

SIMRAF

Simuleringsprogram för implementering av mikroregenerativa applikationer i fastigheter

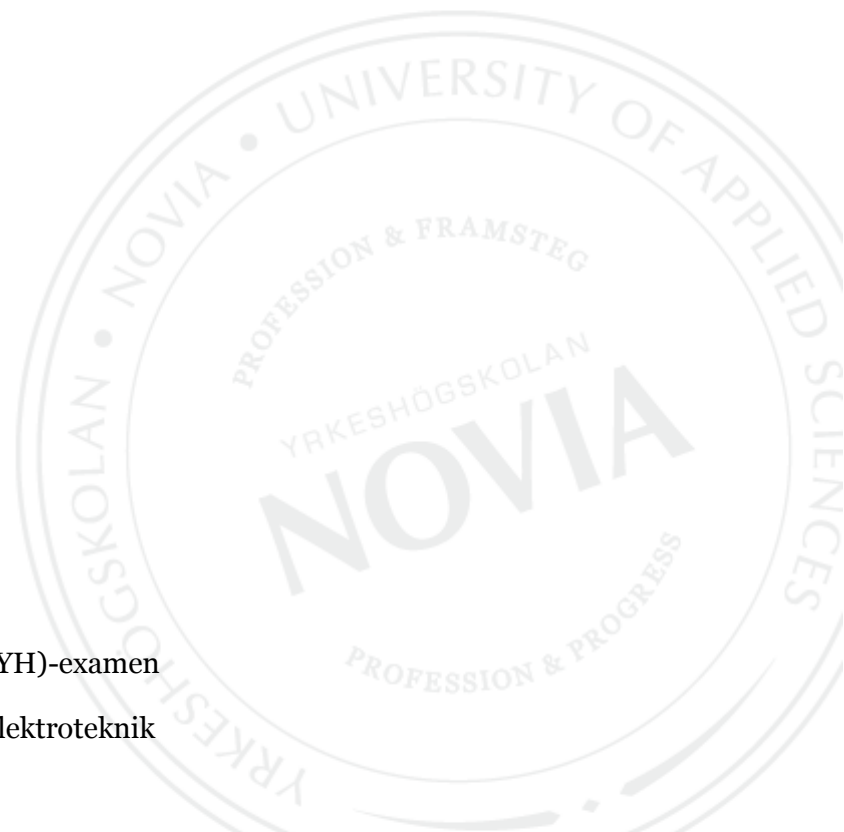
Mathias Björk

Dan Inbarr

Examensarbete för ingenjör (YH)-examen

Utbildningsprogrammet för elektroteknik

VASA 2011



EXAMENSARBETE

Författare	Mathias Björk, Dan Inborr
Utbildningsprogram och ort	Elektroteknik, Vasa
Inriktningalternativ	Automation
Handledare	Ole Kr. Førreisdahl, Högskolen i Östfold, Fredrikstad, Norge Matts Nickull, Yrkeshögskolan Novia, Vasa, Finland

Titel: *SIMRAF – Simuleringsprogram för implementering av mikroregenerativa applikationer i fastigheter*

15 mar 2011

78 sidor

15 bilagor

Abstrakt

Forsknings- och utvecklingsprojektet **Manage Smart in SmartGrid** är ett treårigt projekt som utforskar vilka möjligheter "Advanced Metering-reading Management" (AMM) kan ge för att förbättra energiförvaltning i både privata hem och offentliga byggnader. Genom projektets forskningsarbete skall det etableras en detaljerad förståelse för hur detta kan möjliggöras och vilka möjligheter som kan utnyttjas till fördel för både förbrukare, leverantörer samt för miljön. Projektet utförs av "Norwegian Centre of Expertise (NCE) Energy and Emissions Trading Halden" med stöd av "Norges Forskningsråd (NFR)" och projektet ägs av Tieto och NCE Halden.

Detta lärdomsprov omfattar skapande av ett simuleringsprogram för dessa fastigheter med vikt på energiförvaltning och ekonomi, samt en utvärdering av resultaten från utförda simuleringar. Dessa fastigheter implementeras med AMM-teknologi samt mikroregenerativa applikationer såsom vindkraftverk, solceller och "Micro Combined Heat and Power Plants" (μ CHP).

Resultatet av detta lärdomsprov är ett simuleringsprogram samt simuleringar utförda med olika inställningsparametrar. Utifrån dessa resultat konstateras det att det är lönsammare att investera i vindkraftverk i norra Norge än i södra Norge. Det är också lönsammare att investera i mikroregenerativa applikationer i äldre och större fastigheter än i små och nya fastigheter.

Språk: Svenska

Nyckelord: Energiförvaltning, Mikroregeneration, Simulering

Förvaras: Examensarbetet finns tillgängligt i webbiblioteket Theseus.fi och i biblioteket Tritonia i Vasa.

BACHELOR'S THESIS

Authors	Mathias Björk, Dan Inbarr
Degree Programme	Electrical Engineering
Specialization	Automation
Supervisors	Ole Kr. Førrisdahl, Høgskolen i Östfold, Norge Matts Nickull, Yrkeshögskolan Novia, Vasa, Finland

Title: *SIMRAF – Simulation of the implementation of micro regenerative applications in facilities*

15 Mar 2011 78 pages 15 appendices

Abstract

Manage Smart in SmartGrid is a three-year-long research and development project. This project explores the possibilities of energy management when implementing Advanced Metering-reading Management (AMM) in private households and public facilities. By means of this project research, a detailed understanding will be established of how the AMM can be enabled and the possibilities with it. These possibilities can be exploited to benefit both the customers, the suppliers and the environment. This project is run by "Norwegian Centre of Expertise (NCE) Energy and Emissions Trading Halden" and supported by "The Research Council of Norway (NFR)". The project is owned by Tieto and NCE Halden.

This Bachelor's thesis comprises the creation of simulation program for the type of buildings described above. The thesis work focuses on the energy management and an evaluation of the results from the executed simulations is presented. The facilities are implemented with the AMM technology and with micro regenerative applications such as solar cells, wind mills and "Micro Combined Heat and Power Plants (μ CHP)".

A simulation program was created and our results come from simulations with different parameters. The results prove that it is more profitable to invest in wind mills that produce electricity in Northern Norway than in southern Norway. It will also be more profitable to invest and implement micro regenerative applications in larger and older facilities than in small new homes.

Language: Swedish Key words: Energy management, Micro generation, Simulation

Filed at the web library Theseus.fi and the Tritonia Academic Library in Vaasa, Finland.

INNEHÅLLSFÖRTECKNING

EXAMENSARBETE.....	
INNEHÅLLSFÖRTECKNING	
FIGURLISTA	
TABELLISTA.....	
SYMBOLER OCH INDEX	
FÖRORD.....	
1. INLEDNING.....	1
1.1 Bakgrund.....	2
1.2 Problemställning.....	3
2. ENERGITEKNIK	3
2.1 Förklaring av benämningar	4
2.1.1 Energiproduktion.....	4
2.1.2 Energilagring	7
2.1.3 Energiförvaltning	9
3. SIMULERINGSDATA	10
3.1 Väderstatistik.....	10
3.2 Energiförbrukning	11
3.3 Teknisk data för applikationer och modellering.....	12
3.4 Priser	12
4. INTRODUKTION TILL SIMULERINGSMILJÖN	14
4.1 Fastighetsdefinition	14
4.2 Simuleringsprogrammets uppgift.....	16
4.2.1 Ekonomi	16
4.2.2 Energiförbrukning	16
4.2.3 Energiförvaltning	17
4.2.4 Energiproduktion.....	17
4.3 Simuleringsprogrammets struktur	18
5. SIMULERINGSPROGRAMMET	19
5.1 Allmänt.....	19
5.2 Modellering	20
5.2.1 μ CHP.....	20
5.2.2 Ackumulatorer (sol)	21
5.2.3 Ackumulatorer (vind).....	21
5.2.4 Ackumulatortank.....	23
5.2.5 Användargränssnitt.....	24

5.2.6	Kostnadsberäkningar	28
5.2.7	Energiförbrukning	30
5.2.8	Programmets struktur	31
5.2.9	Smartmeterenhet.....	31
5.2.10	Solceller.....	32
5.2.11	Vindkraftverk	32
6.	FÖRSÖK.....	33
6.1	Val av ackumulatormängd	33
6.2	Kontroll av producerad elektricitet från solceller.....	34
6.3	Kontroll av producerad elektricitet från vindkraftverk	35
6.4	Fastighet 1	36
6.5	Fastighet 2	38
6.6	Fastighet 3	40
6.7	Fastighet 4.....	42
7.	RESULTAT	44
7.1	Val av ackumulatormängd	44
7.2	Kontroll av producerad elektricitet från solceller.....	45
7.3	Kontroll av producerad elektricitet från vindkraftverk	46
7.4	Fastighet 1	47
7.5	Fastighet 2	51
7.6	Fastighet 3	54
7.7	Fastighet 4.....	57
8.	DISKUSSION	60
8.1	Simuleringar	60
8.1.1	Val av ackumulatorer	60
8.1.2	Kontroll av producerad elektricitet från solceller.....	60
8.1.3	Kontroll av producerad elektricitet från vindkraftverk	61
8.1.4	Fastighet 1	62
8.1.5	Fastighet 2	62
8.1.6	Fastighet 3	62
8.1.7	Fastighet 4	63
8.1.8	Sammanfattning	63
8.2	Förbättringar av simuleringsprogrammet.....	64
8.2.1	μCHP.....	64
8.2.2	Akkumulatorer (sol och vind).....	65
8.2.3	Akkumulatortank.....	66
8.2.4	Grafiskt användargränssnitt.....	67

8.2.5	Ekonomi	67
8.2.6	Termiskt och elektriskt energikrav	68
8.2.7	Programmets struktur	68
8.2.8	Smartmeterenhet.....	69
8.2.9	Solceller.....	69
8.2.10	Vindkraftverk	70
8.2.11	Sammanfattning	71
9.	SLUTSATS	72
	REFERENSFÖRTECKNING.....	73
	BILAGOR.....	.

FIGURLISTA

<i>Figur 1. Tankesättet hos Manage Smart in Smartgrid</i>	2
<i>Figur 2. Här är ett hus med PV-celler på taket (Alibaba, 2010)</i>	4
<i>Figur 3. Här är ett hus med ett vindkraftverk (Green Geezer, 2007)</i>	5
<i>Figur 4. Visar ett industriellt CHP-system och ett μCHP-system (Greenspec, 2010)</i>	6
<i>Figur 5. Ackumulatortank av modellen AKVATERM (Energiteknik, 2010)</i>	7
<i>Figur 6. Blyackumulator (MDS Battery, 2010)</i>	8
<i>Figur 7. En elmätare och en smartmeterenhet (Beard, 2008)</i>	9
<i>Figur 8. Norges klimatzoner (Enova, 2003 a)</i>	11
<i>Figur 9. Nord Pools zonindelning samt elpris 17.05.2010 (Nord Pool Spot AS, 2010)</i>	13
<i>Figur 10. Schematisk bild över fastigheten</i>	15
<i>Figur 11. Simuleringsprogrammets struktur</i>	18
<i>Figur 12. Grafiskt användargränssnitt</i>	24
<i>Figur 13. Energifördelning i fastigheten</i>	25
<i>Figur 14. Energi från solceller och vindkraftverk</i>	26
<i>Figur 15. Ekonomiutskrift</i>	26
<i>Figur 16. Investeringskostnader</i>	27
<i>Figur 17. Återbetalningstid</i>	27
<i>Figur 18. Investeringskostnader till fastighet 1</i>	47
<i>Figur 19. Inbesparingar per år på fastighet 1</i>	47
<i>Figur 20. Återbetalningstiderna för fastighet 1</i>	48
<i>Figur 21. Investeringskostnader för fastighet 2</i>	51
<i>Figur 22. Inbesparingar per år för fastighet 2</i>	51
<i>Figur 23. Återbetalningstiden på investeringskostnaderna för fastighet 2</i>	52
<i>Figur 24. Investeringskostnaderna för fastighet 3</i>	54
<i>Figur 25. Inbesparing per år för fastighet 3</i>	54
<i>Figur 26. Återbetalningstiden för fastighet 3</i>	55
<i>Figur 27. Investeringskostnader för fastighet 4</i>	57
<i>Figur 28. Inbesparing per år för fastighet 4</i>	57
<i>Figur 29. Återbetalningstid för simulering 4</i>	58
<i>Figur 30. Blyackumulator 200 Ah; graf över laddningsspänning mot SOC (Perez, 1993)</i>	Bilaga 8
<i>Figur 31. Blyackumulatorer 4 st.; graf över laddningsspänning mot SOC (Perez, 1993)</i>	Bilaga 8
<i>Figur 32. Blyackumulator 200 Ah; graf över laddningsspänning mot SOC (Perez, 1993)</i>	Bilaga 9
<i>Figur 33. Blyackumulatorer 4 st.; graf över urladdningsspänning mot SOC (Perez, 1993)</i> ..	Bilaga 9
<i>Figur 34. Blyackumulator; graf över inre resistans mot SOC (Medora & Kusko, 2007)</i>	Bilaga 10
<i>Figur 35. Blyackumulator; graf över inre resistans mot SOC (Medora & Kusko, 2007)</i>	Bilaga 10
<i>Figur 36. Linjär faktor för begränsning av urladdningstiden</i>	Bilaga 11
<i>Figur 37. Proven Energy 6 kW (GETEK AS, 2010 e)</i>	Bilaga 12

TABELLISTA

Tabell 1. Symboler och enheter.....	9
Tabell 2. Index med förklaringar	10
Tabell 3. Programmets moduler.....	20
Tabell 4. Inkluderade/icke inkluderade kostnadsberäkningar	28
Tabell 5. Energiposter.....	30
Tabell 6. Produktion av elektrisk energi från Kyocera solceller	34
Tabell 7. Produktion av elektrisk energi från Proven Energy vindkraftverk	35
Tabell 8. Information om fastighet 1	36
Tabell 9. Val av applikationsmodeller till fastighet 1	36
Tabell 10. Val av applikationsantal till fastighet 1	36
Tabell 11. Information om fastighet 2	38
Tabell 12. Val av applikationsmodeller till fastighet 2	38
Tabell 13. Val av applikationsantal till fastighet 2	38
Tabell 14. Information om fastighet 3	40
Tabell 15. Val av applikationsmodeller till fastighet 3	40
Tabell 16. Val av applikationsantal till fastighet 3	40
Tabell 17. Information om fastighet 4.....	42
Tabell 18. Val av applikationsmodeller till fastighet 4	42
Tabell 19. Val av applikationsantal till fastighet 4	42
Tabell 20. Resultat från test av elproduktion från Kyocera solceller	45
Tabell 21. Resultat från test av elproduktion från Proven Energy vindkraftverk	46
Tabell 22. Energiförvaltning i fastighet 1, alla värden har enheten kWh	49
Tabell 23. Antal procent elektricitet från de olika delarna i simuleringarna i fastighet 1	50
Tabell 24. Energiförvaltning i fastighet 2, alla värden har enheten kWh	53
Tabell 25. Antal procent elektricitet från de olika delarna i simuleringarna i fastighet 2	53
Tabell 26. Energiförvaltning i fastighet 3, alla värden har enheten kWh	56
Tabell 27. Antal procent elektricitet från de olika delarna i simuleringarna i fastighet 3	56
Tabell 28. Energiförvaltning i fastighet 4, alla värden har enheten kWh	59
Tabell 29. Antal procent elektricitet från de olika delarna i simuleringarna i fastighet 4	59
Tabell 30. Exempel på ett vindkraftverks olinjära elproduktion	61
Tabell 31. Kvalitetsinformation för mätdata	Bilaga 1
Tabell 32. Placering av väderstation.	Bilaga 1
Tabell 33. Normtal	Bilaga 2
Tabell 34. Normtal fortsättning.....	Bilaga 3
Tabell 35. Kostnadsberäkningar som är inkluderade/inte inkluderade i programmet	Bilaga 4
Tabell 36. Alla energiposter.....	Bilaga 5
Tabell 37. Information om U-värden och den samlade fönster- och dörrarealen	Bilaga 7
Tabell 38. Valmöjligheter av μ CHP-enheter och vindkraftverk	Bilaga 13
Tabell 39. Valmöjligheter av solceller och ackumulatorer	Bilaga 14
Tabell 40. Applikationernas levnadstid.....	Bilaga 15

SYMBOLER OCH INDEX

I tabell 1 finns information om de symboler som används i lärdomsprovet samt deras enheter. Det ges även en beskrivning av vad de betyder.

Tabell 1. Symboler och enheter

Symbol	Beskrivelse	Enhet
α	Faktor för omräkning av J till kWh	kWh/J
β	Faktor för beräkning av ackumulatortankens storlek	m^3/m^2
ρ	Densitet	kg/m^3
η	Verkningsgrad	%
A	Area	m^2
C_p	Specifik värmekapacitet vid konstant tryck	$J/(kg \cdot K)$
E	Energi	kWh
e	Energipris	NOK/kWh
G	Global strålning	W/m^2
H	Entalpi	J
I	Ström	A
m	Massa	kg
p	Pris	NOK
P	Effekt	W
P_f	Förlusteffekt i ackumulatorm	W
\dot{Q}	Energiöverföring	W
Q	Laddning	Ah
q	Antal	
R	Resistans	Ω
R_i	Akkumulatorms inre resistans	Ω
T	Temperatur	K
U	Värmegenomgångskoefficient	$W/(m^2 \cdot K)$
U	Spänning	V
U_0	Akkumulatorms inre spänning	V
U_p	Spänningen över ackumulatorms poler	V
V	Volym	m^3

I tabell 2 beskrivs symbolernas index samt indexens betydelse. Här beskrivs också förkortningar samt deras betydelse.

Tabell 2. Index med förklaringar

Index	Förklaring
<i>allt</i>	Allt totalt
<i>b</i>	Ackumulator
<i>el</i>	Elektrisk
<i>h</i>	Timme
<i>hus</i>	Fastigheten
<i>in</i>	Inlöp
<i>inv</i>	Växelriktare
<i>k</i>	Simuleringspunkt (intervall = 1 h)
<i>max</i>	Maximal
<i>min</i>	Minimal
<i>reg</i>	Laddningsregulator
<i>sb</i>	Solackumulator
<i>sc</i>	Solcell
<i>th</i>	Termisk
<i>tank</i>	Ackumulatortank
<i>tot</i>	Totalt
<i>ut</i>	Utlöp
<i>vb</i>	Vindackumulator
<i>vk</i>	Vindkraftverk
μ CHP	Mikro Kombinerad Värme- och Effektenhet (Micro Combined Heat and Power unit)

FÖRORD

Detta lärdomsprov utfördes av Mathias Björk och Dan Inborr som har varit utbytesstuderande vid Høgskolen i Østfold och kommer från Yrkeshögskolan Novia i Finland. Tiden studerande har att arbeta med projektet är 12 veckor (19.03.2010 - 18.06.2010) och på den tiden ska ett simuleringsprogram tillverkas, lärdomsprovet ska skrivas samt presenteras.

Uppgiften var definierad av Bernt Bremdal från det stora projektet ”Manage Smart in SmartGrid” som ägs av Norwegian Centers of Expertise (NCE) Energy and Emissions Trading Halden (NCE Halden) och Tieto. Projektet drivs av NCE Halden med stöd från Norges Forskningsråd. Syftet med projektet var att skapa en simuleringsmodell för implementering av mikroregenerativa applikationer i fastigheter, såsom vindkraftverk, solceller och Mikro Kombinerade Värme- och Kraftenheter (Micro Combined Heat and Power Plants, μ CHP). Programmet programmeras i Visual Basic 6.5 och Microsoft Excel 2007.

För information om projektets genomföring och kontaktuppgifter så hänvisas det till hemsidan <http://prosjektexpo.hiof.no/expo10/H10E08/>¹. På hemsidan finns det också information om Mikro Kombinerade Värme- och Kraftenheter (Micro Combined Heat and Power Plants, μ CHP) samt andra regenerativa applikationer.

Ett extra tack ges till följande företag/personer:

- Forsknings- och utvecklingsdirektör Stig Ottesen, NCE Halden
- Førsteamanuensis Helge Mordt, Høgskolen i Østfold och Prediktor
- Handedare, Førsteamanuensis Ole Kr. Førriisdahl, Høgskolen i Østfold
- Handedare Matts Nickull, Yrkeshögskolan Novia, Vasa
- Høgskolelektor Even Arntsen, Høgskolen i Østfold
- Høgskolelektor Kjetil Gulbrandsen, Høgskolen i Østfold
- Høgskolelektor Åge Johansen, Høgskolen i Østfold
- Studerande på Mastersnivå John Øyvind Vold, Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet i Trondheim
- Uppdragsgivare, Professor Bernt Bremdal, Digital Xalience och NCE Halden

Mathias Björk

Dan Inborr

¹ Hemsidan kan endast visas med Internet Explorer

1. INLEDNING

Projektet "Manage Smart in SmartGrid" var intresserad av att få en uppfattning om hur energiförbrukningen i en fastighet uppför sig när man har implementerat mikrogenerativa applikationer. Även hur fastigheten påverkas av vädret såsom vind, sol och temperatur intresserade också. De hade en önskan om att få ett program som man kan simulera olika fastigheter med olika inställningar. Programmet ska ge resultat med tanke på ekonomi och effektivitet. Fastigheterna som ska simuleras är kontorsbyggnader.

I detta lärdomsprov beskrivs:

- diskussion om simuleringarna samt förbättringar
- olika försök
- resultat
- simuleringsdata
- simuleringsprogrammet.

Lärdomsprovet innehåller fyra försök med fastigheter som:

- har olika antal av mikrogenerativa applikationer
- har olika byggnadsstandarder
- är olika stora
- är placerade på olika platser i Norge.

Med dagens elpriser och investeringskostnader på vindkraftverk och solceller så är det relativt oekonomiska att använda i Norge. Men om investeringskostnaderna sjunker eller om elpriserna stiger kraftigt så kommer intresset för dem säkerligen att höjas.

En annan applikation som är intressant är μ CHP-enheten. Den är väldigt effektiv och relativt prisvärd. Om μ CHP-enheten blir billigare i framtiden så kommer lönsamheten med en investering att öka. En stor fastighet har mycket större nytta av en μ CHP-enhet än en mindre fastighet.

1.1 Bakgrund

Det stora forsknings- och utvecklingsprojektet **Manage Smart in SmartGrid** är ett treårigt projekt som utforskar vilka möjligheter ”Advanced Metering-reading Management” (AMM) kan ge för att förbättra energiförvaltning i både privata hem och offentliga byggnader. Genom projektets forskningsarbete skall det etableras en detaljerad förståelse för hur detta kan möjliggöras och vilka möjligheter som kan utnyttjas till fördel för både förbrukare, leverantörer samt för miljön (NCE Halden, 2009 b). I figur 1 visas hur det kan se ut när man har tagit i bruk det som det forskas i i Manage Smart in SmartGrid. Projektets ägare är Norwegian Centers of Expertise (NCE) Energy and Emissions Trading Halden och Tieto.



Figur 1. Tankesättet hos Manage Smart in Smartgrid (Projectplace, 2010)

Norwegian Centers of Expertise (NCE) Energy and Emissions Trading Halden utvecklar ett kompetenscenter i världsklass som arbetar för signifikant grön tillväxt genom grön innovation i tillförsel av energi och råvaror. Halden Centers of Expertise är en accelerator för nyetableringar, tillväxt bland klusterföretag och industripartners och en katalysator för industriorienterad högre utbildning och forskning (NCE Halden, 2008 a).

Tieto är en professionell serviceenhet inom IT-tjänster, programutveckling och konsultverksamhet. Tieto är bland de ledande IT-företagen i Nordeuropa och har ca 16 000 anställda (Tieto, 2009).

1.2 Problemställning

Ett simuleringsprogram skapas för att simulera en fastighets energiförbrukning när man har tillämpat mikroregenerativa applikationer som vindkraftverk, solceller och "Micro Combined Heat and Power" (μ CHP) kraftverk. Lagringsmedia skall även finnas för både elektricitet och värme, dvs. ackumulatörer och en ackumulatortank. Det skall finnas en smartmeterenhet som skall välja om man vill sälja eller köpa el från nätet eller om man vill använda el som finns i ackumulatörerna. Uppdragsgivaren skall ha möjlighet att lägga till fler enheter samt att ändra på programmet. Programmet skall fungera som grund för de fastigheter som skall implementeras av mikroregenerativa applikationer i projektet "Manage Smart in SmartGrid". Resultaten som fås ut från en simulering skall vara att man ser hur energi fördelas samt lönsamheten med hela systemet.

Effektmålen i detta projekt är att skapa ett flexibelt, fint och välfungerande simuleringsprogram samt att projektet skall vara väl administrativt utfört. Projektet kommer att presenteras på EXPO på **Høgskolen i Østfold** i Fredrikstad under tiden 9-10.06.2010.

2. ENERGITEKNIK

Energiteknik behandlar lagring, omvandling, transport och användning av energi. Detta görs ofta med hänsyn till frågor som effektivitet, säkerhet, lönsamhet och miljövänlighet. Förnybar energi används till att producera t.ex. elektricitet eller värme. Det finns olika typer av förnybara energikällor, t.ex. vindenergi, vattenkraft, solenergi, biobränsle, jordvärme, tidvatten- och vågenergi. Förnybar energi kan användas i byggnader på ett eller flera sätt av följande (Edwards & Turrent, 2000):

- Energin kan utvinnas av själva byggnaden.
- Energin kan utvinnas lokalt och användas lokalt.
- Energin kan utvinnas på annat håll och levereras via traditionella distributionskanaler och nätverk.
- Energin kan utvinnas vid platsen byggnaden är beläget.

2.1 Förklaring av benämningar

I detta lärdomsprov fokuserades energitekniken på fastigheter. De tre olika huvudproblemområden är:

- energiproduktion
- energilagring
- energiförvaltning.

Till energiproduktionen hör vindkraftverk, solceller och mikrokombinerad värme och kraft - enhet (Micro Combined Heat and Power, μ CHP). Till energilagringen hör en ackumulatortank (värmeenergi) och ackumulatorer (elektrisk energi). Till energiförvaltningen hör en smartmeterenhet.

2.1.1 Energiproduktion

Det finns flera olika sorters **solceller**, och i detta lärdomsprov har vi simulerat med fotovoltaikmodellen (photovoltaic, PV). PV-system konverterar solenergi direkt till elektrisk energi. Det är olika halvledarmaterial som absorberar olika färger (eller energier) av solljus. För att förbättra effektiviteten för en PV-cell, har man flera lager av olika halvledarmaterial där var och en absorberar olika ljusspektrum av solljuset. PV-celler kan vara applicerade på byggnader i flera olika former. Exempel är som tak- eller väggmonterade, takplattor eller glasering (Wilson & Burgh, 2008) (Edwards & Turrent, 2000). I figur 2 visas ett hus med PV-celler monterade på taket.



Figur 2. Här är ett hus med PV-celler på taket (Alibaba, 2010)

Ett **vindkraftverk** kan konvertera rörelseenergin från vinden till elektrisk energi. Det finns också vindkraftverk som överför rörelseenergin till pumpar i t.ex. vattenpumpstationer. I detta projekt användes vindkraftverk som producerar elektrisk energi. Det är viktigt att vindkraftverket är högt ovanför marken i och med att vindhastigheten ökar exponentiellt med höjden. Detta beror på vegetationen och fastigheter m.m. I Figur 3 presenteras ett hus med ett vindkraftverk (Boyle, 2007)



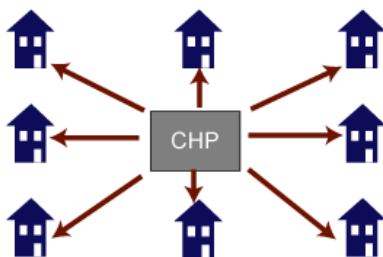
Figur 3. Här är ett hus med ett vindkraftverk (Green Geezer, 2007)

I de flesta energiapplikationer krävs energi i flera former. Energiformerna är ofta en kombination av värme, ventilation och luftkonditionering, mekanisk energi och elkraft. I och med att ingen värmemotor kan ha perfekt effektfaktor (1,0) så kommer den alltid att ha ett överskott av lågtempererad värme. Detta kallas spillvärme eller sekundär värme. Denna värme är användbar i många värmeapplikationer, men det är inte alltid lönsamt att transportera värme långa sträckor (Harrison, 2010) (Wikipedia, Micro combined heat and power, 2010).

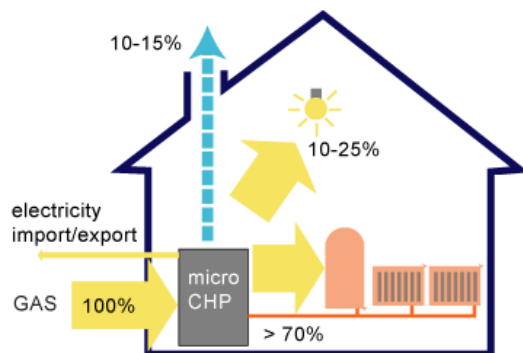
För att göra effektiv användning av energi, måste spillvärmens användas förnuftigt. Eftersom det är praktiskt att transportera el, men inte alltid praktiskt att transportera spillvärme, så måste elproduktionen ske nära platsen där spillvärmens skapas. Detta är vad **μCHP** går ut på (Harrison, 2010) (Wikipedia, Micro combined heat and power, 2010).

I många fall så producerar industriella CHP-system främst el med värme som biprodukt, men en **μCHP**-enhet för hem och hushåll styrs av värmeenergi och levererar el som biprodukt. I Figur 4 beskrivs hur ett industriellt CHP-system och ett **μCHP**-system är uppbyggt (Harrison, 2010) (Wikipedia, Micro combined heat and power, 2010).

District / community CHP



Micro CHP



Figur 4. Visar ett industriellt CHP-system och ett μ CHP-system (Greenspec, 2010)

Denna mikro CHP-enhet är en ersättare till den vanliga ved- eller oljepannan. Den kan kopplas in till ett vanligt vattenburet system (Wikipedia, Micro combined heat and power, 2010).

2.1.2 Energilagring

En **ackumulatortank** har som primäruppgift att lagra värmeenergi. Den är en isolerad behållare ämnad för vatten och kan jämföras med en väldigt stor termos. Ackumulatortankar används främst i sådana värmesystem där eldning av biobränsle förekommer och vid solvärmesystem. En ackumulatortank är ett måste för att ha ett flexibelt värmesystem. Fördelar med denna tank är att om värmeenergikravet är lågt då värmeenergiproduktionen är hög, så kan man lagra värmeenergi för användning vid ett senare tillfälle. Detta innebär att man t.ex. kan elda intensivt (med t.ex. en vedpanna) en eller två gånger per dygn istället för att elda lite hela dagen (i system utan ackumulatortank) (Energirådgivningen, 2009). I Figur 5 presenteras en bild av en ackumulatortank (Energiteknik, 2010).



Figur 5. Ackumulatortank av modellen AKVATERM (Energiteknik, 2010)

En **ackumulator** används för att lagra energi i kemisk form, som sedan omvandlas till elektrisk energi vid urladdning. Ackumulatörer hör till kategorin laddningsbara batterier, vilket betyder att de kan användas flera gånger, jämför t.ex. med blyackumulatören i bilen. Det finns ackumulatörer av en stor mängd olika typer med olika karakteristik. Det som skiljer ackumulatörer från varandra är:

- ackumulatortyp (blybatteri, NiMH (Nickel-metall hybrid) osv.)
- antal livscyklar (x antal tills kapaciteten har nått t.ex. 80 %)
- cellmängd [st.]
- cellspänning [V]
- energidensitet [MJ/l]
- inre resistans [Ω]
- kapacitet [Ah] (vid olika urladdningsströmmar)
- laddningstid [h]
- specifik energi [MJ/kg]
- urladdningstid [%/dag].

(Wikipedia, Battery (electricity), 2010) (Larminie & Lowry, 2003)

I Figur 6 presenteras ett blybatteri med sex celler och en nominell cellspänning på 2,1 V. Detta ger en spänning på 12,6 V över ackumulatörens poler (MDS Battery, 2010) (Larminie & Lowry, 2003).



Figur 6. Blyackumulator (MDS Battery, 2010)

2.1.3 Energiförvaltning

Smartmeterenheten är en enhet som ersätter den gamla elmätaren i en fastighet. Förutom att den mäter elektricitetsförbrukningen så fungerar den också som en energiförvaltare i fastigheten. Med andra ord så delegerar den energin i fastigheten enligt förinställt behov och önskemål. Den förvaltar inte endast den elektriska energin utan det finns smartmeterenheter som opererar på upp till tre olika områden. Dessa är:

- elektricitetsförbrukning/försäljning
- gaskonsumtion
- vattenkonsumtion.

(Beard, 2008)

I Figur 7 syns en vanlig elmätare (t.v.) och en smartmeter (t.h.). Dessa två mätare liknar varandra men är fullständigt olika (Beard, 2008).



Figur 7. En elmätare och en smartmeterenhet (Beard, 2008)

Med en gammal elmätare så krävdes det att en person kom och läste av elmätaren vid ett visst tidsintervall t.ex. vid varje kvartalsskifte. En smartmeterenhet har en tvåvägskommunikation mellan fastigheten och elleverantören. Detta innebär att leverantören kan få information om fastighetens elförbrukning nästan i realtid, vilket resulterar i ett slut på de uppskattade elräkningarna (Beard, 2008).

Smartmeterenheten kan också sälja den elektriska energin tillbaka till stamnätet. Detta innebär att om man har lokal elektricitetsproduktion i form av t.ex. solceller, vindkraftverk eller μ CHP-enheter så kan man sälja överskottsenergi till stamnätet. Detta bidrar till en lägre elräkning samt till en ökning av den lokalproducerade elektriciteten (Beard, 2008).

3. SIMULERINGSDATA

Simuleringsprogrammet behöver en stor mängd information för att kunna utföra simuleringar. I detta kapitel listas den information som är väsentlig samt varifrån den har hämtats. De simuleringsdata som används är:

- väderstatistik
- fastigheters energiförbrukning
- tekniska data för applikationer och modellering
- priser.

3.1 Väderstatistik

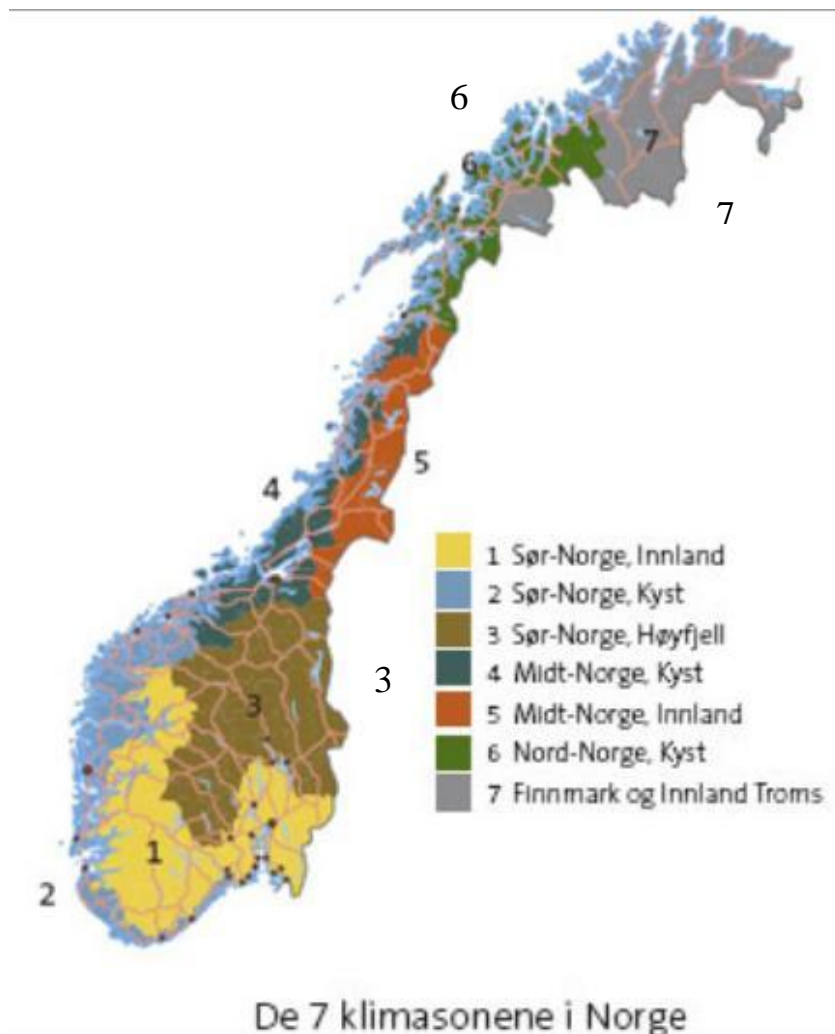
Väderstatistiken är hämtad från eKlima. EKlima är en internetportal som ger gratis tillgång till väderstatistik från Norges Meteorologiska Institut (Meteorologisk institutt, 2010). Data som har använts är:

- global strålning $\left[\frac{W}{m^2} \right]$
- utomhustemperatur $[K]$ (medeltal från senaste timme)
- vindhastighet. $\left[\frac{m}{s} \right]$ (medeltal från senaste timme)

(Meteorologisk institutt, 2010)

Dessa data gäller för Norges sju klimatzoner som SINTEF har definierat och gäller för år 2009 (Enova, 2003 a) (SINTEF, 2010) (T & J, 1999). De olika klimatzonerna visas i figur 8. I bilaga 1 finns information om de platser som har använts till klimatzonerna (Enova, 2003 a). Tidsintervallen för väderstatistiken är en timme och detta är tillräckligt noggrant för de simuleringar som utförs pga. att simuleringstiden är ett år (2009).

Noggrannheten på mätvärden som eKlima har publicerat kan definieras från **0** till **7** där **0** = ”OK” och **7** = ”felaktig”. De flesta mätvärden som har använts har klassificeringen 0, men det finns en del värden hos den globala strålningen som har värdet **4** = ”lite osäker”. För mer information angående noggrannheten, se Bilaga 1 (Meteorologisk institutt, 2010).



Figur 8. Norges klimazoner (Enova, 2003 a)

3.2 Energiförbrukning

Beräkning av byggnaders energiförbrukning utförs med standarden ”NS 3031:2007 Beregning av bygningers energibehov och energiytelse” (Standard Norge, 2007). Information om U-värden är hämtat från:

- Byggeforskrift 1987 (Kommunal- og arbeidsdepartementet og Miljøverndepartementet, 1987)
- Revisjon av Teknisk Forskrift 2007 (Statens Bygningstekniske Etat, 2007)

Se bilaga 7 för byggnadsföreskrifter. I de första versionerna av programmet används ”Enovas Manual for Enøk normtall” (Enova, 2004 c). Dessa versioner används inte i försöken. Se Bilaga 2 och Bilaga 3 för normtal. Enova ägs av *Olje- og energidepartementet* i Norge och blev etablerat för att främja en miljövänlig omstrukturering av energiförbrukning och energiproduktion i Norge (Enova, 2009 b).

3.3 Teknisk data för applikationer och modellering

Teknisk data för solceller och vindkraftverk samt tillhörande styrenheter gäller produkter från ”GETEK energiløsninger”. Getek är ett norskt företag som erbjuder lösningar inom sektorn för förnybar energi (GETEK AS, 2010 b). Se bilaga 13, bilaga 14 och bilaga 15 för information om solceller och vindkraftverk.

Teknisk data för ackumulatörer gäller produkter från ”GETEK energiløsninger” . Se bilaga 14 för information om ackumulatörer.

Teknisk data för μ CHP-enheter gäller produkter från den tyska tillverkaren Senertec (Senertec) samt från Whisper Tech Limited som har basstation på Nya Zeeland (The Magic Boiler Company, 2010). Se bilaga 13 och bilaga 15 för information om μ CHP-enheter.

Teknisk data för modellering gällande ackumulatörer är hämtat från två olika rapporter:

- Lead-Acid Battery State of Charge vs.Voltage (Perez, 1993)
- ANALYSIS OF BATTERY CABLE FAULTS (Medora & Kusko, 2007)

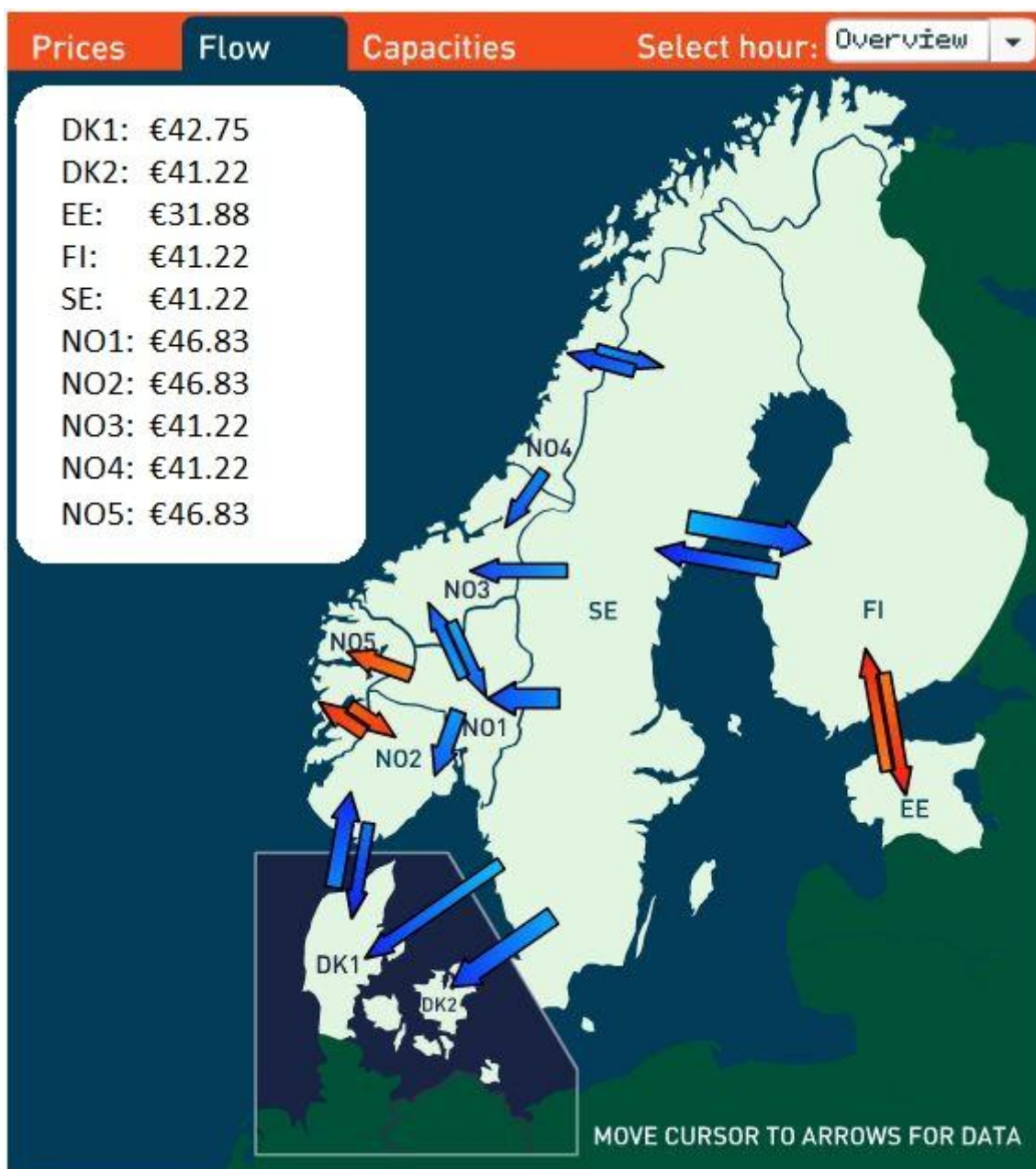
Från ”Lead-Acid Battery State of Charge vs.Voltage” (Perez, 1993) används det grafer för ackumulatörns spänning i förhållande till ackumulatörns laddning. Från ”ANALYSIS OF BATTERY CABLE FAULTS” (Medora & Kusko, 2007) används det en graf för ackumulatörns inre resistans i förhållande till ackumulatörns laddning.

3.4 Priser

Priser för köpande av gas är tagna från Statoil och är ett medeltal för hela år 2009 (Statoil, 2010).

Priser för köpande/säljande av elektricitet gäller data från Nord Pool Spot Market för 2009 (Nord Pool Spot AS, 2009). Norden har delats in i olika zoner med olika pris per zon. Figur 9 visar de olika zonerna samt priset på elektriciteten 17.05.2010. Simuleringsprogrammet kan behandla alla zoner förutom NO3, NO4 och NO5. För dessa zoner saknas data för 2009. Förbrukningsavgiften för köpande av elektricitet är taget från Toll (Toll Customs, 2009). Avgifter för ”nettleie” (hyra för stamnätsanvändning) är inte medtaget i detta lärdomsprov med rekommendation av Stig Ottesen (Ottesen, 2010). I de första versionerna av programmet används data från Statistisk Sentralbyrå (Statistisk sentralbyrå, 2010). Dessa versioner är inte med i försöken.

Priser för investeringskostnader är tagna från "GETEK energiløsninger", The Magic Boiler Company och myTub. The Magic Boiler Company tillverkar och distribuerar teknologi för energisparande och optimering av komforten i levnadsmiljön. Företaget är placerat i Rotterdam i Holland. MyTub är en återförsäljare av uppvärmningsapplikationer samt vatten, värme och sanitetstillbehör (VVS). Företaget finns i Tynemouth i England (GETEK AS, 2009 d) (The Magic Boiler Company, 2010) (myTub, 2010).



Figur 9. Nord Pools zonindelning samt elpris 17.05.2010 (Nord Pool Spot AS, 2010)

4. INTRODUKTION TILL SIMULERINGSMILJÖN

Detta kapitel är en introduktion till simuleringsmiljön, dvs. simuleringsprogrammet och dess komponenter runtomkring det. Här beskrivs sådana saker som fastighetsdefinition, simuleringsprogrammets uppgift samt struktur.

4.1 Fastighetsdefinition

Fastigheten som ska kunna simuleras är en kontorsbyggnad. Fastigheten har ett vattenburet uppvärmningssystem med radiatorer. Byggnaden har också blivit tillämpad med mikroregenerativa applikationer såsom vindkraftverk, solceller och μ CHP-enheter. Se Figur 10 för en schematisk bild av fastigheten. Som det visas i Figur 10 så har fastigheten också en smartmeterenhet för övervakning och styrning av energin. Ingångarna till smartmeterenheten är:

- Elektrisk energi från μ CHP-enheter.
- Elektrisk energi från stamnätet.
- Elektrisk energi från vindkraftverk/solceller.

Den elektriska energin från **μ CHP-enheterna** överförs till smartmeterenheten när μ CHP-enheterna är i drift. Den elektriska energin från **stamnätet** överförs vid behov. Den elektriska energin som är producerad av **solceller** och **vindkraftverk** överförs till ackumulatörer via laddningsregulatorer. När ackumulatörerna har en viss laddning, så kan den elektriska energin överföras via en växelriktare till smartmeterenheten.

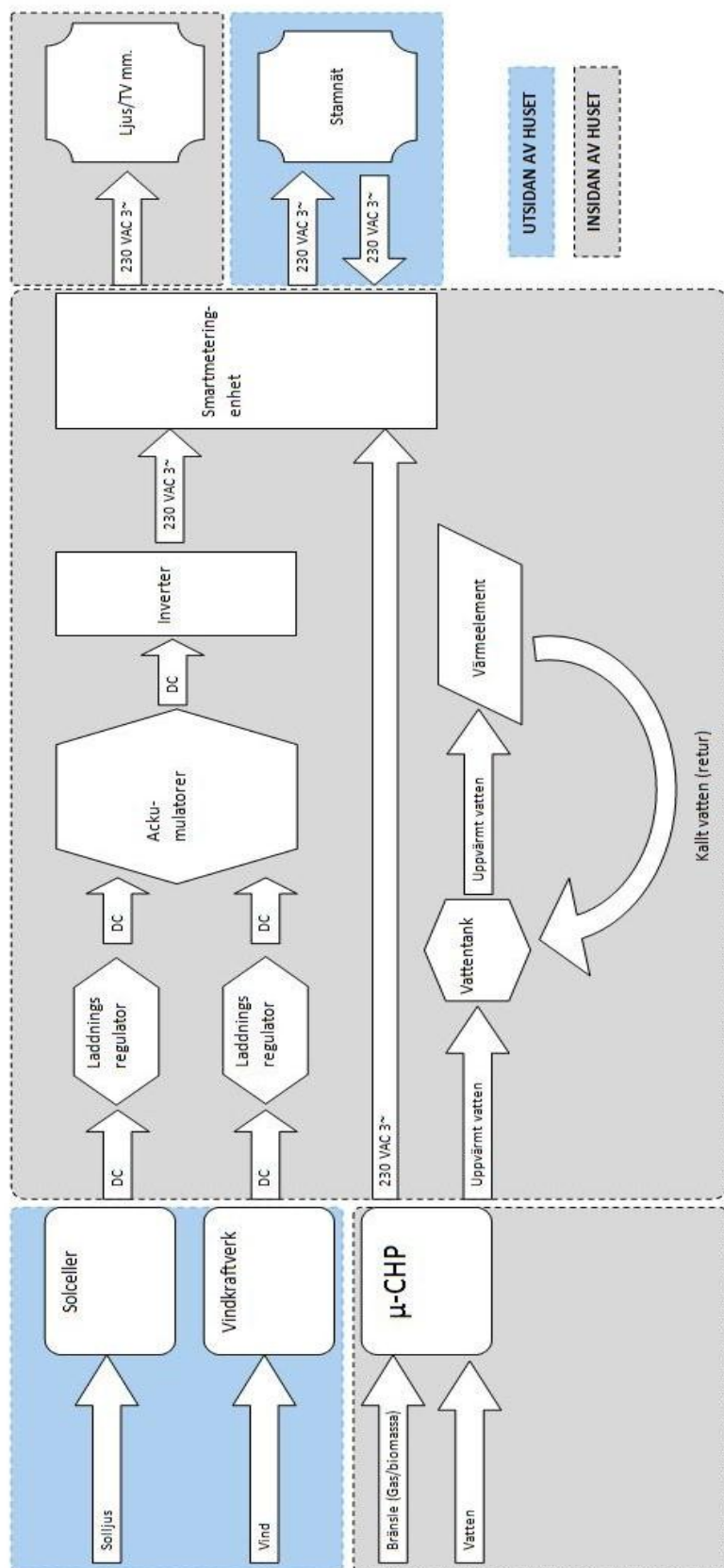
Smartmeterenheten har också två utgångar för styrning av energi som omfattar:

- Elektrisk energi till fastigheten
- Elektrisk energi till stamnätet

Smartmeterenheten har nu i uppgift att styra denna energi enligt olika önskemål och yttre faktorer. Faktorer som kan inverka på styrningen är t.ex. energikrav, energiproduktion och lagrad energi. För mer information om smartmeterenheten se kapitel 4.2.3.

μ CHP-enheterna producerar både elektrisk och termisk energi under drifttid. De drivs med gas och körs enligt önskemål. Den termiska energin som produceras överförs till en ackumulatortank som lagrar energi. Fastigheten använder den lagrade termiska energin enligt behov.

Det som bör noteras är att simuleringsprogrammet endast fokuserar på de huvudkomponenter som är presenterade i Figur 10. Det finns ett stort antal komponenter utöver dessa men det är inte väsentligt att fokusera på dem p.g.a. projektets korta drifttid.



Figur 10. Schematisk bild över fastigheten

4.2 Simuleringsprogrammets uppgift

Som tidigare nämnts så skapas ett simuleringsprogram för att simulera en fastighets energiförbrukning vid tillämpning av mikroregenerativa applikationer. Simuleringsprogrammet skapas så att en användare kan definiera storleken och placeringen av fastigheten. Användaren ska också kunna välja antal och typ av mikroregenerativa applikationer. De viktigaste områden som simuleringsprogrammet ska hantera är:

- ekonomi
- energiförbrukning
- energiförvaltning
- energiproduktion.

4.2.1 Ekonomi

Ekonomidelens uppgift i programmet är att beräkna lönsamheten med att tillämpa mikroregenerativa applikationer. Beräkningarna jämför alltid den simulerade fastigheten med en likvärdig fastighet utan mikroregenerativa applikationer. Den likvärdiga fastigheten har också ett vattenburet värmesystem men använder endast elektricitet för att täcka både det elektriska och termiska energiförbrukningen. Med andra ord, vattnet i ackumulatortanken värms upp med elektricitet.

4.2.2 Energiförbrukning

Energiförbrukningen i fastigheten varierar beroende på fyra huvudfaktorer:

- fastighetens byggnadsår
- fastighetens inomhustemperatur
- fastighetens placering
- fastighetens storlek.

Med tanke på **fastighetens byggnadsår** så betyder det att ju äldre fastigheten är, desto större energiförbrukning har den. Detta beror på att kraven för isolering är mycket lägre på gamla byggnader än på nya. Gamla byggnader är oftast också otäta, så det överförs termisk energi genom springor ut till omgivningen (Kommunal- og arbeidsdepartementet og Miljøverndepartementet, 1987) (Statens Bygningstekniske Etat, 2007) (Standard Norge, 2007).

Fastighetens inomhustemperatur har en stor inverkan på fastighetens energiförbrukning. Högre inomhustemperatur leder till högre energiförbrukning. En vanlig inomhustemperatur i kontorsbyggnader är 294 K (21 °C), på nätter och helger sänks inomhustemperaturen till 292 K (19 °C) för att minska på energiförbrukningen (Standard Norge, 2007).

Gällande **fastighetens placering** så är det yttre förhållanden såsom vind, utomhustemperatur och sol som påverkar fastighetens energiförbrukning. Genom en ökning av vindhastigheten får man också en ökning av energiförbrukningen, men en ökning av solljus bidrar till en minskad energiförbrukning. Utomhustemperaturen är en faktor som har stor inverkan på energiförbrukningen p.g.a. att ju mer utomhustemperaturen sjunker, desto större energiförbrukning får man (Standard Norge, 2007).

Med en ökning av **fastighetens storlek**, får man också en ökning av fastighetens energiförbrukning, p.g.a. att ytorna ut mot det fria är mycket större, vilket leder till en större värmetransport (Cengel, Turner, & Cimbala, 2008).

4.2.3 Energiförvaltning

Energiförvaltningen sker med en smartmeterenhet. En smartmeter är en enhet som övervakar energiförbrukningen i fastigheten och samtidigt kan styra förbrukningen. En smartmeter har också en tvåvägskommunikation till elverket, så man får en överföring av förbrukningsdata. Denna tvåvägskommunikation bidrar till en realtidsuppdatering av förbrukningen (med ett visst tidsintervall). Detta innebär att den uppskattade elräkningen inte mera krävs. Man får en räkning till hushållet där det står precis hur mycket man har förbrukat under en viss tidsperiod (Beard, 2008).

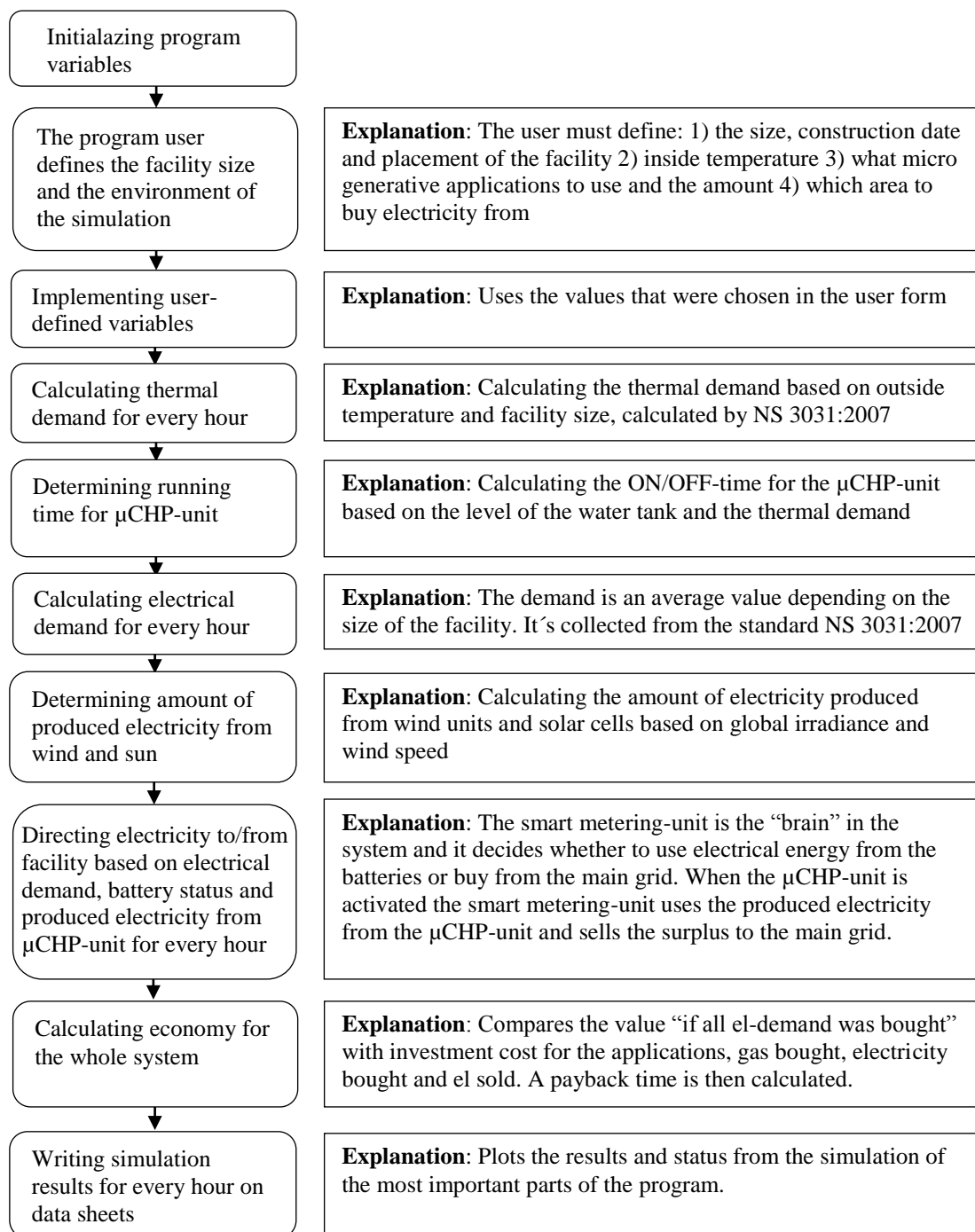
Den virtuella smartmeterenheten i simuleringsprogrammet hanterar all energiförvaltning som är nödvändig. Eventuella komponenter som behövs kring den är definierade i ”samma paket”.

4.2.4 Energiproduktion

Energiproduktionen utförs av mikroregenerativa applikationer. Dessa applikationer är vindkraftverk, solceller och μ CHP-enheter. Vindkraftverken och solcellerna producerar elektrisk energi som överförs till ackumulatorer. En μ CHP-enhet producerar både termisk energi och elektrisk energi.

4.3 Simuleringsprogrammets struktur

Simuleringsprogrammet skapas som tidigare nämnts i Microsoft Excel 2007 med Visual Basic 6.5. Programmet är modulbaserat och utför modulerna steg för steg i en bestämd ordning. Se Figur 11 för en engelsk beskrivning av programmets struktur. Beskrivningen är på engelska för att den ska kunna bifogas i programmet. För information om modelleringen av programmet, se kapitel 5.2.



Figur 11. Simuleringsprogrammets struktur

5. SIMULERINGSPROGRAMMET

I detta kapitel beskrivs simuleringsprogrammet steg för steg. Alla moduler som programmet innehåller presenteras samt modelleringen av dem. De grafer som presenteras under denna är resultat från simulering 1 i kapitel 6.4.

5.1 Allmänt

Detta simuleringsprogram är ett resultat av den forskning som har gjorts under lärdomsprovets gång. Grunderna för simuleringsprogrammet baserar sig på den information som finns i kapitlen **1.** till **5.** (s. 1-32) i detta lärdomsprov. Programmet utför en stor mängd beräkningar under en simulering och består av över 2800 kodrader.

Programmet utvecklades från grunden i Visual Basic 6.5 med Microsoft Excel 2007. Visual Basic 6.5 valdes p.g.a. den enkla kommunikationen mellan programkod och kalkylblad, samt för att programmet skall simulera på årsbasis och inte på t.ex. sekundnivå. Ska man simulera på sekundnivå så är t.ex. Matlab ett bra alternativ. Ett annat alternativ kunde ha varit C++ men det konstaterades att Visual Basic 6.5 med Microsoft Excel 2007 är mest lämplig. Källor som har använts som hjälpmedel vid programmering:

- Excel VBA Programming for dummies (Walkenbach, 2004)
- Johansen Åge, Høgskolelektor (Johansen, 2010)
- Microsoft Excel VBA Programming, Second Edition (Birnbaum, 2005)
- Microsoft Visual Basic 6.5 Help
- Programmering i Excel (Khalsa, 2006)

Programmet skapades så att det gjordes en stabil grund för programmet baserat på moduler, så att en förbättring kan göras på varje enskild modul. Huvudsakligen kretsar hela programmet ändå runt μ CHP-enheten. Den är aktiverad i ett s.k. "heat demand" läge vilket betyder att den körs när den lagrade termiska energin i vattentanken blir för låg och stannar igen när den termiska energin är tillräckligt hög. μ CHP-enhetens driftstid styr därmed hur de andra applikationerna i fastigheten skall bete sig.

5.2 Modellering

Alla moduler i programmet måste modelleras (på ett eller annat sätt) för att kunna räkna ut ett resultat. I detta kapitel beskrivs modulerna samt hur de är modellerade. De moduler som är definierade i programmet presenteras i tabell 3.

Tabell 3. Programmets moduler

Nr	Modul	Uppgift
5.2.1	μCHP	Produktion/transport av termisk/elektrisk energi
5.2.2	Ackumulatorer (sol)	In- och urladdning av elektrisk energi
5.2.3	Ackumulatorer (vind)	In- och urladdning av elektrisk energi
5.2.4	Ackumulatortank	Lagring/användning av termisk energi
5.2.5	Användargränssnitt	Grafiskt användargränssnitt (GUI)
5.2.6	Ekonomi	Lönsamhetsberäkningar
5.2.7	Energikrav	Termisk energi och elektrisk energi
5.2.8	Programmets struktur	Strukturering av programkoden
5.2.9	Smartmeterenhet	Energiförvaltning (fastighetens hjärna)
5.2.10	Solceller	Produktion/Transport av elektrisk energi till ackumulatorer
5.2.11	Vindkraftverk	Produktion/Transport av elektrisk energi till ackumulatorer

5.2.1 μCHP

Produktionen av termisk energi sköts av μCHP-enheten och är på kWh-nivå. μCHP-enheten är inställt i ett s.k. ”heat demand” läge, vilket betyder att den styrs av ackumulatortanken som finns i fastigheten. μCHP-enheten startar när den lagrade energimängden i varmvattenbehållaren blir för låg (< 20 %), och stannar när den har kommit upp till en viss nivå (> 80 %). I de simuleringar som utförs har μCHP-enheten ingen uppvärmningstid. Detta betyder att den kan leverera maximal uteffekt från början.

μCHP-enheten levererar termisk energi förlustfritt till ackumulatortanken. Den drivs med gas och priset på gasen är hämtat från Statoil (Statoil, 2010). Vid behov av mer termisk energi så kan man koppla ihop μCHP-enheterna. I de beräkningar som har blivit gjorda så har man ingen effektförlust p.g.a. ihopkopplingen. Om den producerade elektriska energin är högre än elenergikravet, så säljs överskottet till stamnätet. För modellering av μCHP-enheten, se kapitel 5.2.4.

5.2.2 Ackumulatorer (sol)

Lagring av elektrisk energi i ackumulatorer från solceller beräknas med ekvation 1 och ekvation 2. Urladdning av ackumulatorerna beräknas med ekvation 3 och ekvation 4. Vid urladdning av ackumulatorer är urladdningsströmmen begränsad så att urladdningstiden alltid blir åtminstone fem timmar. Detta beräknas med ekvation 5, se också bilaga 11. Orsaken är att ju mer elektrisk energi man tar från ackumulatorerna desto större förluster uppstår. Ekvation 6 beskriver förlusterna som utvecklas i ackumulatorerna. Självurladdning av ackumulatören är inte tillämpat. Tre kontroller är insatta i simuleringsprogrammet:

- ackumulatorerna får inte urladdas om $Q < (Q_{max} \cdot 30 \%)$
- ackumulatorerna får inte urladdas till mindre än 10 % av Q_{max}
- urladdningstiden måste vara minst fem timmar, se ekvation 5 och bilaga 11.

Dessa kontroller gäller för alla ackumulatorer, också de i kapitel 5.2.3.

5.2.3 Ackumulatorer (vind)

Lagring av elektrisk energi i ackumulatorer från vindkraftverk beräknas med ekvation 1 och ekvation 2. Urladdning av ackumulatorerna beräknas med ekvation 3 och ekvation 4. Vid urladdning av ackumulatorer är urladdningsströmmen begränsad så att urladdningstiden alltid blir åtminstone fem timmar. Detta beräknas med ekvation 5, se också bilaga 11. Orsaken är att ju mer elektrisk energi man tar från ackumulatören, desto större förluster uppstår. Ekvation 6 beskriver förlusterna som utvecklas i ackumulatören. Självurladdning av ackumulatorer är inte tillämpat.

$$Q_{b,k} = Q_{b,k-1} + I_{in} \cdot t \quad \text{Ekvation 1. Laddning (Mordt, 2010)}$$

Q_b	=	Akkumulatorns lagrade laddning	[Ah]
t	=	Tiden för laddningen (alltid en timme)	[h]
I_{in}	=	Laddningsströmmen	[A]

$$I_{in} = \frac{-U_{o,in} + \sqrt{4 \cdot P_{in} \cdot R_i + U_0^2}}{2 \cdot R_i} \quad \text{Ekvation 2. Laddningsström (Mordt, 2010)}$$

I_{in}	=	Laddningsströmmen in till ackumulatorn	[A]
$U_{0,in}$	=	$f(Q_b)$, ackumulatorns inre spänning vid laddning, se bilaga 8	[V]
P_{in}	=	Applikationens effekt: P_{sc} eller P_{vk} , se Ekvation 14 och Ekvation 15	[W]
R_i	=	$f(Q_b)$, ackumulatorns inre resistans, se bilaga 10	[Ω]
η_{reg}	=	Verkningsgraden på laddningsregulatorn	[%]

$$Q_{b,k} = Q_{b,k-1} + I_{ut} \cdot t \quad \text{Ekvation 3. Urladdning (Mordt, 2010)}$$

Q_b	=	Akkumulatorns lagrade laddning	[Ah]
t	=	Tiden för urladdningen (alltid en timme)	[h]
I_{ut}	=	Urladdningsströmmen	[A]

$$I_{ut} = \frac{U_{o,ut} - \sqrt{U_{o,ut}^2 - 4 \cdot P_{ut} \cdot R_i}}{2 \cdot R_i} \quad \text{Ekvation 4. Urladdningsström (Mordt, 2010)}$$

I_{ut}	=	Urladdningsströmmen från ackumulatorn	[A]
$U_{0,ut}$	=	$f(Q_b)$, ackumulatorns inre spänning vid urladdning, se bilaga 9	[V]
P_{ut}	=	Total effekt från ackumulatorn (förlust + nyttig)	[W]
R_i	=	$f(Q_b)$, ackumulatorns inre resistans, se bilaga 10	[Ω]

$$I_{ut,max} = \frac{Q_b}{F_{lin}} \quad \text{Ekvation 5. Maximal urladdningsström}$$

$I_{ut,max}$	=	Maximal minskning av den lagrade laddningen (på en timme)	[Ah]
Q_b	=	Akkumulatorns lagrade laddning	[Ah]
F_{lin}	=	$f(Q_b)$, linjär faktor för begränsning av urladdningsströmmen se bilaga 11	[]

$$P_f = I_{ut,in}^2 \cdot R_i \quad \text{Ekvation 6. Ackumulatorns förlusteffekt (Mordt, 2010)}$$

P_f	=	Förlusteffekt som utvecklas i ackumulatorn	[W]
$I_{ut,in}$	=	Urladdningsström eller laddningsström	[A]
R_i	=	$f(Q_b)$, ackumulatorns inre resistans, se bilaga 10	[Ω]

5.2.4 Ackumulatortank

Storleken på ackumulatortanken är definierad i hur mycket energi den kan lagra och beräknas utifrån fastighetens användardefinierade storlek, se ekvation 7 och ekvation 8. Lagring av termisk energi i ackumulatortanken från μ CHP-enheten är beräknat med ekvation 9. Värmeförlusterna från ackumulatortanken är lika med noll p.g.a. att varmvattenbehållaren är placerad inuti fastigheten. Transport av termisk energi från ackumulatortanken till fastigheten är beräknat med ekvation 10.

$$H_{max} = [(V_{tank} \cdot \rho_{ut} \cdot C_{p,ut} \cdot T_{ut}) - (V_{tank} \cdot \rho_{in} \cdot C_{p,in} \cdot T_{in})] * \alpha$$

Ekvation 7. Entalpi (Cengel, Turner, & Cimbala, 2008) (Mörstedt & Helsten, 1999)

H_{max}	=	Maximal entalpi i ackumulatortank	[kWh]
ρ_{ut}	=	Densiteten på utlöpsvattnet (till fastigheten)	$\left[\frac{kg}{m^3}\right]$
ρ_{in}	=	Densiteten på returvattnet (från fastigheten)	$\left[\frac{kg}{m^3}\right]$
$C_{p,ut}$	=	Specifik värmekapacitet för utlöpsvattnet vid konstant tryck	$\left[\frac{J}{Kg \cdot K}\right]$
$C_{p,in}$	=	Specifik värmekapacitet för returvattnet vid konstant tryck	$\left[\frac{J}{Kg \cdot K}\right]$
T_{ut}	=	Vattnets utlöpstemperatur	[K]
T_{in}	=	Vattnets returtemperatur	[K]
V_{tank}	=	Ackumulatortankens volym	[m ³]
α	=	Omräkningsfaktor för J till kWh	$\left[2.78 \cdot 10^{-7} \frac{kWh}{J}\right]$

$$V_{tank} = \beta \cdot A_{hus}$$

Ekvation 8. Ackumulatortankvolym (Löfgren, 1998)

A_{hus}	=	Fastighetens bostadsyta	[m ²]
β	=	Faktor för dimensionering av ackumulatortank	$\left[\frac{0.011m^3}{1m^2}\right]$

Antaganden:

- $T_{ut} = 333 K$ (~60 °C)
- $T_{in} = 303 K$ (~30 °C)

Dessa antaganden utgår från att man har ett vattenburet uppvärmningssystem med radiatorer. Temperaturen på det utgående vattnet till radiatorerna är 333 K (~60 °C) och returvattnet från radiatorerna är 303 K (~30 °C) (Gulbrandsen, 2010).

$$H_{tank,k} = H_{tank,k-1} + P_{th,\mu CHP} \cdot t \quad \text{Ekvation 9. Energitransport från } \mu\text{-CHP}$$

H_{tank}	=	Lagrad entalpi i ackumulatortanken	[kWh]
$P_{th,\mu CHP}$	=	μ CHP-enhetens termiska uteffekt, se bilaga 13	[kW]
t	=	Tiden för produceringen (alltid en timme)	[h]

$$H_{tank,k} = H_{tank,k-1} - P_{th,hus} \cdot t \quad \text{Ekvation 10. Energitransport till fastighet}$$

H_{tank}	=	Lagrad entalpi i ackumulatortanken	[kWh]
$P_{th,hus}$	=	Fastighetens termiska effektbehov	[kW]
t	=	Tiden för effektbehovet (alltid en timme)	[h]

5.2.5 Användargränssnitt

Ett grafiskt användargränssnitt (Grafical User Interface, GUI) är utvecklat för att ge olika valmöjligheter på simuleringsinställningar, se figur 12. Det är genom detta användargränssnitt som man styr hela simuleringen samt ställer in simuleringsparametrarna.

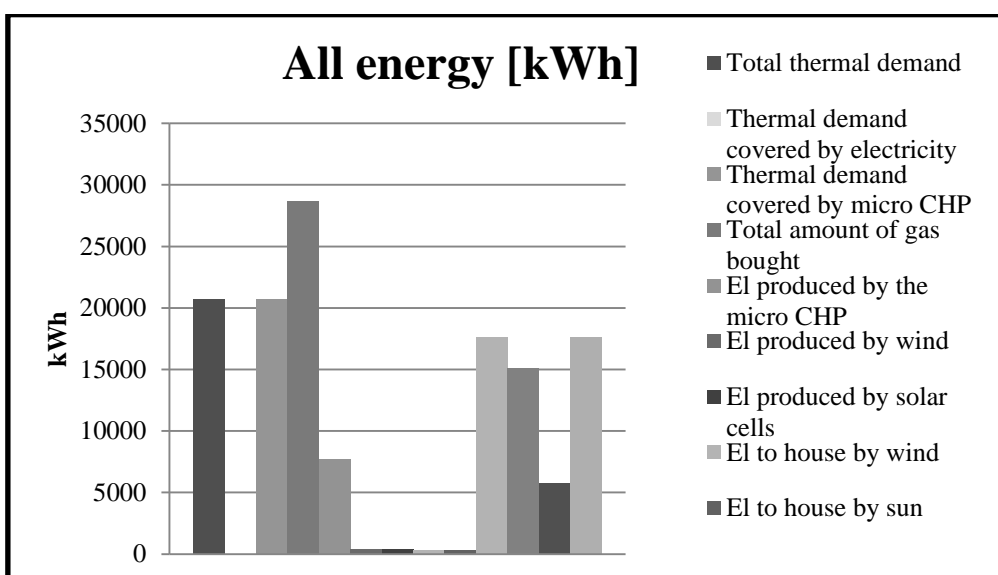
Figur 12. Grafiskt användargränssnitt

Simuleringsparametrarna som man kan ställa in i programmet är:

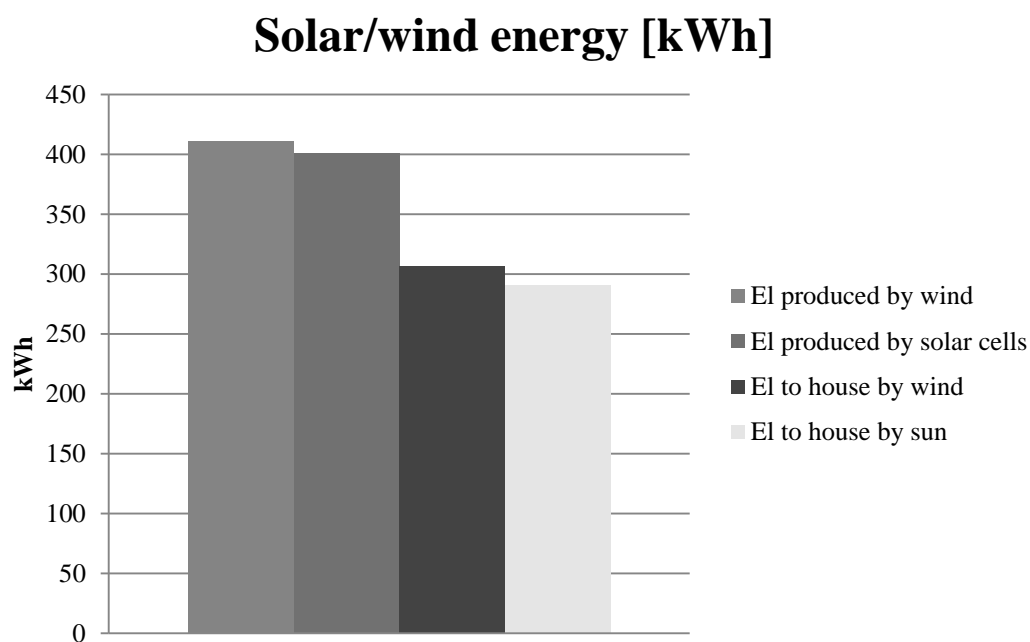
- fastighetens placering (hänvisar till Norges klimatzoner, indelats av SINTEF). Se bilaga 1 (Enova, 2003 a) (SINTEF, 2010) (T & J, 1999)
- fastighetens storlek
- fastighetens byggnadsår
- grundinställningar för simuleringen
- modeller av regenerativa applikationer samt deras antal, se bilaga 13, bilaga 14 och bilaga 15
- modeller av ackumulatörer samt deras antal, se bilaga 14 och bilaga 15
- simuleringstid (rekommenderas ett år för bästa noggrannhet på ekonomidelen)
- temperatur i fastigheten under arbetstid
- temperatur på natt och helg.

Det finns också en knapp för uträkning av minimum antal μ CHP-enheter. Denna uträkning jämför fastighetens termiska energiförbrukning med den mängd termisk energi μ CHP-enheten kan producera. Fastighetens termiska energiförbrukning räknas i detta fall dagtid med en årsmedeltemperatur beroende på val klimatzon.

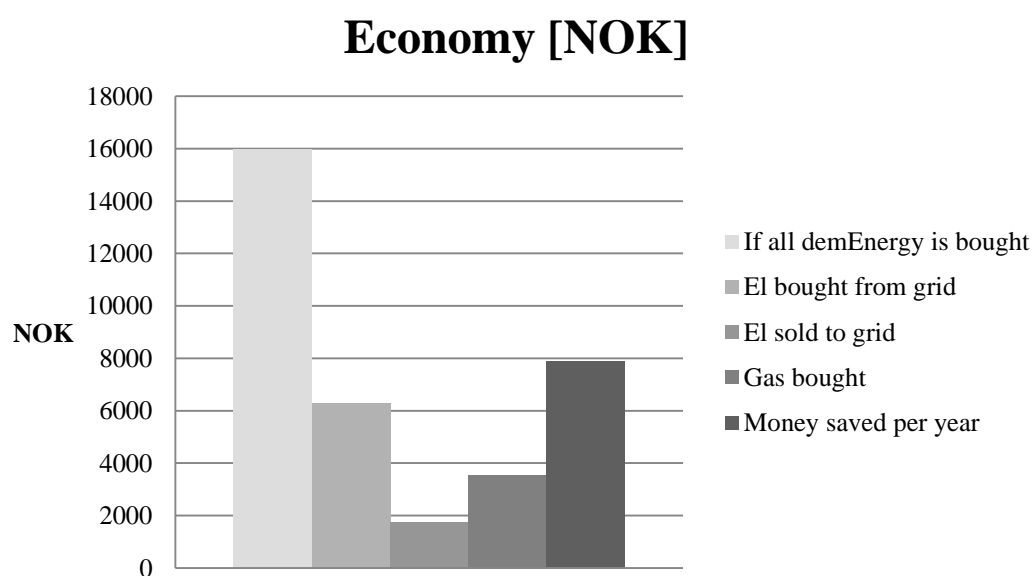
Se figur 13 och figur 14 för energiutskriften i programmet och figur 15, figur 16 och figur 17 för ekonomiutskriften i programmet. Dessa figurer är resultat från simulering 1 i kapitel 6.4. Orsaken till att energin från solceller/vindkraftverk skrivs ut i två grafer är att energin är så låg i förhållande till de andra värdena.



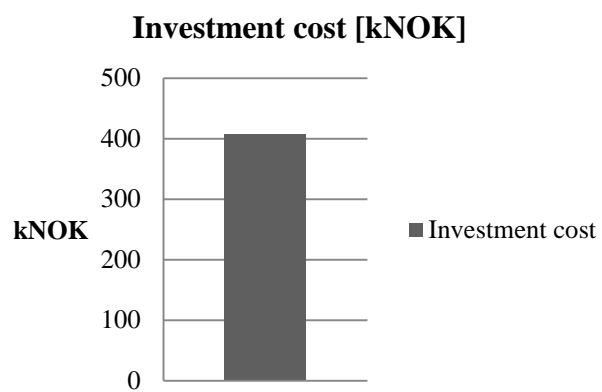
Figur 13. Energifördelning i fastigheten



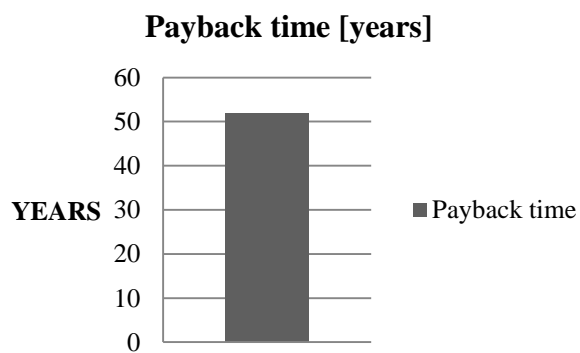
Figur 14. Energi från solceller och vindkraftverk



Figur 15. Ekonomiutskrift



Figur 16. Investeringskostnader



Figur 17. Återbetalningstid

5.2.6 Kostnadsberäkningar

Se tabell 4 för kostnadsberäkningar som är inkluderade/icke-inkluderade i simuleringarna.

Tabell 4. Inkluderade/icke inkluderade kostnadsberäkningar

Kostnadsberäkningar i programmet	Inkluderat
Köpande/säljande av el	JA
Köpande av gas	JA
Investeringskostnader	DELVIS
Lönsamhetsberäkningar	JA
Hyra för stamnätsanvändning	NEJ
Installation och service	NEJ

Kostnader för **köpande/säljande av elektricitet** är baserade på timpriser från Nord Pool Spot Prices som gäller för olika zoner Norden (Nord Pool Spot AS, 2009). Förbruksavgiften för köpande av elektricitet har också tagits i beaktande, den var $0,1082 \frac{NOK}{kWh}$ år 2009 och är definierad av Toll (Toll Customs, 2009).

Priser för **köpande av gas** är tagna från Statoil och är ett medeltal för hela år 2009 (Statoil, 2010).

Investeringskostnader beräknas utifrån priser som återförsäljare/tillverkare har utgett (GETEK AS, 2009 d) (myTub, 2010) (The Magic Boiler Company, 2010), se ekvation 11. För konvertering från EURO till NOK används ett kursmedeltal på $8,7285 \frac{NOK}{EURO}$ från 2009 (Norges Bank, 2009 a). För konvertering från GBP till NOK används ett kursmedeltal på $9,805 \frac{NOK}{GBP}$ från 2009 (Norges bank, 2009 b). Kurserna är hämtade från Norges Bank.

$$p_{tot} = p_{\mu CHP} + p_{sc} + p_{vk} + p_{sb} + p_{vb} \quad \text{Ekvation 11. Totala investeringskostnaderna}$$

p_{tot}	=	Totala investeringskostnaderna	[NOK]
$p_{\mu CHP}$	=	Investeringskostnaderna för μ CHP-enheterna	[NOK]
p_{sc}	=	Investeringskostnaderna för solcellerna	[NOK]
p_{vk}	=	Investeringskostnaderna för vindkraftverken	[NOK]
p_{sb}	=	Investeringskostnaderna för solackumulatorena	[NOK]
p_{vb}	=	Investeringskostnaderna för vindackumulatorena	[NOK]

Lönsamhetsberäkningar tillämpas med att jämföra ekonomin för den fastighet man använder i simuleringen med en likvärdig fastighet utan mikroregenerativa applikationer. Den likvärdiga fastigheten uppvärms med elektricitet, se ekvation 12. De slutgiltiga kostnaderna för alla poster samt återbetalningstiden presenteras i olika grafer. Se figur 15, figur 16 och figur 17 för ett exempel. Dessa exempel är resultat från simulering 1 i kapitel 6.4.

$$p_{el,allt} = (E_{el,h} + E_{th,h}) \cdot e \cdot t_s \quad \text{Ekvation 12. Uppvärmning med endast elektricitet}$$

$p_{el,allt}$	=	Priset på elektriciteten om man täcker både termisk- och elenergi-krav med el	[NOK]
$E_{el,h}$	=	Energikravet på el (el-demand) per timme	[kWh]
$E_{th,h}$	=	Energikravet på termisk energi per timme	[kWh]
e	=	Priser på el per timme från nordpool	$\left[\frac{NOK}{kWh}\right]$
t_s	=	Antal simuleringstimmar	[h]

$$p_{\text{år}} = p_{el,allt} - (p_{el,in,tot} + p_{gas,in,tot} - p_{el,ut,tot}) \quad \text{Ekvation 13. Inbesparningar per år}$$

$p_{\text{år}}$	=	Inbesparning per år	[NOK]
$p_{el,allt}$	=	Om man köper allt elektricitet samt att man värmer allt vatten med el	[NOK]
$p_{el,tot}$	=	Totala mängden el som är köpt från stamnätet	[NOK]
$p_{gas,in,tot}$	=	Totala mängden gas som är köpt	[NOK]
$p_{el,ut,tot}$	=	Totala mängden el som har sålts till stamnätet	[NOK]

Kostnader som inte beaktats är avgiften **för hyra av stamnätsanvändningen (nettleie)** p.g.a. att hyran måste avtalas med ett elbolag. Även **obalans i nätet** har inte beaktats i detta lärdomsprov. Dessa kostnader bortses i detta lärdomsprov, med rekommendation från Stig Ottesen (Ottesen, 2010). Installation och service för investeringarna har inte tagits i beaktande p.g.a. projektets korta tidsåtgång. För att få en noggrann beräkning på **installation** och **service** så måste man göra en offertförfrågan till ett företag. **Växelriktare** och **regulatorer** har inte tagits i beaktande med tanke på investeringskostnader (med undantag för vindkraftverken, se bilaga 13). I Tabell 4 visas kostnadsberäkningar som behandlas i programmet. En mer detaljerad tabell finns i bilaga 4.

5.2.7 Energiförbrukning

För beräkning av fastighetens energiförbrukning har standarden ”NS 3031:2007 Beregning av bygningers energiytelse, Metode och data” använts. Ekvationerna i denna standard är mestadels lämpade för en beräkning av en månatlig energiförbrukning, men dessa har omvandlats till timberäkningar (Standard Norge, 2007). Beräkningarna gäller för fastigheter som har blivit byggda:

- 1987 - 1997
- 1997 - 2007
- efter 2007.

Den faktor som påverkar fastigheters energiförbrukning under dessa år är **U-värden** samt den **samlade dörr- och fönsterarealen**. Se bilaga 7 för information om U-värden och den **samlade dörr- och fönsterarealen**, enligt de byggnadsföreskrifter som har blivit definierade 1987, 1997 och 2007. Se bilaga 7 för ytterligare information gällande byggnadsföreskrifter (Kommunal- og arbeidsdepartementet og Miljøverndepartementet, 1987) (Statens Bygningstekniske Etat, 2007).

Fastigheten är en kontorsbyggnad som är kubformad och har ett vattenburet uppvärmningssystem med radiatorer. Fastigheten har inga balkonger eller källare. Fastigheten har inte heller några ouppvärmade zoner. I tabell 5 visas de energiposter som är definierade enligt NS 3031:2007. Se bilaga 5 och bilaga 6 för en noggrannare definiering av energiposter samt antagningar som har gjorts vid beräkningar av energiposter (Standard Norge, 2007).

Tabell 5. Energiposter

Nr	Post	Inkluderat
1	Värmeförluster	DELVIS
2	Väremetillskott	DELVIS
3	Energibehov för kylning	NEJ
4	Energibehov för varmt tappvatten	NEJ
5	Energibehov för fläktar	JA
6	Energibehov för pumpar	NEJ
7	Energibehov för belysning	JA
8	Energibehov för tekniska tillbehör	NEJ

(Standard Norge, 2007)

5.2.8 Programmets struktur

Programmets struktur är definierat som tre huvudsteg:

- input
- räkneoperationer
- output.

Input-delen definierar alla variabler och lagrar all nödvändig data i matriser utifrån de valda simuleringsinställningarna i det grafiska användargränssnittet.

Räkneoperationsdelen utför alla beräkningar i programmet och lagrar dem i resultatmatriser. Huvudsakligen utförs alla beräkningar i olika loopar som går 8760 gånger (antal timmar på för år 2009). Simuleringsintervallen blir då en timme.

Output-delen skriver ut resultatmatriserna på kalkylbladet så man kan se varje enskild komponents beteende.

5.2.9 Smartmeterenhet

Smartmeterenheten är som tidigare nämnt fastighetens hjärna. Det är den som bestämmer från vilka enheter det skall tas elektrisk energi. Den är inställd så att om μ CHP-enheten producerar ett överskott av elektrisk energi, så skall den sälja överskottsenergin till stamnätet. Detta skall ske endast om ”Nord Pool Spot”-priset är positivt. Om ”Nord Pool Spot”-priset är negativt så säljs inte energin till stamnätet. Om μ CHP-enheten producerar ett underskott av energi skall den granska om det finns lagrad energi i ackumulatorerna, och eventuellt överföra denna till fastigheten.

5.2.10 Solceller

Produktionen av elektrisk energi från solceller är beräknad med ekvation 14 och baserar sig på data om global strålning hämtad från eKlima (Meteorologisk institutt, 2010). Transporten av elektrisk energi från solcellerna till ackumulatorerna sker via en laddningsregulator och den är definierad som endast en verkningsgrad på 80 %.

$$P_{sc,tot} = A_{sc,tot} \cdot \eta_{sc} \cdot G \cdot \eta_{reg} \quad \text{Ekvation 14. Solcellernas uteffekt}$$

$P_{sc,tot}$	=	Den totala uteffekten från alla solcellsmoduler	[W]
$A_{sc,tot}$	=	Den totala arean på alla solcellsmoduler	[m ²]
η_{sc}	=	Verkningsgraden på den valda solcellstypen	[%]
G	=	Global strålning	[$\frac{W}{m^2}$]
η_{reg}	=	Regulatorns verkningsgrad	[%]

5.2.11 Vindkraftverk

Produktionen av elektrisk energi från vindkraftverk är beräknad med ekvation 15 och baserar sig på data om vindhastighet från eKlima (Meteorologisk institutt, 2010). Alla vindkraftverk i simuleringsprogrammet har ett minimikrav på vindhastigheten som är 2,5 m/s. Transporten av elektrisk energi från vindkraftverk till ackumulatorerna sker via en laddningsregulator och den är definierad som endast en verkningsgrad på 80 %.

$$P_{vk,tot} = P_{vk} \cdot q_{vk} \cdot \eta_{reg} \quad \text{Ekvation 15. Vindkraftverkens uteffekt}$$

$P_{vk,tot}$	=	Den totala uteffekten från alla vindkraftverk	[W]
P_{vk}	=	Uteffekten från ett vindkraftverk, en funktion av vindhastigheten, $f(v_{vind})$, se bilaga 12	[W]
q_{vk}	=	Antal vindkraftverk	[st.]
η_{reg}	=	Regulatorns verkningsgrad	[%]

6. FÖRSÖK

I detta kapitel kommer olika typer av fastigheter att simuleras med programmet. Fastigheterna kommer att ha olika storlekar, ha olika antal med mikroregenerativa applikationer och vara placerade på olika ställen i Norge, för att se hur dessa saker påverkar resultatet.

6.1 Val av ackumulatormängd

Till detta försök valdes vindkraftverket **”Proven, 2.5 kW 6.5 m”** och solcellen **”Solartek, PvP 17512/24 175 W”** för att få en uppfattning om hur många ackumulatorer som är lämpligt att använda, se bilaga 12, 13 och 14. Ackumulatorerna som ska simuleras med är **”SUNTEK, FL21000 6 · 2V, ~100 Ah”**. Orsaken att just dessa applikationer och ackumulatorer blev valda var att de har relativt låga investeringskostnader (i jämförelse med de andra). Platsen som försöket utförs på är **”Södra Norge, inland”**-området p.g.a. att det är där som de flesta simuleringar utförs.

6.2 Kontroll av producerad elektricitet från solceller

För att kontrollera att modelleringen av solcellerna är korrekt har ett försök gjorts. Försöket går ut på att simulera fyra solcellers energiproduktion för ett år. Resultatet från detta jämförs med den årliga produktion av elektricitet som tillverkaren har uppgett. Se tabell 6 för dygnsproduktionen samt årsproduktionen för Kyocera solceller.

Notera att produktionen är samma för **Kyocera kD135Sx-1P** och **Kyocera kD95Sx-1P**. Detta måste betyda att tillverkaren/återförsäljaren har gjort ett tryckfel. För om arean är nästan dubbelt större hos **Kyocera kD135Sx-1P** än hos **Kyocera kD95Sx-1P** och verkningsgraden är nästan samma, så borde årliga produktionen hos **Kyocera kD135Sx-1P** vara betydligt större. Närmare information om solcellernas karakteristik hittas i bilaga 14 (GETEK AS, 2009 c).

Tabell 6. Produktion av elektrisk energi från Kyocera solceller

	KYOCERA			
	kD135Sx-1P	kD95Sx-1P	kD70Sx-1P	kD50SE/1P
NOV-JAN [Wh/dygn]	36,10	36,10	26,6	19,00
FEB-APRIL [Wh/dygn]	200,45	200,45	147,7	105,50
MAJ-JULI [Wh/dygn]	300,20	300,20	221,20	158,00
AUG-OKT [Wh/dygn]	173,85	173,85	128,10	91,50
NOV-JAN [kWh/dygn]	0,0361	0,0361	0,0266	0,019
FEB-APRIL [kWh/dygn]	0,20045	0,20045	0,1477	0,1055
MAJ-JULI [kWh/dygn]	0,3002	0,3002	0,2212	0,158
AUG-OKT [kWh/dygn]	0,17385	0,17385	0,1281	0,0915
Ett helt år [Wh/år]	64773,85	64773,85	47728,1	34091,5
Ett helt år [kWh/år]	64,77	64,77	47,73	34,09
Area [m ²]	1,002	0,688	0,213	0,525
Verkningsgrad [%]	13,4	13,8	13,7	9,5

(GETEK AS, 2009 c)

6.3 Kontroll av producerad elektricitet från vindkraftverk

För att kontrollera att modelleringen av vindkraftverken är korrekt har ett försök gjorts. Försöket går ut på att simulera energiproduktionen för två vindkraftsverk under ett år. Resultatet från detta jämförs med den årliga produktion av elektricitet som tillverkaren har uppgett. Se tabell 7 för årsproduktionen från Proven Energy vindkraftverk (GETEK AS, 2010 e). Närmare information om vindkraftverkens karakteristik hittas i bilaga 12 och 13.

Tabell 7. Produktion av elektrisk energi från Proven Energy vindkraftverk

	PROVEN ENERGY	
	Proven 2,5 kW	Proven 6 kW
Produktion enligt tillverkaren vid en medelvind på 4,5-6,5 m/s: [kWh/år]		
	2 500-5 000	6 000-12 000
Min. Vindhastighet för drift [m/s]	2,5	2,5

(GETEK AS, 2010 e)

Den minimala vindhastigheten för drift är $2,5 \frac{m}{s}$ för båda vindkraftverken. Detta betyder att kraftverken inte producerar elektricitet om vindhastigheten är mindre än $2,5 \frac{m}{s}$ (GETEK AS, 2010 e).

6.4 Fastighet 1

Denna simulering är inte gjord för speciell byggnad utan är bara en ”virtuell” byggnad som finns i ”Södra Norge, inland”-området. Programmet simulerar bara kubformade fastigheter så det antas att fastigheten är kubformad. Information om fastigheten visas i tabell 8.

Tabell 8. Information om fastighet 1

Fastighetens placering	Fastighetens bredd (m)	Fastighetens längd (m)	Antal våningar	Total area (m ²)	Temp. (arbetstid) (K)	Temp. (Natt, helg) (K)	Simuleringstid (år)	Elpris-område
Southern Norway, inland	10	20	1	200	274 (21 °C)	272 (19 °C)	1	Norway1

Valet av applikationer som simulerades med ses i tabell 9.

Tabell 9. Val av applikationsmodeller till fastighet 1

Enhet	Märke, modell
μCHP	Senertec, The Dachs G 5.5
Solackumulatörer	SUNTEK, FL21000 6*2V, ~100 Ah
Solceller	Kyocera, kD135Sx-1P 12 V/135 W
Vindackumulatörer	SUNTEK, FL21000 6*2V, ~100 Ah
Vindkraftverk	Proven, 2.5 kW 6.5 m

Fastighet 1 blev simulerad tre gånger med olika val av byggnadsstandarder. Valen av mikroregenerativa applikationer samt byggnadsstandarder visas i tabell 10.

Tabell 10. Val av applikationsantal till fastighet 1

	Simulering 1	Simulering 2	Simulering 3
Antal μCHP	1	1	1
Antal solackumulatörer	1	1	1
Antal solceller	4	4	4
Antal vindackumulatörer	4	4	4
Antal vindkraftverk	1	1	1
Byggnadsstandard	2007	1997	1987

I denna fastighet är antalet mikroregenerativa applikationer det samma i varje simulering, men byggnadsstandarden är olika. Det är för att man skall få en uppfattning om hur det påverkar att ha en gammal fastighet och en ny.

Orsaken till valet av antal μ CHP-enheter är att en enhet räcker för att kunna värma upp vattnet i fastigheten. Eftersom fastigheten inte är så stor, valdes ett vindkraftverk och fyra solceller. Ackumulatorerna valdes enligt resultatet från kapitel 7.1.

6.5 Fastighet 2

Denna fastighet finns i Grålum och befinner sig i ”Södra Norge, inland”-området. Liksom fastighet 1 är också fastighet 2 kubformad. I tabell 11 finns information om fastigheten.

Tabell 11. Information om fastighet 2

Fastighetens placering	Fastighetens bredd (m)	Fastighetens längd (m)	Antal våningar	Total area (m ²)	Temp. (arbetstid) (K)	Temp. (Natt, helg) (K)	Simulerings-tid (år)	Elpris-område
Southern Norway, inland	18	18	2	648	274 (21 °C)	272 (19 °C)	1	Norway1

Valet av applikationer som simulerades med ses i tabell 12.

Tabell 12. Val av applikationsmodeller till fastighet 2

Enhet	Märke, modell
μCHP	Senertec, The Dachs G 5.5
Solackumulatörer	SUNTEK, FL21000 6*2V, ~100 Ah
Solceller	Solartek, PVP 17512/24 175 W
Vindackumulatörer	SUNTEK, FL21000 6*2V, ~100 Ah
Vindkraftverk	Proven, 2.5 kW 6.5 m

Fastighet 2 blev simulerad fyra gånger med olika val av mikroregenerativa applikationer. Valen av applikationerna ses i tabell 13.

Tabell 13. Val av applikationsantal till fastighet 2

	Simulering 1	Simulering 2	Simulering 3	Simulering 4
Antal μCHP	1	1	1	1
Antal solackumulatörer	0	1	3	4
Antal solceller	0	4	15	20
Antal vindackumulatörer	0	4	7	0
Antal vindkraftverk	0	1	2	0
Byggnadsstandard	2007	2007	2007	2007

I denna fastighet är det samma byggnadsstandard i alla simuleringar, men olika antal av mikroregenerativa applikationer. Det är för att man ska få en uppfattning om hur de mikroregenerativa applikationerna påverkar de olika simuleringarna.

Orsaken till valet av antal μ CHP-enheter är att en enhet räcker för att kunna värma upp vattnet i fastigheten. Första simuleringen är helt utan mikroregenerativa applikationer och det är för att se hur endast en μ CHP-enhet klarar sig. Sen valdes en bas med applikationer för att senare öka antalet. Detta för att se hur mängden påverkar resultatet. Simulering 4 är bara solceller för att se hur bra det är. Ackumulatorerna valdes enligt resultatet från kapitel 7.1.

6.6 Fastighet 3

Denna simulering är inte gjord för en speciell byggnad utan är bara en ”virtuell” byggnad. I likhet med de andra fastigheterna är denna fastighet också kubformad. Information om fastigheten visas i tabell 14.

Tabell 14. Information om fastighet 3

Fastighetens byggnadsstandard	Fastighetens bredd (m)	Fastighetens längd (m)	Antal våningar	Total area (m ²)	Temp. (arbetstid) (K)	Temp. (Natt, helg) (K)	Simuleringstid (år)	Elprisområde
1997	15	30	3	1350	274 (21°C)	272 (19 °C)	1	Norway1

Valet av applikationer som simulerades med ses i tabell 15.

Tabell 15. Val av applikationsmodeller till fastighet 3

Enhet	Märke, modell
μCHP	Senertec, The Dachs G 5.5
Solackumulatorer	SUNTEK, FL21000 6*2V, ~100 Ah
Solceller	Solartek, PvP 17512/24 175 W
Vindackumulatorer	SUNTEK, FL21000 6*2V, ~100 Ah
Vindkraftverk	Proven, 2.5 kW 6.5 m

Fastighet 3 blev simulerad tre gånger med olika val av platser i Norge. Valen av mikroregenerativa applikationer samt platser i Norge visas i tabell 16.

Tabell 16. Val av applikationsantal till fastighet 3

	Simulering 1	Simulering 2	Simulering 3
Antal μCHP	2	2	2
Antal solackumulatorer	1	1	1
Antal solceller	4	4	4
Antal vindackumulatorer	4	4	4
Antal vindkraftverk	1	1	1
Platser i Norge	Södra Norge, Inland	Mellan Norge, Inland	Norra Norge, Kust

I denna fastighet är det samma antal mikroregenerativa applikationer i varje simulering, men platserna fastigheten är på är olika. Det är för att man ska få en uppfattning om hur det påverkar att vara på olika platser i Norge.

Orsaken till valet av antal μ CHP-enheter är att två enheter räcker för att kunna värma upp vattnet i fastigheten. Det valdes en bas av mikroregenerativa applikationer och det var ett vindkraftverk och fyra solceller. Ackumulatorena valdes enligt resultatet från kapitel 7.1.

6.7 Fastighet 4

Denna simulering är inte gjord för en speciell byggnad utan är bara en ”virtuell” byggnad. I likhet med de andra fastigheterna är denna fastighet också kubformad. Information om fastigheten visas i tabell 17.

Tabell 17. Information om fastighet 4.

Fastighetens byggnadsstandard	Fastighetens bredd (m)	Fastighetens längd (m)	Antal våningar	Total area(m ²)	Temp. (arbetstid) (K)	Temp. (Natt, helg) (K)	Simuleringstid (år)	Elprisområde
1987	20	40	4	3200	274 (21°C)	272 (19 °C)	1	Norway1

Valet av applikationer som simulerades med ses i tabell 18.

Tabell 18. Val av applikationsmodeller till fastighet 4

Enhet	Märke, modell
μCHP	Senertec, The Dachs G 5.5
Solackumulatorer	SUNTEK, FL21000 6*2V, ~100 Ah
Solceller	Solartek, PvP 17512/24 175 W
Vindackumulatorer	SUNTEK, FL21000 6*2V, ~100 Ah
Vindkraftverk	Proven, 2.5 kW 6.5 m

Fastighet 4 blev simulerad fyra gånger med olika val av mikroregenerativa applikationer. Valen av mikroregenerativa applikationer visas i tabell 19.

Tabell 19. Val av applikationsantal till fastighet 4

	Simulering 1	Simulering 2	Simulering 3	Simulering 4
Antal μCHP	5	5	5	5
Antal solackumulatorer	0	3	1	3
Antal solceller	0	20	4	15
Antal vindackumulatorer	0	4	7	12
Antal vindkraftverk	0	1	2	4

I denna fastighet är det samma bygningsstandard i alla simuleringar, men olika antal mikroregenerativa applikationer. Det är för att man skall få en uppfattning om hur de mikroregenerativa applikationerna påverkar de olika simuleringarna.

Orsaken till valet av antal μ CHP-enheter är att fem enheter klarar nästan att värma upp vattnet i fastigheten. Första simuleringen är helt utan mikroregenerativa applikationer och det är för att se hur μ CHP-enheterna klarar sig. Sen valdes en bas med applikationer för att senare öka antalet. Detta för att se hur mängden påverkar resultatet. Ackumulatorena valdes enligt resultatet från kapitel 7.1.

7. RESULTAT

Här analyseras resultatet från simuleringarna som beskrivs i kapitel 6. Notera att det är stor skillnad på skalan på Y-axlarna i graferna.

7.1 Val av ackumulatormängd

Efter några simuleringar konstaterades att till vindkraftverket **”Proven, 2.5 kW 6.5 m”** var fyra stycken ackumulatörer en lämplig mängd, om man fokuserar på att ackumulatörerna inte ska laddas fastän de är fulla. Om ackumulatörerna är fullt laddade i programmet och man fortsätter att ladda dem ännu mer ”försvinner” laddningen, den lagras inte någonstans. Om programmet skulle kunna sälja laddning, som inte rymms i ackumulatörer, till stamnätet så skulle tre ackumulatörer vara ett bättre alternativ. Denna funktion finns inte med i programmet.

Efter några simuleringar konstaterades att en ackumulatör är lämplig till fem stycken **”Solartek, PvP 17512/24 175 W”** solceller, om man fokuserar på att ackumulatören inte ska laddas fastän den är fullt. I likhet med vindackumulatörerna är det inte lönsamt att ladda en redan fulladdad ackumulatör för att energin går förlorad.

7.2 Kontroll av producerad elektricitet från solceller

Som man kan se i tabell 20 är den simulerade elproduktionen hela tiden omkring 87 % av den rekommenderade. Med undantag för solpanel **Kyocera kD135Sx-1P** där tillverkaren troligtvis angivit fel information.

Tabell 20. Resultat från test av elproduktion från Kyocera solceller

		KYOCERA			
		kD135Sx-1P	kD95Sx-1P	kD70Sx-1P	kD50SE/1P
Årlig produktion enligt tillverkaren:	[kWh/år]	64,77	64,77	47,73	34,09
	Årlig produktion enligt simulering:				
	[kWh/år]	79,65	56,32	41,73	29,59
	% av rekommenderat	122,97 %	86,95 %	87,43 %	86,80 %

(GETEK AS, 2009 c)

Orsaken till varför den simulerade produktionen är mindre än den rekommenderade är bristfällig information om den globala irradiansens inverkan på solceller. Tillverkare har inte i datablad angett ett minimikrav på irradiansen. Det har antagits ett minimivärde på $100 \frac{W}{m^2}$. Detta betyder att solcellen inte kan producera elektrisk energi om den globala irradiansen är mindre än $100 \frac{W}{m^2}$.

7.3 Kontroll av producerad elektricitet från vindkraftverk

I tabell 21 presenteras resultat från test av vindkraftverkens årliga energiproduktion. Resultaten är inom de ramar som tillverkaren har definierat, så de godkänns.

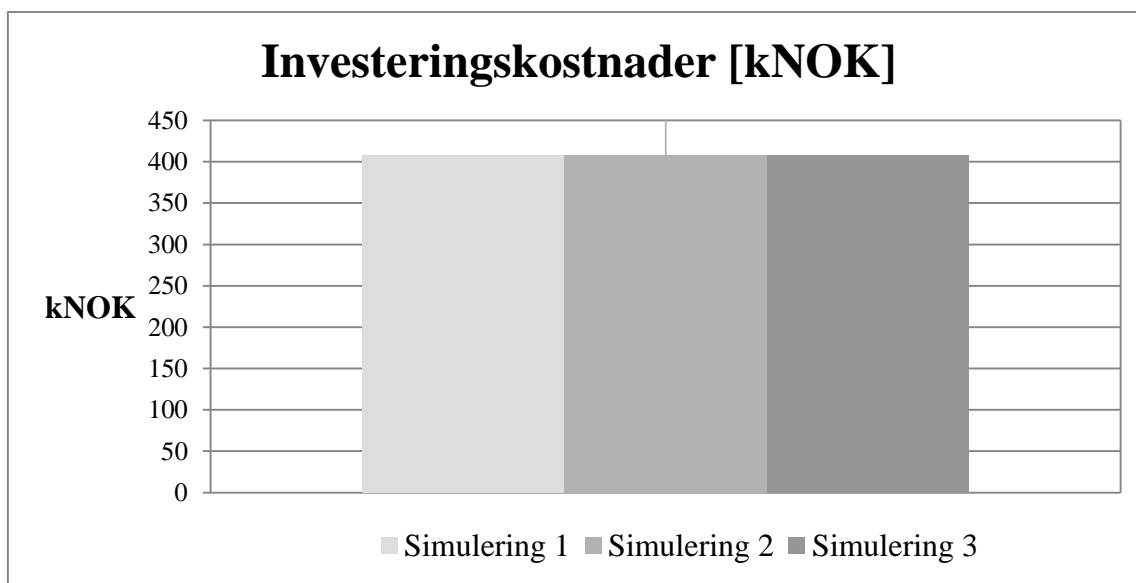
Tabell 21. Resultat från test av elproduktion från Proven Energy vindkraftverk

ENERGIPRODUKTION	PROVEN ENERGY	
	Proven 2,5 kW	Proven 6 kW
Enligt tillverkaren		
Medelvind = 4,5 - 6,5 m/s: [kWh/år]	2 500-5 000	6 000-12 000
Enligt simulering:		
Klimatzon 6 & 7 Medelvind = 5,35 m/s [kWh/år]	4323	11680
Klimatzon 4 & 5 Medelvind = 3,22 m/s [kWh/år]	1184	3467

(GETEK AS, 2010 e)

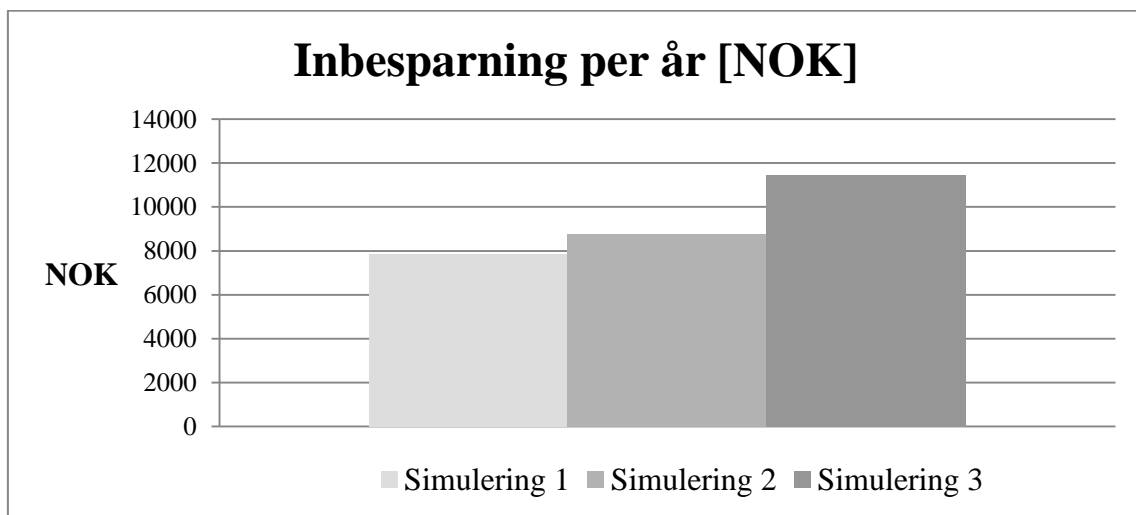
7.4 Fastighet 1

När man har gjort valen i det grafiska användargränssnittet, räknar programmet ut investeringskostnaderna till simuleringen. I figur 18 visas investeringskostnaderna till fastighet 1.



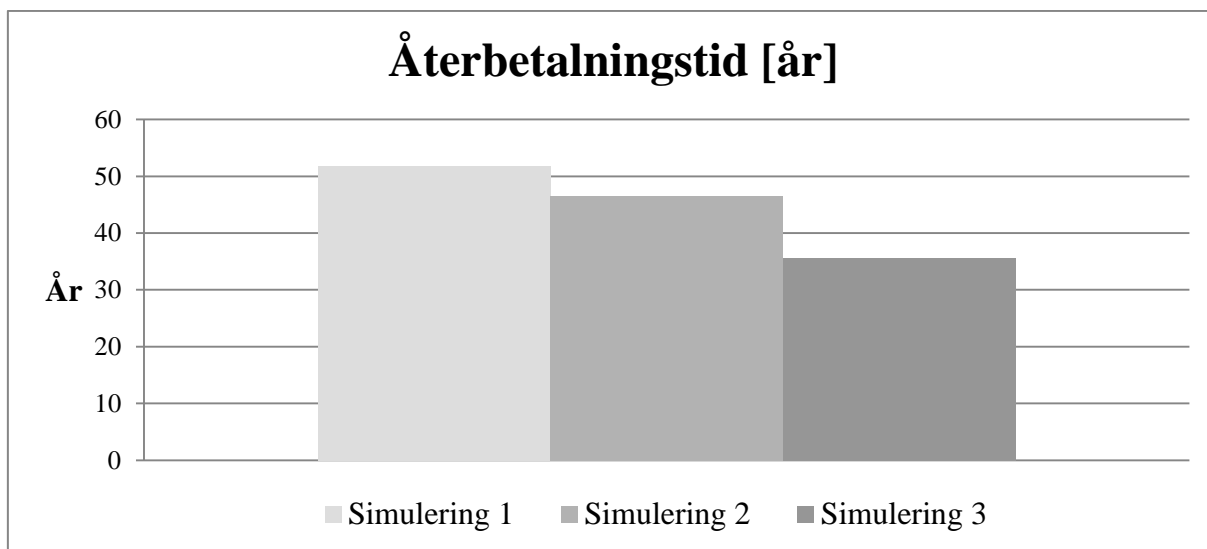
Figur 18. Investeringskostnader till fastighet 1

I och med att det är samma mängd applikationer i alla simuleringar så blir investeringskostnaderna den samma för varje enskild simulering.



Figur 19. Inbesparingar per år på fastighet 1

Inbesparning per år beräknas därefter av programmet. Se figur 19 för att se hur stor skillnaden är mellan simuleringarna. Man ser att det skiljer sig en del mellan simuleringarna. Enligt detta resultat sparar man mest genom att implementera mikroregenerativa applikationer i äldre fastigheter.



Figur 20. Återbetalningstiderna för fastighet 1

När programmet har beräknat hur mycket man sparar per år så beräknar det återbetalningstiden för investeringskostnaderna. I figur 20 ser man återbetalningstiden för de tre simuleringarna. Här ser man att återbetalningstiden är bäst för simulering 3 och sämst för simulering 1. I fastighet 1 kan man konstatera att ju mera inbesparningar per år desto kortare återbetalningstid.

I figur 20 visas det att ingen av simuleringarna är bra p.g.a. den långa återbetalningstiden. Simulering 3 är den bästa och simulering 1 är den sämsta. Simulering 3 har en återbetalningstid på ca 36 år och det är ca dubbelt så länge som de mikroregenerativa applikationernas livslängder, se bilaga 15. I och med att de äldre byggnaderna har sämre U-värden så har de mer värmeförluster. Och det betyder att μ CHP-enheten måste vara igång mera i äldre fastigheter och på grund av det så producerar den mer elektricitet.

Tabell 22. Energiförvaltning i fastighet 1, alla värden har enheten kWh

	Simulering 1	Simulering 2	Simulering 3
Det totala termiska energikravet	20660	23040	31300
Termiskt energikrav täckt med elektricitet	0	0	0
Termiskt energikrav täckt med μ CHP	20660	23040	30300
Total mängd köpt naturgas	28660	31960	42000
El producerad av μ CHP	7690	8580	11270
El producerad av vindkraftverk	410	410	410
El producerad av solceller	400	400	400
El till fastigheten från vindkraftverk	310	310	310
El till fastigheten från solceller	290	290	290
Total mängd el till fastigheten	17650	17650	17650
El köpt från stamnätet	15120	14900	14200
El sålt till stamnätet	5750	6420	8400
Fastighetens elenergi	17650	17650	17650

I tabell 22 visas energifördelningen i fastighet 1. ”**Det totala termiska energikravet**” betyder den energi som krävs för att värma upp huset. I och med att fastigheten har samma storlek i alla simuleringar så ändras inte värdet. ”**El producerad av μ CHP**” är hur mycket elektricitet som har blivit producerad av μ CHP när den har varit igång. ”**El producerad av vindkraftverk**” och ”**El producerad av solceller**” är hur mycket elektrisk energi som har blivit producerad från vindkraft och solceller. ”**El till fastigheten från vindkraft**” och ”**El till fastigheten från solceller**” är hur mycket elektrisk energi som man får till fastigheten. Förlusterna är medräknade ända från när den elektriska energin blir producerad tills den energin transporteras till fastigheten. Exempel på var det finns energiförluster är:

- i laddningsregulatorn
- vid in- och urladdning i ackumulatören
- i växelriktaren.

”**Fastighetens elenergi**” är hur mycket elektrisk energi som krävs för att täcka elenergi krävet i fastigheten.

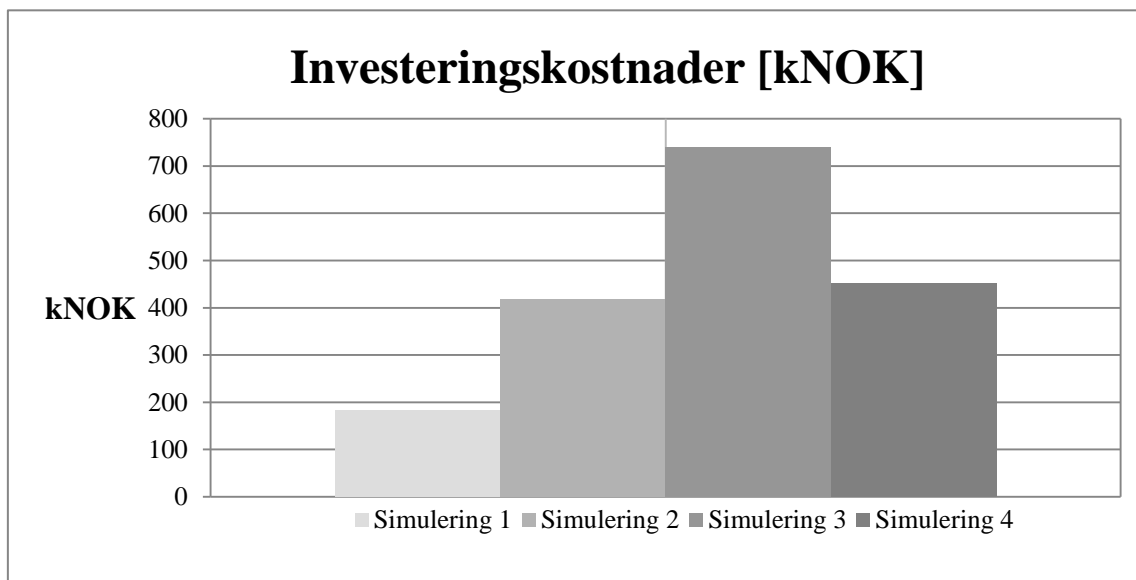
Tabell 23. Antal procent elektricitet från de olika delarna i simuleringarna i fastighet 1

	El från vind till fastighet (%)	El från sol till fastighet (%)	El producerad av μ CHP (%)	El köpt från stamnät till fastighet (%)
Simulering 1	0,018	0,016	43,6	85,7
Simulering 2	0,018	0,016	48,6	84,4
Simulering 3	0,018	0,016	63,9	80,5

I tabell 23 jämförs olika delars mängd elektricitet med den totala mängden elektricitet som fastigheten kräver. Som man ser i Tabell 23 är inte summan 100 procent om man summerar talen för en simulering. Orsaken till det är att en del av den el som μ CHP-enheten producerar säljs till stamnätet. När μ CHP-enheten är i gång, ska elektriciteten som produceras täcka elenergikravet som fastigheten har. Om det blir någon elektricitet över efter det så säljs det vidare till stamnätet.

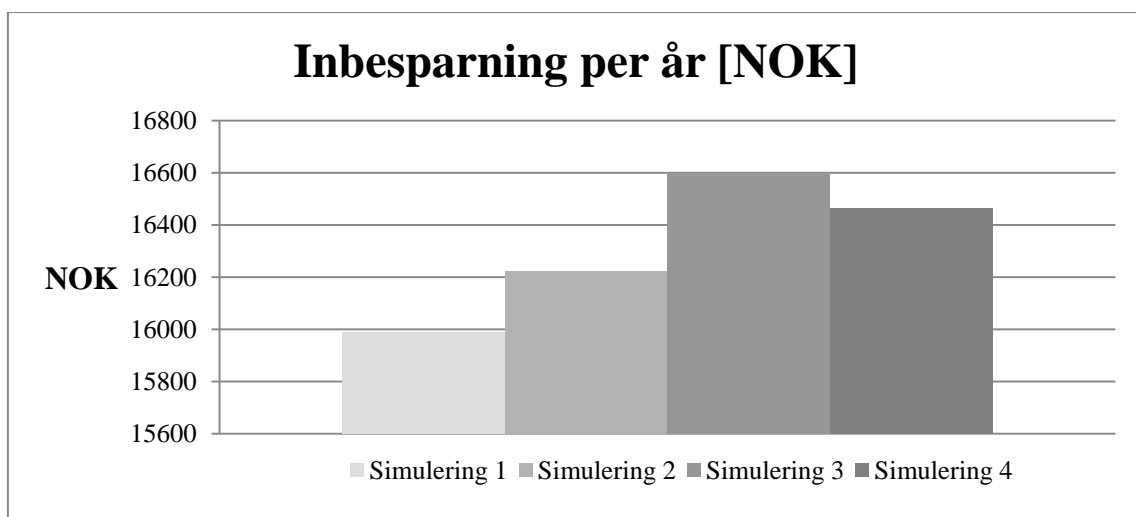
7.5 Fastighet 2

I slutskedet av simuleringarna räknar programmet ut den totala investeringskostnaden. Den totala investeringskostnaden för varje enskild simulering visas i figur 21.



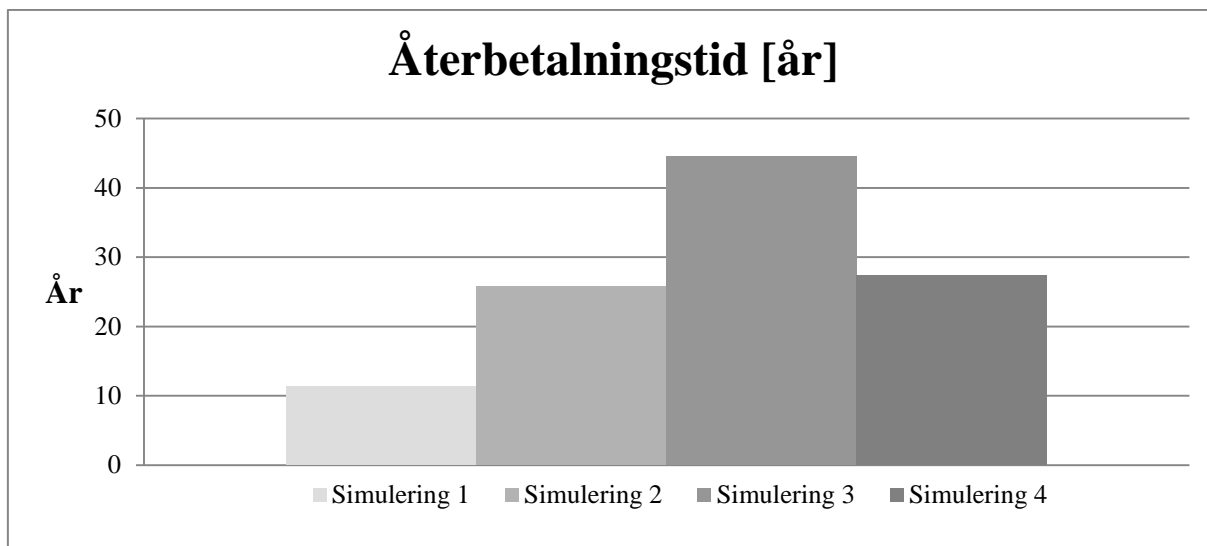
Figur 21. Investeringskostnader för fastighet 2

I figur 21 ser man att simulering 3 har högst investeringskostnad, och simulering 1 har lägst.



Figur 22. Inbesparingar per år för fastighet 2

Programmet beräknar därefter inbesparingar per år, se figur 22. Här ser man att en variering av antalet mikroregenerativa applikationer inte inverkar stort på inbesparingar per år.



Figur 23. Återbetalningstiden på investeringskostnaderna för fastighet 2

När programmet har beräknat hur mycket man sparar per år, beräknar det återbetalningstiden för investeringskostnaderna. I figur 23 ser man återbetalningstiden för de fyra simuleringarna.

Energifördelningen för alla simuleringarna visas i tabell 24. Man ser från figur 23 att simulering 1 är bäst. Problemet med den inställningen (bara en μ CHP och inget annat) är att ackumulatortanken hamnar på minus när det blir som kallast. Det betyder att den inte klarar av att värma upp tillräckligt när det är som kallast. I denna simulering hamnade ackumulatortanken på minus i 56 timmar på hela året. Det skulle vara bra att kompensera detta med elektricitetsuppvärmning men detta alternativ finns inte med i programmet.

Det som är noterbart är att fastän simulering 2 har högst produktion av el från vindkraft och har mest pengar sparade per år så är den minst lönsam. Detta beror på att investeringskostnaderna är så höga i simulering 2 att pengarna som sparas varje år inte räcker till.

Tabell 24. Energiförvaltning i fastighet 2, alla värden har enheten kWh

	Simulering 1	Simulering 2	Simulering 3	Simulering 4
Det totala termiska energikravet	42120	42120	42120	42120
Termiskt energikrav täckt med elektricitet	0	0	0	0
Termiskt energikrav täckt med μ CHP	42120	42120	42120	42120
Total mängd köpt naturgas	58140	58140	58140	58140
El producerad av μ CHP	15600	15600	15600	15600
El producerad av vindkraftverk	0	410	820	0
El producerad av solceller	0	380	1410	1880
El till fastigheten från vindkraftverk	0	300	600	0
El till fastigheten från solceller	0	270	900	1190
Total mängd el till fastigheten	57200	57200	57200	57200
El köpt från stamnätet	49490	48920	48000	48300
El sålt till stamnätet	7890	7890	7890	7890
Fastighetens elenergi	57200	57200	57200	57200

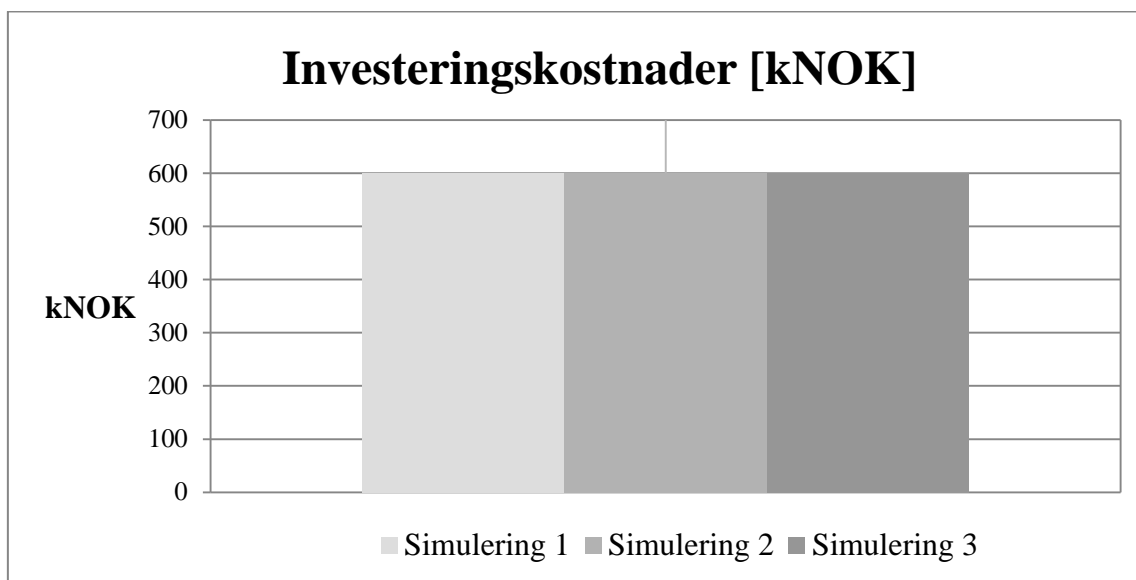
Tabell 25. Antal procent elektricitet från de olika delarna i simuleringarna i fastighet 2

	El från vind till fastighet (%)	El från sol till fastighet (%)	El producerad av μ CHP (%)	El köpt från stamnät till fastighet (%)
Simulering 1	0	0	27,3	86,5
Simulering 2	0,005	0,0047	27,3	85,5
Simulering 3	0,01	0,015	27,3	83,9
Simulering 4	0	0,02	27,3	84,4

I tabell 25 jämförs elektricitetsproduktionens förhållande till det totala elenergi

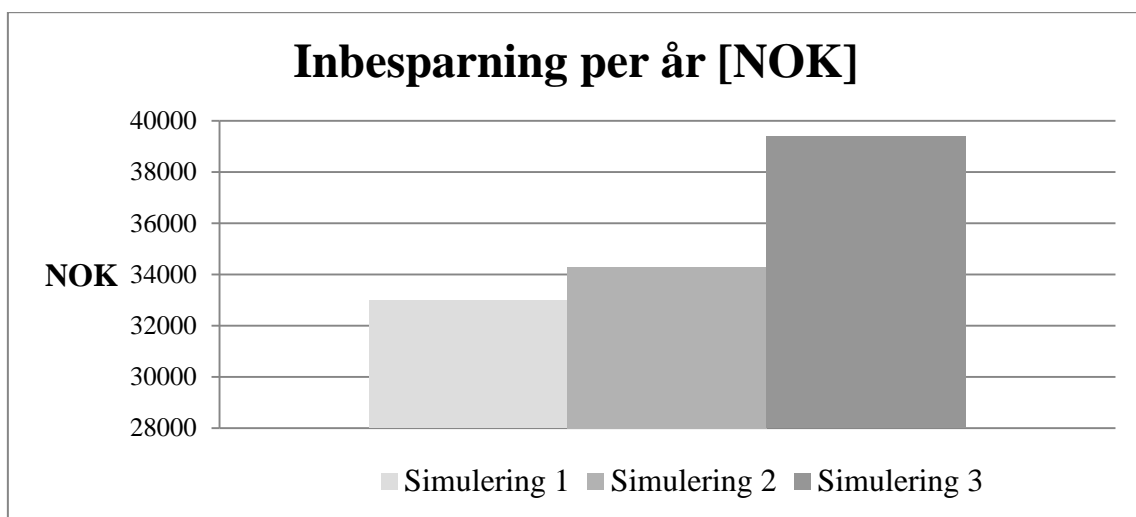
7.6 Fastighet 3

När man har gjort valen i det grafiska användargränssnittet så räknar programmet ut investeringskostnaderna till simuleringen. I figur 24 visas investeringskostnaderna till fastighet 3.



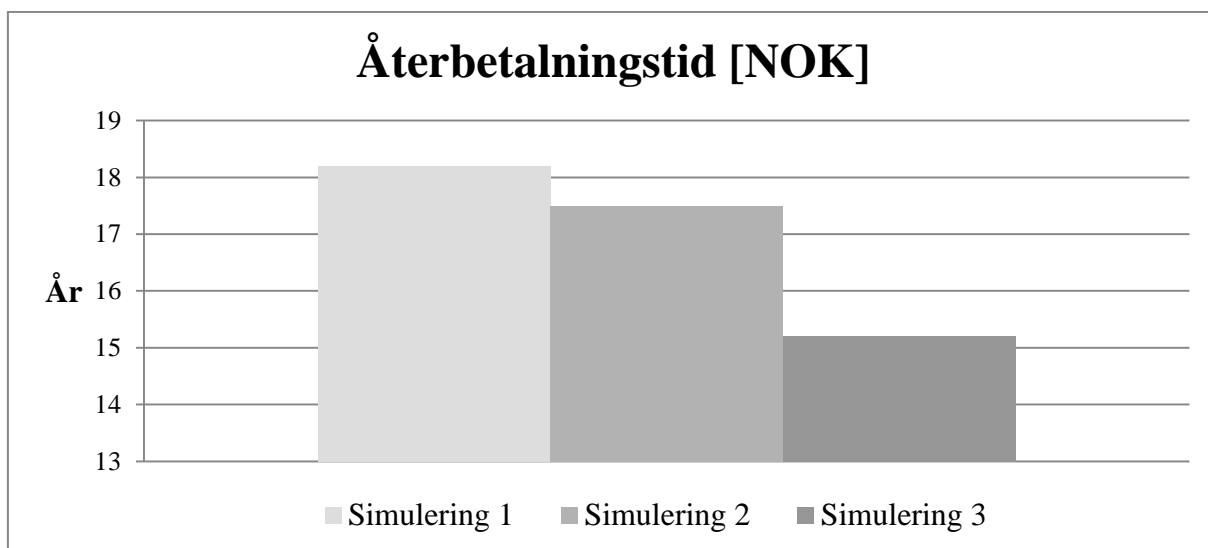
Figur 24. Investeringskostnaderna för fastighet 3

I och med att det är samma mängd applikationer i alla simuleringar så blir investeringskostnaderna den samma för varje enskild simulering.



Figur 25. Inbesparing per år för fastighet 3

Inbesparing per år beräknas därefter av programmet, se figur 25. Man ser att det skiljer sig en del mellan simuleringarna. Enligt detta resultat så är simulering 3 den bästa.



Figur 26. Återbetalningstiden för fastighet 3

När programmet har beräknat hur mycket man sparar per år så beräknar det återbetalningstiden för investeringskostnaderna. I figur 26 ser man återbetalningstiden för de tre simuleringarna. Här ser man att återbetalningstiden är bäst för simulering 3 och sämst för simulering 1. I fastighet 3 kan man konstatera att återbetalningstiden följs åt med inbesparingar per år.

Energiförvaltningen för alla simuleringarna visas i tabell 26. I figur 26 visar att alla simuleringarna är ganska bra. El som är producerad från vindkraftverk är ca tio gånger större i norra Norge än i södra Norge.

Tabell 26. Energiförvaltning i fastighet 3, alla värden har enheten kWh

	Simulering 1	Simulering 2	Simulering 3
Det totala termiska energikravet	86320	90720	103580
Termiskt energikrav täckt med elektricitet	0	0	0
Termiskt energikrav täckt med μ CHP	86320	90720	103580
Total mängd köpt naturgas	119270	125830	143790
El producerad av μ CHP	32000	33760	38580
El producerad av vindkraftverk	410	1180	4320
El producerad av solceller	380	300	260
El till fastigheten från vindkraftverk	300	730	1910
El till fastigheten från solceller	270	220	190
Total mängd el till fastigheten	119160	119160	119160
El köpt från stamnätet	102750	102170	97880
El sålt till stamnätet	16160	17720	19390
Fastighetens elenergi	119160	119160	119160

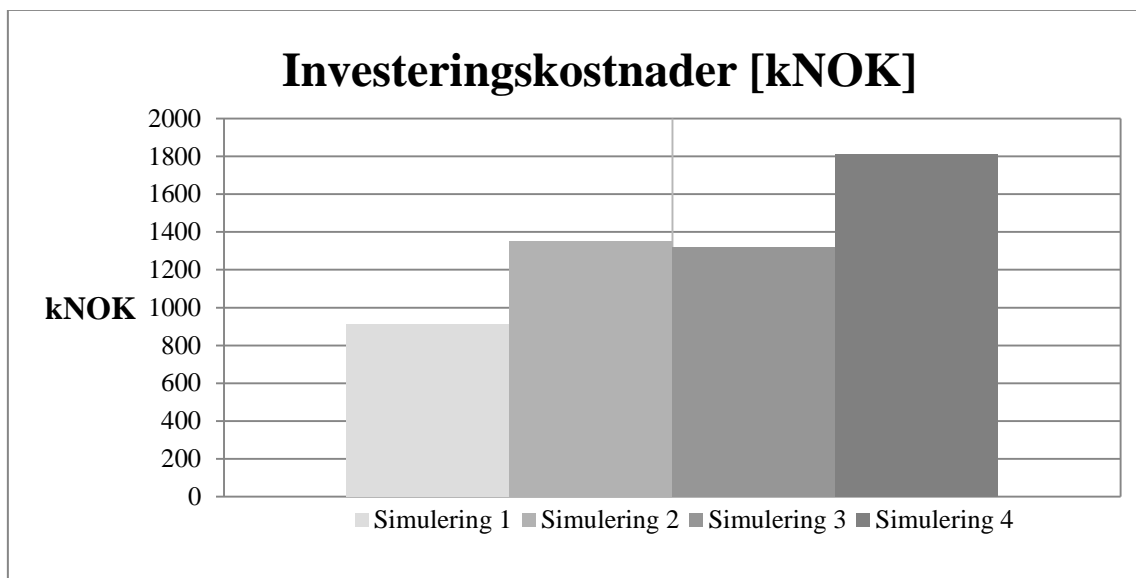
Tabell 27. Antal procent elektricitet från de olika delarna i simuleringarna i fastighet 3

	El från vind till fastighet (%)	El från sol till fastighet (%)	El producerad av μ CHP (%)	El köpt från stamnät till fastighet (%)
Simulering 1	0,0025	0,0022	26,9	86,2
Simulering 2	0,006	0,0018	28,3	85,7
Simulering 3	0,016	0,0016	32,4	82,1

I tabell 27 jämförs elektricitetsproduktionens förhållande till det totala elenergi

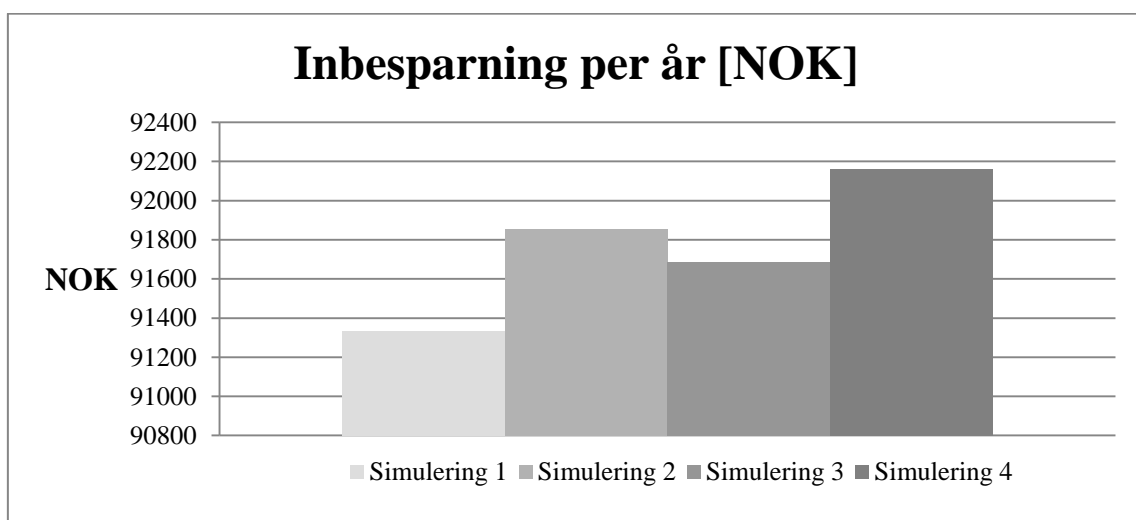
7.7 Fastighet 4

När man har gjort valen i det grafiska användargränssnittet så räknar programmet ut investeringskostnaderna till simuleringen. I figur 27 visas investeringskostnaderna till fastighet 4.



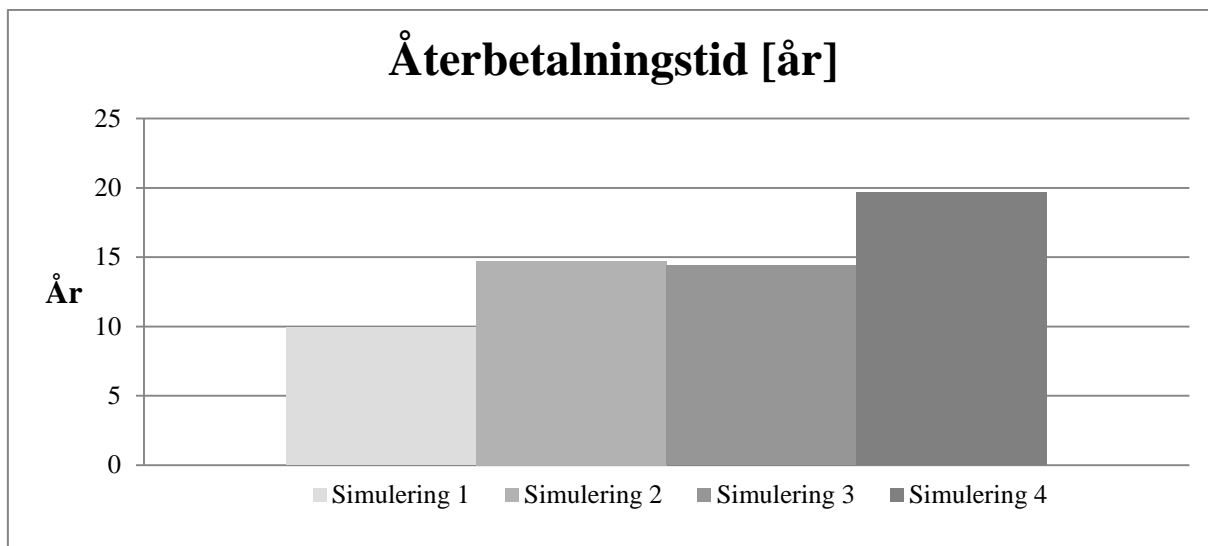
Figur 27. Investeringskostnader för fastighet 4

Som man ser i figur 27 så är det stor skillnad på investeringskostnaderna mellan simuleringarna.



Figur 28. Inbesparing per år för fastighet 4

Inbesparing per år beräknas därefter av programmet. Se figur 28 för att se skillnaden mellan simuleringarna. Man ser att det skiljer sig en del mellan simuleringarna. Enligt detta resultat så är simulering 4 den som sparar mest per år.



Figur 29. Återbetalningstid för simulering 4

När programmet har beräknat hur mycket man sparar per år så beräknar det återbetalningstiden för investeringskostnaderna. I figur 29 ser man återbetalningstiden för de fyra simuleringarna. Här ser man att återbetalningstiden är bäst för simulering 1 och sämst för simulering 4.

Energiförvaltningen för alla simuleringarna visas i tabell 28. I figur 29 ser man att alla simuleringarna är ganska bra. Man kan konstatera att ju fler mikroregenerativa applikationer man väljer så desto längre återbetalningstid. I denna fastighet är det ett problem med μ CHP-enheten. Den ”orkar” inte värma fastigheten när det är som kallast. I detta fall så är det 158 timmar per år. Men skulle man ha en elvärmestav som ”hjälp” μ CHP-enheten när det är kallt så blir detta en bra simulering. Det skulle vara mycket mer ekonomiskt lönsamt än att köpa en extra μ CHP-enhet till.

Tabell 28. Energiförvaltning i fastighet 4, alla värden har enheten kWh

	Simulering 1	Simulering 2	Simulering 3	Simulering 4
Det totala termiska energikravet	240510	240510	240510	240510
Termiskt energikrav täckt med elektricitet	0	0	0	0
Termiskt energikrav täckt med μ CHP	240510	240510	240510	240510
Total mängd köpt naturgas	331280	331280	331280	331280
El producerad av μ CHP	88880	88880	88880	88880
El producerad av vindkraftverk	0	410	820	1640
El producerad av solceller	0	1880	380	1410
El till fastigheten från vindkraftverk	0	300	590	1140
El till fastigheten från solceller	0	980	270	870
Total mängd el till fastigheten	282450	282450	282450	282450
El köpt från stamnätet	238720	237440	237870	236710
El sålt till stamnätet	45130	45130	45130	45130
Fastighetens elenergi	282450	282450	282450	282450

Tabell 29. Antal procent elektricitet från de olika delarna i simuleringarna i fastighet 4

	El från vind till fastighet (%)	El från sol till fastighet (%)	El producerad av μ CHP (%)	El köpt från stamnät till fastighet (%)
Simulering 1	0	0	31,5	84,5
Simulering 2	0,001	0,0035	31,5	84,0
Simulering 3	0,002	0,001	31,5	84,2
Simulering 4	0,004	0,003	31,5	83,8

I tabell 29 jämförs elektricitetsproduktionens förhållande till det totala elenergi

8. DISKUSSION

Resultaten från simuleringarna på de fyra fastigheterna analyseras utgående från de olika inställningarna på dem. Förbättringsförslag till simuleringsprogrammet, användargränssnittet och beräkningar m.m. kommer att tas upp. Saker man kan tänka på gällande μ CHP-enheten, ackumulatorerna, ekonomi, solceller och vindkraft tas även upp till diskussion.

8.1 Simuleringar

Här analyseras valet av ackumulatormängden till solcellerna och vindkraftverken samt mängden av solceller och vindkraftverk. Produktionen av elektricitet från solceller och vindkraftverk kontrolleras och diskuteras om det är inom ramarna av vad tillverkarna har lovat. Till sist sammanfattas allt och diskuteras kring alla fastigheternas resultat.

8.1.1 Val av ackumulatorer

Simuleringsprogrammet kan inte sälja överskottselektriciteten till stamnätet. Detta överskott uppstår när ackumulatören är fulladdad. Genom simuleringar itererades det fram ett lämpligt antal ackumulator för att överskottet skall undvikas. Enligt simuleringarna lämpade sig fyra ”Suntek, FL21000 6 · 2V, ~100 Ah”-ackumulatorer till ett ”Proven, 2.5 kW 6.5 m”-vindkraftverk och en ”Suntek, FL21000 6 · 2V, ~100 Ah”-ackumulator till fyra ”Solartek, PvP 17512/24 175 W” - solceller.

Om programmet skulle ha möjligheten att sälja överskottselektriciteten till stamnätet, skulle man kunna ha mindre antal ackumulatorer. Det skulle innebära mindre investeringskostnader och bättre återbetalningstid.

8.1.2 Kontroll av producerad elektricitet från solceller

Eftersom solcellernas simulerade årsproduktion är ca 87 % av den som tillverkaren uppgett, konstateras detta vara tillräckligt noggrant. Fastän tillverkaren har angivit produktionen i $\frac{Wh}{dygn}$ med 2 decimalers noggrannhet finns det inget som styrkar noggrannheten. Man måste ändå ta i beaktande att variationen mellan tillverkarens uppgifter och simuleringsresultaten är nästan konstant (procentuellt sett).

8.1.3 Kontroll av producerad elektricitet från vindkraftverk

Eftersom vindkraftverkens simulerade årsproduktion är inom ramarna av den som tillverkaren har uppgivit, så konstateras detta vara tillräckligt noggrant. De uppgifter som tillverkaren har utgivet är troligtvis riktvärden.

Det som måste tas i beaktande är att vindkraftverken har en undre gräns på vindhastigheten för elproduktion. Detta betyder att fastän ett område i Norge har en hög medelvindhastighet, så kan vindhastigheten ofta vara under minimum vindhastigheten. Slutsatsen är då att ett vindkraftverk placerat på två olika ställen, kan ha varierande elproduktion fastän medelvindhastigheten är den samma. Det som också inverkar på detta är vindkraftverkets olinjära verkningsgrad. I tabell 30 presenteras den olinjära elproduktionen samt dess bidrag till en olinjär elproduktion.

Tabell 30. Exempel på ett vindkraftverks olinjära elproduktion

Proven Energy 2,5 kW		Plats 1			Plats 2	
Uteffekt [W]	Vindhastighet [m/s]	Tid [h]	Vindhastighet [m/s]	Uteffekt [W]	Vindhastighet [m/s]	Uteffekt [W]
0	0	15:00	1	0	1	0
0	0,5	16:00	1	0	1	0
0	1	17:00	2	0	0	0
0	1,5	18:00	2,5	25	0,5	0
0	2	19:00	3	50	1	0
25	2,5	20:00	4	160	6	525
50	3	21:00	3	50	5	325
105	3,5	22:00	3,5	105	5,5	425
160	4	23:00	5	325	6	525
243	4,5	00:00	6	525	6	525
325	5	01:00	5,5	425	5,5	425
425	5,5	02:00	4,5	243	4,5	243
525	6	03:00	3	50	2	0
			Medelvind 3,4	Tot. El 1957,5	Medelvind 3,4	Tot. El 2992,5

(GETEK AS, 2010 e)

8.1.4 Fastighet 1

Dessa simuleringar har samma antal mikroregenerativa applikationer, men byggnadsstandarden ändrar. Man ser att simulering 3, den med byggnadsstandard 1987, är den med mest inbesparingar per år och bäst återbetalningstid. Det beror på att en äldre fastighet har lägre krav på U-värden som innebär mer värmeförluster. I och med att det blir mer värmeförluster så måste μ CHP-enheten vara igång mera. När den är oftare i gång produceras mer elektricitet.

Alla simuleringar i fastighet 1 har samma antal mikroregenerativa applikationer, så på det området får man ingen information. Den här simuleringen visar mest i vilken sorts byggnadsstandard på fastigheter mikroregenerativa applikationer passar bäst.

8.1.5 Fastighet 2

I alla simuleringar av fastighet 2 är byggnadsstandarden den samma. Denna fastighet befinner sig i södra Norge. I denna fastighet varierar de mikroregenerativa applikationerna. Simulering 1 har endast en μ CHP-enhet och inget annat. I simulering 2 och i simulering 3 ökas applikationsantalet för att sedan i simulering 4 bara ha med solceller. Allt detta för att se hur olika applikationsval påverkar denna fastighet.

Man ser att simulering 1 har kortast återbetalningstid och minst investeringskostnader. Återbetalningstiden är ca 12 år och det är helt ok. De andra tre simuleringarna är inte så bra. Simulering 2 har ca 26 års återbetalningstid och det är för mycket för att det ska löna sig. Simulering 3 och simulering 4 har ca 45 års respektive 28 års återbetalningstid och det är också för mycket.

8.1.6 Fastighet 3

I denna simulering är antalet på de mikroregenerativa applikationerna samma i alla simuleringar och platsen fastigheten befinner sig på ändrar.

Det som kan konstateras från simuleringensresultaten är att det är lönsammare att implementera mikroregenerativa applikationer i norra Norge än i inlandet i södra Norge. Detta gäller inte för solceller, för irradiansen är mindre i norra Norge än i inlandet i södra Norge. Orsaken varför det lönar sig med μ CHP-enheter mer i norra Norge är att det är kallare där. I och med detta måste de vara i drift mer och därför produceras mer el. Dessutom blåser det mera och vindkraften lönar sig mer.

8.1.7 Fastighet 4

Denna fastighet har byggnadsstandarden 1987 och är placerad i södra Norge i inlandet. Simulering 1 har fem stycken μ CHP-enheter och inget annat. Simulering 2 har en bas på antal mikro regenerativa applikationer för att sedan i simulering 3 och simulering 4 öka i antalet. Detta för att se hur antalet påverkar fastigheten.

Man ser från resultatet att simulering 1 är mest lönsam i och med minst återbetalningstid. Simulering 4, den sämsta för denna fastighet, hade en återbetalningstid på ca 20 år. Så man kan konstatera att i gamla hus är det bra att implementera mikroregenerativa applikationer.

8.1.8 Sammanfattning

Angående de mikroregenerativa applikationerna kan man konstatera att de inte har så stor roll i det stora hela. Man skulle behöva många fler vindkraftverk och solceller för att de skall producera elektricitet upp till t.ex. 10 procent av det totala elenergikravet. Men i dagens läge är de alldeles för dyra för att implementera.

Ifall energipriserna stiger i framtiden, kommer elektricitet från mikroregenerativa applikationer att bli mycket intressantare. I så fall kommer produktionen av vindkraftverk, solceller och μ CHP-enheter att öka och därmed sjunker priserna på dem. Då kommer lönsamheten med vindkraftverk och solceller att stiga.

Det som måste tas i beaktande är att resultaten från simuleringarna gäller specifikt vid användning av de angivna applikationerna. Om man använder andra applikationer får man troligtvis andra resultat. Det skulle ha varit fördelaktigt att ta med väldigt många mikroregenerativa applikationer och köra många simuleringar för att få ett korrekt resultat.

8.2 Förbättringar av simuleringsprogrammet

Här presenteras förbättringar som kan göras till simuleringsprogrammets olika moduler som blev definierade i tabell 3. Ändamålet med förbättringarna är att göra simuleringarna mera noggranna och få mer exakta resultat.

8.2.1 μ CHP

Produktionen av termisk- och elektrisk energi kan förbättras med att tillämpa den på en noggrannare nivå. Man kan ta i beaktande:

- entalpi på inkommande kallvatten och utgående varmvatten
- olika ”**demand/response**”-inställningar på μ CHP-enheten
- serviceintervall
- uppvärmningstid
- uteffektsvariationer.

Att gå in på en ”**Entalpi-nivå**” hos produktionen av termisk energi gör att resultatet blir noggrannare. Detta kräver att man har mycket informationen om μ CHP-enhetens egenskaper. Detta betyder att man tar i beaktande t.ex. entalpi och volymflöde på vattnet.

Med olika ”**demand/response**”-inställningar menas det att man styr μ CHP-enhetens driftstid utifrån olika faktorer. Dessa faktorer kan t.ex. vara:

- elektriskt energikrav
- fördefinierad driftstid
- termiskt energikrav
- överskott/underskott av elektricitet i stamnätet.

Med tillämpning av dessa faktorer kan man förändra resultatet på simuleringen markant. Man kan få en väldigt varierande bild över lönsamheten på simuleringen. Detta är troligtvis en av de **viktigaste punkterna** i hela simuleringsprogrammet p.g.a. dess stora inverkan på resultatet.

De flesta μ CHP-enheter har en **uppvärmningstid** som gör att de inte kan leverera maximal uteffekt från start. En μ CHP-enhet har **serviceintervall** vilket gör att den måste tas ur bruk för en viss tid. Detta gör att man måste värma upp vattnet på ett annat sätt, t.ex. med elektricitet eller med en reservenhet. Tillämpning av dessa faktorer kan reducera lönsamheten.

Uteffektsvariationer gör att man inte måste köra μ CHP-enheten på max hela tiden. Man kan styra uteffekten beroende på t.ex. utomhustemperaturen eller det elektriska energikravet. Tillämpning av uteffektsvariationer bidrar till en noggrannare simulering.

8.2.2 Ackumulatorer (sol och vind)

Lagringen av elektrisk energi i ackumulatorer kan förbättras på flera sätt. Man kan ta i beaktande:

- bättre spänningskurvor på den inre spänningen i ackumulatorm
- exakta kurvor gällande den specifikt valda ackumulatorm
- korta simuleringsintervall
- olika laddningsregulatorer
- olika växelriktare
- självurladdning
- ålder på ackumulatorm.

Med att tillämpa **bättre spänningskurvor på den inre spänningen i ackumulatorm** så kommer laddningen/urladdningen att förändras en aning. Detta har troligtvis inte en stor inverkan på resultatet.

Med införande av **exakta kurvor gällande den specifikt valda ackumulatorm** blir laddningen/urladdningen mera riktig. Detta har troligtvis inte en stor inverkan på resultatet.

Genom tillämpning av **korta simuleringsintervall** kan noggrannheten på laddningen/urladdningen förbättras markant. Detta p.g.a. att en ackumulators egenskaper ändras i förhållande till lagrad laddning. Om simuleringsintervallet är en 1 h (som i de tidigare utförda simuleringarna), så utgår man från att egenskaperna är samma under hela timmen. Om simuleringsintervallet är t.ex. 1 min så får man 60 förändringar i egenskaperna under hela timmen; vilket ger en mera verklig bild av simuleringen.

Det finns **olika laddningsregulatorer** på marknaden med många olika egenskaper. Dessa regulatorer finns i många olika utföranden och har olika verkningsgrader. Det finns t.ex. regulatorer som ger bättre livslängd på ackumulatorm i förhållande till andra regulatorer. Genom att kunna välja olika regulatorer så kan man få en mera verklig bild av laddningen, vilket kan göra att lönsamheten varierar.

Det som måste tas i beaktande är att de val som har gjorts för definiering av verkningsgrad på laddningsregulatorer är dåliga, jämfört med vad tillverkaren har uppgett. Frågan är om man ska ha med dessa verkningsgrader eller inte i ekvationerna. För dessa verkningsgrader är troligtvis ett resultat beroende av vilken laddningsmetod man har använt. Den laddningsmetod vi har använt är enkel ON/OFF-reglering (GETEK AS, h).

Att tillämpa **olika växelriktare** kan ge ett varierande resultat på en simulering. Detta p.g.a. att alla växelriktare har olika verkningsgrad. De flesta växelriktare har också en minimum uteffekt, dvs. man måste ta ut en viss effekt ur växelriktaren för att den skall kunna arbeta.

Vid val av verkningsgrad för växelriktare har ett lite pessimistiskt val gjorts. Detta p.g.a. att det inte har tagits med alla faktorer såsom minimum uteffekt och förbrukningen i stand-by-läge (GETEK AS, i).

Med tillämpning av **självurladdning** så får man mera förluster i systemet. Man får inte till godo lika mycket av den producerade elektriciteten. Detta resulterar dock i en väldigt liten reduktion av lönsamheten i systemet. Detta p.g.a. att de ackumulatörer som använts har 16 månaders urladdningstid ner till 50 % av total kapacitet. Detta gäller om ackumulatören inte är i bruk (GETEK AS, 2010 g).

Akkumulatörens ålder inverkar på dess kapacitet. Akkumulatörens kapacitet blir sämre med åren och införande av detta ger en sämre lönsamhet i simuleringarna (GETEK AS, 2010 g).

8.2.3 Akkumulatortank

Man kan förbättra lagring/förbrukning av termisk energi på flera sätt. De faktorer man kan ta i beaktande är:

- elvärmestav i akkumulatortanken
- entalpi på inkommande och utgående vatten
- mera avancerat värmesystem.

Tillförande av elvärmestavar i akkumulatortanken kan användas när t.ex. μ CHP-enheten är under service, eller när μ CHP-enhetens termiska uteffekt inte räcker till. Detta kan öka på lönsamheten i simuleringen, för investeringskostnaderna blir lägre om man bara behöver en μ CHP-enhet i stället för två.

Genom tillämpning av **entalpi på inkommande och utgående vatten** får man noggrannare resultat från simuleringen.

Genom att tillämpa ett **mera avancerat värmesystem** kan man få resultat som är mera lik verkligheten. Man kan skapa olika valmöjligheter för uppvärmning, som radiatorer eller golvvärme. Denna tillämpning kan skapa stora variationer i lönsamheten i simuleringen.

8.2.4 Grafiskt användargränssnitt

Syftet med ett grafiskt användargränssnitt i ett simuleringsprogram är att det ska vara enkelt, informativt och lättanvänt. Det behöver inte vara ”fint” men det skall vara enhetligt. En förbättring av användargränssnittet kan göras med att skapa ett **självständigt simuleringsprogram**.

Det program som används i simuleringarna är en produkt av Microsoft Excel 2007 med Visual Basic 6.5. Detta betyder att man behöver Microsoft Excel 2007 för att köra simuleringsprogrammet. Om man skulle ha ett **självständigt simuleringsprogram** kan man förbise detta problem. I så fall så måste resultatutskriften ske i form av t.ex. textfiler, bilder eller inuti själva programmet. Detta medför problem som försvårar programmeringen samt tiden för skapande av programmet. Eventuellt ett byte av programmeringsspråk kan i så fall vara nödvändigt, och ett sådant byte kräver mera kunskap om andra programmeringsspråk.

En stor fördel med ett **självständigt simuleringsprogram** är att man kan ha allting på ett och samma ställe. I stället för att ha olika kalkylblad för resultatutskrifter och ett formulär för ifyllande av data på ett annat ställe.

8.2.5 Ekonomi

Ekonomidelen i programmet kan förbättras väsentligt med att genomföra olika åtgärder. Man kan inkludera/tänka på:

- alla kostnadsposter i beräkningarna, se bilaga 4
- framtidens energipriser
- räntor på eventuella lån.

Genom att **inkludera alla kostnadsposter i beräkningarna** får man en betydligt verkligare bild av resultatet. Detta är komplicerat för man måste i så fall inkludera installations- och servicekostnader, som är beroende av företaget som utför installationen. Ett exempel kan vara att man begär ca tio olika offerter från ett par olika företag och tillämpar dem i programmet. **Inkludering av alla kostnadsposter** kommer att reducera på lönsamheten för systemet mycket, som ett resultat av ökade investeringskostnader.

Framtidens energipriser kan variera mycket. Programmet använder sig av priser för år 2009. Eftersom priserna ändrar varje år så är detta inte en exakt beräkning. Framtiden kan inverka både positivt och negativt på lönsamheten med systemet. Om t.ex. gaspriser går ned och elpriser går upp så ökar lönsamheten med en μ CHP-enhet.

Man måste tänka på att man kan **behöva låna pengar** för inskaffande av ett system med mikroregenerativa applikationer. Om man lånar pengar så måste man betala ränta, och detta kommer att reducera på lönsamheten för systemet.

8.2.6 Termiskt och elektriskt energikrav

Man kan förbättra det termiska och elektriska energikravet genom att inkludera alla energiposter i beräkningarna. Energiposter definierade i NS:3021:2007 finns i bilaga 5 och bilaga 6 (Standard Norge, 2007). Införande av detta kan variera både positivt och negativt på lönsamheten med systemet, men ger en mera verklig bild av simuleringen. Denna punkt har en väldigt stor inverkan på stora fastigheter.

8.2.7 Programmets struktur

Programmets struktur är en väsentlig del i simuleringen och det gäller främst programkoden, men också programmet i sin helhet. Det som är väldigt viktigt att tänka på är:

- grafiska användargränssnittet
- körningstiden
- programkoden
- storleken på programmet
- säkerheten.

Angående det grafiska användargränssnittet, se kapitel 8.2.4.

Körningstiden kan förbättras ännu för att få en snabbare simulering. Körningstiden ligger nu på 2-3 minuter och denna tid går säkert att reducera. För att göra detta behövs det mera kunskap om programmeringsspråket, så att man kan strukturera effektivt.

Programkoden kan förbättras en ganska stor del. Man kan säga att programkodens kvalité växer i takt med kunskapen om programmeringsspråket. Med förbättring av programkoden så syftar man på:

- läsbarheten
- prestandakrav
- struktureringen.

Läsbarheten är en väsentlig del för vidareutveckling av programmet. Läsbarheten av programkoden är god men kan förbättras med att göra den enhetlig och med många kommentarer.

Att ta i beaktande prestandakrav är viktigt när man skapar ett program. Programmet har inte testats på äldre datorer för att se vad som är minimikrav på prestandan. Denna förbättring skulle förbättra på användbarheten på programmet.

Strukturering av koden är viktigt för den påverkar både prestandakravet, läsbarheten och körningstiden. Förbättring av detta är tidskrävande och kräver att man studerar programmeringsspråket grundligt.

Storleken på programmet skulle kunna förbättras mycket. Programmet består endast av en .xslm-fil på ca 16 MegaByte. Eftersom all data finns i kalkylblad blir storleken större. Om man skulle ha gjort ett individuellt program i ett annat programmeringsspråk skulle man kunna få ner på storleken. Man skulle kunna lagra nödvändig information i olika filer som man hämtar vid behov.

Säkerheten är viktig om man har en sluten källkod. Man kan tillämpa ett lösenordsskydd till filen om man vill.

8.2.8 Smartmeterenhet

Smartmeterenheten kan förbättras med att man tillämpar säljande av elektrisk energi som har blivit producerat av vindkraftverk och solceller. Den kan också förbättras så att energiförsäljningen beror på Nord Pool El Spot priset (Nord Pool Spot AS, 2009). Om priset går under en viss nivå så lagras energin i stället för att den säljas den, och så kan man sälja den vid ett annat tillfälle. I verkligheten skulle Smartmeterenheten i så fall behöva få en realtidsuppdatering av elpriset. Detta ställer också stora krav på lagringen av elektrisk energi, för denna inställning kräver ju dock att den är lönsammare än den första.

8.2.9 Solceller

Produktionen av elektrisk energi från solceller kan förbättras. Man kan ta i beaktande:

- noggrannare data för den globala irradiansen
- noggrannare minimivärde på den globala irradiansen
- tillämpning av olika typer av laddningsregulatorer
- ålder.

Med **noggrannare data för den globala irradiansen** menas information mätt på minutnivå. Detta kommer att öka på noggrannheten på produktionen, men om man tillämpar detta bör man också tillämpa kortare simuleringsintervall.

Med **noggrannare minimivärde på irradiansen** gäller värdet för den specifikt valda solcellstypen. Man kan antingen göra ett experiment och undersöka det i verkligheten eller kontakta en tillverkare och fråga dem. Detta kommer att variera lönsamheten med systemet.

Se kapitel 8.2.2 för information om **olika typer av laddningsregulatorer**.

Åldern har en stor inverkar på effektiviteten hos en solcell. De flesta tillverkare uppger att efter 20 år så har effektiviteten sjunkit till ca 80 %, se bilaga 15. Införande av denna faktor skulle reducera lönsamheten med systemet, men ge en verklig bild av hur det uppför sig. Solcellerna måste också bytas ut efter ett antal år. Detta årtal uppger tillverkare sällan och är svårt att ta med i simuleringarna.

8.2.10 Vindkraftverk

Produktionen av elektrisk energi från vindkraftverk kan förbättras.

Man kan ta i bruk:

- noggrannare data för vindhastighet
- tillämpning av olika typer av laddningsregulatorer
- serviceintervall

Den **data** som har blivit använd för **vindhastigheten** är ett medeltal för 1 h. Om man tar i bruk minutdata får man mera noggranna resultat. I så fall måste man också förkorta simuleringsintervallen till 1 min, så man får en korrekt laddning av ackumulatorerna.

Se kapitel 8.2.2 för information om **olika typer av laddningsregulatorer**.

Vindkraftverk behöver också underhållas ibland, dvs. man måste ta i beaktande serviceintervall. En tillämpning av detta reducerar lönsamheten med systemet.

8.2.11 Sammanfattning

Slutsatsen man kan dra från denna diskussion är att detta simuleringsprogram kan förbättras väsentligt, eftersom det går att göra ett stort antal förbättringar. De viktigaste förbättringarna som bör göras är:

- korrekt energikrav
- fullständiga kostnadsberäkningar.

Genom att inkludera alla beräkningar från NS 3031:2007 (Standard Norge, 2007) får man ett **korrekt energikrav**. Detta ger en väldigt stor förbättring av noggrannheten på resultaten. **Fullständiga kostnadsberäkningar** är också ett måste. Man måste ta i beaktande precis alla kostnadsposter för att få en fullständig beräkning.

För att kontrollera energiförbrukningen skulle det ha varit fördelaktigt att köra en simulering och jämföra det resultat man får normtalen från Enova, se bilaga 2 och bilaga 3. Detta skulle ha varit en god idé för att kontrollera simuleringsprogrammets noggrannhet. Detta har tyvärr inte gjorts.

9. SLUTSATS

Det man kan konstatera angående val av mikrogenerativa applikationer är att priserna på vindkraftverk och solceller måste gå ner för att det skall löna sig att använda dem i Norge. Detta påstående gäller bara om priset på elektricitet från stamnätet är det samma hela tiden som det var år 2009. Om priset på elektricitet stiger kraftigt så blir vindkraftverk och solceller mycket mer intressanta.

Mikro CHP- enheten är en mycket bra applikation som är mycket effektiv. Den är mycket lönsam redan nu och kommer troligen att bli vanligare i framtiden.

Vilken byggnadsstandard en fastighet har inverkar på resultatet. En äldre fastighet förlorar mer energi i och med sämre U-värden. Det innebär mer elektricitet från μ CHP-enheten som måste vara i gång mer för att värma mer vatten.

Placeringen har också skillnad på resultatet. I en fastighet som är placerad i norra Norge är det lönsammare att ha mikrogenerativa applikationer i än en fastighet som finns i södra Norge. Orsaken är att det är kallare i norra Norge så μ CHP-enheten är igång mer och därför producerar mer elektricitet. Det blåser även mycket mer i norra Norge än i södra Norge i inlandet, så det är mer lönsamt att använda vindkraftverk där. Däremot lyser solen mindre och därför är det sämre med solceller i norra Norge.

Hur stor fastigheten är har också betydelse. Desto större fastighet, desto bättre lönsamhet med att använda μ CHP-enheter. Det är för att det blir större arealer med fönster och väggar som förlorar energi. Det betyder att μ CHP-enheterna måste vara igång mera och man får mer elektricitet.

REFERENSFÖRTECKNING

LITTERATUR

- Birnbaum, D. (2005). *Microsoft Excel VBA Programming, Second Edition*. Boston: Thomas Course Technology PTR.
- Boyle, G. (2007). *Renewable electricity and the grid*. Sterling: Earthscan.
- Cengel, Y. A., Turner, R. H., & Cimbala, J. M. (2008). *Fundamentals of Thermal-Fluid Sciences*. New York: McGraw-Hill Education.
- Edwards, B.; & Turrent, D. (2000). *Sustainable housing principles and practice*. New York: E & FN Spon.
- Khalsa, S. (2006). *Programmering i Excel*. Oslo: IDG Books.
- Larminie, J., & Lowry, J. (2003). *ELECTRIC VEHICLE TECHNOLOGY: EXPLAINED*. West Sussex: John Wiley & Sons, Ltd.
- Mörstedt, S.-E., & Helsten, G. (1999). *Energi- og kjemiteknikk, Formler og tabeller*. Trondheim: Yrkesopplæring ans.
- Standard Norge. (2007). NS 3031:2007 Beregning av bygningers energiytelse - Metode og data. Standard Norge.
- Walkenbach, J. (2004). *Excel VBA Programming for dummies*. Hoboken: Wiley Publishing Inc.
- Wilson, J., & Burgh, G. (2008). *Energizing our future*. New Jersey: John Wiley & sons, Inc.

PERSONLIG KOMMUNIKATION

- Arntsen, E. (2010). Høgskolelektor. (M. Björk, & D. Inborr, Intervjuare)
- Bremdal, B. (2010). Professor. (M. Björk, & D. Inborr, Intervjuare)
- Førrisdahl, O. K. (2010). Førstemanuensis. (M. Björk, & D. Inborr, Intervjuare)
- Gulbrandsen, K. N. (2010). Høgskolelektor. (M. Björk, & D. Inborr, Intervjuare)
- Johansen, Å. (2010). Høgskolelektor. (M. Björk, & D. Inborr, Intervjuare)
- Mordt, H. (2010). Førstemanuensis. (M. Björk, & D. Inborr, Intervjuare)
- Ottesen, S. (2010). FoU-direktør, NCE Energy and Emissions Trading Halden. (M. Björk, & D. Inborr, Intervjuare)

ELEKTRONISKA KÄLLOR

- Alibaba. (2010). *Solar photovoltaic system*. Alibaba.
http://www.alibaba.com/product-gs/219127584/Solar_photovoltaic_system_QSSM_5000W_/showimage.html (hämtat: 27 11 2010)
- Beard, C. (2008). *Smart metering for dummies*. Logica
<http://www.logica.co.uk/~media/United%20Kingdom/Please%20delete/Smart%20Metering%20For%20Dummies.ashx> (hämtat: 25 04 2010)
- Björk, M., & Inbarr, D. (2010). *Simraf*. <http://prosjektexpo.hiof.no/expo10/H10E08/> (hämtat: 29 05 2010)
- Colijn, M. (2008). *Gas Industry Workshop on microCHP*. Marcogaz.
http://www.marcogaz.org/events/downloads/Session2/WHISPERGEN_What%20do%20you%20do,%20when%20you%20are%20ahead%20of%20the%20re.ppt (hämtat: 31 05 2010)
- Energirådgivningen. (2009). *Akkumulatortank*. Energirådgivningen.
http://docs.google.com/viewer?a=v&q=cache:IraORTiCdeYJ:www.energiradgivningen.se/index.php%3Foption%3Dcom_docman%26task%3Ddoc_download%26gid%3D82%26Itemid%3D99999999+akkumulatortank&hl=sv&gl=fi&pid=bl&srcid=ADGEESjpp71MXM2Md3u0YFAR4ale06rMZkfczckWlhP8aVge (hämtat: 27 11 2010)
- Energiteknik. (2010). *ACKUMULATORTANKAR*.
<http://www.energiteknik.net/Akkumulatortankar.html> (hämtat: 27 11 2010)
- Enova. (2003 a). *BBA, Energi Gradtall*. <http://naring.enova.no/popups/bba/BBAGradtall.aspx> (hämtat: 2010 05 05)
- Enova. (2004 c). *Manual for enøk normtall*.
<http://www.enova.no/PUBLIKASJONSOVERSIKT/file.axd?ID=57&rand=2c77e996-e7c8-467d-85b6-6f49c77fb6ef> (hämtat: 14 04 2010)
- Enova. (2009 b). *Enova*. <http://www.enova.no/sitepageview.aspx?sitepageid=100> (hämtat: 20 05 2010)
- GETEK AS. (2009 c). *Kyocera solcellepaneler*. Nedlastning.
http://www.getek.no/brosjyrer/Kyocera_solcellepanel_H09.pdf (hämtat: 08 04 2010)
- GETEK AS. (2009 d). *Prisliste 2009*. generator.firmanett.no/g/getekas/doc/Getekprisliste2009.pdf (hämtat: 13 04 2010)
- GETEK AS. (2010 b). *Alternativ energiforsyning*. <http://www.getek.no/index.html> (hämtat: 22 04 2010)
- GETEK AS. (2010 e). *Proven Energy*. Nedlastning. http://www.getek.no/brosjyrer/Proven_2,5-6kW.pdf (hämtat: 24 03 2010)
- GETEK AS. (2010 f). *Solartek Solcellepaneler*. Nedlastning.
<http://www.getek.no/brosjyrer/Solartek.pdf> (hämtat: 08 04 2010)
- GETEK AS. (2010 g). *Suntek batterier*. Nedlastning.
http://www.getek.no/brosjyrer/SUNTEK_batterier.pdf (hämtat: 08 04 2010)
- GETEK AS. (a). *Ampair Pacific 100*. Nedlastning. <http://www.getek.no/brosjyrer/Ampair100.pdf> (hämtat: 24 03 2010)
- GETEK AS. (h). *MPPT Regulator*. Nedlastning. <http://www.getek.no/brosjyrer/Optimizer%20-%20MPPT.pdf> (hämtat: 04 06 2010)

- GETEK AS. (i). *Compact series*. Nedlastning. http://www.getek.no/brosjyrer/HP-C-XP_brosjyre.pdf (hämtat: 04 06 2010)
- Green Geezer. (2007). *Wind Power*. Green Geezer. http://carolgulyas.typepad.com/photos/uncategorized/2007/06/01/18skystreamsolarhome2_2.jpg (hämtat: 27 11 2010)
- Greenspec. (2010). *Micro CHP*. Greenspec. <http://www.greenspec.co.uk/micro-chp.php> (hämtat: 27 11 2010)
- Harrison, J. (2010). *Introduction to micro CHP*. Micro combined heat and power. http://www.microchap.info/introduction_to_micro_chp.htm (hämtat: 27 11 2010)
- Høgskolen i Østfold. (2008). *AKTUELT*. <http://www.hiof.no/> (hämtat: 10 05 2010)
- Kommunal- og arbeidsdepartementet og Miljøverndepartementet. (1987). *Byggeforskrift 1987*. DSB: Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap. <http://oppslagsverket.dsb.no/content/arkiv/plan-bygg/byggeforskrift-1987/.pdf?expand-content=on> (hämtat: 27 05 2010)
- Löfgren, B.-E. (1998). *Hur stor skall ackumulatortanken vara?* Artikel Bioenergi 2-98. <http://www.novator.se/bioenergy/BE9802/acku.html> (hämtat: 24 05 2010)
- MDS Battery. (2010). *Battery for motorcycles*. MDS Battery. <http://www.mdsbattery.co.uk/shop/productprofile.asp?ProductGroupID=840> (hämtat: 22 02 2010)
- Medora, N. K., & Kusko, A. (2007). *ANALYSIS OF BATTERY CABLE FAULTS*. Battcon. <http://www.google.no/url?sa=t&source=web&cd=1&ved=0CBkQFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww.battcon.com%2FPapersFinal2007%2FMedoraPaper2007.pdf&ei=OFMITJekcKSOL27gB4&usg=AFQjCNFTEUuGZjY8-11-8tjb0DoeFenZRw> (hämtat: 02 05 2010)
- Meteorologisk institutt. (2010). *eKlima*. http://sharki.oslo.dnmi.no/portal/page?_pageid=73,39035,73_39049&_dad=portal&_schema=PORTAL (hämtat: 04 05 2010)
- myTub. (2010). *Baxi Senertec Dachs G 5.5 Mini-chp Unit*. http://www.mytub.co.uk/product_information.php?product=465447 (hämtat: 25 04 2010)
- NCE Hal(hämtat: . (2008 a). *Norwegian Centre of Expertise Energy and Emissions Trading Halden*. <http://www.forskningsparken.no/HCoE-NO/> (hämtat: 10 05 2010)
- NCE Halden. (2009 b). *Styr smart i SmartGrid*. <http://www.forskningsparken.no/Filbibliotek%20Eksterne/Inkubator%20Halden/Dokumenter/SmartGrid/BIP-Styr%20Smart%20i%20Smart%20Grid%20-%20Sammendrag.pdf> (hämtat: 10 05 2010)
- Nord Pool Spot AS. (2009). *Area prices*. http://nordpoolspot.com/upload/reports/areaPrice_hourly_2009.xls (hämtat: 2010 05 17)
- Nord Pool Spot AS. (2010). *Nord Pool*. <http://nordpoolspot.com/> (hämtat: 2010 05 17)
- Norges Bank. (2009 a). *Valutakurs för euro (EUR)*. http://www.norges-bank.no/templates/article_____26807.aspx (hämtat: 17 05 2010)
- Norges bank. (2009 b). *Valutakurs för pund (GBP)*. http://www.norges-bank.no/templates/article_____26810.aspx (hämtat: 20 05 2010)
- Perez, R. (1993). *Lead-Acid Battery State of Charge vs. Voltage*. Scuba Engineer. <http://www.google.no/url?sa=t&source=web&cd=1&ved=0CBBUQFjAA&url=http%3A%2>

F%2Fwww.scubaengineer.com%2Fdocuments%2Flead_acid_battery_charging_graphs.pdf
&ei=r1MITNvWEY2LONWT-R4&usg=AFQjCNGG2xqVgsNiR90bQB-0dGL2yI3Ufg
(hämtat: 02 05 2010)

Projectplace. (2010). *Manage Smart in SmartGrid*. Projectplace.
<https://secure.projectplace.com/en/Log-in/> (hämtat: 23 4 2010)

Senertec. (u.d.). *Dahco*. Senertec.
http://www.senertec.de/index.php?eID=tx_nawsecured1&u=0&file=uploads/media/4798_092_110_Technical_Data_Dachs_-_short_Version.pdf&t=1267629899&hash=969c9a1729ec4b0458b27938e95b8d11
(hämtat: 3 3 2010)

SINTEF. (2010). *Om oss*. <http://www.sintef.no/Om-oss/> (hämtat: 28 05 2010)

Statens Bygningstekniske Etat. (2007). *Revisjon av Teknisk Forskrift 2007*. Statens Bygningstekniske Etat: www.be.no/beweb/info/bedag/2007/presentasjoner/2Grini.pdf
(hämtat: 27 05 2010)

Statistisk sentralbyrå. (2010). *SSB*. Statistisk sentralbyrå. <http://www.ssb.no/elkraftpris/tab-2010-04-13-05.html> (hämtat: 3 5 2010)

Statoil. (2010). *Annual Report 2009*.
<http://www.statoil.com/annualreport2009/en/ouoperations/productionandsalesvolumes/pages/averageproductioncostandsalesprices.aspx> (hämtat: 04 05 2010)

T, T., & J, T. (1999). *Inndeling av Norge i klimasoner (TR A4856)*. SINTEF.
<http://www.energy.sintef.no/publ/rapport/99/tr4856.htm> (hämtat: 03 06 2010)

The Magic Boiler Company. (2010). *Whispergen*. Generate your own power.
<http://www.magicboiler.com/en/products/whispergen/> (hämtat: 20 05 2010)

Tieto. (2009). *Tieto Norway*. <http://www.tieto.no/> (hämtat: 10 05 2010)

Toll Customs. (2009). *Forbruksavgift på elektrisk kraft 2009*.
<http://www.toll.no/upload/aarsrundskriv/2009Forbruksavgift.pdf> (hämtat: 17 05 2010)

Wikipedia, *Battery (electricity)*. (2010). [http://en.wikipedia.org/wiki/Battery_\(electricity\)](http://en.wikipedia.org/wiki/Battery_(electricity)) (hämtat: 27 11 2010)

Wikipedia, *Micro combined heat and power*. (2010). Wikipedia, the free encyclopedia.
http://en.wikipedia.org/wiki/Micro_combined_heat_and_power (hämtat: 27 11 2010)

Yrkeshögskolan Novia. (2010). *Hem*. <http://www.novia.fi/> (hämtat: 10 05 2010)

BILAGOR

Bilaga 1. Meteorologisk information	1
Bilaga 2. Normtal	2
Bilaga 3. Normtal fortsättning.....	3
Bilaga 4. Kostnadsberäkningar	4
Bilaga 5. Energiposter	5
Bilaga 6. Energiposter fortsättning.....	6
Bilaga 7. Byggnadsföreskrifter	7
Bilaga 8. Blyackumulator; laddningsspänning.....	8
Bilaga 9. Blyackumulator; urladdningsspänning	9
Bilaga 10. Blyackumulator; inre resistans.....	10
Bilaga 11. Linjär faktor	11
Bilaga 12. Produktion av elektrisk energi från ett vindkraftverk	12
Bilaga 13. Mikroregenerativa applikationer som används i programmet	13
Bilaga 14. Mikroregenerativa applikationer som används i programmet, fortsättning	14
Bilaga 15. Applikationernas levnadstid.....	15

Bilaga 1. Meteorologisk information

I tabell 31 finns kvalitetsinformation för väderinformationen som är uppmätt. Tabell 32 visar placeringen för de olika väderstationerna i de olika klimatzonerna (Meteorologisk institutt, 2010).

Tabell 31. Kvalitetsinformation för mätdata

Förklaring	Nivå
OK	0
OK	1
Lite osäker	2
Lite osäker	3
Lite osäker	4
Mycket osäker	5
Mycket osäker, modelldata	6
Felaktig	7

(Meteorologisk institutt, 2010)

Tabell 32. Placering av väderstation.

		(LÄN/KOMMUN/STATIONSNAMN)	
nr.	Klimatzon	Global strålning	Medeltemperatur/Medelvind
1	Södra Norge, inland	Aust-Agder, Grimstad, Landvik	Aust-Agder, Grimstad, Landvik
2	Södra Norge, kust	Rogaland, Klepp, Sæerheim	Rogaland, Klepp, Sæerheim
3	Södra Norge, högfjäll	Oppland, Øystre Slide, Løken	Ringsaker, Hedmark, Kise på Hedmark
4	Mellersta Norge, kust	Nord-Trondelag, Stjørdal, Kvithamar	Nordland, Alstahaug, Tjøtta
5 ²	Mellersta Norge, inland	Nord-Trondelag, Stjørdal, Kvithamar	Nordland, Alstahaug, Tjøtta
6	Nord Norge, kust	Troms, Tromsø, Tromsø-Holt	Troms, Karlsøy, Torsvåg fyr
7 ³	Finmark och inland-Troms	Troms, Tromsø, Tromsø-Holt	Troms, Karlsøy, Torsvåg fyr

(Meteorologisk institutt, 2010)

² Väderdata fanns inte för klimatzon 5 så det användes data från klimatzon 4 istället

³ Väderdata fanns inte för klimatzon 7 så det användes data från klimatzon 6 istället

Bilaga 2. Normtal

I tabell 33 beskrivs normtalen som användes i de första versionerna av programmet. Det årliga energiförbruket per kvadratmeter presenteras som $\frac{kWh}{m^2}$, och effektbehov per kvadratmeter som $\frac{W}{m^2}$. Årtalen beskriver när fastigheten är byggd. Dessa normtal gäller för kontorsbyggnader (Enova, 2004 c).

Tabell 33. Normtal

	Energipost	For 1987		1987-1997		Etter 1997		
		$\frac{kWh}{m^2}$	$\frac{W}{m^2}$	$\frac{kWh}{m^2}$	$\frac{W}{m^2}$	$\frac{kWh}{m^2}$	$\frac{W}{m^2}$	
Klima: Sør-Norge innland	1. Oppvarming	79	52	48	39	30	31	
	2. Ventilasjon	32	42	35	47	24	33	
	3. Varmtvann	10	6	10	6	10	6	
	4. Vifter & pumper	17	6	21	8	17	6	
	5. Belysning	32	16	32	16	26	13	
	6. Diverse	24	14	24	14	24	14	
	7. Kjøling	4	15	4	15	4	15	
	Total	198		174		135		
	Klima: Sør-Norge kyst	1. Oppvarming	61	43	36	32	21	26
		2. Ventilasjon	26	35	29	39	20	28
3. Varmtvann		10	6	10	6	10	6	
	4. Vifter & pumper	17	6	21	8	17	6	
	5. Belysning	32	16	32	16	26	13	
	6. Diverse	24	14	24	14	24	14	
	7. Kjøling	5	15	5	15	4	15	
	Total	198		174		135		
	Klima: Sør-Norge høyfjell	1. Oppvarming	97	60	61	46	38	36
		2. Ventilasjon	38	48	42	55	29	39
3. Varmtvann		10	6	10	6	10	6	
	4. Vifter & pumper	17	6	21	8	17	6	
	5. Belysning	32	16	32	16	26	13	
	6. Diverse	24	14	24	14	24	14	
	7. Kjøling	4	15	4	15	5	15	
	Total	198		174		135		
	Klima: Midt-Norge kyst	1. Oppvarming	69	45	41	34	25	27
		2. Ventilasjon	29	36	32	41	22	29
3. Varmtvann		10	6	10	6	10	6	
	4. Vifter & pumper	17	6	21	8	17	6	
	5. Belysning	32	16	32	16	26	13	
	6. Diverse	24	14	24	14	24	14	
	7. Kjøling	4	15	4	15	4	15	
	Total	198		174		135		

(Enova, 2004 c)

Bilaga 3. Normtal fortsättning

Denna bilaga är en fortsättning på föregående bilaga och gäller normtal för kontorsbyggnader, se tabell 34 (Enova, 2004 c).

Tabell 34. Normtal fortsättning

	Energipost	For 1987		1987-1997		Etter 1997	
		$\frac{kWh}{m^2}$	$\frac{W}{m^2}$	$\frac{kWh}{m^2}$	$\frac{W}{m^2}$	$\frac{kWh}{m^2}$	$\frac{W}{m^2}$
Klima: Midt-Norge innland	1. Oppvarming	100	55	63	41	41	33
	2. Ventilasjon	38	44	42	50	29	35
	3. Varmtvann	10	6	10	6	10	6
	4. Vifter & pumper	17	6	21	8	17	6
	5. Belysning	32	16	32	16	26	13
	6. Diverse	24	14	24	14	24	14
	7. Kjøling	4	15	4	15	4	15
	Total	198		174		135	
Klima: Nord-Norge kyst	1. Oppvarming	91	43	56	32	35	25
	2. Ventilasjon	36	34	40	39	28	27
	3. Varmtvann	10	6	10	6	10	6
	4. Vifter & pumper	17	6	21	8	17	6
	5. Belysning	32	16	32	16	26	13
	6. Diverse	24	14	24	14	24	14
	7. Kjøling	3	15	3	15	4	15
	Total	198		174		135	
Klima: Finnmark og innland	1. Oppvarming	118	56	75	42	50	33
	2. Ventilasjon	44	45	50	51	34	36
	3. Varmtvann	10	6	10	6	10	6
Troms	4. Vifter & pumper	16	6	20	8	16	6
	5. Belysning	32	16	32	16	26	13
	6. Diverse	24	14	24	14	24	14
	7. Kjøling	2	15	2	15	3	15
Total	198		174		135		

(Enova, 2004 c)

Bilaga 4. Kostnadsberäkningar

I tabell 35 beskrivs det mer detaljerat vilka kostnadsberäkningar som är med i programmet.

Tabell 35. Kostnadsberäkningar som är inkluderade/inte inkluderade i programmet

Nr	Kostnadsberäkningar i programmet	Inkluderat
1	Köpande av el	JA
2	Säljande av el	DELVIS
2.1	Från batterier	NEJ
2.2	Överskott från μ CHP-enheten	JA
3	Köpande av gas	JA
4	Investeringskostnader	DELVIS
4.1	μ CHP	JA
4.2	Vindkraftverk	JA
4.3	Solceller	JA
4.4	Vindbatterier	JA
4.5	Solbatterier	JA
4.6	⁴ Regulatorer	DELVIS
4.7	Växelriktare	NEJ
5	Lönsamhetsberäkningar	JA
6	Hyra för stamnätsanvändning	NEJ
7	Installation och service	NEJ

⁴ Kostnader för regulatorer är medtagna i investeringskostnader för vindkraftverk (men inte för solceller)

Bilaga 5. Energiposter

I denna bilaga listas alla energiposter som är definierade i NS 3031:2007, detta visas i tabell 36 (Standard Norge, 2007). I denna bilaga beskrivs också alla antaganden man har gjort för beräkning av specifika energiposter.

Tabell 36. Alla energiposter

Nr	Post	Inkluderat
1	Värmeförluster	DELVIS
1.1	Värmeförluster genom konstruktionsdelar mot det fria	JA
1.2	Värmeförluster genom konstruktionsdelar mot ouppvärmda zoner	NEJ
1.3	Värmeförluster mot grunden genom konstruktionsdelar	JA (förenklad)
1.4	Värmetransport pga. ventilation	JA
1.4.1	Värmebehov för värmeväxlarens frysvakt	JA
1.5	Värmetransport pga. Infiltration	JA
2	Värmetillskott	DELVIS
2.1	Värmetillskott från solljus	NEJ
2.2	Internt värmetillskott	DELVIS
2.2.1	Värmetillskott från belysning	JA
2.2.2	Värmetillskott från tillbehör	JA
2.2.3	Värmetillskott från personer	JA
2.2.4	Värmetillskott från ventilation	NEJ
3	Energibehov för kylning	NEJ
4	Energibehov för varmt tappvatten	NEJ
5	Energibehov för fläktar	JA
6	Energibehov för pumpar	NEJ
7	Energibehov för belysning	JA
8	Energibehov för tekniska tillbehör	NEJ

(Standard Norge, 2007)

Antaganden och definitioner:

- 1.3 För beräkning av **värmeförluster mot grunden** har Ekvation 6 använts. Ekvation 6 gäller endast i uppvärmningssäsongen som gäller månaderna september-april. Under månaderna maj-augusti har man inga värmeförluster mot grunden. Detta är en förenklad version av beräkning av **värmeförluster mot grunden** och har rekommenderats av Kjetil Gulbrandsen (Gulbrandsen, 2010).

Bilaga 6. Energiposter fortsättning

$$\dot{Q}_{gd} = U_{gd} \cdot A_{gd} \cdot (T_{hus} - T_{gnd}) \cdot \gamma$$

Ekvation 16. Värmeförluster mot grund
(Gulbrandsen, 2010)

\dot{Q}_{gd}	=	Värmeförluster mot grunden	[kW]
U_{gd}	=	Värmegenomgångskoefficient	$\left[\frac{W}{m^2 \cdot K}\right]$
A_{gd}	=	Grundens (golvets) area	[m ²]
T_{hus}	=	Önskad temperatur in i fastigheten	[K]
T_{gnd}	=	Medeltemperaturen i grunden i uppvärmningssäsongen (279 K, 6°C) (Gulbrandsen, 2010)	[K]
T_{hus}	=	Önskad temperatur in i fastigheten	[K]
γ	=	Omräkningsfaktor från W till kW	$\left[\frac{0,001kW}{W}\right]$

- 1.4 För beräkning av **värmetransport pga. ventilation** måste man definiera ventilationsanläggnet. Ventilationsanläggnet har en verkningsgrad på 70 % och har en regenerativ värmeväxlare.
- 1.4.1 För beräkning av **värmebehov för värmeväxlarens frysvakt** måste man definiera/mäta temperaturen på frånluften (luften som går från fastigheten till värmeväxlaren). Denna temperatur har definierats som $T_{hus} - 1K$ med samtycke från Ole Kr. Førriisdahl. Men det måste också ta i beaktande att om en liten variation på frånluftstemperaturen har en stor inverkan på **värmebehovet**, så måste utförligare undersökningar göras (Førriisdahl, 2010).
- 1.5 För beräkning av **värmetransport pga. infiltration** måste man mäta/definiera tilluftsmängden \dot{V}_{in} till fastigheten, samt frånluftsmängden \dot{V}_{ut} från fastigheten genom det mekaniska ventilationsanläggnet. Detta har definierats som: $\dot{V}_{in} = \dot{V}_{ut}$ m.a.o. fastigheten befinner sig i ett stationärt tillstånd (Førriisdahl, 2010).

Bilaga 7. Byggnadsföreskrifter

I denna bilaga finns information om **U-värden** och den **samlade fönster- och dörrarealen** efter olika byggnadsföreskrifter, se tabell 37. I denna bilaga finns också information om avvikningar som har gjorts från byggnadsföreskrifter.

Tabell 37. Information om **U-värden** och den **samlade fönster- och dörrarealen**

Konstruktion	Byggföreskrift			Enhet
	1987	1997	2007	
Fönster och dörrar	2,40	1,60	1,60	$W/(m^2 * K)$
Golv (på grunden)	0,30	0,15	0,15	$W/(m^2 * K)$
Tak	0,20	0,15	0,13	$W/(m^2 * K)$
Yttervägg	0,30	0,22	0,18	$W/(m^2 * K)$
Samlad fönster- och dörrareal	20 (15)	20	20	% av fastighetens bruksareal

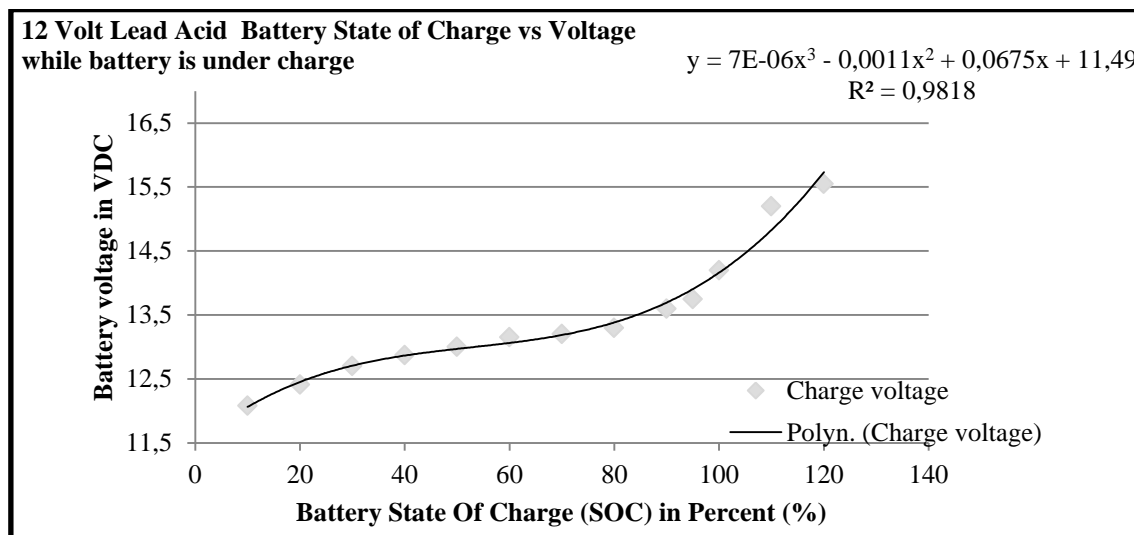
(Kommunal- och arbetsdepartementet og Miljøverndepartementet, 1987) (Statens Bygningstekniske Etat, 2007).

I byggföreskriften för 1987 finns det skilda U-värden för dörrar och fönster. I simuleringarna för fastigheter byggda 1987-1997 har det använts U-värdet för fönster till både dörrar och fönster.

Enligt byggföreskrift från 1987 skall den **samlade fönster- och dörrarealen** vara **15 %** av fastighetens bruksareal. I beräkningarna för fastigheter byggda 1987-1997 används **20 %** som den **samlade fönster- och dörrarealen** (Kommunal- og arbeidsdepartementet og Miljøverndepartementet, 1987) (Statens Bygningstekniske Etat, 2007).

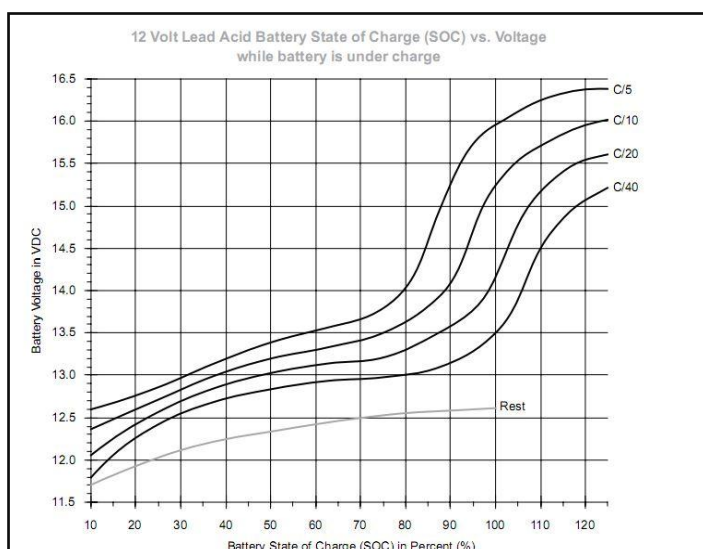
Bilaga 8. Blyackumulator; laddningsspänning

Beskrivning av ackumulatorns laddningsspänning som en funktion av den lagrade laddningen. figur 30 är skapad utgående från kurva C/20 i figur 31. Laddningsspänningen som visas i figur 30 och figur 31 är spänningen över ackumulatorns poler (Perez, 1993). I simuleringarna har **polspänningen** använts som ackumulatorns **inre spänning**. Detta antagande har gjorts pga. projektets korta drifttid, man måste prioritera arbetsmängden till för varje enskild del.



Figur 30. Blyackumulator 200 Ah; graf över laddningsspänning mot SOC (Perez, 1993)

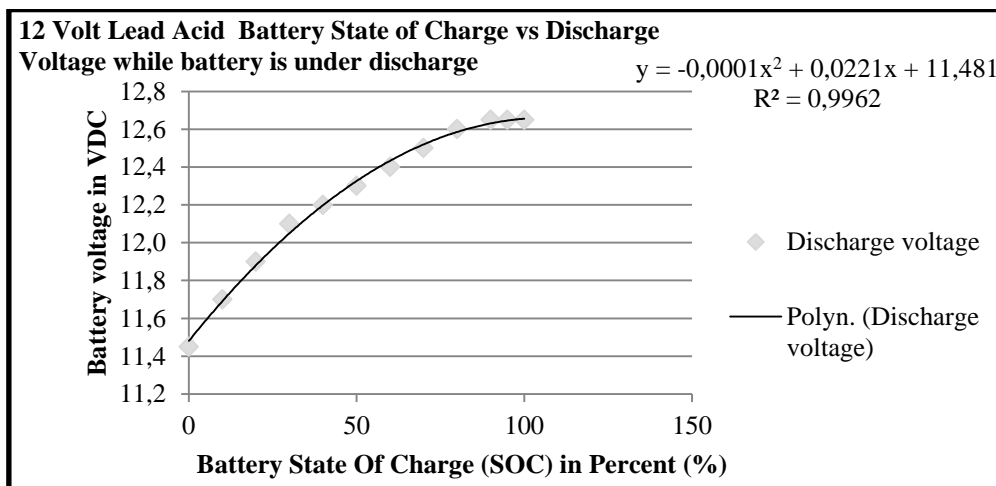
I figur 31 beskrivs spänningskurvor för ackumulatorer av typen "Trojan L-16W deep cycle lead-acid battery" vid laddning. I figur 31 beskriver C/XX laddningsströmmen som är 1/10 av ackumulatorns kapacitet. För att skapa figur 30 har det använts laddningskurvan för en 200 Ah ackumulator (C/20) från figur 31. Detta pga. att kapaciteten på de ackumulatorer som används i simuleringen är i området 150-250 Ah (Perez, 1993).



Figur 31. Blyackumulatorer 4 st.; graf över laddningsspänning mot SOC (Perez, 1993)

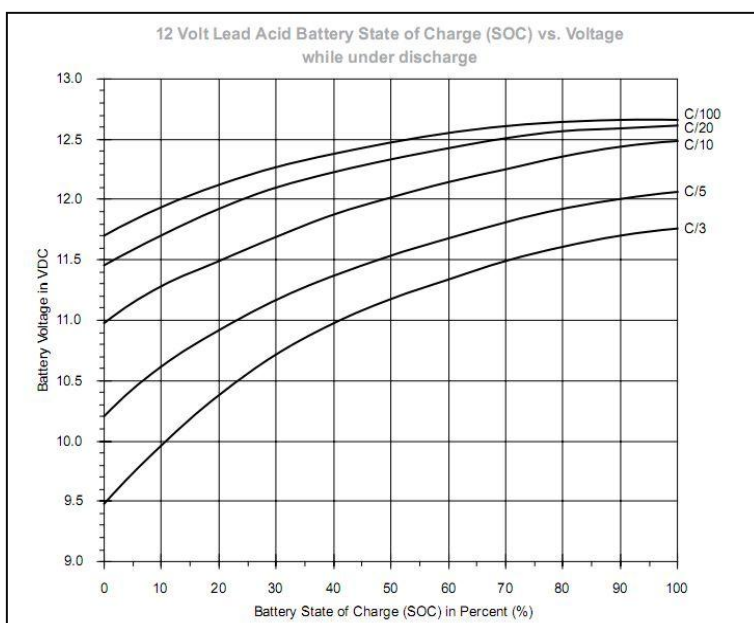
Bilaga 9. Blyackumulator; urladdningsspänning

Beskrivning av ackumulators laddningsspänning som en funktion av den lagrade laddningen. figur 32 är skapad utgående från kurva C/20 i figur 33. Urladdningsspänningen som visas i figur 32 och figur 33 är spänningen över ackumulators poler (Perez, 1993). I simuleringarna har **polspänningen** använts som ackumulators **inre spänning**. Detta antagande har gjorts pga. projektets korta drifttid, man måste prioritera arbetsmängden för varje enskild del.



Figur 32. Blyackumulator 200 Ah; graf över laddningsspänning mot SOC (Perez, 1993)

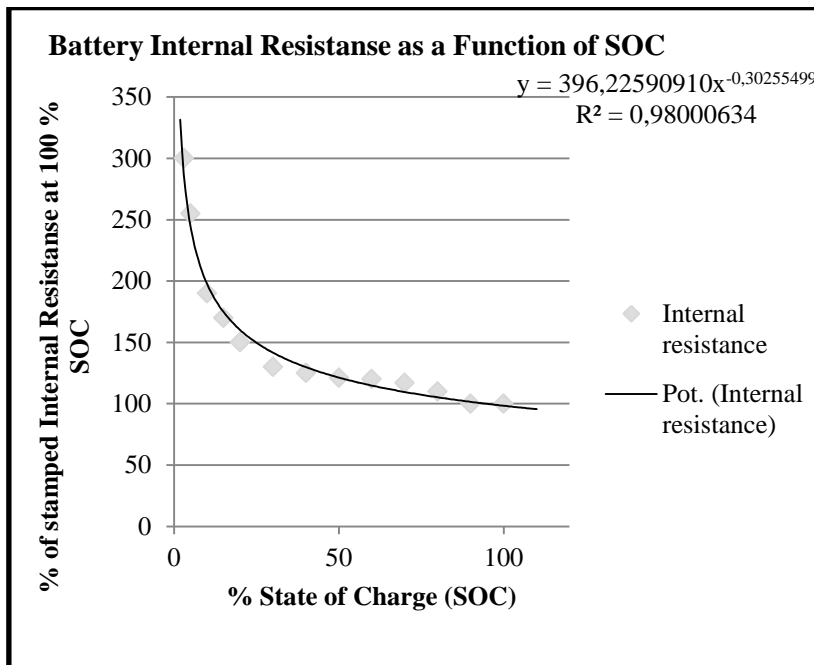
I figur 33 presenteras ackumulatorer av typen ”Trojan L-16W deep cycle lead-acid battery” vid urladdning. C/XX beskriver urladdningsströmmen som är 1/10 av ackumulators kapacitet. För att skapa figur 32 har det använts laddningskurvan för en 200 Ah ackumulator (C/20) från figur 33. Detta pga. att kapaciteten på de ackumulatorer som används i simuleringen är i området 150 - 250 Ah (Perez, 1993).



Figur 33. Blyackumulatorer 4 st.; graf över urladdningsspänning mot SOC (Perez, 1993)

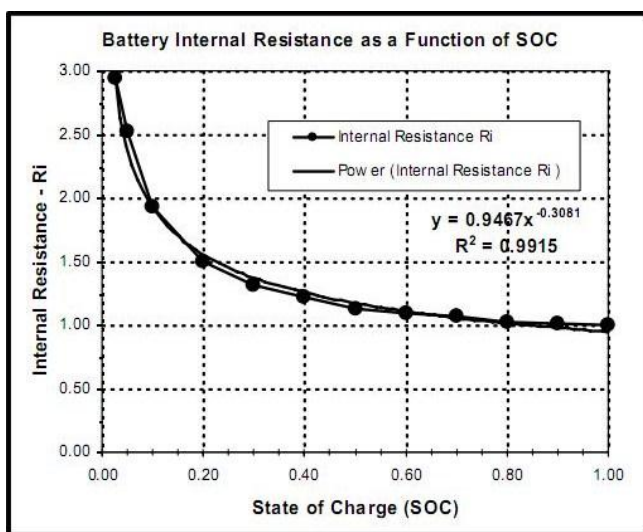
Bilaga 10. Blyackumulator; inre resistans

Beskrivning av ackumulatorns inre resistans som en funktion av den lagrade laddningen. Figur 34 är skapad utifrån figur 35 för att kunna användas i simuleringen. Beräkningarna i simuleringen baserar sig på SOC från 0 % - 100 % istället för 0 - 1.



Figur 34. Blyackumulator; graf över inre resistans mot SOC (Medora & Kusko, 2007)

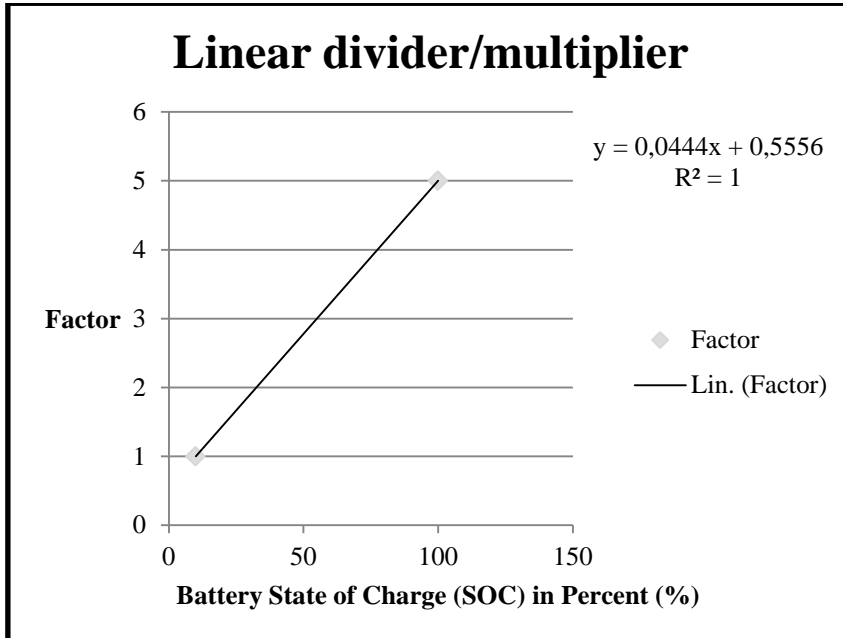
I figur 35 visas en blyackumulators inre resistans som funktion av **SOC**. Det finns tre faktorer som inverkar på en blyackumulators inre resistans. De faktorerna är **åldring**, **temperatur** och **SOC**. Endast **SOC** har tagits i beaktande i denna graf (Medora & Kusko, 2007).



Figur 35. Blyackumulator; graf över inre resistans mot SOC (Medora & Kusko, 2007)

Bilaga 11. Linjär faktor

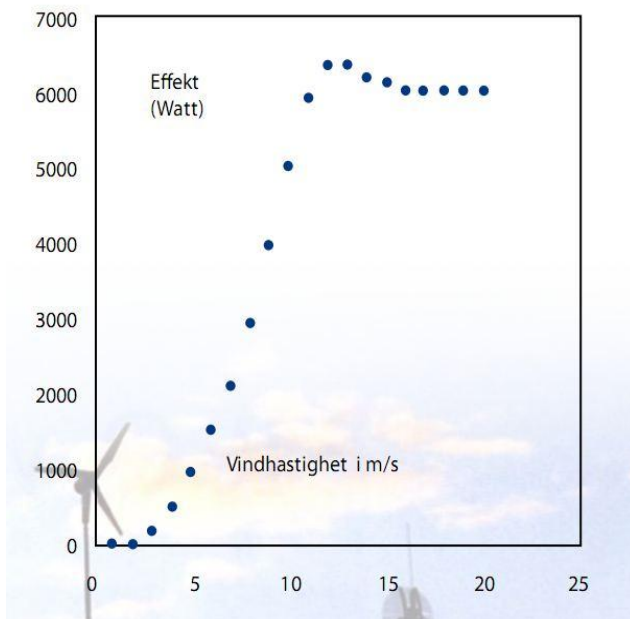
I figur 36 beskrivs den linjära faktorn som begränsar urladdningstiden på ackumulatorena till minst fem timmar.



Figur 36. Linjär faktor för begränsning av urladdningstiden

Bilaga 12. Produktion av elektrisk energi från ett vindkraftverk

Beskrivning av produktionen av elektrisk energi från ett vindkraftverk. I figur 37 finns information om ”Proven Energy 6 kW”. I simuleringsprogrammet har det tagits ut data från mätpunkterna i diagrammet i figur 37 (GETEK AS, 2010 e). Det har utförts en linjär interpolering mellan mätpunkterna. Programmet jämför sen den uppmätta vindhastigheten med vindkraftverkets karakteristik. Vindhastigheten har uppmätts med en decimals noggrannhet (Meteorologisk institutt, 2010).



Figur 37. Proven Energy 6 kW (GETEK AS, 2010 e)

Bilaga 13. Mikroregenerativa applikationer som används i programmet

Se tabell 38 för olika valmöjligheter av μ CHP-enheter och vindkraftverk. Notera att den nominella spänningen på ”Proven Energy 6” och ”Proven Energy 2,5” är 48 V respektive 24/48 V. Simuleringsprogrammet använder sig av ett 12 V ackumulatortsystem så det har antagits att ett vindkraftverk kan ge ut samma effekt med en 12 V spänning. Detta blir dock inte helt korrekt för strömmen blir ca 2 ggr större. Orsaken till att det inte används ett 24/48 V ackumulatortsystem är den korta tidsåtgången för projektet. Notera att alla priser inkluderar skatt (mervärdeavgift, mva.).

Tabell 38. Valmöjligheter av μ CHP-enheter och vindkraftverk

μ CHP- ENHETER	Modell	Pel, max	Put, th, max	η_{CHP}	Pris [NOK]	Pris/kW [NOK]
	Senertech The Dachs G 5.5	5,5 kW	12,5 kW	88 %	182 071	10 115
	Senertech The Dachs G 5.5 Condensing	5,5 kW	14,8 kW	99 %	198 542	9 780
	Whispergen MkV AC Gas fired	1 kW	13 kW	90 %	86 848	6 203
VIND- KRAFTVERK	Proven Energy 6	Pel @ 12 m/s	Un.vk		Pris [NOK]	Pris/kW [NOK]
	15 m mast och laddningsregulator	6 kW	48 V		288 768	48 128
	9 m mast och laddningsregulator	6 kW	48 V		307 891	51 315
	Proven Energy 2,5	Pel @ 12 m/s	Un.vk		Pris [NOK]	Pris/kW [NOK]
	6,5 m mast och laddningsregulator	2,5 kW	24/48 V		156 152	62 461
	11 m mast och laddningsregulator	2,5 kW	24/48 V		189 872	75 949
	Ampair Pacific 100	Pel @ 10 m/s	Un.vk		Pris [NOK]	Pris/kW [NOK]
	3,2 m mast och laddningsregulator	60 W	12/24 V		25 070	417 833
	4,4 m mast och laddningsregulator	60 W	12/24 V		27 642	460 700

(GETEK AS, 2009 d) (GETEK AS, 2010 e) (GETEK AS, a) (The Magic Boiler Company, 2010)
(myTub, 2010) (Senertec)

$P_{el,max}$	=	Maximal elektrisk uteffekt från μ CHP	[kW]
$P_{th,max}$	=	Maximal termisk uteffekt från μ CHP	[kW]
η_{CHP}	=	Verkningsgraden på μ CHP	[%]
$P_{el@12m/s}$	=	Vindkraftverkets uteffekt vid en vindhastighet på 12 m/s	[kW]
$P_{el@10m/s}$	=	Vindkraftverkets uteffekt vid en vindhastighet på 10 m/s	[kW]
$U_{n.vk}$	=	Nominell utspänning från vindkraftverket	[K]
Pris	=	Priset för applikationen (med mva.)	[K]
Pris/kW	=	Priset för applikationen (med mva.) per maximal uteffekt	$\left[\frac{\text{NOK}}{\text{kW}} \right]$

Bilaga 14. Mikroregenerativa applikationer som används i programmet, fortsättning

Se tabell 39 för olika valmöjligheter av solceller och ackumulatorer. Notera att alla priser inkluderar mva.

Tabell 39. Valmöjligheter av solceller och ackumulatorer

SOLCELLER						
Modell	$P_{el,max,sc}$	$U_{n,sc}$	η_{sc}	Pris [NOK]	Pris/kW [NOK]	
KYOCERA kD135Sx-1P	135 W	12 V	13,4 %	9 636	71 378	
KYOCERA kD95Sx-1P	95 W	12 V	13,8 %	6 850	72 105	
KYOCERA kD70Sx-1P	70 W	12 V	13,7 %	5 200	74 286	
KYOCERA kD50Sx-1P	50 W	12 V	9,5 %	3 853	77 060	
SOLARTEK PvP 175	175 W	12 V	13,4 %	12 203	69 731	
SOLARTEK PvP 120	122,7 W	12 V	11,9 %	9 229	75 216	
SOLARTEK PvP 85	85 W	12 V	12,4 %	6 398	75 271	
ACKUMULATORER						
Modell	Q, 5h, urladdn.	$U_{n,b}$	Pris, 1 st. [NOK]	Pris, 6 st. [NOK]	Pris/Ah, 6 st. [NOK]	
SUNTEK FL21000	92 Ah	2 V	1 033	6 198	67,4	
SUNTEK FL21500	138,5 Ah	2 V	1 157	6 942	50,1	
SUNTEK FL22000	186,5 Ah	2 V	1 880	11 280	60,5	
SUNTEK FL23000	282 Ah	2 V	2 544	15 264	54,1	
SUNTEK FL24000	369 Ah	2 V	3 495	20 970	56,8	
SUNTEK FL25000	463 Ah	2 V	4 233	25 398	54,9	
SUNTEK FL26000	555 Ah	2 V	4 955	29 730	53,6	
SUNTEK FL28000	735 Ah	2 V	6 733	40 398	55,0	
SUNTEK FL210000	906,5 Ah	2 V	7 560	45 360	50,0	
SUNTEK FL215000	1425 Ah	2 V	13 447	80 682	56,6	
SUNTEK FL220000	1850 Ah	2 V	17 284	103 704	56,1	
SUNTEK FL230000	2805 Ah	2 V	25 105	150 630	53,7	

(GETEK AS, 2010 f) (GETEK AS, 2010 g) (GETEK AS, 2009 c) (GETEK AS, 2009 d)

$P_{el,max,sc}$	=	Maximal elektrisk uteffekt från solcell	[W]
$U_{n,sc}$	=	Nominell utspänning för solcell	[V]
η_{sc}	=	Verkningsgraden på solcell	[%]
$Pris$	=	Priset för applikationen	[NOK]
$\frac{Pris}{kW}$	=	Priset för applikationen per maximal uteffekt	$\left[\frac{NOK}{kW}\right]$
$Q_{5h,urladd.}$	=	Akkumulatorns kapacitet vid 5 h urladdningstid	[Ah]
$U_{n,b}$	=	Nominell spänning för ackumulatorm	[V]
$Pris_{1st.}$	=	Priset för 1 st. ackumulator	[NOK]
$Pris_{6st.}$	=	Priset för 6 st. Ackumulatorer (12 V modul)	[NOK]
$\frac{Pris}{Ah_{6st.}}$	=	Priset per laddning (12 V modul)	$\left[\frac{NOK}{Ah}\right]$

Bilaga 15. Applikationernas levnadstid

I tabell 40 visas levnadstiden för de mikroregenerativa applikationer som används i simuleringsprogrammet. Levnadstiden är uppgiven av tillverkarna.

Tabell 40. Applikationernas levnadstid

Applikation	Levnadstid
Ampair vindkraftverk	20-30 år
Kyocera solceller	20 år (till en 80 % reduktion av uteffekten)
Proven Energy vindkraftverk	25 år
Senertech μ CHP-enheter	20 år
Solartek solceller	25 år (till en 80 % reduktion av uteffekten)
Suntek ackumulatorer	20 år
Whispergen μ CHP-enheter	10 år

(Colijn, 2008) (GETEK AS, a) (GETEK AS, 2009 c) (GETEK AS, 2010 e) (GETEK AS, 2010 f)
(GETEK AS, 2010 g) (Senertec)