case" (norsk: *brukstilfeller*) innen Smart grids. Smart grids (smarte nett) er komplekse systemer som krever kompetanse fra mange fagfelt. På grunn av denne flerfagligheten er det behov for et felles begrepsapparat, og use case-metodikken møter dette behovet og brukes stadig mer som et verktøy for å beskrive Smart grid funksjonalitet. I DeVID-prosjektet er det utviklet og testet en rekke use case. I tillegg til å teste og verifisere use case rent teknisk er det behov for en omforent oppskrift for vurderinger av kost/nytte. Metodikken beskrevet i denne rapporten tar utgangspunkt i den generelle metodikken for samfunnsøkonomiske analyser og tilpasser denne til bruk på use case. Rapporten beskriver de ulike steg i slike samfunnsøkonomiske kost-/vurderinger og illustrerer metodikken brukt på et use case fra DeVID-prosjektet: *Håndtere avbrudd i Lavspenningsnett*.

Rapporten har to hoveddeler:

Del 1 – Kortfattet sammendrag av metodikken med et illustrerende eksempel (norsk)

Del 2 – En mer detaljert beskrivelse av metodikk og teori (engelsk)

UTARBEIDET AV
Kjell Sand

SIGNATUR

KONTROLLERT AV
Hanne Sæle

SIGNATUR

GODKJENT AV
Knut Samdal

SIGNATUR

RAPPORTNR
TR A7401ISBN
978-82-594-3588-0GRADERING
ÅpenGRADERING DENNE SIDE
Åpen

Introduksjon

Denne rapporten er utarbeidet i DeVID-prosjektet og omhandler metodikk for samfunnsøkonomisk kost/nytte-vurderinger av såkalte "use case" (norsk: brukstilfeller) innen Smart grids.

Smart grids (smarte nett) er komplekse systemer som krever kompetanse fra mange fagfelt (f.eks. elkraftteknikk, telematikk, IT, reguleringsteknikk, økonomi, etc.). I tillegg har humanistiske og samfunnsvitenskapelige fag en rolle for å kunne vurdere adferdsmessige aspekter og holdninger til bruk av ny teknologi. Det hjelper ikke å komme med en teknologisk sett smart løsning hvis ikke folk/kunder finner den attraktiv. På grunn av denne flerfagligheten er det behov for et felles begrepsapparat for å sikre effektiv kommunikasjon mellom fagområder. Use case-metodikken møter dette behovet og anses å være et "state-of-the-art"-verktøy for å fremme multidisiplinær kommunikasjon og forståelse.

Use case-metodikken har sitt utgangspunkt i programvareutvikling hvor det har blitt brukt til å fremme forståelse for hva kunden har behov for slik at programmererne utvikler nettopp dette. Senere har metodikken funnet anvendelse innen bl.a. smarte nett. IEC PAS 62559 "IntelliGrid methodology for developing requirements for energy systems" som ble utgitt i 2008 var en viktig milepæl i denne utviklingen og gir retningslinjer for hvordan use case-metodikken kan anvendes i prosjekter i kraftbransjen.

Begrepet use case er definert på følgende måte - oversatt fra [8]

Spesifikasjon av et sett med steg/aksjoner som utføres av et system, og gir observerbare resultat til nytte for én eller flere aktører eller andre interessenter av systemet.

IEC utvikler, i skrivende stund (2014), en revidert versjon av IEC PAS 62559 og gjør den om til en serie med standarder: IEC 62559-serien.

DeVID-prosjektet benytter seg av use case-metodikken for å beskrive funksjonalitet i smarte nett, og for å teste hvordan use case fungerer i praktiske prosjekter. Det er utviklet en rekke use case og disse er implementert og testet i Demo Steinkjer (www.demosteinkjer.no) og Smart Energi Hvaler (www.smartenergihvaler.no). I tillegg til ren teknisk verifikasjon og vurdering må use casene også vurderes med hensyn til kostnader, nytte, risiko og andre samfunnsøkonomiske indikatorer. Formålet med denne rapporten er å gi retningslinjer for utarbeidelse av slike evalueringer.

Rapporten har to hoveddeler:

Del 1 – Kortfattet sammendrag av metodikken med et illustrerende eksempel (norsk)

Del 2 – En mer detaljert beskrivelse av metodikk og teori (engelsk)

Innholdsfortegnelse

Del 1: Kortfattet sammendrag av metodikken med et illustrerende eksempel.....	7
1 Samfunnsøkonomiske analyser	9
1.1 Generelle prinsipper	9
1.2 Steg i en samfunnsøkonomisk analyse	10
2 Nåverdi	14
2.1 Netto nåverdi	14
3 Kost-nytteanalyse for use caset "Håndtere avbrudd i LS-nett"	16
3.1 Problemstilling og målsetting	16
3.2 Spesifiser tiltak.....	16
3.3 Estimer/simuler teknisk ytelse.....	19
3.4 Estimere samfunnsøkonomisk lønnsomhet.....	21
3.5 Evaluere risiko og usikkerhet	24
3.6 Samlet vurdering.....	24
3.7 Velg alternativ	24
Vedlegg A: Use case "Håndtere avbrudd i LS-nett"	27

Del 2: Evaluation of Smart Grid Use Cases – Principles and methodology	39
1 Introduction	41
2 The link between the smart grid concept and use cases	42
3 Socio-economic analyses – the foundation for evaluation.....	45
3.1 General principles	45
3.2 Problem formulations – objective functions	49
4 Smart Grid economics.....	51
4.1 Overview - relationships	51
5 System boundaries	54
6 The marginal cost principle	55
7 Net present expected value- time horizon – interest rate –firm currency.....	56
8 Use case Cost Benefit Documentation Template.....	59
9 Performance indicators.....	60
10 References	62
Appendix 1: IEC 62559 Use Case Template	63
Appendix 2: Marginal cost principle.....	67
Appendix 3: Short term versus long term marginal cost.....	71

Del 1:

Kortfattet sammendrag av metodikken med et illustrerende eksempel

1 Samfunnsøkonomiske analyser

1.1 Generelle prinsipper

Det overordnede målet som uttrykkes i Energiloven (§ 1.2) er at *loven skal sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte, herunder skal det tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt.*

Det overordnede målet i Energiloven kan oppnås ved å benytte samfunnsøkonomiske planleggingsprinsipper og samfunnsøkonomiske kost-nytteanalyser. En samfunnsøkonomisk analyse gir systematisk informasjon om nytte- og kostnadsvirkninger av ulike alternative tiltak, slik at beslutningstaker får et grunnlag til å vurdere i hvilken grad ulike tiltak er samfunnsøkonomisk lønnsomme. *Tiltak* er i denne rapporten synonymt med *use case*. Et tiltak påvirker kraftsystemet rent teknisk (spenningsforhold, elektriske tap, pålitelighet osv.), men er også forbundet med kostnader, inntekter, nytte og risiko.

En samfunnsøkonomisk analyse skal gi et grunnlag for å rangere og prioritere mellom alternative tiltak. I slike analyser synliggjøres konsekvensene av mulige alternativer (use case) før avgjørelser tas. En kost-nytte analyse er en måte å systematisere og analysere tilgjengelig informasjon om kostnader, nytteverdi og risiko for å ta høyde for ulike parter interesser og evaluere om tiltak er samfunnsmessig gunstig samlet sett.

Det er viktig i slike analyser at konkurrerende tiltak (use case) blir behandlet likt. Viktige årsaker til rangering av ulike alternativ skal fremgå av analysen. Følgende hovedprinsipper er viktige i en nytte-kostnadsanalyse:

- Alle relevante tiltak bør evalueres
- Alle relevante virkninger for alle berørte parter bør inkluderes
- De ulike alternativene bør sammenliknes med et referansealternativ, som ofte er den nåværende løsningen ("gjøre ingenting"-alternativet)
- Det bør søkes etter tiltak som er robuste med hensyn til de usikkerheter som foreligger, og usikkerheter bør synliggjøres.

Nytte-kostnadsanalyser og kostnadseffektivitetsanalyser er de to mest brukte samfunnsøkonomiske analyseprinsipene.

Nytte-kostnadsanalyse. En nytte-kostnadsanalyse er den mest fullstendige formen for samfunnsøkonomisk analyse, der alle sentrale virkninger er verdsatt i kroner. Hovedprinsippet i en slik analyse er at alle nytte- og kostnadsvirkninger verdsettes i kroner så langt det lar seg gjøre og gir meningsfull informasjon. Virkninger som ikke lar seg verdsette, beskrives og vurderes kvalitativt. Siden både nytte- og kostnadssiden er verdsatt i kroner, kan man beregne den samfunnsøkonomiske lønnsomheten for hvert tiltak.

Kostnadseffektivitetsanalyse: Dersom kostnadssiden ved ulike tiltak som oppfyller et definert mål er mulig å verdsette, mens nyttesiden er vanskelig å verdsette, er det mulig å gjennomføre en kostnadseffektivitetsanalyse. Analysen forutsetter at alle tiltakene har tilnærmet samme nytteeffekt; dvs. at de oppfyller målet. Formålet med denne typen analyser er å finne frem til det tiltaket som har lavest kostnad, dvs. det mest kostnadseffektive tiltaket for å nå en gitt målsetning.

1.2 Steg i en samfunnsøkonomisk analyse

De viktigste stegene i en samfunnsøkonomisk analyse er gitt av Figur 1.1



Figur 1.1 Steg i en samfunnsøkonomisk analyse.

1.2.1 Problemstilling og målsetting

I enhver beslutningsprosess er det behov for å definere målsetninger og beslutningskriterier som grunnlag for valg av tiltak. For et nettselskap kan målet med et prosjekt være å minimalisere kostnadene til nettvirksomheten. I Statnetts *Nettutviklingsplan 2013* er følgende målsetting gitt: "Statnetts vedtekter slår fast at nettinvesteringer skal være samfunnsøkonomisk rasjonelle".

I *Planleggingsbok fra kraftnett* [www.planbok.no], gis følgende planleggingskriterium som er i tråd med målsettingene over:

Minimer forventede samfunnsøkonomiske nettkostnader:

- investeringskostnader
- drifts- og vedlikeholdskostnader
- tapkostnader
- avbruddskostnader
- flaskehalskostnader

samtidig som aktuelle restriksjoner (lover, forskrifter, retningslinjer osv.) overholdes.

1.2.2 Spesifiser tiltak

Etter at målsetting er formulert, er neste trinn å spesifisere relevante tiltak (use case) som kan bidra til at målene nås – dvs. identifisere relevante use case for analyse og vurdering. Det finnes i dag use case-databaser som er tilgjengelige via internett. Blant annet gir IEC Smart Grids Standards Mapping Tool (<http://smartgridstandardsmap.com/>) lenker til en rekke use case. En av idéene bak slike use case-databaser er at et use case utviklet av et selskap gjerne er av interesse for andre selskap i samme bransje. Det er derfor tidsbesparende å utnytte slike use case-beskrivelser som et utgangspunkt og så gjøre nødvendige lokale tilpasninger.

1.2.3 Estimer/simuler teknisk ytelse

For å beregne nytteverdien av use case framover i tid – over en analyseperiode, er det ofte nødvendig å benytte simuleringer. Siden investeringer i smart grid-teknologier ofte har lang levetid, er det viktig at analyseperioden er lang nok slik at relevante fremtidige virkninger (kostnader, nytteverdier etc.) kan tas med i analysen. Som et eksempel antas smarte målere å ha levetid på 15 år og det er da naturlig å sette analyseperioden til 15 år for smart-måler-orienterte use case.

For nettorienterte use case brukes gjerne ett eller flere av følgende simuleringsverktøy for å analysere teknisk oppførsel:

- Lastflytanalyser
- Kortslutningsanalyser
- Stabilitetsanalyser
- Pålitelighetsanalyser
- Spenningskvalitetsanalyser

Slike analyser gir parametere som er nødvendige for å kunne kostnadssette elementer i planleggingskriteriet og er også nødvendige for å kunne filtrere vekk tiltak som ikke tilfredsstiller aktuelle restriksjoner. For produksjons- og markedsorienterte use case, vil forventet spotpris ha stor innvirkning på vurdering av use case i ulike scenarier. I Norden brukes EMPS (EFT's Multi-area Power-market Simulator) for å optimere og simulere kraftsystemet, og dette verktøyet kan estimere langtids prisvariasjoner i deregulerte marked.

1.2.4 Estimer samfunnsøkonomisk lønnsomhet

Dette steget tar for seg vurdering av alle kostnader og nytteverdier som kan knyttes opp mot de ulike alternativene (use case) som ikke har blitt tilsidesatt tidligere i prosessen. Som presisert tidligere, bør alle kostnader, nytteverdier og andre innvirkninger for berørte parter (nettselskap, kunder, ...) vurderes. Dette kan være vanskelig å oppnå i praksis, og en del forenklinger er derfor ofte nødvendig. Det viktigste er at forenklingene ikke påvirker rangeringen av use casene.

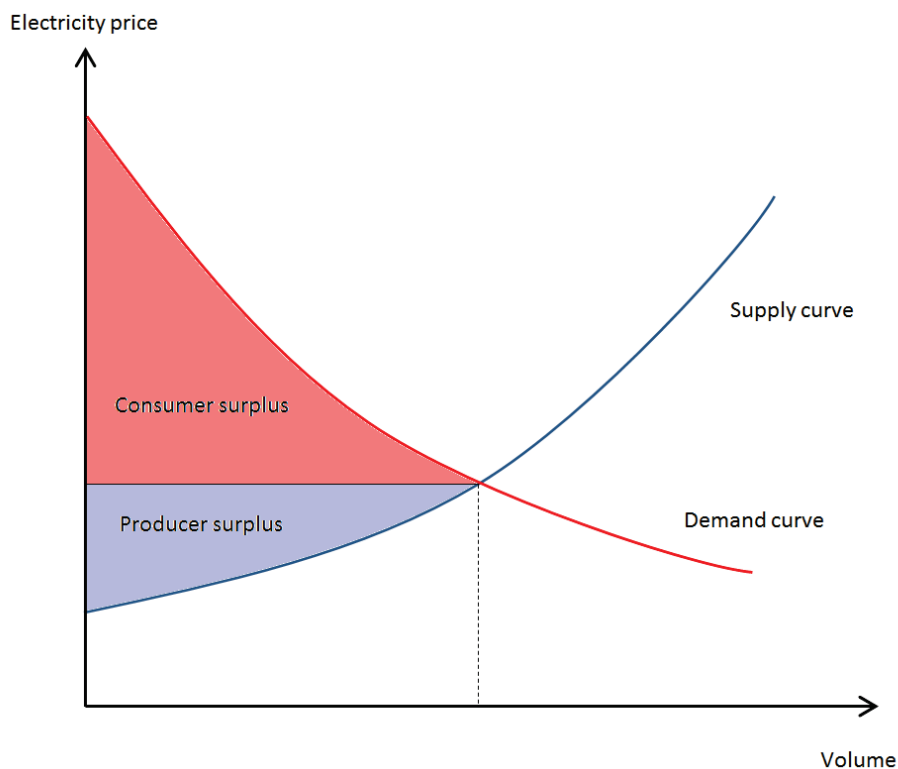
For beslutninger om investeringer/tiltak (use case) i transmisjons- eller distribusjonsnett, bør følgende kostnadselementer inngå (som er i tråd med NVEs krav til de regionale kraftsystemutredningene - <http://www.nve.no/no/Energil/Kraftsystemet/Kraftsystemutredninger/Veiledningsmateriale/Mulige-utviklinger-i-behovet-for-overforingskapasitet-og-lastflytanalyser/Forenklete-samfunnsokonomiske-vurderinger-av-forventede-investeringer-og-alternative-losninger/>):

- Investeringskostnader
- Drifts- og vedlikeholdskostnader
- Kostnader for elektriske tap i nettet
- Kostnader av avbrudd (KILE-kostnader)

Ettersom bare kostnader er tatt med her, blir målet å minimere samlede kostnader samtidig som aktuelle restriksjoner tilfredsstilles. Nytteverdi er da tatt med som reduserte kostnader slik at analyseprosessen er bygd opp som en kost-nytte-analyse og ikke en kostnadseffektivitetsanalyse.

For beslutninger om investeringer/tiltak (use case) som angår kraftproduksjon, energieffektivisering hos sluttbruker, kraftmarkedet eller lignende, og som er så store at de påvirker kraftprisen, er det summen av overskudd for kjøper og selger som gir den samfunnsøkonomiske lønnsomhetene. Figur 1.2 illustrerer dette og viser likevekts-punktet for prisdannelsen i kraftmarkedet. Dette bestemmer volumet og prisen som gir

størst lønnsomhet for samfunnet som helhet og som består av konsumentoverskudd og produsentoverskudd som vist i figuren.



Figur 1.2 Tilbuds- og etterspørselskurver i et kraftmarked.

For mindre tiltak knyttet til kraftproduksjon, energieffektivisering osv., vil ikke kraftprisen påvirkes i nevneverdig grad og følgelig kan nytteverdier estimeres utfra forventningene om framtidige kraft- og nettleiepriser.

Det siste trinnet er å sammenlikne og rangere de ulike alternativene (use case) basert på deres samlede samfunnsøkonomiske lønnsomhet over analyseperioden. Forventningsverdien for de ulike kostnads-elementene i analysen gir en risikonøytral rangering og anbefales brukt generelt (se <http://www.planbok.no> for detaljer).

Dersom usikkerheter ikke eksplisitt er tatt med/beskrevet i dette steget, bør de vurderes i et eget trinn som beskrevet på neste side.

1.2.5 Evaluer risiko og usikkerhet

Avgjørelser som omhandler fremtiden er alltid usikre i større eller mindre grad og denne usikkerheten bør tas i betraktning når beslutninger skal tas. F.eks. kan alternativ A bli valgt selv om det er noe dyrere enn alternativ B, men velges fordi det er forbundet med vesentlig mindre usikkerhet. Usikkerhet bør derfor framgå som en del av beslutningsgrunnlaget og risikoanalyser er en anerkjent metodikk for dette. [3] gir en grundig innføring i metodikk for risikoanalyser.

En enkel risikoanalyse er en sensitivitetsanalyse:

1. Beskriv usikkerhetene i de ulike alternativ (use case) ved å estimere pessimistiske og optimistiske verdier for de ulike kostnads-/nytteelementene.
2. Evaluer betydningen for lønnsomheten og rangeringen av alternativene i lys av dette utfallsrommet.
3. Vurdere eventuelle risikoreduserende tiltak som kan gjøre use casene mer robuste, og hvilke ekstra kostnader disse vil medføre og om det påvirker rangeringen.
4. Dokumenter resultatene.

1.2.6 Samlet vurdering

Det neste steget er så å foreta en beslutning på grunnlag av de antakelser og vurderinger som er gjort tidligere i prosessen. De alternativene som bør velges er de som minimerer samfunnsøkonomiske kostnader/maksimerer samfunnsøkonomisk overskudd og som er robuste med hensyn til usikkerhet. I denne siste vurderingen er det også aktuelt å trekke inn andre relevante faktorer som ikke eksplisitt har blitt tatt med i analysen, for eksempel forsyningssikkerhet, miljøhensyn, fordelingsvirkninger osv.

1.2.7 Evaluer resultat

For å forbedre fremtidige analyse- og beslutningsprosesser anbefales det å følge opp i hvilken grad forventningene til de valgte alternativ/use case ble innfridd.

2 Nåverdi

2.1 Netto nåverdi

Ettersom kostnader og inntekter kommer på ulike tidspunkt i løpet av en analyseperiode er det nødvendig med en metodikk som håndterer dette. Netto nåverdi-prinsippet løser dette og anbefales brukt for å estimere lønnsomt i samfunnsøkonomiske analyser (bedriftsøkonomiske analyser).

Netto nåverdi for en investering er netto verdi av annuitetene av investeringen innenfor analyseperioden referert til starten av analyseperioden. Dette kan uttrykkes ved følgende formel:

$$NNV(I_N) = I_N \cdot \varepsilon_{r,L} \cdot \lambda_{r,P-N+1} \cdot \alpha_{r,N-1}$$

hvor

- $NNV(I_N)$ – Netto nåverdi for investeringen I_N over analyseperioden P referert til år 1
- I_N – Nominell investeringskostnad I_N referert til år N
- N – Året investeringen gjøres
- P – Analyseperiode (antall år)
- r – Rente (%)
- L – Økonomisk levetid for investeringen I_N (antall år)
- $\varepsilon_{r,L}$ – Annuitetsfaktor gitt av rentenivå r og økonomisk levetid L
- $\lambda_{r,P-N+1}$ – Kapitaliseringsfaktor gitt av rentenivå r og kapitaliseringsperiode $P-N+1$
- $\alpha_{r,N-1}$ – Diskonteringsfaktor gitt av rentenivå r og diskonteringsperiode $N-1$

Prinsippet er illustrert i Figur 2.1.

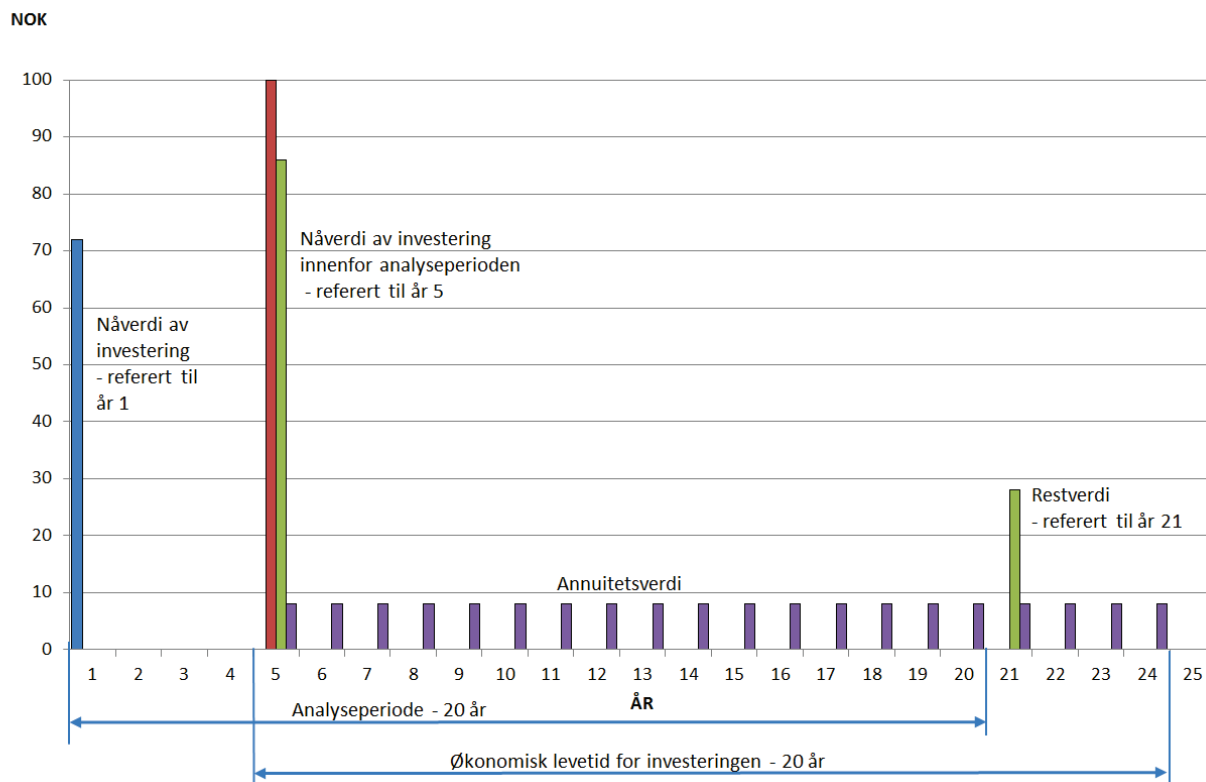
Dersom use casets investering også skaper fortjeneste, blir netto nåverdi gitt ved:

$$NNV(I_N) = \sum_{t=N}^P \frac{U_t}{(1+r)^t} - I_N \cdot \varepsilon_{r,L} \cdot \lambda_{r,P-N+1} \cdot \alpha_{r,N-1}$$

hvor

- U_t – Netto inntekt i år t som følge av investeringen (inntekt – driftskostnader).

I samfunnsøkonomiske analyser hvor formålet er å rangere alternativ, anbefales det at inntekter og kostnader uttrykkes i faste kroner dvs. referert til et fast prisnivå. I en samfunnsøkonomisk analyse er målet vanligvis å rangere alternativene og beregne om alternativene er samfunnsøkonomisk lønnsomme eller ikke, og dermed er det ikke nødvendig å estimere fremtidig kontantstrøm i nominelle verdier. Ved å benytte fast pengeverdi trenger en ikke å ta høyde for fremtidig inflasjon, hvilket forenkler analysen. Det bør nevnes at kalkulasjonsrenten som velges må være en realrente og anbefalte realrenter er bl.a. publisert av Finansdepartementet og NVE. Dersom kalkulasjonsrenten i en nåverdiberegning er høy, vil investeringer langt frem i tid få vesentlig mindre betydning enn om renten er lav. Rentemekanismen er dessuten et bidrag til å håndtere usikkerhet, siden usikkerhet gjerne øker med tiden. I et nåverdiregnskap vil rentemekanismen sørge for at inntekter/kostnader langt frem i tid vektlegges mindre enn inntekter/kostnader nært i tid.



Figur 2.1 Nåverdiprinsippet anvendt på en investering i år 5 i analyseperioden og som har en økonomisk levetid utover analyseperioden.

De ulike stolpene i figurene fremkommer som følger:

Rød søyle	Nominell investeringskostnad – i eksemplet satt lik 100
Fiolette søyler	Annuitetsverdien av investeringen med en levetid på 20 år og en rente på 4,5% ($Annuitetsverdi = I_N \cdot \varepsilon_{4.5,20} = 100 \cdot 0,077 = 7,7$)
Grønn søyle, restverdi	Kapitalisert verdi av de fire annuitetene som er utenfor analyseperioden ($Restverdi = Annuitetsverdi \cdot \lambda_{4.5,4} = 7,7 \cdot 3,59 = 27,6$)
Grønn søyle, nåverdi	Kapitalisert verdi av de seksten annuitetene innenfor analyseperioden referert år 5 ($Nåverdi_{ref5} = Annuitetsverdi \cdot \lambda_{4.5,16} = 7,7 \cdot 11,23 = 86,5$)
Blå søyle, nåverdi	Kapitalisert verdi av investeringen referert år 1 ($Nåverdi_{ref1} = Nåverdi_{ref5} \cdot \alpha_{4.5,4} = 86,5 \cdot 0,84 = 72,7$)

3 Kost-nytteanalyse for use caset "Håndtere avbrudd i LS-nett"

For å eksemplifisere kost/nytte-metodikken, er det valgt å anvende den på et use case fra DeVID-prosjektet: "Håndtere avbrudd i LS-nett". Eksemplet følger de ulike trinnene i samfunnsøkonomiske analyser som er beskrevet i kapittel 1.2, og analysene gjennomføres av et tenkt nettselskap kalt *Nettselskapet*.

3.1 Problemstilling og målsetting

Nettselskapet erfarer at avbruddstiden som skyldes feil i lavspenningsnettet er høy sammenlignet med andre nettselskap og selskapet har en del klager fra kundene. I forbindelse med innføringen av AMS til alle kundene, ønsker de derfor å vurdere hvorvidt investeringer utover den pålagte minimumsfunksjonaliteten i AMS, kan gi nett- og kundenytte i form av bedre leveringskvalitet – dvs. redusert avbruddstid til kundene og reduserte feillokaliseringskostnader for nettselskapet. Selv om det ikke er noen generell KILE-ordning for feil i lavspenningsnettet, tar *Nettselskapet* med KILE-kostnadene i sine samfunnsøkonomiske analyser- i tråd med Energilovens intensjoner (§1.2) om at fordeling av energi skal foregå på en samfunnsmessig rasjonell måte.

Problemstillingen avgrenses i denne vurderingen til kun å omfatte avbruddsforhold. Ut fra dette blir beslutningskriteriet:

Minimer summen av:

- Investeringskostnader
- Drifts- og vedlikeholdskostnader (herunder feilrettings- og reparasjonskostnader)
- Kostnader av avbrudd (kunders KILE-kostnader)

3.2 Spesifiser tiltak

Nettselskapet har gjennom sin deltakelse i DeVID-prosjektet (☺) fått kjennskap til et use case: "Håndtere avbrudd i LS-nett" som de vurderer som interessant i forhold til problemstillingen. (For å gjøre eksemplet kortfattet og oversiktlig, er det kun dette tiltaket som skal vurderes.)

3.2.1 Kort beskrivelse av use caset

Use caset startes enten ved at kunde tar kontakt med nettselskap om feil på strømforsyningen eller det kommer inn en avbruddsalarm fra AMS (evt. nettstasjon). Dersom en kunde rapporterer om avbrudd, forsøkes det først å få kontakt med kundens AMS-måler for å verifisere at det foreligger en feil i nettet. Dersom nettselskapet får kontakt med kundens AMS-måler, er det trolig at feilen befinner seg i kundens installasjon. Det er da kundens ansvar å utbedre problemet. Dersom det fastslås at kunden har avbrudd, blir det neste steget å undersøke hvor i forsyningsnettet feilen befinner seg. Ved å sjekke status for AMS-målere i samme område og, dersom nødvendig, systematisk lengre opp i systemet til en finner kunder som er uberørt av feilen, kan det potensielle feilområdet reduseres betydelig og utbedring av feil kan skje mer effektivt. Dersom avbruddet medfører kortslutning mot jord, er det mulig at flere kunder i området blir påvirket. I mange tilfeller er det sikringer på lavspenningssiden av trafo og i fordelingsskap i avgreininger lenger ute i nettet. Dersom en kortslutning medfører at disse ryker, vil graden av nøyaktig feillokalisering variere etter hvordan sikringene er plassert i nettet. Etter at et avbrudd er oppdaget vil feilhåndteringssystemet lage en arbeidsordre slik at personell kan bli sendt ut og utbedre feilen.

Hva kreves ekstra for realisering av use caset av AMS-måleren?

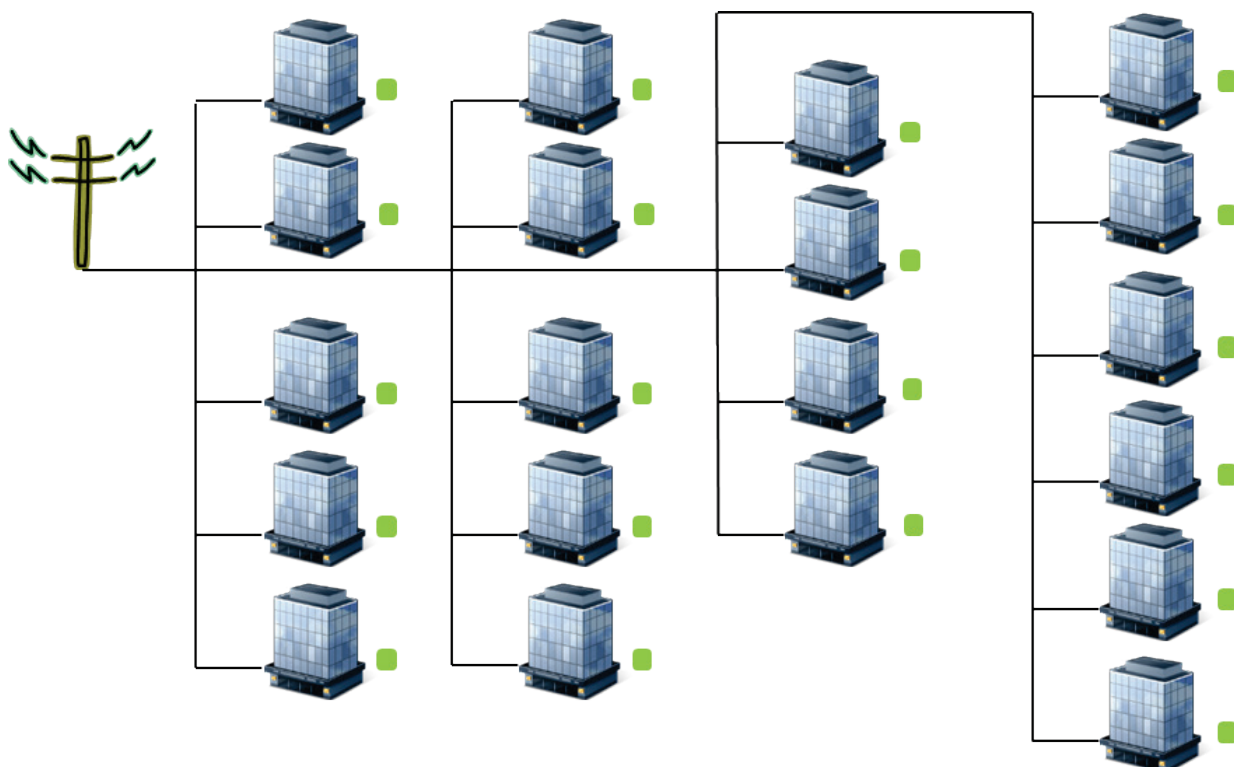
Dette spesifikke use caset krever veldig lite fra måleren med hensyn til tekniske spesifikasjoner. Det finnes andre use case som krever mer i forhold til målefrekvens og prosessorkraft, men dette use caset krever bare at DMS-systemet skal kunne sende en forespørsel til måler for å verifisere at den er på nett. Dette er en grunnleggende spesifikasjon, og antas derfor å være på alle modeller av AMS-målere som er aktuelle for nettselskapene.

Hva kreves ekstra for realisering av use caset av DMS-systemet?

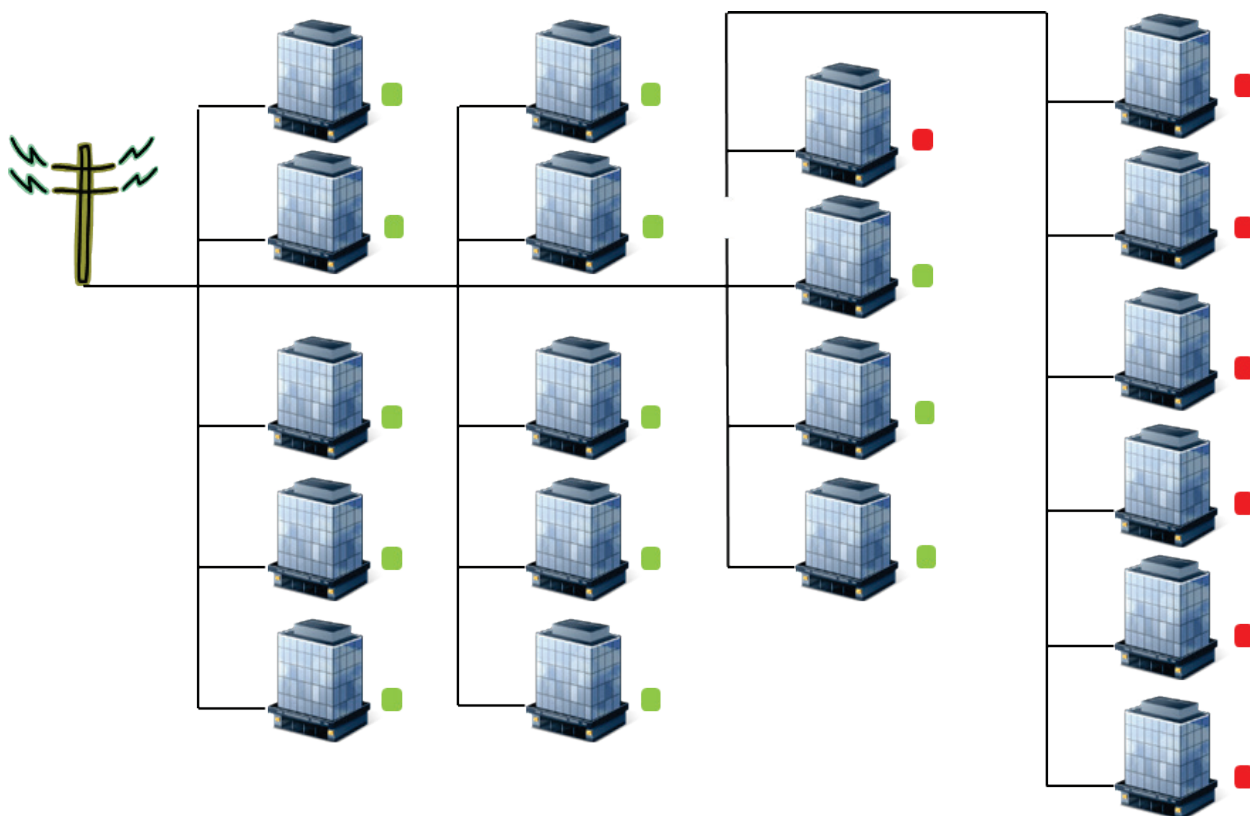
Use caset krever at det finnes et DMS-system (Distribution Management System). En DMS er et driftssentralverktøy for høy- og lavspenningsdistribusjonsnett som gir oversikt over situasjonen i nettet. Rollen til DMS-systemet i use caset er bl.a. å ta inn avbruddsinformasjon fra AMS-målerne i nettet og presentere disse grafisk i driftsskjema og kart (GIS). Det går da tydelig frem hvilke kunder som er berørt dersom det er et avbrudd.

Figur 3.1 og Figur 3.2 viser et enkelt eksempel på hvordan dette kan presenteres for henholdsvis et velfungerende nett og et nett med avbrudd.

I caset er det en forutsetning at use caset krever en viss tilpasning/konfigurering i DMS-system og at dette vil utgjøre en ekstra kostnad for *Nettselskapet*. Hvor stor denne kostnaden vil være avhenger mye av hvilke løsninger det enkelte selskapet har fra før og hvilke løsninger det velger for fremtidens driftssentral.



Figur 3.1 Lavspennings distribusjonsnett uten feil.



Figur 3.2 Lavspennings distribusjonsnett med feil på kabel.

En komplett beskrivelse av use caset (kilde: DeVID-prosjektet) er gitt i Vedlegg A.

Med utgangspunkt i use caset slik det er beskrevet over ser selskapet for seg tre ulike alternativer som skal evalueres:

- Alternativ 1: Ingen investering i use caset (referansealternativet eller nullalternativet)
- Alternativ 2: Realisere use caset så raskt som mulig
- Alternativ 3: Implementere use caset senere i analyseperioden

De ulike alternativene er kort beskrevet nedenfor.

3.2.2 Alternativ 1 – Ingen investering

En mulighet vil være å fortsette håndtering av avbrudd i lavspenningsnett slik det gjøres i dag. Det vil ikke bli forandring i hvordan nettselskapet håndterer avbrudd, og dette vil derfor være referansealternativet. Investeringskostnadene generelt for utrulling av AMS tas ikke med i analysen siden alle nettselskaper er pålagt å installere målere hos sine kunder som tilfredsstiller krav fra NVE¹. Siden det er forventet at use caset ikke krever ekstra funksjonalitet i selve AMS-måleren, vil denne investeringskostnaden regnes som identisk for alle tre alternativene og settes derfor til null.

¹ NVE – Norges Vassdrag og Energidirektorat

3.2.3 Alternativ 2 realisere use caset så raskt som mulig

Dette alternativet medfører å innføre et DMS-system som bidrar til mer effektiv drift av lavspenningsnett. Dette er en prosess som vil ta tid og er tett knyttet opp mot AMS-målerne som også skal utrustes de nærmeste årene. Den tidligste muligheten til å få use caset operativt er derfor satt til år 5 fra analyseperioden. Investeringen av DMS er likevel konservativt satt til starten av analyseperioden, men gevinstene høstes ikke før tidligst 5 år ute i analyseperioden. Etter at DMS-systemet og AMS-målere er operative, vil effektiv bruk av informasjon i systemet kunne bidra til å lokalisere feil i nettet hurtigere, og redusere selskapets KILE-kostnader. Avskrivningstiden på DMS er satt til 15 år, og det må derfor reinvesteres i DMS halvveis i analyseperioden.

3.2.4 Alternativ 3 Implementere use caset senere i analyseperioden

I dette alternativet avventes tidspunktet for realisering av use caset til 15 år i analyseperioden. Oppgraderingen skjer da samtidig med reinvestering i AMS-målere om disse har en levetid på 15 år. Ved utsette oppgraderingen av DMS-systemet vil de forventede KILE-kostnadene være lik med referansealternativet (alternativ 1) frem til oppgraderingen skjer.

3.3 Estimer/simuler teknisk ytelse

Som nevnt i kapittel 1.2.3 er simuleringer som lastflytanalyser, pålitelighetsanalyser osv. ofte nødvendige for å simulere teknisk oppførsel til de ulike alternativene. Dette gjøres av to grunner:

- Filtrere ut alternativ som ikke tilfredsstiller aktuelle restriksjoner.
- Framskaffe nødvendige underlagsdata for kostnadsvurderingene.

I dette eksemplet er det ikke spesifisert noen tekniske restriksjoner (jfr. avsnitt 3.1) og følgelig vil alle tre alternativene slippe igjennom til en økonomisk evaluering.

Pålitelighetsberegninger skal brukes til å estimere reparasjonskostnader og KILE-kostnader for de ulike alternativene. Nettselskapet vurderer at et slikt tiltak vil ha størst nytte for de kundene som har de høyeste KILE-kostnadene dvs. KILE-kategorien *Handel og Tjenester*. De vil ta beslutningen om investering i use caset basert på en studie av et eksempelnett med 20 lavspenningskunder alle i kategorien *Handel og Tjenester* dvs. situasjonen som er vist i figurene Figur 3.1 og Figur 3.2.

3.3.1 Forutsetninger for tekniske analyser

Analyseperioden settes til 30 år (2014-2043), men for å forenkle eksemplet, antas det at lasten er konstant i denne perioden og at alle kundene har et årlig energiforbruk på 100 000 kWh. Ved å bruke Velanders formel, kan en beregne et maksimalt samlet forbruk som tar høyde for sammenlagring mellom kundene.

$$P_{maks} = k_1 * W * n + k_2 * \sqrt{W * n}$$

hvor P_{maks} er maksimal samlet effekt, k_1 og k_2 er henholdsvis 0,00021 og 0,021, W er årlig energibruk per bolig og n er antall boliger.

For 20 kommersielle kunder med årlig forbruk på 100 000 kWh hver blir dette

$$P_{maks} = 0,00021 * 100000 * 20 + 0,021 * \sqrt{100000 * 20} = 450 \text{ kW}$$

Energibruket og effektbehovet antas som nevnt å være konstant over analyseperioden, og denne forutsetningen inngår i pålitelighetsberegningene.

Det antas videre at feilen ikke gir så høye kortslutningsstrømmer at vernet (sikringer) i nettstasjonen løser ut. Dette innebærer at kunder som er lokalisert nærmere fordelingstransformatoren enn feilstedet ikke blir berørt.

3.3.2 Pålitelighetsanalyser

Det er laget en enkel pålitelighetsmodell i et regneark for å gjennomføre pålitelighetsanalysene. Et gjennomsnittlig avbrudd for kundegruppen "Handel og tjenester" som skyldes feil i lavspenningsnettet er i følge *Nettselskapets* feilstatistikk er på 60 minutter (CAIDI) og mens hyppigheten (SAIFI) er 0,9 avbrudd/år*kunde. Dette er benyttet som utgangspunkt for referansealternativet. Uten innføring av use caset antas følgelig en gjennomsnittlig avbruddsvarighet 60 minutter, mens innføring av use caset vil lavspenningsfeil finnes raskere og det antas at gjennomsnittlig avbruddstid reduseres til 45 minutter.

Tabell 3.1 viser resultatene m.h.t ikke levert energi fra pålitelighetsberegningene summert over analyseperioden 2014-2043.

Tabell 3.1 Ikke levert energi (ILE) summert over analyseperioden.

Alternativ	ILE [MWh]
1	8,4
2	6,6
3	7,3

Som forventet har alternativ 2 lavest ILE, siden dette er det alternativet hvor tiltaket raskest settes i drift. Sammenlignet med referansealternativet (alt. 1), er ILE reduksjonen på ca. 21 %.

3.4 Estimere samfunnsøkonomisk lønnsomhet

3.4.1 Forutsetninger for den økonomiske analysen

3.4.1.1 Investeringskostnader for DMS

Det antas at nettselskapet har et DMS som dekker høyspennings distribusjonsnett, slik at det ikke er behov for å investere i et nytt DMS-system for å realisere use caset. Men for å kunne ta i bruk use caset må DMS også omfatte lavspennings distribusjonsnivå må DMS-systemet oppgraderes med modeller og data for lavspenningsnett (import og kvalitetssikring av data fra NIS). SINTEF har foretatt en undersøkelse som kartlegger hvordan driftssentralene hos de ulike nettselskapene i Norge driftes i dag, og hvilke planer de har for fremtiden (ref fremtidens driftssentral spørreundersøkelse). Undersøkelsen ble sendt ut til alle nettselskap, og statistikken er bygget på de selskapene som har svart. Det fremgår av undersøkelsen at de fleste selskapene har planlagt investeringer i en forbedret driftssentral frem mot 2020 som også skal dekke lavspenningsnettet. Typiske tilleggskostnader ligger i området 150 og 300 kroner per nettkunde. I dette settes tilleggskostnaden for et utvidet DMS til 250 kroner per nettkunde. Dette gir en ekstrakostnad på 5 000 kroner for driftssentralen i dette eksempelet med 20 nettkunder. Den økonomiske levetiden til DMS er satt til 15 år.

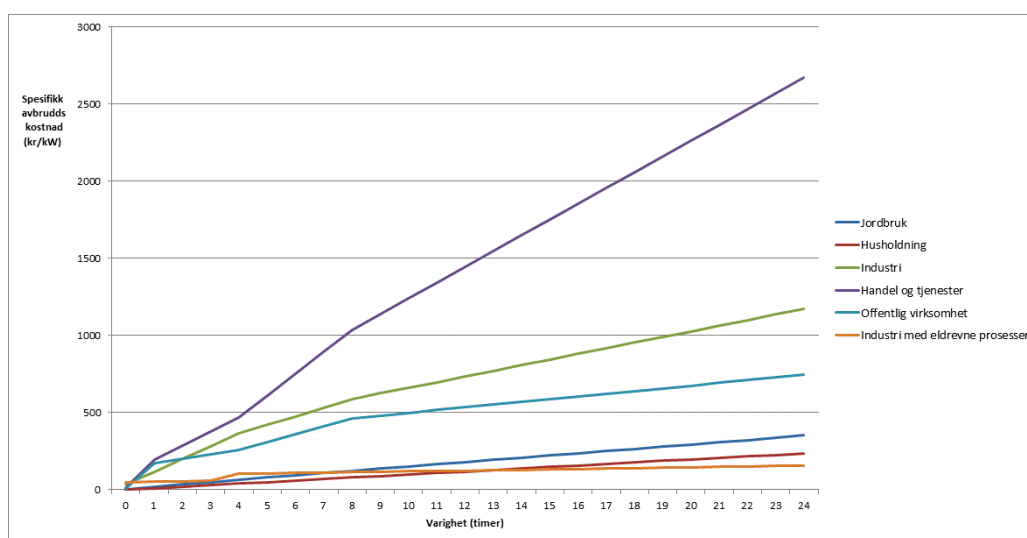
3.4.1.2 Avbrudds- og reparasjonskostnader

Kostnadsfunksjonen for avbrudd med kortere varighet enn 1 time for utregning av KILE for handel og tjenester er (i følge Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffier – endring 2013-12-16) gitt ved;

$$KILE_{\text{Handel og Tjenester}} = 28 + 168,3 * r \text{ } kr/kW$$

hvor r er avbruddets varighet i timer.

Sammenliknet med andre sluttbrukergrupper er det Handel og Tjenester som har de høyeste spesifikke KILE-kostnadene (se Figur 3.3):



Figur 3.3 Spesifikke avbruddskostnader for ikke varslet avbrudd som funksjon av avbruddsvarighet (2012-kroner) for referansetidspunktet (hverdag januar kl. 10:00).

KILE-kostnaden er avhengig av dag i uken og når på døgnet feilen inntreffer. For å ta hensyn til at ikke alle avbrudd skjer ved referansetidspunktet, benyttes følgende korreksjonsfaktorer:

$$\begin{aligned} FK_{,m} &= 0,99 \\ FK_{,d} &= 0,93 \\ FK_{,h} &= 0,75 \end{aligned}$$

som angir gjennomsnittlige korreksjoner for henholdsvis måned i året, dag i uken og time i døgnet. Dette gir en total korreksjonsfaktor $F_{\text{tot}} = 0,69$.

Ved en reduksjon i gjennomsnittlig avbruddsvarighet fra 60 til 45 minutter (som er reduksjonen use caset vil gi) blir KILE-kostnadene:

$$KILE_{\text{uten use case}} = (168,3 * 1 + 28) * 0,69 = 135,4 \text{ kr/kW}$$

$$KILE_{\text{med use case}} = (168,3 * 0,75 + 28) * 0,69 = 106,4 \text{ kr/kW}$$

Det er i den økonomiske analysen også tatt hensyn til at nettselskapets kostnader reduseres om use caset tas i bruk som følge av at de bruker mindre resurser til feillokalisering – dvs. reduserte reparasjonskostnader:

$$\begin{aligned} \text{Rep.kost}_{\text{uten}} &- 10.000 \text{ kr/feil} \\ \text{Rep.kost}_{\text{med}} &- 7.500 \text{ kr/feil} \end{aligned}$$

Videre er det brukt en realrente på 4,5 % i kalkylene.

3.4.2 Resultat av de økonomiske beregningene

Hovedresultatene av nåverdiberegningene for de ulike alternativene er oppsummert i Tabell 3.2:

Tabell 3.2 Totale kostnader over analyseperioden (nåverdi).

Alternativ	Totale kostnader [1000 kr]
1	1040,8
2	881,6
3	965,6

Som det fremgår, er det alternativ 2 som har de laveste samlede kostnader; ca. 15 % lavere sammenlignet med referansealternativet (alt. 2).

					Stadium	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Alternativ	Kostnadsart				Diskonterte kostnader																														
1	Investeringskostnader					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	KILE-kostnad som følge av avbrudd					894,22	54,90	54,90	54,90	54,90	54,90	54,90	54,90	54,90	54,90	54,90	54,90	54,90	54,90	54,90	54,90	54,90	54,90	54,90	54,90	54,90	54,90	54,90	54,90	54,90	54,90	54,90	54,90	54,90	54,90
	Reparasjonskostnader					146,60	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00
	SUM					1040,82	63,90	63,90	63,90	63,90	63,90	63,90	63,90	63,90	63,90	63,90	63,90	63,90	63,90	63,90	63,90	63,90	63,90	63,90	63,90	63,90	63,90	63,90	63,90	63,90	63,90	63,90	63,90	63,90	63,90
2	Investeringskostnader					7,58	0,47	0,47	0,47	0,466	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47
	KILE-kostnad som følge av avbrudd					754,20	54,90	54,90	54,90	54,90	54,90	43,13	43,13	43,13	43,13	43,13	43,13	43,13	43,13	43,13	43,13	43,13	43,13	43,13	43,13	43,13	43,13	43,13	43,13	43,13	43,13	43,13	43,13	43,13	43,13
	Reparasjonskostnader					119,83	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75
	SUM					881,61	64,36	64,36	64,36	64,36	64,36	50,35	50,35	50,35	50,35	50,35	50,35	50,35	50,35	50,35	50,35	50,35	50,35	50,35	50,35	50,35	50,35	50,35	50,35	50,35	50,35	50,35	50,35	50,35	50,35
3	Investeringskostnader					2,60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47
	KILE-kostnad som følge av avbrudd					828,90	54,90	54,90	54,90	54,90	54,90	54,90	54,90	54,90	54,90	54,90	54,90	54,90	54,90	54,90	43,13	43,13	43,13	43,13	43,13	43,13	43,13	43,13	43,13	43,13	43,13	43,13	43,13	43,13	43,13
	Reparasjonskostnader					134,12	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75
	SUM					965,62	63,90	63,90	63,90	63,90	63,90	63,90	63,90	63,90	63,90	63,90	63,90	63,90	63,90	63,90	50,35	50,35	50,35	50,35	50,35	50,35	50,35	50,35	50,35	50,35	50,35	50,35	50,35	50,35	50,35

Figur 3.4 Detaljerte resultater fra de økonomiske beregningene.

Årlige investeringskostnader:

$$K_{\text{årlig}} = \text{Invest} * \varepsilon_{15} = 5 \text{ kkr} * 0,094 = 0,47 \text{ kkr}$$

Investeringskostnader i analyseperioden

$$K_{\text{Invest}} = K_{\text{årlig}} * \lambda_{15} * \alpha_{15} = 0,47 * 10,74 * 0,517 = 2,6 \text{ kkr}$$

Årlig KILE-kostnad:

$$K_{\text{årlig}} = KILE_{\text{kommersiell}} * F_{\text{tot}} * P_{\text{avbrutt}} * \text{sannsynlighet} = (168,3 * 1 + 28) * 0,69 * 450 * 0,9 = 54,90 \text{ kkr}$$

3.5 Evaluere risiko og usikkerhet

Den største usikkerheten i denne analysen er knyttet til hvor stor reduksjonen av avbruddstidene blir ved innføring av use caset. I beregningene er det forutsatt at denne er på 15 minutter – fra 1 time i gjennomsnitt til 45 minutter. Det er gjort følsomhetsanalyser for å beregne nødvendig nivå på avbruddsreduksjonen for at tiltaket skal bli lønnsomt. Følsomhetsanalysen viser at dersom avbruddstiden i gjennomsnitt reduseres med mindre enn ca. 1 minutt, er det bedre ikke å investere i tiltaket. Dette viser at rangeringen av alternativene er meget robust mht. følsomheten for reduksjonen i avbruddstid.

Det er også usikkert om tiltaket kun gir lønnsomhet for sluttbrukerkategorien Handel og tjenester. For å belyse usikkerheten for utbredelse i forhold til sluttbrukerkategorier, ble samme modell brukt, men med spesifikk avbruddskostnader fra *Husholdning*. Samlede kostnader er gjengitt i Tabell 3.3.

Tabell 3.3 Totale kostnader over analyseperioden (nåverdi) – Husholdning.

Alternativ	Totale kostnader [1000 kr]
1	216,2
2	185,6
3	200,9

Som det fremgår, er det alternativ 2 fortsatt det som har de laveste samlede kostnader; ca 14% lavere sammenlignet med referansealternativet (alt. 2), dvs. nesten samme prosentvise reduksjon som for *Handel og tjenester*. (Det kan innvendes at modellen som er brukt- se Figur 3.1 og Figur 3.2 – ikke er helt representativ for lavspenningsdistribusjonsnett til husholdningskunder, slik at konklusjonen ikke bør trekkes for langt.)

3.6 Samlet vurdering

Kostnadsbesparelsen kapitalisert over analyseperioden for alternativ 2 i forhold til referansealternativet er beregnet til 159 200 kr, mens alternativ 3 er beregnet til å gi besparelser på 75 200 kroner. Med utgangspunkt i de antagelsene som er gjort i analysen, vil det være lønnsomt å investere i et DMS-system og ta i bruk use case-metodikk så tidlig som mulig d.v.s. at besparelser i form av reduserte KILE- og reparasjonskostnader er vesentlig større enn nødvendige ekstrainvesteringene DMS-systemet. Beslutningen er robust i forhold til den største usikkerhetsfaktoren i forutsetningene i analysene: Avbruddstidsreduksjonen til nettkundene.

3.7 Velg alternativ

Det vil i dette eksempelet være den beste løsningen å innføre use caset "Håndtere avbrudd i LS-nett" så raskt som mulig. Analysene indikerer at tiltaket bør omfatte alle nettkunder, ikke kun de som er i sluttbrukerkategorien *Handel og tjenester*.

Analysen og konklusjonene dokumenteres til slutt i kost/nytte template som er laget i DeVID-prosjektet:

Use case: Håndtere avbrudd i LS-nett			
Målsetting med use caset:			
Hensikten med dette use caset er raskt å lokalisere et avbrudd, avdekke om det er feil i installasjon eller i forsyningsnett og eventuelt utbedre feilen i eget nett. Mål å redusere tid på avklaringer med kunde om feil i egen installasjon evt. i forsyningsnett og feilsøketid.			
Kort beskrivelse av use caset:			
Use caset startes enten ved at kunde tar kontakt med nettselskap om feil på strømforsyningen eller det kommer inn en avbrudds- eller fasebruddsalarm fra AMS-systemet (evt. nettstasjon). Avspørring av kundens måler, og andre strategiske kundemålere i samme område/radial/kurs/NS, for på den måten å sannsynliggjøre feilsted. Informasjonen vises for driftssentralen/kundemottaket for utkalling av montør. Evt. Tar kunde selv kontakt med installatør. Kan automatiseres ytterligere med registrering og tilbakemelding uten behov for kundemottak.			
Personssikkerhet			
Risikovurdering personssikkerhet (kort beskrivelse):			
Raskere lokalisering av feil i lavspenningsnett og særlig fasebrudd, vil gi øket personssikkerhet. Til dels vil denne gevinsten kunne være i form av redusert sannsynlighet for tredjeparts berøring av spenningsførende anleggsdeler, dels vil gevinsten være i form av redusert brannfare i boliger vedr f.eks. fasebrudd hvor vernet ikke løser ut.			
Personssikkerhet detaljert			
Parameter	Beskrivelse		
Personssikkerhet (ansatte)	Det forventes at tiltaket ikke medfører endring i personssikkerheten til eget personell.		
Personssikkerhet (publikum)	Det forventes at tiltaket vil bidra positivt til personssikkerheten for publikum siden potensielt farlige situasjoner som fasebrudd , avdekkes raskere.		
Kost-nytte			
Risikovurdering økonomi (kort beskrivelse): Tiltaket gir en kostnadseffektiv reduksjon av avbruddskostnadene og konklusjonen er robust med hensyn til de største usikkerhetsfaktorene. Samlede kostnader (nødvendige ekstrainvesteringer+ KILE-kostnader) reduseres med ca. 15 % når tiltaket omfatter kunder i sluttbrukerkategorien Handel og Tjenester, sammenlignet med det å ikke gjennomføre tiltaket. Tilsvarende gevinst er på ca. 14 % om tiltaket gjennomføres for kunder i sluttbrukerkategorien Husholdning.			
Kost-nytte overordnet vurdering			
Parameter	Score	Enhet	Kommentar
Økonomi	God	-	
Pålitelighet - KILE	20	%	Reduserte KILE-kostnader for feil i lavspenningsnettet
Spenningskvalitet	God	Pr. tilfelle	Raskere utkobling av situasjoner med fasebrudd i lavspenningsnettet, men siden antall fasebrudd i LV er lavt, er personssikkerhetsargumentet i forhold til fasebrudd mye viktigere.
Kundeservice	God	-	Raskere respons på avbrudd, fører til økt kundetilfredshet
Sårbarhet	-	-	Ikke relevant
Miljøvirkninger	-	-	Ikke relevant
Omdømme/PR	God	-	Se kundeservice
Kost-nytte indikatorer (detaljert)			
Parameter	Score	Enhet	Kommentar
Investeringskostn.	250	Kr/ kunde	Ekstrakostnader for tilleggsfunksjoner og datainnlegging i DMS
Drift og vedlikehold	Noe	-	Reduserte reparasjonskostnader pga reduserte feilsøkingstider
Tapskostnader	-	-	Ingen virkning av betydning. (Færre avbrudd medfører at tapene i prinsippet øker marginalt.)
KILE	20	%	Reduserte KILE-kostnader for feil i lavspenningsnettet
SAIFI	0	-	Ingen virkning på feilfrekvensen
SAIDI reduksjon	15	minutter	Gjennomsnittstall for feil i lavspenningsnettet
Responstid på kundeservice	Betydelig raskere	-	Mer proaktiv kundebehandling. Om use caset utvides til også å sende informasjon om at feil er registrert, kan dette gi reduksjon i antall kundeservice.

Vedlegg A: Use case "Håndtere avbrudd i LS-nett"

(Denne versjonen av use caset er ikke den endelige versjonen av use caset fra DeVID-prosjektet, siden use caset fortsatt er under utvikling.)

USE CASE NAVN:

Håndtere avbrudd og fasebrudd i LS-nett

Denne use case-malen er basert på en tilpassing av en mal (versjon 0.55) utviklet i regi av EUs standardiseringsmandat M490: "Standardization Mandate to European Standardisation Organisations (ESOs) to support European Smart Grid deployment"

For mer informasjon, se:

<http://www.cen.eu/cen/Sectors/Sectors/UtilitiesAndEnergy/SmartGrids/Pages/default.aspx>

1 Beskrivelse av use case

1.1 Navn på use case

ID	Område -domene <i>Se vedlegg A for liste</i>	Navn
		Håndtere avbrudd i LS-nett

1.2 Versjonshåndtering

Ver.	Dato	Navn på forfatter, komite...	Endringer	Status til use caset <i>Utkast, endelig versjon...</i>
0.1	6.1.13	Anders Lie		
1.0	21.6.13	Henning Taxt	Oppdatert til ny mal, nye figurer, ny tittel	
1.1	6.11.13	Henning Taxt	Inkludert avbruddsalarm fra AMS	
1.2	18.12.13	Henning Taxt	Inkludert alarm fra nettstasjon	
2.1	8.1.14	Henrik Kirkeby / Øystein Sagosen	Utfyllende informasjon, et ekstra sub use case og små oppdateringer	

1.3 Use casets mål, hensikt, anvendelse

Beskrivelse av mål og hensikt med funksjonaliteten til use caset	
Område, omfang	Lavspennings distribusjonsnett
Mål	Hensikten med dette use caset er raskt å lokalisere et avbrudd, avdekke om det er feil i installasjon eller i forsyningsnett og eventuelt utbedre feilen i eget nett. Mål å redusere tid på avklaringer med kunde om feil i egen installasjon evt. i forsyningsnett og feilsøketid.
Relatert business case	

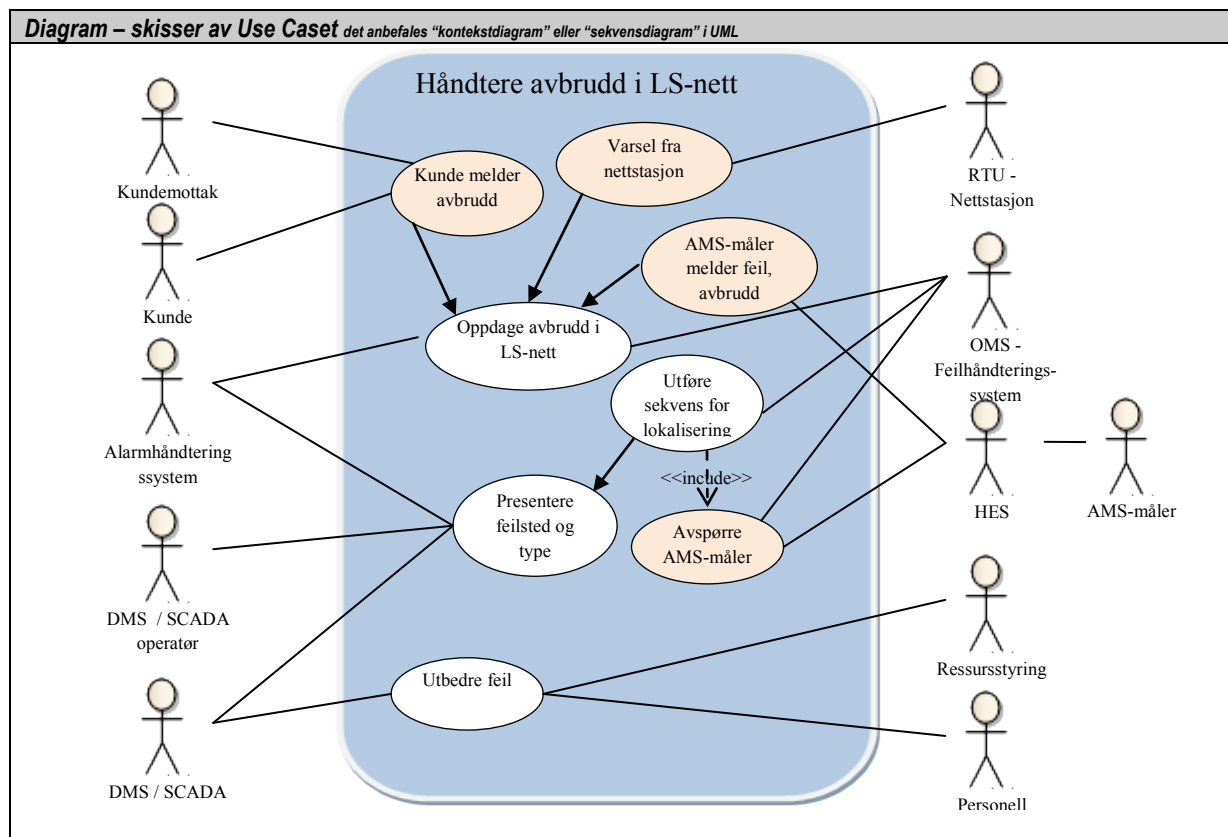
1.4 Use case beskrivelse og narrativ

Use case beskrivelse
Kort beskrivelse – maks 3 setninger
Use caset startes enten ved at kunde tar kontakt med nettselskap om feil på strømforsyningen eller det kommer inn en avbrudds- eller fasebruddsalarm fra AMS-systemet (evt. nettstasjon). Avspørring av kundens måler, og andre strategiske kundemålere i samme område/radial/kurs/NS, for på den måten å sannsynliggjøre feilsted. Informasjonen vises for driftssentralen/kundemottaket for utkalling av montør. Evt. Tar kunde selv kontakt med installatør. Kan automatiseres ytterligere med registrering og tilbakemelding uten behov for kundemottak.
Komplett beskrivelse
Use caset startes enten ved at kunde tar kontakt med nettselskap om feil på strømforsyningen eller det kommer inn en avbruddsalarm fra AMS-systemet (evt. nettstasjon). Dersom en kunde rapporterer om avbrudd, forsøkes det først å få kontakt med kundens AMS-måler for å verifisere at det foreligger en feil i nettet. Dersom nettselskapet får kontakt med kundens AMS-måler, er det trolig at feilen befinner seg i kundens installasjon. Det er da kundens ansvar å utbedre problemet. Dersom det fastslås at kunden har avbrudd, blir det neste steget å undersøke hvor i forsyningsnettet feilen befinner seg. Ved å sjekke status for AMS-målere i samme område og, dersom nødvendig, systematisk lengre opp i systemet til en finner kunder som er uberørt av feilen kan det potensielle feilområdet reduseres betydelig og utbedring av feil kan skje mer effektivt. Dersom avbruddet medfører kortslutning mot jord, er det mulig at flere kunder i området blir påvirket. I mange tilfeller er det sikringer på lavspenningssiden av trafo og i fordelingsskap i avgreininger lenger ute i nettet. Dersom en kortslutning medfører at disse ryker, vil graden av nøyaktig feillokalisering variere etter hvordan sikringene er plassert i nettet. Etter at et avbrudd er oppdaget vil feilhåndteringssystemet lage en arbeidsordre slik at personell kan bli sendt ut og utbedre feilen.

1.5 Eventuelle kommentarer

Eventuelle kommentarer

2 Diagram – skisser av use case



3 Tekniske detaljer

3.1 Aktører: Mennesker, systemer, applikasjoner, databaser, anlegg, komponenter, utstyr og andre interessenter

Aktørnavn <i>Se egen liste</i>	Aktørtype <i>Se egen liste</i>	Aktørbeskrivelse <i>Se egen liste</i>	Tilleggsinformasjon for dette spesifikke use case
Kunde	Rolle	Sluttbruker med nettilknytning og måling, kan forbruke og produsere elektrisitet	
Kundemottak	Person	Aktør som jobber med kundehevninger og informering av kunder	
AMS-måler	Komponent	Måleenhet med blant annet toveiskommunikasjonsmuligheter	
HES	System	Datainnsamlingssystem som innhenter AMS-data og andre måldata i nettilknytningspunkter via WAN.	
DMS	System	System for visualisering av nettdrift og beslutningsstøtte	
OMS - Feilhåndteringssystem	System	Feilhåndteringssystemet lokaliserer, identifiserer og seksjonaliserer feil. Systemet inkluderer også informasjons-håndtering ovenfor kunder, arbeidsordre-systemer, og statistiske databaser.	
Alarmhåndteringssystem	System	Alarmhåndteringssystemet overvåker hendelser i distribusjonsnettet og oppretter og videregir informasjons- og alarmmeldinger.	
Driftssentralperson	Person	Operatør for SCADA-systemet	
DMS-operatør	Person	DMS-operatør	
RTU – Nettstasjon	Komponent	Måle- og kontrollsystem i nettstasjoner	
Ressursstyring	System	Arbeidsordresystem med ressursallokering og fremdriftsoversikt.	
Personell		Personell som utfører arbeid i felt	

3.2 Forutsetninger, antakelser, hendelser

Aktør/System/Informasjon/Kontrakt	Utløsende hendelse <i>– hva trigger dette use case</i>	Startbetingelser	Forutsetninger
Lavspennings distribusjonsnett	Feil oppstår i distribusjonsnettet		
AMS-måler			Måler(e) må kunne avspørres.
Driftssentral/kundemottaker			Driftssentral/kundemottaker/DMS har tilgang på elektrisk hierarkisk plassering av kunde.

3.3 Referanser

No.	Referanse type <i>– lov, standard, litteratur</i>	Referanse	Status	Konsekvenser for Use Case	Opphav/organisasjon	Link
1	Krav-spesifikasjon	FASIT-kravspesifikasjon		Stiller krav til informasjonsutveksling	SINTEF Energi AS	http://fasit.nsp01cp.nhosp.no

3.4 Informasjon om Use Case

Informasjon for klassifisering
Evt. relasjon til andre use case
Benytter Use Case "Avspørre AMS"
Nivå / dybde
Høynivå
Prioritering: (obligatorisk/pålagt, intern prioritering, tidsaspekt...)
Implementering av use case prioriteres av Fredrikstad for uttesting i Smart Energi Hvaler i regi av DeVID-prosjektet
Generisk, regional eller nasjonal interesse/anvendelse
Generisk
Orientering - Teknisk orientert, forretningsmessig orientert...
Teknisk
Stikkord (for søk, klassifisering)
Avbrudd, feillokalisering, nettdrift, distribusjonsnett, lavspenning

4 Use caset steg for steg

4.1 Steg – Scenarionavn

Nr.	Scenarionavn	Primær Aktør	Utløsende hendelse	Startbetingelser/ Starttilstand	Sluttbetingelser/ Slutt-tilstand
1	Oppdage avbrudd i LS-nett	Kunde / AMS-måler / RTU	Avbrudd er oppdaget	Avbruddet er ikke kjent fra før	Avbruddet er registrert i feilhåndterings-systemet
2	Utføre sekvens for lokalisering av feil	OMS	Avbrudd er oppdaget	Avbruddet er ikke kjent fra før	Feil er lokalisert eller timeout
3	Utbedre feil		Avdekket feil krever utbedring	Feilen er registrert i feilhåndterings-systemet	Feil er blitt utbedret

4.2 Steg – Scenario

Tilgjengelige services er: CREATE, GET, CHANGE, DELETE, CLOSE, EXECUTE, REPORT, TIMER, REPEAT. Forklaring i vedlegg B

Scenario Navn:		1a. Oppdage avbrudd i LS-nett (kundehevendelse)						
Steg Nr.	Hendelse	Navn for Prosess/ Aktivitet	Beskrivelse av Prosess/ Aktivitet	Service	Informasjons-skaper	Informasjons-mottaker	Informasjon som utveksles	Tekniske krav (R-ID)
1a.1	Avbrudd i distribusjons-nettet	Kundeklage	Kunde melder om avbrudd.	REPORT	Kunde	Kundemottak	Navn, mobilnr, gateadresse eller lignende	
1a.2		Avspørre AMS-måler	Avspørring av kundens AMS-måler	GET / REPORT	Kundemottak	AMS-måler	MålerID Målerstatus	
1a.3			Meldt avbrudd registreres i OMS	CREATE	Kundemottak	OMS	Kvittering	

Tilgjengelige services er: CREATE, GET, CHANGE, DELETE, CLOSE, EXECUTE, REPORT, TIMER, REPEAT. Forklaring i vedlegg B

Scenario Navn:		1b. Oppdage avbrudd i LS-nett (AMS avbruddsalarm)						
Steg Nr.	Hendelse	Navn for Prosess/ Aktivitet	Beskrivelse av Prosess/ Aktivitet	Service	Informasjons-skaper	Informasjons-mottaker	Informasjon som utveksles	Tekniske krav (R-ID)
1b.1			Hendelse oppdages	CREATE	AMS-måler	HES	Alarm (MålerID, type hendelse, timestamp)	
1b.2			Alarm videresendes	REPORT	HES	OMS	MålerID, type hendelse, timestamp	
1b.3			Alarmer sammenstilles og tolkes. Melding sendes videre	REPORT	OMS	DMS / SCADA	Type hendelse, Berørte målere, kritikalitet/prioritet, tidsstempel	
1b.4			Bearbeide til grafisk framstilling	REPORT	DMS / SCADA	SCADA / DMS operatør	Grafisk presentasjon i DMS grensesnittet	
1b.5			Meldingen kvitteres ut	REPORT	SCADA / DMS operatør	DMS / SCADA	Kvittering	

Tilgjengelige services er: CREATE, GET, CHANGE, DELETE, CLOSE, EXECUTE, REPORT, TIMER, REPEAT. Forklaring i vedlegg B

Scenario Navn: 1c. Oppdage avbrudd i LS-nett (RTU avbruddsalarm)								
Steg Nr.	Hendelse	Navn for Prosess/ Aktivitet	Beskrivelse av Prosess/ Aktivitet	Service	Informasjons-skaper	Informasjons-mottaker	Informasjon som utveksles	Tekniske krav (R-ID)
1c.1			Hendelse oppdages	CREATE	RTU	OMS	Alarm (MålerID, type feil, tidsstempel)	
1c.2			Alarmer sammenstilles og tolkes. Melding sendes videre	REPORT	OMS	DMS / SCADA	Type feil, Berørte målere, kritikalitet/prioritet, tidsstempel	
1c.3			Bearbeide til grafisk framstilling	REPORT	DMS / SCADA	SCADA / DMS operatør	Grafisk presentasjon i DMS grensesnittet	
1c.4			Meldingen kvitteres ut	REPORT	SCADA / DMS operatør	DMS / SCADA	Kvittering	

Tilgjengelige services er: CREATE, GET, CHANGE, DELETE, CLOSE, EXECUTE, REPORT, TIMER, REPEAT. Forklaring i vedlegg B

Scenario Navn: 2. Utføre sekvens for lokalisering av feil								
Steg Nr.	Hendelse	Navn for Prosess/ Aktivitet	Beskrivelse av Prosess/ Aktivitet	Service	Informasjons-skaper	Informasjons-mottaker	Informasjon som utveksles	Tekniske krav (R-ID)
2.1		Feillokalisering	Avspørre AMS-måler hos kunde med avbrudd	GET	OMS	HES (AMS-måler)	MålerID, Målerstatus	
2.2	Feil ikke lokalisert	Feillokalisering	Avspørre kunder på samme forsyning (kabelskap, avgang...)	GET	OMS	HES (AMS-måler)	MålerID, Målerstatus	
2.3	Feil ikke lokalisert	Feillokalisering	Avspørre kunder på annen avgang fra nettstasjon	GET	OMS	HES (AMS-måler)	MålerID, Målerstatus	
2.4		Feilmeldings-presentasjon	Rapportering av hvor feilen antas å være (evt. melding om at feilen ikke kan lokaliseres)	REPORT	OMS	DMS / SCADA	Grafisk presentasjon av feilsted	
2.5		Kvittering	DMS operatør /driftssentralperson kvitterer	REPORT	SCADA / DMS operatør	DMS / SCADA	Kvittering	

Tilgjengelige services er: CREATE, GET, CHANGE, DELETE, CLOSE, EXECUTE, REPORT, TIMER, REPEAT. Forklaring i vedlegg B

Scenario Navn: 3. Utbedre feil								
Steg Nr.	Hendelse	Navn for Prosess/ Aktivitet	Beskrivelse av Prosess/ Aktivitet	Service	Informasjons-skaper	Informasjons-mottaker	Informasjon som utveksles	Tekniske krav (R-ID)
3.1	Feil lokalisert	Lag arbeidsordre	Lage en arbeidsordre for utbedring av feil		OMS	Ressursstyring	Anslått feillokasjon, Type feil, Kritikalitet / prioritet Berørte målere	
3.2		Utbedre feil	Utbedring av feil		Ressursstyring	Personell		
3.3		FASIT-registrering	Registrere avbrudd i FASIT		OMS	FASIT	Data i henhold til kravspesifikasjon	

5 Informasjon som utveksles

Mer om informasjon som utveksles		
Navn for informasjon (ID)	Beskrivelse av informasjonen	Krav til informasjonen/ data
Navn, mobilnummer, gateadresse eller lignende		
MålerID	Unik ID til måler	
Målerstatus	Kontakt/ikke kontakt med måler	
Type hendelse (AMS-måler)	Avbrudd, fasebrudd	
Type hendelse (RTU)	Stort lastavslag, sikringsbrudd, strøm i nulleder, null strøm i en fase	
Hendelse	MålerID, tidsstempel	
Grafisk presentasjon av feilsted	I GIS	
Kvittering	OperatorID, tidsstempel	
Anslått feillokasjon	Nettstasjon, avgang, geografisk posisjon	
Alarmmelding	Type hendelse, tidsstempel, kritikalitet (Høy, middels, lav), berørte målere (målerID)	
Data i henhold til kravspesifikasjon	Data i henhold til kravspesifikasjon for feil og avbruddsregistrering i FASIT: Ref. 1	

6 Tekniske krav (valgfri)

Tekniske krav (valgfri)	
Kravkategori	Beskrivelse av kategori
Krav ID (R-ID)	Beskrivelse av krav

7 Begrep og definisjoner

Vanlige begrep og definisjoner	
Begrep	Definisjon

Vedlegg 1 – Valgliste

Domener

- 1 Transmisjonsnett, sentralnett
- 2 Distribusjonsnett
- 3 Mikronett
- 4 Smart automatisering/instrumentering i stasjoner
- 5 Distribuerte energikilder
- 6 Avanserte målesystemer – smart måling
- 7 Smarte hus, smart bygninger, smart industri – energistyring i bygg og prosesser
- 8 Elektrisk energilagring
- 9 Elektrisk transport
- 10 Asset Management
- 11 Storskala kraftproduksjon
- 12 Marked
- 13 Sikkerhet

Vedlegg 2 – Beskrivelse til steg for steg-tabellen

Service: This column identifies the nature of flow of information and the originator of the information. Available options are CREATE, GET, CHANGE, DELETE, CANCEL, EXECUTE derived from IEC 61968-100 section 6.2.2. Additionally, REPORT, TIMER and REPEAT are suggested.

CREATE means that an information object is to be created at the Producer.

GET (this is the default value if none is populated) means that the Receiver requests information from the Producer (default)

CHANGE means that information is to be updated. Producer updates the Receiver's information.

DELETE means that information is to be deleted. Producer deletes information from the Receiver.

CANCEL, CLOSE imply actions related to business processes, such as the closure of a work order or the cancellation of a control request

EXECUTE is used when a complex transaction is being conveyed using an service, which potentially contains more than one verb

REPORT is used to represent transferral of unsolicited information or asynchronous information flows. Producer provides information to the Receiver.

TIMER is used to represent a waiting period. When using the TIMER service, the Information Producer and Information Receiver fields shall refer to the same actor.

REPEAT is used to indicate that a series of steps is repeated until a condition or trigger occurs. The condition is specified as the text in the "Event" column for this row or step. Following the word REPEAT, shall appear, in parenthesis, the first and last step numbers of the series to be repeated in the following form REPEAT(X-Y) where X is the first step and Y is the last step.

These common service definitions are related to automation / information or communication systems. In case the use case template is used for other usages further services might be used and described.

Del 2:

Evaluation of Smart Grid Use Cases – Principles and methodology

1 Introduction

Complex systems such as Smart Grids call for cooperation between experts from several different domains (e.g. power engineering, telematics, IT etc.) and the use case methodology is regarded as the state-of-art platform for such interdisciplinary cooperation and communication. In the DeVID project the use case approach is used as a tool to describe Smart grid functionality and to test use case performance in practical tests. In addition to practical testing of use cases there is a need to evaluate the Smart Grid use cases in terms of benefits, costs and other performance indicators. The objective of this report is to provide guidelines for such an evaluation.

The use case methodology has its origin in software engineering and has later been adapted to the Smart grid domain. The IEC PAS 62559 *IntelliGrid methodology for developing requirements for energy systems* published in 2008 was an important milestone in this development and the use case methodology has been increasingly used within the Smart grids.

The term *use case* is defined in [8] as:

Specification of a set of actions performed by a system, which yields an observable result that is typically of value for one or more actors or other stakeholders of the system.

IEC is currently (2014) developing a revised version of IEC PAS 62559 and transferring it into a series of standards. Part 2 of this series provide a standardised use case template that has been used in the DeVID project to document the use cases developed and tested. The tests have been performed at the demo sites:

- Demo Steinkjer (www.demosteinkjer.no)
- Smart Energy Hvaler (www.smartenergihvaler.no)

The use case template is shown in Appendix 1. (The template in annex A is the 2014 version of the IEC template which has some minor modifications compared to the template version actually used in the DeVID project.)

2 The link between the smart grid concept and use cases

Next generation sustainable, robust and reliable power systems (Smart Grids) are systemic in nature i.e. the **functionalities** of the new Smart Grids are relying on the **interplay** and **interoperability** of a number of technologies and stakeholders linked together by utilizing a set of communication and IT technologies. The Smart Grid is often described as a system where in the long run all important components and apparatuses have an “IP- address” (Internet Protocol Address) and are accessible for monitoring and/or control via open or closed IP-based communication networks. Such a complex system needs to be structured and subdivided into smaller parts to become manageable. For this purpose standardised smart grid architecture have been developed to provide a common understanding of the smart grid concept and to support the smart grid evolution.

The CEN/CENELEC/ETSI Joint Working Group report on Standards for smart grids has defined the context for the development of such a Smart Grids Reference Architecture:

It is reasonable to view [the Smart Grid] as an evolution of the current grid to take into account new requirements, to develop new applications and to integrate new state-of-the-art technologies, in particular Information and Communication Technologies (ICT). Integration of ICT into smart grids will provide extended applications management capabilities over an integrated secure, reliable and high-performance network.

This will result in a new architecture with multiple stakeholders, multiple applications, multiple networks that need to interoperate: this can only be achieved if those who will develop the smart grid (and in particular its standards) can rely on an agreed set of models allowing description and prescription: these models are referred to in this paragraph as Reference Architecture

The European version of the Smart Grid concept developed under standardisation Mandate 490 is shown in Figure 2.1 showing Smart Grid domains and electricity and communication flows [1].

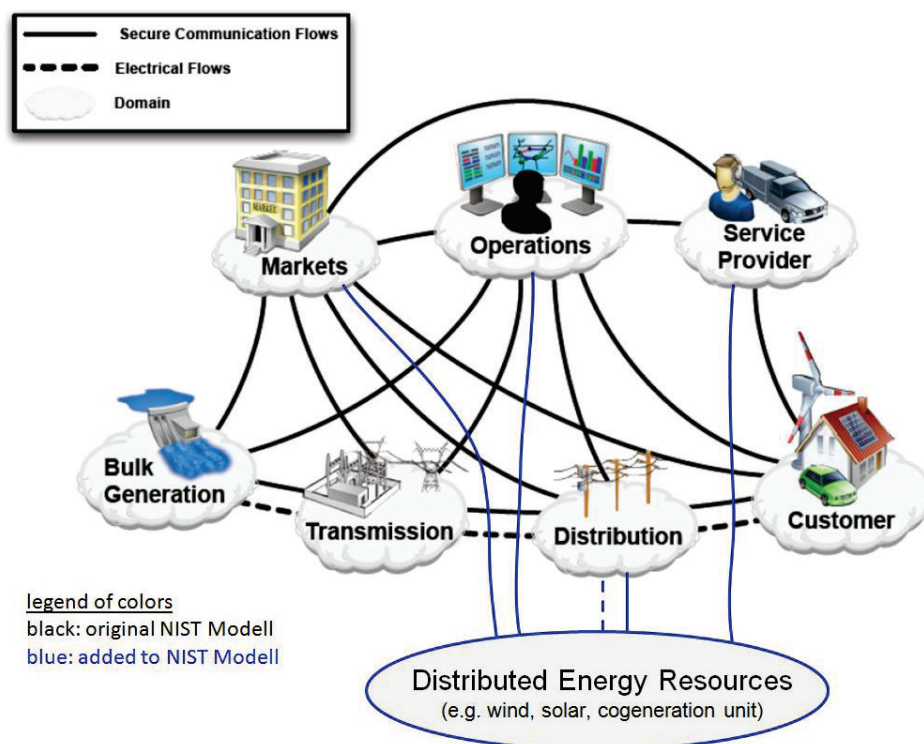


Figure 2.1 The European Smart Grid Concept developed under standardisation mandate 490 (NIST-National Institute of Standards and Technology).

The concept is further detailed in the five layer reference architecture described in [1] – see Figure 2.2.

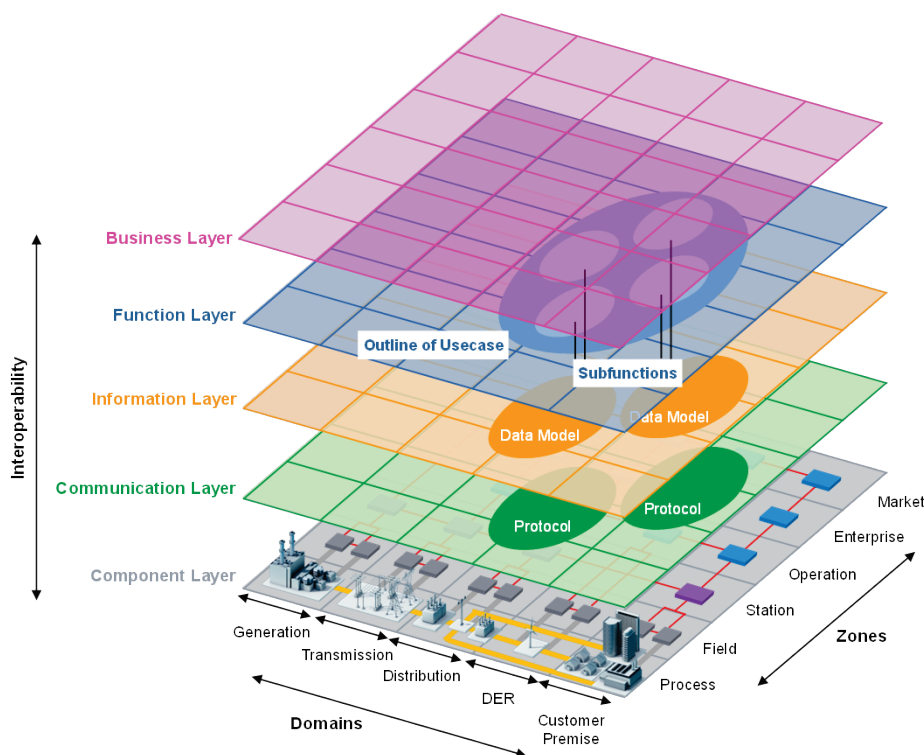


Figure 2.2 Smart Grid Architecture Model from [1].

The different layers are defined as follows:

Business Layer

The business layer represents the smart grid drivers in terms of business objectives, regulatory requirements etc.

Function Layer

The function layer describes functions and services and can be regarded as the use case layer. The function layer is driven by the business layer and utilizing the underlying information, communication and component layers to realise use cases.

Information Layer

The information layer describes the information (Meta data, data models) that is being used and exchanged between functions, services and components.

Communication Layer

The emphasis of the communication layer is to describe protocols and mechanisms for the interoperable exchange of information between components.

Component Layer

The emphasis of the component layer is the physical distribution of all participating components in the smart grid context. This includes system actors, applications, power system equipment (typically located at process and field level), protection and tele control devices, network infrastructure (wired / wireless communication connections, routers, switches, servers) and any kind of computers.

3 Socio-economic analyses – the foundation for evaluation

3.1 General principles

The overall objective as stated in the Norwegian Energy Act (§ 1.2) is *to ensure that generation, conversion, transmission, trading and distribution of energy are rationally carried out for the benefit of society, having regard to the public and private interests affected*. This means that the development towards a Smarter Grid should be done using a holistic approach considering **all costs** and impacts for **all stakeholders**. This is of particular importance for Smart Grid decisions as some functionality might give increased costs for some stakeholder while others get benefits from the same functions (use cases). As an example, increased energy efficiency might reduce the electricity bill for network customers, while energy sales companies and generators get reduced income.

The overall objective of the Energy Act can be met by applying socio-economic planning principles and analysis. The main objective of socio-economic analyses is *to explain and make visible the consequences of alternative measures before the decisions are made*. Such consequences include among other things costs to be charged public budgets, income changes in households, income changes in businesses/industries and impacts on health, environment and safety. A socio-economic analysis is a way to systematize and analyse available information concerning costs, benefits and risks to balance stakeholder objectives and to evaluate if possible measures are socio-economic profitable.

It is important that the investigation of competing alternatives (use cases) are structured and handled equally. Vital premises for the ranking of different alternatives should especially be made visible. The following main principles are important to meet in a socio-economic analysis:

1. All relevant alternatives should be evaluated
2. All relevant impacts of the different alternatives for all stakeholders affected should be included
3. The different alternatives should be compared with the reference alternative which might be the existing system solution (the “do nothing” solution)
4. It is recommended to seek flexible and robust solutions with respect to the uncertainties involved.

Alternatives in the context of this report are available use cases and associated technologies to be evaluated. The use cases and the relevant mix of use cases that might be invested in should all be compared to the existing situation (the reference alternative or the business as usual alternative) to determine which use cases or mix of use cases that are maximizing socio-economic profitability.

Cost-benefit analysis and *cost-effectiveness analysis* are the two most common kinds of socio-economic analysis.

In a complete *cost-benefit analysis* all effects are evaluated in monetary terms. The values are used to quantify the different costs and benefits. Alternatives are socio-economic profitable when the sum of all benefits over the evaluation horizon is larger than the sum of all costs.

The main principle for the valuation in socio-economic cost-benefit analyses is that the value of a benefit is set equal to the population’s willingness to pay for it. Socio-economic profitability hence means that the population has an aggregated willingness to pay at least equal to the actual cost of the alternative. Even if the total willingness to pay is larger than the total costs, it doesn’t necessarily mean that the alternative is wanted by the society. One of the reasons is that not all consequences can be measured in monetary terms. Another reason is that people also are interested in how the benefits and costs are distributed within the population -

which in turn might influence decisions. (If e.g. an alternative is socio-economic profitable, but mainly benefits only the rich, it might be politically complicated to implement the alternative.)

In a *cost-effectiveness* analyses the alternatives are measured **only in terms of costs** – the benefits are not estimated. This kind of analysis is used in cases where it is not straight forward to evaluate the benefits in monetary terms (as e.g. deciding on building a new opera house). *Cost-effectiveness* analyses assume that there exists a given objective for the project and that all qualified alternatives will fulfil this objective with no extra benefits. The purpose of cost-effectiveness analyses is to find the alternative that minimizes the total costs to fulfil the objective.

Other impacts than costs should be described and included in the decision making process and this can be done either by introducing constraints in the decision criteria (see next paragraph chapter on objective functions), or to allocate cost attributes to also more intangible aspects like environmental impacts.

The main steps of a socio-economic analysis are given in Figure 3.1.

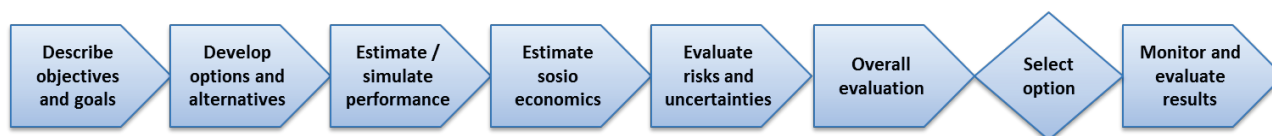


Figure 3.1 Steps in a socio-economic analysis.

The steps are briefly commented below:

Describe objectives and goals

In any decision making process objectives and goals need to be formulated as a reference for evaluation. An objective function (see 3.2) is a formal way of expressing planning objectives or goals. The objectives in a socio-economic planning process should be consistent with regulatory requirements (external) and company objectives (internal). If internal and external objectives are conflicting, it is in principle the role of the regulators to provide a planning framework for that gives incentives for socio-economic decision making. As an example, in Norway the overall planning objectives for the DSOs and the TSO (Statnett) are specified by the regulator (NVE).

Develop options and alternatives

The problem in a planning process might be defined as the gap between the “present situation” and the “desired situation” with respect to the planning objectives. Hence, to develop alternatives means here to identify use cases that are expected to improve the planning objective i.e. closing the gap. Use case repositories (databases) provide a good starting point for the development and selection of use cases to be analysed further. Such repositories are available on the internet and in the DeVID project a use case database is under development in WP6. (The world-wide electro-technical standardisation organisation IEC is expected to launch a Smart grid use case repository in 2014.)

Estimate and simulate use case performance

To assess the performance of use cases over the planning horizon, some kind of simulation methodology or tools are needed. As use case investments might have long technical life times, the period of analysis should be equally long to assess the future effect of present decisions over the life cycle of the use case investments. As an example, smart meters typically have a technical life time of 15 years.

For grid oriented use cases, simulation of technical performance over the planning horizon are normally carried out by using different standard simulation tools such as:

- Load flow analyses
- Short circuit analyses
- Reliability analyses
- Voltage quality analyses

Such simulations provide parameters that are needed in the subsequent phases of the planning process, and the simulations are also helpful to filter out the use cases that do not satisfy the planning restrictions – e.g use cases that give a voltage quality outside the planning limits.

For generation and market oriented use cases, often future expectations on market prices for electricity play a significant role to estimate use case performance under different scenarios. Many tools and models are available for long term electricity price forecasting. In the Nordic countries the EMPS program (“EFI’s Multi-area Power-market Simulator”) for optimization and simulation of hydro-thermal power systems with a considerable share of hydropower and the tool can be used to provide long term forecast for electricity prices in deregulated markets, see [2] for more information.

Estimate socio-economic costs and benefits

This step includes estimating the socio-economic costs and benefits for all alternatives (use cases) that have not been eliminated from the study during the performance simulation phase. As stated earlier, **all** costs, benefits and other impacts for **all** stakeholders should in principle be considered. As this might be rather challenging, some simplifications are normally needed.

For decisions in transmission or distribution grids the following socio-economic cost elements are required by the regulator to form the decision base:

- Investment costs
- Operation and maintenance costs
- Cost of electrical losses
- Cost of interruptions for the TSOs/DSOs and their customers

As only costs are included, the objective is to minimize overall network costs while satisfying relevant restrictions. (Benefits are represented as saved costs so the approach has the Character of being a cost benefit analysis rather than a cost-effectiveness analysis.)

For decisions in generation, market or electricity use oriented use cases, both socio economic costs and benefits are normally considered and the overall objective is in principle to maximize total socio economic surplus which is the sum the consumer and producer surplus. Figure 3.2 shows the consumer and producer surplus relationship with the electricity market price.

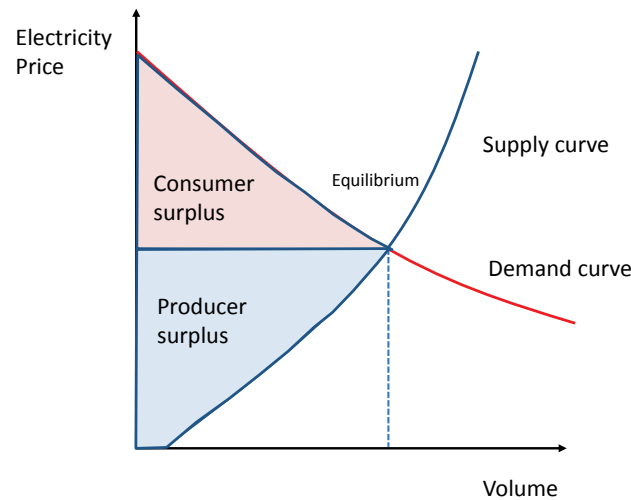


Figure 3.2 Supply demand curve.

The final step in this phase also includes a comparison and ranking of the use cases (alternatives) based on their socio economic performance (economic optimization) over the planning horizon by estimating the total net present values for all use cases.

Often *expectation values* for the different cost elements are used in this phase which means that the optimisation is based on the most probable future outcomes or scenarios. If uncertainties are not explicitly dealt with in this stage, they should be considered as described in the next paragraph.

Evaluate risks and uncertainties

Any decision where future performance is involved has some uncertainty due to the lack of complete knowledge about possible future outcomes. This fact is a source of risk and needs to be considered. The different alternatives (use cases) should thus be analysed with respect to risk by performing some kind of risk analysis process. Reference [3] gives a comprehensive introduction to risk management.

A simple approach for uncertainty treatment is to perform a sensitivity analysis:

1. Describe the uncertainties of the cost elements in the objective function by specifying pessimistic and optimistic values for the different cost elements.
2. Evaluate the impact on use case socio-economic performance and ranking using the pessimistic and optimistic values for the different cost elements estimated in step 1.
3. Evaluate possible risk reduction measures (extra investments) that might make the use cases more robust and estimate socio economic consequences and ranking impact.
4. Document sensitivity analysis findings.

Overall evaluation – Selection of use cases/alternatives

The next step comprise a final evaluation, ranking and selection of the use cases to be implemented given a set of (most ‘credible’) assumptions. The preferred alternatives are those who minimize total socio economic costs or maximize total socio economic benefits and perform well enough in all scenarios. The final evaluation may also include additional information, as for example non-monetary consequences that have not explicitly been included in the economic analysis, e.g. quality of supply, environmental or other social considerations.

Monitor and evaluate results

To improve future planning and decisions, it is recommended to monitor performance of the implemented use cases over time to evaluate to which degree the expectations are met.

3.2 Problem formulations – objective functions

As indicated in Figure 3.1 the first step in a socio-economic analysis is to describe objectives and goals. Decision criteria need to be formulated as a tool to choose among alternatives. An objective function is a mathematical formulation of such a criterion.

One definition of the term *objective function* is:

A function associated with an optimization problem which determines how good a solution is.

An objective function is for instance:

Maximize total socio-economic return on Smart Grid investments.

The corresponding objective function in mathematical terms could e.g. be on the form:

$$\text{Max } W = a(x) + b(x) + c(x) + d(x) - I(x) \quad (1)$$

where

- $a(x)$ - Economic benefits
- $b(x)$ - Environmental benefits
- $c(x)$ - Quality of supply benefits
- $d(x)$ - Safety benefits
- $I(x)$ - Investment costs

x - Vector with decision variables (x_1, x_2, \dots, x_n)

A decision variable x_i could e.g. be the capacity of a power line from A to B.

In practical cases it is often difficult if not impossible to evaluate all effects of a project in monetary terms – and different effects although cost-allocated might have a different weight and different uncertainties that make them difficult to include straight forward in an overall total cost benefit analysis. Two different approaches can be used to overcome this difficulty:

- To include certain effects as restrictions in the objective function
- To use a multi criteria approach

An example of including restrictions in the objective function could e.g. be that the voltage drop when deciding the capacity of a power line from A to B, the voltage drop should not be larger than 10%. This means that if the alternative with the lowest costs do not meet this restriction, it will not be a qualified alternative and cannot be chosen.

Multi-Criteria Decision Analysis (MCDA) is the discipline that studies methods and procedures by which concerns about multiple conflicting criteria can be formally incorporated into the management planning process. The use of MCDA in use case decision making is justified by the simple fact that not all aspects that matter (and must be considered) can be given a monetary value. When using MCDA light can be shed on which trade-offs, uncertainties and value judgments are crucial to the decision and which issues that do not matter. A practical example on using MCDA in DSO decision making can be found in [10].

Regardless of approach to design a pertinent objective function, a set of performance indicators is needed. A performance indicator is a parameter which provides information about performance. The most important performance indicators for organizations or processes are often labelled as Key Performance Indicators (KPIs). As an example Cost of Energy Not Supplied (CENS - or KILE in Norwegian) is a KPI for the TSO and the DSOs in Norway with respect to power system reliability. More information concerning performance indicators are given in chapter 4.

The performance indicators used in a decision making process will directly or indirectly be a part of the objective function. *Thus, for the evaluation of Smart Grid use cases both socio-economic decision criteria and corresponding performance indicators are needed.* As decision makers also need to evaluate corporate economic consequences, similar criteria and performance indicators might be formulated from a corporate economic perspective. One could state that it is the role of the regulator to ensure that socio-economic and corporate decision making criteria are corresponding to avoid conflicts in ranking of use cases. One example of such a regulatory intervention is the use of penalty schemes for customer interruptions. Before the CENS arrangement was introduced as a part of the income cap regulation in Norway, the TSO and the DSOs did not see customer interruption costs as a part of their corporate accounts, but after the introduction such costs are also included as a part of the utility corporate costs.

4 Smart Grid economics

4.1 Overview - relationships

Many Smart Grid use case investments can serve several purposes and multiple activities. As an example, an investment in Smart Metering is not an investment that solves only one specific task (e.g. remote reading of meters) or meets one single objective (e.g. efficient billing of customers). The smart meter can measure and report a large number of parameters which could be used in various work and decision processes within the utility. In Figure 4.1 the Smart Grid cost benefit logic is illustrated:

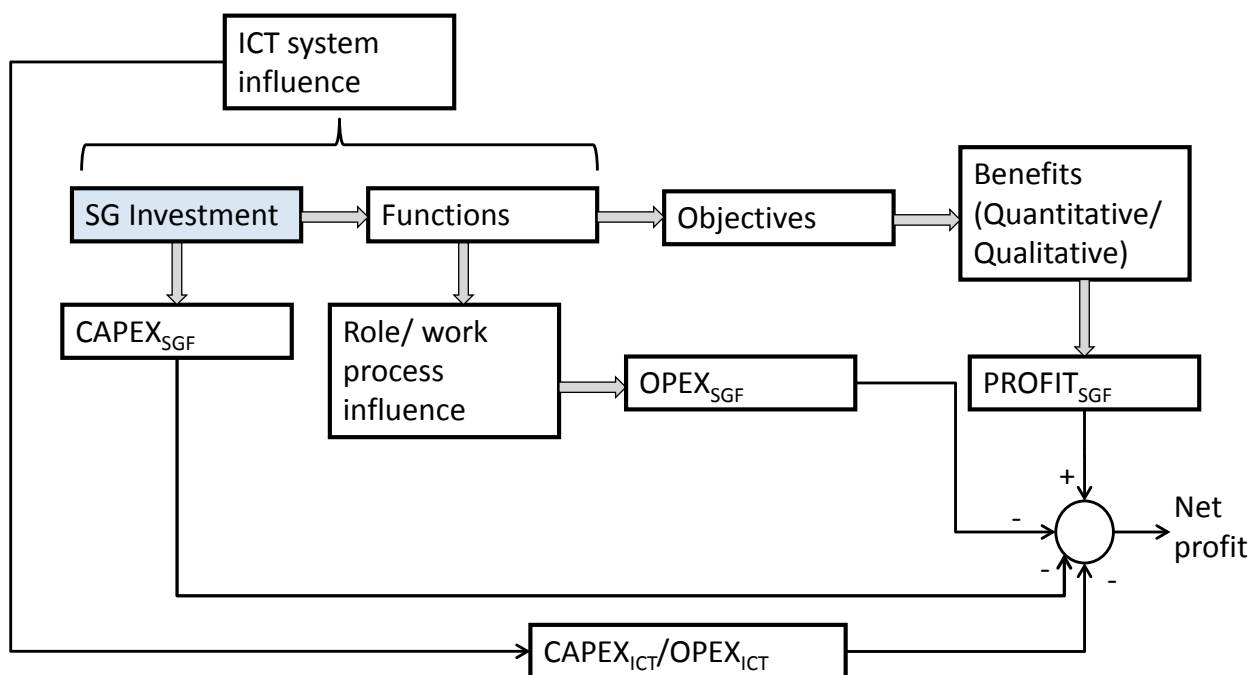


Figure 4.1 Smart Grid Economics.

The starting point of the figure is the *SG Investment* (Smart Grid Use Case Investment). The *SG Investment* is associated with capital expenditure, $CAPEX_{SGF}$ (*SGF*: acronym for Smart Grid Functions). The *SG Investment* provides one or several *Functions* (use cases) that should contribute to satisfy one or several *Objectives*. The *Objectives* are related to a set of *Benefits (Quantitative/Qualitative)* which consist of economic benefits and other performance indicators. An example of this part of the value chain is that a *Smart Grid Investment* has the *function* to fast location of faults in the distribution system which contributes to the *objective* of minimizing customer interruption consequences which *benefits* in turn are measured in reduction of CENS (Cost of Energy Not Supplied).

Summing up all benefits gives the total *Profit* of the Smart Grid Functions ($PROFIT_{SGF}$). The *Functions* implemented will have an impact on *Roles/work processes* and thus have an impact on the operational expenditures ($OPEX_{SGF}$). As information and communication technologies play a major role in the Smart Grid, this aspect is particularly addressed in the figure. *SG Investments* and *Functions* will have *ICT system influence* and hence change CAPEX and OPEX related to ICT ($CAPEX_{ICT}/OPEX_{ICT}$). So the *Net profit* might be estimated as:

$$Net\ profit = PROFIT_{SGF} - CAPEX_{SGF} - OPEX_{SGF} - CAPEX_{ICT} - OPEX_{ICT} \quad (2)$$

Note:

All expenditures (CAPX/OPEX) related to a Smart Grid Investment are by the sign convention treated as extra costs. If an investment gives OPEX reductions, the corresponding negative value should be used in (2)

Equation (2) is an objective function very much in line with the socio economic objective given by (1) in chapter 2.2.

The *Net profit* given by (2) should be interpreted as the corporate net profit compared to the "do nothing" solution i.e. not to invest in any new use case technologies. In addition to the corporate costs and benefits illustrated in Figure 4.1, a total socio-economic analysis should as mentioned in chapter 2 consider the costs and benefits for all other affected stakeholders.

4.1.1 Activity Based Costing

As the functions or use cases considered to be implemented will have an impact on roles and work processes, Activity Based Costing (ABC) might be a supporting tool for companies to estimate cost benefit impacts. ABC acknowledges that a company generally cannot manage the costs themselves to a large extent, but it can only manage what is being done and then costs will change as a consequence. In traditional cost accounting, however, the underlying assumption is that costs can be managed, but as most managers have found out the hard way - managing costs is almost impossible.

In a business organization, the ABC methodology assigns an organization's resource costs through activities to the **products and services** provided to its customers. This approach is in line with the philosophy used in the present economic regulation of DSOs in Norway by the application of Data Envelopment Analysis (DEA). In the DEA method used, the resources used to provide the DSO products in different environments are benchmarked.

One difficulty in the application of ABC in DSO decision making is the fact that the annual accounts of the companies are not normally activity based, but more cost category oriented.

Business process re-engineering (BPR) is a good framework for the investigating cost benefit consequences of larger smart grid investments like investments in Smart Metering (called AMS in Norwegian). A short introduction to BPR is given in the next chapter.

4.1.2 BPR – general principles

BPR began as a private sector technique to help organizations fundamentally rethink how they do their work in order to dramatically improve customer service, cut operational costs, and become world-class competitors. BPR is basically rethinking and radically redesigning an organization's existing resources and find if additional resources are beneficial. As stated above, the requirement to implement smart metering is providing new resources (and new tasks) to the utilities. Thus, the reengineering process is already under way.

Reengineering starts with a high-level assessment of the organization's mission, strategic goals, and customer needs. Basic questions are asked, such as "Does our mission need to be redefined? Are our strategic goals aligned with our mission? Who are our customers?" Only after the organisation rethinks what it should be doing, does it go on to decide how best to do it. [4]

Within the framework of this basic assessment of mission and goals, re-engineering focuses on the organization's business processes—the steps and procedures that govern how resources are used to create products and services that meet the needs of particular customers or markets. Re-engineering identifies, analyses, and re-designs an organization's core business processes with the aim of achieving dramatic improvements in critical performance measures, such as cost, quality, service and speed [4].

Re-engineering recognizes that an organization's business processes are usually fragmented into sub processes and tasks that are carried out by several specialized functional areas within the organization. Often, no one is responsible for the overall performance of the entire process. Re-engineering maintains that optimizing the performance of sub processes can result in some benefits, but cannot yield dramatic improvements if the process itself is fundamentally inefficient and outmoded. For that reason, re-engineering focuses on re-designing the process as a whole in order to achieve the greatest possible benefits to the organization and their customers. This drive for realizing dramatic improvements by fundamentally re-thinking how the organization's work should be done distinguishes re-engineering from process improvement efforts that focus on functional or incremental improvement.

As indicated in Figure 4.2, work processes, information needs, and technology are interdependent. When a reengineering project leads to new information requirements, it may be necessary to acquire new technology to support those requirements. It is important to bear in mind, however, that acquiring new information technology does not constitute reengineering. Technology is an enabler of process reengineering, not a substitute for it. Acquiring technology in the belief that its mere presence will somehow lead to process innovation is a root cause of bad investments in information systems.

In general process redesign should drive the acquisition of information technology, and not the other way around, but in the case of smart metering (AMS), the regulator NVE has decided that this technology should be implemented and this decision form a framework for the associated BPR process.

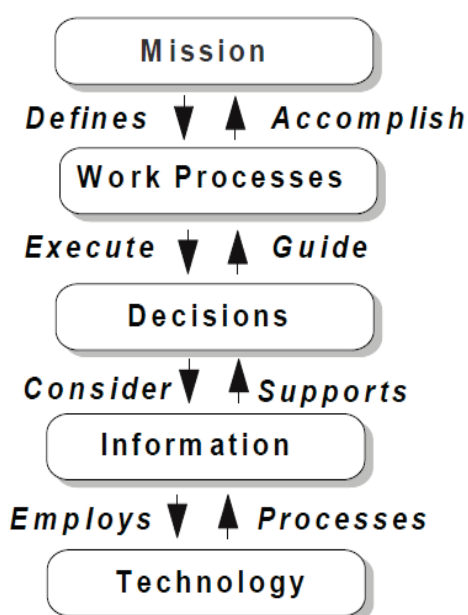


Figure 4.2 Relationship of Mission and Work Processes to Information Technology [4].

5 System boundaries

Smart Grid technologies might have many impacts as discussed in the previous chapters. Some might be quite local e.g. use cases for improvement of CENS in a distribution system. Others might have more widespread effects like use cases for the reduction of CO₂ emissions by electrification of transport which is a global issue. The evaluation of system performance depends of how system boundaries are defined and the associated boundary conditions. As national energy and power systems normally are very large, it is necessary to limit the system to analyse in detail to a manageable size. To model large systems in detail have both cost implications and data volume/data quality implications as well as the fact that to interpret results from large simulation models in general is challenging.

To reduce system size, system decomposition is a well-known technique. Figure 5.1 illustrates the principle.

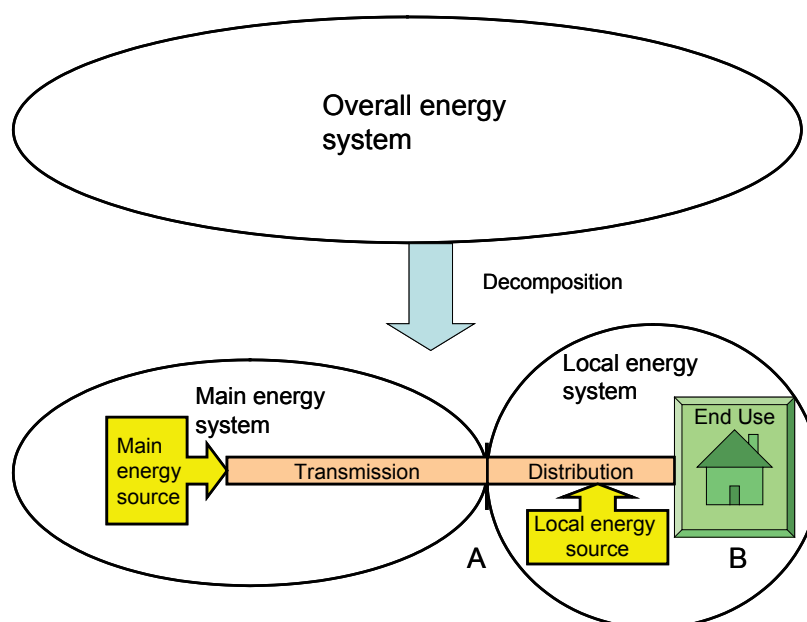


Figure 5.1 System decomposition.

The overall energy system is divided into two subsystems: The main energy system and the local energy system. The main energy system is not represented in any detail in simulation models or cost models while the local energy system is modelled to the level of detail that the study requires.

Establishing system boundaries i.e. where to place the borders between the main energy system and the local energy system is a task that should be carefully considered so that all relevant effects in are included and **avoiding double accounting of effects**.

Also energy system ownership will have an impact on where system borders are set as the asset owners normally have good data concerning their own assets while asset data from other stakeholders might be difficult to obtain.

One commonly used method to take into account the impact of local measures for other stakeholders or other parts of the energy system, is the marginal cost principle. This principle is contributing to optimize the total energy system as if it was owned and operated by one single entity and thus securing socio-economic optimal decisions. The principle is discussed in the next chapter.

6 The marginal cost principle

A very simple model of the main energy system in Figure 5.1 is to represent it by its costs of delivering energy at the system boundary - the connection point A. The energy supply cost for the energy delivered to point A from the main energy system should be set equal to the **marginal** costs of producing and transporting energy of the main energy system to point A to obtain a socio-economic optimal resource allocation between the main energy system and the local energy system. The resource allocation (the planning decisions) will then be the same as if the planner undertook the job of modelling the complete energy system shown in the upper part of Figure 5.1.

The marginal cost principle is illustrated in detail by an example given in Appendix 2 where the mechanism of optimal resource allocation is shown.

Marginal cost signals are further split in two categories:

- Short term marginal costs (STMC) - the cost of producing an extra unit in a system without considering system expansion (system investments)
- Long term marginal costs (LTMC) - the cost of producing an extra unit in a system considering system expansion (system investments)

(In the literature also short run and long run marginal costs are used with the same meaning.)

Depending on the time horizon of the analysis and whether investments are a degree of freedom in the decision making process or not, the relevant marginal cost signal should be chosen. In the long run the short term marginal costs and long term marginal costs are equal if no capital constraints exist, but if the decision problem has a short time horizon so that no capacity adjustments are possible, the STMC has to be used.

STMC and LTMC are further illustrated in Appendix 3 giving an example of how to obtain the two different marginal cost signals for a simple power line transmission or distribution system.

7 Net present expected value- time horizon – interest rate –firm currency

The power system assets usually have long expected technical lifetimes, typically 20-70 years. The evaluation horizon should thus be equally long to assess the all future effects of present investments over the life cycle of the components. Often, the costs for a use case might appear earlier than benefits. It is hence of importance to capture both effects in the analysis. Due to uncertainties like development in electrical demand and generation, new technologies, cost development etc., a reasonable compromise is an evaluation horizon of 10- 30 years depending on the investments considered in the use case and their uncertainties. As especially the benefits are uncertain, it is recommended to use the **expected values** in decision making which represents the long run expected or average outcome. The definition of the expected value is:

$$E(X) = p_1 \cdot x_1 + p_2 \cdot x_2 + p_3 \cdot x_3 + \dots \quad (3)$$

where

- X - The uncertain or random variable (e.g. benefit)
- x_i - Possible values of the variable X with associated probabilities p_i

As costs and benefits occur at different times during the evaluation horizon, the net present value (NPV) should be used. Net present value of a use case investment is the net value of the annuities of the investment cost within the period of analysis referred to the beginning of the period of analysis. This can be expressed by the following formula:

$$NPV(I_N) = I_N \cdot \varepsilon_{r,L} \cdot \lambda_{r,P-N+1} \cdot \alpha_{r,N-1} \quad (4)$$

where

- $NPV(I_N)$ - Net present value of investment I_N within the period of analysis P referred to year 1
- I_N - Nominal investment cost of I_N referred to year N
- N - Year of investment
- P - Period of analysis (no. of years)
- r - Real interest rate (%)
- L - Economical lifetime of investment I_N (no. of years)
- $\varepsilon_{r,L}$ - Annuity factor associated with interest level r and economical lifetime L
- $\lambda_{r,P-N+1}$ - Capitalization factor associated with interest level r and capitalization time $P-N+1$
- $\alpha_{r,N-1}$ - Discounting associated with interest level r and discounting time $N-1$

The principle given by (4) is shown by an example – see Figure 7.1.

Costs

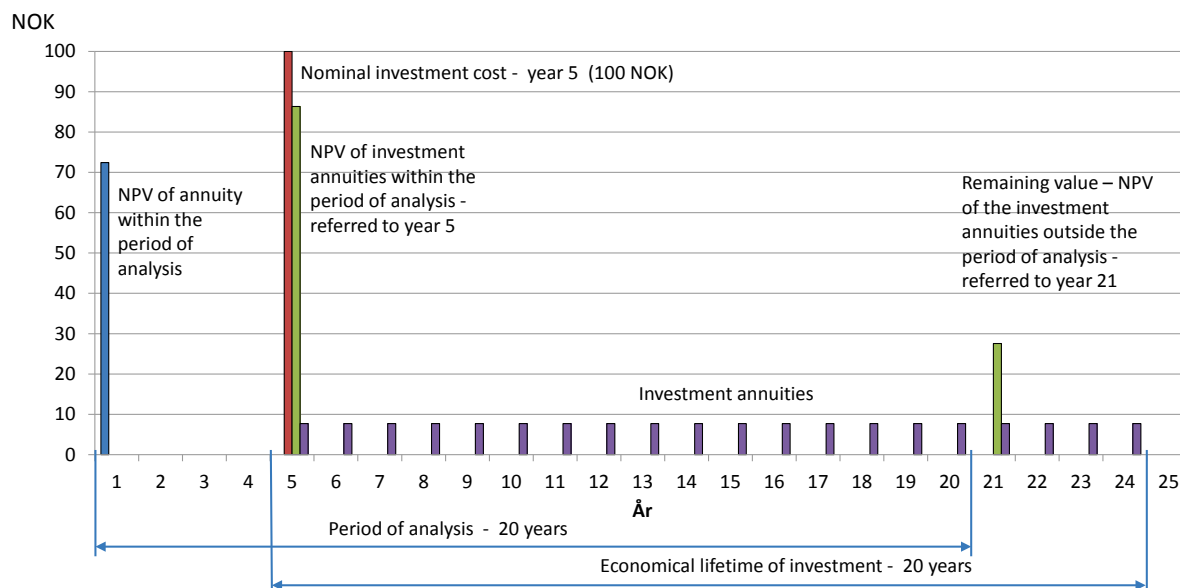


Figure 7.1 Net Present Value principle.

As use case investments also will generate income (or utilities), the net profit of a use case investment in year N will be:

$$NPV(Usecase) = \sum_{t=N}^P \frac{U_t}{(1+r)^t} - I_N \cdot \varepsilon_{r,L} \cdot \lambda_{r,P-N+1} \cdot \alpha_{r,N-1} \quad (5)$$

where

U_t - Net benefit in year ' t ' (=benefits – operational costs) generated by the investment

All costs are expressed in monetary values referred to a fixed price level e.g. price level 2014. In a socio-economic decision problem the objective is normally to rank the alternatives and to estimate if the alternatives are socio-economic profitable or not. Thus, to estimate future nominal cash flows are not necessary. By operating in real values, future estimates of inflation are not needed which in turn simplifies the analysis. Though, if uneven cost or benefit developments in real values are expected over the evaluation horizon, they should be considered. It should be noted that the interest rate used to calculate net present values contributes to decide the weight of future costs in the objective used. In net present value calculations with high interest rates, the cost contribution from years late in the evaluation period might be small and hence have limited influence on decisions. This feature is advantages as the uncertainties in the decision parameters (costs, benefits...) increase with time.

The real interest rate for socio-economic analyses in Norway is decided by the Ministry of Finance [6]. For normal projects with low or moderate risk the real interest rate recommendation is 4% which is the decomposed into:

Risk free interest rate	2%
<u>Risk premium</u>	<u>2%</u>
Real interest rate	4%

For projects with considerable systematic risk the recommended rate is 6%. The recommendations from the Norwegian regulator NVE, is a real interest rate for power and/or heat generation projects in the range of 5-6%. If more than 50% of the investments are related to environmental improvements, the real interest rate should be 4%. For grid investments the recommended real interest rate is 4,5%.

The time horizon for cost benefit evaluation depends largely on the expected economic lifetime of the technologies implemented in the use case. The economic lifetime of an investment is the period which the investment is expected to give positive benefits. By definition it is equal or shorter than the technical lifetime of the investment. An asset could be technically still being functioning, but not useful to keep if new technologies give added value. As an example, distribution transformers might be replaced before their end-of-life due to loss inefficiency compared to new low-loss transformers.

Energy infrastructure projects are generally appraised over a time horizon of 20-30 years according to [7]. In the case the use case investments include asset with different lifetime, the time horizon may be fixed to the life time of the principal assets with the renewal cost of the assets of shorter lifetime to be included as an additional cost. In case of assets with very long lifetime, the residual value of the investment should be considered if a shorter evaluation horizon is used.

In general the annuity of all investment costs **within the evaluation horizon** should be included in the net present value cost – benefit estimate in addition to the present value of the annual operating costs (OPEX).

8 Use case Cost Benefit Documentation Template

Use case: <name>			
<i>Objective:</i> <Description of purpose >			
<i>Short description:</i>			
<i>Aggregated performance</i>			
Parameter	Score	Quantity	Comment
DSO Economy			
Network user economy (load)			
Network user economy (generator)			
Network user economy (prosumers ²)			
Market stakeholder economy			
Reliability			
Voltage Quality			
Customer service			
Vulnerability			
Employee safety			
Public safety			
Environment			
Political/PR			
<i>Detailed performance/Performance indicators</i>			
Parameter	Score	Quantity	Comment
Investment costs			
O&M Costs			
Cost of losses			
CENS			
SAIFI			
SAIDI			
Customer request response time			
....			

² A prosumer has both load and generation (e.g. the Norwegian plus house arrangement)

9 Performance indicators

As shown in the template in chapter 8 and in the discussion on objective functions in chapter 3.2 performance indicators play an important role in decision making as a part of documenting use case performance.

The use of performance indicators should be linked to company values and objectives which are set by the stakeholders and translated into internal business values and criteria and applied at the different organisational levels of the company – see example from a distribution system operator (DSO) given in Figure 9.1.

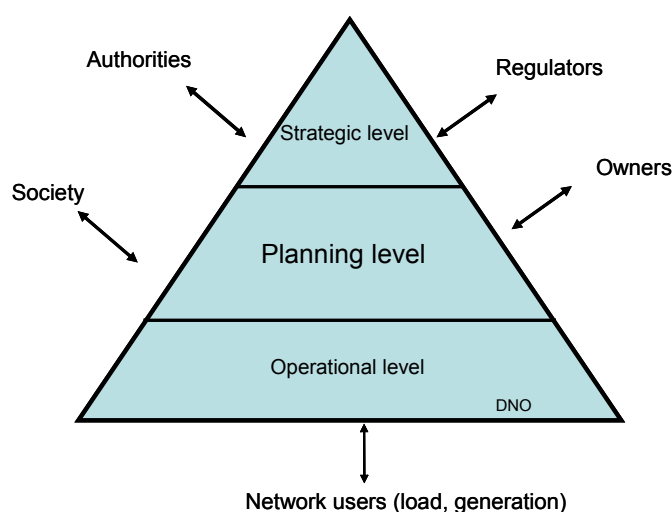


Figure 9.1 DSO Operational levels and stakeholders.

A Key Performance Indicator (KPI) is an indicator mainly used at strategic levels in a company and is often aggregated from a set of underlying performance indicators. Figure 9.2 illustrates a hierarchy of indicators and objectives related to these:

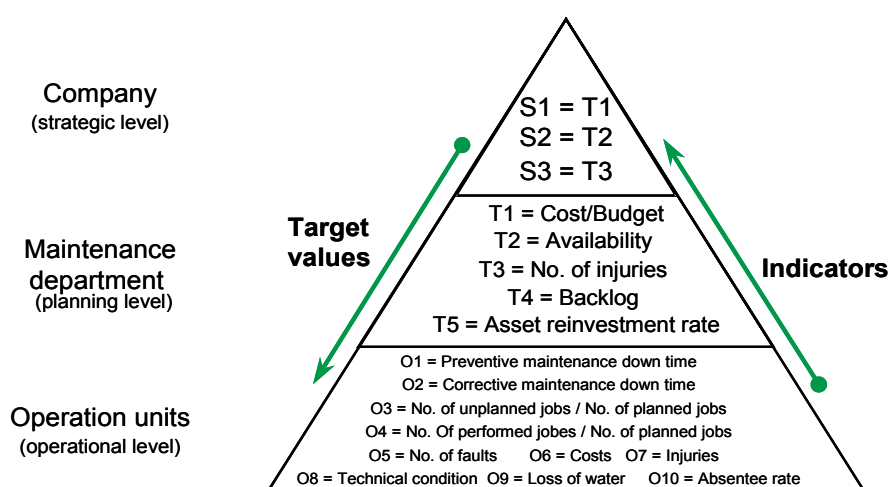


Figure 9.2 Examples of performance indicators and objectives.

Target values and objectives are often a top-down process in the organisational hierarchy of a company, while the performance indicators and input data originates at the lower organisational levels and are aggregated bottom-up as indicated in the figure.

A performance indicator could be a leading indicator which provides information about future performance or it could be a lagging indicator documenting outcomes of the past. As an example a reliability simulation tool might estimate future SAIFI values which then would be a leading performance indicator, while a fault and interruption reporting system like the Norwegian FASIT system might provide SAIFI values for the last years which in turn would be lagging performance indicators.

The indicator and the target value should have the same format and designation. An indicator might be evaluated according to acceptance criteria and/or embedded in objective functions. It shall reflect relevant conditions with acceptable use of resources.

The following questions form a checklist that should have a positive answer when evaluating a performance indicator:

- Is it performance relevant?
- Is the indicator unambiguous and well-defined?
- Is it linked to the company objectives and values?
- Are the resources required to provide the indicator proportionate to the expected benefits?
- Is it easy to use in decision processes?
- Do the users find it relevant for the chosen purpose?
- Is it accepted by involved stakeholders?
- Can the indicator be influenced by present or future control actions (or does it only give historic information)?

10 References

- [1] Smart Grids Coordination Group Technical Report Reference Architecture for the Smart Grid CEN/CENELEC/ETSI Smart Grid Coordination Group/ Mandate M/490 Version 2.0 2012-08-02.
- [2] EMPS web page: <http://www.sintef.no/home/SINTEF-Energy-Research/Project-work/Hydro-thermal-operation-and-expansion-planning/EMPS/>
- [3] Kjell Sand, Oddbjørn Gjerde, Dag Eirik Nordgård:
Current risk exposure in the distribution sector Initial study
SINTEF Energy Research, report TR A6576, October 2007.
- [4] Business Process Reengineering Assessment Guide
United States General Accounting Office, Accounting and Information, Management Division, May 1997, Version 3. <http://www.gao.gov/special.pubs/bprag/bprag.pdf>
- [5] IEC 60300-3-3 Dependability management – Part 3-3: Application guide – Life cycle costing. Second edition, IEC 2004.
- [6] Ministry of Finance memo on interest rate: Behandling av kalkulasjonsrente, risiko, kalkulasjonspriser og skattekostnad i samfunnsøkonomiske analyser. Rundskriv R-109/2005. (In Norwegian.)
- [7] Planleggingsboka, <http://www.sintef.no/Projectweb/Planbok/>
- [8] ISO/IEC 19505-2:2012 Information technology - Object Management Group Unified Modeling Language (OMG UML) - Part 2: Superstructure.
- [9] IEC PAS 62559, IntelliGrid methodology for developing requirements for energy systems, IEC January 2008.
- [10] M.D. Catrinu, D.E. Nordgård, K. Sand, J. Norhagen :
Multi-Criteria Decision Support in Distribution System Asset Management
CIRED 2007, Vienna May 2007.

Appendix 1: IEC 62559 Use Case Template

1 Description of the Use Case

1.1 Name of Use Case

<i>Use Case Identification</i>		
<i>ID</i>	<i>Area / Domain(s)/ Zone(s)</i>	<i>Name of Use Case</i>

1.2 Version Management

<i>Version Management</i>				
<i>Version No.</i>	<i>Date</i>	<i>Name of Author(s)</i>	<i>Changes</i>	<i>Approval Status</i>

1.3 Scope and Objectives of Use Case

<i>Scope and Objectives of Use Case</i>	
<i>Scope</i>	
<i>Objective(s)</i>	
<i>Related business case(s)</i>	

1.4 Narrative of Use Case

<i>Narrative of Use Case</i>
<i>Short description</i>
<i>Complete description</i>

1.5 General Remarks

<i>General Remarks</i>

2 Diagrams of Use Case

<i>Diagram(s) of Use Case</i>

3 Technical Details

3.1 Actors

Actors			
Grouping		Group Description	
Actor Name <i>see Actor List</i>	Actor Type <i>see Actor List</i>	Actor Description <i>see Actor List</i>	Further information specific to this Use Case

3.2 Triggering Event, Preconditions, Assumptions

Use Case Conditions			
Actor/System/Information/ Contract	Triggering Event	Pre- conditions	Assumption

3.3 References

References						
No.	References Type	Reference	Status	Impact on Use Case	Originator Organisation	Link

3.4 Further Information to the Use Case for Classification / Mapping

Classification Information	
Relation to Other Use Cases	
Level of Depth	
Prioritisation	
Generic, Regional or National Relation	
Viewpoint	
Further Keywords for Classification	

4 Step by Step Analysis of Use Case

4.1 Overview of Scenarios

Scenario Conditions					
No.	Scenario Name	Primary Actor	Triggering Event	Pre-Condition	Post-Condition

4.2 Steps – Scenarios

Scenario								
Scenario Name :		No. 1 - ...						
Step No.	Event	Name of Process/ Activity	Description of Process/ Activity	Service	Information Producer (Actor)	Information Receiver (Actor)	Information Exchanged	Requirements , R-ID

5 Information Exchanged

Information Exchanged		
Name of Information (ID)	Description of Information Exchanged	Requirements to information data

6 Requirements (optional)

Requirements (optional)	
Categories for Requirements	Category Description
Requirement ID	Requirement Description

7 Common Terms and Definitions

Common Terms and Definitions	
Term	Definition

8 Custom Information (optional)

Custom Information (optional)		
Key	Value	Refers to Section

Appendix 2: Marginal cost principle

As an illustration of the marginal cost principle, it is assumed that the energy customer located in point B requires an annual amount of energy, W [kWh/yr]. The demand is determined by the industrial processes in the customer's facility and is not price elastic. The energy can be supplied from the main energy system and/or it can be provided by the local energy system (micro grid concept).

The energy cost function of the main energy system is K_M while the energy cost function of the local energy system is K_L . K_L includes all costs of the local energy distribution system and the costs within the customer's premises.

Total energy supply costs are then given by

$$K_{tot} = K_M + K_L \quad [\text{NOK}] \quad (\text{A2.1})$$

where

K_M - Main energy system costs [NOK]
 K_L - Local energy system costs [NOK]

The costs are functions of the generated and transported energy of the different subsystems:

$$K_{tot} = K_M(W_M) + K_L(W_L) \quad [\text{NOK}] \quad (\text{A2.2})$$

where

W_M - Main system energy generation and transport [kWh]
 W_L - Local system energy generation and transport [kWh]

Satisfying the total energy demand gives:

$$W = W_M + W_L \quad [\text{kWh}] \quad (\text{A2.3})$$

If the total energy system had a single owner (i.e. a socio-economic approach), the objective is to minimise overall supply costs while covering the energy demand.

To illustrate the principle we simplify the decision problem to involve only one parameter 'x'. The parameter could be the ratio between local and main energy system generations and transports:

$$x = \frac{W_L}{W_M} \quad (\text{A2.4})$$

The optimal size of x is given by

$$\frac{\partial K_{tot}}{\partial x} = \frac{\partial K_M}{\partial x} + \frac{\partial K_L}{\partial x} = 0 \quad (\text{A2.5})$$

which gives:

$$\boxed{\frac{\partial K_L}{\partial x} = -\frac{\partial K_M}{\partial x}} \quad (\text{A2.6})$$

By solving (A2.6) the optimal socio economic value of 'x' is found.

It is now considered that the two parts of the energy system (the main and the local) are owned by different entities which have a corporate economic agenda. A central question is:

What price signal (tariff) should the owner of the local energy system be subjected to, so that his corporate economic decision concerning the energy ratio 'x' will be the same as if the total system was on one hand?

The corporate costs for the local energy system owner K_{Ltot} are given by:

$$K_{Ltot} = k_M \cdot W_M + K_L(W_L) \quad [\text{NOK}] \quad (\text{A2.7})$$

where

k_M - Specific cost for energy delivered at point A [NOK/kWh]

Minimising local energy system owners costs gives:

$$\frac{\partial K_{Ltot}}{\partial x} = k_M \cdot \frac{\partial W_M}{\partial x} + \frac{\partial K_L}{\partial x} = 0 \quad (\text{A2.8})$$

\Downarrow

$$\frac{\partial K_L}{\partial x} = -k_M \cdot \frac{\partial W_M}{\partial x} \quad (\text{A2.9})$$

Comparing (A2.9) with (A2.6) shows that the decision will be the same as in the single owner case if the following equation is satisfied:

$$-k_M \cdot \frac{\partial W_M}{\partial x} = -\frac{\partial K_M}{\partial x} \quad (\text{A2.10})$$

Modifying (A2.10):

$$k_M \cdot \frac{\partial W_M}{\partial x} = \frac{\partial K_M}{\partial W_M} \cdot \frac{\partial W_M}{\partial x} \quad (\text{A2.11})$$

\Downarrow

$$\boxed{k_M = \frac{\partial K_M}{\partial W_M}} \quad (\text{A2.12})$$

As (A2.12) shows: The correct price signal to reach a socio-economic solution is to set the specific price equal to the marginal costs of withdrawing an extra energy unit from the main energy system.

To have incentives to reach the socio-economic optimal decision, the local energy stakeholder should hence see a tariff that reflects the marginal costs of the main energy system.

Example:

Let the energy cost in the main and the local system be described by the following functions:

$$K_M = k_1 \cdot W_M^2 \quad [\text{NOK}] \quad (\text{A2.13})$$

$$K_L = k_2 \cdot W_L^2 \quad [\text{NOK}] \quad (\text{A2.14})$$

where

k_1 & k_2 - Constants $[\text{NOK}/\text{Wh}^2]$

The total energy demand is given by:

$$W = W_M + W_L = \text{Constant} \quad (\text{A2.15})$$

$$\Downarrow$$

$$W_L = a \cdot W$$

$$W_M = (1 - a) \cdot W$$

where

a - Part of the total energy demand supplied by the local system

What is the optimal distribution of the energy generation in the main system and in the local system? To solve this problem implies determining the optimal value of “a”.

The total energy supply costs are given by:

$$K_{tot} = k_1 \cdot W_M^2 + k_2 \cdot W_L^2 \quad [\text{NOK}] \quad (\text{A2.16})$$

$$\Downarrow$$

$$K_{tot} = k_1 \cdot (1 - a)^2 \cdot W^2 + k_2 \cdot a^2 \cdot W^2$$

The figure below shows the energy cost functions

The optimal value of “a” can be determined as follows:

$$\text{Min } K_{tot} = k_1 \cdot (1-a)^2 \cdot W^2 + k_2 \cdot a^2 \cdot W^2 \quad (\text{A2.17})$$

⇓

$$\frac{\partial K_{tot}}{\partial a} = -2 \cdot k_1 \cdot (1-a) \cdot W^2 + 2 \cdot k_2 \cdot a \cdot W^2 = 0$$

⇓

$$a_{opt} = \frac{k_1}{k_1 + k_2}$$

$$\frac{\partial K_L}{\partial a} = -\frac{\partial K_O}{\partial a} = 2 \cdot W^2 \frac{k_1 \cdot k_2}{k_1 + k_2} \quad (\text{A2.18})$$

The optimal solution a_{opt} is shown in Figure A2.1 together with the partial derivatives of the cost functions indicating also visually that requirement given in (A2.6) is fulfilled.

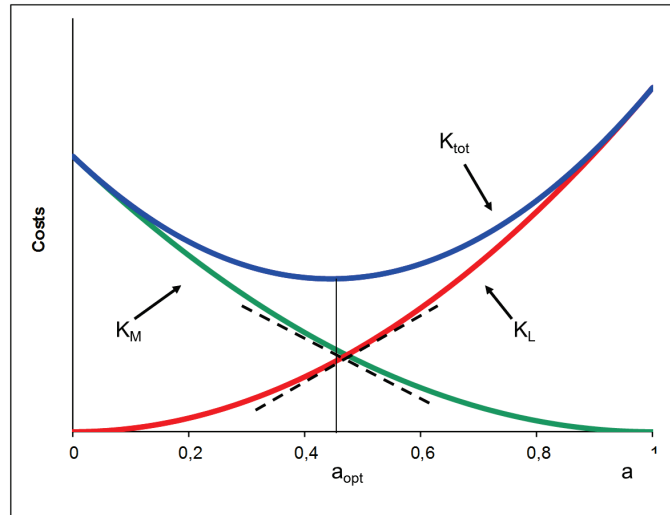


Figure A2.1 Example Energy Cost Functions.

Appendix 3: Short term versus long term marginal cost

Short and Long Term Marginal Costs might be defined as follows:

- Short term marginal costs (STMC) - the cost of producing an extra unit in a system **without considering** system expansion (system investments).
- Long term marginal costs (LTMC) - the cost of producing an extra unit in a system **considering** system expansion (system investments).

Traditionally the marginal cost signals have been applied to expanding systems, but the principle is equally applicable to non-expanding systems or even declining systems.

To evaluate benefits from Smart Grid use cases avoided network costs from e.g. distributed generation and demand-side management measures, should be evaluated using Long Term Marginal Cost signals. The difference between STMC and LTMC is illustrated using the following network example:

Given the supply situation in Figure A3.1 with a load at B fed by a power line (overhead line or cable) A-B.

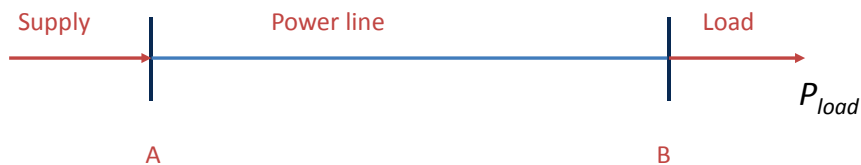


Figure A3.1 Supply situation.

Figure A3.2 shows the total costs (investment + maintenance costs + cost of losses + CENS) for three different power line capacities (cross sections) as a function of the peak power demand. ① is the power line with the smallest capacity and have lowest investment costs. (Investment costs are largely given by the y-axis crossing of the cost functions.)

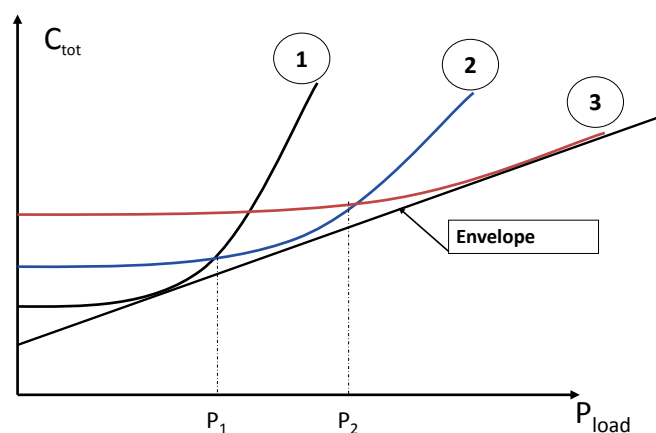


Figure A3.2 Total costs as a function of peak load demand.

The cost function (including load electricity costs and grid costs) for a given capacity (cross section) can be expressed by:

$$C_{tot} = k_W \cdot P_{load} \cdot T_{load} + aP_{load}^2 + b \cdot P_{load} + c \quad [\text{NOK}] \quad (\text{A3.1})$$

where

P_{load}	– Peak power load	[kW]
k_W	– Specific electricity cost	[NOK/kWh]
T_{load}	– Load utilisation time	[h]
a	– Electrical power losses coefficient	[NOK/kW ²]
b	– Customer outage cost coefficient	[NOK/kW]
c	– Investment and operating costs for the power line	[NOK]

The Short Term Marginal Cost, STMC, at point B for the different alternatives “i” is found by derivation of the different cost functions:

$$STMC_i = \frac{\partial C_{toti}}{\partial P_{load}} = k_W \cdot T_{load} + 2 \cdot a_i \cdot P + b_i \quad (\text{A3.2})$$

As the Long Term Marginal Cost, LTMC, considers system investments i.e. optimal system capacity, the LTMC can be approximated by the linear envelope curve shown in Figure A3.2.

$$LTMC = \frac{\partial C_{tot'}}{\partial P_{load}} = k \quad (\text{A3.3})$$

where k is the gradient of the linear envelope curve. STMC and LTMC are shown in Figure A3.3:

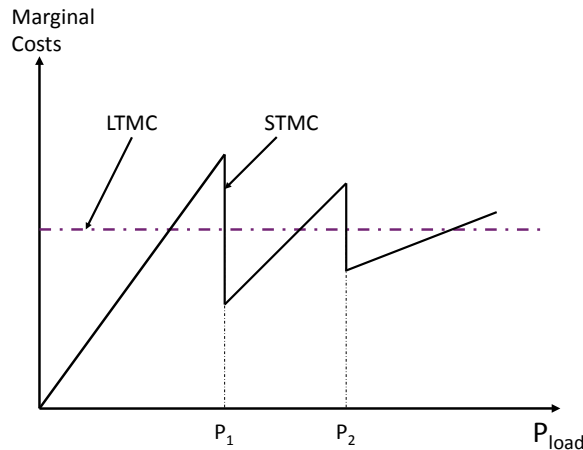


Figure A3.3 LTMC and STMC as function of peak load.

As shown in Figure A3.3, LTMC is independent of peak power demand in this example and hence a more stable cost signal than STMC. This might however not be a general fact, but related to the assumptions used in this example.

When estimating marginal costs, especially long term marginal costs, it is essential which cost elements to include. A life cycle costing approach is deemed to be relevant from a socio-economic point of view. This approach takes into account energy and material flows “from the cradle to grave”. The IEC definition (*IEC 60300-3-3 Dependability management – Part 3-3: Application guide – Life cycle costing*) [5] gives the following definitions:

Life cycle costing: process of economic analysis to assess the life cycle cost of a product over its life cycle or a portion thereof

Life cycle cost (LCC): cumulative cost of a product over its life cycle

Life cycle: time interval between a product’s conception and its disposal

From a Smart Grid evaluation point of view, it is necessary to evaluate benefits and costs within a minimum time horizon to take into account all relevant impacts.



Teknologi for et bedre samfunn

www.sintef.no