

■ www.sintef.no ■



SINTEF Energiforskning AS

Postadresse: 7465 Trondheim
Resepsjon: Sem Sælands vei 11
Telefon: 73 59 72 00
Telefaks: 73 59 72 50

<http://www.energy.sintef.no>

F. nr.: NO 939 350 675

TEKNISK RAPPORT

SAK/OPPGAVE (tittel)

Usikkerhet forbundet med estimering av ikke levert energi

SAKSBEARBEIDER(E)

Knut Samdal

KSa

OPPDAGSGIVER(E)

Energiforsyningens fellesorganisasjon

TR NR.	DATO	OPPDAGSGIVER(E)S REF.	PROSJEKTNR.
TR A5092	1999-12-13	Stig Fretheim	13X062.06
ELEKTRONISK ARKIVKODE		PROSJEKTANSVARLIG (NAVN, SIGN.)	GRADERING
J:\dok\12\ksa\99006209.doc		Einar Jordanger <i>EJ</i>	Åpen
ISBN NR.	RAPPORTTYPE	FORSKNINGSSJEF (NAVN, SIGN.)	OPPLAG SIDER
82-594-1695-6	3	Petter Støa <i>PSt</i>	65
AVDELING	BESØKSADRESSE	LOKAL TELEFAKS	
Kraftnett	Sem Sælandsvei 11	73 59 72 50	

RESULTAT (sammendrag)

Rapporten beskriver usikkerhet knyttet estimering av ikke levert energi for leveringspunkt i kraftnett.

Ikke levert energi er definert som "Beregnet mengde energi som ville ha blitt levert til sluttbruker dersom avbruddet ikke hadde inntruffet". Metoden er derfor basert på å fastlegge forventet lastprofil for leveringspunktet i det tidsrommet avbruddet varer. ILE beregnes som arealet under forventet lastkurve. Forventet belastning kalibreres eventuelt med målte verdier i nettet i timene før avbrudd inntreffer.

Det forventes at en standardisert metode for estimering av ILE vil kreves innført fra 2000-01-01 i forbindelse med rapportering av feil- og avbruddstall til NVE, og vil være basis for en kommende KILE-ordning (kvalitetsjustering av inntektsrammen ved ikke levert energi). Metoden er beskrevet i FASIT-kravspesifikasjon, versjon 1999-01-01.

I rapporten identifiseres hvilke faktorer som påvirker usikkerhet knyttet til:

- Avbruddsregistrering/avbruddssimulering
- Metodikk
- Generelle lastprofil
- Egne lastprofil

Alle identifiserte faktorer er vurdert kvantitativt der mulig, ellers gjennom en kvalitativ vurdering.

Rapporten inneholder også en kort beskrivelse av belastningsundersøkelser i Finland og Sverige.

STIKKORD

EGENVALGTE	Ikke levert energi	Lastprofil
	Usikkerhet	FASIT

SAMMENDRAGSRAPPORT

1 OPPSUMMERING - AVBRUDDSSREGISTRERING/AVBRUDDSSIMULERING

Følgende problemstillinger vedrørende avbruddsregistrering/avbruddssimulering er belyst:

- Samspill mellom aktuelle dataverktøy
- Oppdatert koblingsbilde
 - Hvilke rapporteringspunkt berøres
 - Hvilke sluttbrukere berøres
 - Tidspunkt for utfall/gjeninnkobling
 - Fordeling av ikke levert energi

De viktigste konklusjonene er:

- Det stilles pr dato krav til at avbruddsregistrering / avbruddssimulering skal gjøres på bakgrunn av et oppdatert koblingsbilde, og det antas derfor at det ikke knytter seg noen usikkerhet til dette.
- Det eksisterer usikkerhet knyttet til å kunne vite hvilke sluttbrukere som er tilkoblet de forskjellige rapporteringspunkt på et vilkårlig tidspunkt, men denne usikkerheten varierer sterkt fra nettselskap til nettselskap og lar seg vanskelig kvantifisere på generelt grunnlag.
- En feilaktig fordeling av årsenergien i et rapporteringspunkt vil medføre feilestimat i ikke levert energi for alle avbrudd som inkluderer det aktuelle rapporteringspunktet, både pr avbrudd og pr år.
- Bruk av skjønnsmessige vurderinger av årsenergiens fordeling på de ulike lastkategorier i et rapporteringspunkt bidrar i noen grad til usikkerhet knyttet til estimering av ILE for rapporteringspunktet totalt sett, men har stor betydning for usikkerheten knyttet til ILE pr lastkategori i rapporteringspunktet.
- Bruk av skjønnsmessige vurderinger av årsenergiens fordeling på de ulike lastkategorier i et rapporteringspunkt bidrar i noen grad til usikkerhet knyttet til beregning av KILE-beløp for rapporteringspunktet totalt sett (dette forsterkes av at forholdet mellom KILE-satsene for de to kostnadskategoriene er ca 1:18).

2 OPPSUMMERING – METODIKK

Følgende problemstillinger vedrørende anbefalt metodikk for estimering av ikke levert energi [1] er belyst:

- Tilnærmet beregning basert på timeverdier
- Betydningen av å ta hensyn til lastkurvens gradient (gjelder intervall av varighet < 1 time)
- Kalibrering mot målte verdier
 - Hvilke målinger bør benyttes?
 - Metodikk for kalibrering
- 30 minutters regel

De viktigste konklusjonene er:

- For alle intervall av varighet lik 1 time vil midlere timeverdi være sammenfallende med forventningsverdien.
- Ved å neglisjere den forventede lastkurves gradient, anslås at man i verste fall kan komme til å innføre en feilestimering av total ILE på landsbasis med inntil 5 % pr år. For enkeltavbrudd kan man imidlertid risikere betydelige feilestimat.
- Måleutrustningen benyttet i det norske kraftsystemet har så høy nøyaktighet at denne kun i svært liten grad vil bidra til usikkerhet ifm estimering av ILE.
- Bruk av en enkelt momentanverdimåling til å kalibrere forventet lastnivå vil kunne medføre betydelig feilestimat av ILE pr avbrudd da momentanverdien kan avvike betydelig fra forventningsverdien innenfor en time.
- Bruk av lastmåling etter gjeninnkobling vil kunne medføre betydelig overestimat av ILE pr avbrudd da effekten ved gjeninnkobling kan være betydelig høyere enn forventningsverdien for det samme tidsrom (dersom avbruddet ikke hadde inntruffet).
- Målt midlere effekt for siste time(r) før avbrudd inntreffer vil være sammenfallende med forventningsverdien for samme tidsrom, og er i tråd med definisjonen av ILE [2].

- Til kalibrering av lastnivå anbefales å benytte målt midlere effekt for siste time(r) før avbrudd, eventuelt gjennomsnittet av flere påfølgende momentanverdier logget i siste time(r) før avbrudd.
- Metodikk for kalibrering av forventet lastnivå som er beskrevet i [1] er i tråd med definisjonen av ILE, og forventes å bidra i liten grad til usikkerhet.
- 30 minutters regelen (se kapittel 3.4) medfører at årlig ILE blir estimert noe for høyt (antas å være marginalt).
- 30 minutters regelen medfører at ILE pr avbrudd kan bli betydelig overestimert.

3 OPPSUMMERING – GENERELLE LASTPROFIL

Følgende problemstillinger vedrørende de generelle lastprofil beskrevet i [1] er belyst:

- Spredning – generelle lastprofil
- Temperaturseriens innvirkning på forventet lastnivå
- Døgnmiddeltemperatures innvirkning på forventet lastforløp
 - Døgnmiddeltemperatur for hvilket døgn?
- Betydning av å tilordne sluttbrukere riktig lastprofil

De viktigste konklusjonene er:

- Metoden benyttet for representasjon av de generelle lastprofilene har vist seg å ha følgende svakheter:
 - Tar ikke hensyn til metningsfenomener (lineært forløp uansett temperatur)
 - Tar ikke hensyn til tidsforskyvning av last (f eks ved langvarige kuldeperioder)
 - Kan gi negativ effekt ved ekstreme temperaturer
 - Vil kunne gi sprang i lasten ved overgang mellom de fire definerte perioder (høylast/lavlast, hverdag/helg)
 - Ved tilknytning av nye sluttbrukere, må årsenergi for siste år stipuleres.

- Pga det store antall målinger som ligger til grunn for de generelle lastprofil er 95% konfidensintervall svært snevre (med unntak av industrilast), slik at usikkerheten knyttet til det enkelte profil er liten.
- Belastningskurvene for forskjellige industrityper er de som er av dårligst kvalitet pga at det er foretatt forholdsvis få målinger på belastninger innen disse gruppene.
- De generelle lastprofilene baseres på sluttbrukere med hovedsakelig elektrisk oppvarming. Sluttbrukere med andre oppvarmingskilder (f eks fjernvarme) vil kunne ha et annet forbruksmønster.
- Ikke alle typer forbruk lar seg beskrive særlig godt ved de generelle lastprofilene. Eksempler er veglys og hytter/fritidsboliger.
- Det fremgår at bruk av lokale temperaturserier kan ha betydelig innvirkning på beregning av årsenergien for "normalsluttbrukeren".
- Det fremgår at hvilken døgnmiddeltemperatur som benyttes kan ha betydelig innvirkning på beregning av forventet last i en gitt time.
- Det er svært viktig at kunder/kundegrupper blir tilordnet det lastprofil som best beskriver deres forbruksmønster.
- Kunder/kundegrupper som faller utenfor de generelle lastprofilene bør representeres med egne lastprofil der man har et tilstrekkelig dataunderlag tilgjengelig.

4 ANBEFALINGER

- Anbefalinger vedrørende krav til generelle lastprofil (inkl. krav til temperaturdata)
- Anbefalinger vedrørende krav til egne lastprofil
- Anbefalinger vedrørende krav til måleverdier (for kalibrering)

Anbefalingene er sett i lys av eksisterende og fremtidige krav til feil - og avbruddsrapportering, samt fremtidig KILE-ordning. I tillegg må det tas hensyn til andre anvendelsesområder der lastmodellering inngår.

Generelt

Skjønnsmessig fordeling av årsenergi pr rapporteringspunkt anbefales ikke, da dette innfører usikkerhet i forhold til årsenergiens faktiske fordeling.

Bruk av gradienten til det forventede lastforløp anbefales benyttet, da dette bidrar til en signifikant forbedring i estimering av ILE, spesielt for avbrudd av varighet < 1 time.

Det anbefales at målte verdier benyttes for kalibrering av estimert forventningsverdi i de tilfeller at disse måleverdier er av følgende art:

1. Midlere timeverdi(er) siste time(r) før avbrudd inntre
2. Flere momentanverdier siste time(r) før avbrudd inntre.

Sistnevnte må brukes med skjønn, og må gi et tilstrekkelig godt bilde av faktisk lastnivå før avbrudd inntre.

30 minutters regelen medfører en systematisk overestimering av ILE, og anbefales ikke brukt.

Sluttbrukere/grupper av sluttbrukere som ikke lar seg beskrive på en tilstrekkelig god måte ved bruk av generelle lastprofil anbefales representert ved egne lastprofil, der det tilgjengelige dataunderlag er tilstrekkelig.

Generelle lastprofil

Kvaliteten på de generelle lastprofilene bør bedres (gjelder spesielt lastprofil for industrilast). I tillegg bør det vurderes å etablere flere enn de eksisterende 11 lastprofil. Dette fordrer et mer omfattende måldataunderlag enn det som pt er tilgjengelig hos SINTEF Energiforskning.

Temperaturserier bør i så stor utstrekning som mulig gjenspeile det faktiske klima på aktuell lokalitet. Man bør mao benytte det tilgjengelige temperaturpunkt som best beskriver de lokale klimaforhold, enten ved egne målinger eller ved bruk av måleserier fra DNMI.

Det anbefales at døgnmiddeltemperatur for bruk under estimering av ILE er for aktuelt døgn, og ikke kun det døgn som avbruddet oppstod (gjelder for avbrudd som strekker seg over flere døgn).

Egne lastprofil

Bruk av målte timeverdier uten noen statistisk behandling anbefales ikke benyttet.

For å oppnå en tilstrekkelig statistisk gyldighet av egne lastprofil anbefales at disse bygger på minimum ett år med timesmålinger. Dette er imidlertid kun gyldig i det tilfellet at det beregnede profil skal benyttes i det punkt der målingene faktisk er tatt opp.

Egne lastprofil anbefales representert ved fire uavhengige lastprofil (års-, og døgnvariasjon for hhv hverdag, lørdag og søn-/helgedag) referert midlere effekt (årsenergi/8760 timer). Dette er imidlertid kun gyldig i det tilfellet at det beregnede profil skal benyttes i det leveringspunkt der målingene faktisk er tatt opp.

Anbefalinger til videre arbeid

Det bør foretas en utvidelse av den tilgjengelige måleverdidatabasen ved SINTEF Energiforskning. Dette kan f eks gjøres ved innsamling fra timemålte næringskunder hos netteiere. Som en konsekvens vil man bli i stand til å heve kvaliteten på de eksisterende generelle lastprofil samt å utvikle nye.

Med en mer omfattende måleverdidatabase tilgjengelig bør det foretas en vurdering av hvilken lastrepresentasjon som er best egnet (pr sluttbruker og pr sluttbrukergruppe). Med dette menes identifisering av hver sluttbruker som en sum av "delbelastninger", hver med sine karakteristika (eks oppvarming, belysning, datautstyr, prosessanlegg osv). Herunder bør det også utredes hvorledes reservekraft skal hensyntas under estimering av ILE.

Utifra det eksisterende dataunderlaget må en fortsatt forholde seg til den representasjon som de generelle profilene er på ($A \cdot T + B$), men det bør undersøkes nærmere om en kan kvalitetssikre bruken av disse ved enkle midler (innføring av representasjon av ferie mm).

Det bør avklares hvordan de generelle lastprofil i fremtiden bør oppdateres og distribueres.

INNHOLDSFORTEGNELSE

	Side
SAMMENDRAGSRAPPORT	2
1 USIKKERHET KNYTTET TIL IKKE LEVERT ENERGI	9
2 AVBRUDDSDSSIMULERING/AVBRUDDSSIMULERING	10
2.1 GENERELT	10
2.2 FORDELING AV IKKE LEVERT ENERGI	11
3 METODIKK	16
3.1 TILNÆRMET BEREGNING BASERT PÅ TIMEVERDIER	16
3.2 GRADIENTENS BETYDNING VED ESTIMERING AV ILE	17
3.3 KALIBRERING MOT MÅLTE VERDIER	19
3.4 30 MINUTTERS REGEL	25
4 GENERELLE LASTPROFIL	27
4.1 BAKGRUNN	27
4.2 USIKKERHET – GENERELLE LASTPROFIL	31
4.3 TEMPERATURSERIENS INNVIRKNING PÅ FORVENTET LASTNIVÅ ..	34
4.4 DØGNMIDDELTEMPERATURENS INNVIRKNING PÅ FORVENTET LASTFORLØP	35
4.5 BETYDNING AV Å TILORDNE SLUTTBRUKER RIKTIG LASTPROFIL.	38
5 EGNE LASTPROFIL	40
5.1 TEMPERATURAVHENGIG LAST	41
5.2 RELATIVE LASTPROFIL - 1	43
5.3 RELATIVE LASTPROFIL - 2	45
5.4 RELATIVE LASTPROFIL – 3	47
5.5 RELATIVE LASTPROFIL – 4	50
5.6 TIDSSERIER	52
5.7 SAMMENLIGNING	53
5.8 ANVENDELSE AV ANBEFALT REPRESENTASJON	58
6 INTERNASJONALE UNDERSØKELSER	59
6.1 FINLAND	59
6.2 SVERIGE	60
REFERANSER	61
VEDLEGG 1: KALIBRERING MOT MÅLTE VERDIER	63
VEDLEGG 2: BETYDNING AV Å TA HENSYN TIL LASTKURVENS GRADIENT	64
VEDLEGG 3: FINSK LASTKATEGORI-INNDELING	65

1 USIKKERHET KNYTTET TIL IKKE LEVERT ENERGI

Det er i [1] beskrevet en metode for estimering av ILE. Denne rapporten inneholder kvantitative og kvalitative vurderinger av usikkerhet forbundet med de ulike parametre som bestemmer ILE.

Estimering av ILE vil alltid være heftet med en del usikkerhet. Dette skyldes det faktum at størrelsen ILE ikke er målbar, og at en derfor må nøye seg med å estimere en forventet størrelse ILE.

Koblingsbildet i nettet vil være av stor betydning, da dette er avgjørende for hvilke sluttbrukere som er berørt av det aktuelle avbruddet, og som dermed skal inngå i estimering av ILE. Beregning av årsenergi og lastsammensetning for et leveringspunkt bør foretas ut fra det aktuelle koblingsbildet.

Forutsatt at det er fastlagt hvilke leveringspunkt og hvilke sluttbrukere som er berørt antas følgende momenter å få størst innflytelse på resultatet:

- Faktisk lastnivå kontra beregnet forventet lastnivå
- Faktisk lastprofil (kurveform) kontra beregnet forventet lastprofil

Det første punktet kan til en viss grad ivaretas utfra årsenergien (årsenergi/8760 timer vil være forventningsverdien for lasten det aktuelle år) for en sluttbruker, eller en gruppe av sluttbrukere, og en ytterligere forbedring i beregning av forventet lastnivå kan oppnås dersom det finnes målinger i tiden før avbrudd oppstod.

For det andre punktet ovenfor vil man måtte forholde seg til generelle lastprofil der egne ikke er tilgjengelige. Bruk av slike profiler forutsetter at de er representative for aktuelle sluttbrukere og leveringspunkt. De vil gi et forventet lastforløp for den aktuelle lastkategori, og dersom egne lastprofil ikke finnes vil slike generelle lastprofil være den beste informasjonskilden som er tilgjengelig.

2 AVBRUDDSDATAREGISTRERING/AVBRUDDSSIMULERING

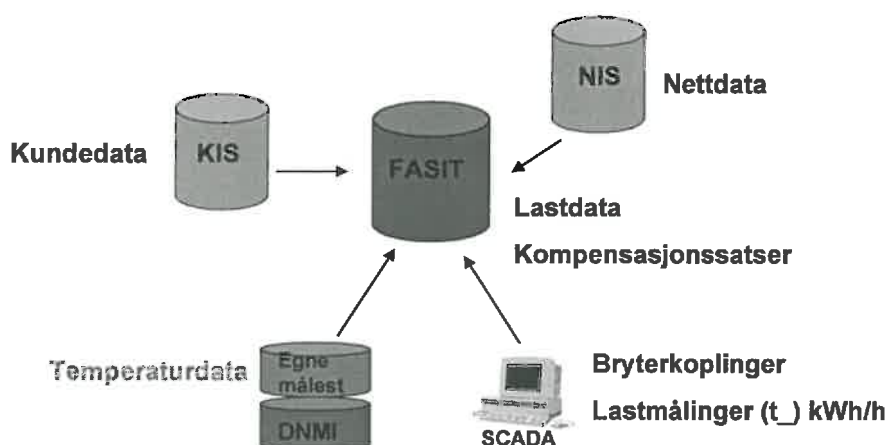
2.1 GENERELT

For å være i stand til å estimere ILE for et avbrudd er man avhengig av detaljert informasjon om det aktuelle koblingsbildet idet avbruddet inntraff, og under avbruddet. Denne informasjonen inkluderer:

- Hvilke leveringspunkt er berørt
 - hvilke sluttbrukere ligger under hvilke leveringspunkt
- Tidspunkt for utfall/gjeninnkobling (både for leveringspunkt og sluttbrukere)

I kravspesifikasjon for FASIT [14-16] stilles det krav om at avbruddsregistrering skal gjøres på bakgrunn av et oppdatert koblingsbilde, og det antas derfor at det ikke knytter seg noen usikkerhet til dette.

Den nødvendige informasjonsmengden vil måtte hentes fra forskjellige systemer i nettselskapet, og er eksemplifisert i figur 1. For at informasjonsflyten skal kunne foregå på en rasjonell måte, med minimal bruk av ressurser, fordrer dette en sterk interaksjon mellom de involverte systemene.



Figur 1 Funksjonalitet for beregning av ILE (og KILE)

Hvilken usikkerhet som knytter seg til denne informasjonshenting vil variere sterkt fra selskap til selskap, alt avhengig av det enkelte selskaps måte å løse oppgaven på. Denne usikkerheten vil ikke bli kvantifisert her, men det påpekes at den eksisterer.

Konklusjoner:

- Det stilles pr dato krav til at avbruddsregistrering / avbruddssimulering skal gjøres på bakgrunn av et oppdatert koblingsbilde (hvilke leveringspunkt er berørt), og det antas derfor at det ikke knytter seg noen usikkerhet til dette.
- Det eksisterer usikkerhet knyttet til å kunne vite hvilke sluttbrukere som er tilkoblet de forskjellige leveringspunkt på et vilkårlig tidspunkt, men denne usikkerheten varierer sterkt fra nettselskap til nettselskap og lar seg vanskelig kvantifisere.

Se også punkt om skjønnsmessig fordeling av lastsammensetning, kapittel 2.2.

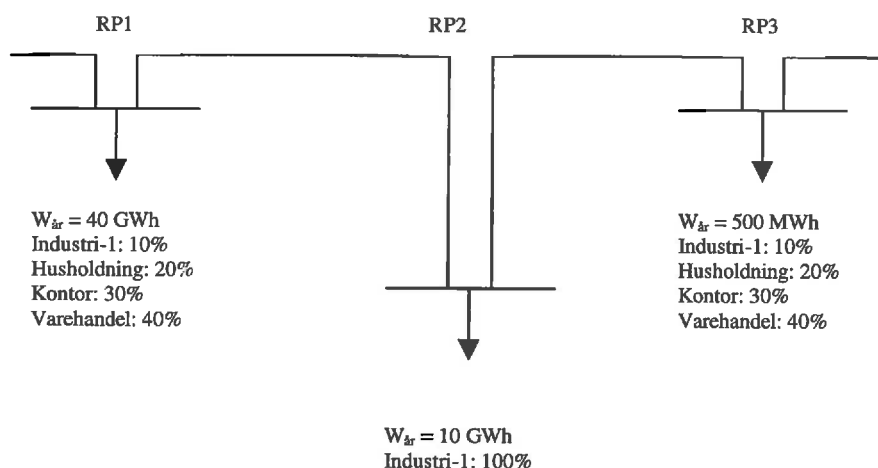
2.2 FORDELING AV IKKE LEVERT ENERGI

I forslag til regelverk for kompensasjon for ikke levert energi [10] gis det rom for at netteier i første omgang kan basere fordelingen av årsenergien i et rapporteringspunkt på en skjønnsmessig vurdering dersom eksakt informasjon ikke kan fremskaffes:

"I en overgangsperiode på tre år kan total beregnet mengde ikke levert energi fordeles skjønnsmessig etter kundegruppens andel av samlet mengde levert energi. Etter dette vil det kreves at mengde ikke levert energi pr rapporteringspunkt fordeles på sluttbrukere pr rapporteringspunkt."

Dersom man under en skjønnsmessig vurdering tildeler et eller flere av rapporteringspunktene en feilaktig fordeling av årsenergien vil dette kun påvirke ILE for det eller de aktuelle punkt. Hvor stor unøyaktighet man vil innføre ved å benytte en slik skjønnsmessig vurdering er vanskelig å fastslå, men det vil være rimelig å anta at denne vil kunne være relativt stor for enkeltpunkter. Dette avhenger selvfølgelig sterkt av hvor stor lokalkunnskap vedkommende person(er) som skal vurdere dette har.

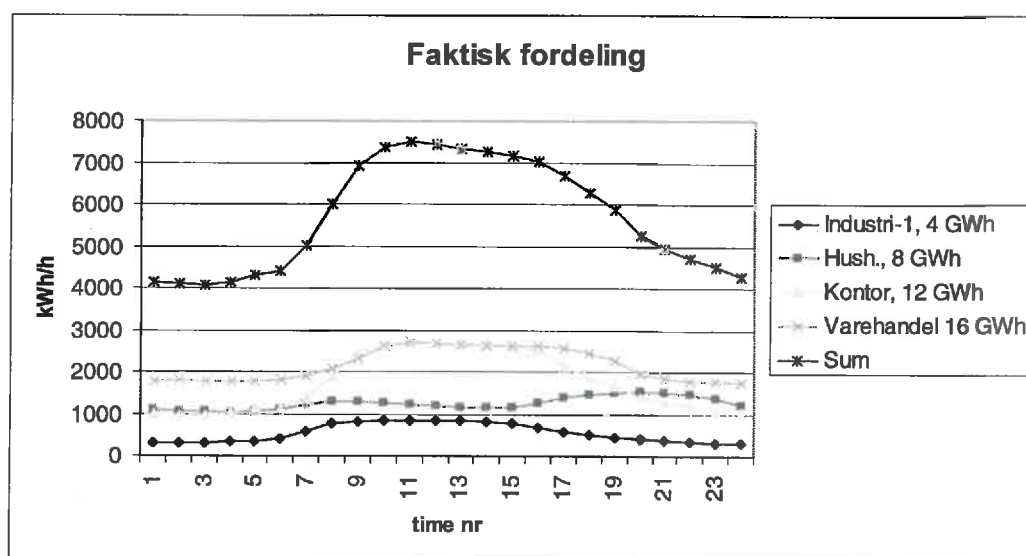
For å kartlegge hvilke konsekvenser dette får for estimering av ILE er fordelingen mellom kundegrupper beregnet for et eksempelnett både utifra den faktiske fordelingen pr rapporteringspunkt og basert på en skjønnsmessig fordeling. I Figur 2 er den faktiske fordelingen vist for tre rapporteringspunkt.



Figur 2 Eksempelnett med faktisk fordeling av årsenergi pr rapporteringspunkt.

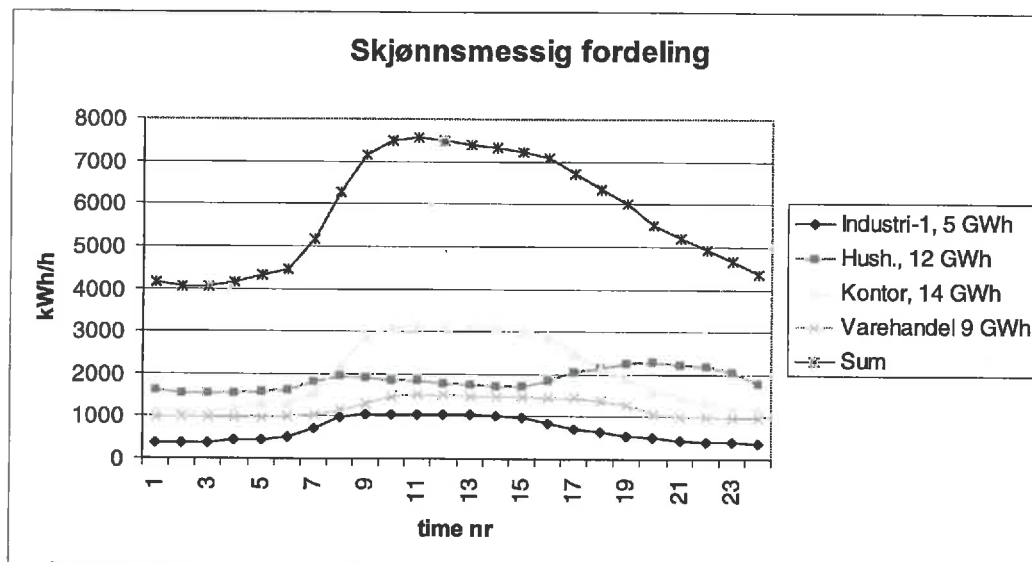
Hvilke konsekvenser en slik skjønnsmessig fordeling kan medføre er illustrert i det følgende:

I rapporteringspunkt 1 i Figur 2 medfører bruk av generelle lastprofil og den faktiske fordelingen mellom lastkategoriene [1] følgende forventet lastforløp over døgnet (høylast, hverdag, døgnmiddeltemperatur = $0,8 \text{ }^{\circ}\text{C}$):



Figur 3 Forventet lastforløp ved faktisk fordeling mellom generelle lastprofil, høylast, hverdag døgnmiddeltemperatur = $0,8 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

Ved å basere årsenergiens fordeling på en skjønnsmessig fordeling mellom de ulike lastkategoriene kan det tenkes at man kommer frem til følgende resultat:

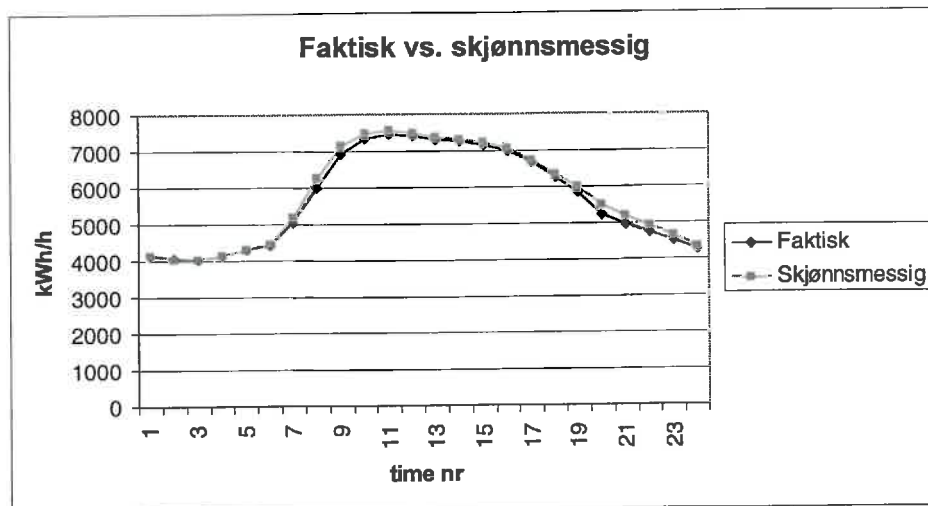


Figur 4 Forventet lastforløp ved skjønnsmessig fordeling mellom generelle lastprofil, høylast, hverdag døgnmiddeltemperatur = 0,8 °C.

Selv om det i eksemplet er innført store forskjeller mellom faktisk andel av årsenergien og den skjønnsmessige vurderingen, får dette liten innvirkning på den forventede lastkurven for rapporteringspunktet totalt sett (dette er selvfølgelig svært avhengig av hvor homogene lastkategoriene er):

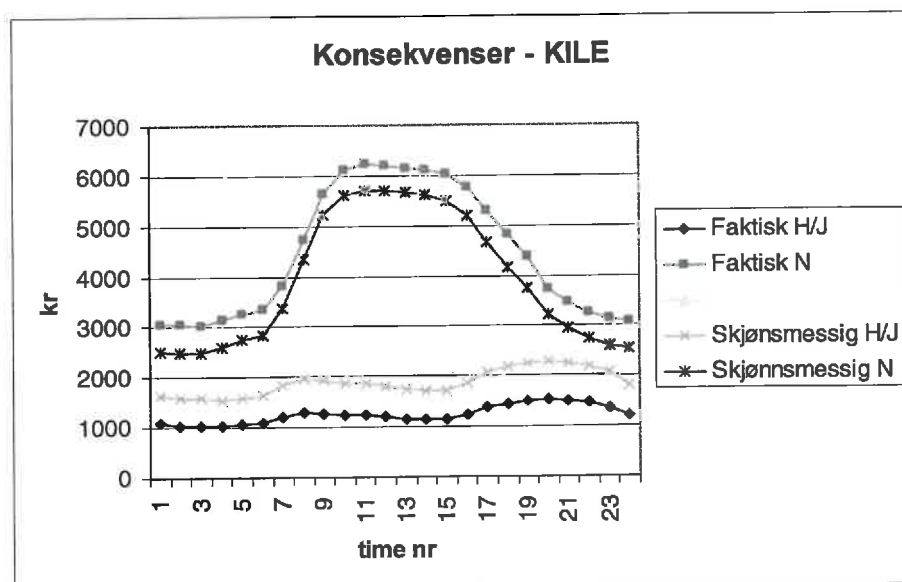
Tabell 1 Sammenligning mellom faktisk og skjønnsmessig fordeling.

	Faktisk fordeling [GWh]	Skjønnsmessig fordeling [GWh]	Prosentvis avvik pr lastkategori [%]
Industri-1	4	5	+ 25
Husholdning	8	12	+ 50
Kontor	12	14	+ 17
Varehandel	16	9	- 44



Figur 5 Sammenligning forventet lastforløp basert på faktisk og skjønnsmessig fordeling.

Ser man derimot på hvilken innvirkning denne endringen i fordeling har på en fremtidig KILE – ordning blir bildet et annet:



Figur 6 Sammenligning KILE – beløp basert på faktisk og skjønnsmessig fordeling.

Med de KILE-satser som ble foreslått i [10] vil resultatet for et ikke varslet avbrudd i eksemplet i timene 7, 8 og 9 (kl 06.00-09.00) være:

Tabell 2 Sammenligning KILE – beløp basert på faktisk og skjønnsmessig fordeling.

	Faktisk fordeling [kr]	Skjønnsmessig fordeling [kr]	Prosentvis avvik [%]
Næring	495 700	452 400	- 9
Husholdning/ Jordbruk	7 600	11 400	+ 50
Totalt	503 300	463 800	- 8

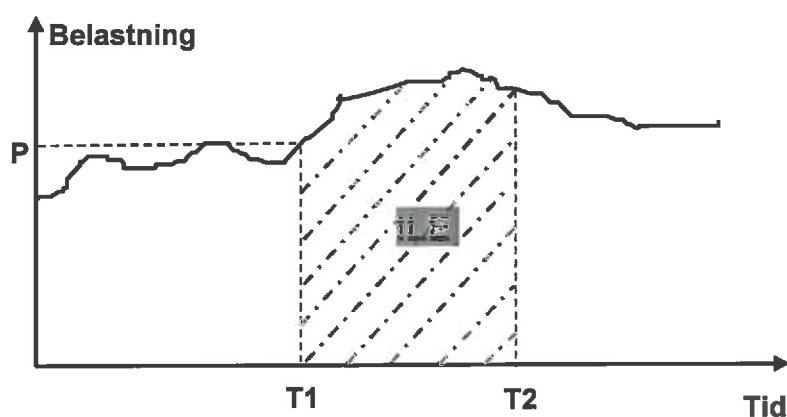
Konklusjoner:

- En feilaktig fordeling av årsenergien i et rapporteringspunkt vil medføre feilestimat i ikke levert energi for alle avbrudd som inkluderer det aktuelle rapporteringspunktet, både pr avbrudd og pr år.
- Bruk av skjønnsmessige vurderinger av årsenergiens fordeling på de ulike lastkategorier i et rapporteringspunkt bidrar i noen grad til usikkerhet knyttet til estimering av ILE for rapporteringspunktet totalt sett, men har stor betydning for usikkerheten knyttet til ILE pr lastkategori i rapporteringspunktet.
- Bruk av skjønnsmessige vurderinger av årsenergiens fordeling på de ulike lastkategorier i et rapporteringspunkt bidrar i noen grad til usikkerhet knyttet til beregning av KILE-beløp for rapporteringspunktet totalt sett (dette forsterkes av at forholdet mellom KILE-satsene for de to kostnadskategoriene er ca 1:18).

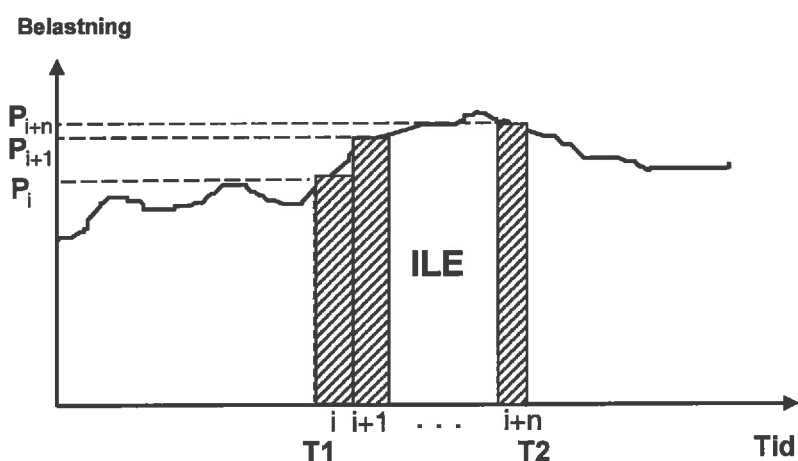
3 METODIKK

3.1 TILNÆRMET BEREGNING BASERT PÅ TIMEVERDIER

ILE er definert som arealet under forventet lastkurve [1, 2]. Dette er illustrert i figur 7. I [1] beskrives hvordan ILE estimeres ved at forventet lastkurve modelleres vha midlere timeverdier (da man som regel ikke har nok informasjon om det virkelige, kontinuerlige forløpet). Se figur 8.



Figur 7 Ikke levert energi (ILE)



Figur 8 Tilnærmet beregning av ikke levert energi basert på timeverdier

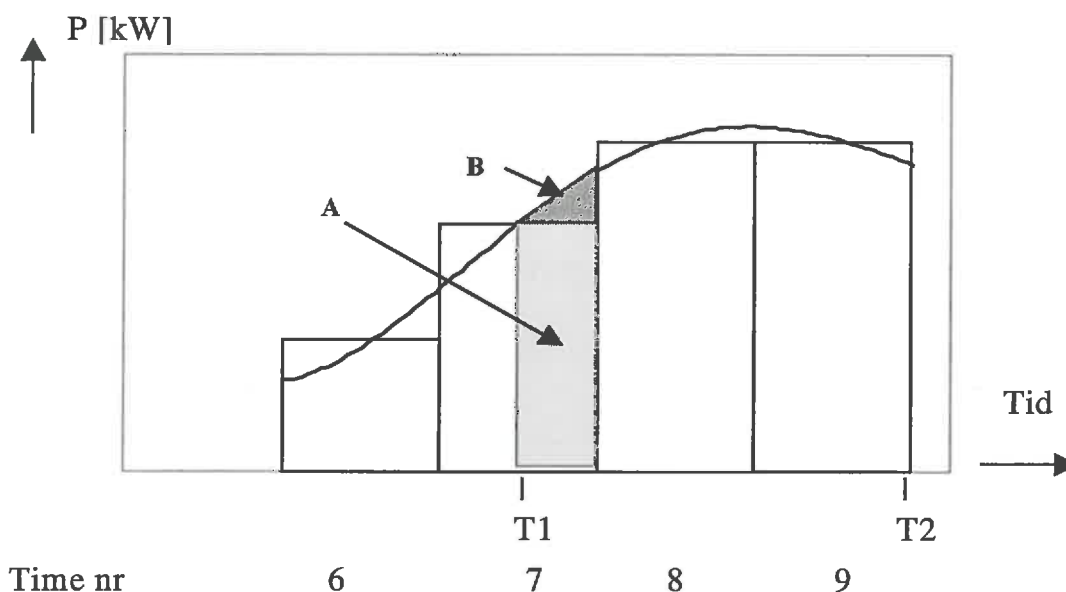
Bruk av den tilnærmede metoden [1] medfører ingen feil for de tidsintervall som er av varighet 1 time. For intervall av varighet < 1 time vil derimot bruk av midlere timeverdi kunne gi betydelig feilestimat i ILE for intervallet. Dette beskrives nærmere i neste kapittel.

3.2 GRADIENTENS BETYDNING VED ESTIMERING AV ILE

I [1] beskrives hvordan første og siste intervall under avbruddet skal behandles spesielt dersom disse er av varighet < 1 time.

Årsaken til at disse to intervallene må behandles spesielt kan illustreres med utgangspunkt i det stiliserte eksemplet i Figur 9. Avbrudd oppstår ved tidspunkt T1 og gjeninnkobling skjer ved tidspunkt T2. Dersom man i første intervall kun benytter forventet midlere effekt i aktuell time og intervallets varighet (her: 0,5 timer), vil estimert ILE for intervallet utgjøre det skraverte området A.

For å få et mer korrekt estimat av ILE er det i [1] beskrevet hvordan også det skraverte arealet B kan estimeres, slik at estimert ILE for første intervall i eksemplet vil være lik summen av de skraverte arealene (A + B). Dette gir et mer nøyaktig estimat for ILE som er arealet under forventet lastkurve [1, 2]. Se også vedlegg 2.



Figur 9 Estimering av ILE i intervall av varighet < 1 time.

Viktigheten av å ta hensyn til kurvegradienten vil være størst for avbrudd der gradienten er bratt, og der intervallets varighet er mindre enn en time. For å kartlegge hvor stor betydning det medfører å ta hensyn til gradienten, er det to aspekter som må studeres:

1. Når oppstår avbrudd (når gradienten er bratt eller slakk)?
2. Hvor lenge varer avbrudd (mer eller mindre enn en time)?

Tilgjengelig statistikk [3] viser at en betydelig andel av årlig antall feil og avbrudd oppstår i de timer på døgnet når lastkurvens gradient er på det bratteste (typisk timene 7-9 og 15-17 for næringskunder), i størrelsesorden 30 % av alle feil og avbrudd.

Eksempel:

Avbrudd oppstår kl 0730, og varer til kl 0800. Beregnet forventet midlere effekt for time 8 og 9 er henholdsvis 10 og 110 kWh/h.

Gradientens stigningstall = $(110-10)/1 \text{ kW/h} = 100 \text{ kW/h}$

Dersom ILE estimeres utfra forventet midlere effekt i aktuell time vil denne bli:

$$\text{ILE} = 0,5 \cdot 10 \text{ kWh} = 5 \text{ kWh}$$

Tar man derimot hensyn til at den forventede lastkurve har en bratt stigning i dette tidsrommet estimeres ILE til (se vedlegg 2):

$$\text{ILE} = 0,5 \cdot 10 + 1/8 \cdot 100 = 17,5 \text{ kWh}$$

I dette eksemplet ville man underestimert ILE med ca 70% dersom det ikke ble tatt hensyn til den forventede lastkurvens gradient.

Når det gjelder kvantifisering av feilestimat på årsbasis for landet sett under ett kan man utfra statistikken gjøre følgende grove overslag:

Anta at 30 % av totalt antall avbrudd oppstår i de timer der gradienten er på sitt bratteste. Av disse er ca 35 % avbrudd av varighet $< 0-0,5$ timer [3]. Som et "worst case"-anslag på feil dersom gradienten neglisjeres antas at dette vil maksimalt være i størrelsesorden 50 % pr avbrudd (i gjennomsnitt).

Total årlig ILE vil på landsbasis i verste fall feilestimeres med (dersom alle estimat er for høye, alternativt at alle estimat er for lave)

$$0,30 \cdot 0,35 \cdot 0,5 \cdot 100 \% \approx 5,3 \% \text{ pr år}$$

Konklusjon:

- Ved å neglisjere den forventede lastkurves gradient, anslås at man i verste fall kan komme til å innføre en feilestimering av total ILE på landsbasis med inntil 5 % pr år. Pr enkeltavbrudd kan man imidlertid risikere betydelige feilestimat (i eksemplet ca 70%).

3.3 KALIBRERING MOT MÅLTE VERDIER

Som beskrevet i kapittel 1 kan det faktiske lastnivå avvike fra det forventede. Dersom det finnes tilgjengelig målinger om det faktiske lastnivå anbefales disse benyttet til skalering av nivået på det forventede lastforløp. Mao så forutsettes selve lastforløpet (kurveformen) å være det samme, men nivået kan variere.

Hvilke målinger som er tilgjengelig vil variere fra nettselskap til nettselskap. I [11, 12] fremgår det at dette i hovedsak er momentanverdimålinger på avgangsnivå samt timesmålinger for innmating (transformatorstasjonene). I tillegg er det mulig å benytte måleverdier fra de anlegg som er timemålte.

3.3.1 Hvilke målinger kan/bør benyttes?

Aktuelle målinger for kalibrering kan være:

- Måling hos sluttbruker
- Måling i nettstasjon
- Måling på brytere
- Målinger på avganger i sekundærstasjoner
- Målinger i grenser mellom netteiere

Som beskrevet i veiledningen til FASIT [5] skal fastlegging av ILE foretas av den netteier som har sluttbrukerne tilknyttet. ILE beregnes for alle lastkategorier tilknyttet et leveringspunkt. Videre bør ILE koordineres mellom alle berørte nettnivå. En konsekvens av dette blir at kalibrering av lastnivået vil foregå med utgangspunkt i de steder i nettet der målinger er tilgjengelig, og denne kalibreringen vil være bestemmende for lastnivået også i de leveringspunkt der målinger ikke er tilgjengelig.

Under beregning av ILE er det viktig at en er kritisk til hvilke måleverdier som benyttes. Et overordnet kriterium ligger i selve definisjonen av ILE [2]:

"Beregnet mengde energi som ville ha blitt levert til sluttbruker dersom avbruddet ikke hadde inntruffet."

Godheten av måleverdier må vurderes utfra dette og vil derfor være avhengig av tidspunktet/tidsrommet måleverdiene ble registrert.

Midlere effekt kontra momentanverdi for effekt

Momentanverdier for effekt vil kunne avvike betydelig fra forventningsverdien (midlere effekt) innenfor en time. For å kunne benytte momentanverdier for effekt vil en derfor også trenge informasjon om momentanverdiens spredning omkring forventningsverdien i den aktuelle time. Bruk av en enkelt momentanverdi anbefales derfor ikke benyttet under skalering mot målte verdier. Har en derimot informasjon om flere påfølgende momentanverdier, kan det anbefales å benytte et gjennomsnitt av disse. Midlere målt effekt over en time vil være sammenfallende med forventningsverdien for effekt i den samme timen, og denne anbefales derfor primært benyttet under skalering mot målte verdier.

Effektregistrering ved utfall/avbrudd

Denne målingen vil gi et korrekt bilde av lastnivået uavhengig av om avbruddet hadde oppstått, og er i tråd med definisjonen for ILE. Målingen anbefales brukt i forbindelse med skalering av beregnede verdier.

Kommentar:

Når det beregnes forventningsverdi for midlere effekt under avbruddet vha skalering av beregnede verdier, vil det beste være å benytte midlere **målt** effekt den siste timen før avbruddet i kombinasjon med **beregnet** midlere effekt for timen før avbruddet inntreffer som grunnlag for beregning av skaleringsfaktor for forventet lastforløp. På denne måten vil en kunne eliminere en del av usikkerheten som følger av momentanverdiens eventuelle avvik fra forventningsverdien.

Effektregistrering ved gjeninnkobling etter avbrudd

Denne målingen vil i de fleste tilfeller gi et for høyt lastnivå sett i sammenheng med definisjonen av ILE. Etter et avbrudd vil mange prosesser kople inn umiddelbart for å kompensere for temperaturfall, trykkfall, produksjonsstopp osv under avbruddet. Målingen gir følgelig ikke et riktig bilde av hvordan lastforløpet hadde vært om avbruddet ikke hadde inntruffet, og anbefales derfor ikke brukt i denne sammenheng.

Nøyaktighet på målinger

Måleutrustningen som benyttes har en potensiell feilvisning på inntil $\pm 3 \%$ [6], og vil derfor kun bidra marginalt til feil i måleverdier som benyttes til å kalibrere forventet lastnivå.

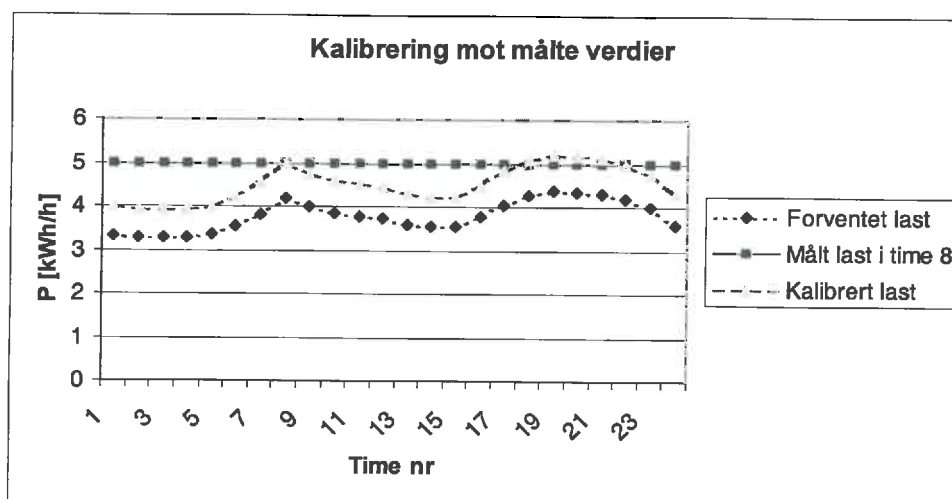
Konklusjoner:

- Bruk av en enkelt momentanverdimåling til å kalibrere forventet lastnivå vil kunne medføre betydelig feilestimat av ILE pr avbrudd da momentanverdien kan avvike betydelig fra forventningsverdien innenfor en time.
- Bruk av lastmåling etter gjeninnkobling vil kunne medføre betydelig overestimat av ILE pr avbrudd da effekten ved gjeninnkobling kan være betydelig høyere enn forventningsverdien for det samme tidsrom (dersom avbruddet ikke hadde inntruffet).
- Målt midlere effekt for siste time(r) før avbrudd inntre vil være sammenfallende med forventningsverdien for samme tidsrom, og er i tråd med definisjonen av ILE [2].
- Til kalibrering av lastnivå anbefales å benytte målt midlere effekt for siste time(r) før avbrudd, eventuelt gjennomsnittet av flere påfølgende momentanverdier logget i siste time(r) før avbrudd.
- Måleutrustningen benyttet i det norske kraftsystemet har så høy nøyaktighet at denne kun i svært liten grad vil bidra til usikkerhet ifm estimering av ILE.

3.3.2 Kalibrering - metodikk

Kalibrering mot målte verdier i nettet betyr at nivået på det beregnede lastprofil for leveringspunktet korrigeres til det nivå som den målte effekt tilsier. Mao så vil selve lastforløpet (kurveformen) være det samme, men nivået kan endres.

Dette gjøres prinsipielt ved at forholdet mellom tilgjengelige måleverdier (midlere timeseffekt i time(r) før avbrudd inntre) og beregnet forventet lastnivå benyttes som korreksjonsfaktor for de beregnede forventningsverdier for lasten i hver av timene under avbruddet. Et eksempel er vist i Figur 10.



Figur 10 Eksempel på kalibrering mot målt verdi

Kommentar:

Kurvene består av diskrete timeverdier, men er her tegnet kontinuerlige for illustrasjonens skyld.

I eksemplet inntre avbrudd kl 0800. Det finnes tilgjengelig måling av midlere last siste time før avbrudd (time nr 8). Forholdet mellom beregnet forventet last i time 8 og faktisk målt midlere last blir benyttet til å kalibrere det forventede lastforløpet.

Målt midlere effekt siste time før utfall:

$$P_{8,M\ddot{a}lt} = 5 \text{ kWh/h}$$

Dette gir korreksjonsfaktor mellom målt og beregnet verdi under avbruddet:

$$c_{kor} = P_{8,M\ddot{a}lt} / P_8 = 5 / 4,2 = 1,2$$

Korrigerte verdier for effekt kan så beregnes ved å kalibrere beregnede verdier mot den målte effekt siste time før utfall:

$$P_{h,Korrigert} = P_h \cdot c_{kor} \quad [\text{kWh/h}] \quad (1)$$

der $P_{h,Korrigert}$ = Korrigert midlere effekt i time h [kWh/h]
 P_h = Beregnet midlere effekt i time h [kWh/h]
 c_{kor} = Korreksjonsfaktor (forhold mellom målt og beregnet effekt)

Diskusjon – metodikk

Den beskrevne metodikk tar utgangspunkt i følgende resonnement:

1)

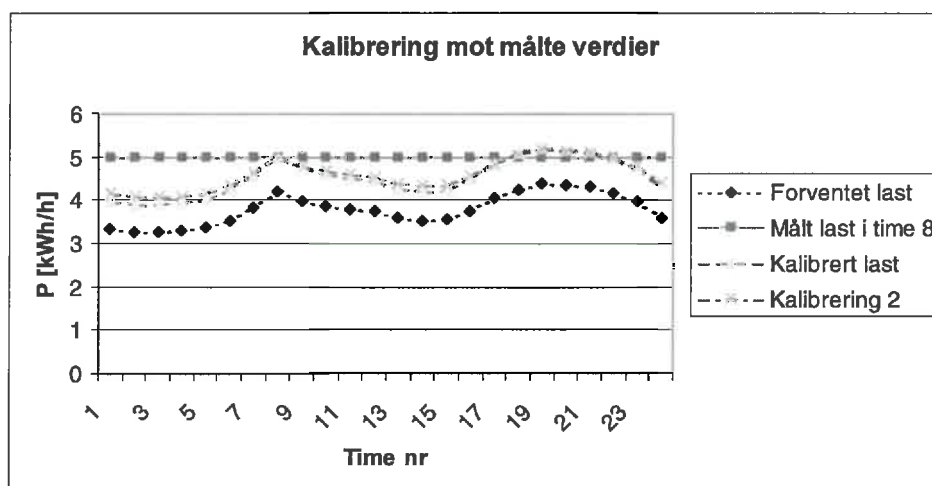
Dersom målt last er X % høyere/lavere enn beregnet forventet last i en gitt time, antas det å være sannsynlig at belastningen i avbruddets øvrige timer også har et lastnivå som er X % høyere/lavere enn det beregnede.

Et alternativt resonnement kunne være:

2)

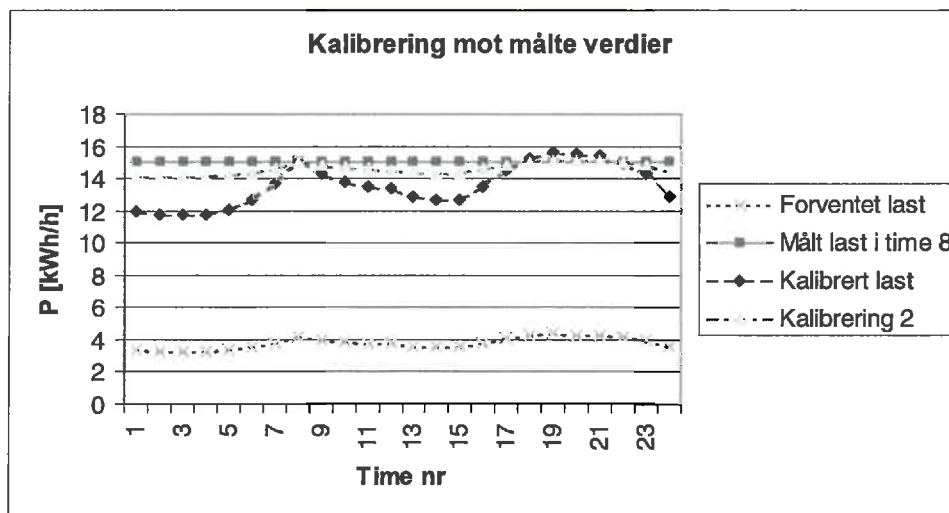
Dersom målt last er X kWh/h høyere/lavere enn beregnet forventet last i en gitt time, antas det å være sannsynlig at belastningen i avbruddets øvrige timer også har et lastnivå som er X kWh/h høyere/lavere enn det beregnede.

I Figur 11 er begge alternativer inntegnet, og det fremkommer at i det valgte eksemplet er det marginale forskjeller mellom de to alternativene.



Figur 11 Sammenligning mellom alternative metoder for kalibrering.

Ser vi derimot på et eksempel der beregnet forventet last avviker betydelig fra den faktiske målte (i time(r) før avbrudd), skiller de to alternativene seg betydelig:



Figur 12 Sammenligning mellom alternative metoder for kalibrering.

Det fremgår av figuren at alternativ 1) medfører at relativ variasjon over døgnet er den samme, og dette medfører større variasjoner (i kWh/h) fra time til time. Forventningsvis vil dette lastforløpet ligge nært opptil det virkelige (se vedlegg 1), under forutsetning av at de aktuelle sluttbrukere er tilordnet riktig lastprofil.

Alternativ 2) medfører at variasjonen i kWh/h fra time til time er den samme, og i eksemplet bidrar dette til å dempe det forventede typiske lastforløp over døgnet. Dette vil medføre at man fjerner seg fra det forventede typiske lastprofil som er tilordnet den aktuelle sluttbruker eller gruppe av sluttbrukere.

Konklusjon:

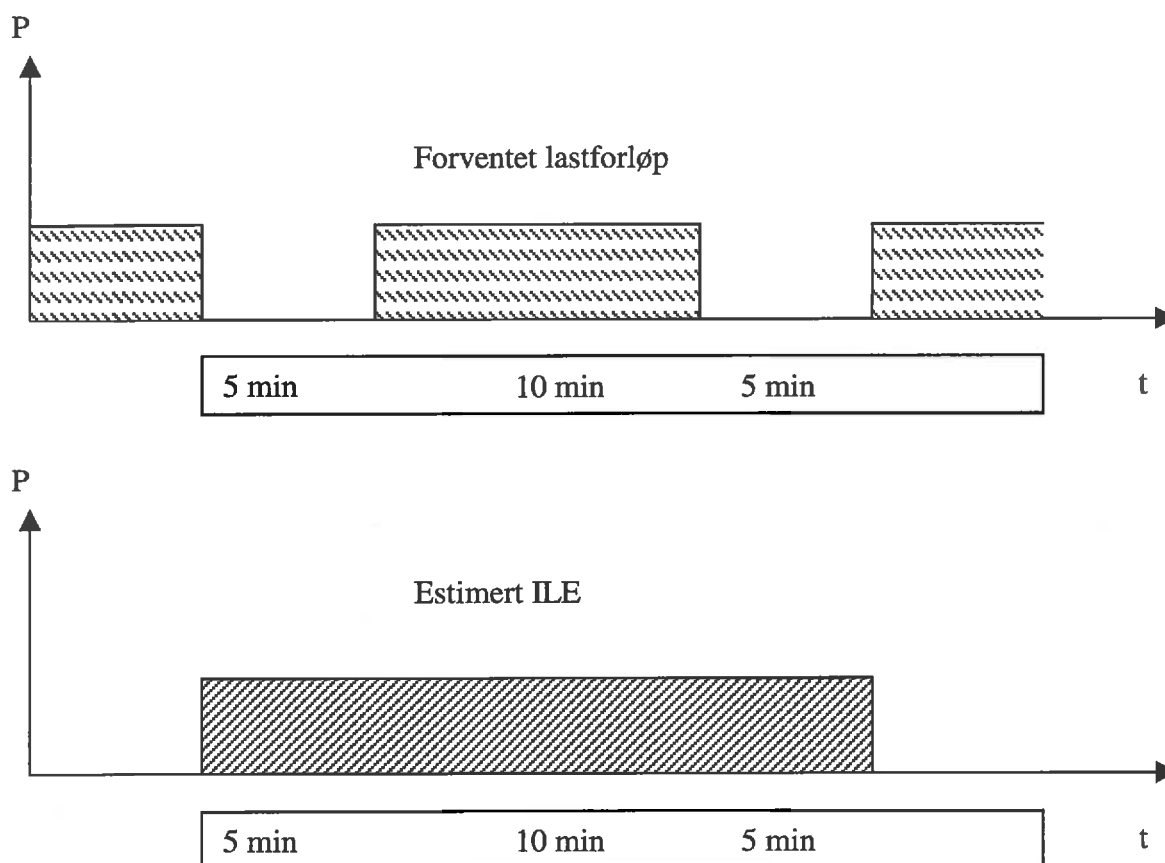
- Metodikk for kalibrering av forventet lastnivå som er beskrevet i [1] er i tråd med definisjonen av ILE, og forventes å bidra i liten grad til usikkerhet.

3.4 30 MINUTTERS REGEL

I forbindelse med avbruddsrapporteringen til NVE [4] er det innført en spesiell opptellingsregel for de tilfeller at man har flere delavbrudd med korte mellomrom i *samme hendelse* (driftsforstyrrelse eller planlagt utkobling):

Hvis intervallet mellom delavbrudd i samme hendelse er mindre enn 30 minutter, regnes delavbruddene som ett langt avbrudd. Den energien som eventuelt ble levert i tidsintervallet mellom delavbruddene regnes som ikke levert energi, og denne tiden legges til avbruddstiden.

Det er i figuren under forsøkt å eksemplifisere hvilke konsekvenser denne regelen gir for estimering av ILE.



Figur 13 Eksempel på konsekvenser av 30 minutters regel.

Fra figuren fremgår det at ILE i eksemplet overestimeres med 100 % pga 30 minutters regelen.

Som det fremgår av figuren medfører denne regelen en systematisk overestimering av ILE. Hvor stort dette overestimatet er lar seg vanskelig kvantifisere, da sum mengde ILE rapportert til NVE også inkluderer bruk av denne regelen. Det vil være rimelig å anta at overestimatet utgjør et marginalt bidrag til usikkerheten i årlig ILE. Som vist i figur 13 vil regelen imidlertid kunne medføre et betydelig overestimat av ILE pr avbrudd.

Konklusjoner:

- 30 minutters regelen medfører at årlig ILE blir estimert noe for høyt (antas å være marginalt).
- 30 minutters regelen medfører at ILE pr avbrudd kan bli betydelig overestimert.

4 GENERELLE LASTPROFIL

4.1 BAKGRUNN

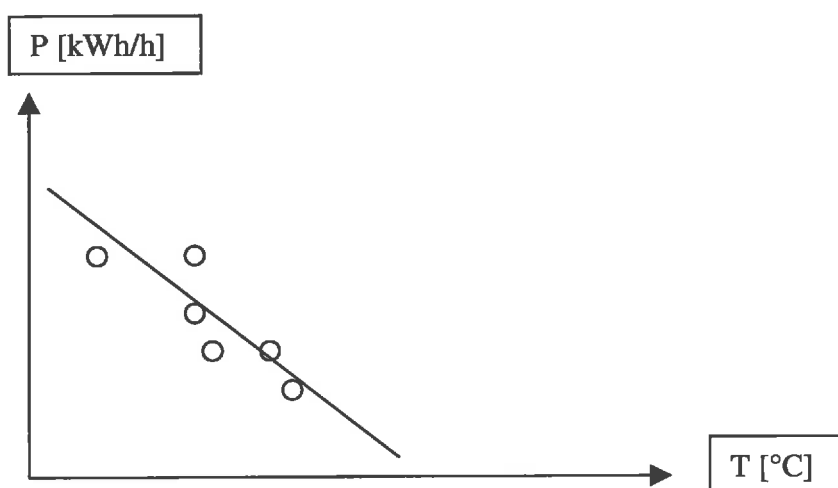
Måten de generelle lastprofilene er representert på tar utgangspunkt i at utetemperatur er den parameter som best beskriver belastningen [7].

Med bakgrunn i omfattende belastningsmålinger [7, 8, 9] er det ved SINTEF Energiforskning tilgjengelig en belastningsdatabase for forskjellige lastkategorier. Databasen finnes i form av konstanter A og B (og standardavvik) for forskjellige lastkategorier. Disse er funnet på følgende måte:

Utifra belastningsmålinger av et antall sluttbrukere innenfor en lastkategori er midlere last over timen målt, og avsatt som et punkt i figur 14, avhengig av utetemperatur for aktuelt døgn (døgnmiddeltemperatur). Ved bruk av lineær regresjon finnes så den rette linjen som best tilpasser de aktuelle punktene. Denne regresjonslinjen er inntegnet heltrukket i figur 14.

Regresjonslinjen vil være en lineær funksjon av utetemperatur, og gir et uttrykk for forventet last i time h ved utetemperatur T_u (døgnmiddel) for aktuell lastkategori:

$$P_h = A_h \cdot T_u + B_h \quad [\text{kWh/h}]$$



Figur 14 Regresjonsanalyse av målte belastninger for en gitt time

Under beregning av forventet last må man ta hensyn til hvilke lokale data som er tilgjengelige. Det optimale ville i en slik sammenheng være omfattende lokale belastningsmålinger. Dette finnes ikke for storparten av norske fordelingsnett, og heller ikke en så sentral parameter som maksimaleffekt pr lastkategori er tilgjengelig i de fleste tilfeller.

Informasjon som det er mulig å framskaffe (fra KIS) om belastninger er f.eks. levert årsenergi til en vilkårlig sluttbruker for siste år. Dersom man i tillegg har oversikt over det aktuelle koblingsbildet idet avbruddet inntreffer, kan man finne forventet årsenergi for et vilkårlig leveringspunkt. Dette forutsetter imidlertid at man har informasjon om hvor i nettet sluttbrukerne er tilknyttet. I tillegg kan man også finne hvordan årsenergien for leveringspunktet fordeler seg på de forskjellige lastkategorier basert på det aktuelle koblingsbildet.

Med dette utgangspunktet består oppgaven i å finne et forventet lastforløp for en vilkårlig lastkategori i et vilkårlig leveringspunkt, med levert årsenergi i punktet for siste år (og fordelingen av denne mellom ulike lastkategorier) som eneste tilgjengelige informasjon lokalt. I tillegg har en også de generelle lastprofilene fra SINTEF Energiforskning, og temperaturserier kan skaffes fra DNMI. For at denne begrensede informasjonsmengden skal gi ønsket kvalitet på resultatene må følgende hensyn veie tungt:

- Lokale klimadata (viktig for last med sterk temperaturavhengighet)
- Faktisk lastnivå i leveringspunktet (en eller f.eks. 200 sluttbrukere i punktet)

For beregning av forventet lastforløp under avbrudd har vi da følgende fremgangsmåte:

- Årsenergien for "normalsluttbrukeren" innenfor en lastkategori beregnes vha lokale klimadata.

$$W_{N,K} = \sum_{d=1}^{365} \sum_{h=1}^{24} (A_{K,d,h} \cdot T_{u,d} + B_{K,d,h}) \quad [\text{kWh}] \quad (2)$$

der	$W_{N,K}$	Årsenergi for det generelle lastprofilet for aktuell lastkategori referert lokalt klima [kWh]
	$A_{K,d,h}$	Konstant for aktuell lastkategori, forventet døgnprofil, aktuell time [kWh/(h·°C)]
	$T_{u,d}$	Døgnmiddeltemperatur for aktuell dag fra lokal temperaturserie for siste år [°C]
	$B_{K,d,h}$	Konstant for aktuell lastkategori, forventet døgnprofil, aktuell time [kWh/h]

- Den beregnede årsenergien for "normalsluttbrukeren" ($W_{N,K}$), beregnet med lokale klimadata benyttes sammen med faktisk målt årsenergi ($W_{LP,K}$) som skaleringsfaktor for lastnivået. Dette gir følgende forventede last for lastkategori K i time h ved temperatur $T_{u,d}$:

$$P_{LP,K,h} = (A_{K,d,h} \cdot T_{u_d} + B_{K,d,h}) \cdot \frac{W_{LP,K}}{W_{N,K}} \quad [\text{kWh/h}] \quad (3)$$

der	$P_{LP,K,h}$	=	Midlere effekt i time nr h ved utetemperatur T_{ud} for lastkategori K tilknyttet leveringspunktet [kWh/h]
	$A_{K,d,h}$	=	Konstant for aktuell lastkategori, forventet døgprofil, aktuell time [kWh/(h·°C)]
	T_{u_d}	=	Døgnmiddeltemperatur for det aktuelle døgnet da avbruddet inntraff [°C]
	$B_{K,d,h}$	=	Konstant for aktuell lastkategori, forventet døgprofil, aktuell time [kWh/h]
	$W_{N,K}$	=	Beregnet årsenergi for det generelle lastprofilet for lastkategori K med lokal temperaturserie for siste år [kWh]
	$W_{LP,K}$	=	Lvert årsenergi for aktuell lastkategori K tilknyttet leveringspunktet siste år [kWh]

Ligning (3) vil nå være et uttrykk for forventet midlere effekt for lastkategori K i en gitt time ved døgnmiddeltemperatur T_{Ud} .

For hvert av de generelle lastprofilene finnes det fire *forventede* døgprofilet:

1. Høylast, hverdag (hverdager fom 1. desember tom 28. februar)
2. Høylast, helg (helgedager fom 1. desember tom 28. februar)
3. Lavlast, hverdag (hverdager fom 1. mars tom 30. november)
4. Lavlast, helg (helgedager fom 1. mars tom 30. november)

Ved bruk av de generelle lastprofilene vil man pga inndelingen i perioder (høylast/lavlast, hverdag/helg) kunne oppleve sprang i effekten i overgangen mellom to perioder. Omfanget av dette kunne vært redusert f eks ved en mer detaljert inndeling i perioder. Dette er det pr dato ikke mulig å gjøre på basis av den måleverdidatabasen som SINTEF Energiforskning er i besittelse av.

At kun to sesong-perioder er representert medfører at belastningen i sommerferien (og andre ferier) vil kunne estimeres noe feil. Dette gjelder spesielt for "Skole", men også de øvrige lastprofilene vil ha denne svakheten.

Det faktum at belastningen er representert som en lineær funksjon av utetemperatur, medfører at en ved ekstreme temperaturer kan få negativ effekt som resultat. Dette gjelder for profilet "Bygg m/elkjel", og vil oppstå allerede ved døgnmiddeltemperaturer rundt 20 °C.

I leveringspunkt der det i løpet av året har vært nyetableringer eller sluttbrukere som har flyttet, vil disse vanskelig la seg representere ved de generelle lastprofilene. Bruk av de generelle lastprofilene impliserer at fjorårets årsenergi ilag med fjorårets temperaturdata og døgnmiddeltemperatur aktuelt døgn (det døgn avbruddet fant sted) benyttes.

Dersom en nyetablert sluttbruker skal representeres, må denne tilordnes et av de generelle lastprofilene (på lik linje med alle øvrige sluttbrukere, ilag med et stipulert årsforbruk for fjoråret. Alternativt, så kan en representere den nye sluttbrukeren med egne lastprofil, utifra den kunnskap som er mulig å oppdrive om sluttbrukerens forventede forbruksmønster.

For sluttbrukere som i løpet av året har flyttet, skal dette i prinsippet være ivaretatt gjennom kravene i FASIT-kravspesifikasjon [14-16], der det sies at avbruddsregistrering skal gjøres på bakgrunn av et oppdatert koblingsbilde.

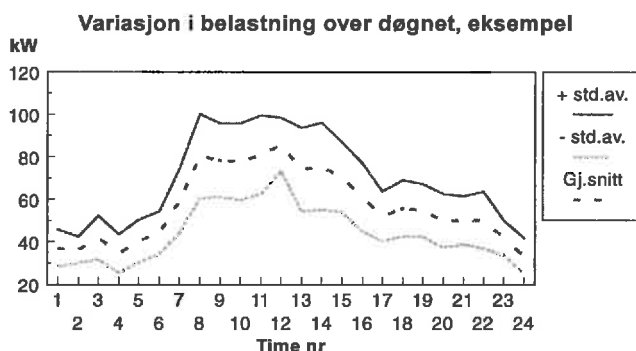
Konklusjoner:

- Metoden benyttet for representasjon av de generelle lastprofilene har vist seg å ha følgende svakheter:
 - Tar ikke hensyn til metningsfenomener (lineært forløp uansett temperatur)
 - Tar ikke hensyn til tidsforskyvning av last (f eks ved langvarige kuldeperioder)
 - Kan gi negativ effekt ved ekstreme temperaturer
 - Vil kunne gi sprang i lasten ved overgang mellom de fire definerte perioder (høylast/lavlast, hverdag/helg)
 - Ved tilknytning av nye sluttbrukere, må årsenergi for siste år stipuleres.

4.2 USIKKERHET – GENERELLE LASTPROFIL

Selv om belastningene grupperes i mest mulig homogene grupper mht elektrisitetsforbruk, vil det være stokastiske variasjoner innenfor gruppene. Forbruket (belastningen) vil ikke følge nøyaktig det samme mønsteret for hver enkelt sluttbruker innenfor en gruppe og heller ikke for samme sluttbruker fra dag til dag. Gjennomsnittsbeklastningen for en lastkategori vil følge et typisk syklisk mønster, mens belastningsnivået innenfor ulike tidsperioder vil variere. Et eksempel på dette er vist i figur 15.

I figuren representerer den midterste kurven *forventet* belastning i hver time, mens de andre to kurvene viser *spredningen* i form av standardavvik. Det er vanlig å anta at belastningen er normalfordelt med en forventningsverdi μ og standardavvik σ . Dette vil si at belastningen er normalfordelt *innenfor* hver time med forventningsverdi lik P_h , og med et standardavvik som varierer tilsvarende (se Figur 15). Spredningen opptrer “på tvers” eller vertikalt på forventningsverdikurven over døgnet.

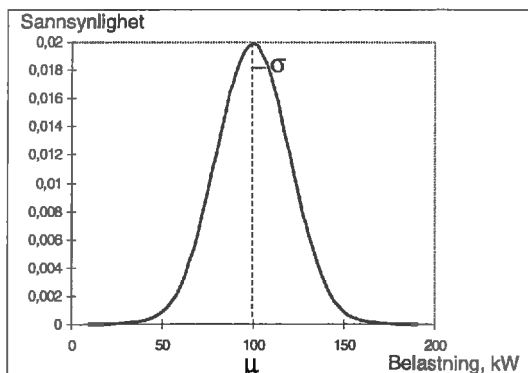


Figur 15 Eksempel på spredning i døgnvariasjon

For de generelle lastprofil etablert ved SINTEF Energiforskning er det for hvert døgnprofil beregnet standardavvik etter temperaturkorrigering for hver time over døgnet. Dette vil kunne benyttes til å gi ytterligere informasjon om beregnet forventningsverdi.

Slike stokastiske variasjoner i belastningsforløpet forplanter seg videre til beregnet mengde ikke levert energi, og ILE vil derfor også ha en forventningsverdi med en spredning. Ligning (3) gir forventningsverdien for ILE.

For en normalfordelt variabel vil verdien ligge innenfor 2 standardavvik fra forventningsverdien ca 95 % av tiden, og innenfor 1 standardavvik ca 68 % av tiden. Dette er illustrert i figuren nedenfor for en belastning lik 100 kW:



Figur 16 Eksempel på normalfordeling for en belastning

At det opptrer slike stokastiske variasjoner i belastningsforløpet medfører at den faktiske midlere effekt i et tidsrom kan avvike noe fra forventningsverdien. Dersom det er tilgjengelig informasjon om det faktiske lastnivå før et avbrudd inntreffer (målinger) kan denne informasjonen mao benyttes til å gi et lastforløp som ligger nærmere det forventede også under avbruddet.

Spredning – generelle lastprofil

Som nevnt så er det beregnet standardavvik for hver time og lastkategori for de generelle lastprofilene, og dette kan gi verdifull informasjon om spredning omkring forventningsverdien.

Belastningskurvene for forskjellige industri typer er de som er av dårligst kvalitet pga at det er foretatt forholdsvis få målinger på belastninger innen disse gruppene.

Industribedrifter vil også ha individuelle særpreg som vil kunne få bedriftens belastningsprofil til å avvike fra standardkurvene. Avstrykkerier og bakerier er eksempler på industri som ikke vil passe inn i noen av de industrikategorier som foreløpig er definert.

De generelle lastprofilene baseres på målinger hos sluttbrukere som har hovedsakelig elektrisk oppvarming. Sluttbrukere som f eks har fjernvarme som største oppvarmingskilde vil ha et annet forbruksmønster enn det som de generelle lastprofilene beskriver. I tillegg mangler målinger for spesielle typer forbruk som f eks veglys og hytter/fritidsboliger.

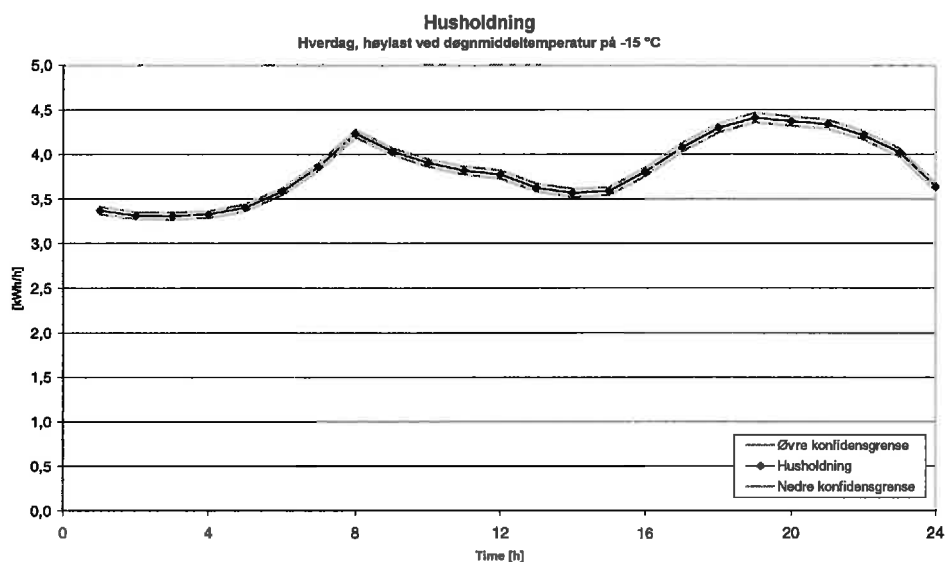
Når det gjelder KILE-ordningen vil næringskunder ha de høyeste KILE-satsene og sannsynligvis også de største KILE-beløpene. Det er derfor et tankekors at mange av kundene som nettopp inngår i næringskategorien er de som har størst usikkerhet knyttet til sine lastprofil.

Årsaken til at næringskunder er dårligere representert i belastningsdatabasen er at belastningsmålingene er utført i forbindelse med andre prosjekt der disse gruppene ikke har vært

av størst interesse. Man har dermed fått en ufullstendig dekning mht målinger på hva som er typiske belastninger i nettet.

Eksempel – generelt lastprofil:

I figur 17 er forventet lastkurve for Husholdning vist for hverdag, høylast ved døgnmiddeltemperatur – 15 °C. I tillegg er 95 % konfidensintervall angitt med øvre og nedre konfidensgrense. Med dette menes at effekten med 95 % sikkerhet kan forventes å ligge innenfor disse to yttergrensene.



Figur 17 Forventet lastforløp for husholdning, hverdag, høylast ved døgnmiddeltemperatur –15 °C.

Kommentar:

Kurven består av diskrete timeverdier, men er her tegnet kontinuerlig for illustrasjonens skyld.

Konklusjoner:

- Pga det store antall målinger som ligger til grunn for de generelle lastprofil er 95% konfidensintervall svært snevre (med unntak av industrilast), slik at usikkerheten knyttet til det enkelte profil er liten.
- Belastningskurvene for forskjellige industrityper er de som er av dårligst kvalitet pga at det er foretatt forholdsvis få målinger på belastninger innen disse gruppene.

- De generelle lastprofilene baseres på sluttbrukere med hovedsakelig elektrisk oppvarming. Sluttbrukere med andre oppvarmingskilder (f eks fjernvarme) vil kunne ha et annet forbruksmønster.
- Ikke alle typer forbruk lar seg beskrive særlig godt ved de generelle lastprofilene. Eksempler er veglys og hytter/fritidsboliger.

4.3 TEMPERATURSERIENS INNVIRKNING PÅ FORVENTET LASTNIVÅ

Under beregning av lastnivå for generelle lastprofil inngår følgende parametre:

- målt årsforbruk for sluttbrukere
- lokal temperaturserie

Beregning av lastnivå for generelt lastprofil gjøres i to operasjoner.

Først beregnes årsenergi for "normalsluttbrukeren" med lokal temperaturserie for siste år ($W_{N,K}$). Dette representerer hvor stor årsenergi "normalsluttbrukeren" ville hatt dersom den var lokalisert på det aktuelle sted (egentlig i det aktuelle klima).

Deretter skaleres forventet lastforløp med forholdet mellom beregnet forventet årsenergi ($W_{N,K}$) og faktisk målt årsenergi ($W_{LP,K}$). Dette er synliggjort i det siste leddet i ligning 3.

For å kvantifisere hvilke utslag bruk av lokale temperaturserier gir, er det foretatt beregning av årsenergi for de generelle lastprofilene, med temperaturserier for Oslo, Tromsø og Bergen i 1997. Resultater er vist i Tabell 3.

Tabell 3 Sammenligning mellom estimert årsenergi for forskjellige klima.

Lastkategori	Forhold: Tromsø/Oslo [%]	Forhold: Bergen/Oslo [%]
Husholdning	123	100
Kontor	105	100
Skole	127	100
Helse og sosial	116	98
Varehandel	108	98
Hotell	114	99
Industri-1	100	100
Industri-2	100	100
Industri-3	100	100
Jordbruk	101	98
Bygg m/elkjel	138	99

Konklusjon:

- Det fremgår at bruk av lokale temperaturserier kan ha betydelig innvirkning på beregning av årsenergien for "normalsluttbrukeren" (inntil ca 25% for Husholdning og Skole og inntil ca 40% for Bygg m/elkjel).

4.4 DØGNMIDDELTEMPERATURENS INNVIRKNING PÅ FORVENTET LASTFORLØP

Under beregning av forventet lastforløp for generelle lastkategorier inngår døgnmiddeltemperatur, og i dette kapitlet eksemplifiseres betydningen av å bruke faktisk døgnmiddeltemperatur for aktuelt døgn.

Etter at skalering av lastnivå er foretatt, kan forventet lastforløp beregnes (ligning 3). I denne beregningen inngår døgnmiddeltemperatur for aktuelt døgn, i tillegg til de A'er og B'er som er gyldige for aktuelt lastprofil, sesong, ukedag og time. A gjenspeiler lastens forventede temperaturavhengighet i den aktuelle time, og er referert døgnmiddeltemperatur. De forskjellige lastkategorier vil ha varierende temperaturfølsomhet, og industrilast antas å ikke være temperaturavhengig i det hele tatt ($A = 0$).

For å kvantifisere betydningen av døgnmiddeltemperaturen er det foretatt beregninger ved forskjellige temperaturer. Beregningene tar utgangspunkt i den forenklede ligningen:

$$P_{LP,K,h} = A_{K,d,h} \cdot T_{u_d} + B_{K,d,h} \quad [\text{kWh/h}] \quad (4)$$

der	$P_{LP,K,h}$	Midlere effekt i time nr h ved utetemperatur T_{u_d} for lastkategori K tilknyttet leveringspunktet [kWh/h]
	$A_{K,d,h}$	Konstant for aktuell lastkategori, forventet døgnprofil, aktuell time [kWh/(h·°C)]
	T_{u_d}	Døgnmiddeltemperatur for det aktuelle døgnet da avbruddet inntraff [°C]
	$B_{K,d,h}$	Konstant for aktuell lastkategori, forventet døgnprofil, aktuell time [kWh/h]

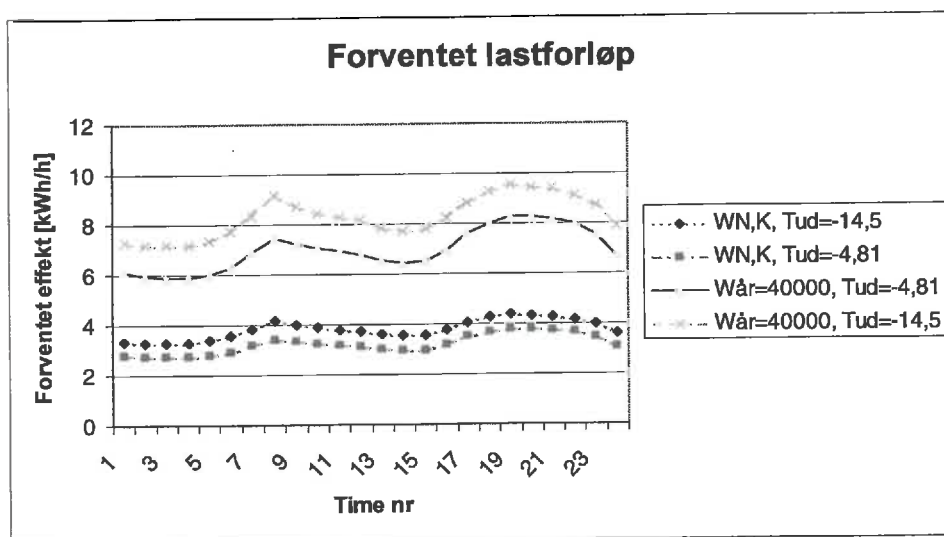
Scenariet er som følger: Avbrudd oppstod i Oslo tirsdag 3. januar i 1997.

Døgnmiddeltemperaturen aktuelt døgn var målt på Fornebu til $-14,5^{\circ}\text{C}$. Midlere døgnmiddeltemperatur for januar i 1997 var på Fornebu $-4,81^{\circ}\text{C}$. For time 7, 8 og 9 ble det beregnet forventet last for lastkategoriene Husholdning, Skole og Helse og sosial for hverdag, høylast. Resultater er vist i tabell 4.

Tabell 4 Sammenligning av estimert last ved forskjellige døgnmiddeltemperaturer.

Time nr	Forhold [%] $P(T = -14,5^{\circ}\text{C})/P(T = -4,81^{\circ}\text{C})$		
Lastkategori	7	8	9
Husholdning	121	123	120
Skole	103	107	105
Helse og sosial	124	124	119
Bygg m/elkjel	135	140	141
Industri-1	100	100	100

Figur 18 viser forventet lastforløp over døgnet i perioden hverdag, høylast, referert Oslo-klima 1997, for Husholdning både for "normalsluttbrukeren" og for en sluttbruker (eller en gruppe sluttbrukere) i lastkategori Husholdning med samlet årsforbruk på 40 000 kWh.



Figur 18 Sammenligning av forventet lastforløp ved forskjellige døgnmiddeltemperaturer.

Kommentar:

Kurvene består av diskrete timeverdier, men er her tegnet kontinuerlige for illustrasjonens skyld.

Konklusjon:

- Det fremgår at hvilken døgnmiddeltemperatur som benyttes kan ha betydelig innvirkning på beregning av forventet last i en gitt time.

Døgnmiddeltemperatur for hvilket døgn?

Dersom et avbrudd strekker seg over flere døgn møter man følgende problemstilling: Skal man benytte døgnmiddeltemperatur for det døgn når avbruddet oppstod for hele avbruddets varighet, eller den faktiske døgnmiddeltemperatur gjennom avbruddet?

Dette kan best besvares ved å gå tilbake til definisjonen av ILE [2]:

"Beregnet mengde energi som ville ha blitt levert til sluttbruker dersom avbruddet ikke hadde inntruffet."

Som det fremgår av definisjonen skal man estimere ILE som om avbruddet ikke hadde inntruffet, og det mest riktige i så måte vil være å benytte faktisk døgnmiddeltemperatur for aktuelt døgn.

Eksempel:

Avbrudd inntreffer torsdag kl 08:30 og varer til lørdag kl 14:00. Under estimering av ILE skal man her benytte døgnmiddeltemperatur som vist i tabellen nedenfor:

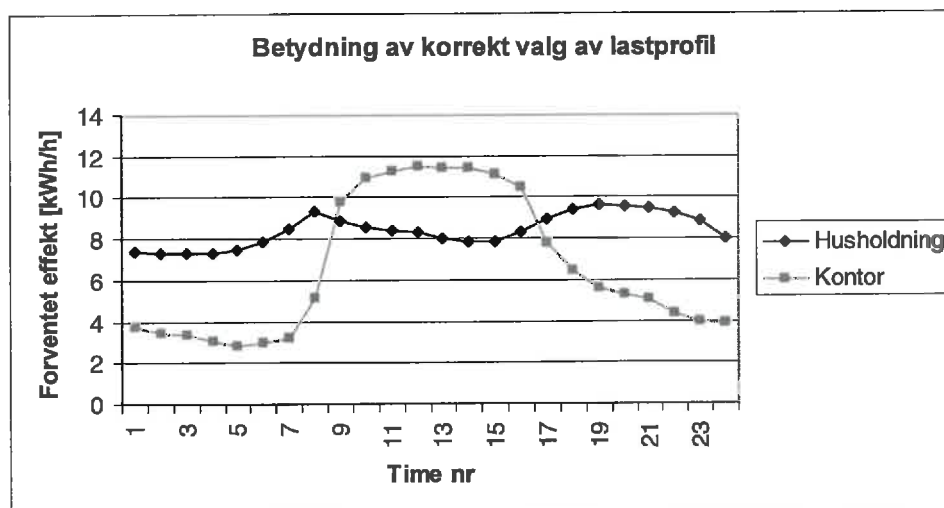
Tabell 5 Oversikt over hvilke døgnmiddeltemperaturer som bør benyttes.

Tidsrom	Døgnmiddel for hvilket døgn
torsdag 08:30-23:59	torsdag
fredag 00:00-23:59	fredag
lørdag 00:00-14:00	lørdag

4.5 BETYDNING AV Å TILORDNE SLUTTBRUKER RIKTIG LASTPROFIL

Som beskrevet i [1] er det laget 11 generelle lastprofil. Disse har svært forskjellig karakter, da de gjenspeiler typiske forbruksmønstre for vidt forskjellige grupper sluttbrukere. I figur 19 er vist forventet lastforløp for en gitt sluttbruker, både for Husholdning og Kontor.

Forutsetninger: Temperaturserie Fornebu 1997, årsforbruk 40 000 kWh, hverdag, høylast med døgnmiddeltemperatur – 14,5°C.



Figur 19 Betydning av valg av lastprofil.

Tabell 6 Sammenligning mellom forventet last for alternative lastprofil.

Time nr	7	8	9	10	11
Forhold: P(Husholdning)/P(Kontor) [%]	267	183	90	78	75

Som det fremgår av eksemplet ovenfor er det av svært stor betydning at kunder/kundegrupper blir tilordnet det lastprofilet som best beskriver deres forbruksmønster. Men hva med de sluttbrukerne som faller utenfor de generelle lastprofilene (f eks bakeri)? For disse (og alle andre for den saks skyld) vil det ideelle være å kunne etablere egne lastprofil som beskriver den faktiske lasten på en tilstrekkelig god måte (se kapittel 5), eventuelt at det utarbeides flere og bedre generelle lastprofil. Dette fordrer imidlertid at man har et tilstrekkelig dataunderlag.

Konklusjon:

- Det er svært viktig at kunder/kundegrupper blir tilordnet det lastprofilet som best beskriver deres forbruksmønster. Valg av feil lastprofil vil i eksemplet ovenfor medføre feil i estimert effekt på inntil 270% i en gitt time.
- Kunder/kundegrupper som faller utenfor de generelle lastprofilene bør representeres med egne lastprofil der man har et tilstrekkelig dataunderlag tilgjengelig.

5 EGNE LASTPROFIL

Som beskrevet i kapittel 4 vil det eksistere kunder/kundegrupper som har et forbruksmønster som ikke lar seg representere ved noen av de generelle lastprofilene som foreløpig er utarbeidet. For å redusere usikkerheten knyttet til disse bør det altså utarbeides egne lastprofil så sant dette er mulig (les: at man har tilstrekkelig og gode nok målinger). Hvordan bør så dette gjøres? For å illustrere hvilke ulemper og fordeler som er heftet ved forskjellige måter å representere last på er dette i det følgende vist for seks ulike typer representasjon:

- Temperaturavhengig last ($A \cdot T + B$)
- Relative lastprofil -1 (ref P_{\max} , P_{av})
- Relative lastprofil -2 (ref P_{av})
- Relative lastprofil -3 (ref P_{av})
- Relative lastprofiler -4 (ref P_{av})
- Tidsserier (8760 verdier)

Med P_{\max} menes her største timeverdi over året. Med P_{av} menes midlere timeverdi over året. Alle representasjonene baseres på at det foreligger målinger i form av timeverdier for hver sluttbruker/sluttbrukergruppe.

For å vise både hvilke oppgaver som må gjøres for å etablere lastrepresentasjonen, samt å kunne vurdere kvalitet på estimatene blir hver metode benyttet for ett konkret case:

En netteier har et bakeri tilknyttet ett av sine rapporteringspunkt, og finner det uhensiktsmessig å benytte generelle lastprofil for å beskrive denne sluttbrukeren. I det følgende vises hvordan lasten kan representeres dersom man har:

- 1 år med måleverdier (timeverdier for 1998) tilgjengelig
- 3 år med måleverdier (timeverdier for 1996-1998) tilgjengelig

Oppgaven i caset er å kunne representere belastningen på en slik måte at man kan estimere lastens forventningsverdi og tilhørende spredning (95% konfidensintervall) i en vilkårlig time. Dette vises eksplisitt for følgende døgn:

Onsdag 20. januar 1999

Døgnmiddeltemperatur = 0 °C

5.1 TEMPERATURAVHENGIG LAST

Belastningen kan representeres som beskrevet i [1] og kapittel 4 vha temperaturdata. Dette kan gjøres f eks i selvutviklede regneark, men i eksemplet her benyttes allerede tilgjengelig programvare.

Ved SINTEF Energiforskning er det utviklet et dataprogram (Useload) for lastsimulering. Programmet er utviklet i samarbeid med Electricite de France, Sycon, VTT Energy, Electricity Association og DEFU. Programmet etablerer en statistisk modell for hver kundetype basert på målte data for elektrisitetsforbruk. Programmet simulerer last og energibehov for individuelle kunder og kundegrupper. Analysene er temperaturkorrigerte (som beskrevet for generelle lastprofil i kapittel 4). Lasten for hver sluttbruker eller kundegruppe kan segmenteres.

Dette programmet kan benyttes til å fremstille egne lastprofil basert på målte verdier, på samme form som de generelle lastprofil beskrevet i kapittel 4. I tillegg til lastens forventningsverdi får man også frem informasjon om spredning.

Lastrepresentasjon

Denne er beskrevet i kapittel 4, og blir ikke videre utdypet her.

Nødvendig dataunderlag

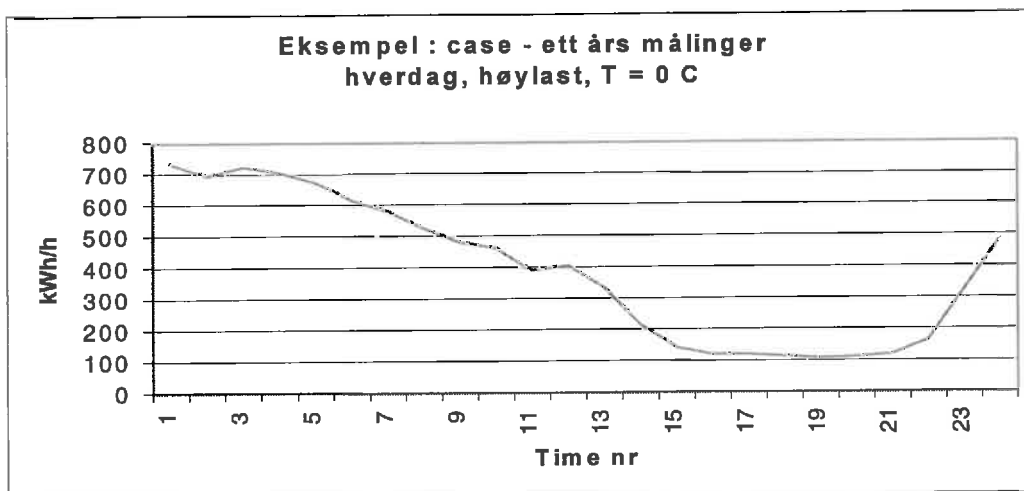
For å etablere egne lastprofil trengs lastmålinger og lokale temperaturdata. For å bruke profilene trengs årsenergi for den aktuelle kunde/kundegruppe samt lokale temperaturdata.

Oppgaver

Basert på timesmålinger hos sluttbruker kan Useload benyttes til å etablere egne lastprofil som kan benyttes ifm estimering av ILE. Timesmålinger mates inn i Useload, og bruker foretar de nødvendige valg for å få lastprofil på ønsket form (som definert i kapittel 4).

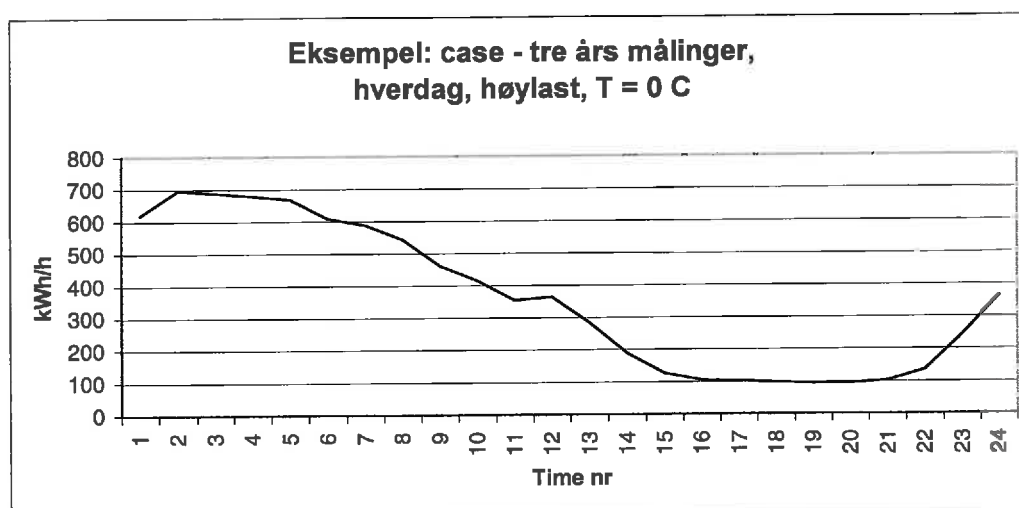
Resultater – case

Resultatet er vist i figuren nedenfor for høylast, hverdag, $T = 0^{\circ}\text{C}$ med måleverdier for siste år (1998).



Figur 20 Forventet lastforløp basert på ett års målinger.

Resultatet er vist i figuren nedenfor for høylast, hverdag, $T = 0^{\circ}\text{C}$ med måleverdier for siste tre år (1996-1998).



Figur 21 Forventet lastforløp basert på tre års målinger.

5.2 RELATIVE LASTPROFIL - 1

En alternativ måte å representere belastningen på er å benytte relative lastprofil. Dette vises her med tre relative, uavhengige profil: Døgn-, ukes- og årsprofil, basert på timeverdier for lasten. Profilene er relative, referert til årlig maksimallast og gjennomsnittlig last over året. For en vilkårlig time "h", på ukedag "d" og i måned "m", vil forventet last være:

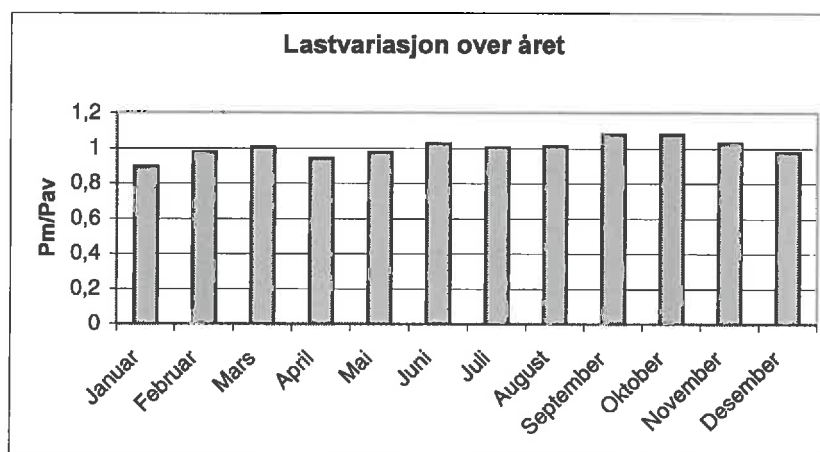
$$P_{h,d,m} = \frac{P_h \cdot P_d \cdot P_m}{P_{\max} \cdot P_{av} \cdot P_{av}} \cdot P_{\max} \quad [\text{kWh/h}] \quad (5)$$

der

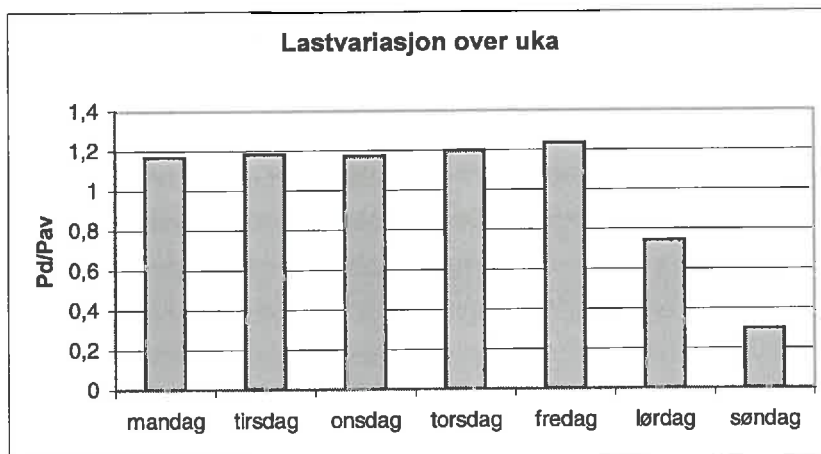
- P_h = gjennomsnittlig last i time "h", uavhengig av ukedag og måned
- P_d = gjennomsnittlig last i ukedag "d", uavhengig av måned
- P_m = gjennomsnittlig last i måned m
- P_{\max} = årlig maksimallast
- P_{av} = gjennomsnittlig last over året.

Lastrepresentasjon

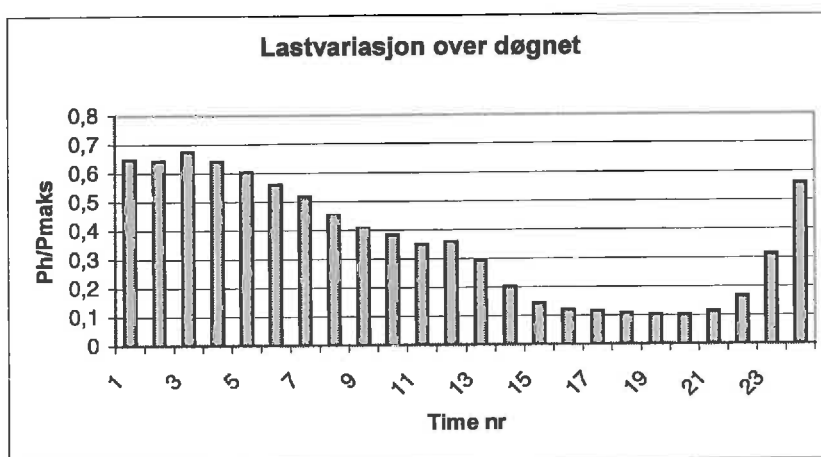
Relative profil er vist i de følgende figurene for eksempel-caset, basert på målinger for 1998 (spredningen er beregnet, men vises ikke i de relative profilene):



Figur 22 Relativ lastvarasjon over året, ett års målinger.



Figur 23 Relativ lastvariasjon over uka, ett års målinger.



Figur 24 Relativ lastvariasjon over døgnet, ett års målinger.

Nødvendig dataunderlag

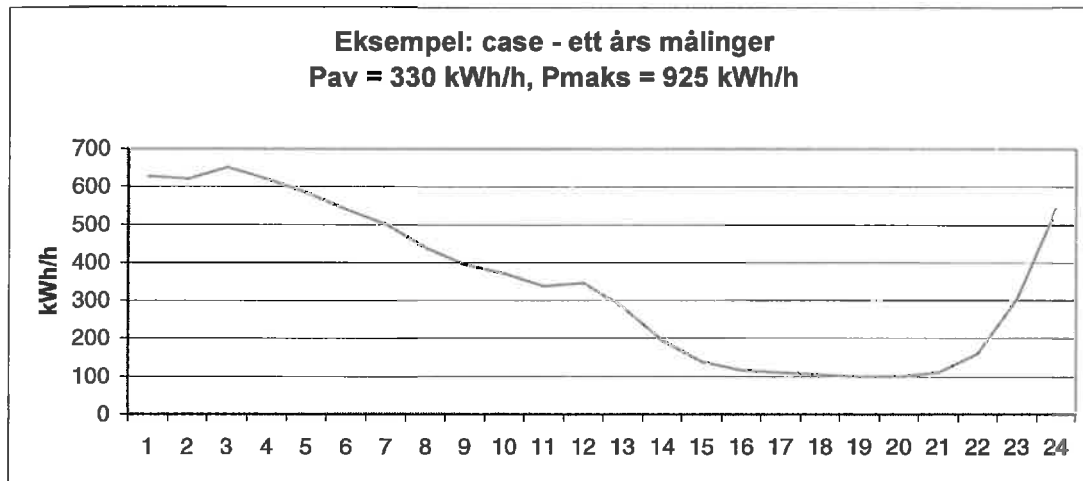
For å etablere egne lastprofil trengs lastmålinger.

Oppgaver

Basert på timemålinger kan man f eks vha regneark beregne relative lastprofil som beskrevet ovenfor.

Resultater – case

Resultater vises kun for tilfellet med ett års målinger.



Figur 25 Forventet lastforløp basert på ett års målinger.

5.3 RELATIVE LASTPROFIL - 2

Metodikken presentert her er svært lik den som ble presentert i forrige kapittel. Eneste forskjell er at i denne refereres alle de tre profilene (basert på timeverdier for lasten) til gjennomsnittlig last over året. For en vilkårlig time "h", på ukedag "d" og i måned "m", vil forventet last være:

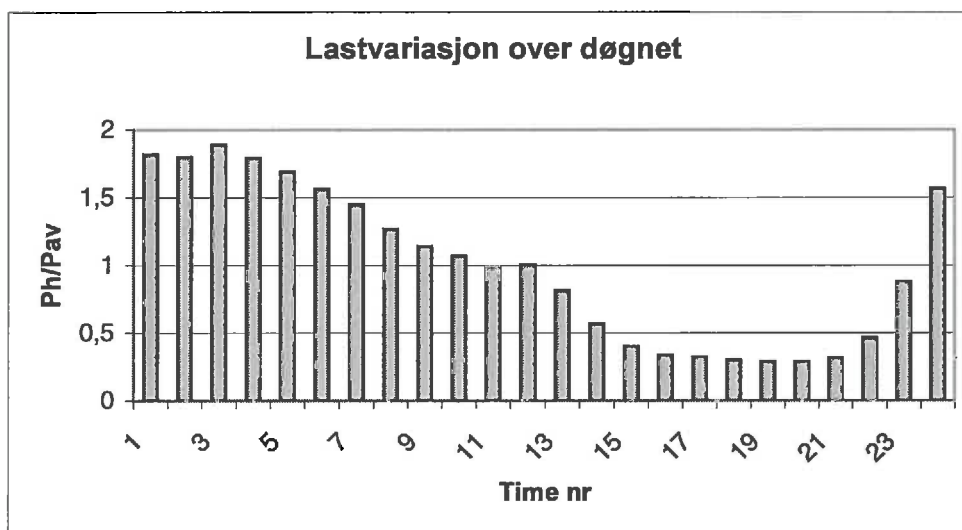
$$P_{h,d,m} = \frac{P_h \cdot P_d \cdot P_m}{P_{av} \cdot P_{av} \cdot P_{av}} \cdot P_{av} \quad [\text{kWh/h}] \quad (6)$$

der

- P_h = gjennomsnittlig last i time "h", uavhengig av ukedag og måned
- P_d = gjennomsnittlig last i ukedag "d", uavhengig av måned
- P_m = gjennomsnittlig last i måned m
- P_{av} = gjennomsnittlig last over året.

Lastrepresentasjon

Her vises kun relativt lastprofil for lastvariasjon over døgnet, da de øvrige to (årsvariasjon, ukesvariasjon) er identiske med profilene vist i forrige kapittel. Profilene er basert på målinger for 1998 (spredningen er beregnet men vises ikke i de relative profilene):



Figur 26 Relativ lastvariasjon over døgnet, ett års målinger.

Nødvendig dataunderlag

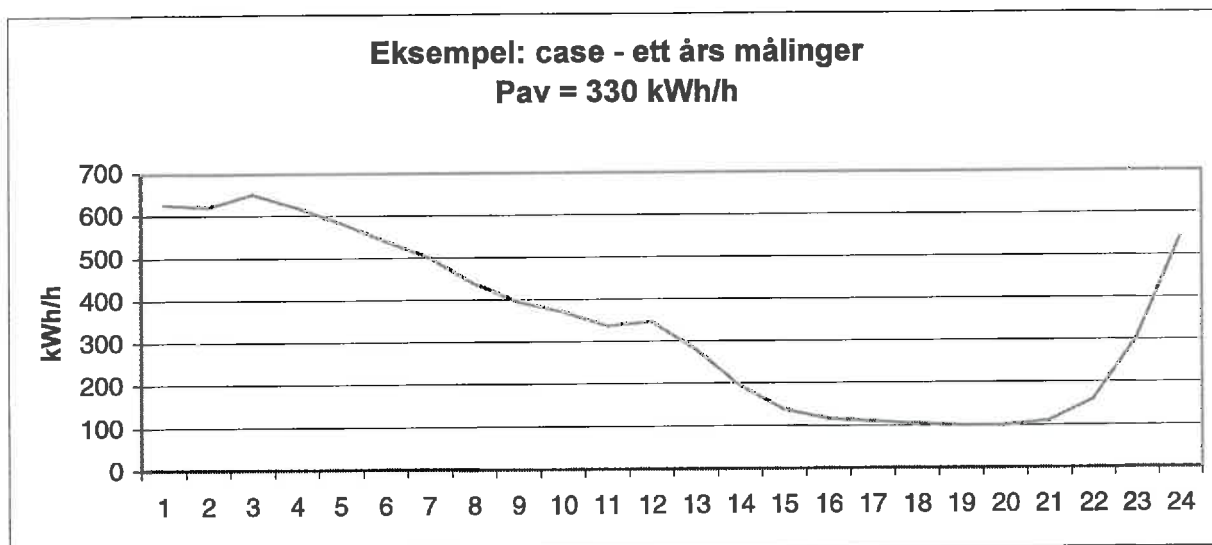
For å etablere egne lastprofil trengs lastmålinger.

Oppgaver

Basert på timemålinger kan man f eks vha regneark beregne relative lastprofil som beskrevet ovenfor.

5.3.1 Resultater – case

Resultater vises kun for tilfellet med ett års målinger.



Figur 27 Forventet lastforløp basert på ett års målinger.

5.4 RELATIVE LASTPROFIL – 3

Metodikken presentert her er svært lik den som ble presentert i de to foregående kapitlene. I motsetning til de to foregående skiller denne metoden mellom hverdag og helgedag. For en vilkårlig time "h", på ukedag "d" og i måned "m", vil forventet last være:

$$P_{h,d,m} = P_{av} \frac{P_{h(hv)}}{P_{av}} \frac{P_m}{P_{av}} \quad d = 1, \dots, 5 \quad [\text{kWh/h}] \quad (7)$$

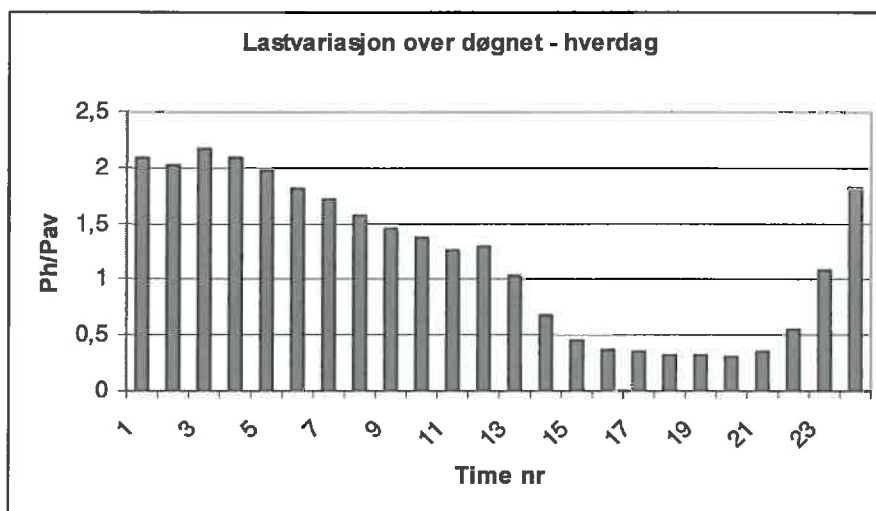
$$P_{h,d,m} = P_{av} \frac{P_{h(he)}}{P_{av}} \frac{P_m}{P_{av}} \quad d = 6, 7$$

der

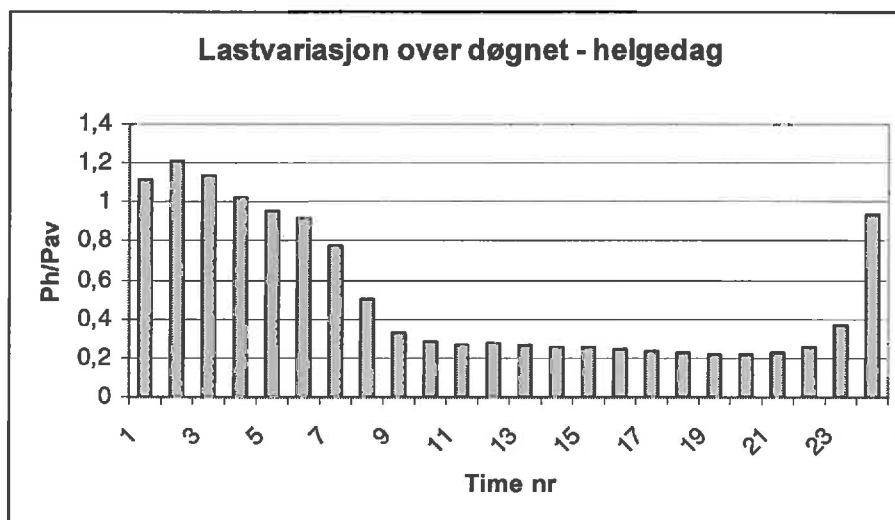
- P_{h(hv)} = gjennomsnittlig last i time "h" på hverdager, uavhengig av ukedag og måned
- P_{h(he)} = gjennomsnittlig last i time "h" på helgedager, uavhengig av ukedag og måned
- P_m = gjennomsnittlig last i måned m
- P_{av} = gjennomsnittlig last over året.

Lastrepresentasjon

Relative profil for årsvariasjon vises ikke, da denne er sammenfallende med årsvariasjonen vist i de to foregående kapitlene. Her vises døgnvariasjonen for hhv hverdag og helgedag:



Figur 28 Relativ lastvariasjon over døgnet - hverdag, ett års målinger.



Figur 29 Relativ lastvariasjon over døgnet - helgedag, ett års målinger.

Nødvendig dataunderlag

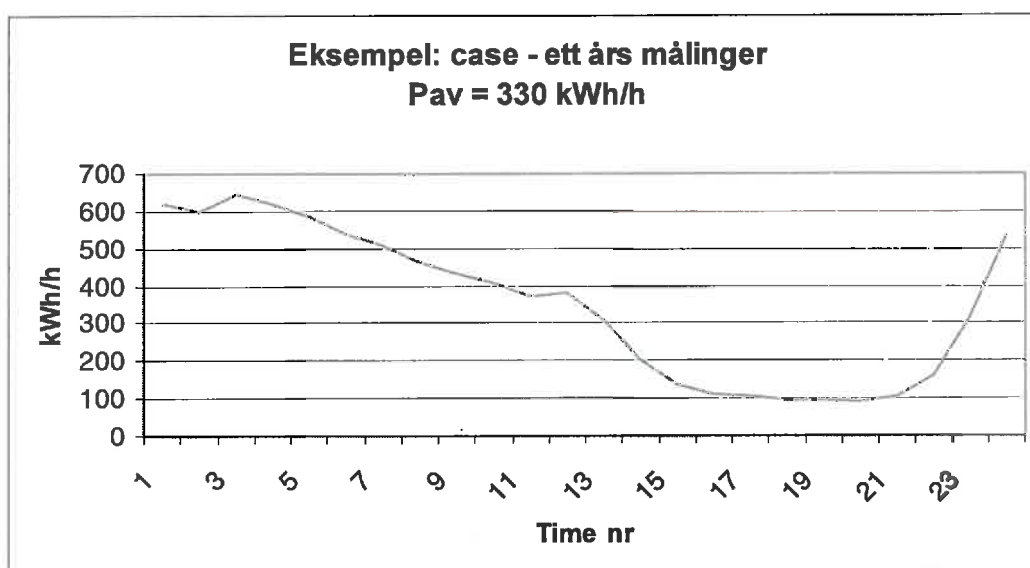
For å etablere egne lastprofil trengs lastmålinger.

Oppgaver

Basert på timemålinger kan man f eks vha regneark beregne relative lastprofil som beskrevet ovenfor.

5.4.1 Resultater – case

Resultater vises kun for tilfellet med ett års målinger.



Figur 30 Forventet lastforløp basert på ett års målinger.

5.5 RELATIVE LASTPROFIL – 4

Metodikken presentert her er svært lik den som ble presentert i de tre foregående kapitlene. I motsetning til de foregående skiller denne metoden mellom lørdag og søn-/helgedag. For en vilkårlig time "h", på ukedag "d" og i måned "m", vil forventet last være:

$$\begin{aligned}
 P_{h,d,m} &= P_{av} \frac{P_{h(hv)}}{P_{av}} \frac{P_m}{P_{av}} \quad d = 1, \dots, 5 \\
 P_{h,d,m} &= P_{av} \frac{P_{h(lø)}}{P_{av}} \frac{P_m}{P_{av}} \quad d = 6 \\
 P_{h,d,m} &= P_{av} \frac{P_{h(sø)}}{P_{av}} \frac{P_m}{P_{av}} \quad d = 7
 \end{aligned}$$

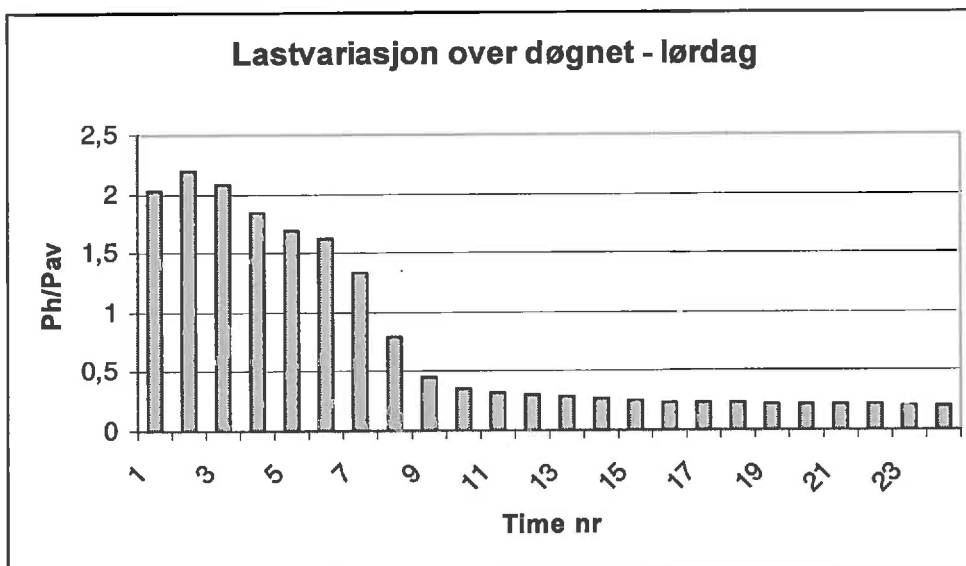
[kWh/h] (8)

der

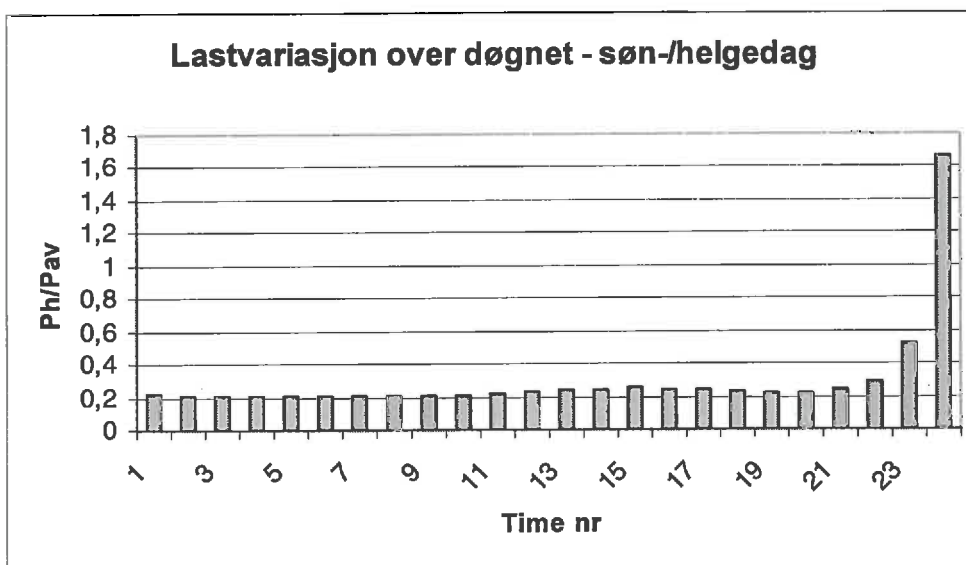
- $P_{h(hv)}$ = gjennomsnittlig last i time "h" på hverdager, uavhengig av ukedag og måned
- $P_{h(lø)}$ = gjennomsnittlig last i time "h" på lørdager, uavhengig av måned
- $P_{h(sø)}$ = gjennomsnittlig last i time "h" på søn-/helgedager, uavhengig av ukedag og måned
- P_m = gjennomsnittlig last i måned m
- P_{av} = gjennomsnittlig last over året.

Lastrepresentasjon

Relativt profil for årsvariasjon vises ikke, da denne er sammenfallende med årsvariasjonen vist i de to foregående kapitlene. Relativt profil for hverdag vises ikke, da denne er sammenfallende med det som er vist i det foregående kapitlet. Her vises døgnvariasjonen for hhv lørdag og søndag/helgedag:



Figur 31 Relativ lastvariasjon over døgnet - lørdag, ett års målinger.



Figur 32 Relativ lastvariasjon over døgnet – søn-/helgedag, ett års målinger.

Nødvendig dataunderlag

For å etablere egne lastprofil trengs lastmålinger.

Oppgaver

Basert på timemålinger kan man f eks vha regneark beregne relative lastprofil som beskrevet ovenfor.

5.5.1 Resultater – case

Resultater for caset vil være sammenfallende med resultater i forrige kapittel, da de begge baseres på den samme representasjon av det aktuelle tidsrom (onsdag i januar). Dette vises derfor ikke.

5.6 TIDSSERIER

De fem foregående måtene å representere lasten på krever en relativt omfattende statistisk analyse av de målte verdier. For også å illustrere hvilke resultater man kan oppnå uten en slik detaljstudie vises her en bruk av de målte verdier på en mer direkte måte:

- 1 års målinger – for å finne forventet last i en vilkårlig time benytter man målte timeverdier for samme tidsrom siste år direkte.
- 3 års målinger – for å finne forventet last i en vilkårlig time benytter man gjennomsnittet av målte timeverdier for samme tidsrom siste tre år.

Lastrepresentasjon

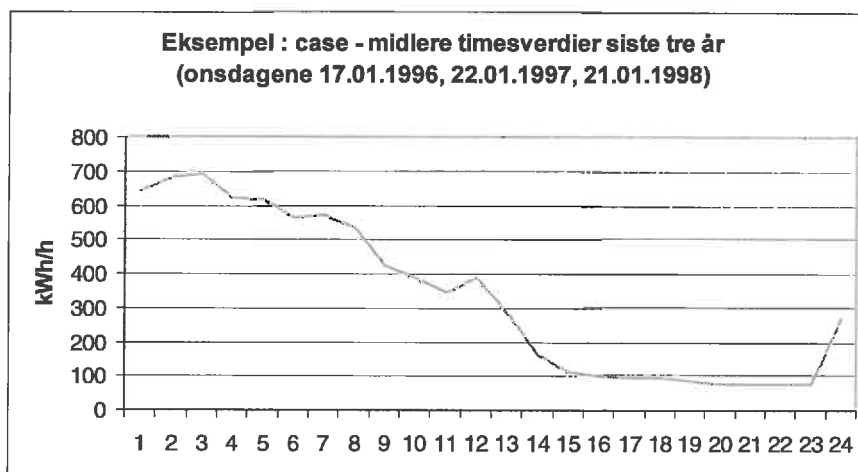
Lasten er representert med 8760 timeverdier pr år.

Oppgaver

Oppgavene vil i dette tilfellet kun innebære å beregne midlere effekt i en gitt time, basert på de målinger som man har tilgjengelig for det aktuelle tidsrommet (i ett eller flere foregående år).

Resultater – case

Resultater er kun vist med tre års målinger.

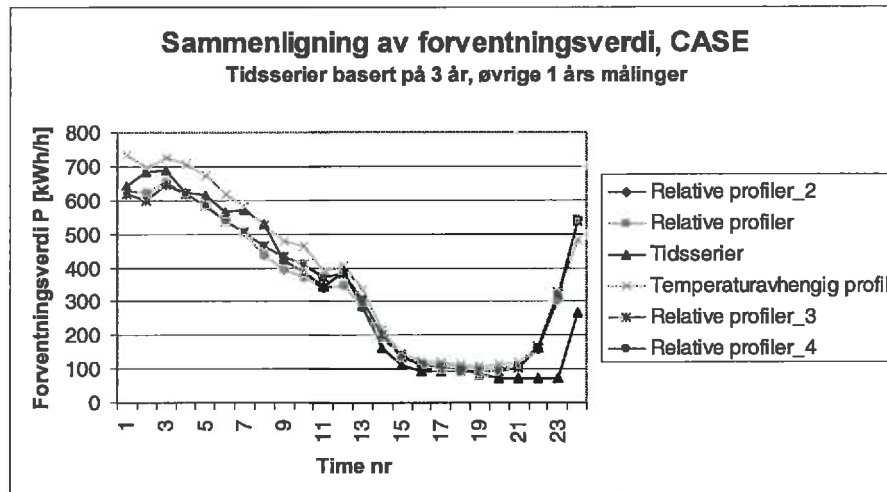


Figur 33 Forventet lastforløp basert på tre års målinger.

5.7 SAMMENLIGNING

Alle de fem metodene gir ut et forventet lastforløp for caset som ved første øyekast ser bra ut. Se figur 34.

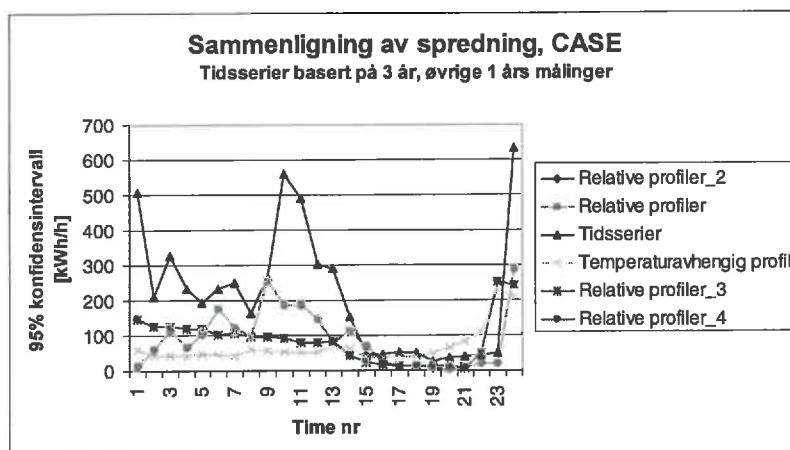
NB! I det følgende baseres representasjonen "Tidsserier" på tre års målinger, de øvrige kun ett års målinger.



Figur 34 Sammenligning av forventningsverdi, CASE

Som det fremgår av figuren er "Relative profiler" og "Relative profiler-2" sammenfallende. Dette er også tilfellet for "Relative profiler-3" og "Relative profiler-4".

Ser man nærmere på hva som ligger bak figuren, er det en måte å representere belastningen på som skiller seg ut i negativ retning. Dette er direkte bruk av tidsserier (kapittel 5.6). De øvrige representasjonsmåtene inkluderer alle en statistisk behandling av rådata, og gir som resultat mye snevrere konfidensgrenser, selv med et mye mindre dataunderlag. Se figur 35.



Figur 35 Sammenligning av spredning, CASE

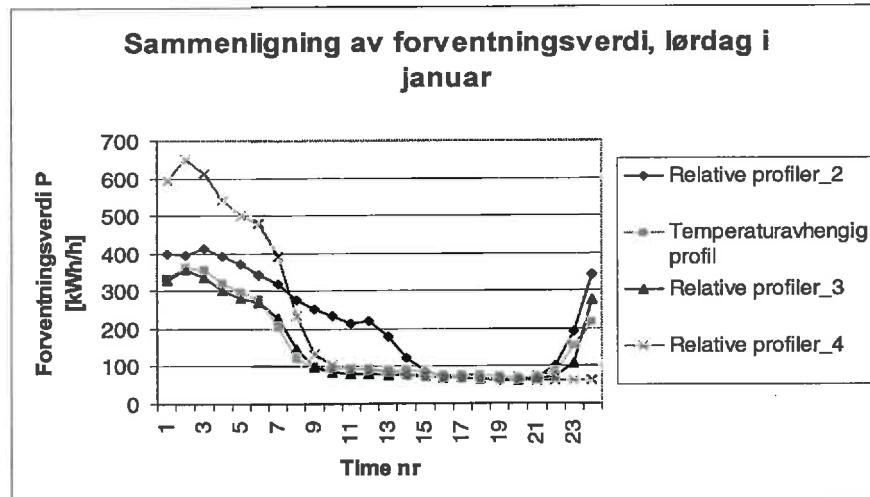
Som det fremgår av figuren er "Relative profiler" og "Relative profiler-2" sammenfallende. Dette er også tilfellet for "Relative profiler-3" og "Relative profiler-4".

Det fremgår av figurene 34 og 35 at for å oppnå tilstrekkelig gode estimat for forventet lastforløp (og derved ILE) kreves en statistisk behandling av rådataene (måleverdiene). Av de metoder som det her er sett på er to av disse omtrent identiske ("Relative profiler" og "Relative profiler-2"), med den lille forskjell at en av dem refereres til både midlere og maksimal effekt over året, den andre refereres kun til midlere effekt over året. Dette får ingen innvirkning på resultatet, vist ved at disse har sammenfallende forløp i figurene 34 og 35. Som det fremgår av figurene 34 og 35 oppnår man relativt snevre konfidensgrenser for alle de fem representasjonene som inkluderer en statistisk behandling av dataunderlaget. Dette er verdt å merke seg, da disse representasjonene i caset baseres på kun ett års målinger.

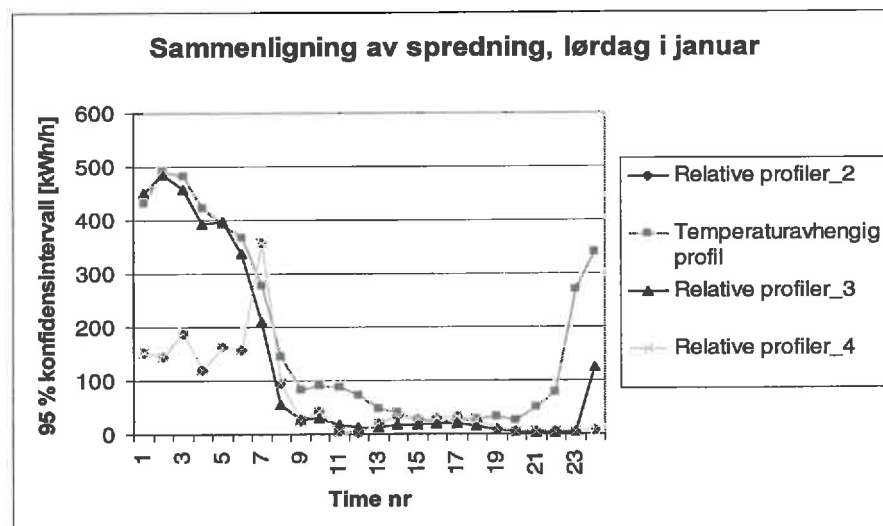
I realiteten står man altså tilbake med fire måter å representere belastningen på som er aktuelle for formålet å estimere ILE:

- Temperaturavhengig last ($A \cdot T + B$)
- Relative lastprofil -2 (ref P_{av})
- Relative lastprofil -3 (ref P_{av})
- Relative lastprofil -4 (ref P_{av})

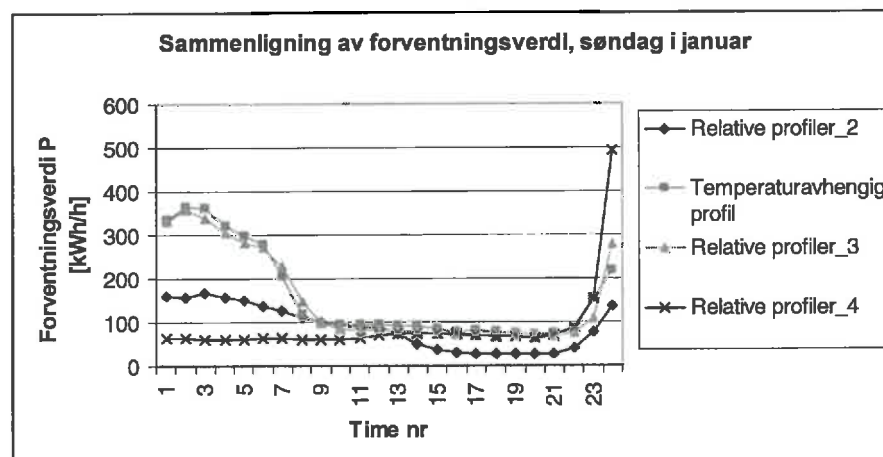
I det valgte caset kommer de fire alternativene omtrent likt ut hva spredning angår. Hadde man derimot betraktet en lørdag eller en søn-/helgedag, ville forskjellene mellom alternativene blitt større. Se figurene 36 - 39.



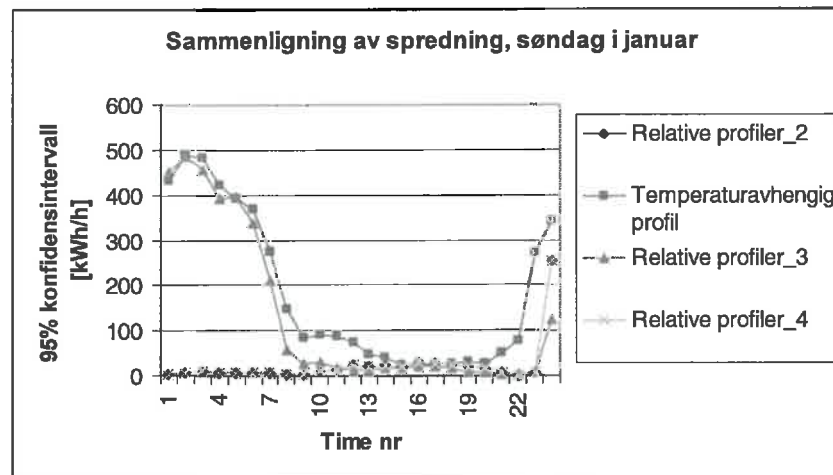
Figur 36 Sammenligning av forventningsverdi, lørdag i januar



Figur 37 Sammenligning av spredning, lørdag i januar



Figur 38 Sammenligning av forventningsverdi, søndag i januar



Figur 39 Sammenligning av spredning, søndag i januar

To viktige observasjoner kan gjøres utifra figurene 36-39:

1. Den aktuelle lasten har et noe annerledes forbruksmønster på lørdager og søn-/helgedager enn på hverdager. Dette blir best ivarettatt av den representasjon som representerer lørdager og søn-/helgedager spesielt, se figurene 36 og 38.
2. Spesiell representasjon av lørdager og søn-/helgedager reduserer spredningen i estimatene (sammenlignbare målinger, ikke miks av målinger fra både lørdag og søndag), se figurene 37 og 39.

For å kunne gi en anbefaling om hvilken representasjon som er best egnet ifm estimering av ikke levert energi må de ulike representasjonsformene vurderes mot formålet:

Å benytte timesmålinger (minimum ett år dvs 8760 verdier) for en gitt sluttbruker til å etablere et profil for dennes elektriske forbruk.

Som allerede beskrevet oppfyller alle de studerte representasjonsmåtene dette formålet i større og mindre grad. Den temperaturavhengige representasjonen har sin styrke i modellering av generelle lastprofil, som skal kunne benyttes for en vilkårlig sluttbruker, hjemmehørende i et vilkårlig klima. For det formålet som er her synes imidlertid denne representasjonen å være av noe mer kompleks karakter enn de øvrige, uten at dette gir seg utslag i sikrere estimat. Dette (kompleksiteten) gjelder både etablering og bruk av lastprofil.

De øvrige representasjonsmåtene har mange fellesnevner. Relative lastprofil og Relative lastprofil –2 er i praksis en og samme representasjonsmåte, og gir identiske resultater. De baseres på ett relativt lastforløp over døgnet, og lastnivået skaleres vha relative profil for hhv måned og

ukedag. Mao så gir denne representasjonen som resultat et relativt forløp over døgnet som er konstant, uansett hvilken dag som betraktes. Det eneste som endres er lastnivået.

Relative lastprofiler – 3 baseres på to relative lastforløp over døgnet, ett for hverdag og ett for helgedager. Lastnivået skaleres vha relativt profil for måned. På denne måten ivaretar man bedre typisk lastforløp i de tilfeller at dette er annerledes på helgedager enn ellers i uka.

Relative lastprofiler – 4 baseres på tre relative lastforløp over døgnet, ett for hverdag, ett for lørdag og ett for søn-/helgedager. Lastnivået skaleres vha relativt profil for måned.

Som det er vist i figurene 34-39 vil i det valgte eksempelet (bakeri) den mest hensiktsmessige representasjonen være Relative lastprofil –4, referert midlere effekt over året. Den aktuelle sluttbrukeren har klart forskjellige forbruksmønstre for hverdager, lørdager og søn-/helgedager. Dette er ikke spesielt for denne sluttbrukeren, men kan også sies å være gyldig for en stor andel av norske sluttbrukere, og næringskunder i særdeleshet.

I tillegg til de aspekt som er vist ovenfor i sammenligning med andre metoder tilkommer at denne representasjonen krever ingen data utover målt midlere effekt i hver time over året, og lar seg enkelt fremstille i regneark ol.

Fremstilling av lastprofil for temperaturavhengig last er som beskrevet i kapittel 4 noe mer krevende både med tanke på arbeidsinnsats og tilgjengelig dataunderlag. Selve arbeidsprosessen kan forenkles ved anskaffelse av dataprogrammet Useload, men man vil fortsatt ha et større databehov (temperaturdata). Det er på sin plass å poengtere at det ikke er dataprogrammet Useload som legger begrensninger på periodeinndelingen (hverdag/helg, høylast/lavlast), men at denne periodeinndelingen ble valgt ifm utarbeidelse av generelle lastprofil beskrevet i [1]. Begrunnelsen for valget var det spinkle datagrunnlaget man da hadde tilgjengelig.

Konklusjoner:

- For å oppnå en tilstrekkelig statistisk gyldighet av egne lastprofil anbefales det at disse bygger på minimum ett år med timesmålinger. Dette er imidlertid kun gyldig i det tilfellet at det beregnede profil skal benyttes i det leveringspunkt der målingene faktisk er tatt opp.
- Egne lastprofil anbefales representert ved fire uavhengige lastprofil (års- og døgnavariasjon for hhv hverdag, lørdag og søn-/helgedag) referert midlere effekt (årsenergi/8760 timer). Dette er imidlertid kun gyldig i det tilfellet at det beregnede profil skal benyttes i det leveringspunkt der målingene faktisk er tatt opp.

5.8 ANVENDELSE AV ANBEFALT REPRESENTASJON

Den anbefalte representasjonen av egne lastprofil er beskrevet i detalj i kapittel 5.5. For å ta denne i praktisk bruk anbefales at det istedet for gjennomsnittlig effekt over benyttes årsenergi for siste år, dividert med årets antall timer (vanligvis 8760, 8784 i skuddår). Dette medfører at ligning (8) kan omskrives til:

$$\begin{aligned}
 P_{h,d,m} &= \frac{W_A}{8760} \frac{P_{h(hv)}}{P_{av}} \frac{P_m}{P_{av}} \quad d = 1, \dots, 5 \\
 P_{h,d,m} &= \frac{W_A}{8760} \frac{P_{h(lø)}}{P_{av}} \frac{P_m}{P_{av}} \quad d = 6 \\
 P_{h,d,m} &= \frac{W_A}{8760} \frac{P_{h(sø)}}{P_{av}} \frac{P_m}{P_{av}} \quad d = 7
 \end{aligned}$$

[kWh/h] (9)

der

- $P_{h(hv)}$ = gjennomsnittlig last i time "h" på hverdager, uavhengig av ukedag og måned
- $P_{h(lø)}$ = gjennomsnittlig last i time "h" på lørdager, uavhengig av måned
- $P_{h(sø)}$ = gjennomsnittlig last i time "h" på søn-/helgedager, uavhengig av ukedag og måned
- P_m = gjennomsnittlig last i måned m
- W_A = målt årsenergi siste år.

På denne måten vil en fange opp lastutviklingen over tid, under forutsetning at de relative profil er uendret. Mistenkes forbruksmønsteret å ha endret seg vesentlig vil det være nødvendig å revurdere de relative profilene på basis av nye måleverdier.

6 INTERNASJONALE UNDERSØKELSER

6.1 FINLAND

Det er i Finland gjennomført et større prosjekt angående belastningsmåling og –modellering [17]. Målinger ble startet opp i 1983, og etter oppstarten har førti everk foretatt timemåling av 1000 sluttbrukere. Det er utviklet en lastrepresentasjon som i 1996 bestod av 46 forskjellige kundeklasser (lastkategorier). Se vedlegg 3. Den eneste variabelen i modellen (sett fra brukers side) er sluttbrukers årsenergi. Modellen gir som resultat sluttbrukers forventede midlere last i en vilkårlig time, sammen med estimert standardavvik. Det er i tillegg utviklet metodikk for kalibrering mot målte verdier.

Lasten er representert på følgende måte:

$$\begin{cases} \bar{P}(t) = L_c(m(t), d(t), h(t)) \cdot W_a \\ s_P(t) = s_{Lc}(m(t), d(t), h(t)) \cdot W_a \end{cases} \quad (10)$$

der $\bar{P}(t)$ = forventningsverdien for lasten i aktuell time
 $s_P(t)$ = standardavviket til lasten i aktuell time
 W_a = sluttbrukers årsenergi

$m(t)$, $d(t)$ og $h(t)$ er klassifiseringsfunksjoner som resulterer i en kategori hvor time h hører til:

- Verdien på $m(t)$ er sesong, tid på året (vanligvis måned), men kan være en ukes eller to-ukers periode
- Verdien på $d(t)$ er dagtype (vanligvis ukedag eller hverdag/helg).
- Verdien på $h(t)$ er time nr (1-24)

Parametrene L_c og s_{Lc} er estimert fra analyserte lastdata fra forventningsverdi og standardavvik for timesmålingene dividert med sluttbrukers årsenergi:

$$\begin{cases} L_c(m, d, h) = E \left\{ \frac{W_{h,c}(m, d, h)}{W_{a,c}} \right\} \\ s_{Lc}(m, d, h) = \sigma \left\{ \frac{W_{h,c}(m, d, h)}{W_{a,c}} \right\} \end{cases} \quad (11)$$

der

$W_{h,c}$ = sluttbruker i klasse c 's forventede last i måned m , dag d , time h .
 $W_{a,c}$ = sluttbruker i klasse c 's årsenergi.

Den benyttede metodikken har svært mange likhetstrekk med de beskrevet i kapittel 5.2-5.5 (lasten representeres med relative profil, referert årsenergi).

6.2 SVERIGE

Svenska Elverksforeningen har utarbeidet såkalte typekurver (generelle lastprofil) basert på lastmålinger på 400 objekt [18] med tidsoppløsning for målinger på 15 minutt. Dette har resultert i 45 generelle lastprofil som er implementert i en programvarepakke "Betty".

For hvert lastprofil finnes lastkurve for:

- Vinter, vår/høst og sommer
- Hverdag og helg
- Tre karakteriske døgnmiddeltemperaturer for hver av de tre årstidene

Alle de generelle lastprofilene er referert samme klima, og er representert som temperaturavhengig last:

$$P_{\text{døgn}} = P_T \cdot T + P_0 \quad (12)$$

der P_T = objektets temperaturavhengighet [kW/°C]
 T = aktuell døgnmiddeltemperatur
 P_0 = objektets effekt ved $T=0^\circ\text{C}$

Bestemmelse av forventet last i en vilkårlig time hos en vilkårlig sluttbruker gjøres grovt sett på følgende måte:

1. Faktisk årsenergi regnes om til årsenergi referert et normalår.
Dette gjøres vha graddøgnntallene for hhv aktuelt år og normalår.
2. Årsenergi referert normalår regnes om til årsenergi på "normalplass" (Arlanda).
Dette gjøres vha graddøgnntallene for normalår for de to lokasjoner.
3. Normalisert midlere effekt over året beregnes med den normalplasskorrigerte årsenergien.
4. Forventet last i aktuell time finnes ved å skalere generelt lastprofil med normalisert midlere effekt over året.

Arbeidsgruppen som gjennomførte belastningsstudiene bestod av totalt 10 personer, derav 4 fra Sydkraft AB. Sydkraft AB har i den senere tid deltatt i arbeidet med å utvikle Useload.

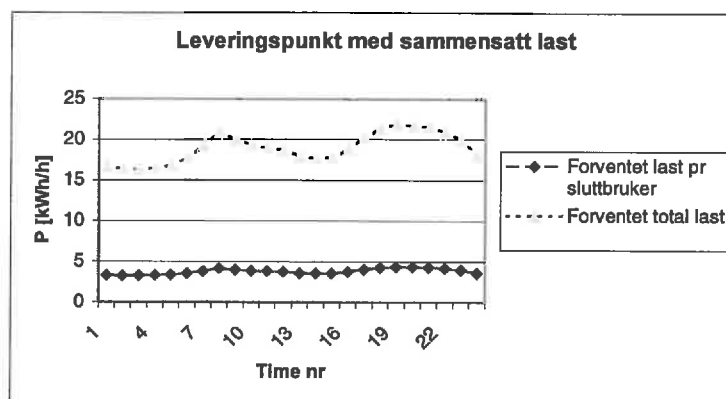
REFERANSER

- [1] Metode for beregning av ikke levert energi
Heggset, J., Kjølle, G., Samdal, K.
Trondheim: SINTEF Energiforskning AS 1998
(TR A4765)
- [2] Definisjoner knyttet til feil og avbrudd i kraftsystemet
Referansegruppe for feil og avbrudd (NVE, Enfo, Statnett), 1999
(Høringsutkast til 2. utgave)
- [3] FASIT – 1997. Feil og avbrudd i høyspennings fordelingsnett tom 22 kV.
Enfo-publikasjon nr 305
Oslo: Enfo 1998
- [4] Veiledning Avbruddsrapportering
Oslo: NVE 1996
- [5] FASIT
Veiledning for registrering av feil og avbrudd i kraftsystemet.
Oslo: Enfo 1999
(Publikasjon nr 346-1999)
- [6] Retningslinjer for kvalitetssikring av elmåling og måledatahåndtering
Oslo: Enfo 1997
(Publikasjon nr 249-1997)
- [7] Analyse av elbelastningers følsomhet overfor variasjoner i utetemperaturen,
vindhastighet og skydekke hos abonnenter i alminnelig forsyning.
Høyen, K. E.
Trondheim: SINTEF Energiforskning AS 1989
(TR A3603)
- [8] Energi- og effektforhold hos ulike kategorier sluttbrukere.
Livik, K., Feilberg, N.
Trondheim: SINTEF Energiforskning AS 1992
(TR A3998)
- [9] Planleggingsbok for kraftnett
Trondheim: SINTEF Energiforskning AS 1999

- [10] Forslag til regelverk for kompensasjon for ikke levert energi
Oslo: NVE 1998
- [11] Utredning av administrative konsekvenser som følge av en kompensasjonsordning for ILE.
Oslo: Oslo Energi Konsult 1999
- [12] Praktiske løsninger for å håndtere ILE og KILE- anbefalinger fra pilotprosjekt KILE
Trondheim: SINTEF Energiforskning AS 1999
Notat av 1999-10-21
- [13] Heggset, J:
FASIT – Grovspesifikasjon for EDB-verktøy
Trondheim: SINTEF Energiforskning AS 1995
(TR A4364)
- [14] Heggset, J, Kjølle, G., Samdal, K.:
FASIT – Grovspesifikasjon for EDB-verktøy (Endringer i forhold til EFI TR A4364)
Trondheim: SINTEF Energiforskning AS 1995
(TR A4781)
- [15] Heggset, J:
FASIT – Tillegg til grovspesifikasjon for EDB-verktøy (TR A4781)
Trondheim: SINTEF Energiforskning AS 1995
(Notat av 1998-11-27)
- [16] Nordgård, D. E.:
Forbrukskoder og generelle lastprofil
Trondheim: SINTEF Energiforskning AS 1995
(Notat av 1999-08-31)
- [17] Seppala, A.
Load research and load estimation in electricity distribution
Doktorgradsavhandling
Finland: Technical Research Centre of Finland (VTT) 1996
Doktorgradsavhandling
Publikasjon nr 289, 1996
- [18] Belastningsberegning med typekurver
Sverige: Svenska Elverksforeningen 1991

VEDLEGG 1: KALIBRERING MOT MÅLTE VERDIER

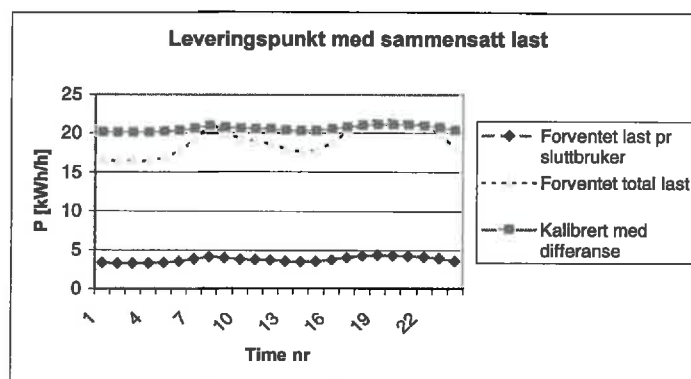
Dersom ett leveringspunkt forsyner en gruppe av sluttbrukere vil forventningsverdien til total last i en gitt time være lik summen av forventningsverdiene til hver av enkeltbelastningene i den samme timen. Dette er eksemplifisert i Figur V1-1 som for enkelhets skyld viser både forventet last pr sluttbruker og total forventet last for 5 identiske sluttbrukere i samme lastkategori:



Figur V1-1 Leveringspunkt med sammensatt last.

Man har for et leveringspunkt kjennskap til at alle tilknyttede sluttbrukere er av lastkategori Husholdning. Man har beregnet et forventet lastforløp som tilfeldigvis sammenfaller med forventet lastforløp for en enkelt sluttbruker. I tillegg har man tilgjengelig målt midlere effekt i siste time før avbrudd. Denne måleverdien ønsker man så å benytte til å kalibrere lasten med. Ved å benytte forholdet mellom målt og beregnet forventet last (her: 5/1) vil man så kunne beregne et kalibrert lastforløp (som vil sammenfalle med det forventede totale).

Dersom man istedet hadde valgt å benytte differansen i kWh/h mellom målt og beregnet forventet last ville man mistet informasjon om lastens forventede forløp (glattet ut kurven).



Figur V1-2 Kalibrering mot måleverdi, leveringspunkt med sammensatt last.

J:\DOK\12\KSA\99006209.doc

VEDLEGG 3: FINSK LASTKATEGORI-INNDELING

Residential customers

Class	Class description	Number of re- cordings included
110	One family house, direct electric heat, water boiler <300l	54
120	One family house, direct electric heat, water boiler =300l	65
130	One family house, direct electric heat, floor heating > 2kW	18
210	One family house, partial storage electric heat, short disconnect periods	12
220	One family house, partial storage electric heat, long disconnect periods (7-22)	27
300	One family house, full storage electric heat, (7-22)	16
400	One family house, heat pump	34
510	One family house, dual heat, flat tariff	9
520	One family house, dual heat, night tariff	9
530	One family house, dual heat, seasonal tariff	17
601	One family house, no electric heat, no electric sauna	10
602	One family house, no electric heat, electric sauna	22
611	Flat, no elect. heat, no electric sauna.	24
612	Flat, no electric heat, electric sauna	4
1010	Block of flats, no flats included	6
1020	Block of flats	8
1030	Semi detached house, direct electric heating, whole building	18
1120	Summer cottages (sub-station level)	11
711	Agriculture, milk production, residence excluded	13
712	Agriculture, milk production, residence included	28
713	Agriculture, milk production, residence included, electric, sauna	13
714	Agriculture, milk production, residence included, electric sauna, electric heat.	15
721	Agriculture, meat production, residence excluded.	2
722	Agriculture, meat production, residence included	4
732	Agriculture, crop production, residence included	7
733	Agriculture, crop production, residence included, electric sauna	2

Industrial customers 1-shift

Class	Class description	Number of recordings included
810	1-shift industry all branches	all below
810430	Textile, clothing and leather industry, 1-shift	15
810440	Wood industry (mechanic), 1-shift	9
810460	Chemical, oil, gum and plastic industry, 1-shift	8
810480	Metal and machine works, 1-shift	17

Industrial customers 2-shift

Class	Class description	Number of recordings included
820	2-shift industry all branches	all below
820420	Food, drink & tobacco industry, 2-shifts	18
820430	Textile, clothing and leather industry, 2-shift	3
820452	Paper products manufacturing, graphical industry, 1-shift	6
820460	Chemical, oil, gum and plastic industry, 2-shift	9
820480	Metal and machine works, 2-shift	9

Service customers public

Class	Class description	Number of recordings included
910	All branches	all below
910810	Administration	8
910820	Education, schools	10
910830	Hospitals and health care	6

Service customers private

Class	Class description	Number of recordings included
920	All branches	all below
920610	Wholesale trade	5
920622	Department store	29
920622	Retail shops	8
920630	Car retail and service	6
920640	Hotels, accommodation service	5
920650	Restaurant and café	3
920660	Bank & Insurance	13
920670	Recreation and cultural service	4

SINTEF Energi AS
SINTEF Energy Research

No-7465 Trondheim
Telephone: + 47 73 59 72 00
energy.research@sintef.no
www.sintef.no/energy