

## 4. Scenarier: beskrivelse og konsistens

(med input og debat fra alle deltagere)

### 4.1 Modelopbygning

Finn Sørensen og Bent Sørensen

De overordnede modelvalg er beskrevet i afsnit 3. De anvendte GIS data har typisk en opløsning på 500 meter og er nu implementeret i programmet MAPINFO, med scenarieberegninger delegeret til en række Visual-Basic 7.0 små-rutiner. Modellen er i princippet klar til simulering af scenariernes geografiske implikationer

### 4.2 Fortrængningsscenarie for 2030

Risø, ELKRAFT. Scenariet bygger grundlæggende på ENERGI-21.

Formålet med fortrængningsscenariet er at fortrænge de fossile brændsler og indfase så meget vedvarende energi som muligt. Der vil derfor blive indført vedvarende energiteknologier til såvel energiproduktion som ren brintproduktion. Brinten vil primært blive anvendt i transportsektoren, hvor den erstatter benzin og diesel. Relevante brintproduktionsteknologier vil være elektrolyse og biomasseforgasning samt fotoelektrokemiske celler, der udelukkende producerer brint.

- Biomasseforgasning vil blive indført som store centrale anlæg, der kan køre som grundlastenhed. Anlæggene kan være rene brintproduktionsanlæg koblet sammen med brændselsceller eller biomasseforgasningsanlæg med combined-cycle anlæg, hvor brinten i situationer med overskudsel kan udtages fra syngassen. Brændslet kan både være biomasse og organisk affald.
- Elektrolyseanlæggene vil typisk blive placeret i forbindelse med vindmølleparker eller solcellepaneler. Elektrolyse foregår ved 70-90°, dvs. der skal være varme til rådighed, evt. spildvarme. Den producerede ilt kan bl.a. bruges på rensningsanlæg.
- Fotoelektrokemiske celler, der kun producerer brint, placeres hvor der er mulighed for lagring af brint eller i nærheden af tankanlæg, hvor der umiddelbart er behov for brint.

Den vedvarende energi udnyttes til kraftvarmeproduktion, mens den producerede brint primært vil blive anvendt i transportsektoren.

Scenariet opbygges ud fra antagelser vedrørende brintanvendelse i transportsektoren. På basis af disse antagelser overvejes hvor store brintproduktionsanlæg, der er behov for, samt hvor store lagre der er behov for. Med udgangspunkt i dette kan placering af anlæg og lagre samt en evt. distribution mellem lager og anlæg overvejes. Energibehov følger Energi21.

Følgende data vil i forbindelse med fortrængningsscenariet være relevante i GIS:

*Placering af kraftvarmeverker med effekt og tilknyttet varmemarked, biomasseressourcer, vindmøller, spildvarmekilder, affald, rensningsanlæg, tankanlæg med lager, transportmønstre, færgeruter, evt. undergrundslagerformationer.*

#### 4.2.1 Baggrund (PS: jeg har svært ved at finde fodnote tegnene, check!)

Ideen bag scenariet er at belyse mulighederne for og konsekvenserne af at omlægge transportsektorens energiforbrug i år 2030 - som det forventes at udvikle sig ifølge regeringens energiplan, Energi 21 - til brint baseret på vedvarende energi. Med andre ord er sigtet at belyse mulighederne for at omlægge mest muligt af transportsektorens energiforbrug til brint (og metanol) inden for den aktuelle energiplanlægnings rammer - idet grænserne for "mest muligt" afspejler dels om det er ønskeligt at omlægge de pågældende potentialer i forhold til alternative muligheder, dels hvor meget det med en realistisk reguleringsindsats er muligt at omlægge før 2030.

Scenariet tager derfor så langt som muligt udgangspunkt i Energi 21's planforløb<sup>1</sup>, bortset fra omstillingen af en del af transportsektorens energiforbrug til brint og metanol. Endvidere antages der i scenariet at ske en merudbygning med vedvarende energi (primært biomasse og vind), svarende til 100% dækning af brint-/metanolforbruget på årsbasis. Dvs. at der ikke - på årsbasis - sker en fortrængning af vedvarende energi i den resterende del af energisektoren. Samspillet med elsystemet analyseres ikke i scenariet.

Hvad angår VE-ressourcer lægges de opgørelser der er lavet i forbindelse med E21 til grund for scenarierne. Det betyder at der så vidt muligt benyttes ressourcer der er kortlagt i forbindelse med planlægningen, men som ikke udnyttes i planforløbet. I praksis vil der være tale om dels potentialer der simpelthen ikke er udnyttet (fx. uudnyttede vindmølle-lokaliseringer), dels potentialer der udnyttes hårdere, fx i form af større vindmøller på givne placeringer.

På grund af den centrale rolle Energi 21 spiller for scenariet, beskrives planens vigtigste karakteristika og scenariets relation hertil i det efterfølgende afsnit.

#### 4.2.2 Scenariet og Energi 21

E21 opererer med to udviklingsforløb frem til år 2030, nemlig dels referenceforløbet (E21-Reference), der angiver den forventede udvikling baseret på den nuværende udviklingsretning uden yderligere initiativer ud over de allerede iværksatte eller planlagte, og dels planforløbet (E21-Plan), der angiver den forventede udvikling efter iværksættelse af E21's handlingsplan.

Handlingsplanen retter sig mod såvel forbrugs- som forsyningssiden, og på forsyningssiden sigter den både mod at gøre systemet mere effektivt og mod at skifte til renere brændsler herunder ikke mindst vedvarende energi. Det overordnede sigte med handlingsplanen er at nå E21's målsætning for energisektorens CO<sub>2</sub>-udslip, nemlig at reducere det med 20% i 2005 samt (som sigtepunkt) at halvere det i 2030. Udgangspunktet er CO<sub>2</sub>-udslippet fra energisektoren i 1988 med en afgrænsning af energisektoren der medregner udenrigsluftfart<sup>2</sup>. Dette er en vigtig faktor på grund af den forventede kraftige vækst i udenrigsluftfarten. I dag tegner udenrigsfly sig for ca. 15% af transportsektorens samlede CO<sub>2</sub>-udslip stigende til ca. 25-35% i 2030 ifølge E21's reference- og planforløb. I referenceforløbet forventes udenrigsflyenes CO<sub>2</sub>-emissioner at blive stort fordoblet i forhold til dagens niveau.

For transportområdet findes der særskilte CO<sub>2</sub>-reduktionsmål, nemlig at stabilisere udslippet i 2005 på 1988-niveau samt at reducere det med 25% i 2030. Disse er defineret med en anden afgrænsning en for E21 som helhed, nemlig begrænset til indenrigstransport, eksklusiv udenrigsfly. Derimod lever udviklingen i transportsektorens CO<sub>2</sub>-emissioner, inklusive den internationale luftfart, ikke op til målsætningen om en 25% reduktion i år 2030. Den del af E21's handlingsplan der sigter mod transportområdet, er kun formuleret i meget brede termer uden præcisering af hvilke handlinger der

---

1 Jf. Miljø- og energiministeriet (1996), Energistyrelsen (1996a), Trafikministeriet (1996)

2 Defineret som samlet mængde flybrændstof optanket i Danmark, fratrukket skønnet forbrug til indenrigsluftfart

forventes. Hovedparten af indsatsen med henblik at nå målsætningen kan dog henføres til effektiviseringer af transportmidler.

Fortrængningsscenariet tager udgangspunkt i transportsektorens forventede energiforbrug i 2030 i følge E21-Plan og baseret på E21's afgrænsning, dvs. inklusive udenrigsluftfart. I forhold til E21-Plan er der lavet to ændringer:

- Transportsektorens energiforbrug er generelt omregnet til primærenergiforbrug, dvs. at der også for benzin, diesel mv. er indregnet tab til raffinering mv. - herved bliver der sammenlignelighed mellem disse brændstoffer og fx. eldrift, hvor det er kutyme at omregne til primærenergi.
- E21, der udkom i 1996, bruger generelt 1993 som udgangså, mens der i Fortrængningsscenariet er taget udgangspunkt i 1998.

Transportenergiforbruget i følge E21-Plan er nogenlunde konstant på ca. 200 PJ/år (opgjort som primærenergi), idet væksten i udenrigsluftfarten stort set opvejer reduktionen af forbruget i indenrigstransporten. Herved holder også CO<sub>2</sub>-udslippet sig nogenlunde konstant. Det faktiske transportenergiforbrug i 1998 ligger imidlertid ca. 10% højere end udviklingen ifølge E21-Plan, hvorved det næppe er realistisk at nå dennes forbrug i år 2000. Der er dog alligevel i år 2030 taget udgangspunkt i samme transportenergiforbrug som E21-Plan, idet det antages at være muligt at indhente det tabte inden år 2030, hvis der gøres en målrettet indsats for det.

Energistyrelsen har i forbindelse med udarbejdelsen af E21 kortlagt potentielle vedvarende energiressourcer<sup>3</sup>. Disse ressourcer er opgjort under hensyn til teknologiske, holdningsmæssige, planlægningsmæssige og andre barrierer, men uden hensyntagen til aktuelle økonomiske barrierer. I kortlægningen er der heller ikke taget hensyn til systemmæssige begrænsninger med hensyn til integrering af fluktuerende vedvarende energikilder.

*Biomassepotentialerne* til energiformål er i Energistyrelsen (1996b) vurderet til ca. 120-130 PJ/år i udgangsåret (ca. 1995), 120-150 PJ om året på kortere sigt (i 2005) og 150-200 PJ/år på længere sigt (i 2025). Inden for disse intervaller benyttes følgende værdier som "typiske potentialer": 123 PJ/år for i dag (1995), 142 PJ for 2005, 182 PJ for 2025. Sidstnævnte benyttes som udgangspunkt for scenariet, idet værdien for 2025 antages at gælde for 2030. I E21-Plan forventes biomasseforbruget i år 2030 at være ca. 145 PJ/år, hvilket betyder at der er et restpotentiale på 37 PJ/år (op til det typiske potentiale for dette år).

Potentialerne for udbygning med *vindkraft* opdeles i henholdsvis land- og havbaserede møller. For landbaserede placeringer er de opgjorte ressourcer i nye lokaliseringer af samme størrelsesorden som den nye landbaserede vindmølle-kapacitet der lægges beslag på i E21-Plan. Derfor sigter Fortrængningsscenariet her primært mod at udnytte ressourcer der fremkommer ved at skifte eksisterende møller til større.

Hvad angår havplaceringer er potentialerne opgjort for dybder mindre end 10 meter, hvor det teoretiske potentiale er opgjort til 30-40 GW. På fire udvalgte lokaliseringer - Gedser Rev, Omø Stålgunde, Læsø og Horns Rev - er potentialet opgjort til 7-8 GW, hvoraf ca. halvdelen udnyttes i E21-Plan. Dette potentiale er imidlertid baseret på 1 MW-møller, mens det i dag<sup>4</sup> må betragtes som helt uproblematisk at satse på væsentlig større møller, fx 2 MW. Baseret på sådanne møller er

---

<sup>3</sup> Jf. Energistyrelsen (1996b)

<sup>4</sup> Energistyrelsens opgørelse stammer fra midt i 1990'erne. (henvisning?)

restpotential for havmøller - inden for de 4 lokaliteter - 10-12 GW. Dertil kommer at de 4 udvalgte lokaliteter ikke udtømmer placeringsmulighederne.

Derudover antages der i Energi 21 at ske en beskeden udbygning med *solcelleanlæg*, svarende til en installeret effekt på 100 MW i 2030. Solcellerne antages at producere 0,1 TWh el (0,4 PJ) i 2030. Dette er en ubetydelig del af de samlede ressourcer for denne energiform, men den begrænsende faktor for solceller - i hvert fald frem til 2030 - er omkostningerne ved etableringen af anlæggene.

#### 4.2.3 Brintteknologier i fortrængningsscenarioet

*Forbrugsteknologier.* Brint- og metanolforbrugende teknologier findes i dette scenario kun i transportsektoren. Principielt antages det at hele transportsektoren gøres brintbaseret, idet der dog ikke i alle tilfælde opnåes 100% omstilling inden år 2030, ligesom enkelte dele af transportsektorens energiforbrug ikke omstilles til brint/metanol:

- Togdrift (person og gods) antages at være eldrevet. Brændselscelledrift kan være en interessant mulighed for tyndt befærdede togstrækninger, hvor elektrificering vil have den relativt dårligste økonomi. Der er dog i givet fald tale om en meget lille del af transportsektorens energiforbrug, da langt hovedparten af togdriften afvikles på jernbanernes stamnet samt i Hovedstadsregionen (S-tog), og derfor er der her set bort fra det.
- 5% af personbilernes og 10% af varebilernes kørsel antages at ske i eldrevne køretøjer, typisk i flådekøretøjer og lignende.
- I den resterende del af personbil-, varebil- og lastbiltransporten forventes at være opnået 90% dækning (efter energiindhold) i år 2030, mens den resterende del omstilles i de efterfølgende år.
- For busser antages at være 100% brintdækning i år 2030.
- For indenrigsfly og skibe antages at være 85% dækning i 2030 på grund af langsom udskiftningstakt
- For udenrigsfly antages en dækningsgrad på 65% på grund af at der oven i flys langsomme udskiftningstakt kommer en langsommere omstilling til infrastruktur for internationale ruter (senere start og langsommere omstilling derefter).

Brintens samlede dækningsgrad i transportsektoren i år 2030 er beregnet til 7t% (?????) opgjort på basis af energiindhold i det fortrængte brændsel.

Udover brint der anvendes direkte som drivmidler i transportmidler, benyttes også i en mindre del af scenariet metanol som drivmiddel, som dernæst konverteres til brint ombord i transportmidlet. Der opereres med tre hovedtyper af drivsystemer:

- Direkte-brint brændselsceller, dvs. drivsystemer hvor det er brint der tilføres transportmidlet og lagres ombord i dette. Transportmidlet drives ved el der produceres ombord ved hjælp af brændselsceller der udnytter brinten som brændstof. Dette drivsystem benyttes i personbiler, busser, skibe samt 90% af varebilerne.
- Indirekte-metanol brændselscelle, baseret på metanol som drivmiddel der omdannes til brint i en ekstern reformer ombord i transportmidlet. Derudover er drivsystemet i hovedtrækkene det samme

som for typen baseret på direkte-brint brændselsceller. Dette drivsystem bruges i lastbiler samt 10% af varebilerne.

- Flymotorer baseret på flydende brint, der benyttes i både indenrigs- og udenrigsfly.

Den omstændighed at der benyttes metanol som brændstof for lastbil og en del af varebilerne, afspejler en vurdering af hvilken del af køretøjerne inden for hver gruppe der benyttes (eller forventes benyttet) til kørselsmønstre hvor en stor rækkevidde pr. optankning er vigtig.

Direkte-metanol brændselsceller (DMFC), hvor brintomdannelsen sker internt i brændselscellen, forventes ikke at være en mulighed af praktisk betydning i 2030.

Lagringen af brinten ombord i transportmidlerne sker i form af tryktanke, bortset fra fly hvor den sker på flydende form. Metanol lagres på flydende form.

I transportmidlerne er der ikke forudsat andre ændringer end dem der knytter sig til skift af drivsystem og drivmiddel, dvs. skift til brændselsceller samt til andre lagre ombord i transportmidlerne. De eldrevne tog og biler antages i beregningerne at blive forsynet med gennemsnitlig el fra det danske elsystem, således som dette forventes at udvikle sig ifølge E21-Plan. Det er således ikke i scenariet antaget at der sker en speciel omstilling til vedvarende energi for disse transportmidler udover den omstilling der er indeholdt i den planlagte omstilling af elsystemet i henhold til E21.

*Distribution af brint og metanol.* Det er i scenariet at brint- og metanolforsyningen sker via en fælles distributionsstruktur, hvortil de forskellige produktionsanlæg leverer. En alternativ struktur kunne være at bygge - helt eller delvist - på en decentraliseret struktur med produktion i forbindelse med forbrugsstederne, der kan være enten tankstationerne eller - i den helt decentraliserede struktur - den enkelte slutforbruger. Bortset fra skibs- og luftfarten, der er punktbrugere, sker distributionen af brinten via offentlige tankstationer samt private (lukkede) tankanlæg. Bortset fra at de private anlæg normalt er væsentlig mindre end de offentlige, er der ikke større principielle forskelle mellem de to hvad angår teknisk udførelse.

I scenariet er det forudsat at brinten distribueres i et rørbnet med en udstrækning svarende til det nuværende naturgasnet udstrækning, mens den resterende del distribueres i tryktank. Der er i scenariet regnet med at der skal investeres i rørbnet. Evt. kan der blive tale om at anvende naturgasnettet til distribution af brint i år 2030, såfremt dette viser sig teknisk muligt. Herved spares investeringer, men der vil til gengæld kræves en strategi for omstillingen af brugen af nettet fra naturgas til brint. For tankstationer uden for naturgasnettets område kan der eventuelt som alternativ til distribution i tryktanke blive tale om enten at etablere rørforsyning eller lokal brintproduktion i forbindelse med forbruget.

Metanol distribueres kun via lukkede tankningssystemer (dvs. ikke offentligt tilgængelige tankstationer). Distributionen til tankstationerne sker ved hjælp af tankbiler.

*Produktion af brint og metanol.* Hele brint- og metanolproduktionen i scenariet antages at være baseret på vedvarende energi i 2030 i form af biomasse, elektrolyse baseret på vind- og solcelle-el samt fotoelektrokemiske anlæg (PEC-anlæg).

Der produceres metanol samt biomassebaseret brint (ved forgasning) svarende til restpotentialen for biomasse til energiformål på 37 PJ/år i 20305 (eller godt 1/5 af den samlede brint-/metanolproduktion). I første omgang dækkes hele metanolbehovet på 16 PJ/år herfra. Resten af biomasse-restpotentialen bruges til brintfremstilling ved forgasning. Denne produktion sker på store, centrale anlæg, der kan køre som grundlastenheder.

Den resterende mængde brint produceres ved hjælp af elektrolyseanlæg på basis af VE-el samt i PEC-anlæg. Sidstnævnte tegner sig for 2 PJ (200 mio. Nm<sup>3</sup> brint) pr. år i 2030 (svarende til ca. 1% af det samlede brint- og metanolpotentiale). Såfremt PEC ikke bliver udviklet i tide hertil, kan denne teknologi erstattes af VE-baseret elektrolyse.

Produktionen af brint ved elektrolyse, med et samlet energiindhold på 72 PJ (77% af brint- og metanolforbruget), baseret helt på el fra vindkraft og solceller. Elektrolyseanlæggene placeres så deres behov for varme ved ca. 70-90°C kan tilgodeses i form af overskudsvarme (fx fra renselanlæg).

*Vedvarende energianlæg.* Der etableres vedvarende energianlæg i form af biomasse, vindkraft og solcelle med tilstrækkelig kapacitet til på årsbasis at dække det ekstra energibehov til scenariet. Der er antaget følgende udbygning:

- Solceller med en årsproduktion på 1,5 TWh el (5 PJ), svarende til en dækning på ca. 4% af brint- og metanolforbruget
- Havbaseret vindkraft med en installeret kapacitet på 4,4 GW og en årsproduktion på 14 TWh (50 PJ), svarende til ca. 40%. Ud af Energistyrelsens opgørelse af vindenergipotentialerne i de fire primære havmølleområder på højst 10 meters dybde er der et restpotential på knapt 4 GW, der ikke udnyttes i E21-Plan. Det beskedne og antage at der etableres større møller - 1,1-1,2 MW i stedet for 1 MW - i én af parkerne. Den ekstra kapacitet er nok til at dække behovet i scenariet. Alternativt kan den dækkes gennem brug af andre lokaliteter inden for de kortlagte potentialer (med dybder på mindre end 10 meter).
- Landbaserede vindmøller med en samlet installeret kapacitet på knapt 5 GW og en årsproduktion på 11 TWh (40 PJ), svarende til knapt 1/3 af den samlede brint- og metanolproduktion. Kan fx fremkomme ved at kapaciteten af ca. 4000 eksisterende møller forøges med gennemsnitligt 1,2 MW pr. mølle.

### 1.1.1 Resultater

*Energiforhold.* Tabel 4.1 (???????) illustrerer omstillingen af transportsektorens energiforbrug til brint/metanol. De angivne værdier er omregnet til primærenergiforbrug, således at der også for benzin- og dieselforbruget er medregnet tab til raffinering mv. Tabellen, der illustrerer de omstillede (fortrængte) forbrug og ikke de faktiske forbrug efter omstillingen, viser udover de faktiske forbrugstal for 1998 de beregnede primærenergiforbrug i transportsektoren (inkl. udenrigsluftfart) ifølge dels Energi 21's Planforløb ("E21-Plan"), og dels Fortrængningsscenarioet ("Brintscenariet").

---

5 Jf. ovenfor. (????)

PJ/år (primærenergi)	1998	2030 (E21-Plan)	2030 (Brintscenario)
Brint/metanol	0	0	158
Eldrift	3	4	10
Benzin, diesel mv.	217	200	36
Total	220	204	204

Tabel 4.1. Fordeling af transportenergi på henholdsvis brint-/metanoldrift, eldrift og rest i 1998 samt i 2030 i henhold til dels Energi 21's Planforløb (E21-Plan) og Fortrængningsscenarioet.

Omstillingen til brint/metanol er beregnet at reducere transportsektorens samlede primærenergiforbrug med 23 PJ (11-12%) i år 2030 i forhold til E21's Planforløb. I forhold til det faktiske transportenergiforbrug i 1998 er reduktionen på 18%. Denne ændring er den samlede effekt af en række ændringer i forskellige led i energikæden. For selve drivsystemerne i transportmidlerne er der generelt sket en markant forbedring af effektiviteten af energiomsætningen. Den gennemsnitlige virkningsgrad for drivsystemerne bliver næsten fordoblet i forhold til virkningsgraden af de drivsystemer der bliver i fortrængt i år 2030 (ifølge E21-Plan), og mere end fordoblet i forhold til dagens drivsystemer.

Fordelingen af brint-/metanoldriften på typer af drivsystemer er (baseret på andel af energiforbruget): 58% til direkte-brint brændselsceller, 28% til brintfly og 14% til indirekte-metanol brændselsceller. Der er en tilsvarende fordeling på lagertyperne: tryksat brint, flydende brint og metanol.

Tabel 4.2 viser hvorledes brint-/metanolproduktionenfordeler sig på VE-kilder. Også denne tabel er opgjort som primærenergi<sup>6</sup>.

PJ/år (primærenergi)	Brint	Metanol	Total
Biomasse	5	32	37
Havbaserede møller	50	0	40
Landbaserede møller	40	0	50
Solceller	5	0	5
PEC	2	0	2
Total	103	32	135

Tabel 4.2. Fordeling af Fortrængningsscenarioets fordeling på forskellig slags vedvarende energi i år 2030.

<sup>6</sup> For el fra vindkraft og solceller er der regnet med energiindholdet i elektriciteten af anlæg, mens der for PEC-anlæg er taget udgangspunkt i brintlevering af anlæg.

*CO2-emissioner.* Fortrængningsscenarioet beregnes at reducere CO2-udslippet med ca. 10 mio. tons pr. år i 2030 sammenlignet med E21-Plan og med 13 mio. tons/år i forhold til udslippet i 1998. Dette modsvarer reduktioner på:

- 78% i forhold til E21-Plans forventede udslip fra transportsektoren i 2030
- 82% i forhold til de faktiske udslip fra transportsektoren i 1998
- 78% i forhold til de faktiske udslip fra transportsektoren i 1988
- 40% i forhold til energisektorens samlede udslip i 2030 ifølge E21-Plan.

Det skal bemærkes at disse reduktionsprocenter gælder for transportsektoren, inkl. udenrigsluftfart, mens transportsektorens reduktionsmål for 2030 (25% reduktion af CO2-udslippet i forhold til niveauet i 1988) gælder som ovenfor beskrevet for transportsektoren uden at medregne udenrigsfly. Da disse har en forventet kraftig vækst i perioden, er det sværere at nå givne reduktionsmål når de er medregnet. Men selv med disse ugunstigere vilkår ses det at scenariet langt overgår reduktionsmålet for transportsektoren for år 2030.

*Omkostningsforhold.* Scenariets omkostningsforhold er belyst ved at sammenholde dets meromkostninger i forhold til referencesituationen - dvs. udviklingen i E21-Plan - og sætte disse i forhold til den opnåede CO2-reduktion, så der beregnes en skyggepris i kr. pr. sparet tons CO2, der er den konstante pris CO2-besparelsen skal værdisættes til for at scenariet er ligeværdigt med referencen (E21-Plan), jf. tabel 4.3.

Til dette formål omregnes investeringerne til årlige annuiteter over 16 år og med en kalkulationsrente på 5%/år (realt). De 16 år er fastlagt som et konservativt skøn ud fra at teknologierne i 2030 vurderes at have levetider i intervallet 15-20 år. Alternativt kunne nuværdien over 20 år beregnes og sættes i forhold til de samlede CO2-besparelser.

kr./t CO2	Drift og vedl. 3%/år af invest.	Drift og vedl. 4%/år af invest.	Drift og vedl. 5%/år af invest.	Drift og vedl. 8%/år af invest.
250 kr./kW	400	490	580	860
200 kr./kW	740	860	990	1400
300 kr./kW	50	120	180	380

Figur 4.3. Beregnede skyggepriser for Fortrængningsscenarioet (kr. pr. sparet tons CO2) med forskellige antagelser om dels specifikke priser for referencesystemets motorer i person- og varebiler, dels drift- og vedligeholdelsesomkostninger (angivet som %-sats af investering). Som basisforudsætning benyttes 250 kr./kW samt 4%/år i drift- og vedligeholdelsesudgifter. Skyggepriserne er afrundet til to betydende cifre.

Med basisforudsætningerne i tabel 4.3 fås en skyggepris på knapt 500 kr. pr. tons sparet CO2, hvilket må betegnes som en skyggepris af mellemstørrelse i forhold til andre virkemidler. Det ses at de beregnede skyggepriser ikke mindst er følsomme over for prissætningen for de benzin- og



dieselmotorer der fortrænges i transportmidlerne ved omstillingen til brint- og metanoldrift<sup>7</sup>. Inden for et interval med afvigelser på +/- 20% i forhold til basisforudsætningen på 250 kr./kW er der en faktor 7 til forskel mellem laveste og højeste skyggepris<sup>8</sup>, og med afvigelser på blot 10% er den største skyggepris mere end dobbelt så stor som den mindste. Derimod er følsomheden over for antagelser vedrørende drift- og vedligeholdelsesomkostninger væsentlig mindre. Heller i følsomheden over for ændringer i beregningsperiodens længde: med en beregningsperiode på 12 år og basisforudsætninger stiger skyggeprisen til 680 kr./tons CO<sub>2</sub> i stedet for 490, mens den falder til 380 kr./tons med en beregningsperiode på 20 år.

#### 4.2.3 Konklusioner

Analysen af scenariet viser at det er muligt at omstille det meste af transportenergiforbruget til brint og metanol baseret på vedvarende energi i løbet af 30-40 år. Såfremt det vælges ikke at lade en del af sektoren være eldrevet, er der ikke principielt større problemer forbundet med også at omstille denne del. Det er næppe realistisk at gennemføre omstillingen fuldt ud inden år 2030, og selv den delvise omstilling der er resultatet af scenariet, forudsætter en særdeles kraftig styringsindsats.

Den nødvendige merudbygning med vedvarende energianlæg for at dække brint- og metanolproduktionen er overkommelig i den forstand at der hovedsageligt er tale om at presse mere ud af de potentialer der alligevel planlægges udnyttet i E21. På den anden side vil det også i disse situationer være tale om situationer hvor der er behov for afvejninger mod forskellige hensyn, og hvor der kan være barrierer for og modvilje mod udbygningen - og det er fx værd at bemærke at den faktiske udvikling ikke har levet op til planen for udnyttelse af biomasse. Derfor er der grund til at maksimere energiøkonomiseringen i systemet, idet behovet for ressourcer herved minimeres, og manøvrer mulighederne tilsvarende maksimeres.

### 4.3 Reguleringsscenario for 2030

Risø, ELKRAFT

Scenariet bygger grundlæggende på ENERGI-21.

Formålet med reguleringsscenarioet er at bruge brint som lagringsmedium for elproduktion der ikke kan optages direkte af markedet. Scenarioet vil tage udgangspunkt i de energiproduktionsteknologier, der indgår i Energi21. Da brint primært indgår som lagringsmedium for elproduktion vil brinten blive produceret på basis af el. Relevante brintproduktionsteknologier i den sammenhæng vil være elektrolyse og biomasseforgasning eller eksisterende kulforgasningsanlæg.

- Elektrolyseanlæggene vil typisk blive placeret på kraftværkerne, hvor der vil være en overskudsproduktion. Elektrolyse foregår ved 70-90°, dvs. der skal være varme til rådighed, evt. spildvarme. Den producerede ilt kan bl.a. bruges på rensningsanlæg.
- Biomasseforgasning vil typisk være store anlæg, der kan køre som grundlastenhed. Anlæggene kan være rene brintproduktionsanlæg koblet sammen med brændselsceller eller biomasseforgasningsanlæg med combined-cycle anlæg, hvor brinten i situationer med overskudsproduktion kan udtages fra syngassen. Brændslet kan både være biomasse og organisk affald.

---

7 I særdeleshed for de motorer der befinder sig i person- og varebiler.

8 Med drift- og vedligeholdelsesomkostninger på 4%/år af investering.

- Kulforgasningsanlæggene vil ligeledes være store anlæg, der kører som grundlastenhed.

Brinten vil primært blive anvendt til elproduktion på tidspunkter, hvor der er behov for el, eksempelvis når der ikke er noget vind. Elproduktion på basis af brint vil foregå i brændselsceller placeret på kraftværkerne. Et eventuelt overskud af brint vil derudover kunne benyttes i transportsektoren.

Scenariet opbygges ud fra antagelser vedrørende elproduktion, elbehov og markedsregulering. Der tages udgangspunkt i energiproduktion og –behov opstillet i Energi21. På basis af disse antagelser overvejes hvor store brintproduktionsanlæg, der er behov for, samt hvor store lagre der er behov for. Med udgangspunkt i dette kan placering af anlæg og lagre samt en evt. distribution mellem lager og anlæg overvejes.

Følgende data vil i forbindelse med reguleringsscenariet være relevante i GIS:

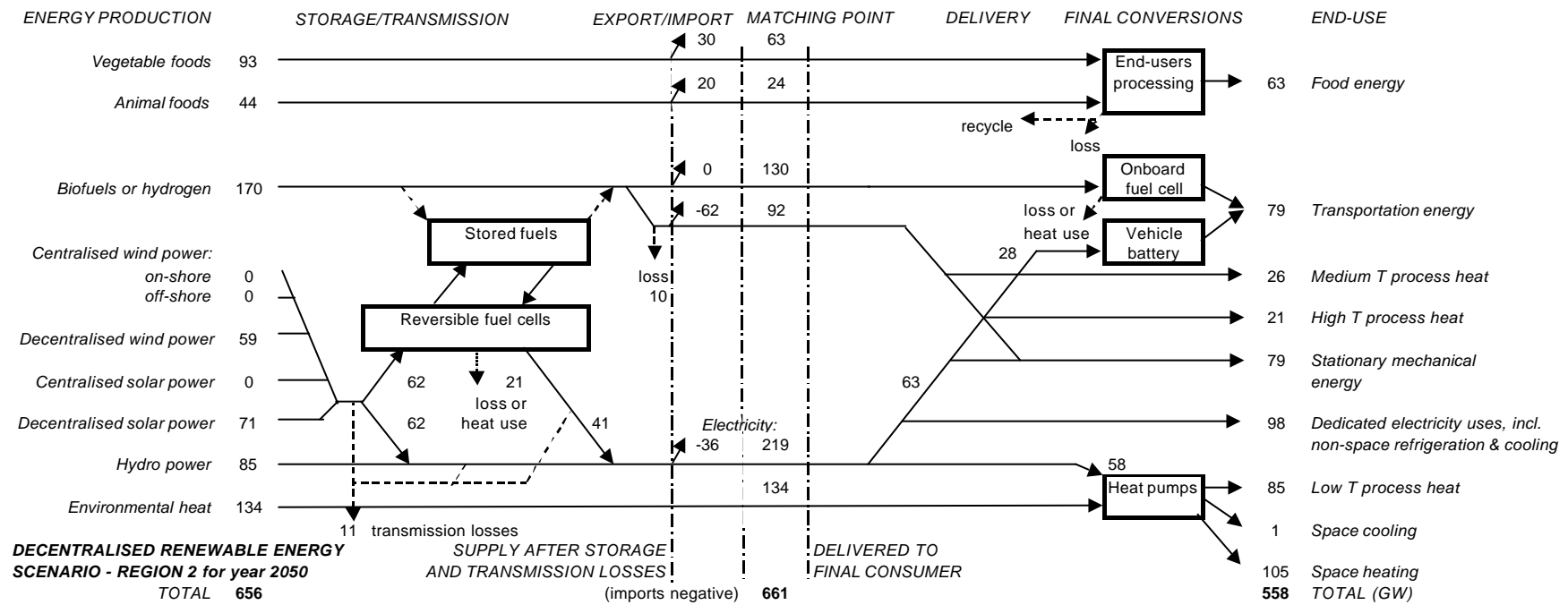
*Placering af kraftvarmeværker med effekt og tilknyttet varmemarked, biomasseressourcer, vindmøller, affald, spildvarmekilder, rensningsanlæg.*

#### **4.4 Decentraliseret vedvarende energi scenarie for 2050**

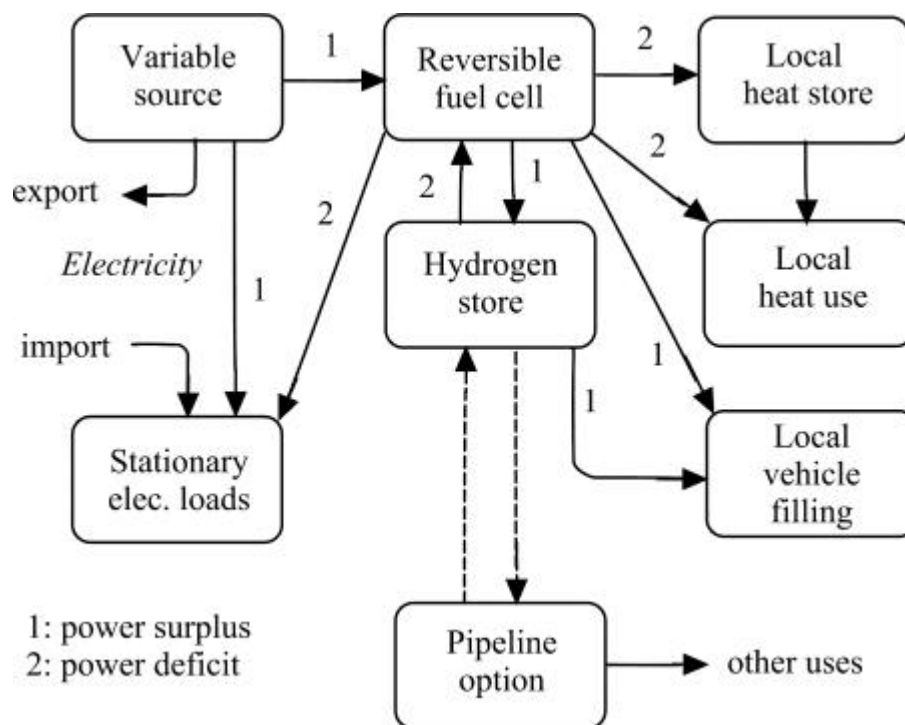
Finn Sørensen og Bent Sørensen

2050 scenarierne er primært baseret på en energibehovsmodel fra tidligere scenarierarbejde (Sørensen, et al., 1994; Sørensen et al., 1999). På energiforsyningsiden er scenarierne også i store træk baseret på den danske del af henholdsvis ”centralised renewable energy” og ”decentralised renewable energy” scenarierne i Sørensen et al., (1999) og Sørensen og Meibom (2000).

Figur 4.1 viser det decentraliserede 2050 scenarie for Europa, taget fra sidstnævnte arbejde. Det foreliggende arbejde vil udbygge beskrivelsen af specielt den del, der omhandler anvendelsen af brint. Figur 4.39 viser de vigtigste veje for produktion, lagring, transmission og brug af brint, i et decentralt scenarie med vægt på den enkelte bygnings energisystem baseret på reversible brændselsceller, en teknologi som således antages at være kommercialiseret i 2050.



Figur 4.1. Oversigt over decentraliseret 2050 scenarion for Europa (energistrømme er angivet i GW) (Sørensen og Meibom, 2000).



Figur 4.2. Decentraliseret scenarie for Danmark 2050 (Sørensen, 2000b).

Figur 4.2 viser til venstre et el-system, hvor fluktuerende produktion dækker el-behov og i en vis udstrækning benytter udlandsforbindelser til regulering. I midten er den enkelte bygnings energisystem, hvor overskud fra el-nettet modtages af en reversibel (f.eks. PEM-)brændselscelle, der producerer brint til et (f.eks. metallhydrid-)energilagere. Brinten kan overføres til bygningens bilpark, enten direkte eller via lageret. Bilerne kan evt. være forsynet med metallhydrid-lagre, der kan opfattes som kapacitetsudvidelser af det stationære lager. Alternativt kan der være tale om brint i tryktanke, hvis de avancerede lagertyper mod forventning ikke skulle være kommercialiseret i år 2050. Hvis den praktiske lagerstørrelse i bygningen ikke er tilstrækkelig til at sikre fornuftig brug af energioverskud og dækning af –underskud, kan det lokale system via brint-rørsystemer bringes i samspil med centraliserede lagre og brændselscelle-faciliteter. Adgangen til rørsystemer (f.eks. opgraderede naturgasledninger) er også en øget forsyningsikkerhed, der kan tage vare på lokale systemsvigt og –reparationsperioder.

Vejene fra el til brintanvendelse er på figuren betegnet med "1". Hvis systemets brændselsceller er reversible, er det også muligt at producere el og tilhørende varme ud fra brint. Herved fungerer brint-systemet som lager og tillader udjævning af forskelle mellem el-produktion og –forbrug, samtidig med at der produceres varme til bygningens fornødenheder (formentlig med benyttelse af varmelager af beskeden kapacitet – som omtalt i vindafsnittet formentlig højst 2-4 uger, og mindre hvis der ikke er plads, idet underskud f.eks. kan dækkes af elektricitet gennem varmepumpeanlæg). Hvis det er hensigtsmæssigt, kan der ud fra den lagrede brint produceres mere el end bygningen selv kan anvende, tilbage til elnettet og frem til andre forbrugere. Disse driftsformer er betegnet med "2" på Figur 4.2.

Scenariemodellen vil tillade bestemmelse af de mængder der flyder mellem de forskellige "kasser" i modellen, og vil tillade udsagn om nødvendige mærkeeffekter af de indgående anlæg.

*Det decentrale scenarie for 2050 forudsætter en tidlig indsats for energibesparelser. Resultatet er blevet et scenarie med et meget lavt slutforbrug og en decentral opbygning af energisystemet. Nye teknologier er blevet opbygget decentralt, mens gamle teknologier - som fjernvarmenettet - stadig bruges, hvor det er fordelagtigt.*

#### **4.4.1 Forbruget**

Der er sket en betydelig reduktion af slutenergiforbruget, der således er nede på ca. 190 PJ. Brugen af flyrejser - både ferie- og forretningsrejser - er væsentlig reduceret. Forretningsforbindelser varetages med videokonferencer o.lign. Hvad angår de elektriske apparater, køber forbrugerne i langt større grad de mest energibesparende produkter på markedet, hvilket har givet det forbrug, som er beskrevet i midtvejsrapporten.

#### **4.4.2 Energiressourcerne og produktionsanlæggene**

Der udnyttes de samme 5 energikilder i dette scenarie, men i andre proportioner (biomasse, vindkraft, solkraft kombineret med solvarme og varme fra omgivelserne). Disse energikilder leverer i alt ca. 235 PJ til det danske energisystem.

##### 4.4.2.1 Biomasse

I dette scenarie udnyttes kun en lille del af biomassen i energisystemet. Således er det kun de ca. 16 PJ - der bruges til metanolproduktion - som udnyttes.

Biomasseproduktionen bliver ikke geografisk placeret.

##### 4.4.2.2 Vindkraft

Vindkraften bliver udbygget ligesom i det centrale scenarie. Dvs. at landbaserede vindmøller opgraderes til 2 MW møller, som leverer ca. 93 PJ. Mens de øvrige 66 PJ leveres af havmølleparkerne. Produktionen fra havmølleparkerne bliver primært brugt i byerne, mens elproduktionen fra de landbaserede vindmøller primært bliver brugt i lokalområdet.

##### 4.4.2.3 Solceller

Anlæggene bliver fordelt som i det centrale scenarie. Der er tale om kombinerede solkraft og solvarme anlæg, som bliver integreret i egnede bygningsflader. Anlæggene producerer i alt 20 PJ elektricitet om året og den dobbelte mængde varme.

##### 4.4.2.4 Varme fra omgivelserne

Alle bygninger for installeret en varmepumpe til at udnytte varme fra omgivelserne til rumopvarmning. Dette giver ca. 38 PJ om året.

#### **4.4.3 Brintteknologier i det decentrale scenarie for 2050**

##### 4.4.3.1 Forbrugsteknologier

Brinten benyttes til de samme formål som i det centrale scenarie. Dels bliver brinten brugt til at producere elektricitet ved el-underløb. Dette sker vha. reversible brændselsceller placeret i de enkelte bygninger. Spildvarme fra processen bliver brugt i bygningen til rumopvarmning.

For transportsektoren gælder de samme typer forbrug som i det centrale scenarie. Forskellen ligger i optankningsstederne. De eldrevne biler og toge, de metanoldrevne lastbiler, de brintdrevne busser,

de brintdrevne skibe/færger og de brintdrevne fly har de samme optankningssteder som i det centrale scenarie. For de brintdrevne transportmidler gælder dog, at forbruget er tilknyttet bygningerne i stedet for tanksteder, men dette kan ikke ses i *MapInfo* fremstillingen. Brintforbruget af de øvrige person- og varebiler fordeles på bygningsarealerne, idet optankningen sker ved bygningerne.

#### 4.4.3.2 Produktion af brint og metanol

Metanolen produceres som nævnt fra biomasse i centrale biomasse anlæg. Brinten produceres udelukkende ved elektrolyse i de enkelte bygninger.

#### 4.4.3.3 Distribution og lagring af brint og metanol

Der benyttes et lagrings- og distributionssystem til metanolen svarende til det nuværende system for benzin.

Brinten lagres i metalhydrid lagre, som er placeret i de enkelte bygninger. Der vil ikke blive benyttet noget brintnet. Energi, som sælges, transmitteres som el via elnettet.

#### 4.4.4 Opsummering

Første udgave af det samlede decentrale scenarie er vist som Sankey-diagram i Figur 4.3. Tidsanalyserne i kapitel 5 vil vise, at omend dette scenarie er konsistent på årsbasis, så er lagerkapaciteten utilstrækkelig på visse årstider. Når disse forøges, forøges også tabene, hvilket gør at scenariet vil blive let modificeret. Den nye udgave diskuteres i kapitel 5.

Det samlede lagringsbehov svarer i den endelige version til ca. en kubikmeter per bolig (**diskuter**)



# Det decentrale 2050 scenarie

Enheden er PJ med mindre andet er angivet  
 Dato: 18.09.00

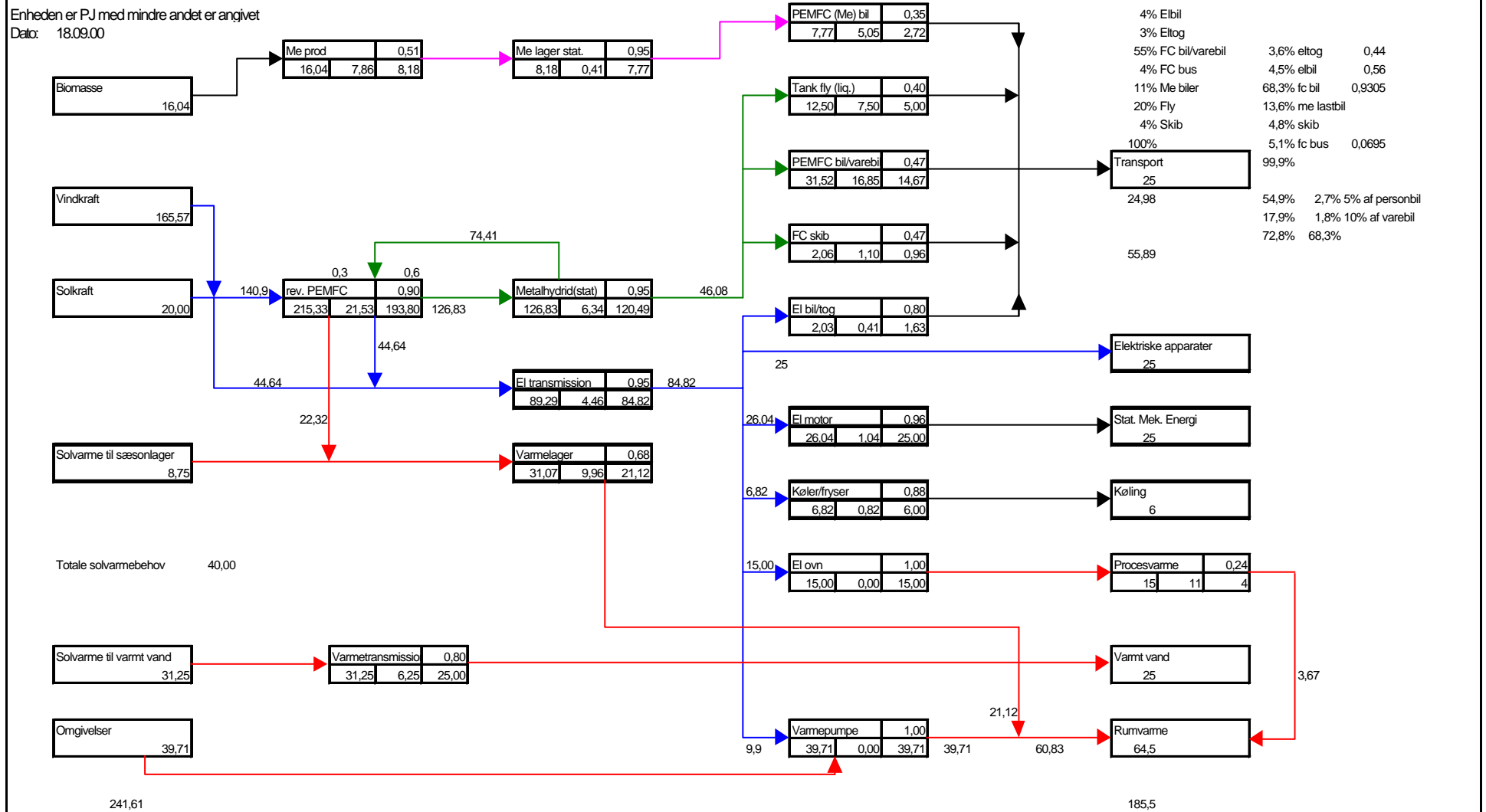


Figure 4.3. Annual energy flows in decentralised 2050 scenario.



## 4.5 Centraliseret vedvarende energi scenarie for 2050

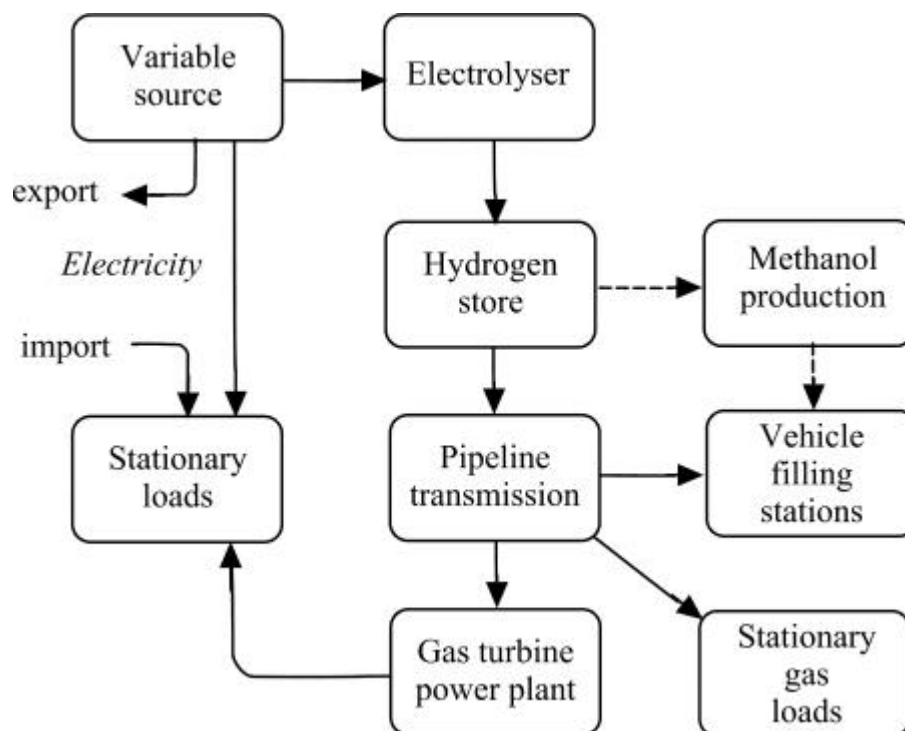
Finn Sørensen og Bent Sørensen

Figur 4.4 giver den til Figur 4.2 svarende oversigt over brinthåndteringen i den centraliserede version af 2050 scenarieret. Her foregår brintproduktionen udfra overskudsstrøm centralt, på anlæg der er betegnet som "electrolysers". Det dækker enten konventionelle elektrolyseanlæg eller anlæg baseret på brændselscelleteknologi, svarende til "reverse" drift af en reversibel brændselscelle. Sådanne anlæg findes allerede i dag i handlen (de Nora, salgsmateriale), omend de endnu ikke kan konkurrere økonomisk med moderne elektrolyseanlæg.

Den producerede brint oplagres og sendes når der er el-underskud via rørledninger til et større eller mindre kraftværk. Dette producerer f.eks. el (og associeret varme) med brug af konventionelle gasturbiner, omend stationære reversible brændselsceller i fremtiden kunne være et alternativ. Når det ikke er valgt i figuren, skyldes det en forestilling om, at det ikke nødvendigvis vil være ønskeligt at have brint-til-el produktionen samme sted som el-til-brint produktionen. Sidstnævnte vil ideelt placeres nær vindmølle-parker, mens førstnævnte snarere vil blive placeret i byområder, hvor den associerede varmeproduktion kan anvendes i (eksisterende) fjernvarmeanlæg.

Brinten kan via transmissionsnettet føres frem til såvel industrielle brugere som til tankstationer (for brug i transportsektoren), men kan også anvendes til metanol-produktion, idet metanol vil kunne anvendes i transportsektoren med langt færre infrastrukturændringer end brint selv. Teknisk set vil dette indebære en højtemperatur process med tilledning af CO<sub>2</sub>, hvorved energiindholdet i brint flyttes over til kulstofforbindelsen (Sørensen, 2000). Det er klart at dette processtrin må ske på centrale anlæg, der i størrelse og teknologi minder om gasbehandlingsanlæg (f.eks. Nybro).

Det ses at dette scenarie på flere punkter er afhængig af teknologier, der kun kan operere i rimelig stor skala. Der er derfor et reelt teknologivalg mellem de to analyserede 2050 scenarier.



Figur 4.4. Centraliseret scenarie for Danmark 2050 (Sørensen, 2000b).

*Det centrale scenarie for 2050 skal ses som en videreudvikling af 2030-scenariet - fortrængningsscenariet. Forbrugssiden er fastlagt ved en bottom-up model.*

#### 4.5.1 Forbruget

Det samlede slutforbrug er ca. 260 PJ i dette scenarie. Slutforbruget i dette scenarie er væsentligt større end det forbrug, som er beskrevet i midtvejsrapporten. Stigningen er blandt andet fremkommet ved et tre gange så højt forbrug i transportsektoren. Dette mer forbrug i forhold til midtvejsrapporten skyldes fortrinsvist et øget forbrug af flyrejser - både ferie- og forretningsrejser - og mere vejtransport. Der ud over forbruger de elektriske apparater dobbelt så meget som beskrevet i midtvejsrapporten. Dette mer forbrug er jævnt spredt ud over de involverede grupper.

#### 4.5.2 Energiressourcerne og produktionsanlæggene

I scenariet benyttes 5 energikilder: Biomasse, vindkraft, solkraft kombineret med solvarme og varme fra omgivelserne. Disse energikilder leverer i alt ca. 500 PJ til det danske system.

##### 4.5.2.1 Biomasse

Af KJ's notat *2030-scenario til brintprojekt - fortrængningsscenariet* fremgår, at Energistyrelsen har vurderet biomassepotentialet på lang sigt (2025) til at ligge mellem 150 og 200 PJ. I fortrængningsscenariet bruges 182 PJ totalt, hvoraf ca. 40 PJ går til biomasseforgasning, mens vi for 2050 benytter potentialet 200 PJ, hvor det hele går til biomasseforgasning.

Biomasseproduktionen bliver ikke geografisk placeret.

##### 4.5.2.2 Vindkraft

Vindkraften bliver udbygget ved, at de nuværende landbaserede vindmøller bliver opgraderet til 2 MW møller. Der bliver ikke bygget flere vindmøller på land. De landbaserede vindmøllers

årsproduktion er ca. 93 PJ. Resten af energien bliver leveret af havmøller, som bliver placeret i havmølleparker. Disse har en årsproduktion på ca. 144 PJ.

I GIS-programmet *MapInfo* er antallet af de nuværende landmøller angivet i hver celle. Havmøllerne bliver placeret i de 5 områder, der er afsat til havmølleparker. Områderne er Læsø, Rødsand, Omø Staalgrunde, Horns Rev og Gedser Rev. Disse områder er markeret i *MapInfo* med det areal, som kan udnyttes, hvis parkerne kun opstilles i en havdybde op til 6 meter. Vi antager, at møllerne opstilles op til en dybde på 10 meter med en installeret effekt på 12 MW pr. km<sup>2</sup> - hvilket også er foreslået af Energistyrelsen<sup>9</sup>. Herved kan havmølleparkerne levere den nødvendige energi. Områderne i *MapInfo* bliver ikke udvidet, men den ekstra kapacitet bliver indsat i de nuværende områder i *MapInfo*.

#### 4.5.2.3 Solceller

Der sker en betragtelig udbygning af solcelle anlæg fra 2030 til 2050. Anlæggene kombinerer solkraft med solvarme og bliver integreret i egnede bygningsflader. Disse anlæg har en årsproduktion af el på ca. 21 PJ og en varmeproduktion på det dobbelte.

Solcelle anlæggene bliver fordelt ud på alle bygninger. Anlæggene skulle reelt fordeles ud fra bygningernes grundareal. Men da grundarealerne ikke er på geografisk basis, bliver anlæggene fordelt ud fra bygningsantallet.

#### 4.5.2.4 Varme fra omgivelserne

De områder, som ligger uden for fjernvarmeområderne, har en varmepumpe til at udnytte varme fra omgivelserne med en årsproduktion på ca. 32 PJ varme.

Varmen fra omgivelserne bliver fordelt på det opvarmede bygningsareal, som ligger udenfor fjernvarmeområderne. Dette kan gøres internt i *MapInfo*.

### 4.5.3 Brintteknologier i det centrale scenarie for 2050

#### 4.5.3.1 Forbrugsteknologier

Brinten bliver til dels brugt til at producere strøm, når der er el-underløb. Det antages, at halvdelen<sup>10</sup> af elforbruget bliver dækket af el produceret fra brint. Elektriciteten bliver produceret fra brinten vha. af brændselsceller placeret centralt i kraftvarmeværker. Overskudsvarme fra processen bliver brugt til fjernvarme. Disse kraftvarmeværker bliver placeret, hvor de nuværende kraftværker ligger.

Brint bruges også i transportsektoren. I forhold til *fortrængningssceneriet* er der sket 100% dækning af brint, men enkelte sektorer holdes stadig uden for.

- 5% af personbilerne og 10% af varebilerne antages at være eldrevne. Brugen af elbiler har størst interesse i tæt by, hvilket i Danmark primært vil sige København. Forbruget fordeles på cellerne

---

<sup>9</sup> Se *Danmarks vedvarende energiresourcer*, Energistyrelsen 1996. Her optræder 4 områder (Rødsand er ikke med), der tilsammen har 174 km<sup>2</sup> med en dybde under 6 meter og små 800 km<sup>2</sup> med en dybde mellem 6 og 10 meter, altså tilsammen 1000 km<sup>2</sup>. Der skal bruges 1100-1200 km<sup>2</sup> i det centrale 2050 scenarie, så Rødsand området skal udgøre de sidste 100-200 km<sup>2</sup>, hvilket jo ikke er urimeligt.

<sup>10</sup> Hvor stor en andel af elektriciteten, der skal komme fra brint, afgøres ud fra vindserierne. Det er i tidligere projekter fundet, at der vil være elunderløb svarende til, at ca. halvdelen af elektriciteten skal produceres fra brint.

i Københavns mere centrale dele. I praksis ved at placere forbruget i et område afgrænset af længde- og breddegrader.

- Togdriften antages at være eldrevet. Strømmen skal i princippet leveres til enkelte punkter, hvorfra baneselskaberne selv distribuerer strømmen efter deres behov. De 5 punkter er i: København, Odense, Kolding, Århus og Ålborg.
- Lastbilerne kører på metanol, og forbruget er placeret på 300 optankningssteder tilfældigt fordelt ud over landet.
- Busdriften bruger brint som brændstof. Forbruget er placeret på 100 optankningssteder tilfældigt fordelt ud over landet.
- De øvrige personbiler og varebiler kører på brint. Forbruget er placeret på ca. 1700 tanksteder fordelt ud over landet.
- Skibene og færgerne bruger brint, og deres forbrug er placeret i havnene. Forbruget bliver dog kun fordelt på de største (mest energiforbrugende) havne for henholdsvis færger og fragtskibe.
- Flyene bruger brint som brændstof, og forbruget er placeret i lufthavnene. Dette gælder både for indenrigsfly såvel som for udenrigsfly.

#### 4.5.3.2 Produktion af brint og metanol

Biomassen benyttes til at producere metanol ved forgasning svarende til ca. 40 PJ. De resterende 160 PJ bliver brugt til at producere brint ved forgasning. Biomasseanlæggene - både brint- og metanolproduktionsanlæggene - antages at være centralt placeret med 5 anlæg i hele landet, fordelt med 3 i Jylland (Nord-, Midt- og Sydjylland), 1 på Fyn og 1 på Sjælland.

Der ud over bliver der produceret brint ved store elektrolyse anlæg, som er placeret ved de nuværende kraftværker.

#### 4.5.3.3 Distribution og lagring af brint og metanol

Der benyttes et lagrings- og distributionssystem til metanolen svarende til det nuværende system for benzin.

Brinten bliver lagret i saltkaverner, som via brintnettet gør brinten tilgængelig for hele landet. Kavernes tilslutning til brintnettet er punktvis, så kendskab til den præcise udstrækning af kavernerne er ikke nødvendig.

#### 4.5.4 Opsummering

Figur 4.4 viser Sankey-diagrammet svarende til det centrale scenarie. Alle flows er balanceret så scenariet er konsistent på årsniveau. Som diskuteret i kapitel 5 er dette også tilfældet under hele timesimuleringen gennem året.



# Det centrale 2050 scenarie

Enheden er PJ med mindre andet er opgivet  
 Dato: 18.09.00

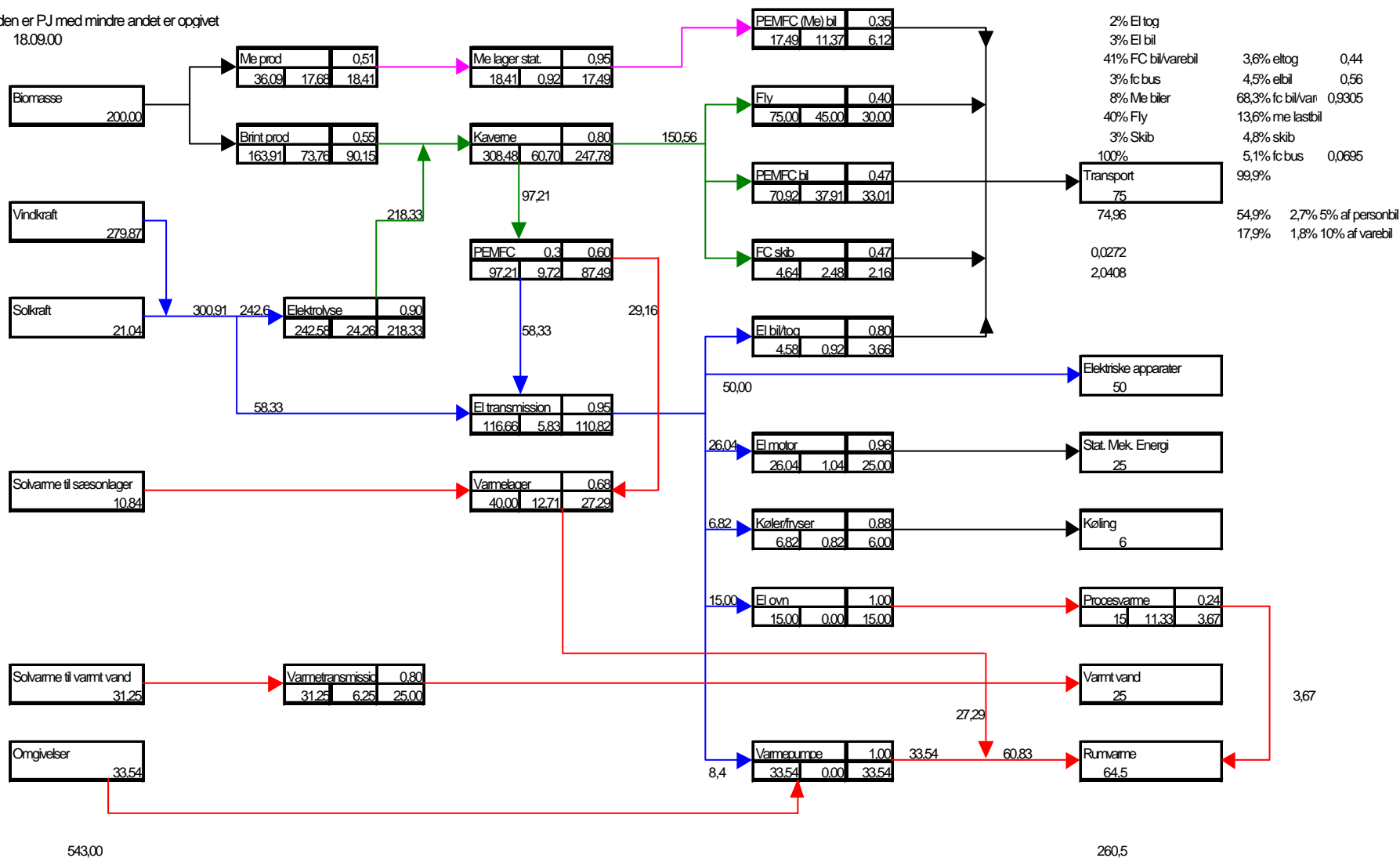


Fig. 4.4 Sankey diagram for det centrale scenarie

## 5. Tidsanalyser

Bent Sørensen

En meget vigtig del af analysen af brints anvendelighed i fremtidens energisystem er den tidslige analyse. Mens den rumlige analyse kan svare på spørgsmål om krav til infrastrukturens opbygning, foranlediget af afstandene mellem energiproduktion, -omdanning og -forbrug, så kan analysen af tidsserier af produktion og forbrug fortælle, hvor store krav der skal stilles til energilagring og back-up faciliteter. Dette kapitel beskriver tidslige modeller, som sætter de nævnte tidsserier ind i det samlede system og simulerer opførslen af de indgående komponenter. Til gengæld er den rumlige fordeling aggregeret, for at nå frem til et håndterligt problem. Analyserne er lavet for 2050 scenarierne, dels fordi disse sætter en klarere fokus på problemstillinger, der først bliver relevante for en stor udbygning af de vedvarende energikilder, og dels fordi det faktisk er simple, når der ikke skal simuleres både de sidste fossile komponenter i systemet og de nye. F.eks. undgås de bindinger mellem elektricitet og varme, som ligger i dagens udbredte anvendelse af samproduktion (CPH) på store og mindre kraftvarmeværker (omend andre, lignende problemstillinger opstår for brændselscellernes samproduktion af el og varme).

### 5.1 Timeværdier for energiforbruget

Den grundlæggende antagelse for fremskrivningen af forbruget kunne være at hver enkelt komponent har samme tidsprofil som i dag, så blot den absolutte størrelse ændres. Denne antagelse er benyttet for elektricitets forbruget, fordi scenarierne kun maler et overordnet billede af de mulige ændringer af el-forbrugets sammensætning, som kan ventes fremover. Når det gælder forbruget af lav-temperatur varme, er en sådan antagelse imidlertid for simpel, fordi den antagne forbedring af bygningsmassens isoleringsgrad vil påvirke såvel årsfordelingen af rumvarme-behovet som dets størrelse, relativt til varmtvands-forbruget. For så vidt angår de solvarmeanlæg, der indgår på forsyningsiden, er der desuden en stærk kobling mellem forbruget, lagertemperaturen og solfangerens ydelse.

Modelleringen af rumvarme og varmtvands forbrug benytter software udviklet i anden sammenhæng (Sørensen, 1977, 1979, 2000, 2001), som her er anvendt med brug af det danske referenceårs timeserier af temperatur, solstråling og vindhastighed i bygningshøjde. På grundlag af disse størrelser kan rumvarme-forbruget i en standardbygning med høj isoleringsstandard beregnes. Varmtvandsforbruget antages at have samme døgnprofil året rundt, med en morgen (brusebad) og aften (vask, opvask) top. Profilen skaleres til det samlede varmtvandsforbrug i scenarierne. Også for rumvarmeforbruget beregnes en timeprofil (her med variationer både på døgn, ugedag og årstidsniveau), som derefter skaleres til scenarietotalen. I modellen indgår

- varmetab gennem bygningsskal, afhængig af udetemperatur
- varmetab gennem vinduer, evt. med tildækning i nattetimer (skodder, gardiner)
- indeluftopvarmning ved luftskifte
- varmegevinst fra personer der opholder sig i bygningen
- varmegevinst fra elforbrugende apparater (herunder lysgivere) i bygningen
- varmegevinst fra solindfald gennem vinduer.

Disse størrelser afhænger af en række parametre, der som udgangspunkt er valgt som i Sørensen (2000; p. 643). Referencebygningen er 1½ etages og har et fodaftryk på 101 m<sup>2</sup>. Den har 8 m<sup>2</sup> vinduer på sydsiden, 5 m<sup>2</sup> på nordsiden og ingen mod øst eller vest. Varmebidraget fra personer er reduceret fra referenceværdierne, til 200 W morgen og aften, 100 W om natten (22h-07h) og 0 mellem 9h og 16h. Indetemperaturen er 20°C, sænket til 16°C og 19°C i de nævnte perioder. Luftsiftet på 250 m<sup>3</sup>/h sænkes til halvdelen i tidsrummet 8h-16h. Belysning bruger 100 W i de timer mellem 7h og 24h, hvor der ikke er globalt sollys på over 50 W/m<sup>2</sup>. Andre elektriske apparater antages at bruge 60 W mellem 0h og 7h, 600 W fra 7h til 8h og fra 23h til 24h, 120 W fra 8h til 16h, 1200 W fra 16h til 17h og fra 18h til 21h, 180 W fra 17h til 18h, og 900 W fra 21h til 23h. Varmtvandsforbruget er 50 liter fra 7h til 8h og 25l/h fra 16h til 18h. Da totalerne er ganget op svarende til samtlige bygninger i Danmark, har hver person både et energiforbrug i boligen og på arbejdspladsen, som for simpelthens skyld har samme antagne tidsprofil. Det resulterende referenceårs varmeforbrug time for time, som er det samme i de to 2050-scenarier, er vist på Figur 5.1. Et ugeudsnit er vist i forstørret skale på Figur 5.XXX. I simuleringen af solvarme til dækning af det skitserede forbrug er det antaget, at der til rumopvarmning kræves en minimum fremløbs-temperatur på 28°C (f.eks. luftopvarmning), mens varmtvands forbruget kræver en temperatur på 42°C over vandværkets fremløbstemperatur, som antages at være 8°C.

Elforbrugets variation time for time er vist på Figur 5.2, baseret på data for det nuværende forbrug (ELKRAFT, 1999), men skaleret til det decentrale 2050 scenarier totalforbrug. Det centrale 2050 scenarie antager et elforbrug der er dobbelt så stort. Der er anvendt typiske timevariationer for 4 uger repræsenterende hver årstid, som derefter er udvidet til en års tidsserie ved foldning med en sinus-variation tilpasset de 4 ugers aktuelle data.

For transportforbruget er der ikke opstillet nogen detaljeret tidsprofil, idet optankningen med brint eller metanol antages at give en jævn fordeling af forbruget (mellem et stort antal klienter) set fra leverandørens side. En dag-nat forskel er anvendt i modellen, af hensyn til den decentrale oplagring af brint i køretøjer der står stille i f.eks. nattetimerne. Det øvrige energiforbrug (stationær mekanisk energi, køling og mellem/høj-temperatur procesvarme) er af praktiske grunde givet samme tidsprofil som det egentlige (ikke substituerbare) elforbrug, fordi det i scenarierne dækkes af el. Der er tale om aktiviteter der fortrinsvist ligger i industrien og som i en række tilfælde minder om elforbruget (i nogle tilfælde, såsom motorer og højtemperaturovne, er de allerede i betydelig grad erstattet af elektriske motorer og ovne). Elprofilernes nedsatte efterspørgsel i weekend'er og om natten underbygger den valgte model. Under alle omstændigheder er det ikke muligt med stor præcision at forudsige hvordan forbrugsprofilerne vil udvikle sig over de næste 50 år.

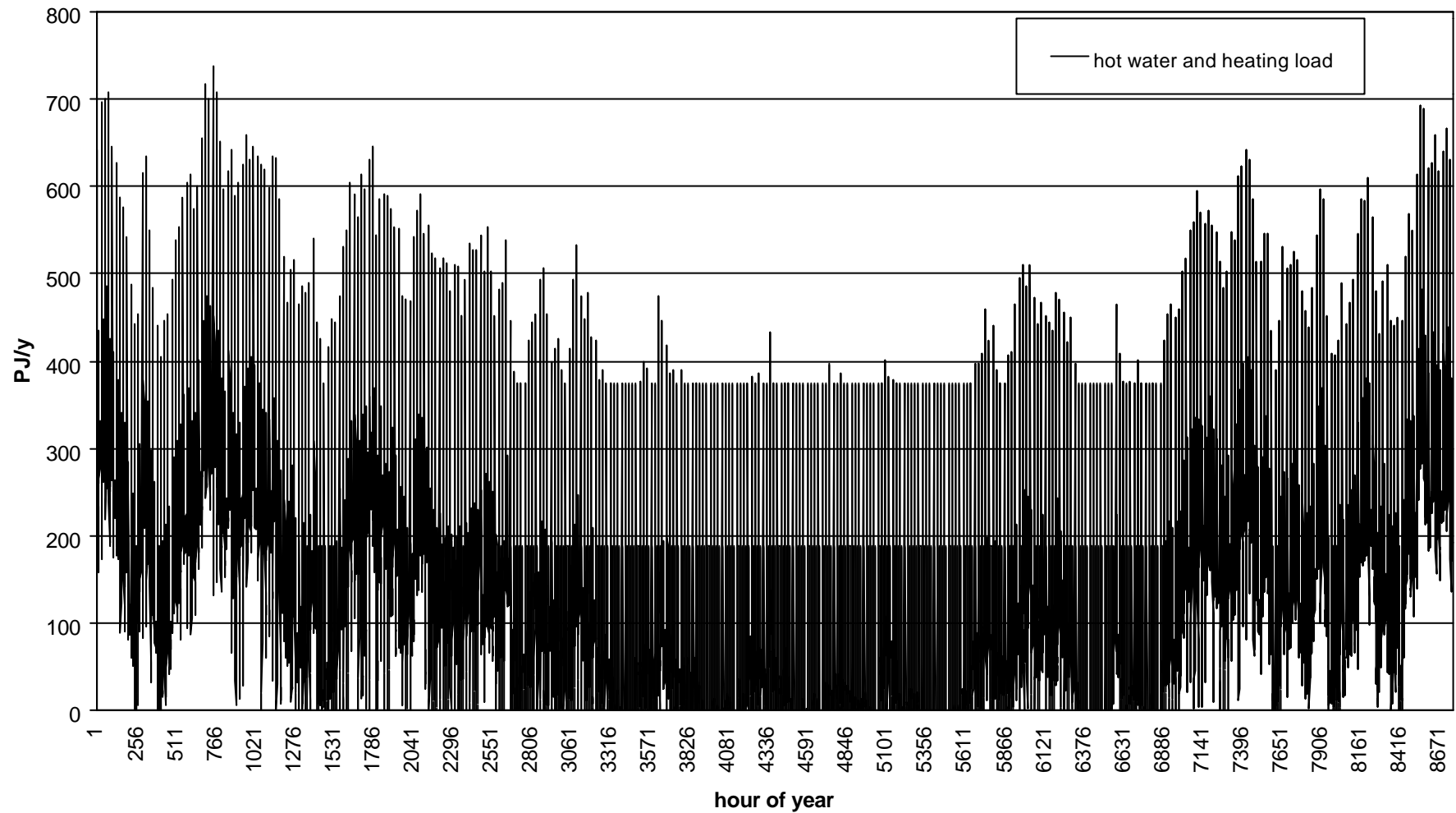
På varmesiden har forbrugets tidsprofiler noget mindre udsving end i dag (fordi det i middel jævner varmtvandsforbrug har en større vægt, når bygningers opvarmningsforbrug sænkes), mens situationer for elektricitet er uændret ifølge antagelserne.

Der er ikke taget hensyn til de betydelige muligheder for at påvirke forbrugsprofilerne, som foreligger. Det kan ske ved prissignaler, der eksempelvis gør det fordelagtigt for energikunderne at prioritere energiaktiviteter som "umiddelbart nødvendige", "kan vente op til N timer", og "haster ikke særligt, men skal dog foretages inden M dage". Der kan også være tale om signaler fra energiproducenterne, som af forbrugernes mikroprocessorer kan fortolkes og benyttes til en (automatisk) sekventering af energiforbrugende processer. Endelig kan der være teknologiske grunde til at energiforsyningen ikke behøver at være instantan: F.eks. kan et stigende antal apparater med egne batterier til energiforsyning medføre, at et væsentligt energiforbrug til opladning af batterier kan skubbes indenfor ret vide rammer.



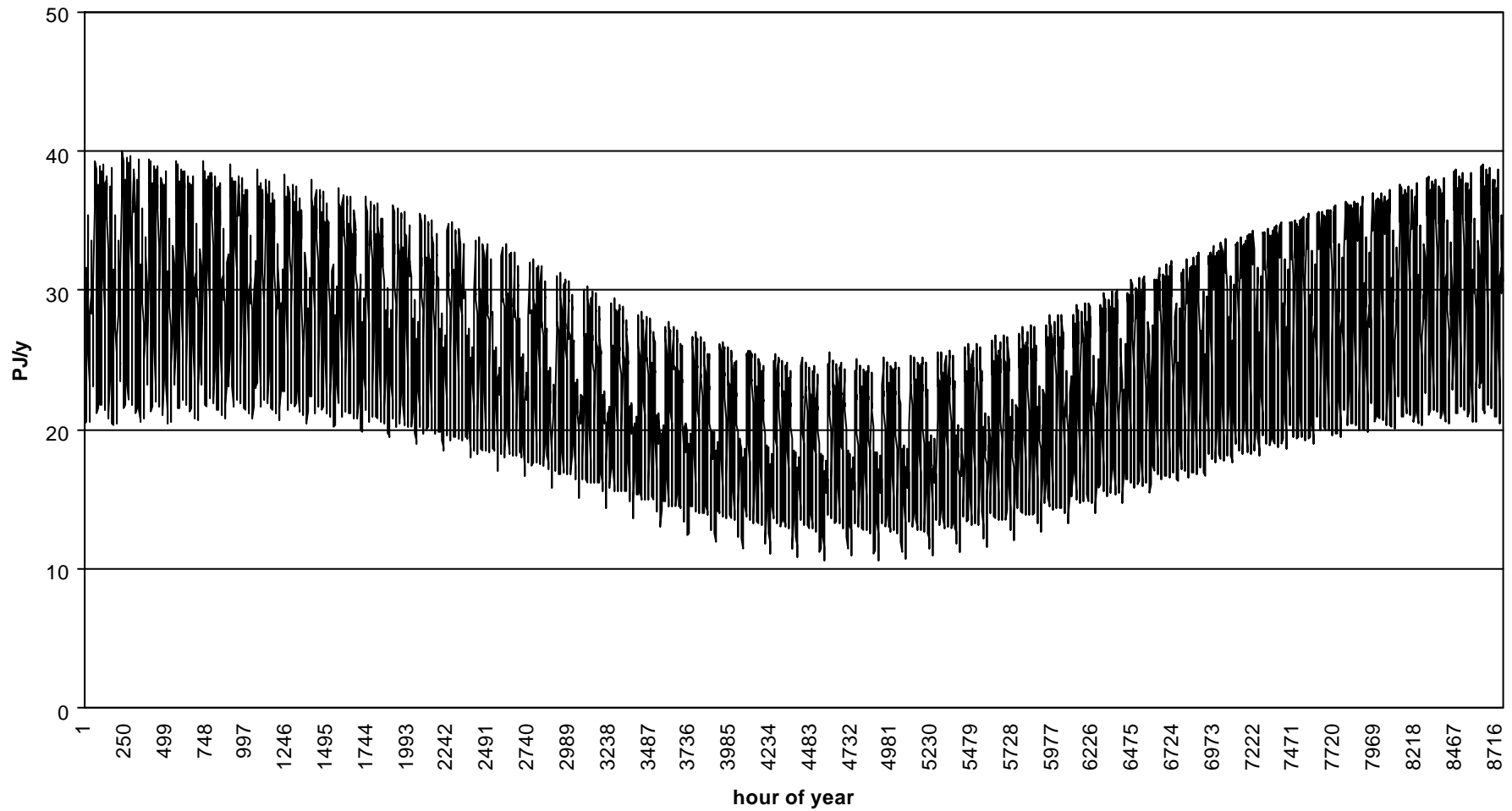


### Low-temperature heat



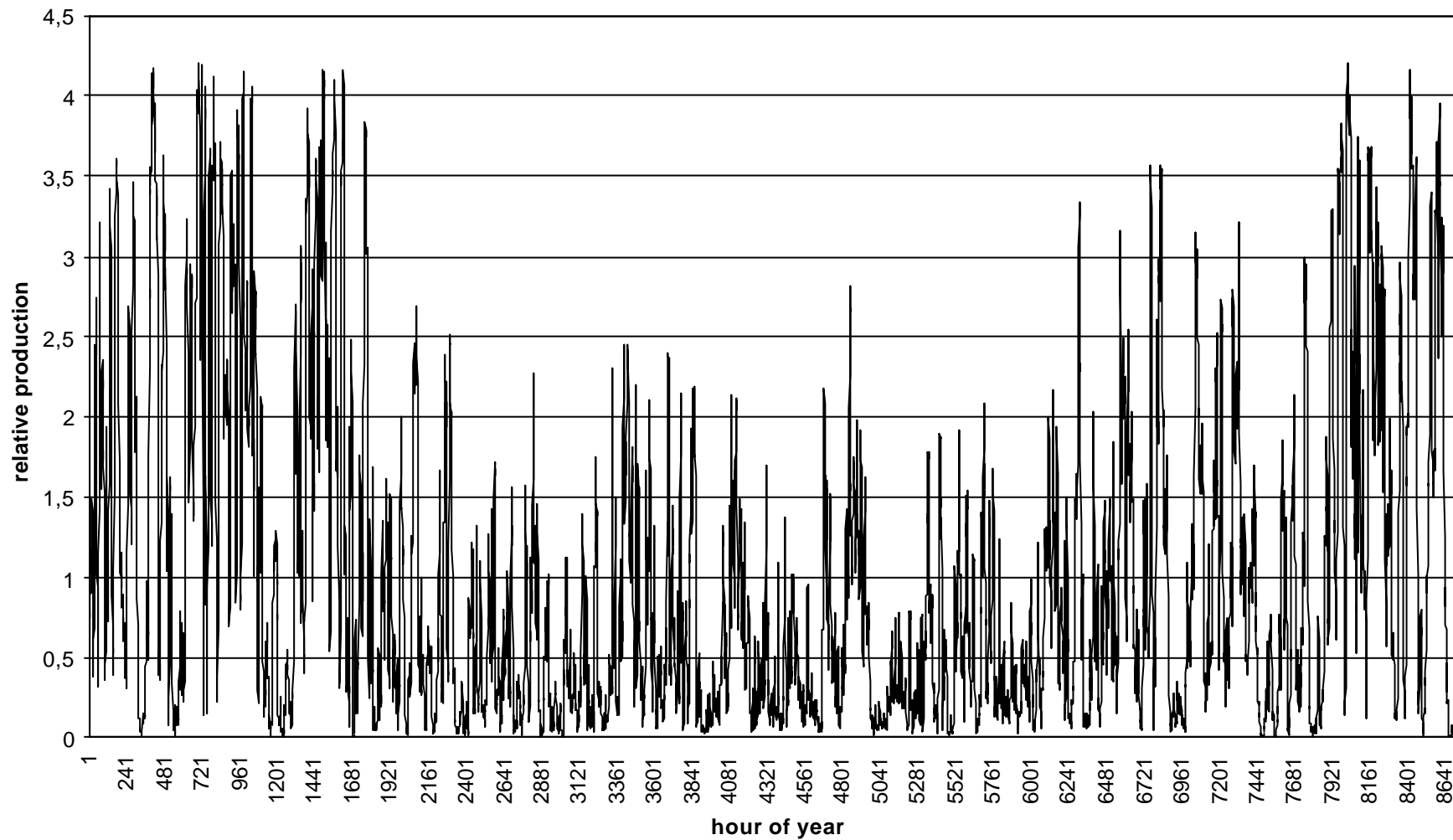
Figur 5.1. Samlet timeprofil af 2050 forbrug af lav-temperatur varme til rumopvarmning og varmt vand.

### Electricity demand decentralised scenario



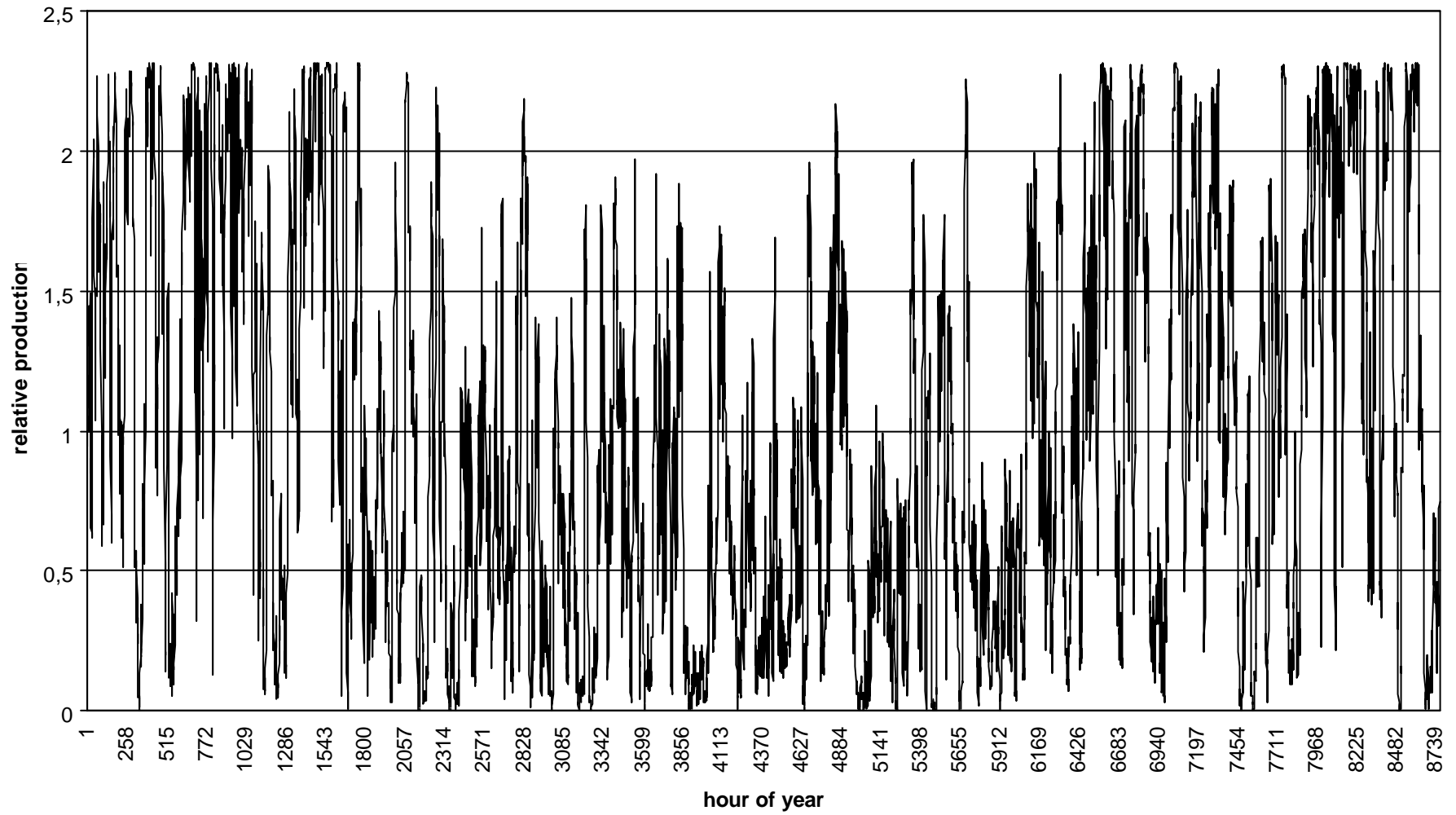
Figur 5.2. Antaget ikke-substituerbart elektricitetsforbrug timevis gennem året 2050 for det decentrale scenarie.

Area smoothed, normalised wind power production on land



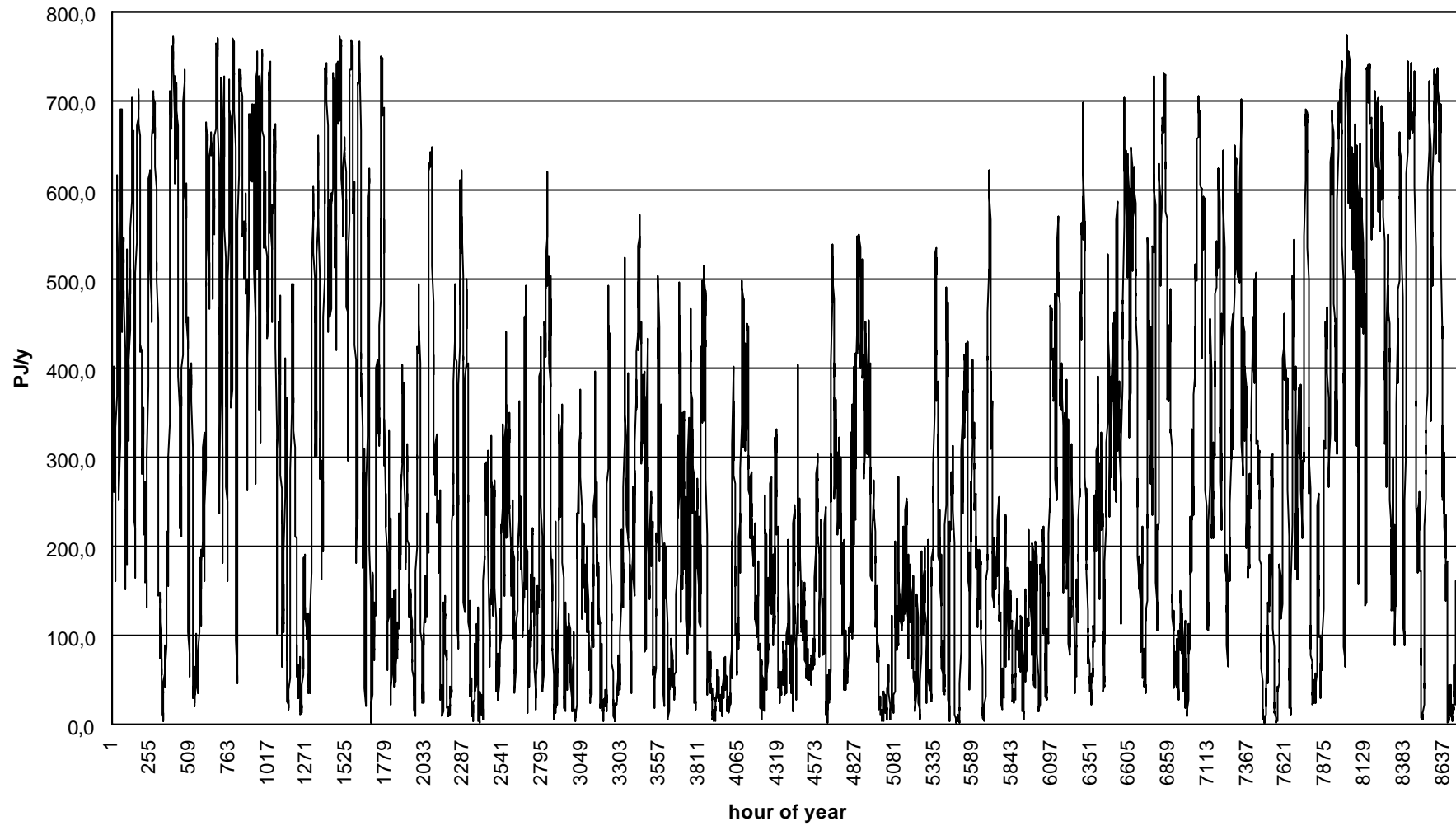
Figur 5.3. Timeserie for relativ produktion fra vindmøller på land

Area smoothed, normalised wind power production off-shore



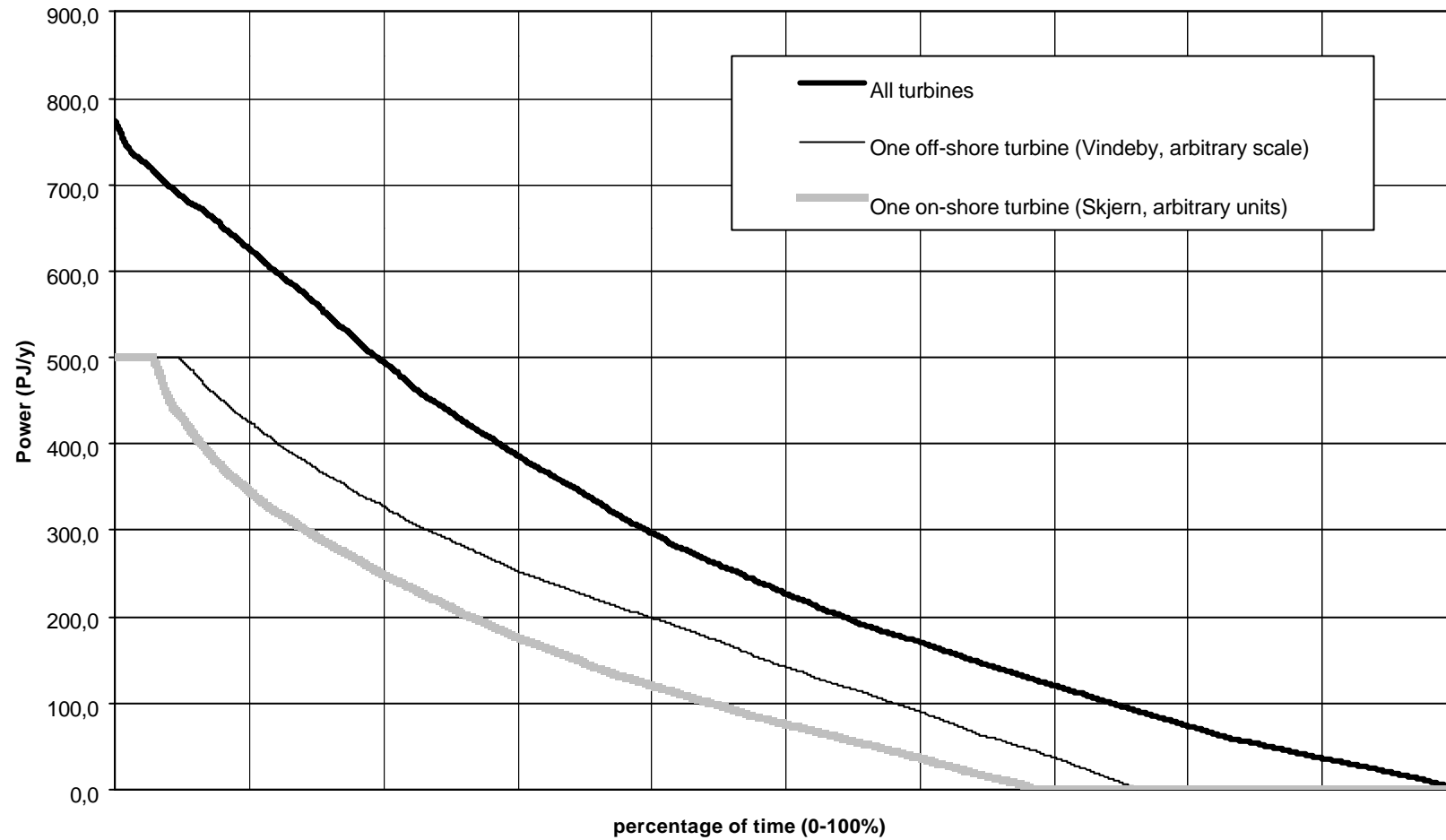
Figur 5.4. Timeserie for relativ produktion fra vindmøller til havs

Wind power production 2050 centralised scenario



Figur 5.5. Timeserie for samlet vindkraftproduktion i det centraliserede 2050 scenarie

WIND POWER DURATION CURVE, CENTRALISED 2050 SCENARIO



Figur 5.6. Varighedskurve for vindproduktionens effekt for det samlede 2050 scenarie, sammenholdt med kurven for en enkelt mølle placeret off-shore eller on-shore.

## 5.2 Tidsprofiler af scenariernes energiproduktion

Scenariernes betydelige udbygning af vindkraft sker dels ved at de i dag eksisterende møller på land ombyttes med nye møller (når de alligevel skal udskiftes). De nye møller er antaget at have en mærkeeffekt på 2MW, hvilket trods at der i nogle tilfælde er tale om et betydeligt spring i størrelse ikke vil give nogen dramatisk forøgelse af de visuelle påvirkninger eller støj, snarere tværtimod som følge af moderne møllers "slankere" udseende og langt mindre støjen end tidlige møllers.

Til havs (på de designere områder for off-shore vindkraft anlæg) antages en udbygning med 4 MW møller. Hvis disse har en gennemsnitlig tæthed på 3 per km<sup>2</sup> (den aktuelle afstand mellem møller afhænger af det valgte møllemønster samt af vindroseforhold på stedet), så bliver der behov for at udvide arealerne, hvilket er antaget at ske ved en forøgelse af hvert af de fem udpegede områder med en arealfaktor på op til ca. ti.

Tidsserier med en opløsning på en time eller mindre findes for et antal møller, både på land og til havs. Fornyligt har elselskaberne lavet en samlet timeserie for de møller, som er sluttet til elnettet på en måde så det er muligt at følge produktionen (f.eks. via en substation på nettet). De aggregerede data findes for det sjællandske område, for Jylland-Fyn og for hvert af de udpegede off-shore områder, dog baseret på vindmålinger og beregnet produktion de steder hvor der ikke er produktionsserier endnu (Ravn, 2001). Disse data, der endnu ikke er konsoliderede (f.eks. med hensyn til konsistens mellem landsdelene), er benyttet til at få et indblik i værdien af at vindkraftproduktionen er spredt geografisk. En egentlig udjævning kræver samkøring af møller på mere end synoptisk skala (Sørensen, 2000), men selv indenfor Danmark sker der en udjævning ikke blot på lille skala (hvilket sikrer stabiliteten af strømmen som vindmøllerne leverer til nettet) men også makroskopisk.

Figurene 5.3 og 5.4 viser timeserierne for vindmøller på land og til havs. Figur 5.3 er fremkommet ved vægtning i forholdet 4:1 af værdierne for Jylland-Fyn og Sjælland. Det afspejler den nuværende fordeling, der vil blive fastholdt når der i alt væsentligt ikke godkendes nye placeringer og ikke sløjfes gamle. Imidlertid er udglatningen mellem de 4446 møller formentlig anderledes end den vil være i 2050, fordi de nuværende møller har en mindre navhøjde og oplever anderledes vindforhold end de fremtidige. Formentlig er dagens data mere afhængige af lokale ruhedsparemetre (bygninger, træer osv.) end fremtidens højere møller vil være. Denne begrænsning gælder kun landmøllerne, idet havmøllernes produktion er beregnet ud fra moderne møller med navhøjde 70 meter, hvilket næppe er så forskelligt fra en typisk 4 MW mølle i 2050. Da det endvidere viser sig, at vindproduktionen off-shore er ganske væsentligt større end on-shore, så vil de 4446 landmøller i 2050 producere 67 PJ/y i et år med vindfordeling som 1995, mens det centrale 2050 scenarie 3666 møller vil producere 213 PJ/y, hvorved korrelationen mellem havmøller kommer til at betyde mere end korrelationen mellem landmøller indbyrdes eller mellem land- og havmøller.

Figur 5.4 viser timeproduktionen for havmøller, med antagelse af en vægtning svarende til samme antal møller pr. arealenhed, dvs. en vægtning proportional med de nuværende reservede arealstørrelser: Læsø 100 km<sup>2</sup>, Rødsand 116 km<sup>2</sup>, Omø Stålgrunde 70 km<sup>2</sup>, Horns Rev 146 km<sup>2</sup>, og Gedser Rev 112 km<sup>2</sup>. Man bemærker at forholdet mellem maksimal- og gennemsnitsproduktion til havs er 2.3, mens den er over 4 på land. Det er ikke givet, at de anvendte møllevinger giver maksimal produktion på en off-shore lokalitet, som de traditionelt har været valgt at gøre det på en god on-shore lokalitet. Figur 5.5 viser timevariationen af den samlede produktion i det centralise-rede scenarie, beregnet ved at vægte de i Figur 5.3 og 5.4 viste data i forholdet 67:213 (cf. Figur 4.4).



Omfanget af geografisk udglatning er kvantificeret i Figur 5.6, som viser varighedskurver af den producerede effekt, for det samlede antal møller i det centraliserede scenario, og til sammenligning for en enkelt mølle, enten on-shore eller off-shore. Sidstnævnte står stille hhv. 32% og 25% af tiden, mens der blandt det samlede antal møller altid er nogen som producerer, således at varighedskurven strækker sig til 100%. Alle tre varighedskurver har iøvrigt stort set samme form, en form der ikke er i overensstemmelse med varighedskurven for elforbruget, hvorfor lagring af energi eller import/eksport er en nødvendighed ved anvendelse af vindkraft i stor skala.

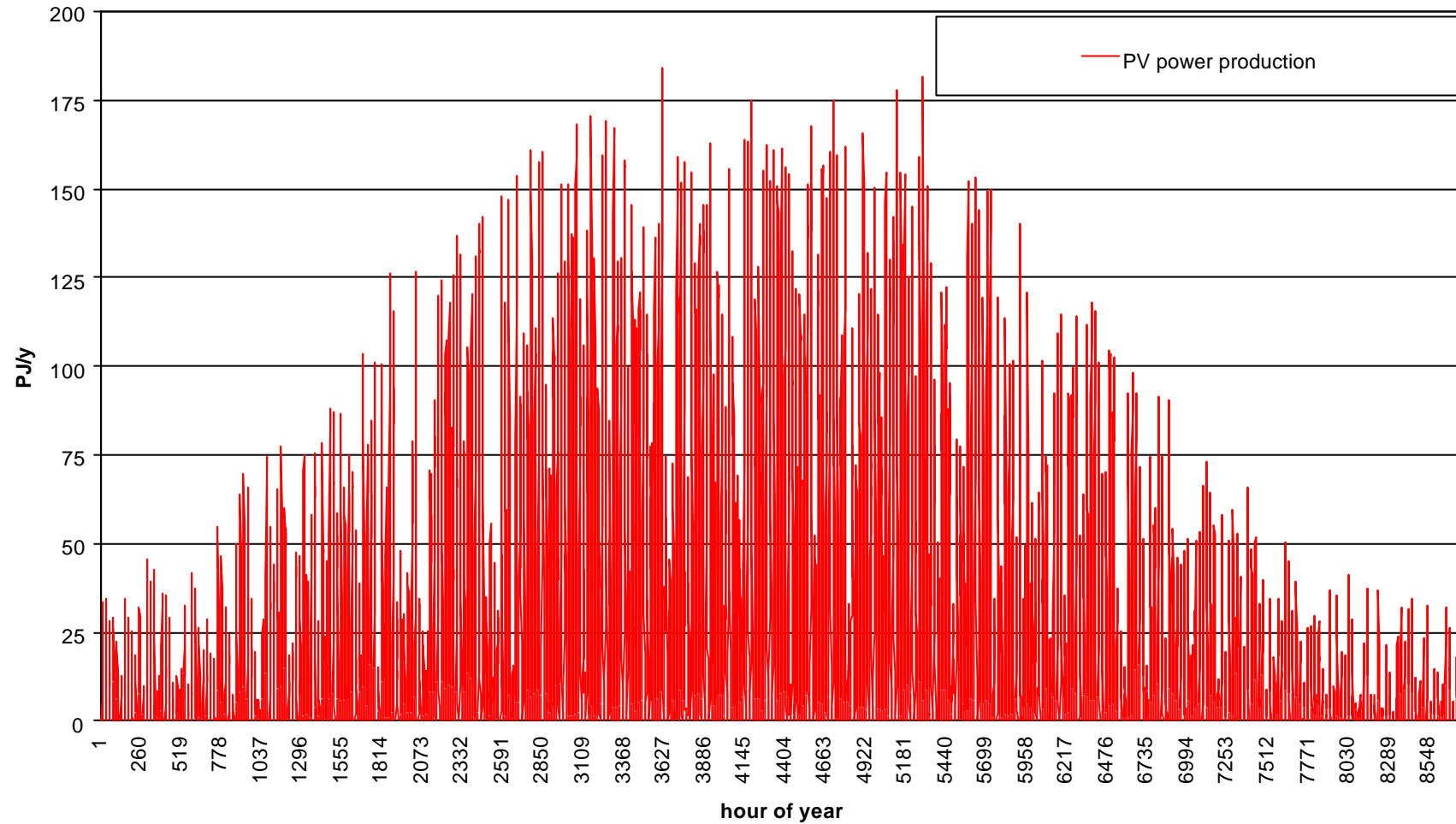
Figur 5.7 viser produktionen time for time af elektricitet fra solcelleanlæg, for det decentrale 2050 scenario. Her er tale om en simpel skalering af den beregnede mængde direkte og spredt sollys, som rammer en typisk tagflade (hældning antaget: 45°), baseret på referenceårets soldata for normalrettet indfald og diffust lys, idet der ikke er taget hensyn til den minimale temperaturafhængighed af nogle solcellers ydelse (Sørensen, 2001b). Det centrale scenarie har stort set samme PV produktion (se Fig. 4.3 og 4.4).

Figur 5.8 og 5.9 viser den samlede elproduktion i det centrale 2050 scenarie, sammenholdt med det samlede elforbrug. Det bør ikke undre at produktionen er så meget større end det primære elforbrug, da el i begge scenarier bruges til en række sekundære formål (såsom procesvarme ved middel og høj temperatur, lavtemperaturvarme via varmepumper, stationær mekanisk energi og brintproduktion for transportsektoren). Det ses at der i meget grove træk er sammenfald mellem produktionens og forbrugets tidsprofil (sommerdyk!), men at der er en række perioder, indenfor hvilke der er ganske stor uoverensstemmelse. Disse perioder hænger sammen med passage af synoptiske vejrfreontsystemer over landet, og de vil typisk falde på forskellige tidspunkter i forskellige år. Dette bør tilgodeses i energisystem-opbygningen, som skal fungere ikke blot i referenceåret. Det ses, eksempelvis på Figur 5.9, at der kan være tale om en produktion 6 gange større end forbruget. Oplagringen i form af brint viser sig at være en ideel løsning på dette problem, mens så store udsving kan give problemer ved el-handel med nabolandene.

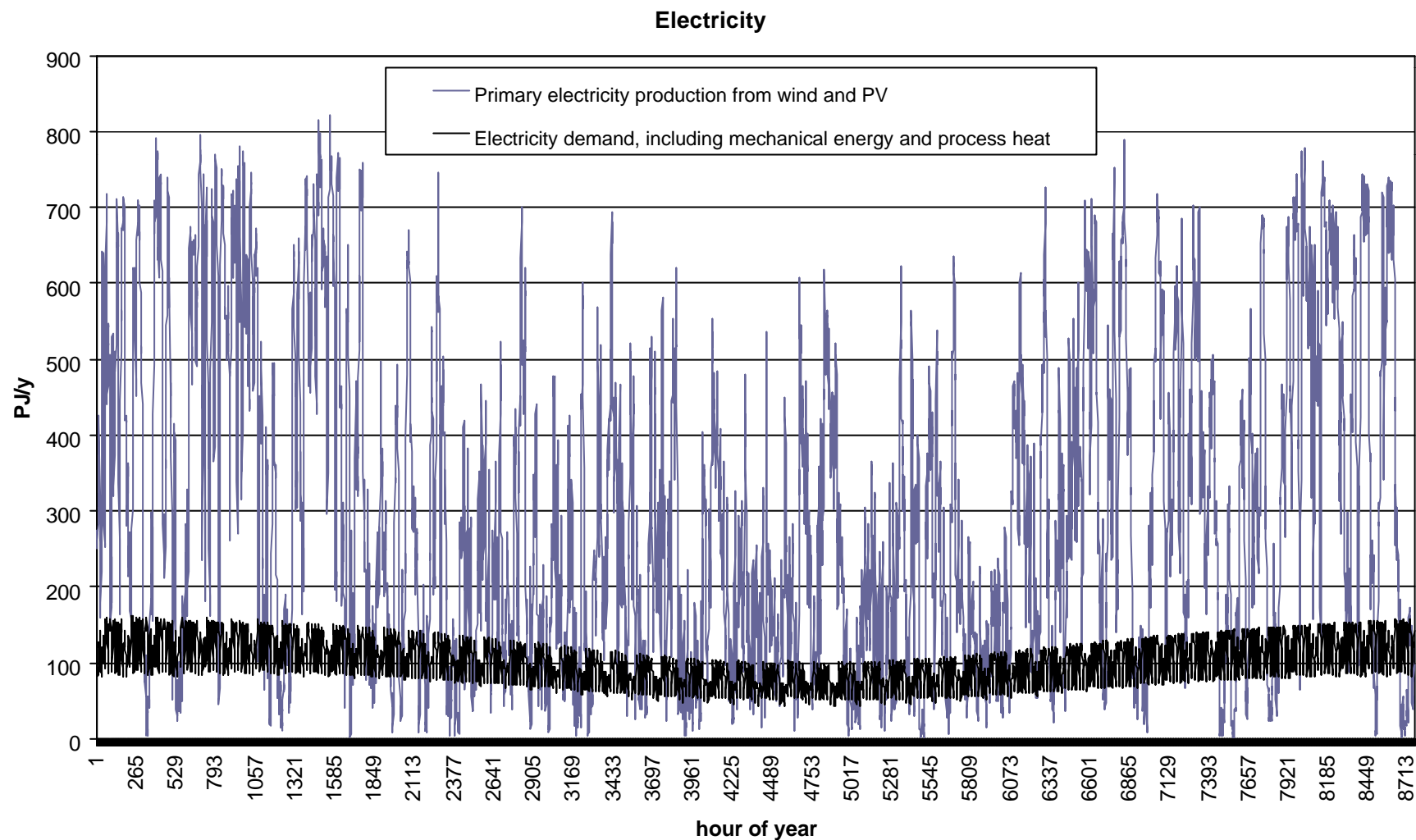
Hvad angår produktionen af varme, er modelleringen betydeligt mere kompleks end for elektricitet. Det skyldes, at systemets termiske solfangere har et produktionsmønster, som ikke alene afhænger af solindfaldet på kollektoren, men også af temperaturen af det medium (typisk vand) som skal føre varmen fra kollektoren til varmelageret, hvorfra det igen skal fordeles til forbrug. Der indgår normalt også varmevekslere, idet vandet der føres til kollektoren skal være tilsat antifrostmiddel, mens vand opvarmet til varmtvandsforbrug skal være rent. For rumopvarmning med solvarme er antaget luftcirkulation, fordi dette stiller lavere krav til temperaturen af den solindfangne varme end et traditionelt vandcirkulationssystem. Fordi en termisk solfangers effektivitet afhænger kraftigt af varmeoverførselsmediets fremløbstemperatur, er systemet i begge 2050 scenarier opdelt i et system med beskedne lokale lagre, som alene sigter mod varmtvands forsyning, og et system med større lagre (evt. sæsonlagre, som skal være centrale, dvs. fælles for mange forbrugere, pga. varmetabet over længere tid - forholdet mellem varmetab og oplagret varme er som forholdet mellem lagerets overflade og volumen, for et sædvanligt varmekapacitetslager, cf. Sørensen, 2000).

Figur 5.10 og 5.11 viser for et lille og et stort solvarmeanlæg, time for time hvor meget indfanget solenergi, som har høj nok temperatur til at kunne overføres til varmelagret, og hvor meget af denne oplagrede solenergi, som har høj nok temperatur til at kunne dække forbruget af rumvarme og varmt vand, ved de nævnte forskellige minimum-temperaturer. Det ses at indfangningen af solenergi er større i forårsperioden, når lageret er koldt og fremløbstemperaturen lav, end i efterårsperioden hvor lageret er varmere. Især for det store anlæg er temperaturforholdene sådan, at der stort set ingen solenergi udvindes i den sidste tredjedel af året.

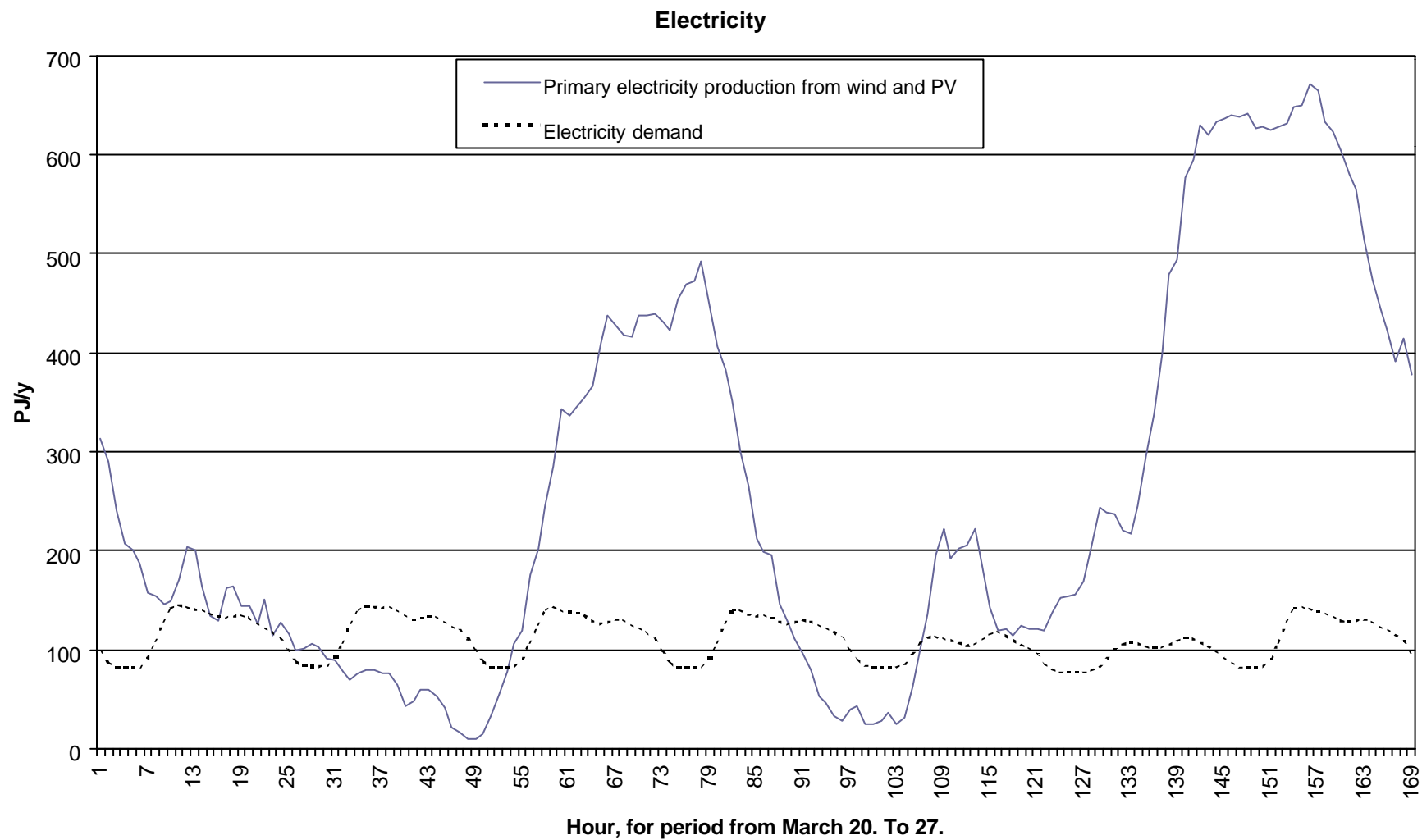
### PV production and electricity demand in decentralised 2050 scenario



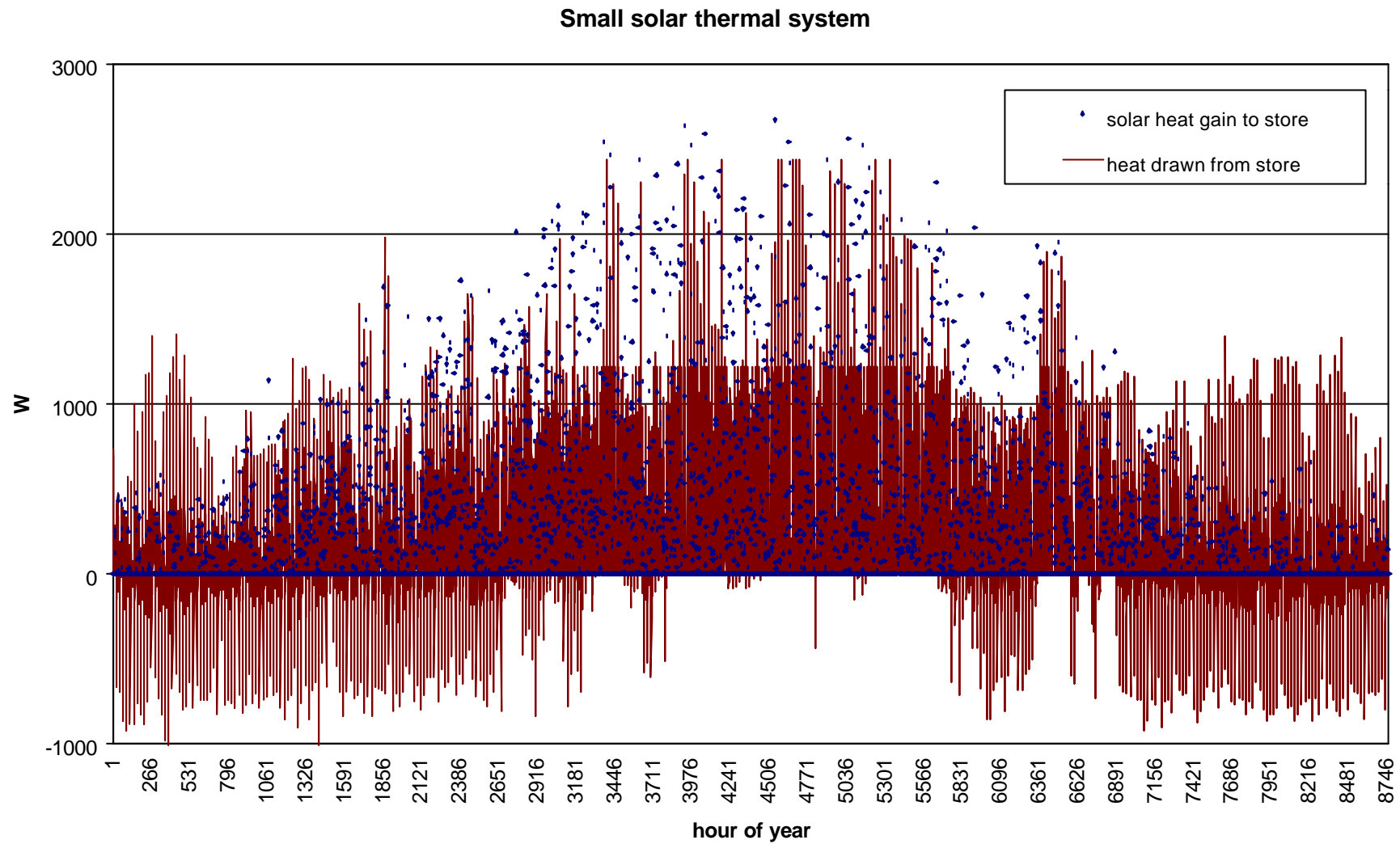
Figur 5.7. Referenceårs timeserie af elektricitetsproduktion fra PV paneler i 2050 decentraliseret scenarie (Sørensen, 2001a)



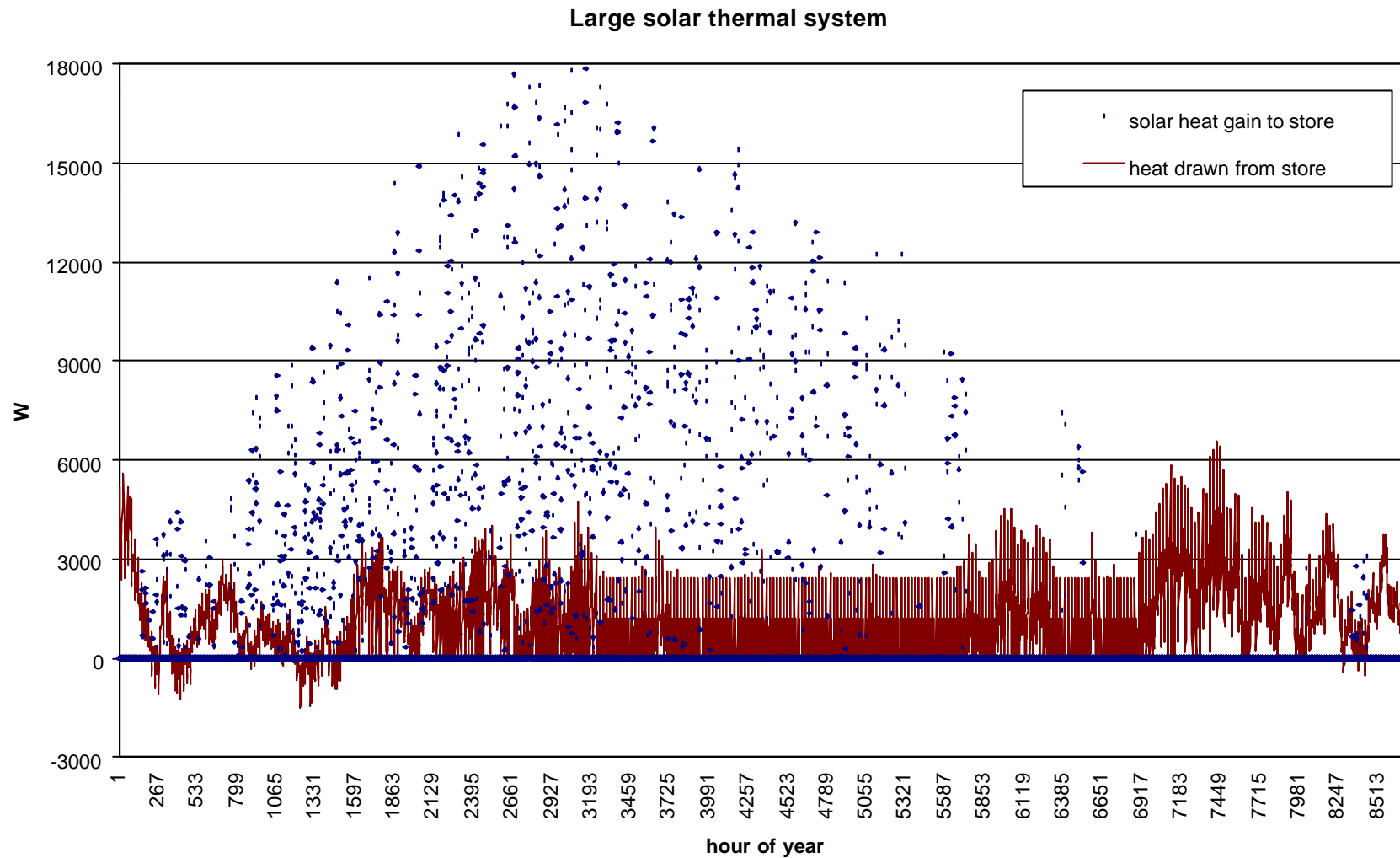
Figur 5.8. Timeserie for den samlede elektricitetsproduktion fra PV og vindmøller i det centrale 2050 scenarie. Også vist er brutto-forbruget af elektricitet, skaleret fra det dedikerede elforbrug (Sørensen, 2001a,c)



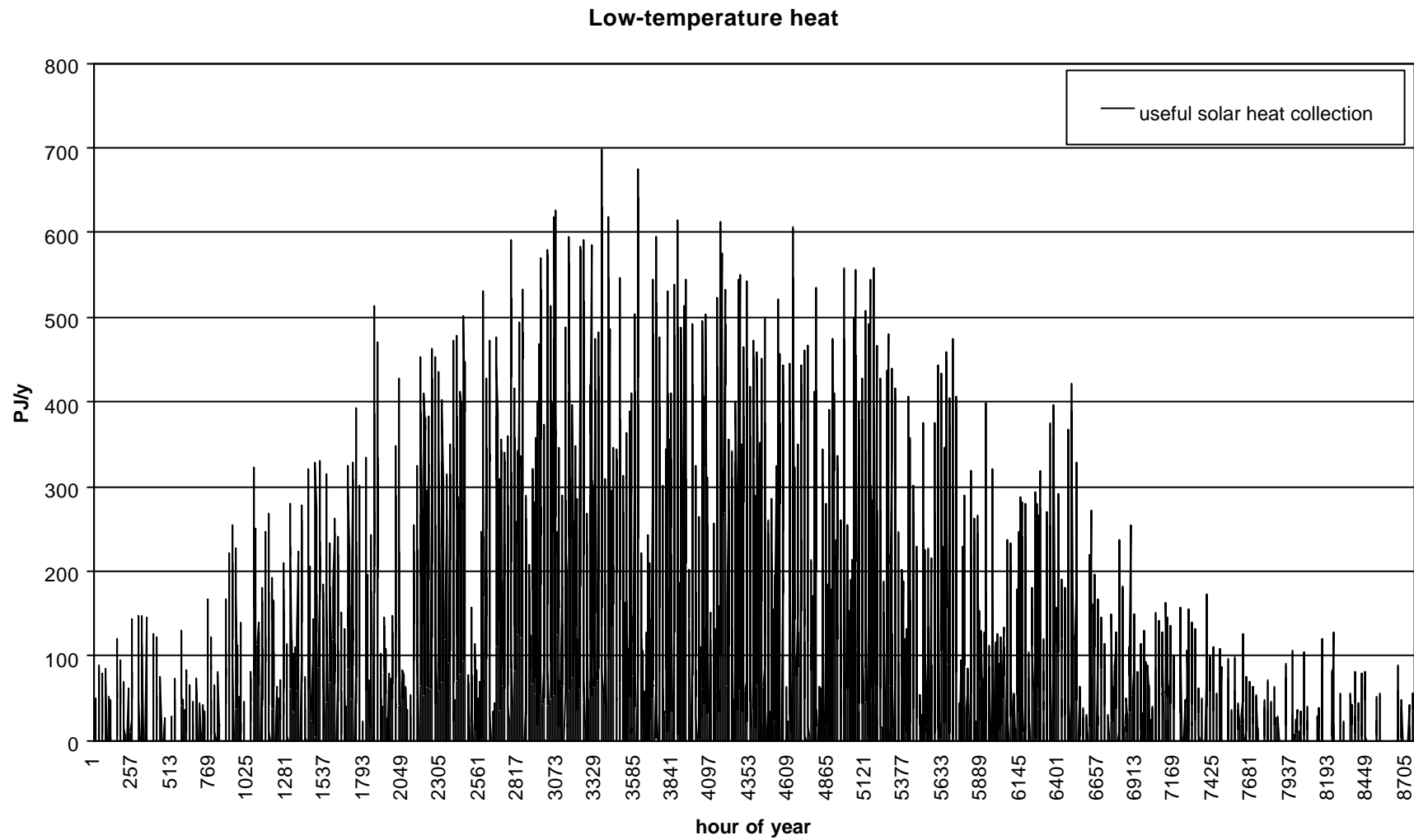
Figur 5.9. Udsnit af Fig. 5.8 for forårsuge.



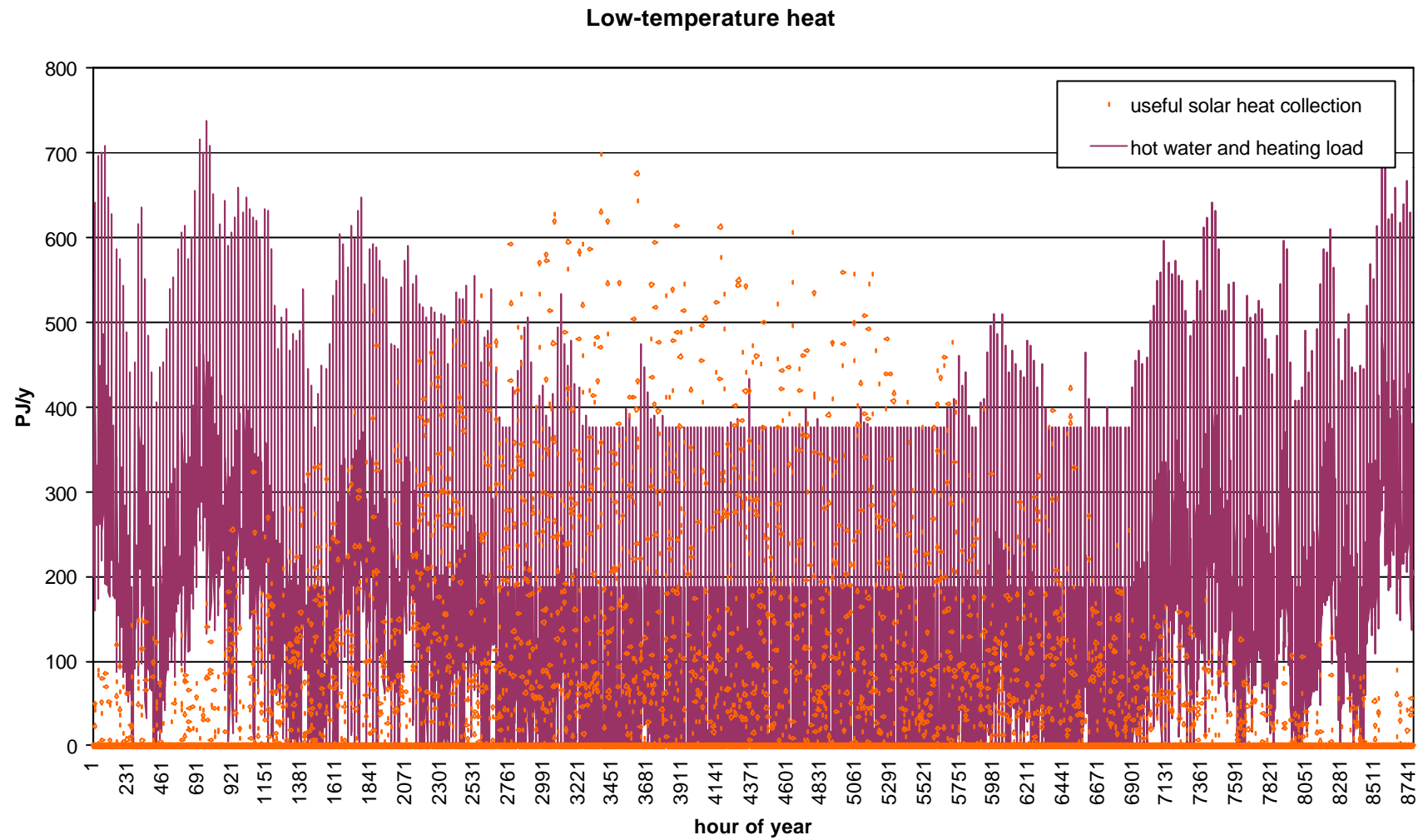
Figur 5.10. Termisk opførsel af lille solvarmeanlæg (6m<sup>2</sup> solfanger og 0.2m<sup>3</sup> vandlager) over året (Sørensen, 2001)



Figur 5.11. Termisk opførsel af stort solvarmeanlæg (40m<sup>2</sup> solfanger og 40m<sup>3</sup> kollektivt lager, fælles for mindst 50 huse) (Sørensen, 2001)



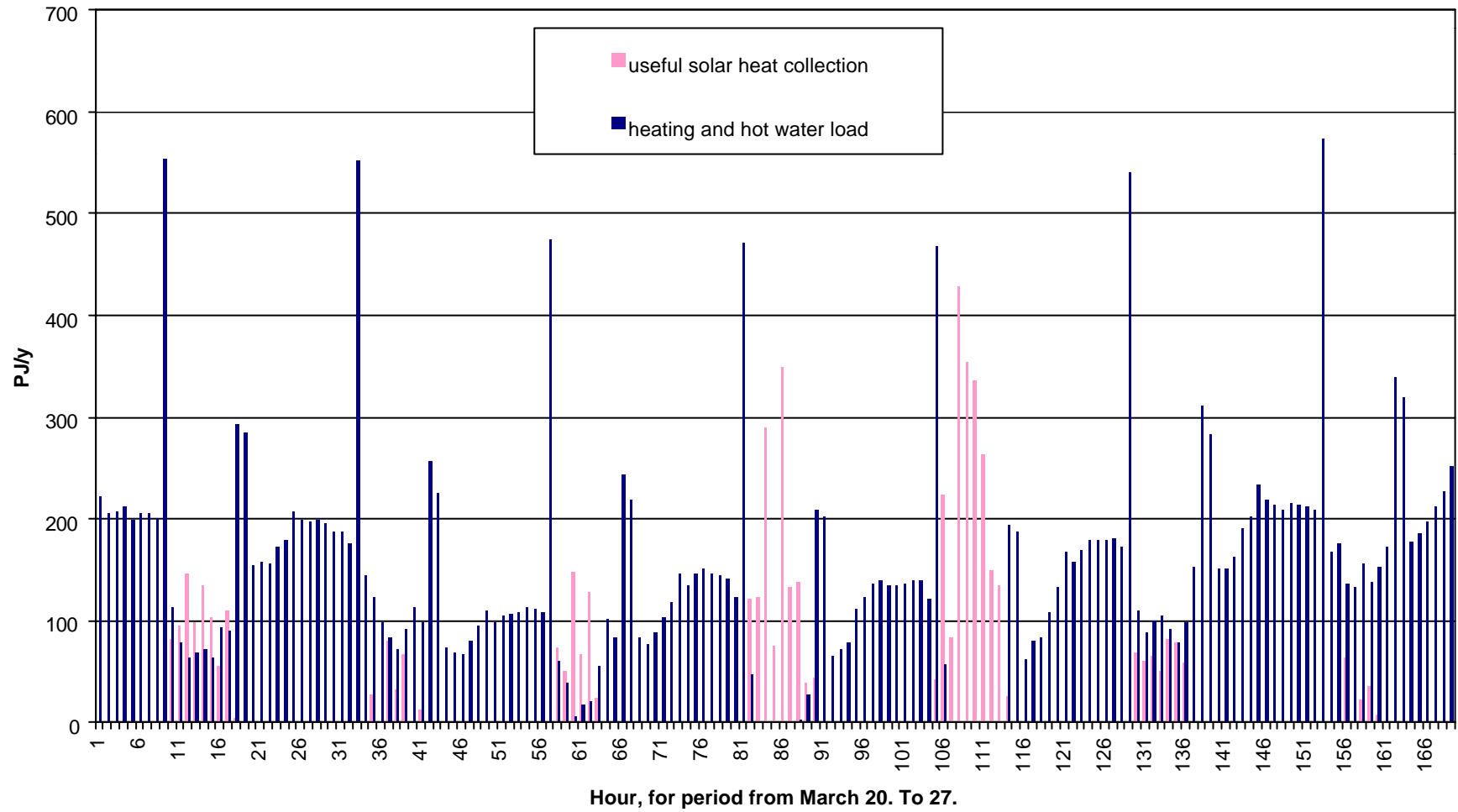
Figur 5.12. Den samlede varmeproduktion fra termiske solfangere i det centrale 2050 scenarie (Sørensen, 2001)



Figur 5.13. Den samlede varmeproduktion i det centrale 2050 scenarie, sammenholdt med rumvarme og varmtvandsforbrug.



### Low-temperature heat



Figur 5.14. Udsnit af Figur 5.13, for forårsuge.

For det lille anlæg ses, at varmemstrømmen udenfor sommerperioden ofte går fra det indre af bygningen til varmelagret og ikke omvendt. Det skyldes at temperaturen af det lille lager ofte bliver lavere end indetemperaturen, så lageret (trods evt. isolering) vil blive opvarmet af bygningens indre, samtidig med at den på grund af ringe solindfald ikke er i stand til at bidrage meget til opvarmningen. For det store system forekommer dette "omvendte flow" kun i enkelte timer på årsbasis.

På Figur 5.12 ses den samlede termiske solindfangning over året, der kan nyttiggøres i det centrale 2050 scenarie. Skævheden som følge af sæsonvariationer i lagertemperatur er beskedne, fordi de små solfangeranlæg til varmt vand dominerer (se Figur 4.4), men ses dog klart ved at sammenligne Figur 5.12 med Figur 5.7. På Figur 5.13 og 5.14 er solvarmeproduktionen sammenholdt med forbruget, timevis for året og forstørret for en enkelt uge. Forståeligt nok forekommer solindfangninger primært midt på dagen, mens rumvarmeforbruget topper om natten, og varmtvandsforbruget skiller sig ud med sine aktivitetstoppe for enkelte timer i døgnet.

Der er ikke gjort nogen detaljerede overvejelser angående tidsprifilen af den primære brint og metanol produktion, som i scenarierne sker ud fra biomasse. Det formodes at biomassen, der typisk høstes i efteråret, vil kunne lagres og indføres i de brint- eller metanolproducerende anlæg i jævn fordeling over året, eller hvad der nu måtte forekomme producenten optimalt.

### 5.3 Tidsprofiler for scenariernes energikonvertering

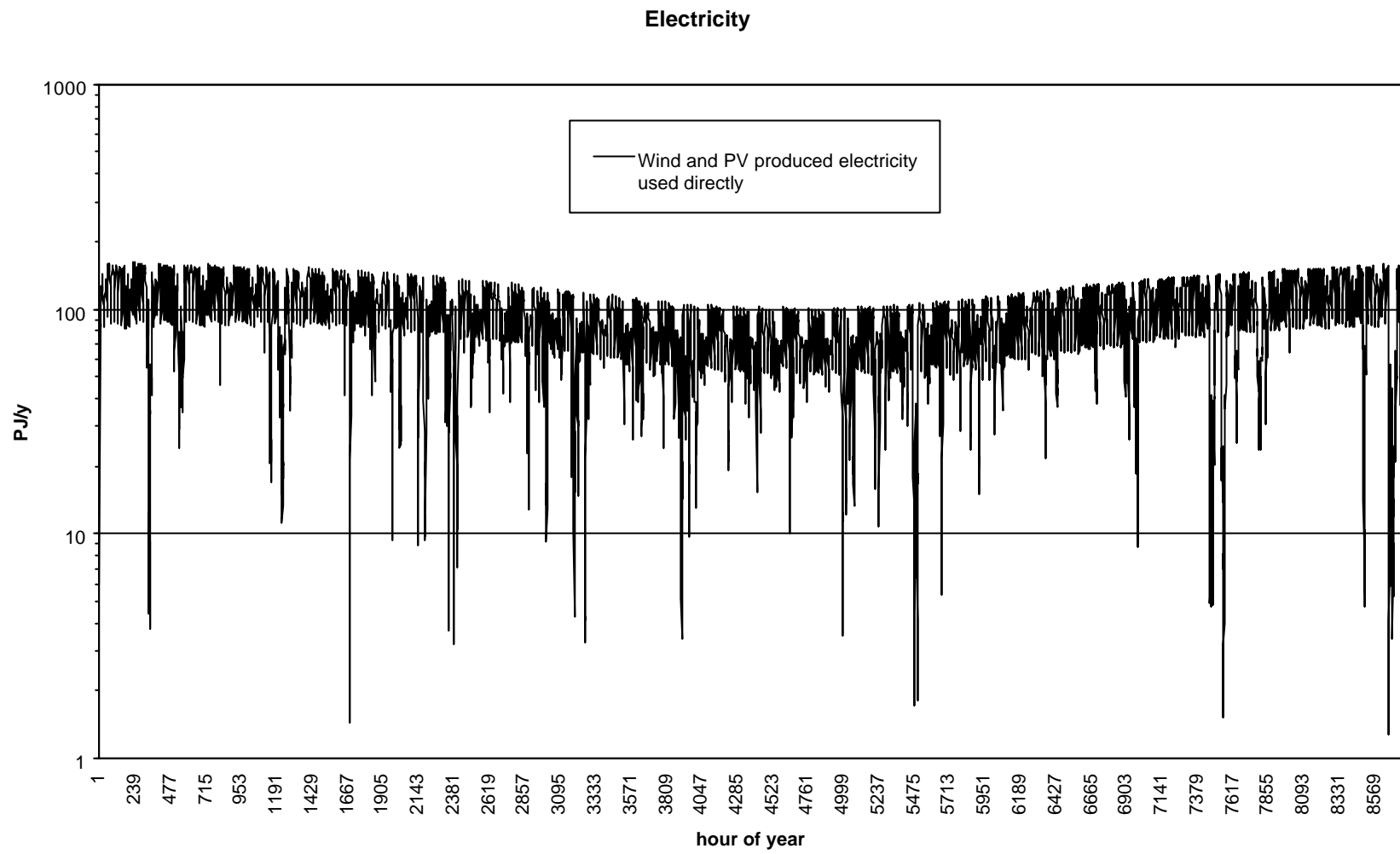
I dette afsnit ses først på det centrale 2050 scenarie, som vist på Figur 4.4, og bagefter på det decentrale, vist på Figur 4.3.

#### 6.3.1 Det centrale 2050 scenario

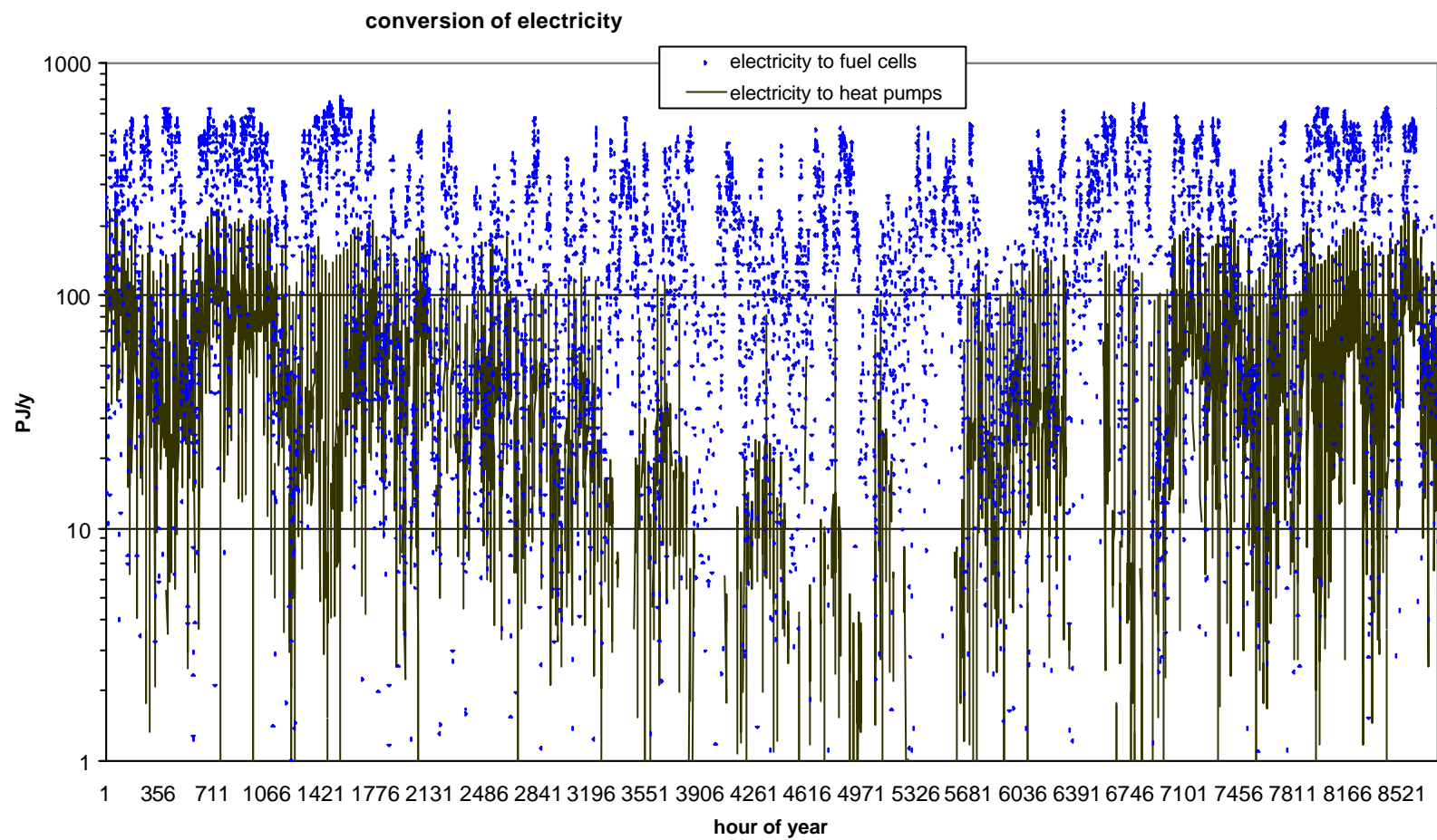
En del af den på vindkraftanlæg og solcelleanlæg producerede elektricitet kan direkte benyttes til at dække en efterspørgsel. Hermed menes at der i den givne time er et elektricitetsbehov og en produktion, der helt eller delvist kan dække behovet. Denne direkte anvendelse af produceret elektricitet er vist på Figur 5.15. Det ses at en stor del af det primære el-forbrug kan dækkes (og her spiller de forskellige tidsprofiler for vind og sol ind, såvel som den geografiske variation, der som vist på Figur 5.6 er taget hensyn til i modellen), men at der dog forekommer timer med "dyk" næsten ned til nul i dækningen.

Hvis der er et behov for varme, der ikke kan dækkes direkte fra solfangerne, ser modellen først på, om der er nok energi i varmelagrene (hvor de centrale lagre både modtager energi fra solfangerne og varme-samproduktion fra brændselscelleanlæg). Er der ikke det tilstrækkeligt med varme at hente her, så anvendes elektricitet til opvarmning via en varmepumpe, der enten kan være placeret i den enkelte bygning eller mere centralt i forbindelse med de centrale varmelagre (dette giver en naturlig fortsat anvendelse af varmetransmissionsnettet og giver en rolle til de nuværende fjernvarmeverker, som administrationer af varmelagre og varmeproduktion ved hjælp af brændselsceller og/eller varmepumper) (Sørensen, 2001c). Hvis der udover denne af varmesektoren afledte anvendelse af "overskudsstrøm" er mere til overs, omdannes det til brint der i det centrale scenarie lagres i centrale kaverner. I det decentrale scenarie lagres denne brint i lagre i forbindelse med den enkelte bygning.

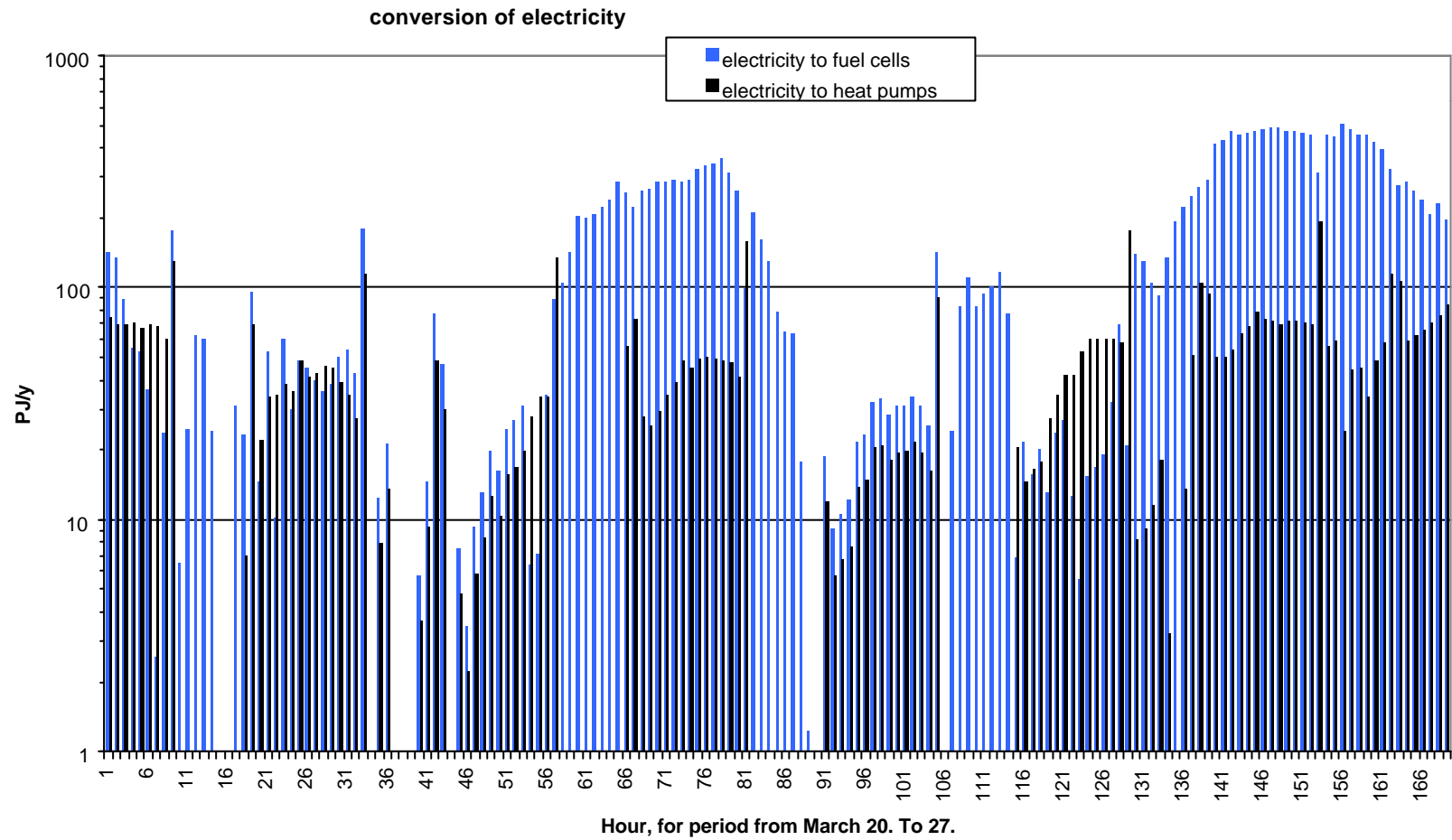




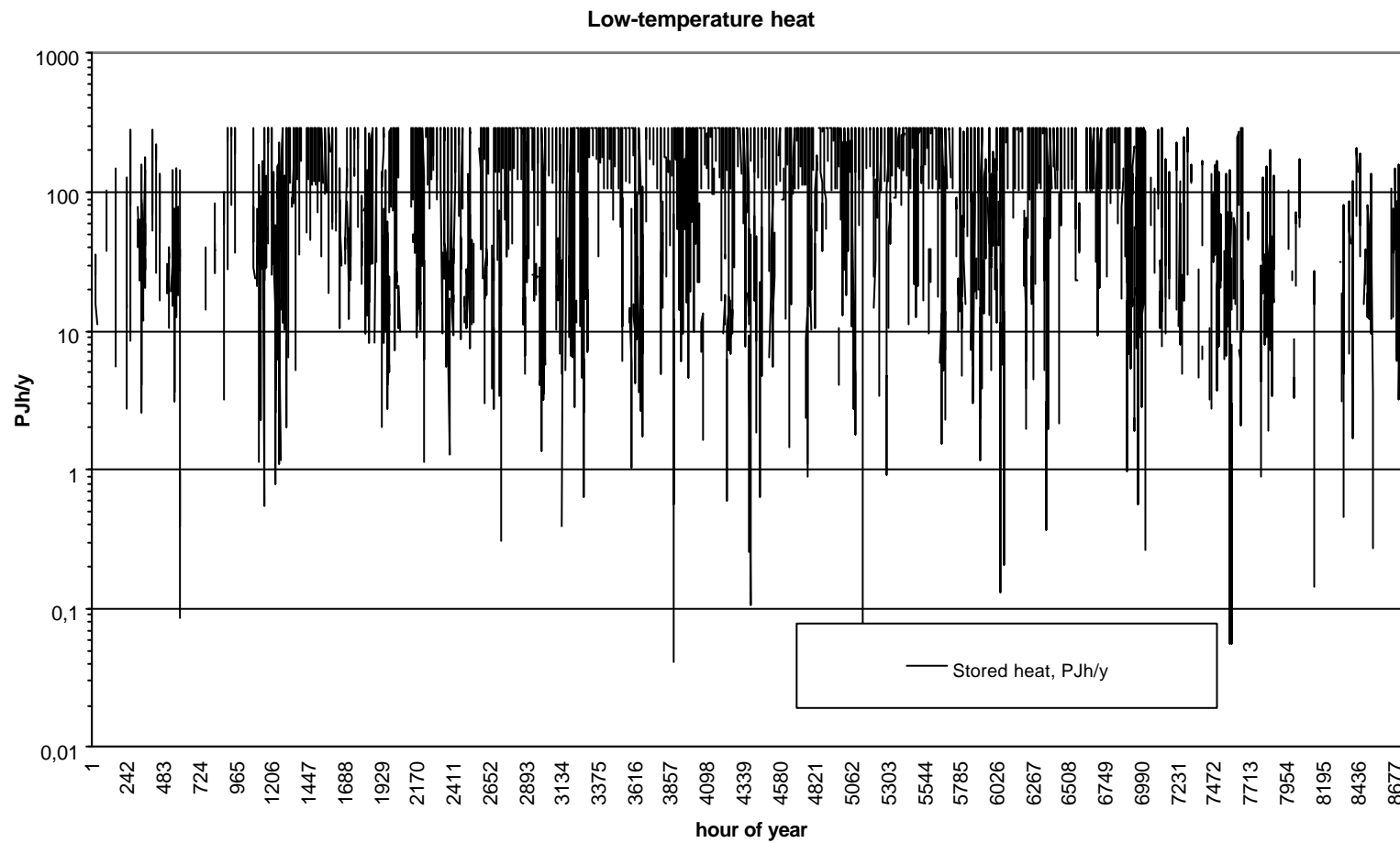
Figur 5.15. Produceret elektricitet der i det centrale 2050 scenarie anvendes direkte (Sørensen, 2001c)



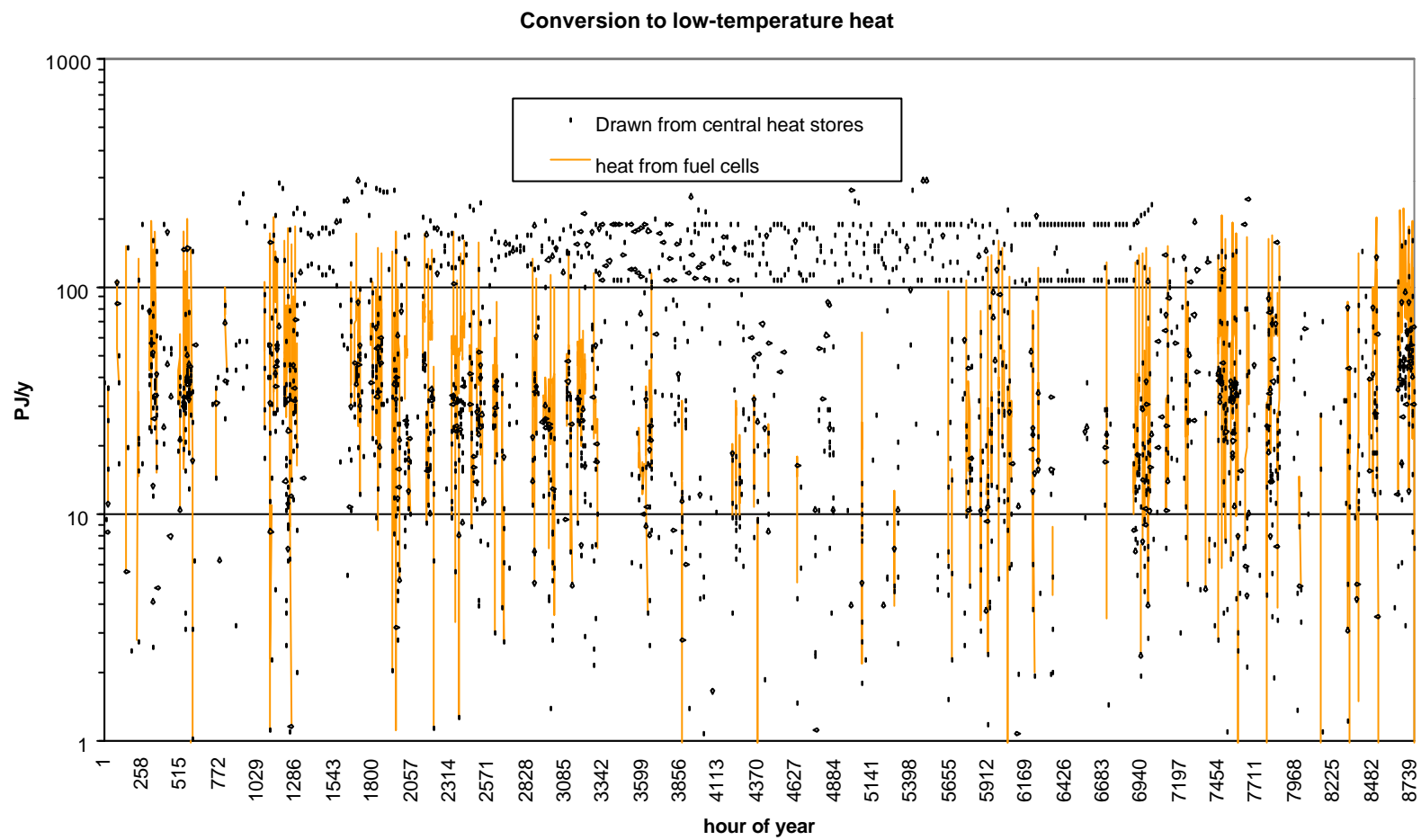
Figur 5.16. Elektricitet anvendt til brændselscelleproduktion af brint, og til varmeproduktion vha. varmepumper, i det centrale 2050 scenarie (Sørensen, 2001c)



Figur 5.17. Samme som Figur 5.16, for en enkelt forårsuge.

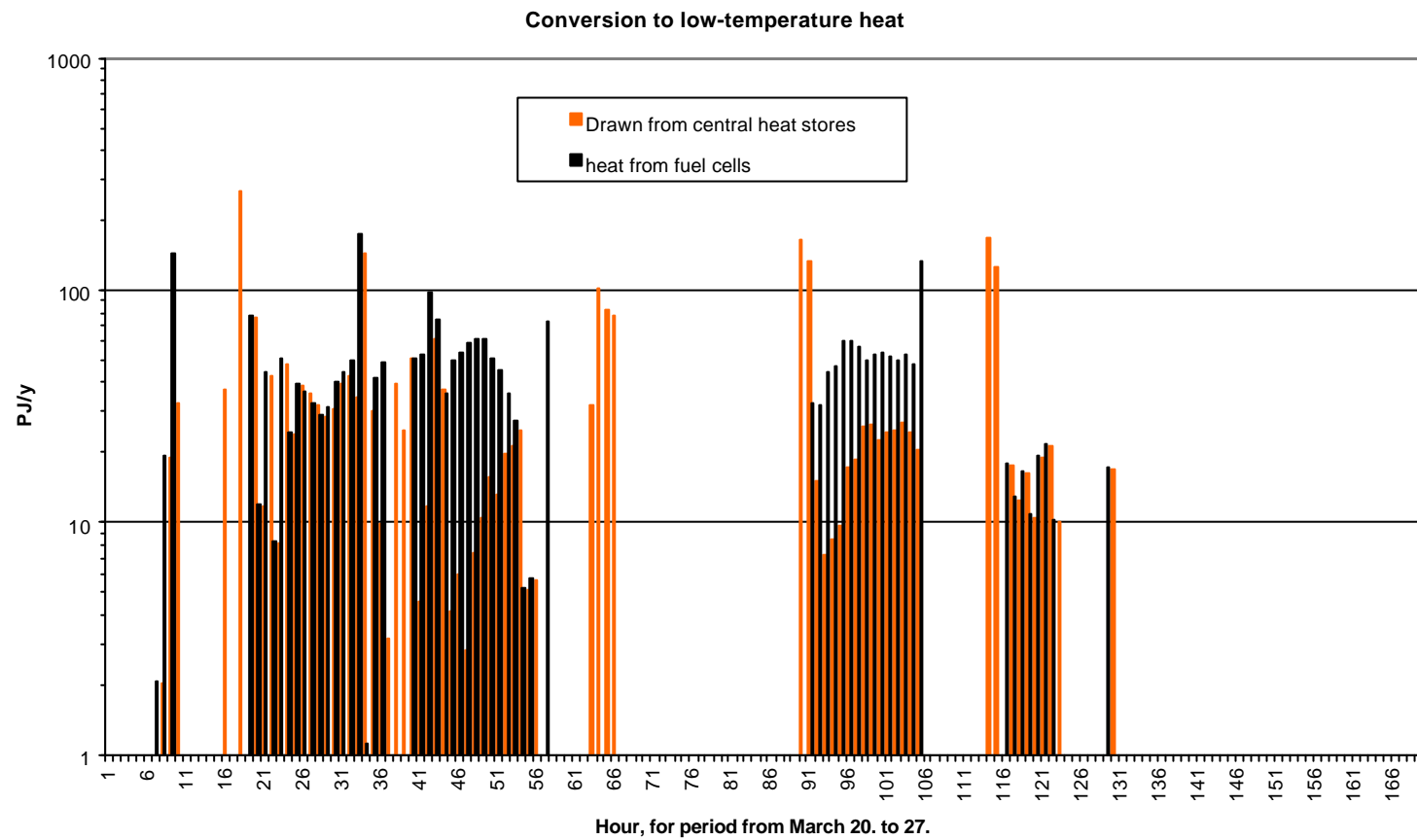


Figur 5.18. Timevis oplagret lavtemperatur varme i varmelagrene (i bygninger og centralt), centralt scenarie (Sørensen, 2001c)



Figur 5.19. Varme taget fra centrale varmelagre, og fra kraftvarmeproducerende brændselsceller (Sørensen, 2001c)





Figur 5.20. Samme som Figur 5.19, men for enkelt forårsuge.

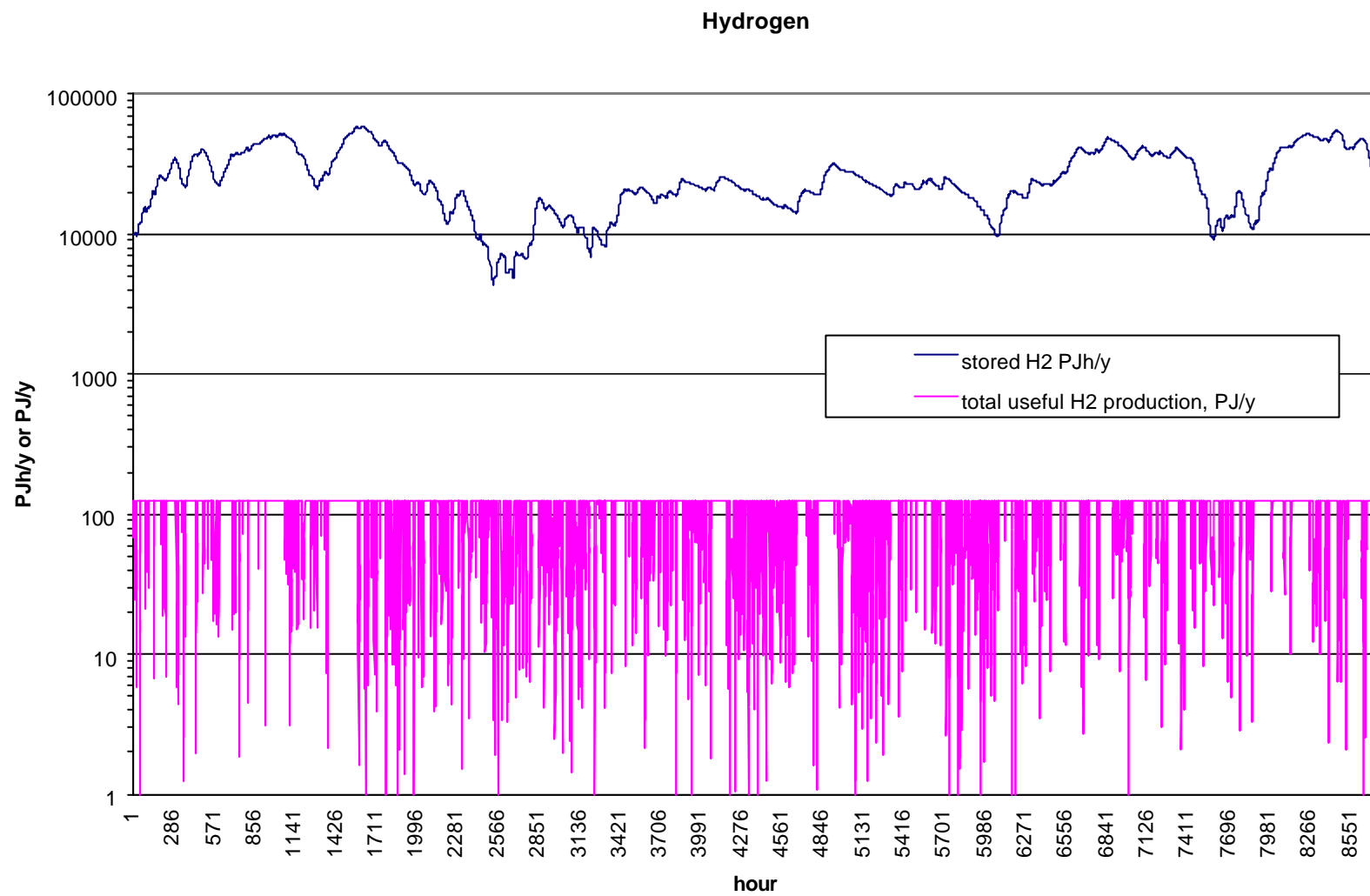
Figur 5.16 og 5.17 viser den betydelige mængde elektricitet, der anvendes på denne måde. Ikke mindst er der et stort forbrug til brændselscellerne, hvilket er klart, idet den brint som er produceret ud fra biomasse ikke er tilstrækkelig til at dække transportsektorens forbrug, og fordi der skal være oplagret brint til rådighed, når el-produktionen er for lille til at dække efterspørgslen.

Hvad angår lavtemperatures varmesektoren, som trækker på elsektoren når den ikke selv kan levere den fornødne energi, viser Figur 5.18 den time for time oplagrede varme i centrale og decentrale varmelagre (samlet). Figur 5.19 og 5.20 viser dels den varme, der trækkes fra de centrale lagre via fjernvarmenet til brug i enkelte bygninger, dels den samproducerede varme fra (centrale) brændselscelleanlæg, der - også efter transport gennem fjernvarmenettet - leveres til varmekonsumenterne. Sammen med varme fra varmepumper (størrelsen heraf er vist på Figur 5.16 og 5.17) udgør dette de mange veje til varmforsyning, der må tages i brug som følge af solvarmens manglende korrelation med forbruget.

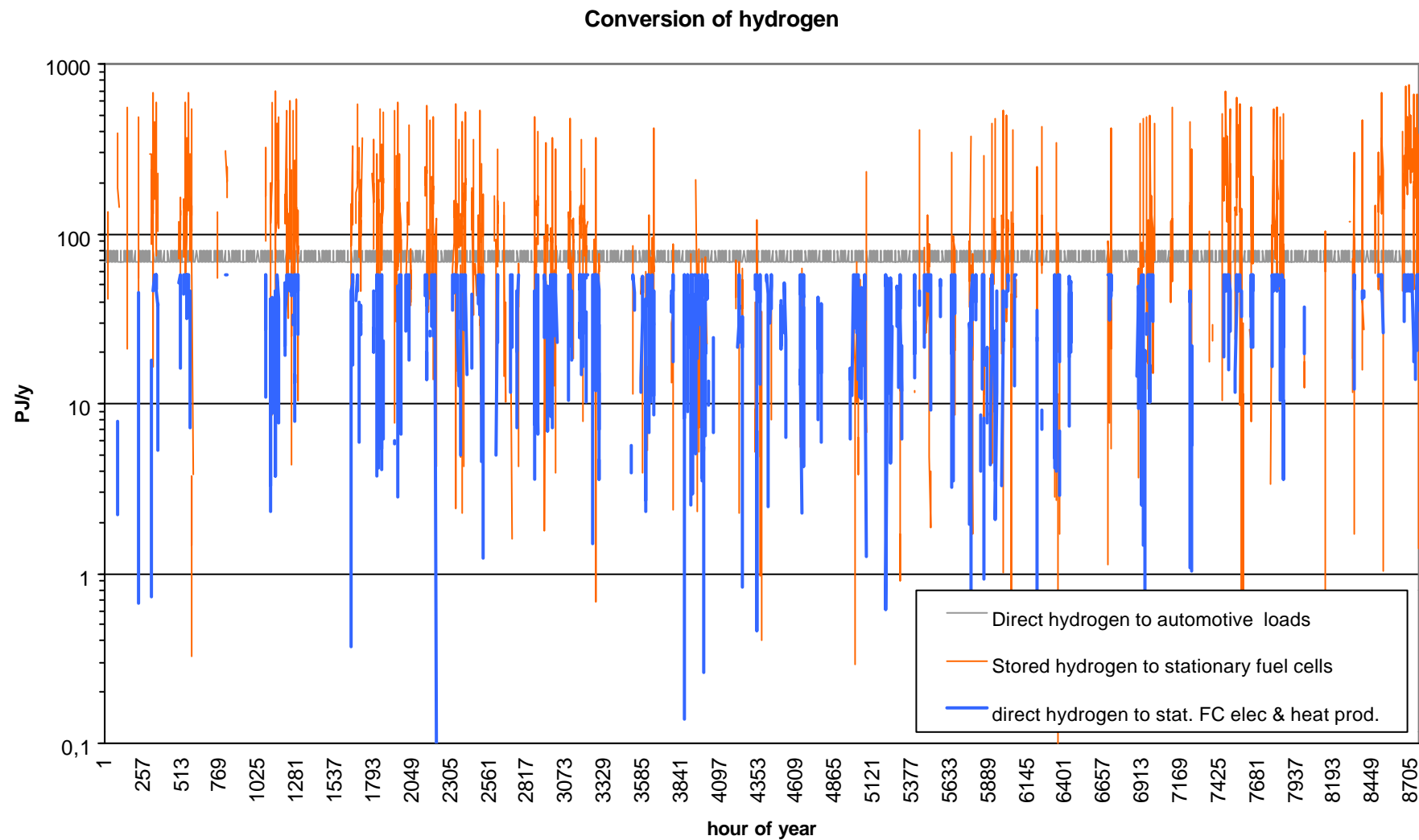
Figur 5.21 viser dels den direkte produktion af brint på grundlag af biomasse, dels fyldningsgraden af de centrale brintlagrings kaverner i det centrale 2050 scenarie. Det er antaget at brintproduktionen fra biomasse kan reguleres time for time, mellem 0 og 150% af den gennemsnitlige produktion i Figur 4.4 (90.15 PJ/y). Brinten anvendes som første prioritet i transportsektoren (ligesom metanol fra biomasse, men for metanol er der ikke regnet med andre anvendelser, så den producerede mængde går fuldt og helt til de i Figur 4.4 angivne køretøjer). Hvis der herudover er behov for brint til procesvarme, kan brintproduktionen øges, ligesom den kan nedsættes hvis der i den aktuelle time ikke er brug for en høj produktion. For den biomassebaserede brint kan dette i programmet styres, således at der i middel over året ikke bruges mere biomasse end der er (dvs. at produktionen går ned i sidste del af året, hvis den har været for høj i første del). Figur 5.21 viser at brintproduktionen en del af tiden ligger på det antagne maksimum, men til andre tider er væsentlig mindre eller nær nul.

Den oplagrede brint i kaverner kommer primært fra overskudsproduktion af elektricitet. Figur 5.21 viser at der er mest sådant overskud udenfor sommerperioden, i overensstemmelse med vindproduktionskurverne, som dominerer elproduktionen. Den nødvendige lagerstørrelse er maksimalt 60000 PJh/y, hvilket ifølge Zittel og Würster (1998) svarer til  $13 \times 10^6$  m<sup>3</sup> kaverner af salthorsttypen, der er almindelig i Danmark. Zittel og Würster antager et lagertryk for brinten på 5 MPa (ca. 50 bar), og et energiindhold ved dette tryk på 150 kWh/m<sup>3</sup>. Til sammenligning er naturgaslagrene ved Lille Torup og Stenlille på  $750 \times 10^6$  m<sup>3</sup> og  $1000 \times 10^6$  m<sup>3</sup>, hvoraf dog kun  $415 \times 10^6$  m<sup>3</sup> hhv.  $350 \times 10^6$  m<sup>3</sup> kan udtrækkes som naturgas ved de anvendte tryk på op til 23 hhv 17 MPa (DONG, 2001). Der er således tale om et beskedent brintlagrings-krav i scenariet. Til sammenligning skal anføres at hvis de 60000 PJh/y brint blev opbevaret ved atmosfæretryk ville der kræves  $685 \times 10^6$  m<sup>3</sup>.

Figur 5.22 og 5.23 viser tidsforløbet af forskellige konverteringsprocesser for brint: direkte anvendelse af biomassebaseret brint til optankning af køretøjer, træk på brintlager til drift af stationære brændselsceller der producerer elektricitet og varme, og endelig direkte anvendelse af brint til samme formål (dvs. brug af biomassebaseret brint uden forudgående lagring). Figur 5.23 viser forløbet i en enkelt forårsuge. Det ses at forbruget i transportsektoren er konstant (med små døgnvariationer) gennem hele året, mens de andre anvendelser kun sker spredt i enkelte timer (typisk for denne disposition af vindproduktions-overskud) og har det største omfang om vinteren. Toppene er her ca. 10 gange større end i sommerperioden, og de er også næsten 10 gangere højere end det jævne forbrug i transportsektoren. Den samlede energimængde fra brint, der går gennem de stationære brændselsceller er dog stadig betydeligt mindre end den del der går til brændselsceller anvendt i transportsektoren (se Figur 4.4).

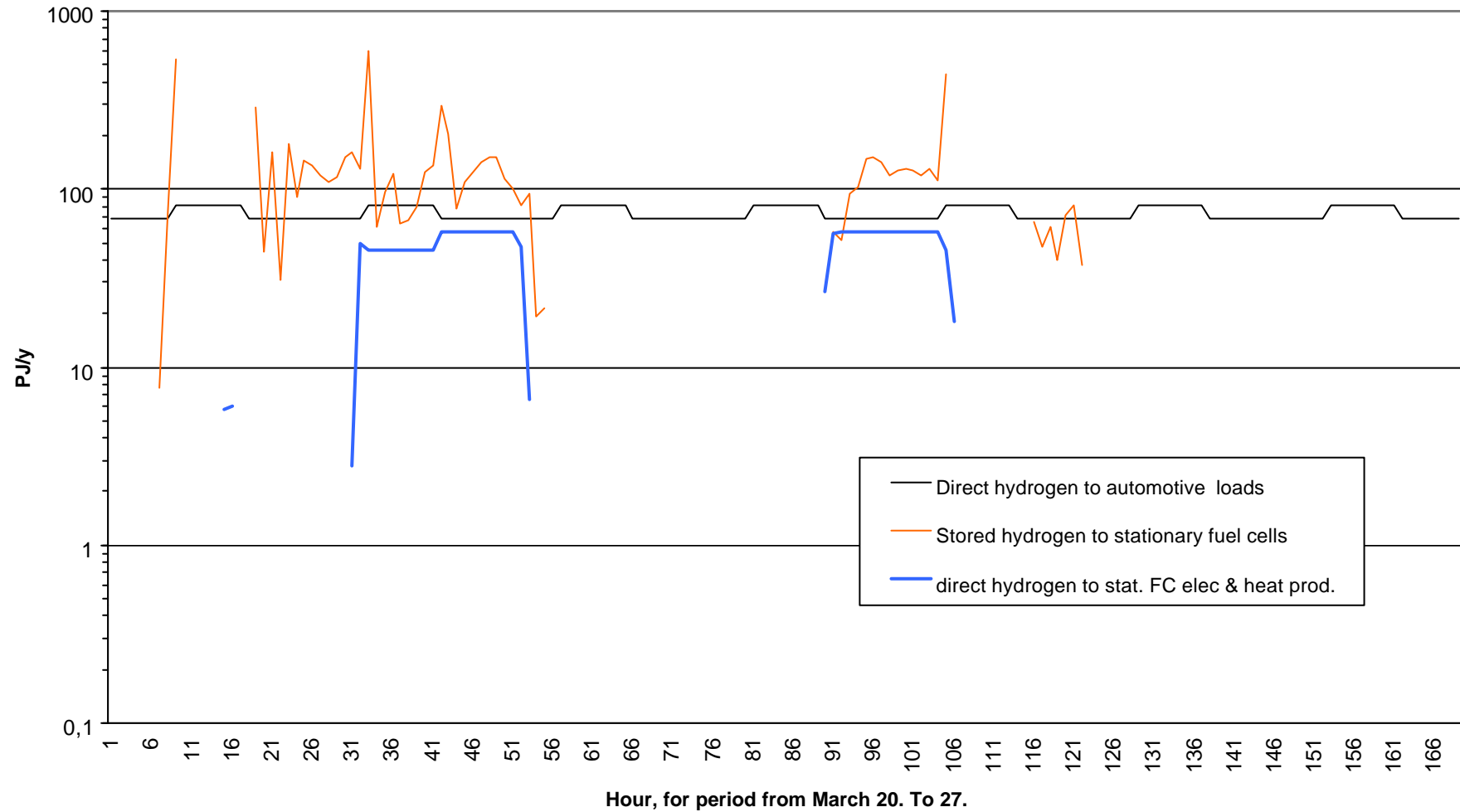


Figur 5.21. Brint lagret i kaverner i det centrale 2050 scenarie, samt produktion udfra biomasse (Sørensen, 2001c)

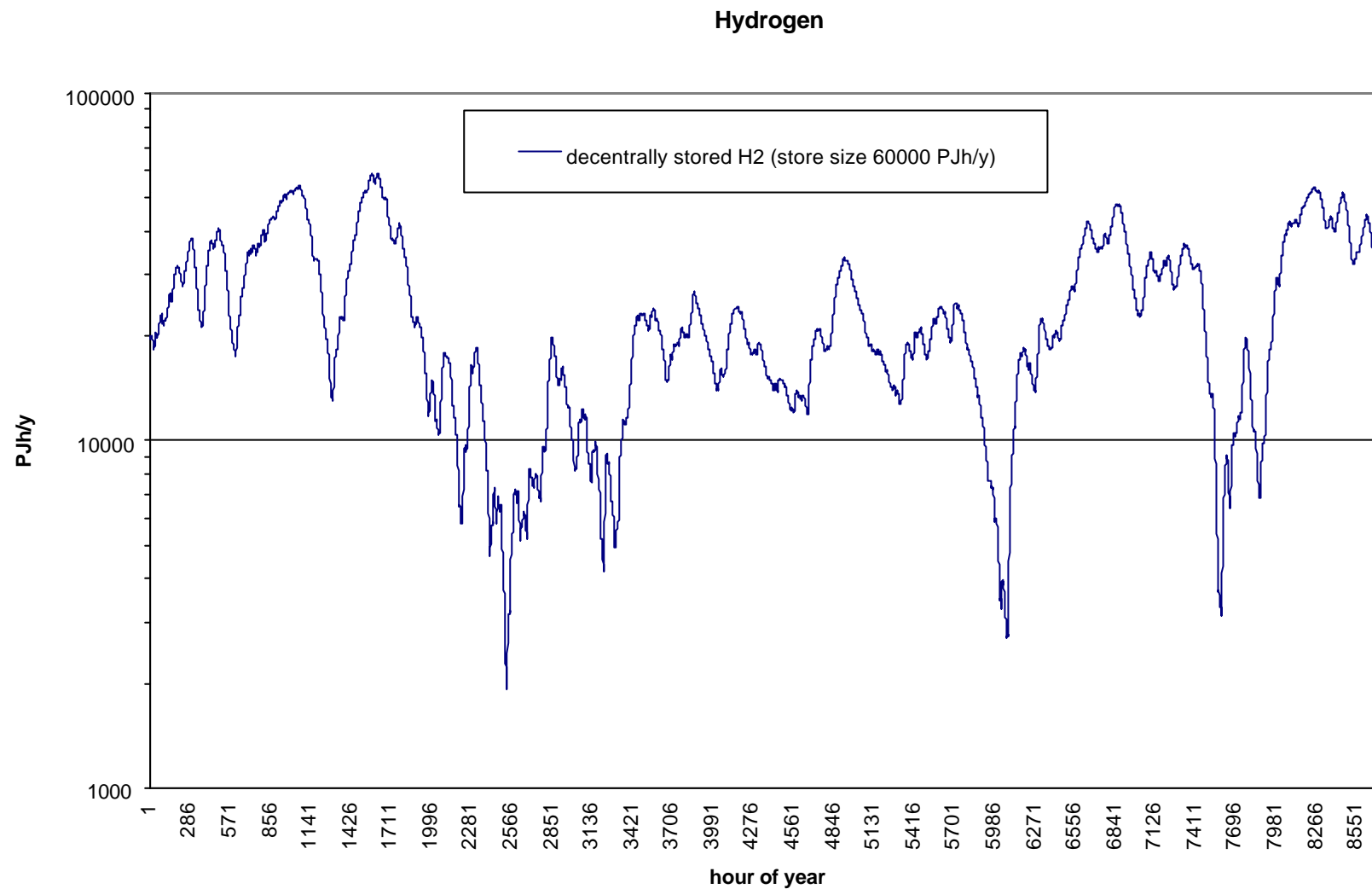


Figur 5.22. Fordeling af brint på anvendelsesområder i det centrale 2050 scenarie (Sørensen, 2001c)

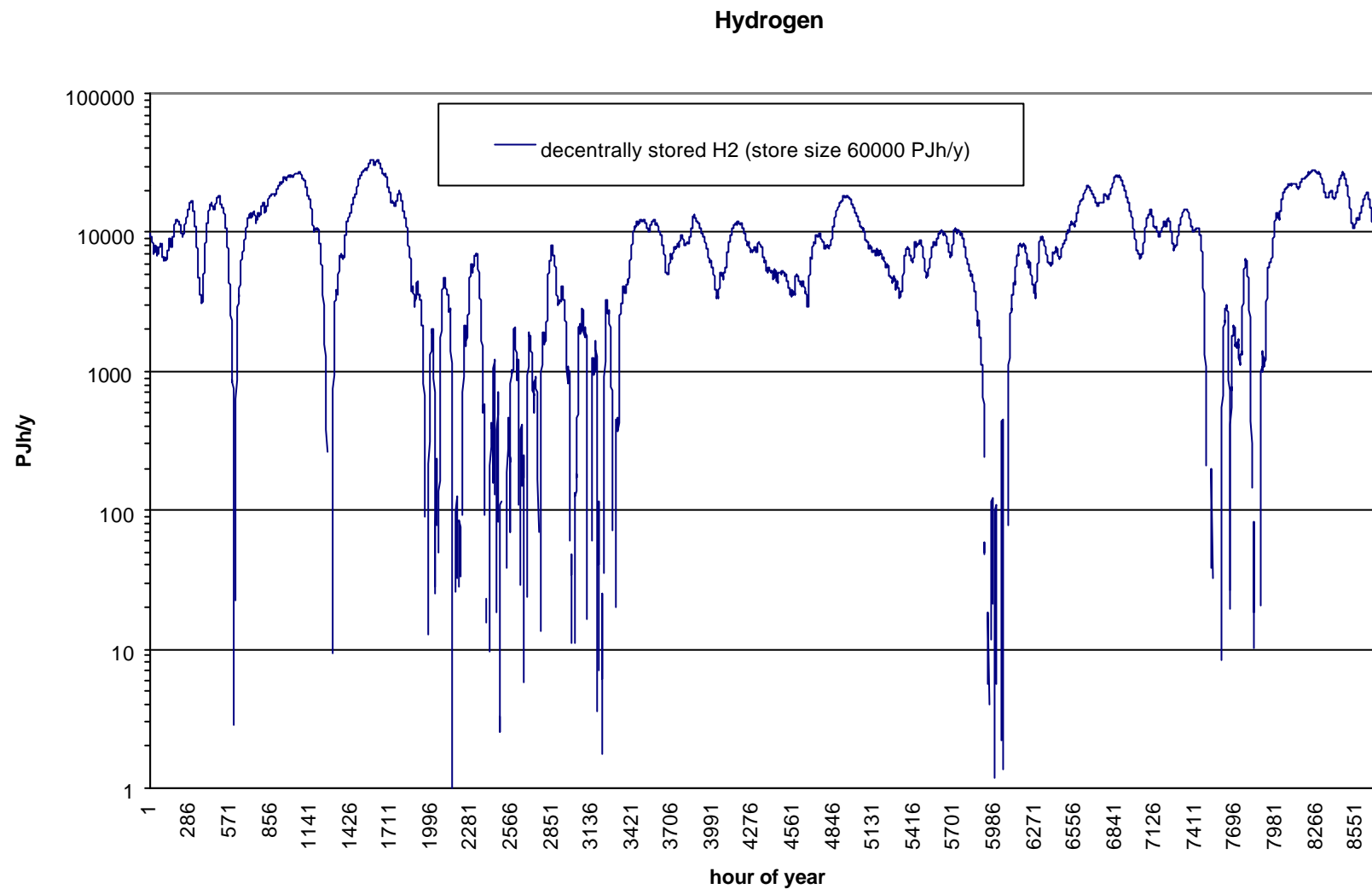
### Conversion of hydrogen



Figur 5.23. Som Figur 5.22, men for enkelt forårsuge.



Figur 5.24. Timevis lagret energi i samtlige individuelle brintlagre i det decentrale 2050 scenarie. Den årlige off-shore vindkraftproduktion er forøget til 180PJ (Sørensen, 2001c)



Figur 5.25. Timevis lagret energi i samtlige individuelle brintlagre i det decentrale 2050 scenarie. Negative værdier er udeladt. Den årlige off-shore vindkraftproduktion er her bibeholdt på års-scenariets 99PJ (Sørensen, 2001c)

Simuleringen af det centrale 2050 scenarie time for time har vist, at det valg af komponentstørrelser og energistrømme, som er valgt (og gjort konsistente) på årsbasis, også kan fungerer hver time i året, dvs. ihvertfald i referenceåret.

### 5.3.1 Det decentrale 2050 scenarie

Tidsforløbet af de vigtigste systemkomponenter forløber ret ens i det decentrale og det centrale scenarie for år 2050, bortset fra de forskelle i produktions og efterspørgsels niveauer, som fremgår af Figur 4.3 og 4.4. I særdeleshed er varmemeforbruget ens i de to scenarier, og elforbruget blot forøget med en fast faktor. De vigtige scenarieforskelle ligger derfor i brintanvendelsen, der er meget forskellig, dels fordi der i det decentrale scenarie ikke er nogen direkte brintproduktion (fra biomasse), således at der i dette scenarie skal produceres brint ud fra overskudselektricitet, før den kan anvendes. Og dels fordi oplagringen af brint sker decentralt, i de individuelle bygninger, hvor der derfor skal være kapacitet til såvel optankning af biler i forbindelse med bygningen, som regenerering af elektricitet i tidsrum med underskud, og i nogle tilfælde til at dække varmebehov i bygningen med en blanding af samproduceret varme fra brændselscellerne og - hvis dette ikke er tilstrækkeligt - med elektricitet via varmepumper.

Figur 5.24 viser for en modificeret version af det decentrale scenarie fyldningsgraden af de decentrale brintlagre timevis over året, svarende til Figur 5.21 for det centrale scenarie, men uden biomasse-brint produktion. Forløbet over året i de to scenarier ligner hinanden, men udsvingene er lidt større i det decentrale scenarie, til trods for at det samlede energiforbrug er betydeligt mindre. Det anvendte decentrale scenarie er modificeret i forhold til basis-scenariet vist i Figur 4.3 på to punkter: Den samlede brint-lagerkapacitet er øget til 60000 PJh/y, altså samme værdi som i det centrale scenarie, og vindkraftproduktionen på off-shore anlæg er sat op fra 99 PJ/y til 180 PJ/y. Disse ændringer har været nødvendige for at få et konsistent scenarie, som kan klare efterspørgslen time for time gennem referenceåret. De to ændringer har dog lidt forskellig status:

Forøgelsen af lagerkapaciteten er en nødvendig ændring, som følger af at al brint der indgår i scenariet skal produceres ud fra overskudselektricitet. Den tidlige fordeling af overskudsproduktionen gør at der nødvendigvis skal være større brintlagre end hvad man kan beregne ud fra årsmiddelværdierne. Kapaciteten skal for referenceåret være mindst 58500 PJh/y, men pga. variationer i sol- og vindkraftproduktion mellem årene vil den i praksis skulle være noget større. Der er ikke foretaget simuleringer for forskellige år, hvilket ville kunne afgøre det præcise krav til lagerkapacitet. Den anvendte kapacitet på 60000 PJh/y, som er rigelig for referenceåret, svarer til at der i hver af 2 millioner bygninger installeres 0.3 m<sup>3</sup> metalhydridlager. Her er det antaget at energitætheden i metalhydridlagre er 3180 kWh/m<sup>3</sup> (Zittel og Würster, 1998). Dette er en ret beskedent fordring, som kan være endnu lavere hvis lagring i kulstof nanofibre bliver en realitet før scenarieperioden omkring 2050.

Hvad angår den forøgede vindkraftproduktion, tjener den til at forhindre at lagrene er tomme når der kræves energi i ganske få timer over året (af størrelsesordenen 50 timer i referenceåret). Uden denne produktionsforøgelse vil lagerfyldningsgraden opføre sig som vist på Figur 5.25 (hvor negative værdier pga. den logaritmiske afbildning ikke vises og derfor optræder som afbrydelser af kurven). Spørgsmålet er derfor om forøgelsen af installeret vindkrafteffekt er økonomisk forsvarlig. Det er klart ikke tilfældet, hvis man i disse få timer kan købe sig til strøm i udlandet, via de internationale elnetsforbindelser. Det må derfor konkluderes, at den ekstra udgift, som ville gøre det decentrale scenarie for Danmark problemfrit i alle året timer i en slags "ø-drift", ikke i praksis kan komme på tale.



Derimod skal det fremhæves, at de overførsler af overskudsstrøm til lagrene, som foregår i scenariet, i perioder er langt større end det må forventes at handel på det internationale elmarked ville kunne erstatte. Dette gælder begge 2050 scenarier, som det ses af Figur 5.16 og 5.15: I det centrale scenarie er maksimal produktionen af elektricitet i perioder 800 PJ/y, mens det direkte forbrug maksimalt er 150 PJ/y. For det decentrale scenarie halveres disse værdier, men forholdet er stadig over 5, hvilket vil sige at der skal udveksles fem gange maksimalforbruget på de internationale markeder, hvis de ikke via brintlagrene kan håndteres i Danmark. Dette viser, at med scenariernes store bidrag fra vedvarende energi er energilagring (i brint eller på anden vis) en nødvendighed, da det ikke kan antages at det internationale marked kan løse problemet, hverken teknisk eller, i den udstrækning udlandsforbindelserne er kraftige nok og elektriciteten er til salg fra udenlandske producenter, til en acceptabel pris. Dette vil i særdeleshed gælde, hvis nabolandene også installerer en stor andel af vedvarende energianlæg, som skal bagges op af reservekraft eller lagre på samme måde som tilfældet er i Danmark.

## 6 Implementerings-analyse

### 6.1. Tidssimulering af implementeringsfase

Risø

Her vil blive anvendt en aggregeret regnearksmodel med et tidsskridt på et år. Forventet start på denne fase: august 2000.

### 6.2. Vurdering af det eksisterende naturgasnets mulighed for at indgå i brintsystemet

Celia Juhl, DONG

#### 6.2.1 INDLEDNING

Det danske naturgassystem består på land af tre kategorier af rørledninger: transmissionsledninger af stål til højt tryk (max 80 barg), fordelingsledninger af stål til noget lavere tryk (max 50 barg) og endelig distributionsledninger og stikledninger af plast til lavt tryk (0,02-4 (7) barg). I det følgende vil de tre typer rørledninger blive benævnt hhv. højtryks-, mellemtryks- og lavtryksledninger. Trykket reduceres til et lavere tryktrin på såkaldte måler- og regulatorstationer, som er fordelt over hele landet. I Vestjylland, hvor gassen kommer ind fra Nordsøen, ligger et gasbehandlingsanlæg, og desuden findes to gaslagre med tilhørende gasbehandlingsanlæg, et i Nordjylland og et på Sjælland.

Der er mange, der i tidens løb har interesseret sig for, om det er muligt at omstille et naturgasnet som f.eks. det danske til transport af brint eller brint-naturgas blandinger. Der er sådan set ikke noget nyt i at transportere brintblandinger eller ren brint i rørledninger. Bygas, som indeholder ca. 50 % brint, er blevet transporteret i støbejernsledninger i ca. 100 år og ren brint i stålledninger i de sidste 50 år. I dag anvendes mere end 1000 km stålledning på verdensplan til transport af brint, og man har erfaring med lagring af bygas og brint i kaverner og udtjente naturgasfelter.

Selv om brintledninger således har været anvendt i mange år, eksisterer der ikke noget officielt anerkendt regelsæt, som kan anvendes ved konstruktion og drift af rørledninger til brint eller blandinger af naturgas og brint. Nogle firmaer har i nyere tid klaret problemet i forbindelse med nyanlæg ved at bruge de eksisterende regler og standarder for naturgas suppleret med en række skærpede krav på relevante områder. Det er en teknisk udfordring at anlægge og drive en højtryksledning til brint, men ikke nogen uoverkommelig opgave. Som det vil fremgå af foredraget kan erfaringerne fra nyanlæg af brintledninger eller fra drift af brintledninger imidlertid ikke direkte overføres ved konvertering af eksisterende naturgasledninger til brint.

I 1999 udarbejdede DGC, DONG og HNG i fællesskab en litteraturundersøgelse med titlen: Brint som energibærer. Rapporten behandlede muligheden for at omstille det eksisterende naturgasnet til en blanding af naturgas og brint, men forhold omkring omlægning til ren brint er også nævnt. DGC tog sig af brintens fysiske/kemiske egenskaber, DONG af design af stålsystemer, og HNG af plastsystemer. I dette foredrag er en række væsentlige begrænsninger og problemer trukket ud af rapporten.

## 6.2.2 EGENSKABER VED BRINT

Naturgas er farligt; hvis atmosfærisk luft iblandes blot 4,5 vol% naturgas, og der dannes en gnist, kan gassen antændes. Dengang naturgassystemet blev etableret i begyndelsen af 1980'erne viste statistiske beregninger baseret på erfaringer fra udlandet, at indførelsen af naturgas ville koste 11 dødsfald om året. Det holdt heldigvis ikke stik, men forudsætningen for, at der har været så relativt få dødsfald har været, at systemerne blev bygget med et højt sikkerhedsniveau baseret på udenlandske erfaringer, og at der fortsat er fokus på kvalitet og sikkerhed.

Brint er endnu farligere end naturgas. Den nedre grænse, hvor brint blandet i luft kan antændes svarer nogenlunde til grænsen for naturgas i luft, nemlig 4 vol%. Men hvor den øvre grænse ligger ved 16,5 vol% naturgas i luft, ligger grænsen for brint ved 77 vol%, så intervallet, hvor brint-luft blandinger kan brænde, er altså langt større end for naturgas.

Den energi, der skal til at antænde brint, er desuden meget mindre end for naturgas, og når brinten så er antændt, spredes flammen med en hastighed, der er mere end 10 gange så stor som for naturgas. Der er dog mindre risiko for at en brintbrand skal antænde andre brandbare materialer end ved en naturgasbrand, fordi varmen, der udvikles er mindre. Endelig brænder ren brint med en usynlig flamme, hvilket kan være et problem ved brandslukning. Brinten bør derfor tilsættes en illuminant, specielt ved store brintandele.

Disse forskellige forhold gør brinten meget farlig. De brintfyldte luftskibes succes stoppede brat, da et luftskib i 1937 på få sekunder blev til et flammehav. Næste generation af luftskibe kommer til at indeholde helium, som ikke kan brænde.

Brintgas består af brintmolekyler, hvor et brintmolekyle igen består af to sammenkoblede brintatomer. Brintmolekylet er det næstmindste molekyle, der findes, kun helium er mindre. Brintmolekylet er så lille, at brint siver ud ved den mindste utæthed. Mikroskopiske huller, som ikke kan påvises ved trykprøvning med vand eller under drift med naturgas, kan være utætte ved drift med brint.

Selv om brint slipper ud af den mindste utæthed, er der dog kun risiko for brand, hvis brinten samles i et lukket rum uden udluftning til atmosfæren. Det skyldes, at brint er så let et molekyle, at det hurtigt stiger til vejrs og let blandes med atmosfærisk luft, så koncentrationen ved en mindre utæthed i det fri ikke vil kunne blive høj nok til at give brand. Der vil heller ikke ske eksplosion, da den nedre eksplosionsgrænse ligger ved 18% brint i atmosfærisk luft, og det vil være meget sjældent, at koncentrationen når så højt op, fordi brinten forsvinder.

## 6.2.3 BRINT OG NATURGASLEDNINGER, GENERELT

Det er ikke blot ved egentlige utætheder, at brint kan undslippe, det kan også ske ved, at brintmolekylet, fordi det er så lille, vandrer gennem materialer som plast, f.eks. plastrør og plastpakninger. De nedgravede lavtryksledninger, som er fremstillet af polyethylen vil altså være noget utætte. Det er dog en meget lille mængde brint, der tabes på den måde, i forhold til den transporterede mængde, og det vil hverken være et sikkerheds- eller et økonomisk problem. Brintmolekyler går derimod ikke gennem stål.

Da der for mange installationer, f.eks. husinstallationer ikke er krav om gasdetekteringsudstyr, er naturgassen i mellem- og lavtryksledningerne af sikkerhedsmæssige årsager tilsat et lugtstof (odorant). Det vil også være nødvendigt for brint.

For højtryksledninger af stål, der er designet til transport af brint, er anvendt højere sikkerhedsfaktorer end for naturgasledninger; typisk har sikkerhedsfaktorerne ved brintransport været højere end 4, mens de for naturgas er 1,4-2,5 afhængig af afstanden til nærmeste nabo. Konsekvensen af en høj sikkerhedsfaktor er, at rørets godstykkelse bliver meget stor. Ved f.eks. en fordobling af sikkerhedsfaktoren fås en fordobling af godstykkelsen. Hvis en eksisterende naturgasledning derimod skal bruges til brint, vil en fordobling af sikkerhedsfaktor bevirke, at trykket skal nedsættes til det halve.

Stålrør, specielt mindre stålrør kan være samlet på mange forskellige måder fra flangesamlinger til gevindsamlinger, som er vanskelige at tætne for brint. Disse samlinger kan ikke helt undgås, men må begrænses mest muligt og helst erstattes af svejste samlinger, som tæthedsprøves med helium. Hvor de er nødvendige, kunne man overveje at brand- og eksplosionsklassificere områderne.

I et så tæt befolket land som Danmark er der en relativ større sandsynlighed for ledningsskader ved gravearbejde i forhold til tyndere befolkningsområder. Der forekommer jævnligt overgravning af plastrør, men selv stålrør kan få buler og huller, hvis godstykkelsen er lille og graveudstyret er kraftigt nok. En forøgelse af sikkerhedsfaktoren ved konvertering til brint gør ikke rørene mere modstandsdygtige overfor graveskader, og sandsynligheden for ledningsskader er derfor den samme som for naturgas.

Der er for hele højtryksnettet foretaget en sikkerhedsanalyse, for at sikre, at det samlede risikobillede altid er kendt, og at man i tilfælde af brand overalt har forholdt sig til, hvorvidt der er tilstrækkelige afstande til bygninger og steder, hvor mange mennesker samles. Da brint har andre egenskaber end naturgas, bør tilsvarende analyse foretages for højtryksledningerne ved høje indhold af brint.

Energiindholdet i brint er kun en trediedel af naturgassens, og det betyder, at der skal transporteres tre gange så stort et volumen ren brint som ren naturgas for at opfylde et givet energibehov. Transportkapaciteten kan øges, hvis der installeres kompressorer på de højtryksledninger, hvor der er størst aftag. Selv om brintens lave massefylde gør det muligt at opnå en højere strømningshastighed end for naturgas, vil det ved høje brintindhold være nødvendigt at bygge flere rørledninger, udbygge de eksisterende lagre, bygge nye lagre eller eventuelt alle tre ting.

Når naturgas komprimeres, opvarmes gassen. Når ren brint derimod komprimeres, afkøles den; og omvendt, når trykket nedsættes. Ved installation af kompressorer vil det måske være nødvendigt at opvarme ren brint, for at der ikke skal danne sig en kappe af is omkring røret i jorden de første kilometer efter kompressorstationen. Til gengæld slipper man for at opvarme brinten, når trykket reduceres ved måler- og regulatorstationerne, som det gøres for naturgas. Da brint og naturgas temperaturmæssigt modvirker hinanden, kan der ligefrem i dette forhold være en fordel ved at transportere blandinger.

### 6.2.3 BRINT OG STÅLLEDNINGER

Allerede ved planlægningen af det danske naturgasnet i begyndelsen af 1980'erne forudså man, at ledningsnettet på et tidspunkt skulle bruges til brint. Da brint kan skade stål, fik Risø i opdrag at

udarbejde en rapport med anbefalinger til bl.a. stålqualität, men anbefalingerne blev ikke fulgt, da det ville betyde en væsentlig fordyrelse af projektet.

Under normale driftforhold for rørledninger består brint næsten udelukkende af brintmolekyler, som ikke kan trænge ind i stål og altså ikke kan give skader. Brintatomer, som er det allermindste atom, der findes, kan derimod trænge ind i selv stål. Den smule brintatomer, der naturligt findes i brinten, skader ikke, fordi der er så få, at der ikke kan opbygges en tilstrækkelig stor koncentration i stålet. Der er derfor ingen problemer ved f.eks. at opbevare brint på trykflasker. Men under visse forhold, f.eks. ved korrosion kan brintatomer dannes i så stor mængde på ståloverfladen, at koncentrationen i stålet bliver for høj for det pågældende stål.

Brintatomerne, som trænger ind, bindes i stålet, indtil stålet er mættet, og derefter diffunderer brintatomerne igennem og kan måles på ydersiden af røret. Atomere, der bindes i stålet, placerer sig ved forskellige fejlsteder og på steder, hvor der er spændinger i stålet. Som fællesbetegnelse for en række forskellige typer skader bruges ofte udtrykket brintskørhed. Hvis der er mange fejlsteder i stålet, hvor brinten kan samles, revner stålet lettere, og Risø's anbefaling var derfor at anvende særlig rent stål.

Når stål deformeres, kan brintmolekyler spaltes (dissocieres), og brintatomerne trænge ind og give skader selv i rent stål. Det sker, fordi der ved deformationen dannes lidt ny ståloverflade på mikroplan. I den forbindelse beskytter det ikke stålet, at rørene er malet indvendigt, for brinten går nemt igennem malingen.

Det kan ikke undgås, at rørledninger deformeres i større eller mindre grad. Højtryksledningerne udsættes for såvel daglige som sæsonmæssige trykvariationer. Deformationen vil selvfølgelig nedsættes, hvis man ved overgang til brint bruger en højere sikkerhedsfaktor og dermed får et lavere tryk i røret. Store trykssving i fm. tømning og fyldning af ledninger, f.eks. ved ombygning eller reparation kan derimod ikke undgås.

Særlig rent rørstål, som anbefalet af Risø, kan hindre at rørene revner i forbindelse med indvendig korrosion i rørene, men korrosion sker ikke, fordi der ikke er vand tilstede. Rent rørstål forbedrer derimod ikke stålets modstandsdygtighed mod revner, som skyldes, at brint kan trænge ind i stålet under f.eks. trykssvingninger, og det er denne form for skade, der udgør den største risiko.

Rørledninger indeholder forskellige fejl som revner, ridser, ujævnheder og svejsefejl. Fejlene behøver ikke at have nogen betydning ved drift med naturgas, men kan vise sig at forkorte levetiden for en ledning med brint. De tilladelige fejlstørrelser kan bestemmes i laboratoriet ved såkaldte brudmekaniske forsøg; men det er straks vanskeligere at finde og bestemme størrelsen af fejlene, efter at en ledning er taget i brug. Der findes udstyr, såkaldte intelligent pigs, som kan sendes ind i en ledning under drift til bestemmelse af fejl, men de er endnu ikke gode nok til den type fejl. Udviklingen går dog hurtigt, så om få år kan man finde langt mere end i dag.

Laboratorieforsøg har vist, at brintindtrængning i stål kan hindres ved tilsætning af små mængder ilt til brinten eller til naturgas-brint blandingen. Den nødvendige koncentration af ilt er meget lavere end den, der giver risiko for brand. Man har forklaret virkningen af ilt ved, at ilten blokerer for brintens adgang til ståloverfladen. Det er ikke prøvet under virkelige forhold, og den nødvendige mængde ilt er ikke fastlagt.

#### 6.2.4 ERFARINGER MED KONVERTERING FRA NATURGAS TIL BRINT

Der er kun få rapporterede eksempler på, at eksisterende naturgasledninger er forsøgt anvendt til brint eller brintblandinger. Ved litteraturundersøgelsen er fundet 2 eksempler:

- En 8 km ledning af stål (Air Products, Texas). Ren brint.  $D = 115$  mm,  $p = 55$  bar,  $> 20$  års drift,
- To lavtryksledninger af stål (München, Tyskland).  $P = 0,02 - 0,1$  bar. 3 års forsøg.

Desværre har det ikke været muligt at finde yderligere oplysninger om ledningen i Texas, og der er overhovedet ikke refereret om forsøg med højtryksledninger.

Selv om forsøget i München handlede om lavtryksledninger af stål, i modsætning til vore plastledninger, er det alligevel interessant, fordi deres forsøg kunne danne model for tilsvarende forsøg i Danmark. Der blev gjort forsøg i to adskilte byområder med forskellige typer slutbrugere og med trinvis stigende indhold af brint i naturgassen fra 5-100%.

Inden forsøget blev de tekniske såvel som de lovmæssige forudsætninger for at realisere det undersøgt. Forundersøgelsen viste, at tilsætninger på op til 5% brint kunne gøres uden videre. Tilsætninger fra 5 til 60% ville derimod kræve tilpasning af slutbrugernes apparater, og af måle- og reguleringsudstyret samt tilladelse fra myndighederne, og tilsætninger over 60% ville desuden kræve udskiftninger og ændringer af ledningsnettet. Efterfølgende blev gasrørene i husene udskiftet, og ventilationsanlæg blev monteret i alle rum med brintapparater. Brinten blev bragt ind til fordelingscentraler i lokalområderne som flydende brint på tankbiler.

Erfaringen fra Münchenforsøget var, at en forøget anvendelse af brint i distributionssystemet udgør en forøget, men kontrollerbar risiko sammenlignet med anvendelsen af naturgas.

Husholdningsapparater skal ikke justeres ved tilsætning af op til 5% brint, men andre forsøg har vist, at det skal gasmotorer ved tilsætning af blot 1-2% brint. Blandingsforholdet mellem naturgas og brint skal derfor ligge fast.

Erfaringer fra udlandet tyder på, at der ikke er særlige problemer med at lagre brint. Der skal naturligvis ske en vis ombygning af de tilknyttede gasbehandlingsanlæg, og kompressorerne skal udskiftes. Udgifterne til lagring af ren brint bliver høje, måske dobbelt så høje som for naturgas, fordi der skal lagres og håndteres et tre gange så stort volumen for at opnå samme energiindhold.

## 6.2.5 KONKLUSION

Globalt anvendes i dag omkring 1000 km ledninger til ren brint og tidligere tiders bygasledninger indeholdt op til 50% brint. Det er altså ikke noget nyt at transportere brint. De få forsøg, der er gjort med lavtryksledninger, har vist, at det er sikkerhedsmæssigt acceptabelt at transportere selv ren brint i de små ledninger, og det er nok på det niveau, man bør starte i Danmark for at få praktiske erfaringer.

Der er langt flere usikkerhedsmomenter forbundet med at introducere brint i høje koncentrationer i mellem- og højtryksledningerne, og det vil formodentlig tage en række år i samarbejde med internationale forskere at afklare spørgsmålene.

Det er et kapacitetsproblem, at energiindholdet i brint er så lavt, og at myndighederne sikkert vil kræve, at trykket i rørledninger ved højt brintindhold sat væsentligt ned i forhold til naturgas for at

få en højere sikkerhedsfaktor. I stedet for at installere kompressorer, bygge nye højtryksledninger og udvide lagerfaciliteterne kan det måske bedre betale sig i en overgangsperiode at reservere de nuværende naturgasledninger til naturgas, evt. iblandet 5-10% brint og så bygge nye højtryksledninger til ren brint.

Det er også et problem, at ved varierende indhold af brint i naturgas vil dele af markedet opleve driftproblemer.

Generelt må følgende konkluderes:

- Det er muligt at udnytte lavtrykssystemet af plast til såvel naturgas-brint blandinger som ren brint, men det kræver væsentlige ombygninger, specielt vedrørende husinstallationerne, samt justering af målere, gasmotorer mm.
- Der er ingen materiale-mæssige problemer for mellemtryks- og højtryksystemerne af stål ved en 5-10% tilsætning af brint til naturgassen,
- Tilsætning af mere end 10% brint til naturgassen i mellemtryks- og højtryksystemerne af stål kræver derimod væsentlige ændringer og yderligere undersøgelser, som f.eks. at:
  - Sikkerhedsfaktorer fastlægges,
  - Tilladelige trykssvingninger fastlægges,
  - Sikkerhedsafstande til bygninger fastlægges,
  - Tilsætninger af ilt, illuminant og lugtstof fastlægges,
  - Nye sikkerhedsprocedurer for udførelse af risikobetonet arbejde udarbejdes,
  - Kompressorer udskiftes og nye installeres,
  - Behov for ombygninger undersøges, herunder komponenter og samlingemetoders egnethed,
  - Kritiske fejlstørrelser fastlægges for forskellige typer stål og svejdesømme,
  - Fejlstørrelser i rør og svejdesømme måles vha. intelligent pigs,
  - Behov for nye rørledninger og yderligere lagerkapacitet undersøges.

Listen er ikke udtømmende.

### **6.3. Vurdering af forceret implementering**

(Risø, ELKRAFT,...)

Energistyrelsens brintudvalg har bedt om en analyse af en hurtigere indføring af brint i det danske energisystem, end hvad der kan afstedkommes ved naturlig udskiftning. Ideen bag denne variant er Nordvestjysk Folkecenters forslag om at eksisterende biler ombygges til at kunne køre på brint. Vi vil forsøge at opgøre de økonomiske og samfundsmæssige konsekvenser af en sådan forcering. Tidsmæssigt lægges dette punkt i efteråret 2000, hvor konkrete simuleringsresultater foreligger og kan benyttes som støtte.

### **6.3. Tekniske krav**

(Risø, ELKRAFT, DONG, DTU)

Hvilke teknologier skal være udviklet og markedsklare hvornår? Efterår 2000.

## **6.4 Politiske krav**

(alle)

Hvilke politiske beslutninger er krævet for at brintsценарierne kan virkeliggøres? Hvornår skal ændret lovgivning og regler (f.eks. Bygningsreglement) være på plads for ikke at sinke programmet? Efterår 2000.

## **7 Identifikation af konkurrerende løsninger**

(RUC, alle)

Overordnet sammenligning med konkurrerende teknologier (elbiler, udlands-handel med el, osv.). Efterår 2000.

Slutrapport fra hele projektet skal foreligge ultimo 2000, og vil i færdig redigeret form blive sendt til trykning ultimo januar 2001.



## Litteratur mv.

- Cenergia, 1994. Referenceår's data for en række Europæiske byer, baseret på et EC-financieret projekt. Data indkøbt fra en af deltagerne, Cenergia Rådgivende Ingeniører, Ballerup.
- DONG, 2001. *Naturgaslagrene i Ll. Torup og Stenlille*. Web-rapport:  
<http://www.dong.dk/dk/publikationer/lagerbrochure/nøgletal.htm>
- EMD, 1999. Windresource Mapper. CD-R juni '99 fra Energi- og Miljødata, Aalborg.
- Energiministeriet, 1998. Energi 21 (Planscenarie fra Energistyrelsen med handlingsplan fra ministeriet)
- Energiministeriet, 1999. Energi 21 opfølgning (revurderet handlingsplan).
- Energistyrelsen (1996a): "Energi 21. Forudsætninger og resultater". København.
- Energistyrelsen (1996b): "Danmarks vedvarende energiressourcer". København.
- Kalney, E. *et al.*, 1996. The NCEP/NCAR 40-year reanalysis project. Bulletin of the American Meteorological Society; available at website <http://ingrid.ldgo.columbia.edu/sources> with data in sub-catalogue of NOAA NCEP-NCAR CDAS-1 data sets.
- Kristensen, P. og M. Slettebjerg, 1999. Udtræk af GIS data om energiproducenter, ledningsføring og varmemeforbrug fra Energistyrelsens databaser. Energistyrelsens datakontor.
- Kuettel, B., Nielsen, S. og Sørensen, B., 1997. *Life-cycle analysis of energy systems*. Roskilde Universitetsforlag, København.
- Meibom, P., Svendsen, T. og Sørensen, B., 1997. Import/eksport-politik som redskab til optimeret udnyttelse af el produceret på VE-anlæg. IMFUFA tekst Nr. 343, Roskilde Universitetscenter.
- Meibom, P., Svendsen, T. og Sørensen, B., 1999. Trading wind in a hydro-dominated power pool system. *Int. J. Sustainable Development*, vol. 2, No, 4, 458-483.
- Miljø- og energiministeriet (1996): "Energi 21. Regeringens energihandlingsplan 1996". København, april.
- Mortensen, N., Nielsen, P., Landberg, L., Rathmann, O. og Nielsen, M., 1999. A detailed and verified wind resource atlas for Denmark, In "1999 European Wind Energy Conference, Nice", pp. 1161-1164. James & James, London.
- Nielsen, L. et al., 1998. Risø Rapport om projekt udført for ES tværfagligt udvalg **{find ref.}**
- Nielsen, P., 1999. Udtræk af vind-ressource beregninger og ruhedsdata tilvejebragt af Risø og Energi & Miljødata i projekt for Energistyrelsen. Energi & Miljødata, Aalborg.

- Nielsen, S. and Sørensen, B., 1998. *A fair-market scenario for the European energy system*. pp. 127-191 in "Long-term integration of renewable energy sources into the European energy system" (LTI Research Group, ed.). Physica-Verlag, Heidelberg
- Ravn, H., 2001. Preliminære tidsserier af vindkraftproduktion fra projekt under udførelse: XXXXXXXXXX
- Risø, 1997. Rå datasæt for vindkraft Vindeby 1994-5, samt en række landbaserede lokaliteter, enkelte med tilhørende globale soldata, indkøbt hos Forskningscenter Risø.
- Sørensen, B., 1977. *Solar heat systems for use in high latitudes*. In "Solar Energy: Proc. UNESCO-WMO Symposium, Geneva 1976", WMO Publications No. 477, pp. 415-421
- Sørensen, B., 1979. *Renewable Energy*, 683 pp., Academic Press, London
- Sørensen, B., 1988. Renewable energy and development, pp. 35-74 in *Renewable energy and local production*, Danish Center for Renewable Energy, Hurup.
- Sørensen, B., 1996. *Technical consistency of scenarios*. Final report to EC APAS/RENA project RENA-CT94-0041, Novator, Allerød
- Sørensen, B., 2000. *Renewable Energy*, 2nd Edition, 912 pp., Academic Press, London and San Diego
- Sørensen, B., 2000b. *Role of hydrogen and fuel cells in renewable energy systems*. In "Renewable Energy: the energy for the 21st century. World Renewable Energy Conference VI, Reading, July 2000", vol. 3, pp. 1469-1474. Pergamon & Elsevier Science, Amsterdam
- Sørensen, B., 2000c. Renewable energy sources and thermal energy storage. Ch. 6 in *Thermal Energy Storage Systems and Applications* (I. Dincer and M. Rosen, eds.), Wiley (in press)
- Sørensen, B., 2001. *Novator Solar Energy Simulator v1.11*. Software from Novator, Gilleleje, used in the project "Solcelleanlæg med kombineret el- og varmeproduktion" (I. Katic, M. Bosanac, H. Sørensen, L. Nielsen, B. Sørensen), EFP-2000, J.Nr. 1713/00-0014 (slutrapport under udarbejdelse)
- Sørensen, B., 2001b. *PV power and heat production: an added value*. In "Proc. EC PV Energy Conference, Glasgow, 2000", in press
- Sørensen, B., 2001c. *Novator Energy System Optimisation vx1.0*. Special version of software from Novator, Gilleleje, used earlier in EC project (Sørensen, 1996; Nielsen and Sørensen, 1998)
- Sørensen, B., Nielsen, L., Petersen, S., Illum, K. and Morthorst, P-E., 1994. Fremtidens vedvarende energisystem – lysegrønt eller mørkegrønt. Teknologirådets Report 1994/3, kan hentes på <http://www.tekno.dk/udgiv/943/943all.htm>
- Sørensen, B., Kuemmel, B. and Meibom, P., 1999. *Long-term scenarios for global energy demand and supply*. Tekster fra IMFUFA nr. 359, Roskilde University, Roskilde.

Sørensen, B. and Meibom, P., 2000. A global renewable energy scenario. *Int. Journal of Global Energy Issues*, vol. 13, Nos. 1-3, pp. 196-276

Sørensen, F., Sørensen, B., Petersen, A., Pedersen, T., Ravn, H., Simonsen, P., Jørgensen, K., Schleisner, L. and Morthorst, P., 2000. *Scenarios for the utilisation of hydrogen as an energy carrier in the future energy system in Denmark*, In "Renewable Energy: the energy for the 21st century. World Renewable Energy Conference VI, Reading, July 2000", vol. 4, pp. 2517-2520. Pergamon & Elsevier Science, Amsterdam

Trafikministeriet (1996): "Regeringens handlingsplan for reduktion af transportsektorens CO<sub>2</sub>-udslip". København, april.

Zittel, W. and Würster, R., (1998). *Hydrogen in the Energy Sector*. HyWeb knowledge report: <http://www.hyweb.de/Knowledge/w-i-energie-eng.html>