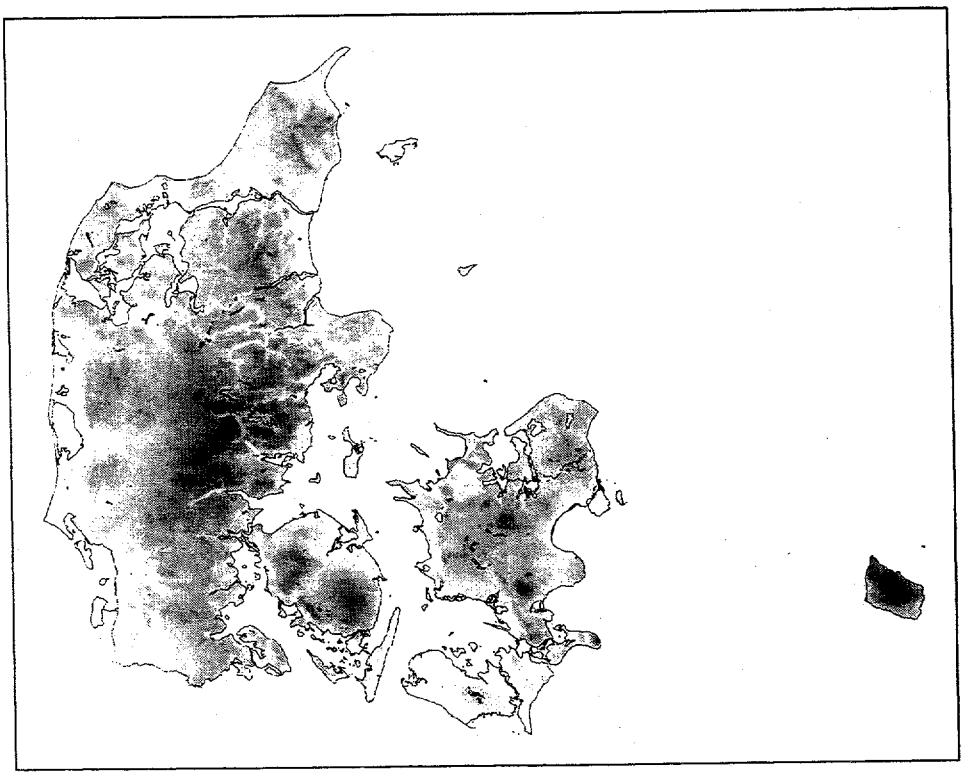
TEKST NR 390 DK0101645 2001

SCENARIER FOR SAMLET UDNYTTELSE AF BRINT SOM ENERGIBÆRER I DANMARKS FREMTIDIGE ENERGISYSTEM

SLUTRAPPORT, APRIL 2001



Projektleder: Bent Sørensen

Projektdeltagere:
DONG: Aksel Hauge Petersen, Celia Juhl
Elkraft System#: Thomas Engberg Pedersen##, Hans Ravn, Charlotte Søndergren
Energi E2#: Peter Simonsen
RISØ Systemanalyseafd.: Kaj Jørgensen*, Lars Henrik Nielsen, Helge V. Larsen, Poul Erik Morthorst, Lotte Schleisner
RUC: Finn Sørensen, Bent Sørensen**

Indtil 1/1-2000 Elkraft, ## fra 1/5-2000 Cowi Consult
* Indtil 15/6-1999 DTU Bygninger & Energi, ** fra 1/1-2001 Polypeptide Labs.

Projekt 1763/99-0001 under Energistyrelsens Brintprogram

TEKSTER IMFUFA

fra energi & miljøgruppen, Institut 2

ROSKILDE UNIVERSITETSCENTER
INSTITUT FOR STUDIET AF MATEMATIK OG FYSIK SAMT DERES FUNKTIONER I UNDERVISNING, FORSKNING OG ANVENDELSER

ROSKILDE UNIVERSITY, P O BOX 260, DK-4000 ROSKILDE, DENMARK
INSTITUTE OF STUDIES IN MATHEMATICS AND PHYSICS, AND THEIR FUNCTIONS IN EDUCATION, RESEARCH AND APPLICATIONS
ENERGY AND ENVIRONMENT GROUP
TEL: +45 4674 2000, FAX: +45 4674 3020, WEBSITE: http://mmf.ruc.dk/energy
(This report can be downloaded from our website: see under REPORTS)
APRIL 2001

SCENARIER FOR SAMLET UDNYTTELSE AF BRINT SOM ENERGIBÆRER I DANMARKS FREMTIDIGE ENERGISYSTEM - slutrapport

Aksel Hauge Petersen, Celia Juhl, Thomas Engberg Pedersen, Hans Ravn, Peter Simonsen, Charlotte Søndergren, Kaj Jørgensen, Lars Henrik Nielsen, Helge V. Larsen, Poul Erik Morthorst, Lotte Schleisner, Finn Sørensen, Bent Sørensen

IMFUFA text 390, 226 pp ISSN 0106 6242

Abstract:

This is the final report from a project performed for the Danish Energy Agency under its Hydrogen Programme.

The project, which within the project group goes by the abbreviated title "Hydrogen as an energy carrier", constructs and analyses different total energy scenarios for introducing hydrogen as an energy carrier, as energy storage medium and as a fuel in the future Danish energy system.

The primary aim of the project is to study ways of handling the large deficits and surpluses of electricity from wind energy expected in the future Danish energy system.

System-wide aspects of the choice of hydrogen production technologies, distribution methods, infrastructure requirements and conversion technologies are studied. Particularly, the possibility of using in the future the existing Danish natural gas distribution grid for carrying hydrogen will be assessed.

For the year 2030, two scenarios are constructed: One using hydrogen primarily in the transportation sector, the other using it as a storage option for the centralised power plants still in operation by this year.

For the year 2050, where the existing fossil power plants are expected to have been phased out completely, the scenarios for two possible developments are investigated: Either, there is a complete decentralisation of the use of hydrogen, converting and storing electricity surplusses into hydrogen in individual buildings, for later use in vehicles or regeneration of power and heat. Or, some centralised infrastructure is retained, such as hydrogen cavern stores and a network of vehicle hydrogen filling stations.

The analysis is used to identify the components in an implementation strategy, for the most interesting scenarios, including a time sequence of necessary decisions and technology readiness.

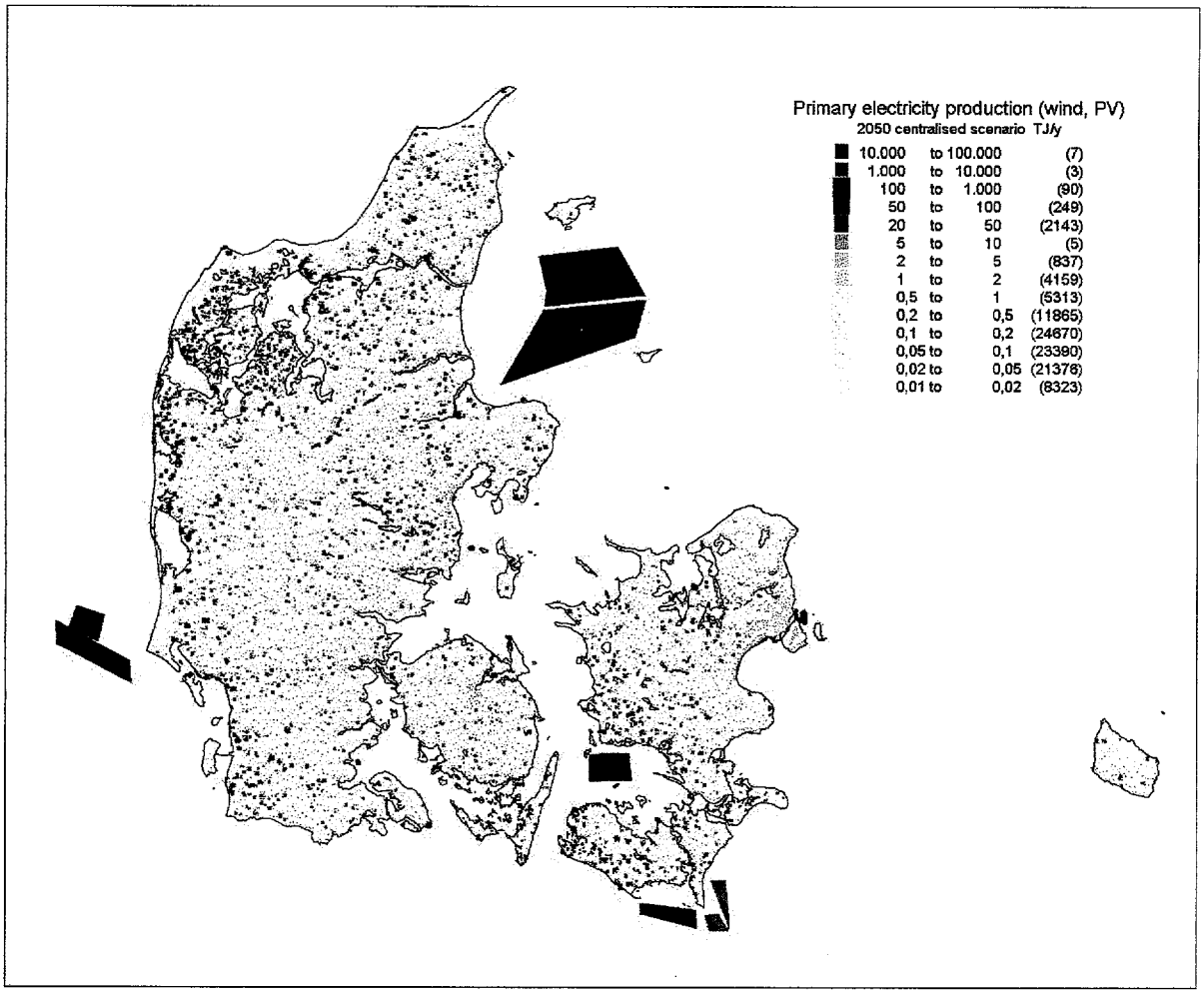
The report is in Danish, because it is part of the dissemination effort of the Hydrogen Committee, directed at the Danish population in general and the Danish professional community in particular.

DISCLAIMER

Portions of this document may be illegible in electronic image products. Images are produced from the best available original document.

SCENARIER FOR SAMLET UDNYTTELSE AF BRINT SOM ENERGIBÆRER I DANMARKS FREMTIDIGE ENERGISYSTEM

SLUTRAPPORT, APRIL 2001



Projektleder: Bent Sørensen

Projektdeltagere:
DONG: Aksel Hauge Petersen, Celia Juhl
Elkraft System#: Thomas Engberg Pedersen##, Hans Ravn, Charlotte Søndergren
Energi E2#: Peter Simonsen
RISØ Systemanalyseafd.: Kaj Jørgensen*, Lars Henrik Nielsen, Helge V. Larsen, Poul Erik Morthorst, Lotte Schleisner
RUC: Finn Sørensen, Bent Sørensen**

Indtil 1/1-2000 Elkraft, ## fra 1/5-2000 Cowi Consult
* Indtil 15/6-1999 DTU Bygninger & Energi, ** fra 1/1-2001 Polypeptide Labs.

Projekt 1763/99-0001 under Energistyrelsens Brintprogram

IMFUFA text no. 390, ROSKILDE UNIVERSITY, ISSN 0106 6242

Forord

Siden projektets opstart i marts 1999 har projektgruppen afholdt 12 projektmøder plus flere møder i undergrupper, hvor projektforslagets ramme først er blevet udfyldt med konkrete arbejdsopgaver og valg af metoder, data og struktur, f.eks. af scenarierne og deres tidsprofiler, og hvor delresultater og konklusioner dernæst løbende er debatteret. Projektets hovedresultater har december 2000 været præsenteret på en til projektet dedikeret konference på RUC, på seminar hos ELKRAFT februar 2001 samt på Energistyrelsens vindenergikonference i Billund marts 2001. Delresultater er præsenteret på flere internationale konferencer.

Projektet er dataintensivt, så en betydelig del af den tidlige indsats er gået med fremskaffelse af data. Vi har modtaget specifikke data fra Energistyrelsen, fra ELKRAFT, fra Danmarks Jordbrugsforskning og fra Energi & Miljødata, og har iøvrigt brugt tilgængelige statistiske kilder. Generelt må det efter at indsamlingen af data siges, at adgangen til digitale data for det overordnede danske energisystem er forholdsvis gode, mens mere detaljerede data vedr. forbrugets tidslige og rumlige fordeling lader en del tilbage at ønske. Også supplerende data vedr. befolkning, bygninger og industristruktur er af ret lav kvalitet, sammenlignet med andre lande hvis data RUC gruppen tidligere har arbejdet med. F.eks. findes generelle befolkningsoplysninger kun på gade/husnummer basis og ikke på geografisk baseret niveau, ligesom forbruget af forskellige energiformer kun findes aggregeret i tid og rum, bortset fra enkeltstående spørgeskema-undersøgelser. Dette er dog ikke til hinder for, at meningsfulde scenarier kan opstilles, da der jo under alle omstændigheder skal males med en bred pensel, når forskellige forbrugs- og forsyningsmuligheder langt ind i det næste århundrede opstilles og vurderes.

Projektet har fra starten defineret en række delopgaver, som de enkelte projektdeltagere har været ansvarlig for, samtidig med at de hyppige projektmøder har sikret den nødvendige koordinering. Derfor er der også for hver af rapportens afsnit en hovedansvarlig forfatter. Fordelingen af disse har været som følger:

DONG (kapitel 6.2 og bilag B)
ELKRAFT (kapitel 3.3, 5.1 og summary)
Risø (kapitel 3.4, 4.2, 4.3, 6.1, 6.3 og bilag A)
RUC (kapitel 1, 2, 3, 4.1, 4.4, 4.5, 5 og 7)

april 2001, Bent Sørensen, RUC

Følgende publikationer er foreløbigt udsprunget af dette projekt:

F. Sørensen, B. Sørensen, A. Petersen, T. Pedersen, H. Ravn, P. Simonsen, K. Jørgensen, L. Schleisner, og P. Morthorst (2000). Scenarios for the utilisation of hydrogen as an energy carrier in the future energy system of Denmark. pp. 2517-2520 in *World Renewable Energy Congress VI*, (A. Sayigh, ed.), Elsevier Publ., Dordrecht

B. Sørensen (2000). Role of hydrogen and fuel cells in renewable energy systems. pp. 1469-1474 in *World Renewable Energy Congress VI*, (A. Sayigh, ed.), Elsevier Publ., Dordrecht

B. Sørensen og F. Sørensen (2000). A hydrogen future for Denmark. pp. 35-40 in *Hydrogen Energy Progress, XIII, vol.* 1 (Z. Mao & T. Veziroglu, eds.). 13th World Hydrogen Energy Conference, Beijing, International Association for Hydrogen.

Populære fremstillinger:
Brint: fremtidens energibærer (Bent Sørensen, RUC-nyt No. 6, 2000, pp. 8-9)
Bruger du stadig benzin? (Bent Sørensen, Aktuelt 29. aug. 2000)
Det første element: fremtiden er brint (Dorrit Saietz, Aktuelt, 19. dec. 2000)

INDHOLD:

Forord 4
Indhold 5
SUMMARY (in English) 8

1. Projektets problemstillinger 19

2. Overordnet valg af scenarier 19

3. Datakilder og fremskrivninger 21
   3.1 Befolkning og basisenergiforbrug 21
   3.2 Varmeforbrug 25
   3.3 Elforbrug 30
      3.3.1 Geografisk og tidsmæssig fordeling af elforbrug 30
   3.4 Transportenergiforbrug 41
      3.4.1 Personbiltransport 50
      3.4.2 Bustransport 50
      3.4.3 Godstransport 55
      3.4.4 Transport i produktionssektoren 57
      3.4.5 Flytransport 57
      3.4.6 Skibstransport 58
      3.4.7 Togtransport 61
   3.5 Nuværende el og varme produktion, transmission og distribution 61
   3.6 Nuværende naturgasproduktion, transmission og distribution 61
   3.7 Nuværende produktion af olieprodukter, distribution for brug itransportsektoren 64
   3.8 Vindkraftresourcer og produktion 64
      3.8.1 Tidsvariation af vindkraftproduktionen 66
   3.9 Solenergipotentiale og produktion 70
      3.9.1 Tidsvariationer 73
   3.10 Bioenergi potentiale og produktion 75

4. Scenarier: beskrivelse og konsistens 77
   4.1 Modelopbygningsteknik 77
   4.2 Fortrængningsscenarie for 2030 77
      4.2.1 Baggrund 78
      4.2.2 Scenariet og Energi-21 78
      4.2.3 Brintteknologier i fortrængningsscenariet 80
      4.2.4 Resultater 83
      4.2.5 Illustrationer af scenariet i GIS 86
      4.2.6 Overvejelser vedrørende realiseringen af fortrængningsscenariet 87
   4.3 Reguleringsscenariet 2030 89
      4.3.1 Reguleringsscenariets sigte 89
      4.3.2 Baggrund 89
      4.3.3 Partialanalyser i reguleringsscenariet 91
      4.3.4 Generelle beregningsforudsætninger 92
      4.3.5 El-lagersystem baseret på brint som energibærer 94
      4.3.6 Brintproduktion på eloverløb 96
      4.3.7 Brintproduktion til transportsektoren på vindkraft 99

4.3.8 Konklusioner fra reguleringsscenariet 101
4.3.9 Synergi ved kombination af regulerings- og fortrængningsscenarier 101
4.4 Decentraliseret vedvarende energi scenarie for 2050 102
4.4.1 Forbruget 102
4.4.2 Energiressourcerne og produktionsanlæggene 104
4.4.3 Brintteknologier i det decentrale scenarie for 2050 105
4.4.4 Opsummering 106
4.5 Centraliseret vedvarende energi scenarie for 2050 107
4.5.1 Forbruget 107
4.5.2 Energiressourcerne og produktionsanlæggene 107
4.5.3 Brintteknologier i det centrale scenarie for 2050 110
4.5.4 Opsummering 113

5. Tidsanalyser 114
5.1 Timeværdier for energiforbruget 114
5.2 Tidsprofiler af scenariernes energiproduktion 115
5.3 Tidsprofiler for scenariernes energikonvertering 132
5.3.1 Det centrale 2050 scenario 132
5.3.2 Det decentrale 2050 scenario 145

6. Implementeringsanalyse 147
6.1 Tidssimulering af implementeringsfase 147
6.1.1 Opbygningen af afsætningen af brint/metanol 147
6.1.2 Distribution og lagring 148
6.1.3 Produktion 148
6.2 Vurdering af det eksisterende naturgasnets mulighed for at indgå i brintsystemet 150
6.2.1 Indledning 150
6.2.2 Egenskaber ved brint 151
6.2.3 Brint og naturgasledninger generelt 152
6.2.4 Brint og stålledninger 153
6.2.5 Erfaringer med konvertering fra naturgas til brint 154
6.2.6 Konklusion 154
6.3 Vurdering af forceret implementering 155

7 Konklusioner 159

Litteratur mv. 161

BILAG:

A. Teknologikatalog 165
Detaljeret indholdsfortegnelse 165
A.1 Indledning 166
A.2 Datablade 166
A.2.1 Generelle forhold 166
A.2.2 Datablade for produktionsteknologier 167
A.2.3 Datablade for lagringsteknologier 174
A.2.4 Datablade for teknologier til transport, distribution og optankning

af brint og metanol 185
A.2.5 Datablade for anvendelsesteknologier 192
A.3 Referencesysteme for drivsystemer - virkningsgrader 207
A.4 Terminologi og forkortelse 208
A.5 Referencer 209

B. Særlig undersøgelse: Det eksisterende naturgasnets egnethed for brint 214
B.1 Undersøgelsens vigtigste resultater 214
B.2 Brint som energibærer: metalliske materialer og lagre. 217
B.2.1 Indledning og konklusion 217
B.2.2 Opbygningen af det danske naturgassystem 218
B.2.3 Virkningen af brint på rørledningsstål 221
B.2.4 Erfaringer med, og anbefalinger vedrørende konvertering af naturgasanlæg til brint 223
B.2.5 Nyanlæg af rørledninger til ren brint 223
B.2.6 Brintlagring 224
B.2.7 Anbefalinger 225
B.3 Litteraturliste 225

Note:
En del af figurerne i rapportens danske del er forsynet med engelsksproget tekst på selve figuren. Dette skyldes ønsket om at anvende figurerne i internationale sammenhænge, og ikke at skulle producere to sæt figurer.

SUMMARY IN ENGLISH

Hydrogen as an energy carrier - scenarios for future use of hydrogen in the Danish energy system

a project carried out 1999-2001 by Roskilde University, Risø National Laboratories, Danish National Oil and Gas Company, Elkraft Systems and Energy E2 for the Danish Energy Agency under contract 1763/99-0001. Contact person: Bent Sørensen, bes@ruc.dk

Challenges posed by the restructuring of the Danish energy system

The goal of Danish energy policy is to create a sustainable energy system primarily based on renewable energy sources. This is achieved by a replacement of the current, mainly fossil energy system over a period long enough to ensure that system components are not retired before having reached economic break-even or better. The Danish government has established a plan for phasing out coal over a thirty-year period, and at the same time phasing in renewable energy (with wind power as the largest component), so that it covers more than 50% of the energy demand projected 30 years ahead. The continuation of this plan after 2030 is not formulated in quantitative terms, but will entail a complete phasing out of fossil energy sources, in favour of renewable ones.

Our project focuses on the formulation of solutions to the problems foreseen for the development sketched above. Such problems are primarily expected to be associated with the variable inflow of renewable resources, and their time-wise mismatch with expected load profiles. Handling these problems will use one of - or a combination of - the following four methods:

- Load management aimed at shifting loads to the times convenient from the point of view of the energy generating system.
- Trade of energy, and particularly the energy forms most affected by energy source variations, such as electricity, with trade partners with which Denmark has grid connections or other means of exchange.
- Converting surplus energy, i.e. energy, which at a given time cannot be used directly, to other energy forms for which there is a demand.
- Storing surplus energy for later regeneration of the same or another useful energy form.

The options of load management and international exchange, particularly of electricity, have been the subject of several previous studies. This study focuses on the introduction of hydrogen as an energy carrier, in the light of the two last methods described above:

Converting excesses of wind power and photovoltaic power to hydrogen, for which uses are created in the transportation sector. The maximum power production from current wind turbines is typically around 4 times the average, which is the reason that the other solution of grid exchange of power is likely in periods to lead to very low selling prices, at least in the Nordic system, where large reservoir based hydro power provides a cheap backstop generation during wet years.

Hydrogen is assumed in the future to be used in most vehicles of transportation, through fuel cell technology, i.e. an electric motor fed by electricity from a fuel cell. The fuel by which the fuel cell is operating is taken as hydrogen (although this is not the only possibility, it is the one presently closest to viability), either from on-board storage or generated on-board by reformation of methanol. The latter option, which is currently researched by some automobile manufacturers, involves (in a renewable scenario) the use of methanol generated either from biomass or from hydrogen. This is one additional,

lossy energy conversion, and direct use of hydrogen would seem preferable. However, to make it preferable, a convenient hydrogen distribution system must be created.

The scenarios consider two alternative infrastructure systems: one where road vehicles are served by filling stations distributed roughly as today, and one where decentralised filling takes place at individual buldings, which all are assumed to possess hydrogen production facilities, in the form of electrolysers or (perhaps more likely) reversible fuel cells. In the latter case, regeneration of electricity, with associated heat, may serve the needs of the building during times of insufficient direct power supply from the renewable sources. This makes centralised production facilities unnessesary, and one aim of the study is to establish what level of storage, each building must possess in order to achieve complete coverage of demands (of all kinds, including domestic, industry and service sector uses, in addition to all transportation needs).

In the centralised scenario, hydrogen production, storage and electricity regeneration is performed in central facilities such as the current power and heat plants and the existing natural gas storage facilities in underground caverns (aquifers or salt dome intrusions). Again the aim of the study is, based on hour-by-hour time simulations, to determine the amount of storage, that will allow all demand to be matched. The final scenarios pertain to the year 2050, but we consider stages on the road, by looking at the situation in 2030, and by proposing an implementation strategy, which orders the time-sequence of introduction of the novel technologies by their expected technical and economic viability.

Hydrogen technologies proposed to be used in the future Danish energy system

One main energy carrier in the project is hydrogen and therefore the technologies include production, storage, distribution and utilisation of hydrogen, covering both mobile and stationary applications. In addition, however, methanol is used both for direct application and as an intermediary step for conversion to hydrogen (for instance onboard vehicles). The main reason for introducing methanol is that it generally offers longer range per refuelling, at the expense of poorer overall energy efficiency.

Although both hydrogen and methanol can be generated from fossil fuels such as natural gas, the main focus of this project is production technologies based on renewables. The two principal production paths covered are based on biomass conversion and electrolysis, possibly supplemented at some stage by advanced technologies such as photo-electrochemical conversion (converting sunlight directly to hydrogen). The table shows projected conversion efficiency (based on the hydrogen/methanol output) and costs by the year 2030 for key production technologies.

	Conversion efficiency, %	Investment costs DKr/kW
Hydrogen, biomass gasification	57	3000
Methanol, biomass gasification	51	4500
Solid-polymer electrolysis	94	1200
Alkaline electrolysis	80	2000

As regards hydrogen storage, the situation is quite different for stationary storages on the one hand and storage on board vehicles on the other. Whereas the former can be perceived as primarily a question of relatively limited further development of existing technologies, the latter represents one of the key challenges of a large-scale application of hydrogen. In both cases reducing the required volume of the storage, without reducing the energy efficiency too much, is an important objective, but for mobile applications this is a vital issue and here, moreover, there is generally a need for reduction of the weight of the storage. Therefore, a range of different storage concepts are being investigated for onboard stor-

age, none of which are considered totally satisfactory as of today. The option offering the highest energy density at present, liquid hydrogen, has very poor overall energy efficiency, mainly due to the energy losses in connection with the liquefaction process. The table shows projected key features by the year 2030 of selected technologies for onboard hydrogen storage.

	Energy density per mass, MJ/kg	Energy density per volume, MJ/litre	Costs, DKr. per MJ storage capacity
Compressed hydrogen (as gas)	7-8	3-3.5	10
Liquid hydrogen	20-22	7-8	10
Metal hydrides	4.5-5	13-15	45

Stationary storage is carried out both as compressed gas, in liquid form and in metal hydrides. For large stores underground storage is an important option.

The distribution and transport of hydrogen from production locations to the point of utilisation may take place in many different ways, as is the case in the present energy system. The major options are pipeline systems, similar to the present natural gas system, and tank distribution - e.g. in the form of compressed gas, liquid hydrogen or methanol - by means of ships or lorries. A key issue is whether the present natural gas system may be used, in total or in part, for hydrogen distribution. Our investigation of this issue concludes, that certain key studies must be made in order to fully answer the question and determine the cost involved, but that there seems to be basis for optimism.

As far as utilisation technologies are concerned, the most interesting perspectives are linked to fuel cells, since these offer superior environmental characteristics including very efficient conversion of energy to useful purposes. In this field, there is a strong ongoing development process leading both to improvements of known applications and development of new applications. In this project, the main focus has been on applications in either stationary power and heat generation or mobile applications (in the form of drive systems for transportation means). The development so far, notably during the most recent decade, has resulted in improvements by several orders of magnitudes regarding both technical and economical performance, particularly the latter. However, further substantial development is needed, especially with respect to costs.

	Electric efficiency %	Heating efficiency %	Costs, DKr. per kW
Hydrogen (ICE)	46	50	4000
Hydrogen (gas-turbine)	48	44	7000
Hydrogen, fuel cell (solid-polymer)	57	33	8000
Hydrogen, fuel cell (solid oxide)	58	32	8000

Stationary applications (co-generation systems) may be based on both internal combustion engines (ICE), gas turbines and different types of fuel cells. The fuel cell types vary with regard to costs and efficiency (power and heat) but also aspects such as development stage and requirements to fuel. Certain fuel cells may use other fuels than hydrogen directly. The table above shows the projected development of efficiency and costs by the year 2030 of selected technologies for power and heating genera-

tion.

For mobile applications drive trains based on fuel cells allow improvements of the energy efficiency of given vehicles by a factor 2 to 3 compared to both the present vehicles and the use of hydrogen in vehicles driven by internal combustion engines. The table illustrates key features by 2030 of selected drive trains based on an average passenger car. A methanol system allow longer range between refuelling (depending on the development of the hydrogen storage technology) but also leads to poorer energy efficiency.

	Total efficiency % from tank to wheel	Total costs of drive trains DKr/kW
Hydrogen, ICE	20	250
Hydrogen, fuel cell	50	480
Methanol, fuel cell	35	600

Scenario construction and lessons learned

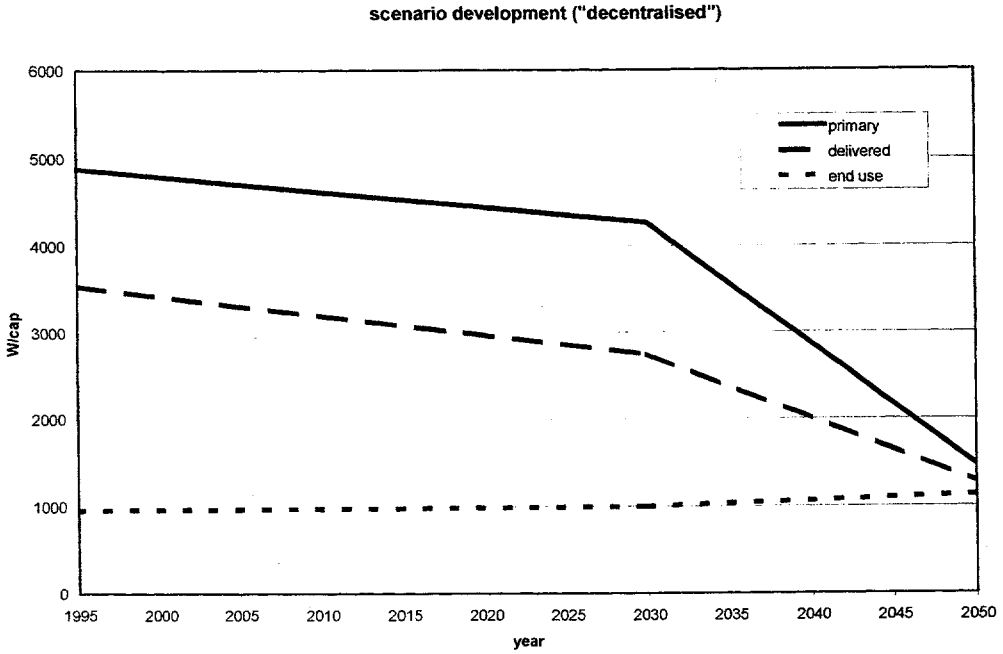
Scenarios are constructed for the entire energy system, in order to have consistency, even if the main interest in this study is the part of the system amenable for introduction of hydrogen technologies. The scenarios considered in the project explores two avenues, one which leads to a much more decentralised energy system than the present, while the other looks more like the present system, with its mix of centralised and decentralised features.

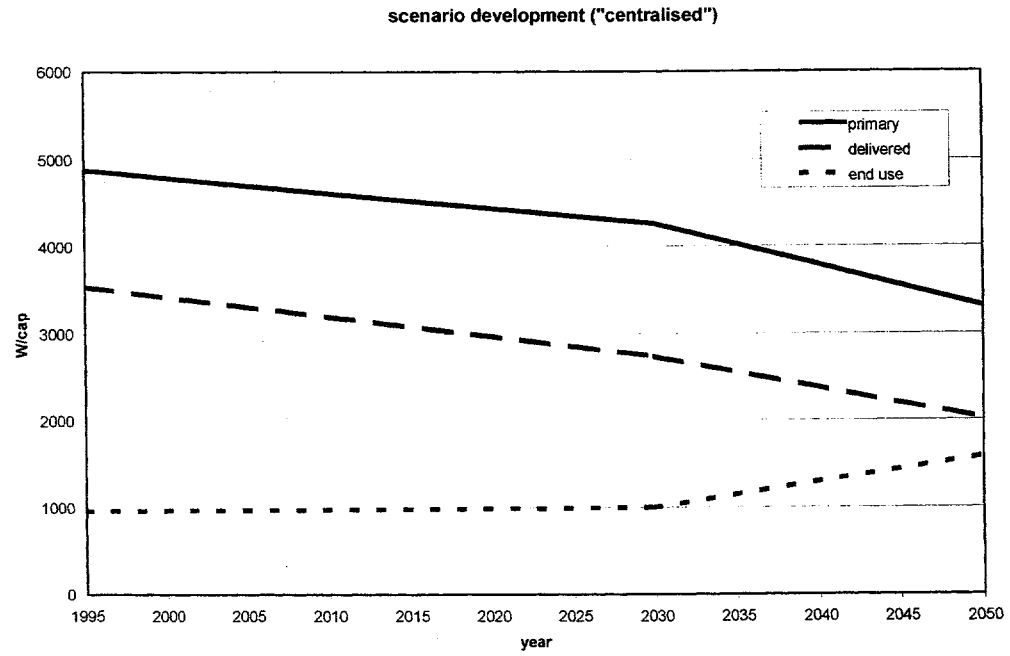
In the 2030 substitution scenario, the emphasis is on introducing hydrogen in the transportation sector, while the surplusses and deficits of wind energy are assumed to be handled through international power trade. This addresses the most sore point of the Danish energy plan: How to make the energy use in the transportation sector more sustainable. Another 2030 scenario looks at the use of hydrogen storage to avoid electricity trade, if the international market prices are unattractive. Since future prices of energy and hydrogen equipment are highly uncertain, the scenario rather aims at finding what prices would make the approach attractive.

Continuing the reflections on system developments to 2050, we explore one scenario (termed "centralised"), which is a natural continuation of the 2030 substitution scenario, and another, where hydrogen production and dispatch are highly decentralised. This is probably more costly than the centralised scenario, but it offers social benefits that perhaps will make the price acceptable. Present building-integrated heating systems (using oil, gas or solar) takes advantage of the often lower distribution costs (in the case of oil or gas) relative to district heating lines, but for reversible fuel cell systems, it would be possible to have only electricity networks extending to the buildings in question, which is certainly less expensive than both hydrogen pipelines and district heating lines. The question is thus, if the cost of reversible fuel cell systems, including hydrogen stores, is favourable enough to balance the savings in distribution costs. Also the conversion efficiency matters, independent of cost, because of the limited total renewable energy resources.

The energy demands to year 2030 are those of the official Danish energy plan. For 2050, each scenario has its own demand assumptions, with the centralised scenario continuing the trend of the current planning, while the decentralised assumes a further reduction in energy use at the end user. This may be thought of as a reflection of the value system underlying the decentralised scenario, but it also reflects the more tangible fact that the proposed system clearly has a higher cost per energy unit produced, than

the cost of avoiding the use of that unit, e.g. by investing in efficiency. Several studies have shown that break-even between efficiency improvement and additional supply lies at a specific consumption some 4-5 times lower than the present. It is therefore inherently inconsistent, when most energy scenarios suggest the introduction of new supply components at a higher cost than efficiency measures not introduced, but the reason is of course "social opposition", a complex entity that reflect current conditioning to a growth paradigm, which seem to be assumed more difficult to influence than the choice of energy supply technology.





The two figures above show the trends in energy produced, delivered end finally used, for the two lines of scenarios. The development to 2030 is that of the official Danish plan, but from 2030 to 2050 the two scenarios differ: the decentralised scenario has end use growth only in electricity use, whereas the "delivered energy"indicates considerable improvements in end-use efficiency, and the "primary energy"

similarly for the conversion steps before reaching the final user. The centralised scenario exhibits much larger increase in end use, comprising both increases in electricity use and in energy for transportation. The technical efficiency level is the same as in the decentralised scenario, but due to the end use increase, the primary and delivered energy decrease less than for the decentralised scenario.

The 2030 substitution scenario

The overriding objective of the substitution scenario is to investigate the potentials for substituting Danish transportation energy with hydrogen and methanol fuels based on renewable energy. This scenario highlights the options within the scope of the official energy and transport planning, hence taking the planning scenario of the Danish government's energy plan, Energy 21 - notably the state in the year 2030 - as starting point for the analysis. The hydrogen and methanol fuels are used as energy carriers for renewable energy sources - primarily wind power and biomass - in the transportation sector, and in addition significant improvements of the energy efficiency of the fuel chain is achieved (mainly due to large-scale introduction of fuel cells). To ensure that the transportation fuels are not simply displacing renewable energy in the stationary part of the energy sector, the scenario is based on the presumption of using only renewable resources registered in conjunction with Energy 21 but not exploited in its planning scenario.

The scenario covers both the domestic Danish transport sector and international air transport to and from Danish airports, with the latter reinforcing substantially the challenges of the scenario due to the projected strong growth of this subsector. Except for about 5% of the transport energy demand that is envisaged to be covered by electrical propulsion (rail transport and a share of battery electrical vehicles), the general conclusion of the scenario analysis is that it is indeed possible to meet the entire Danish transport demand by renewable hydrogen and methanol - albeit not by the year 2030. According to the scenario, slightly less than 80% of the transport energy can be converted to hydrogen and methanol by this year, with the remainder (just under 20%) being still covered by gasoline and diesel fuels. The split between hydrogen and methanol is roughly three quarters of the former and one quarter of the latter (primarily utilised in long distance vehicles such as trucks).
With the exception of aviation, all drive systems are assumed to be based on fuel cells after the conversion to hydrogen/methanol, either in the form of so-called "direct-hydrogen fuel cell systems", driven by hydrogen stored onboard as compressed gas, or as "indirect-methanol fuel cell systems", in which the fuel is methanol converted onboard to hydrogen. The latter option allow for easier onboard energy storage but also has poorer energy efficiency. For aircraft propulsion hydrogen jet turbines are applied with on-board storage as liquid hydrogen.

Hydrogen and methanol is generated by means of biomass gasification and electrolysis based on power from wind turbines (as well as a small percentage of photovoltaics that may be disregarded without substantial overall impacts on the scenario). Roughly two thirds of the hydrogen/methanol is expected to be distributed through pipelines with the rest being distributed through tanks (by means of lorries, ships etc.). The pipeline system has the same coverage of Denmark as the present natural gas system and it may be an option to use this. Whether this is possible, depends on further studies and also presumes a plan for conversion of the pipeline system from natural gas to hydrogen, and therefore it is assumed in the scenario that a new pipeline system is established.
The scenario results in a reduction of the CO_2 emissions of transport by almost 80%, equivalent to a reduction of the CO_2 emissions of the entire energy sector by 40%. The calculated costs per tonne CO_2 saved are in the range of 600-900 DKr per tonnes, depending on the cost assumptions used. This result, which is conditional on a successful technological development with regard to lowering the costs to the

long-term projections of the Technology Catalogue of the project, is in the same order as other CO_2 reduction options in the transport sector. While not being among the cheapest measures, the scenario on the other hand does not represent excessive costs - and the scenario would result in better long-term position with respect to supply with environmentally benign fuels in the transport sector. Based on the scenario, it can be concluded that it is viable to cover the transport fuel by renewable energy based on surplus resources and using hydrogen, and possibly methanol, as energy carrier. On the other hand the utilisation of renewables, especially on a large scale, will almost inevitably be met by resistance and barriers, and thus it is still vital to economise with the transport fuels by means of improved energy efficiency and other measures.

The 2030 regulation scenario

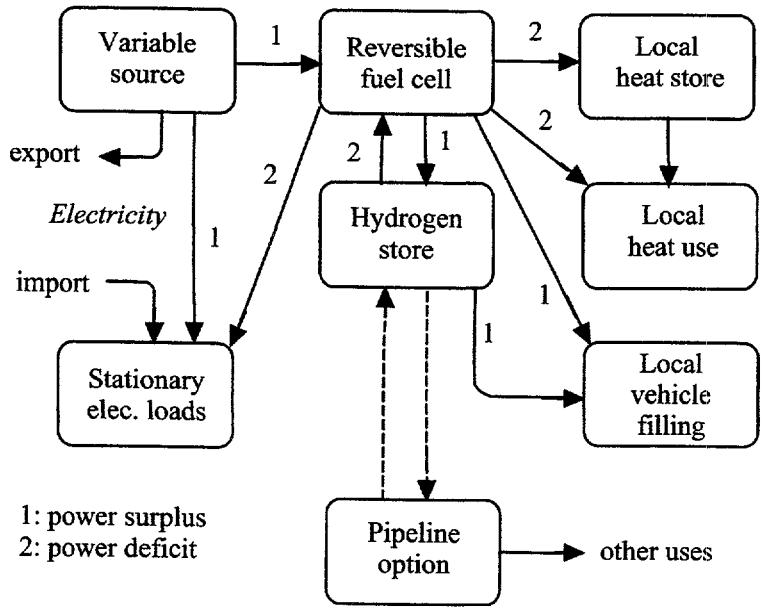
The regulation scenario looks at the potential of hydrogen as a storage medium used for dealing with the substantial variations in renewable power production. This is an alternative to the currently used international trade, notably taking place at the Nordic Pool. The reasons for considering the storage alternative is that concern has been expressed over the ability of the Nordic system to absorb the large surpluses of particularly wind power occurring during periods of the year. The concern also includes fear that pool trading prices will be very unfavourable for such substantial quantities of power offered at fairly short notice (using e.g. wind prediction models with time horisons of 1-3 days). This would be especially true during socalled wet years, i.e. years where hydro reservoirs (the backbone of the Nordic power system) are filled up more than in average years. One could think of dealing with Danish power fluctuations by using surpluses for hydrogen production during times of low pool prices, and power exchange during times of high prices. However, this would lower the capacity factors of the hydrogen production and storage facilities, introducing further uncertainty in cost estimation for the scheme.

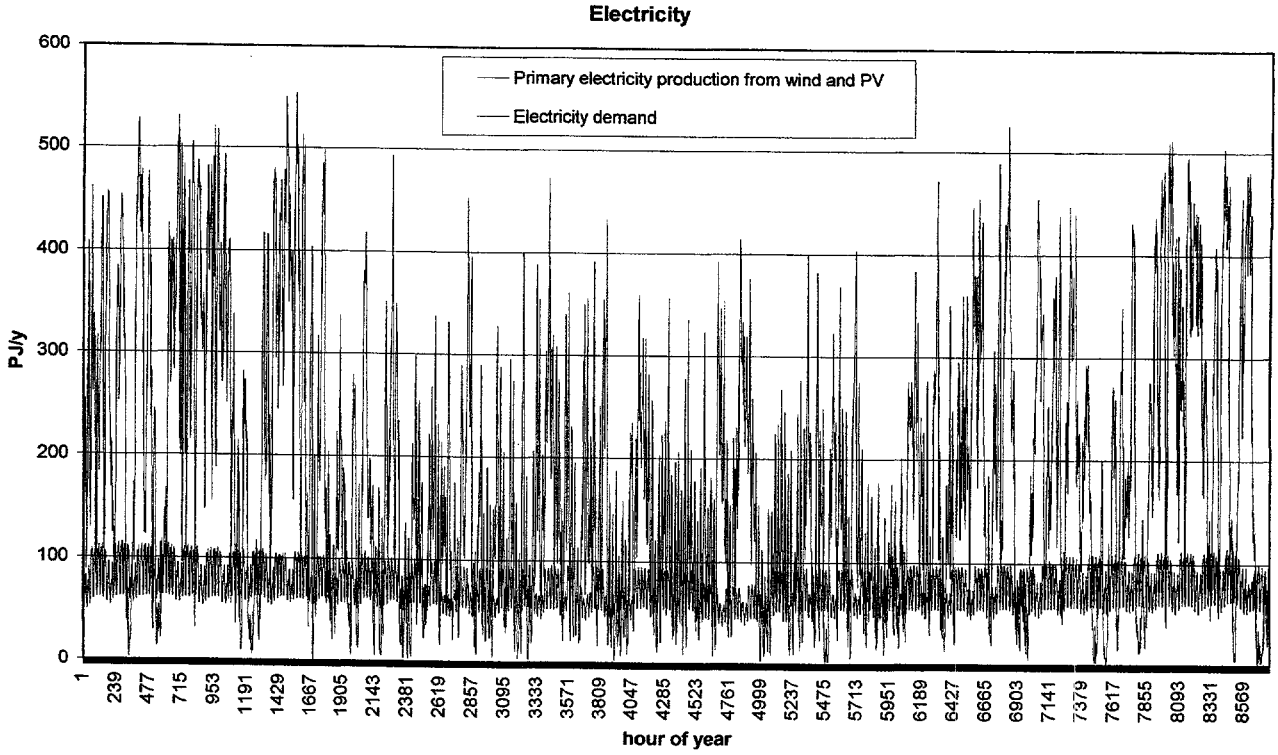
Because of the several little known cost items in an economic evaluation of this scenario, we have instead calculated the break-even situation as a function of the pool trading price and present results as a function of this variable.

The decentralised 2050 scenario

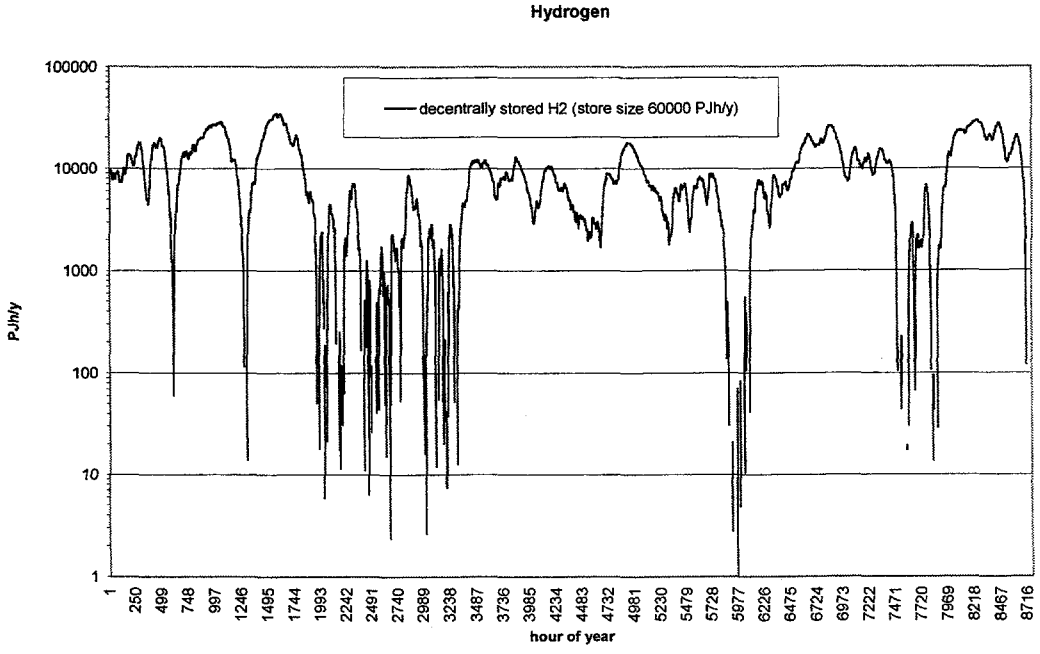
Because the energy demand is modest in the decentralised scenario, it is possible to restrict the use of biomass to very low values, and thus avoid criticism from some parts of the ecological community, who claim that it is important to return not just nutrients but also carbon from biomass residues back to the firlds. The basic idea of the scenario is illistrated in the figure below, with indication of the use of building-integrated, reversible fuel cells in situations of power surplus or deficit.

The actual annual primary energy input consists of 16 PJ from biomass (to be used for lorries), 67 PJ from wind turbines on land (essentially replacing the existing ones by 2 MW units) and 99 PJ from turbines off-shore. To this adds 20 PJ solar electricity and 40 PJ solar heat, pluss 40 PJ environmental heat drawn by heat pumps in the system. Because electricity in this scenario must cover nearly all high-quality energy demand, either directly or converted to hydrogen (heat pumps and waste heat from the conversion processes are used for heat requirements), there is a high level of avarage electricity production compared with direct electricity demsnds, with the associated problem of accasionally very large surplusses, as shown in the time series below, using a particular year of actual data.



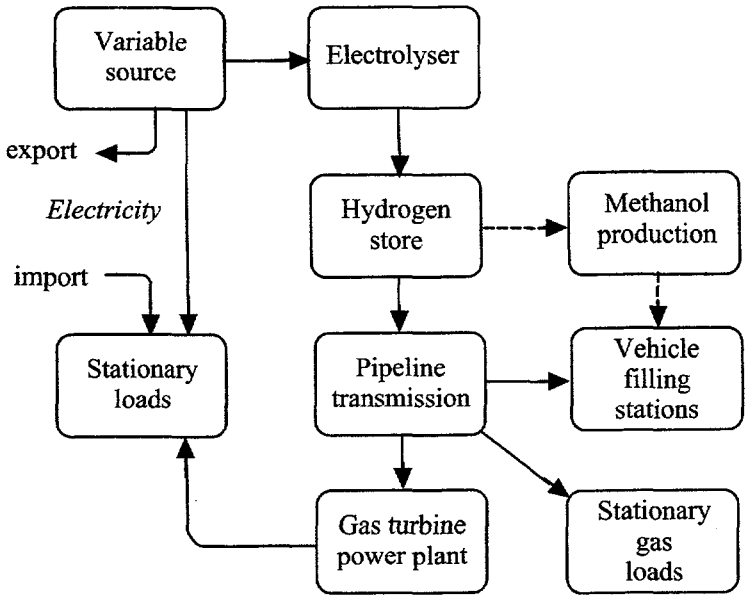


After local convertion of the surplusses of electric power into hydrogen, this is either filled into the stores of vehicles parked at the building, or into local stationary hydrogen stores, likely to be metal hydride stores. The time series of storage levels, shown below, indicates storage needs of 60000 PJh or roughly 0.3 m^3 of a typical metal hydride store in each of 2 million buildings. There is insufficient energy transferred to the store only during some 50 hours of the year, and it is considered less expensive to obtain these by international trade than by increasing the wind power production capacity.

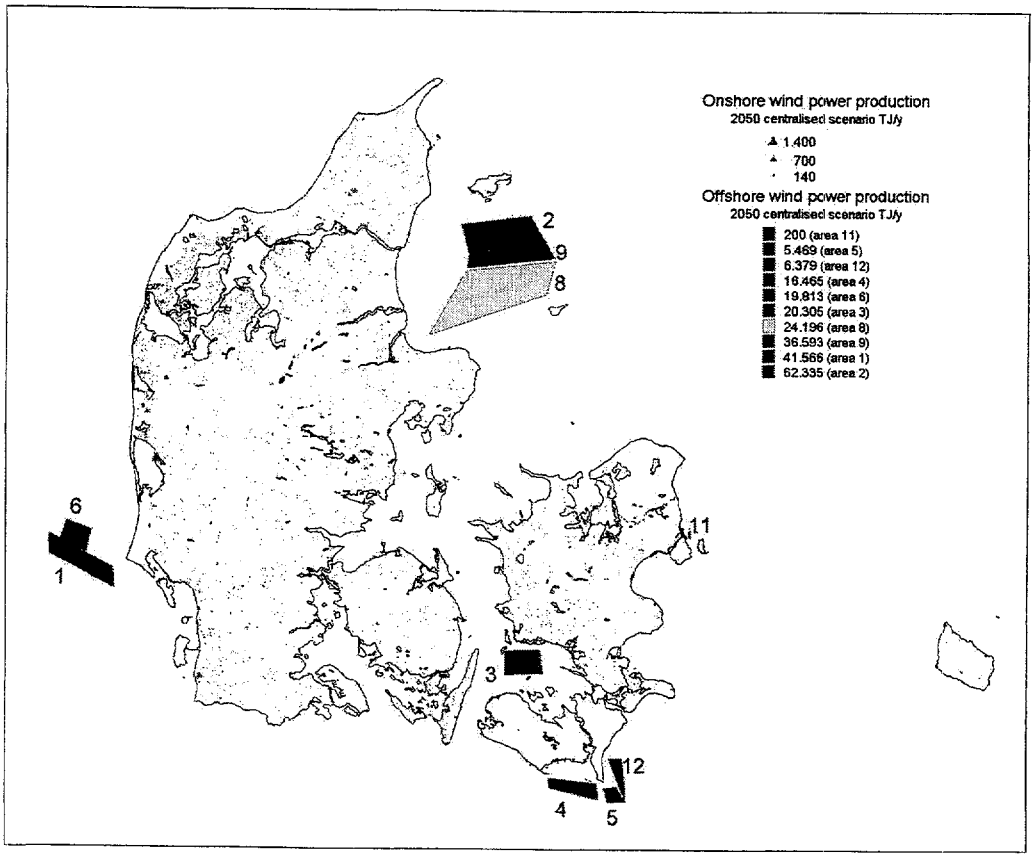


The centralised 2050 scenario

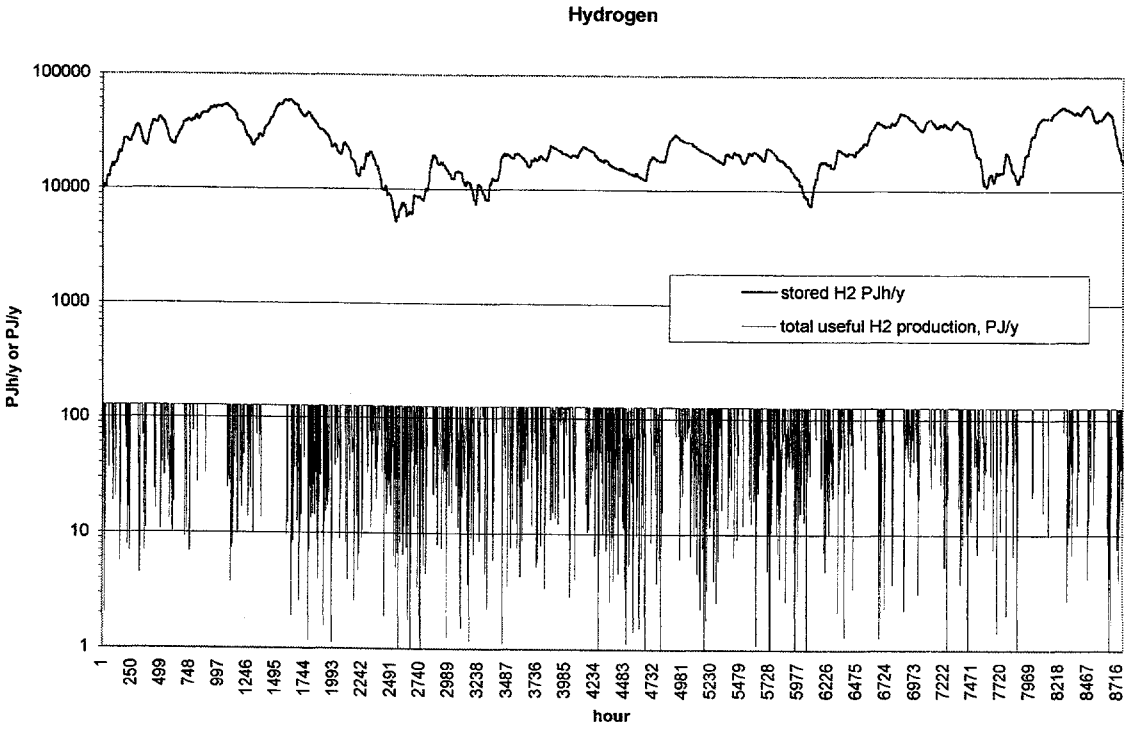
In the centralised scenario, due to the higher energy demand assumed, biomass production is not restricted as much as in the decentralised scenario (200 PJ is produced and used for methanol and hydrogen production). Also off-shore wind power production is considerably higher (213 PJ), and hydrogen storage is in centralised caverns, assumed to be located where the present (two) natural gas stores are. Hydrogen is assumed to be filled onto vehicles through a network of filling stations, slightly less in numbers compared with current gasoline stations. The system layout is indicated below:



The off-shore wind production makes use of around half od the areas currently designated for such use. The locations are indicated below:



With the same 60000 PJh of storage as in the decentralised scenario, all demands can be matched for every hour of the year for which data are considered. This corresponds to two hydrogen stores totalling 13 million m^3 at a hydrogen pressure of 5 MPa, which is only a fraction of the existing gas stores. The figure below shows the variations in stored energy, as well as production of hydrogen from biomass, varied according to direct demands.



Considerations on speed of implementarion

The fuel cell and automobile industry has repeatedly stated that the first commercial hydrogen passenger cars will be on the market in 2004. There will likely be a period of 2-3 decades before hydrogen could achive a complete penetration into the transportation sector, but an optimistic view would be that major vehicle classes could be converted already during the first decade. This would comprise passenger cars and buses, while the transition is likely to take longer for trucks and vans. For ships, the introduction could be fast, but there are no current efforts underway, so it is still most probable that the penetration will take more than one decade. For planes, the conversion time will probably be the longest, maybe 2-3 decades. All the technologies could be in place before our first scenario year (2030), and it is not very meaningful to speculate on the precise year of introduction for a given technology, since it depends on two uncertain factors: how soon the cost of the new technologies will become acceptable, and whether non-economic barriers will impede the introduction, once the price is right.

Production of hydrogen is not likely to be a problem. As soon as there is a demand, the wind power surplus could be used to produce hydrogen (first by standard electrolysis), and along the way, wind capacity may be expended as fast as necessary. Production of hydrogen from natural gas is likely to take off in several other countries, and the production based upon biomass may develop during the first or second decade. The gasification and shift reactions are well known, but cost reductions are required. Hydrogen from photovoltaic electricity is likely to be 20 years away, and direct production based upon new types of solar cells such as organic dye devices may never emerge.

Central hydrogen storage facilities may be built when needed, whereas stores for vehicles and bulding use are likely to have to undergo a continued development over a decade or two. All in all, the scenario time horison chosen seems to be realistic, but pending the success in developing the key technology for hydrogen to play a role: a technically and ecomically viable fuel cell. Due to the low efficiency, the alternative of direct hydrogen combustion techniques cannot furnish a long-term solution, and using them for an "enhanced introduction" of hydrogen seems a dubious route, because only large-engine cars can be converted, implying that the advantage of introducing hydrogen in this limited sector could as well be obtained by encouraging people to use smaller, more energy-efficient motor cars.

1. Projektets problemstillinger

Ifølge den danske energiplan ENERGI-21 (Energiministeriet, 1998, 1999) skal andelen af vindkraft i elsystemet overstige 40% før år 2030. Produktionen fra en typisk vindturbine varierer fra nul til 3-4 gange den årlige middeleffekt. Det betyder at der i vindrige perioder kan produceres betydeligt mere vindkraft end der kan forbruges indenlands. I et tidligere projekt er det undersøgt, om det er muligt at forudsige vindproduktionen godt nok til at kunne handle overskud på den nordiske elbørs' døgnmarked (Meibom *et al.*, 1997, 1999). Det blev fundet at dette var muligt, med en omkostning på omkring 10% af gennemsnitsprisen for el på børsen "Nordpool". Imidlertid er den hidtidige erfaring, at handelsprisen på børsen i lange perioder er lav, og det er derfor ønskeligt at have alternative udnyttelsesmuligheder for overskudsel fra vindturbiner, der er produceret til en relativt høj pris. Brintproduktion og -lagring kunne være en sådan mulighed, især hvis brinten kan anvendes i transportsektoren, hvor energiprisen er forholdsvis høj.

En anden indgangvinkel er at se ENERGI-21 som et skridt på vejen til omlægning af hele energi-systemet til at være baseret på vedvarende energi. Med de tilgængelige konverteringsprocesser for de i Danmark tilgængelige vedvarende energikilder vil et sådant system kunne producere store mængder af elektricitet, samt en mindre mængde varme. Brændsler til transportsektoren kan i nogen udstrækning fås fra biomasse, men systemanalyser har generelt peget på et behov for at anvende elektricitet uden for de sektorer, hvor denne er direkte nødvendig (Sørensen, 2000; Sørensen og Meibom, 2000; Sørensen *et al.*, 1994, 1999). Det gælder procesvarme ved højere temperatur, og i en vis udstrækning også lavtemperatur varme (via varmepumper). Tilbage står transportsektoren, karakteriseret ved et p.t. stigende forbrug. Det vil derfor generelt være ønskeligt at kunne konvertere el fra vedvarende energi til et brændsel der kan anvendes i transportsektoren. Også denne tankegang peger i retning af brint som en interessant energibærer.

Projektet ser derfor på en række scenarier for perioden frem til 2050, hvor andelen af vedvarende energi ventes at være steget til nær 100%, hvis ENERGI-21 ekstrapoleres ud over endepunktet i 2030, hvor ca. 50% af behovet dækkes af vedvarende energi.

2. Overordnet valg af scenarier

Projektet opstiller 4 scenarier for Danmarks fremtidige energisystem. To scenarier refererer til år 2030, som er slut-året for regeringens officielle energiplan ENERGI-21, og de to andre scenarier refererer til år 2050, hvor det antages at hele energisystemet har været igennem en cyklus af naturlig udskiftning (undtagen langtlevende bygninger) og det derfor er muligt at antage installation af nye vedvarende energi-teknologier uden ekstraudgiften ved forceret udskiftning.

Det første 2030 scenarie bygger i så stor udstrækning som muligt på regeringens plan ENERGI 21, når der tages hensyn til kravet om at kunne indpasse brint produceret i perioder med overskud af vindkraft. Det antages at tilpasningen af leverancerne af elektricitet til forbrugerne iøvrigt sker ved hjælp af eksport og import gennem Danmarks udlandsforbindelser (som undersøgt i Meibom *et al.* (1997), Nielsen et el., (1998), Meibom *et al.* (1999)). Det betyder at den producerede brint kan forbeholdes anvendelse indenfor transportsektoren, og at ENERGI-21 altså ikke ændres for så vidt angår de følsomme bindinger mellem el- og varmeproduktion, men alene får et nyt brændsel til rådighed til dækning af behovet for transport. Vi benævner dette scenarie "fortrængningsscenariet". Dets simple struktur bygger altså på at transportsektoren her er afkoblet fra det øvrige energisystem.

Det andet 2030 scenarie, som vi kalder "reguleringsscenariet", antager at det er ønskeligt at benytte et alternativ til udlandsforbindelserne for at regulere variationerne i vindkraft-produktionen relativt til det indenlandske forbrug. Det kunne være, fordi priserne som vindkraft kan afhændes til på den nordiske elbørs anses for utilstrækkelige, eller fordi Danmark finder bindingerne ved børsafhængighed ubehagelige. I stedet produceres brint, som da kan anvendes til at gendanne elektricitet (og evt. varme) når der er behov for det. Kun hvis der er overskydende brint vil transportsektoren blive tilbudt dette. Reguleringsscenariet kan forårsage større ændringer i forhold til ENERGI-21's planscenarie, f.eks. hvad angår den decentrale kraft-varme produktion.

2050 scenarierne er baseret på en efterspørgselsmodel af "bottom-up" typen (Kuemmel, Nielsen og Sørensen, 1997; Sørensen, Kuemmel og Meibom, 1999). Basisantagelser er høj behovstilfredsstillelse og en teknisk gennemsnitseffektivitet i 2050 lig den højeste tilgængelige effektivitet i dag. I det ene scenarie udforskes konsekvenserne af, at det ikke er lykkedes at holde energiforbruget i transportsektoren og til elapparater nede på det teknisk mulige lave niveau.

Det ene 2050 scenarie antager et meget decentraliseret energisystem, hvor mange enkelte bygninger er forsynet med et reversibel brændselscelle-anlæg og desuden evt. producerer energi ved hjælp af solpaneler integreret i facade og tag. Desuden modtages strøm produceret af vindmøller, evt. fra havbaserede anlæg. Overskudsproduktionen af elektricitet omdannes til brint, der antages at kunne påfyldes køretøjer knyttet til bygningen, eller lagres i metalhydrid eller nanoteknologiske lagre. Hvis bygningen er knyttet til et til brint opgraderet naturgasnet, kan en eventual overskudsproduktion sendes "ud af huset", ligesom brint kan hentes fra nettet til omdannelse til elektricitet of varme i brændselscellerne, i tilfælde af at lagerkapaciteten lokalt er utilstrækkelig.

Det andet 2050 scenarie bygger på antagelsen om bevaring af et antal centrale konverteringssteder, omfattende f.eks. kraftvarme-værker og brændstof-stationer (svarende til nuværende benzinstationer). Kraftvarmeværkerne kan baseres på (højtemperatur-) brændselsceller, som anvender brint produceret udfra vedvarende energi, og "tankningen" af brint fra brændstof-stationerne kan bestå i udskiftning af lagringsenheder baseret på brint lagret i metalhydrider eller nanofiber-lagre, eller i en overgangsfase af tankning af komprimeret eller flydende brint. Den eksisterende, fint-forgrenede del af naturgasnettet er i dette scenario en overflødig "fejlinvestering", mens fjernvarmenettet i begge scenarier tjener nyttige formål.

Man kan forestille sig at det med brint modificerede ENERGI 21 fortrængnings-scenario vil være et naturligt mellemstadium på vej mod det centraliserede 2050 scenarie, hvor andel af vedvarende energi er større end i ENERGI-21. Et problem er i denne forbindelse ENERGI 21's forholdsvis lave energieffektivitet, som skal forbedres for at nå det i 2050 antagne efterspørgsels-scenarie. Imidlertid er der i Danmark ret rigeligt med vedvarende energikilder og især vind, så et støre forbrug er muligt, omend det ikke synes fornuftigt, idet omkostningerne ved en større indsats for øget energieffektivitet givetvis er mindre end omkostningerne ved et hvilketsomhelst forsyningssystem baseret på brint og vedvarende energi.

De to andre scenarier kan ses som varianter, som kan komme på tale hvis de tekniske og økonomiske udviklinger gør dette mere attraktivt.

3. Datakilder og fremskrivninger

Det er et centralt metodevalg for dette projekt at repræsentere forbrug og forsyning i en geografisk baseret model, altså at opgive energistrømme per arealenhed. Det er derfor nødvendigt at repræsentere data i geografisk form (ofte benævnt GIS = geografisk informations system) for både ind- og ud-data. For at kunne besvare spørgsmål vedrørende systemets opførsel, som tillader en teknisk vurdering af mere og mindre decentraliserede strukturer, skønnes opløsningen at skulle være omkring 2 km eller finere. De fleste grundlæggende data har bekvemt kunnet fremskaffes netop i opløsninger på 500 m til 2 km (dvs. basis-celler som i tilfælde af at de er kvadratiske er f.eks. 1 km × 1 km; i praksis forekommer også irregulære celler, bestemt af eksempelvis bygrænser eller grænser for skovbevoksning). Nogle data findes med endnu finere opløsning, men ved at vælge ovennævnte undgår vi register-problemer med at navngivne forbrugere ville kunne identificeres. Hovedparten af de anvendte data refererer til celler på 500m × 500m.

Den primære tidslige opløsning af tilgængelige data er i mange tilfælde en årsmiddelværdi, omend årstids eller månedlige middelværdier findes for nogle data. Imidlertid udviser såvel energiforbrug som –produktion svingninger på ugebasis, på døgnbasis, på timebasis og så videre. Nogle af disse variationer er vigtige for bedømmelsen af systemets opførsel, ikke mindst i relation til energilager-behov. Imidlertid er det ikke praktisk muligt at foretage en tidslig meget fintmasket simulering, samtidig med at den runlige opløsning er høj. Istedet arbejder vi med forskellige modelleringsniveauer:

- Generel systemopførsel simuleres med fuld rumlig opløsning, men med tidslige middelværdier.
- Der foretages en række simuleringer med tidsskridt på 1 time, men rumlig aggregering.
- System-implementeringsanalyser foretages med rumligt aggregerede data og tidsskridt på et år.

Nedenfor beskrives de enkelte data-kategorier og valget af data-kilder. Behandlingen i et geografisk informationssystem indebærer i) en digitalisering af data, ii) geokodning, i.e. binding til foruddefinerede geografiske områder, fx. afgrænset af længde- og breddegrader, iii) beregning, dvs. manipulation af data for hver celle til at give ønskede størrelser, såsom fremskrevne energiforbrug osv. Med den ovenfor nævnte opløsning skal dette foretages for ca. 200000 celler.

3.1 Befolkning og basisenergiforbrug

Danske befolkningsdata findes kun aggregeret på sogne eller udspecificeret på vej-addresser. Danmarks Statistik har tilbudt os at omregne sidstnævnte data til GIS format for en sum af størrelsesordenen hundrede tusende kroner, hvilket vi fandt lå udover dette projekts økonomiske rammer og iøvrigt er temmelig urimeligt for en datastruktur som allerede findes i de lande som omgiver os og som DS derfor skønnes nødt til at lave under alle omstændigheder.

Imidlertid er det muligt at lave tilnærmelser, som vi skønner er gode nok til den anvendelse vi gør af befolkningstallene. De for projektet interessante befolkningstal er under alle omstændigheder for 2030 eller 2050, og selvom den totale befolkning kan fremskrives ret sikkert, så er netop den geografiske fordeling om 30 til 50 år behæftet med betydelig usikkerhed, eftersom den afhænger af udviklingen i erhvervsstruktur, i den løbende udvikling af tekniske forudsætninger for decentral virksomhed, af transport-strukturens udvikling, samt ikke mindst af politiske forhold omkring begunstigelse eller straf (f.eks. fredningslove eller andre forhindringer for etablering i naturskønne

områder) for udflytning af aktiviteter. Med denne usikkerhed finder vi at anvendelsen af simple modeller for den geografiske fordeling af befolkningen i fremtiden er rimelig.

Følgende model er den faktisk benyttede: Befolkningstallet 1996 for hver kommune har vi selv digitaliseret udfra tilgængelig ststistik (Trafikministeriet, 1998). Fra bygningsregistret (BBR-data, indkøbt fra Kristensen og Slettebjerg (1999)) har vi etagearealet opdelt på en række formål, som vi igen har grupperet som følger:

AA: A1 = parcelhuse
A2 = tætte/lave boliger
A3 = stuehuse i landbrugsejendomme
BB: B1 = offentligt ejede etageboliger
B2 = privat ejede etageboliger
CC: C1 = offentlige kontor- og servicebygninger
C2 = andre kontor- og servicebygninger
E = døgninstitutioner, hospitaler mv.
DD: D1 = offentligt ejede produktionsvirksomheder
D2 = privat ejede produktionsvirksomheder
EE: F = fritidshuse

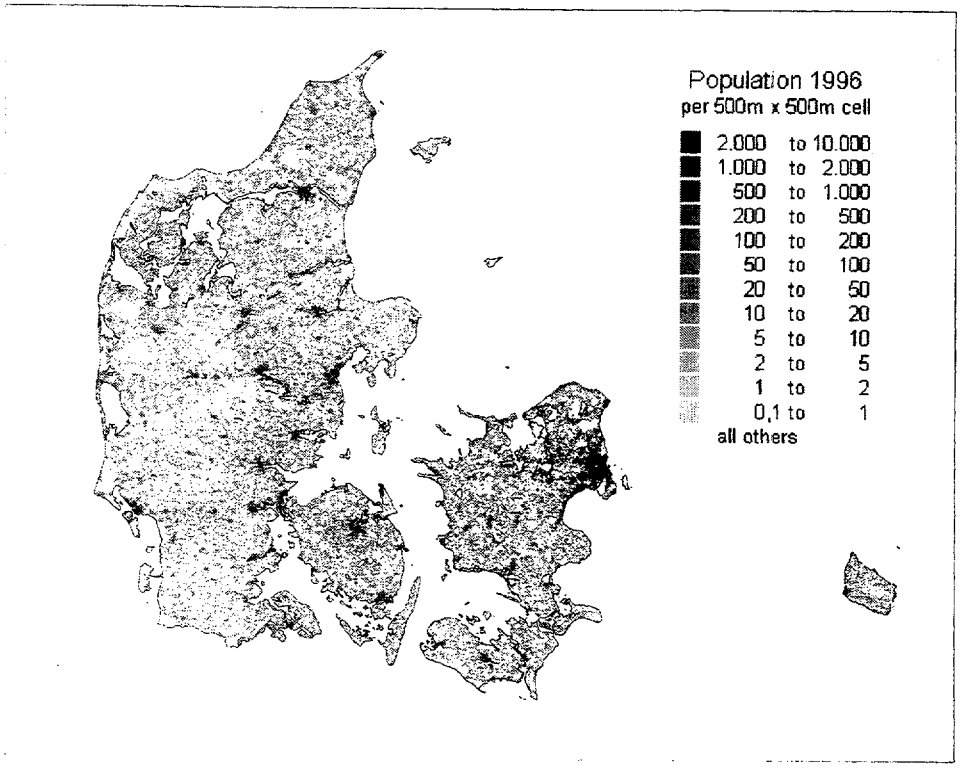
Befolkningstallet antages nu proportionalt med summen af følgende etagearealer i hver GIS-celle, som vist i Fig. 3.2:

$$\text{Boligareal} = AA + BB + 0.33\ EE,$$

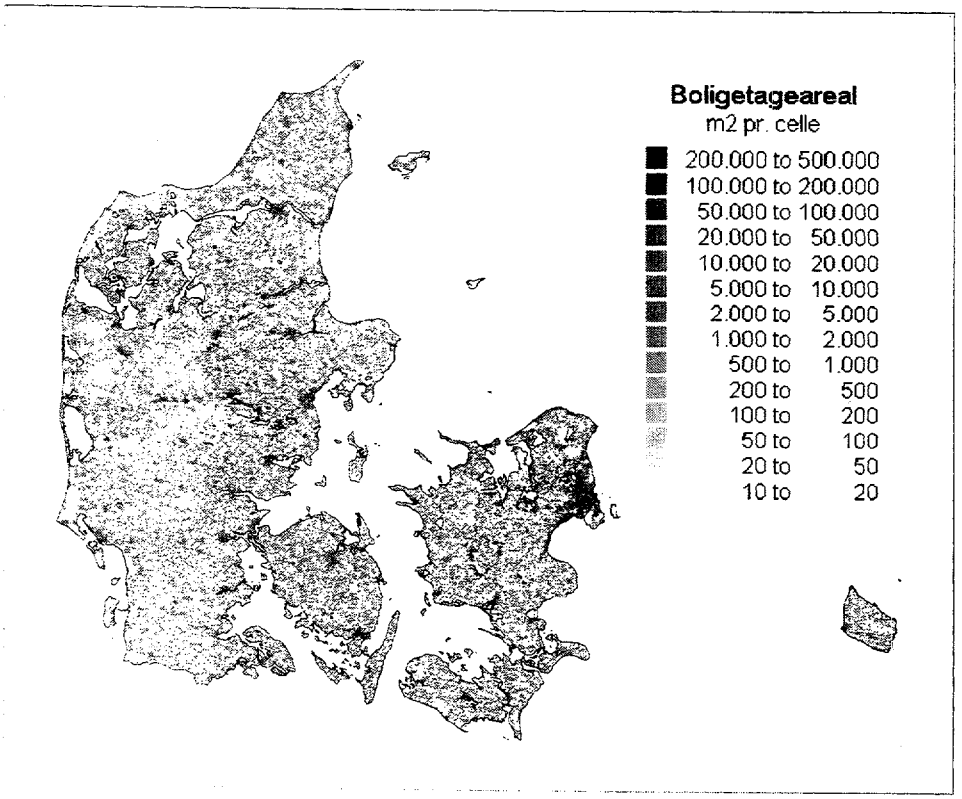
og normeres derefter for hver kommune så det totale befolkningstal er korrekt. Herved indfanges forskelle mellem forskellige dele af landet i beboelsesareal pr. indbygger, i fordelingen mellem ejer og leje-boliger, og endelig i anvendelsen af sommerhuse til permanent beboelse (der i referenceåret 1996 var udbredt). Den resulterende befolkningstæthed er vist i Figurerne 3.1 og 3.3, med benyttelse af hhv. logaritmisk og lineær skala. F.eks. ses Københavns "fingerstruktur" tydeligt på sidstnævnte. Der kunne argumenteres for en vægtning af BB-leddet med en faktor over 1.0, men dette er ikke gjort, da vi ikke har regionale data for størrelsen af en sådan faktor.

For scenarierne 30 og 50 år ud i fremtiden benyttes en fremskrivning af befolkningsmodellen. Herved bliver det også klart, at mindre unøjagtigheder der måtte forekomme i 1996-tallene ikke har nogen betydning, da de drukner i den usikkerhed der skyldes ukendskab til den fremtidige udvikling, på områder som indvandring, barnefødsler og ændring af bosætningsmønstre. Modellen tillader netop afprøvning af f.eks. antagelser om migration i fremtiden, hvor den decentraliserings-tendens som allerede i dag kan spores kan skønnes at forstærkes, i modsætning til tidligere tiders migration fra land til by (som idag ses at pågå i tredjeverdens lande). Forudsætningerne for en sådan decentralisering er såvel boligers som erhvervsvirksomheders stigende uafhængighed af storby-faciliteter, pga. elektroniske kommunikations-redskaber og den fysiske transports stadigt ringere vilkår i byområder med tilkørselsveje.

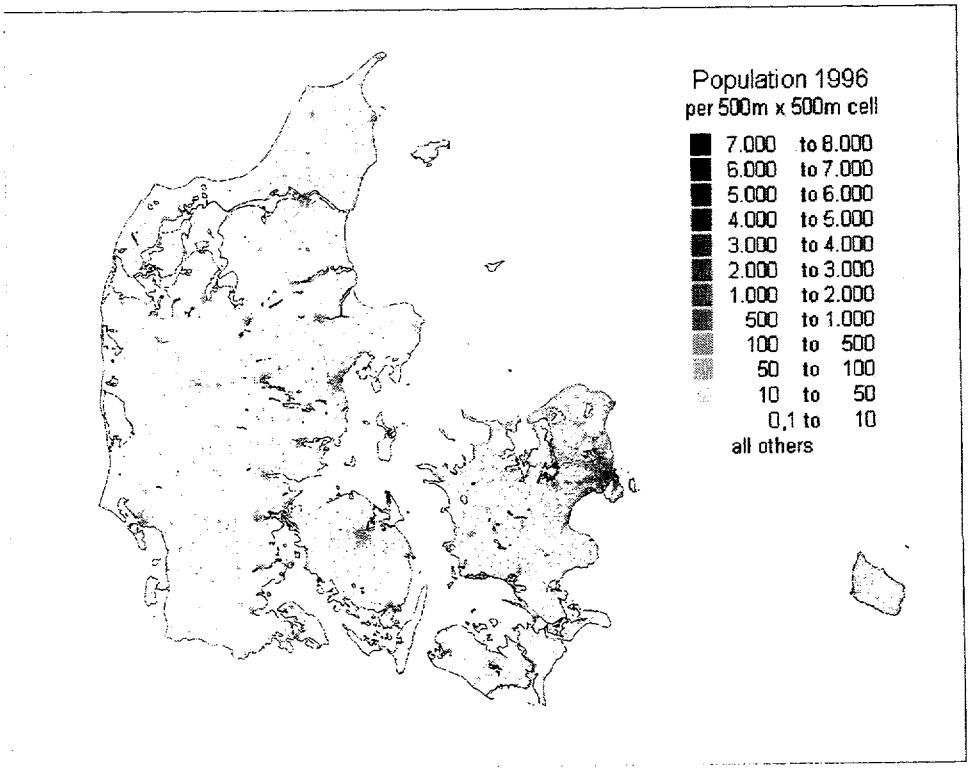
Konkret antages befolkningen i GIS-celler (dvs. 500m × 500m) med under 50 beboere i 1996 at vokse med 30% frem til scenarieårene 2030/2050, med tilsvarende fald i celler der i 1996 havde over denne tærskel. Den samlede befolkning i Danmark (5,2 mio.) er justeret efter FN's befolkningsprognose (cf. Sørensen og Meibom, 2000), men ændringen er beskeden, svarende til at et forudset svagt fald opvejes af tilsvarende indvandring. Fordelingen for 2050 er vist på Figur 3.4 (lineær skala).



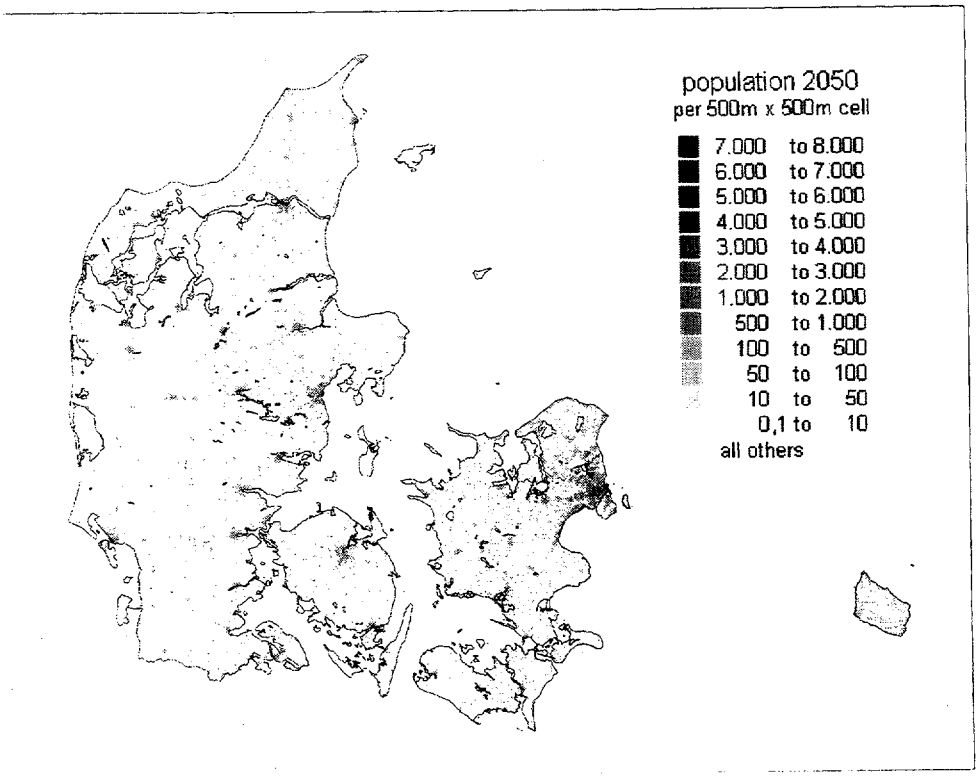
Figur 3.1. Model beregning af Danmarks befolkning 1996 (logaritmisk skala).



Figur 3.2. Boligetageareal 1998 (m^2/celle), som er benyttet ved beregning af befolkning.



Figur 3.3. Model beregning af Danmarks befolkning 1996 (lineær skala).



Figur 3.4. Forudsat befolkning i Danmark 2050 (lineær skala).

Vores interessere i befolkningens fordeling i scenarieårene 2030 og 2050 (samme fordeling antages for de to årstal) skyldes at fremskrivningen af energiforbruget i mange tilfælde netop er baseret på et "per capita" forbrug. Scenariemodellernes behovsmodel for 2050 er vist i Tabel 3.1 (fra

Sørensen, Kuemmel og Meibom, 1999; baseret på Sørensen, 1988; Kuemmel et al., 1997). Med slutforbrug menes nyttiggjort energi hos slutbrugeren, ikke tilført energi.

Tabel 3.1. Antaget slutbruger energiforbrug i år 2050 (W/cap.)

ENERGIFORM/KVALITET	ÅRSGENNEMSNIT
Rumopvarmning (klimaafhængigt*)	389
Varmt vand og lavtemperatur varme	150
Mellemtemperatur procesvarme (100-500°C)	50
Højtemperatur procesvarme (over 500°C)	40
Rumafkøling (klimaafhængigt*)	0
Anden køling og frysning	35
Stationær mekanisk energi	150
Elektriske apparater mv.	150
Transportenergi	150
TOTAL	1021

* Beregnet udfra temperaturdata i tids- og arealserier.

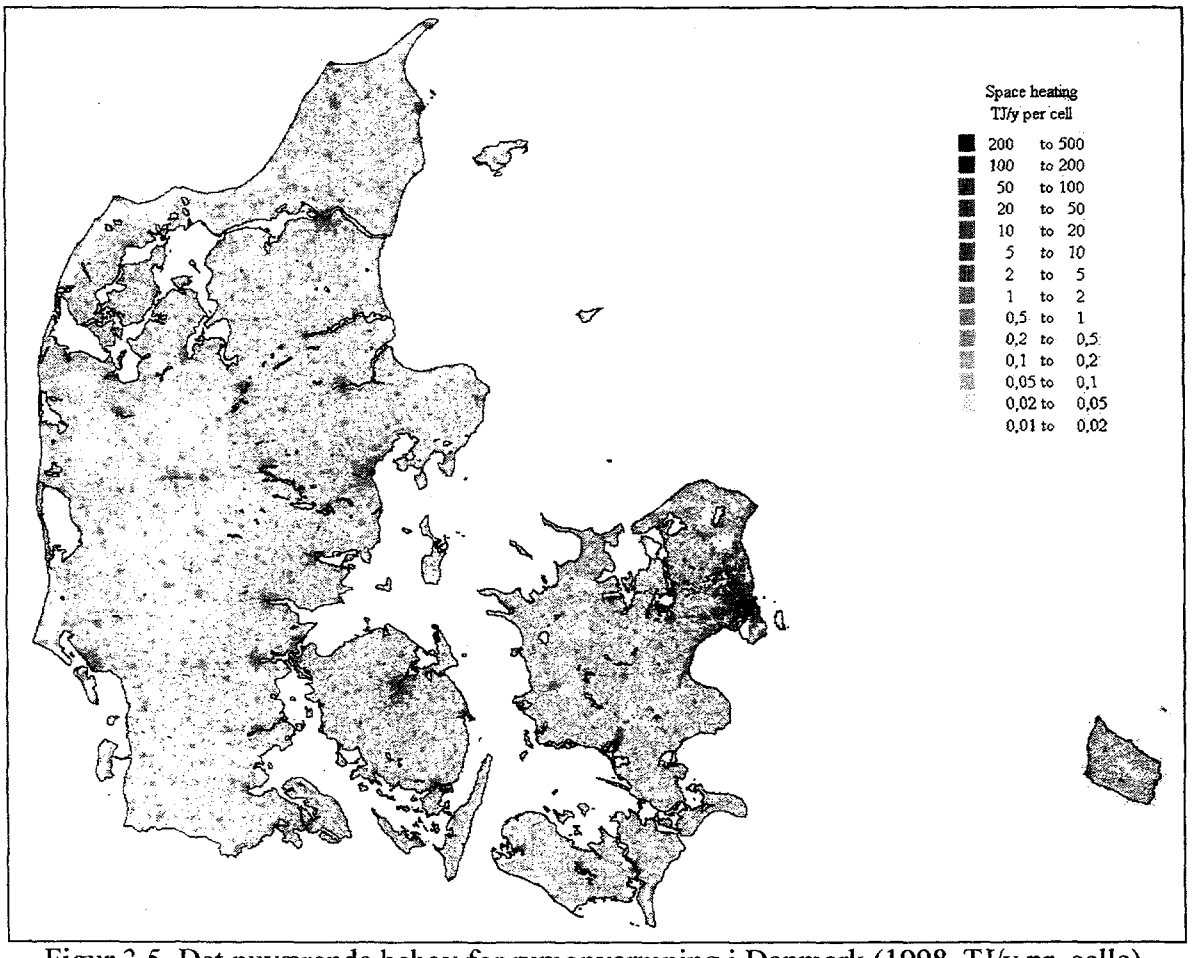
Hvis vi eksempelvis ønsker udfra spørgeundersøgelser om elforbrugsvaner at opstille modeller for fremtidigt forbrug i forskellige befolkningskatagorier, skal vi bruge bosætnings-mønstret som det er givet ved den fremskrevne befolkningstæthed (Fig. 3.3) til at udregne el-forbruget på geografisk basis. Elselskaberne kan idag ikke måle den enkelte forbrugers tidslige fordeling af forbruget, men kun den totale mængde strøm som sendes ud fra et givet kraftværk (eller måske en sub-station). Elmålere aggregerer forbruget i tid, og forbrugsmåling eller forbrugsstyring via signaler over nettet er stadig en fremtidsdrøm.

I det centrale 2050 scenarie vil elforbruget i apparater fordobles og transportenergiforbruget tredobles.

3.2 Varmeforbrug

Det samlede varmeforbrug i 1998 er vist i Figur 3.5, baseret på geokodning af oplysninger fra BBR-registeret i en varmeforbrugsmodel opstillet af Energistyrelsen (P. Kristensen og M. Slettebjerg, 1999). For hver celle haves en opdeling på dels anvenderens status (boligtype, kontortorbygning, fremstillingsvirksomhed, institution osv., cf afsnit 3.1), dels på typen af varmeinstallation (f.eks. centralvarme med olie, naturgas, varmepumpe eller fjernvarme, elvarme eller brændefyr). Desuden er det samlede kvadratmeterareal i hver celle anvendt til beboelse og erhverv kendt. Herudfra kan som nævnt i afsnittet ovenfor andre modeller for beregning af andre størrelser opstilles.

Fremskrivningen af varmeforbruget er baseret på en model for løbende forbedringer i eksisterende bygningers skal, samt antagelser og fremtidige krav til nybyggeri. Over de seneste 25 år er Danmarks varmeforbrug ca. halveret i forhold til hvad det ville have været med uændret teknologi. Imidlertid er kun omkring en tredjedel af de eksisterende bygninger renoveret substantielt for så vidt angår varmetab, og der er derfor basis for endnu en halvering eller mere, uden at medtage bygninger af historisk værdi, hvor isoleringstiltag/vinduesudskiftning må begrænses til tiltag som ikke ændrer udseendet. I dag er den frivillige renovering af eksisterende bygninger for at mindske varmetabet stort set ophørt, og bygningsreglementet stiller kun krav til nybygninger. Der vil derfor være brug for enten regler for eksisterende bygninger eller kraftige prissignaler.



Figur 3.5. Det nuværende behov for rumopvarmning i Danmark (1998, TJ/y pr. celle).

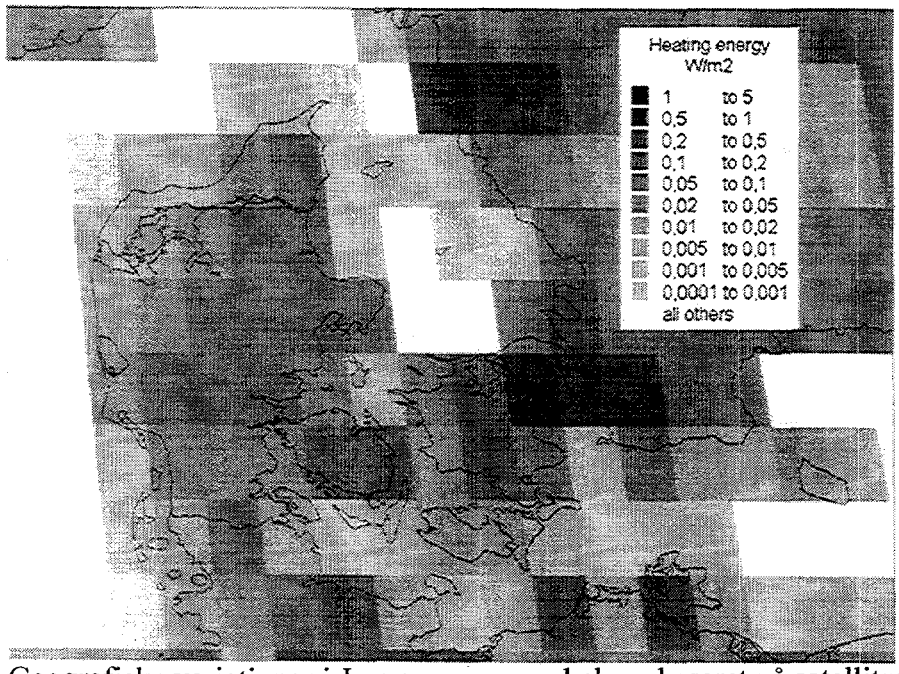
Den tidslige variation af varmeforbruget kan beregnes udfra målte udetemperaturer og vindhastigheder (der indgår i en "chill factor"). Da temperaturerne ikke ændrer sig synkront over hele landet, vil de tidslige forløb af opvarmningsbehovet også være stedafhængigt. I modelfremskrivningen til år 2050 er simpelthen benyttet en grov temperaturvariation i tid og sted, hentet fra satellitmålinger af temperaturen gennem en årrække (disse data forefandtes allerede på digital GIS-baseret form; Sørensen *et al.*, 1999). Figur 3.6-3.9 viser det rumvarmebehov for hver årstid, som svarer til fremskrivningen i Tabel 3.1 på 389 W/cap. Det gennemsnitlige opvarmningsbehov på arealbasis er for de fire årstider givet i Tabel 3.2.

Tabel 3.2 Fremskrevet 2050 månedsgennemsnit af netto rumvarmebehov (gennemsnitsværdi taget over det samlede landareal, i W pr. m^2).

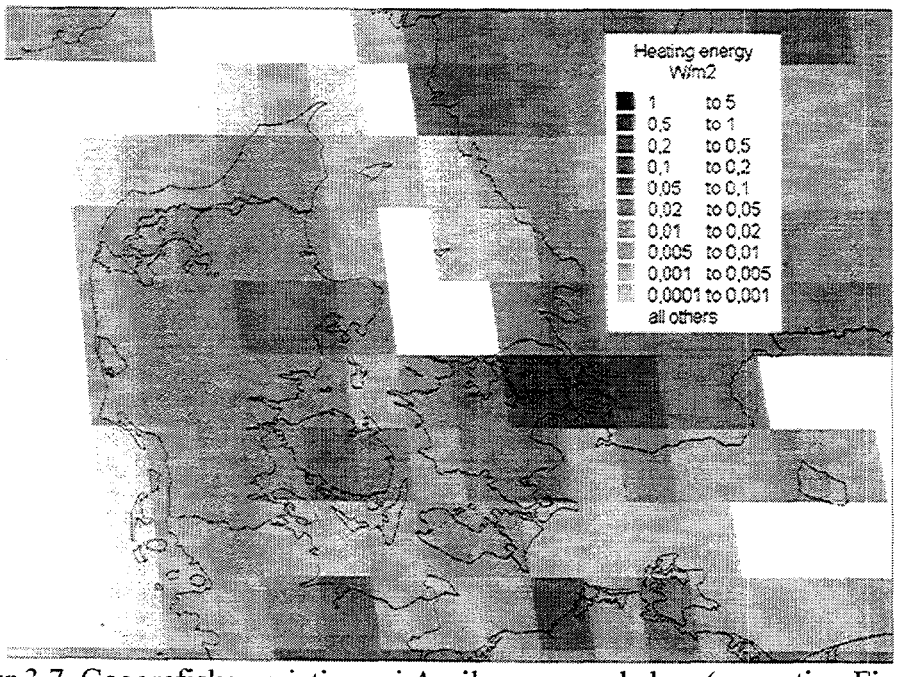
tid på året	rumvarmebehov
januar	0,0469
april	0,0285
juli	0,0001
oktober	0,0212
gennemsnit	0,0282

Forudsætningen om at den bedste isoleringsteknologi der er på markedet idag svarer til den gennemsnitlige i 2050 fører til en betydelig reduktion af rumvarmebehovet. Faktisk er tallene i Tabel 3.1 og 3.2 godt 3 gange lavere end hvad der svarer til 1998 modellen vist i Figur 3.5. 1998 modellen indeholder Energistyrelsens vurdering af konverteringstab fra energi tilført slutbrugeren som naturgas, olie, el eller fjernvarme. Den kraftige reduktion i opvarmningsforbruget der fulgte

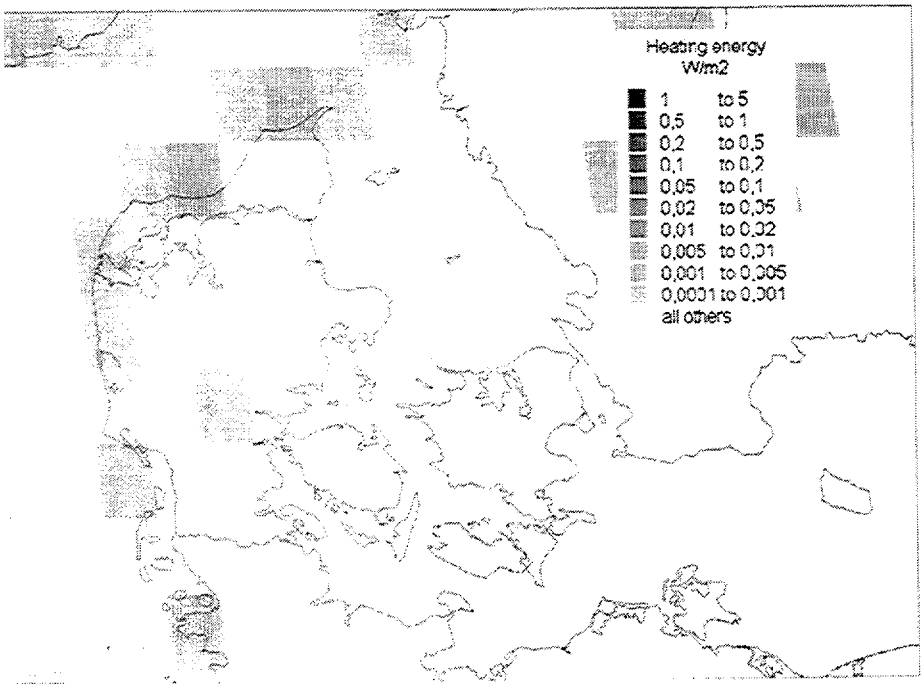
efter energikriserne i 1973 og 1979 er senere afløst af en langt mere beskeden udvikling, og det er som nævnt stadig kun del af de eksisterende bygninger i Danmark, der har undergået en substantiel efterisolering.



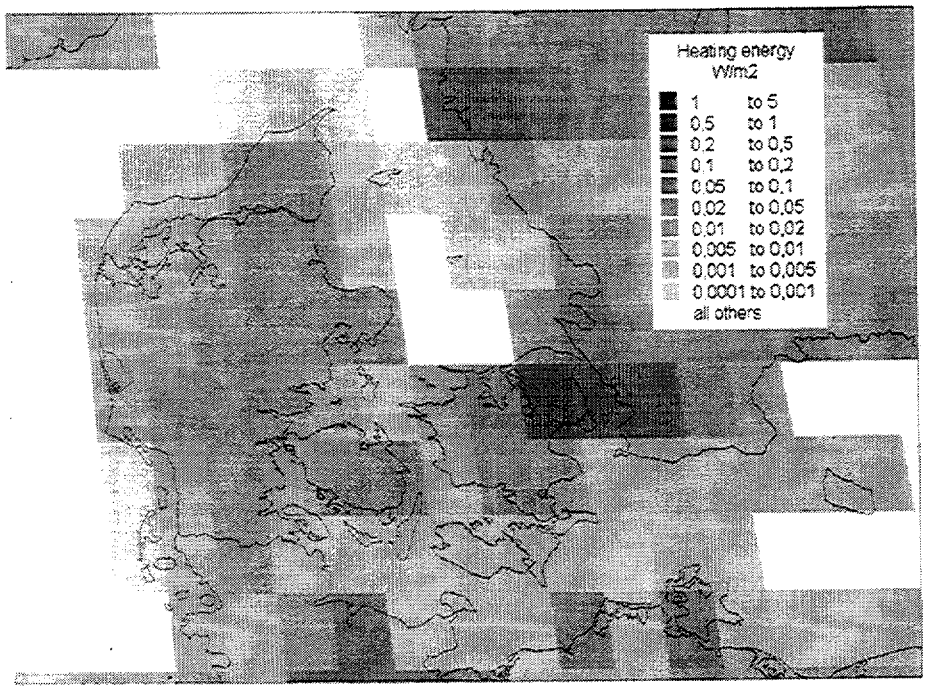
Figur 3.6. Geografiske variationer i Januar rumvarmebehov, baseret på satellitmålinger af temperatur, og justeret til antaget 2050 isoleringsstandard og opvarmet areal for hver celle (W pr. total m^2, kortunderlaget benytter Mollweide's arealtro projektion) (Sørensen *et al.*, 1999).



Figur 3.7. Geografiske variationer i April rumvarmebehov (se caption Fig. 3.6).



Figur 3.8. Geografiske variationer i Juli rumvarmebehov (se caption Fig. 3.6).



Figur 3.9. Geografiske variationer i Oktober rumvarmebehov (se caption Fig. 3.6).

Det overvejes i et af 2050 scenarierne at antage et større rumvarmeforbrug, for at se scenariernes robusthed overfor ændringer i forudsætninger.

De øvrige varmeforbrug, angivet i Tabel 3.1, antages geografisk fordelt som følger: Varmt vamd og lavtemperatur varme fordeles efter samlet bebygget etageareal, mellem- og højtemperatur procesvarme efter industriens produktionsareal alene. Boligetagearealet er tidligere vist på Fig. 3.2, servicesektorens og produktionsindustriens ses af Fig. 3.10 og 3.11. Der er ikke foretaget nogen korrektioner fra 1998 til 2050, omend en omlokalisering inklusiv stigende udflytning til nuværende

landdistrikter er en mulig følge af den antagne samfundsudvikling.

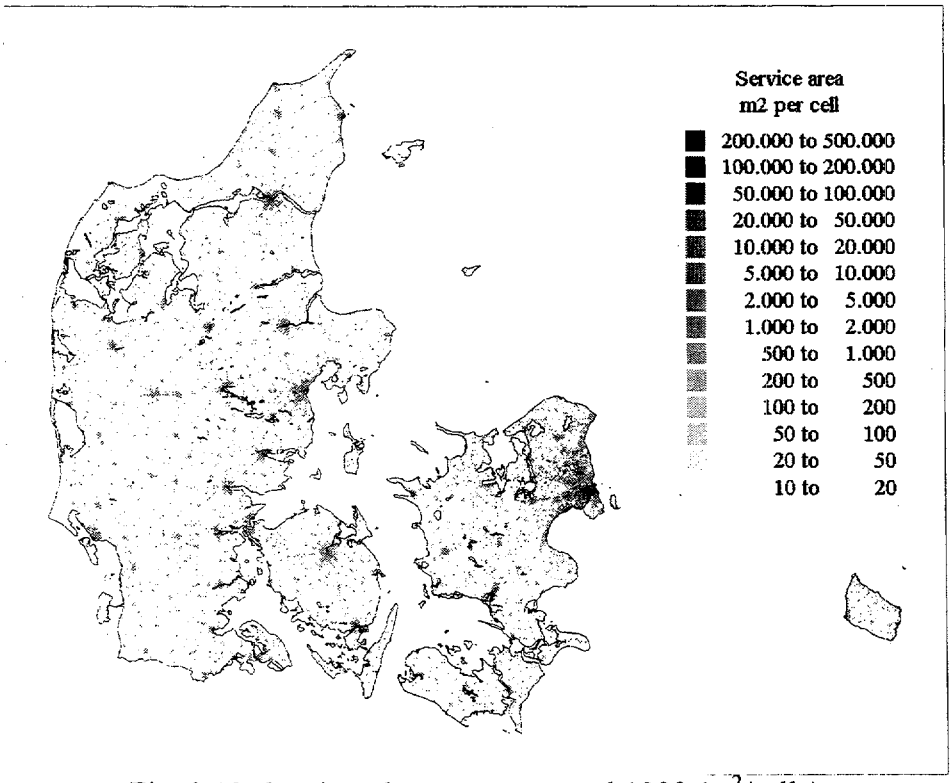


Fig. 3.10. Servicesektorens etageareal 1998 (m^2/celle).

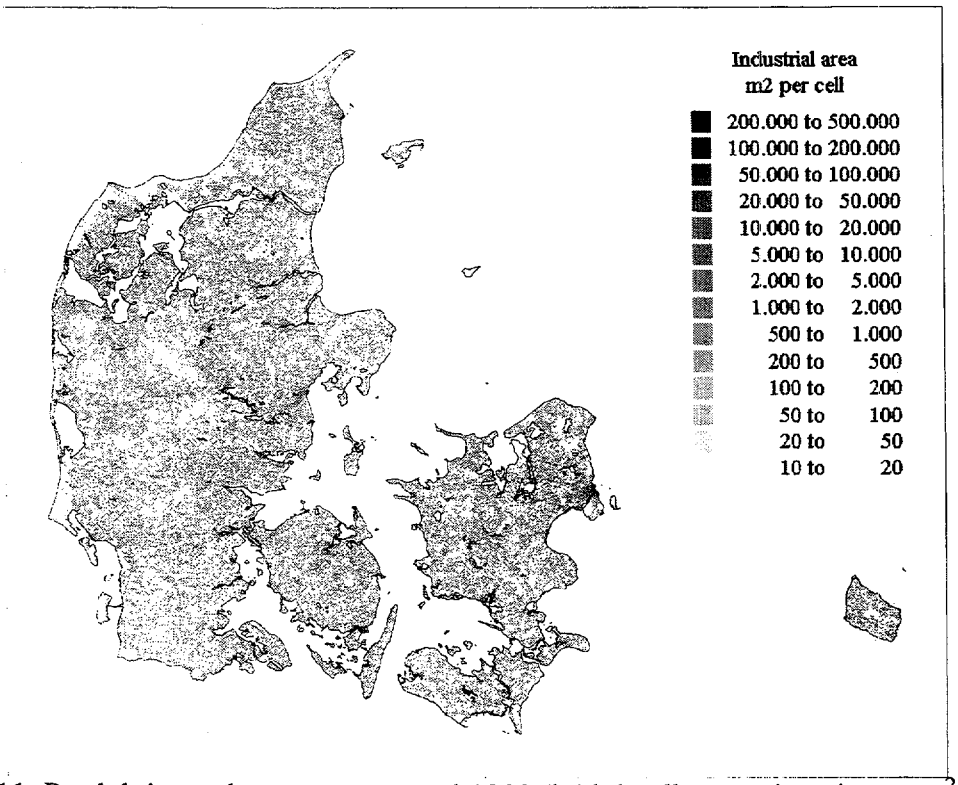


Fig. 3.11. Produktionssektorens etageareal 1998 (inkl. landbrugets bygninger; m^2/celle).

3.3 Elforbrug

3.3.1. Geografisk og tidsmæssig fordeling af elforbrug

Dette afsnit opbygger på basis af tilgængelige data en geografisk og tidsmæssig opdeling af elforbruget, som det ser ud i dag, og giver bud på fremskrivningen til scenarie-fremtiderne.

3.3.1.1 Geografisk fordeling.

BBR-registret

I BBR-registret, hvorpå de af os anvendte digitaliserede data bygger (Kristensen og Slettebjerg, 1999) findes oplysninger om, hvordan det danske bygningsareal er fordelt på anvendelsestyper og geografisk. På baggrund heraf kan foretages en skønsmæssig geografisk fordeling af elforbruget, idet det indenfor de enkelte kategorier af elforbrug antages, at elforbruget er proportionalt med bygningsarealet.

Da ikke alle typer bygninger er lige elforbrugsintensive, men vi kan kun behandle dette problem overordnet, ved at skelne imellem servicesektorens, produktionssektorens og husholdningernes bygningsarealer. I den udstrækning oplysningerne i BBR-registret gør det muligt, anvender vi samme opdeling som den der anvendes i Energistyrelsens energistatistik, altså samme opdeling for el som for varmestatistikken.

Den anvendte metode er således forbundet men en vis usikkerhed, hvortil den væsentligste kilde nok er antagelsen om, at fordele elforbrug efter bygningsareal, uanset at der, ikke mindst for fremstillingsvirksomheder, kan der være store forskelle i elforbruget. Men metoden gør det muligt, at lave en geografisk opdeling af elforbruget uden at gøre dette til et projekt i sig selv. I fremtiden kan det være, at de målinger, som Eltra og Elkraft System fra den 1. januar 2000 foretager til brug for afregninger, kan bidrage til en revurdering/opdatering af metoden.

Energistatistik 1997

Af Energistyrelsens "Energistatistik 1997" fremgår det, som vist i Tabel 4.3, hvordan elforbruget i Danmark er fordelt på kategorier.

Tabel 3.3 : Elforbrug i Danmark 1997 opdelt på kategorier

	TJ	%
Transport	1.044	0,9
Produktionserhverv	41.769	36,5
Handels- og servicevirksomhed	33.631	29,4
Husholdninger	38.086	33,3
I alt	114.531	100,0

Denne "fordelingsnøgle" anvendes også for de fremtidige scenarieår, omend bemærkningerne i de foregående afsnit om erhvervs- og bosætningsudviklingen kunne have givet anledning til justeringer. F. eks. er anvendelsen af el i transportsektoren primært et resultat af trufne politiske valg, mens udviklingen i de øvrige sektorer afhænger såvel af apparat-bestand som af omfanget af effektiviserings-bestræbelser.

3.3.1.2 Resulterende geografisk fordeling af fremtidigt elforbrug

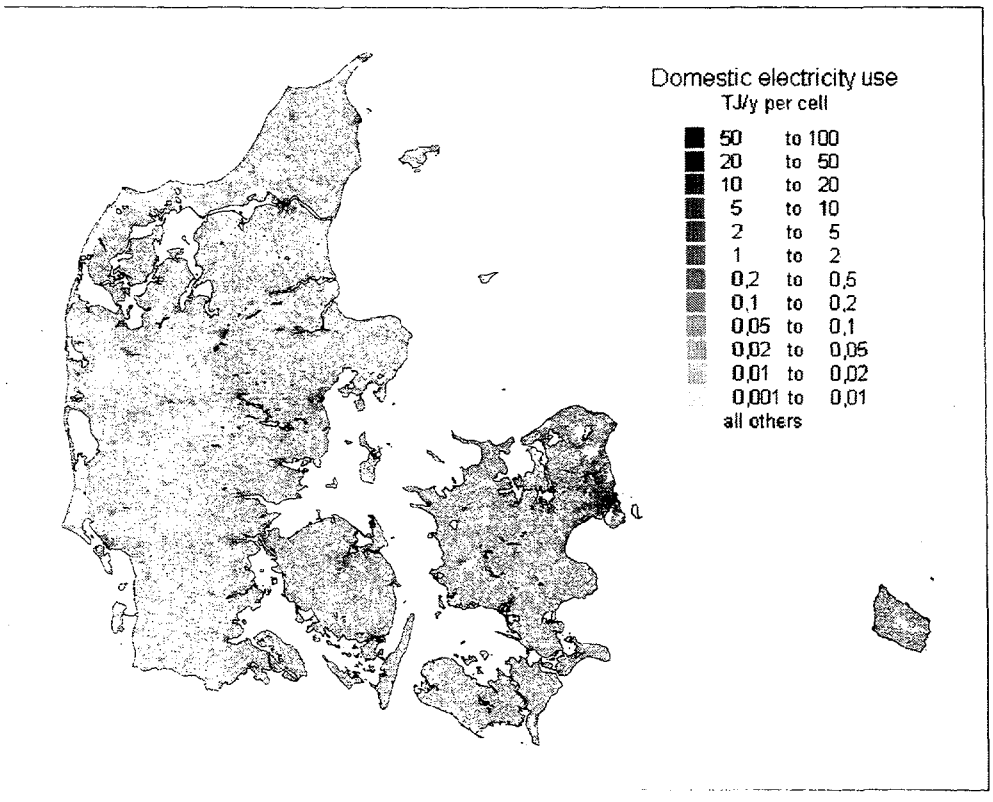
Figur 3.12-3.14 viser de fordelinger af elforbruget i 1998, der følger af bindingen til de tre areal-kategorier. Fremskrivningen til 2030 følger af ENERGI-21, mens fremskrivningen til år 2050 baserer sig på følgende opdeling af Tabel 3.1's elforbrug på bruger-kategorier (let justeret version i forhold til Kuemmel *et al.*, 1997):

Tabel 3.4 Fordeling af elanvendelse 2050

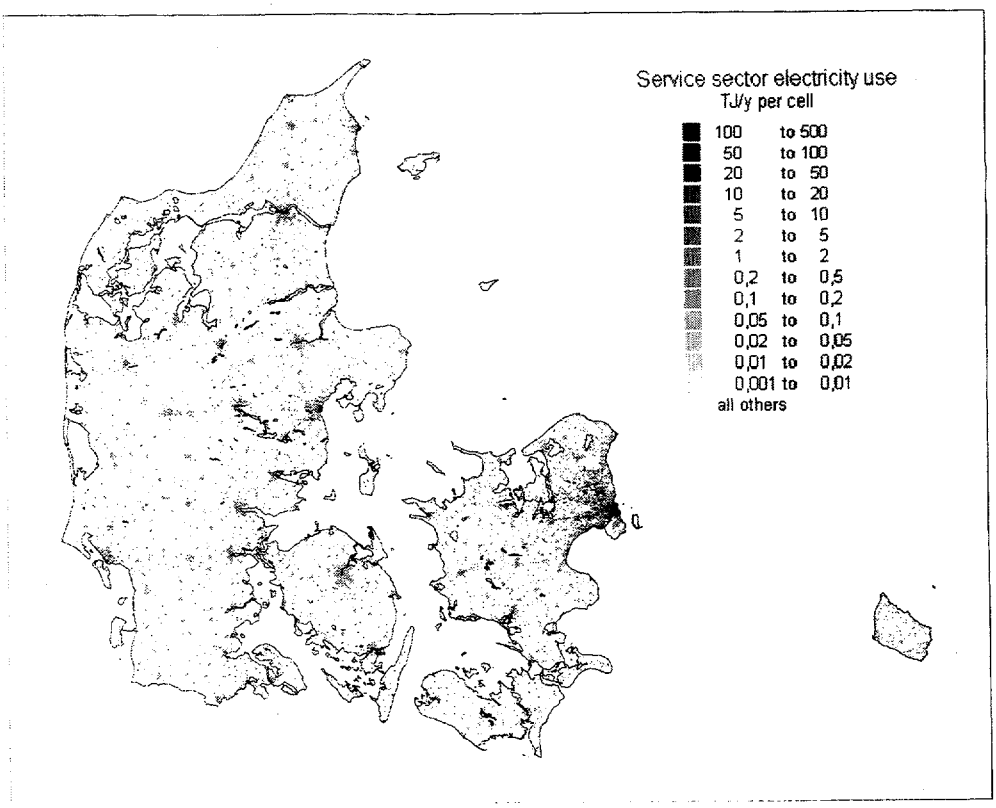
Kategori	W/cap.	type
Klimaskærm	~ 0	A
Føde- og vandforsyning	~ 0	B
Sikkerhed	~ 0	A
Helbreds	1	S
Samvær og fornøjelser	80	B
Byggesektorens aktiviteter	1	A
Servicesektorens aktiviteter	30	S
Landbrugets og fiskerierhvervets aktiviteter	1	I
Fremstillingsindustriens aktiviteter	24	I
Råvareindustriens aktiviteter	11	I
Uddannelsessektorens aktiviteter	2	S
Pendling og anden transport	0*	A

* Andelen af el diskuteres i afsnit om transport

Typeforklaring: A: alle kategorier, B: mest relateret til boligareal, S: mest relateret til servicesektorens arealer, I: mest relateret til industrisektorens arealer.



Figur 3.12. Elforbrug i husholdninger, fordelt efter bolig-etageareal 1998



Figur 3.13. Elforbrug i servicesektoren, fordelt efter sektorens bygnings-etageareal 1998.

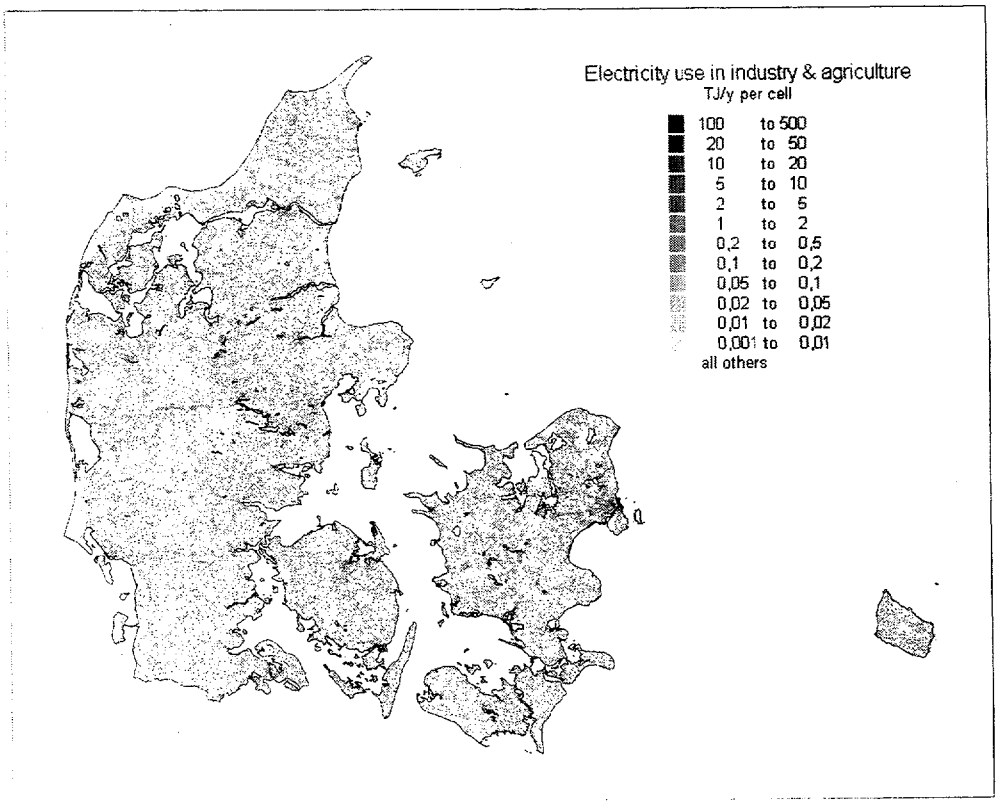


Fig. 3.14. Elforbrug i industri og landbrug, fordelt efter sektorens bygnings-etageareal 1998

Relativt til 1997-tallene i Tabel 3.3 ses fremskrivningen til 2050 at indebære at den procentuelle fordeling mellem sektorerne er ændret, således at det personlige elforbrug er steget mens

industriforbruget relativt er faldet, hvilket også gælder aservicesektoren, omend i mindre grad. Denne tendens har allerede karakteriseret udviklingen gennem de senere år.

3.3.1.3 Tidsmæssig fordeling

Den tidsmæssige variation i elforbruget kan illustreres dels som en variation over året i form af månedsværdier og dels i form af nogle timeværdier for udvalgte uger. Da forbrugsmønsteret er forskelligt i de enkelte kategorier af forbrugere, er det nødvendigt at skelne mellem disse.

Fra DEFU er foreløbigt indhentet oplysninger om årsvariationen i de enkelte kategorier baseret på historiske tal for Sjællandsområdet. I DEFU's tal er elforbruget opdelt på følgende kategorier:

-Boliger
-Landbrug
-Industri
-Privat handel & service
-Offentlig sektor

I forhold til Energistyrelsens opdeling på katagorier gælder den i Tabel 3.5 viste sammenhæng:

Tabel 3.5 Sammenhæng mellem elforbrugskatagorier, ENS og DEFU

Kategorier, ENS	Kategorier, DEFU
"Husholdninger"	"Boliger"
"Produktionserhverv"	"Landbrug" + "Industri"
"Handels- og servicevirksomhed" + "Transport"	"Privat handel og service" + Offentlig service

Det fremgår heraf, at der ved en kombineret anvendelse af Energistyrelsens fordeling af elforbruget på kategorier og DEFU's tal for den tidsmæssige fordeling af elforbruget i katagorier kan skelnes mellem tre "hovedkategorier". Disse tre kategorier svarer til Energistyrelsens kategorier – blot er transportforbruget lagt sammen med "Handels- og servicevirksomhed". Årsvariationen i de tre kategorier er angivet i tabelform i Tabel 3.6 og grafisk i Figurerne 3.15-3.17.

Tabel 3.6

Årsvariation elforbrug - månedsværdier i procent af årsværdier

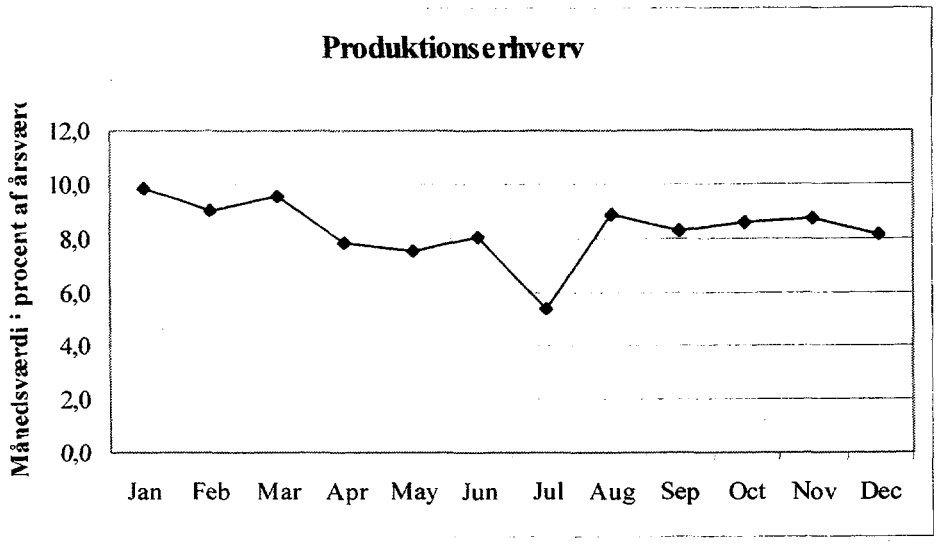
	Januar	Februar	Marts	April	Maj	Juni
Produktionserhverv	9,9	9,0	9,5	7,9	7,5	8,1
Handels- og serviceerhverv + Transport	9,5	8,5	8,9	7,7	7,9	7,5
Husholdninger	10,8	9,7	10,0	8,1	7,0	6,4

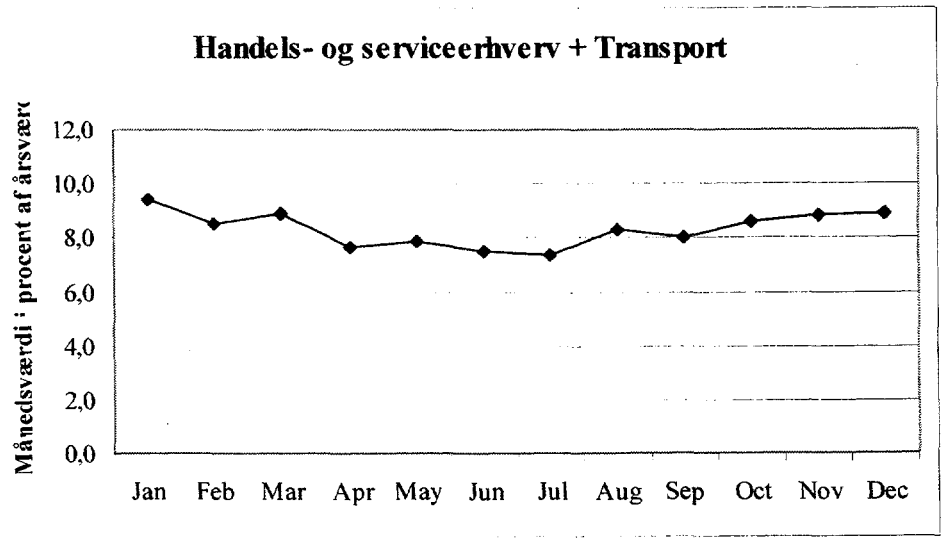
	Juli	August	September	Oktober	November	December	I alt
Produktionserhverv	5,4	8,9	8,3	8,6	8,7	8,2	100,0
Handels- og serviceerhverv + Transport	7,4	8,3	8,0	8,6	8,8	8,9	100,0
Husholdninger	6,0	6,3	7,0	8,5	9,4	11,0	100,0

Hvad angår variationen i forbrug over ugen og over døgnet, så kan denne variation repræsenteres vha. af nogle repræsentative ugeprofiler på timebasis. For hver forbrugskategori kan uge- og døgnvariationen f.eks. repræsenteres vha. en ugeprofil for hver sæson i året.

Figur 3.15 Elforbrug i produktionserhverv.

Figur 3.16. Elforbrug i handels- og serviceerhverv, samt transport.

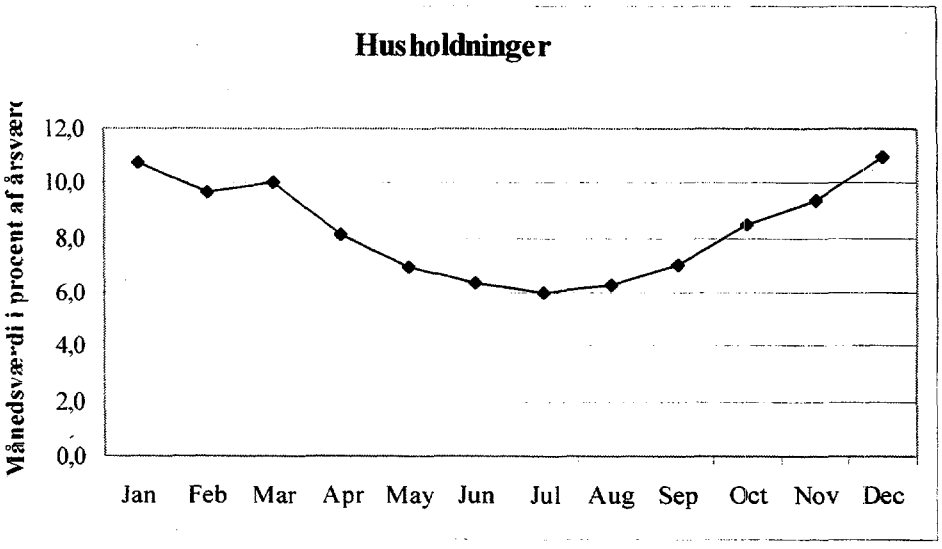




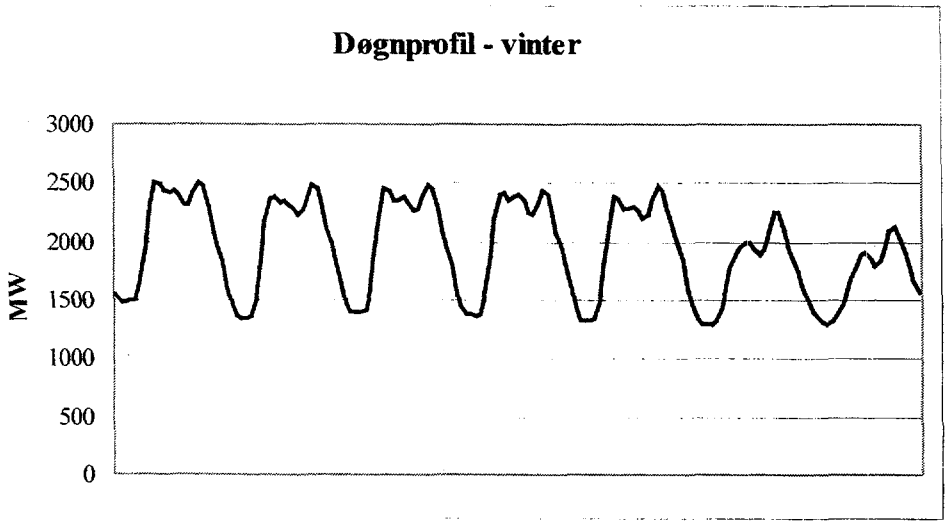
3.3.1.4 Elforbrugs døgnprofiler

Figur 3.18-3.21 viser døgnvariationerne i det totale elforbrug for typiske uger på forskellige tidspunkter af året.

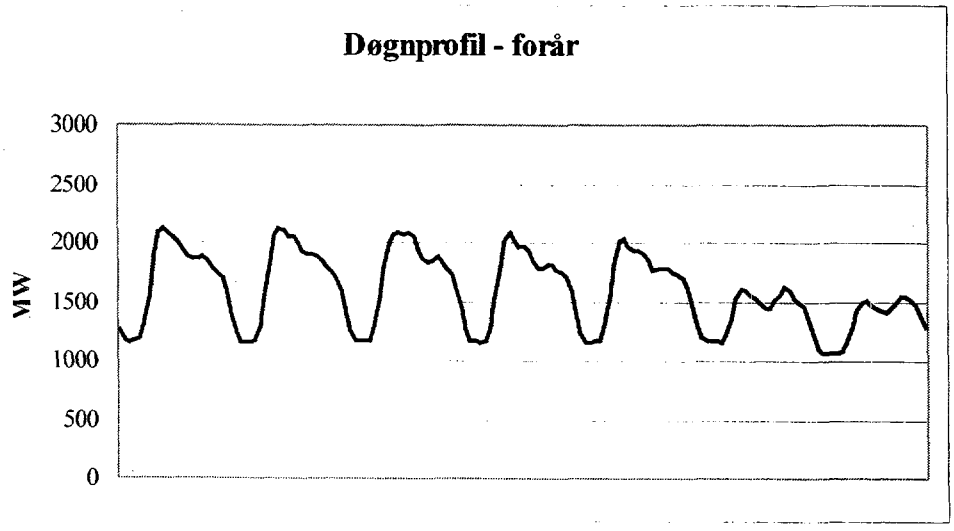
Figur 3.17 Elforbrug i husholdninger.



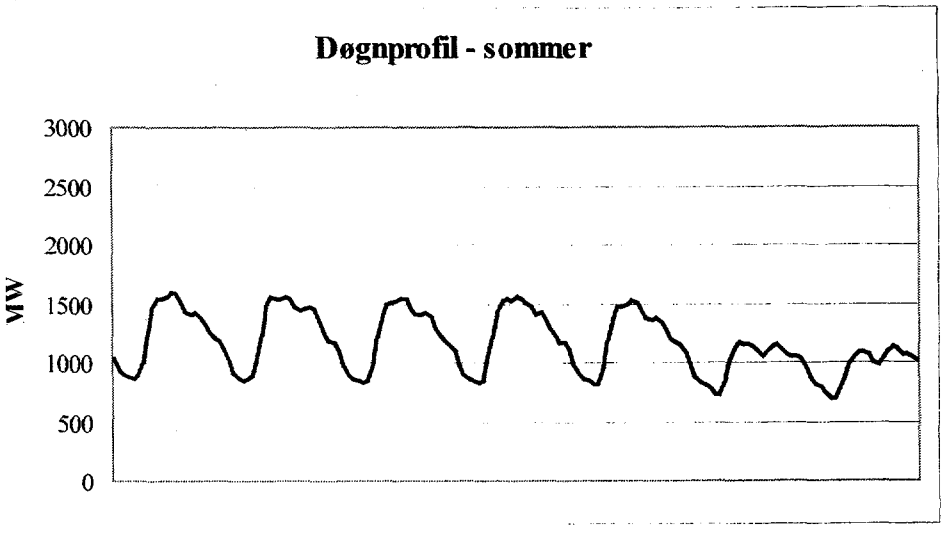
Figur 3.18. Timevariation af det samlede elforbrug i vintermåned.



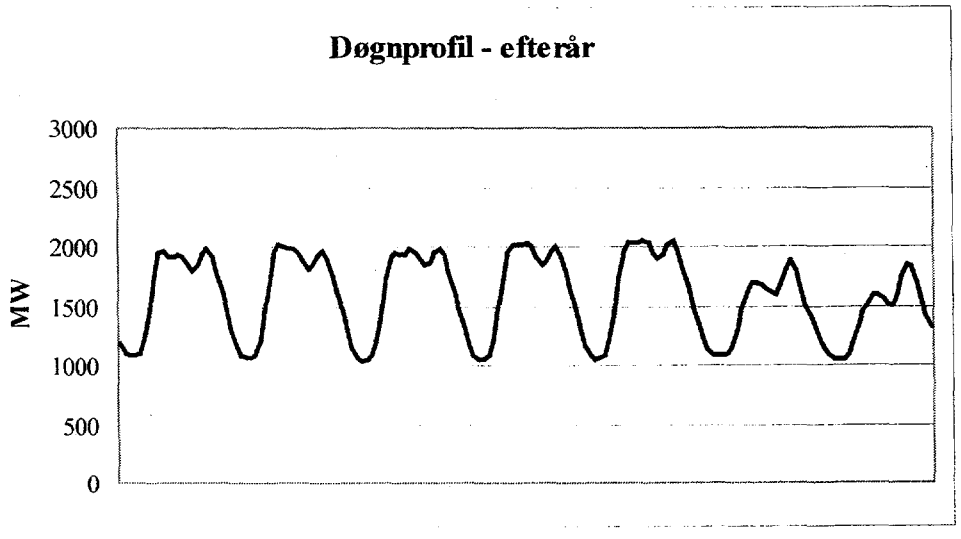
Figur 3.19. Timevariation af det samlede elforbrug i forårsmåned.



Figur 3.20. Timevariation af det samlede elforbrug i sommermåned.



Figur 3.21. Timevariation af det samlede elforbrug i efterårsmåned.



3.3.1.5 Elprisprofiler

I dette afsnit opbygges en eller flere beregningsmodeller med det formål at kunne forudsige de fremtidige priser på f.eks. den Nordiske Elbørs, på timebasis. Der er tale om en af flere mulige modeller til dette formål.

Mange faktorer påvirker elprisen, og den er derfor kan være svær at forudsige. Historiske observationer har dog vist, at der er nogle systematiske variationer over året og over døgnet, der bør kunne udnyttes til at gøre forudsigelsen bedre. I dette notat ligger vægten på at identificere typiske års-, uge- og døgnvariationer.

Data
Det nordiske elmarked administreres af NordPool. NordPool opererer med 3 forskellige typer af priser:
-Terminspriser
-Spotpriser
-Reguleringspriser

Terminspriser dækker over priser på fremtidige ydelser. Disse priser afspejler markedsaktørernes forventninger til den fremtidige prisudvikling, og er således et udtryk for markedets forudsigelse af priserne. Terminspriserne dækker bl.a. dagspriser for de næste fem døgn, ugepriser for de næste 5 uger, og blokpriser for de næste 10 blokke, hvor en blok udgør en 4 ugers periode. Et år udgøres således af 13 blokke. Endelig findes der også forwards der gælder mange år frem i tiden. Priserne på lange kontrakter kan dog indeholde en risikopræmie. Fx kan en forbruger være villig til at betale lidt mere end den forventede elpris, for en fremtidig levering, mod at denne levering så er prissikret. Tilsvarende kan en producent være villig til at sælge til en pris under den forventede markedsværdi, mod at være garanteret en fast pris (og omsætning). Derfor kan terminsprisen på en ydelse der ligger 10 år fremme i tiden godt afvige fra den forventede markedspris, og man skal derfor være varsom med at fortolke forwardpriser som et direkte udtryk for forventningen til de fremtidige elpriser.

Spotpriserne er de priser, der handles til på kort sigt. For at handle til spotprisen skal dispositionen indmeldes ca. 24 timer før. Disse priser er i høj grad styrende for produktionen, og er således vigtige i forbindelse med lastfordelingen.

Hvis der ikke er balance på markedet, det kan fx skyldes at en producent ikke har leveret hele den indmeldte mængde, så købes en reguleringsydelse. Prisen på denne ydelse kaldes reguleringsprisen.

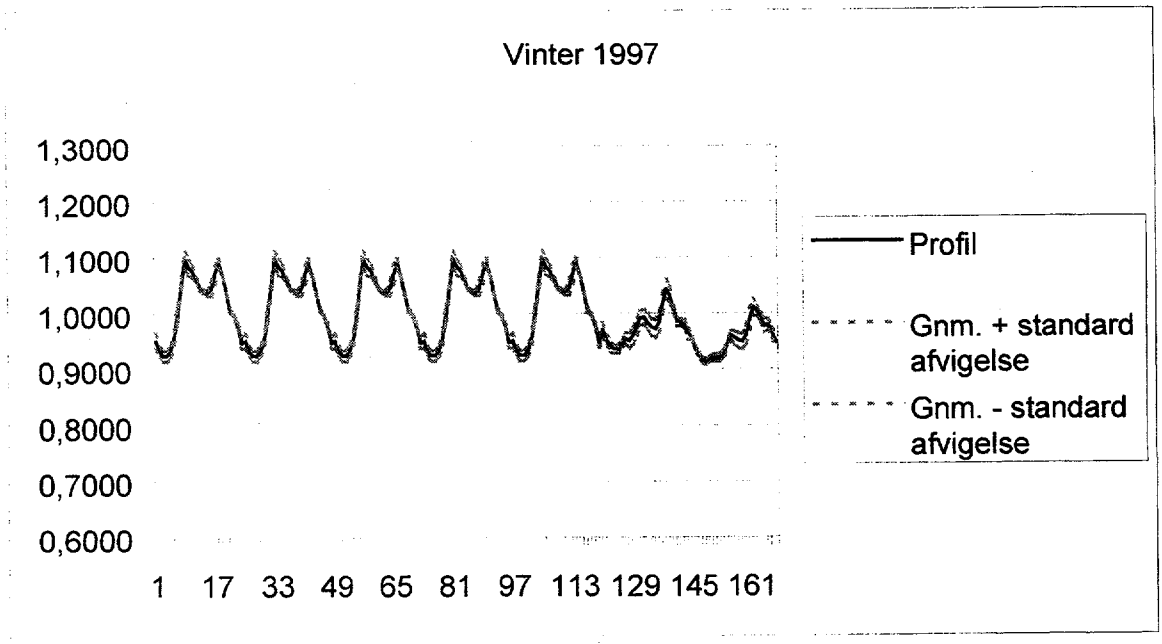
I dette projekt fokuseres der på at opstille en model til forudsigelse af timepriserne i det fremtidige spotmarket. De historiske spotpriser bruges til at estimere døgn- og ugevariationen, mens blokpriserne bruges til at fastlægge årsvariationen og det generelle prisniveau for år 2000. Reguleringspriserne behandles ikke i dette notat, men ventes at blive taget op senere i anden sammenhæng.

Model
Døgnvariationen afhænger både af døgntypen og af årstiden. I det følgende inddeles ugen i tre døgntyper: hverdag, lørdag og søndag. Året inddeles tilsvarende i tre årstider: vinter, forår/efterår og sommer. Inddelingen af året er valgt så den følger blok-inddelingen på NordPool. *Vinter* svarer til blokkene 1,2,12 og 13, *forår/efterår* svarer til blokkene 3,4,5,9,10 og 11, og *sommer* svarer til blokkene 6,7 og 8.

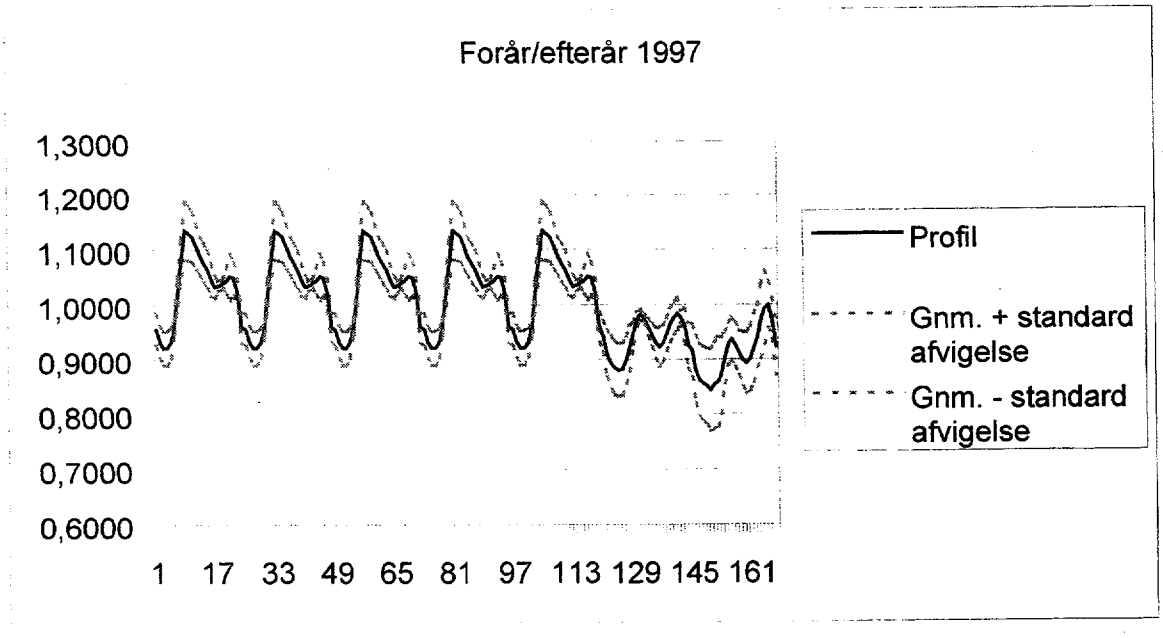
For hver årstid er den gennemsnitlige spotpris beregnet, og den gennemsnitlige timespotpris er normeret i forhold til denne. Dette giver i alt 9 *døgnprofiler*, en for hver af de 3 døgntyper i hver af de 3 årstider. For ikke at udglatte profilerne ved at tage gennemsnit over flere år, er de beregnet på baggrund af de faktiske spotpriser i 1997, idet dette antages at udgøre et "normalår".

I Figur 3.22-3.25 er døgnprofilerne sat sammen til ugeprofiler. Det fremgår tydeligt af figurerne, at priserne dels afhænger af tidspunktet på døgnet, og dels af årstiden. Eksempelvis er de relative udsving større om sommeren end om vinteren, og "aftenspidsen" er større om vinteren end resten af året. Det ses også, at priserne i weekenden ligger under priserne i hverdagen. Døgntypen spiller altså en rolle.
Figurerne viser også standafvigelse, der er et udtryk for variationen ugerne i mellem inden for "årstiden". Det fremgår, at særligt i vinterperioden har prisvariationen været meget stabil. Størrelsen af standardafvigelsen er samtidig også et udtryk for den fejl man begår ved ikke at estimere en profil for hver enkelt uge. Da afvigelsen i alle tre perioder er lille, tyder det på at denne fejl er ubetydelig.

Figur 3.22 Ugeprofil af spotpris for el i vinter perioden



Figur 3.23 Ugeprofil af spotpris for el i forår/efterårs perioden

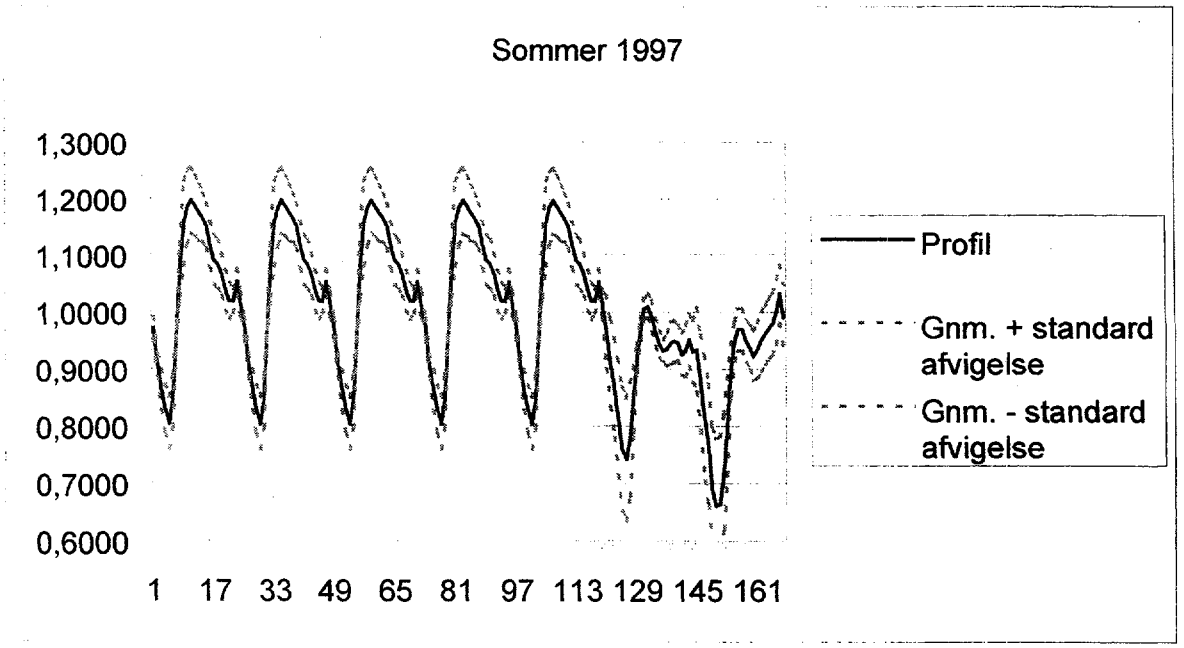


På tilsvarende vis er der estimeret en *årsprofil*, der beskriver prisvariationen over året. Denne profil er estimeret på baggrund af blokpriserne medio november 1999. Profilen er altså estimeret ud fra markedets forventninger i november 1999 til priserne i år 2000. Blokpriserne er normeret efter årsgennemsnittet.

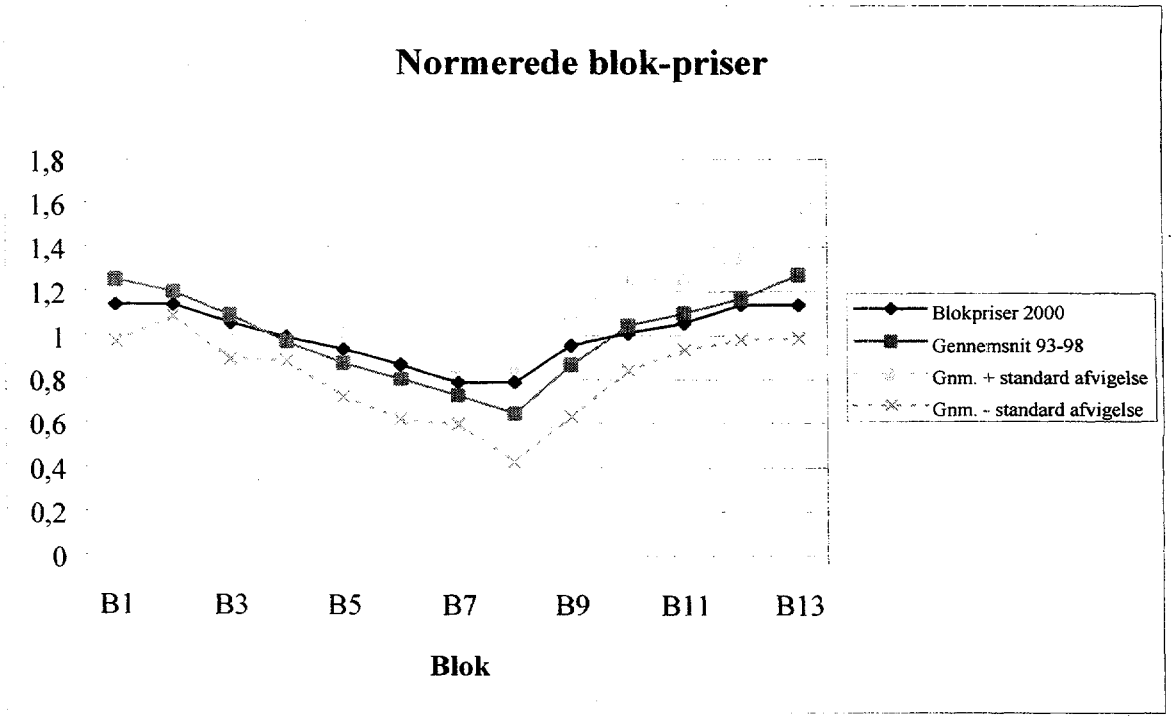
Figur 3.25 viser variationen i de normerede blokpriser for år 2000. Derudover viser figuren de gennemsnitlige[1] normerede spotpriser for perioden 1993-1998, og standardafvigelsen i samme periode.

1 Gennemsnittet er taget over perioder svarende til de perioder blokpriserne dækker.

Figur 3.24 Ugeprofil af spotpris for el i sommerperioden



Figur 3.25 Normerede blok-priser



Timepriser

Timepriserne fås ved at gange den forventede gennemsnitlige årspris med årsprofilen. Derved findes blokpriserne. Disse ganges så med døgnprofilen for den pågældende døgntype og blok, derved fremkommer timeprisen. Udfra en forventning om den gennemsnitlige årspris kan man altså konstruere timepriser ved hjælp af profilerne.

Konklusion
Der er mange faktorer der påvirker de fremtidige elpriser, og de er derfor meget svære at forudsige. Nogle af de vigtigste faktorer er:

-Nedbøren i Norge og Sverige
-Udfasningen af anlæg pga. stigende konkurrence og strammere miljøkrav
-Udviklingen i brændselspriser

På lang sigt er det nærmest umuligt at udtale sig om disse faktorer, men der er dog stadig et behov for at forsøge at forudsige fremtidige priser.

Historisk har der været en systematisk variation såvel over året som over ugen. Denne variation er her modelleret ved hjælp af profiler der kan skaleres efter passende priser.

Ugerofilerne er estimeret på baggrund af en faktiske tidsserie fra 1997. Dette er gjort for ikke at udglatte variationerne for meget ved at tage et gennemsnit over en lang årrække. Dog er profilerne udgattet en smule idet de er baseret på gennemsnittet over en "årstid". Dette er gjort for at gøre profilerne konsistente med de forventede variationsmønstre. Således undgår man at to efterfølgende uger har en uforklarlig stor forskel i prisvariationen, til gengæld får man ikke modelleret ekstreme spring i priserne.

Årsprofilet er estimeret på baggrund af blokpriserne medio november 1999. Profilet svarer hermed til markedets prisforventninger for år 2000 i november 1999. Samlet giver modellen et billede af hvordan priserne typisk bevæger sig over døgnet, ugen og året. Man bør dog være varsom med at fortolke resultaterne for firkantet.

3.4 Transportenergiforbrug

Dette afsnit beskriver dagens transportenergiforbrug udfra statistisk materiale, og så vidt muligt i GIS format, og fremlægger officielle vurderinger af den fremtidige udvikling på området. Dette kan gøres udfra slutforbrugslokaliteten, dvs. udfra statistik over trafiktætheder. Alternativt kan forbruget placeres der hvor brændstoffet aftappes, dvs. benzinstationer mv. Endelig stillingtagen til hvilket valg vi vil foretage fremkommer når tilgængeligheden af data er analyseret nøjere. Tabel 3.7 viser en opgørelse over det samlede transportforbrug i Danmark 1980-98.

Endeligt energiforbrug til transport						
Direkte energiindhold [TJ]	**1980**	**1988**	**1990**	**1996**	**1997**	**1998**
Faktisk forbrug						
Transport i alt	**145,248**	**165,885**	**171,44**	**188,97**	**192,306**	**196,255**
- LPG	2,702	984	464	149	223	390
- flyvebenzin	201	161	155	138	136	123
- motorbenzin	64,484	70,178	72,141	79,381	82,469	84,999
- JP4	7,5	97	-	-	-	-
- petroleum	129	401	462	57	49	94
- JP1	23,473	29,678	28,828	31,782	31,759	33,84
- gas/dieselolie	44,461	61,027	65,092	75,345	75,742	74,367
- fuelolie	1,791	2,727	3,56	1,16	950	1,34
- el	508	630	738	958	979	1,102
Vejtransport	**102,828**	**124,29**	**131,164**	**143,345**	**147,294**	**150,812**
- LPG	2,701	984	462	148	221	387
- motorbenzin	64,023	69,814	72,105	79,345	82,443	84,976
- gas/dieselolie	35,975	53,094	58,153	63,797	64,581	65,412
- anden olie	129	398	444	56	49	37
Banetransport	**5,045**	**5,192**	**4,767**	**5,029**	**4,938**	**4,44**
- olie	4,538	4,562	4,029	4,072	3,959	3,338
- el	508	630	738	958	979	1,102
Søtransport, indenrigs	**5,588**	**5,96**	**6,344**	**7,926**	**6,852**	**5,457**
- gas/dieselolie	3,798	3,233	2,785	6,766	5,901	4,117
- fuelolie	1,791	2,727	3,56	1,16	950	1,34
Luftfart, indenrigs	**1,061**	**1,344**	**1,379**	**1,567**	**1,5**	**1,3**
- JP1	882	1,189	1,201	1,419	1,359	1,115
- anden olie	179	155	178	148	141	185
Luftfart, udenrigs	**22,582**	**26,384**	**26,136**	**28,679**	**29,388**	**31,453**
- JP1	22,569	26,368	26,13	28,67	29,38	31,446
- flyvebenzin	13	16	6	9	8	7
Forsvarets transport	**8,145**	**2,715**	**1,649**	**2,423**	**2,336**	**2,792**

Tabel 3.7. Transportsektorens energiforbrug (baseret på data fra Trafikministeriet, 1999)

Fremskrivning til scenarie-fremtiderne sker udfra ENERGI 21 (Energiministeriet, 1998; 1999), og for 2050 scenarierne udfra den tidligere opstillede behovsmodel (Kuemmel et al., 1997; Sørensen et al., 1999). Den geografiske fordeling beskrevet nedenfor vil blive bibeholdt (den er i nogle henseender allerede tilpasset til fremtidige forventninger), men totalerne fremskrevet.

	Transport-arbejde person mio. pkm	Transport-arbejde gods mio. tkm	Trafik-arbejde person mio. vkm	Trafik-arbejde gods mio. vkm	Energi person PJ	Energi gods PJ	Energi total PJ	Energi person %	Energi gods %	Energi MJ/pkm person	Energi MJ/tkm gods
1988	68660	11977	34300	5800	86,9	49,9	136,8	63,5	36,5	1,27	4,17
1989	69603	12278	34868	5876	88,9	50,8	139,7	63,6	36,4	1,28	4,14
1990	70775	12346	35713	5761	90,6	49,2	139,8	64,8	35,2	1,28	3,98
1991	71731	12393	36474	5748	92,8	49,2	142,0	65,3	34,7	1,29	3,97
1992	72713	12506	37259	5794	94,4	49,6	144,0	65,6	34,4	1,30	3,96
1993	72981	11639	37526	5776	95,8	48,6	144,4	66,3	33,7	1,31	4,18
1994	74277	12459	38570	5836	98,2	48,9	147,0	66,8	33,2	1,32	3,92
1995	76599	12581	39753	5970	102,6	50,1	152,8	67,2	32,8	1,34	3,98
1996	78214	13388	40536	6113	105,5	51,7	157,2	67,1	32,9	1,35	3,86
1997	81367	13646	41877	6224	108,3	52,4	160,7	67,4	32,6	1,33	3,84
1998	84060	13802	43652	6373	109,8	53,7	163,6	67,2	32,8	1,31	3,89
1999	84856	14018	44149	6417	110,8	54,2	165,1	67,2	32,8	1,31	3,87
2000	85192	14239	44352	6511	111,1	55,0	166,1	66,9	33,1	1,30	3,86
2001	85874	14466	44768	6652	111,8	56,1	167,9	66,6	33,4	1,30	3,88
2002	86715	14692	45284	6786	112,6	57,1	169,7	66,3	33,7	1,30	3,89
2003	87327	14916	45658	6911	113,0	58,1	171,1	66,0	34,0	1,29	3,90
2004	88203	15142	46196	7040	113,5	59,1	172,7	65,8	34,2	1,29	3,90
2005	89115	15367	46756	7171	114,1	60,1	174,2	65,5	34,5	1,28	3,91
2006	89905	15574	47241	7268	114,5	60,9	175,4	65,3	34,7	1,27	3,91
2007	90740	15780	47754	7365	114,9	61,7	176,6	65,1	34,9	1,27	3,91
2008	91518	15986	48231	7460	115,1	62,4	177,6	64,8	35,2	1,26	3,91
2009	92208	16192	48653	7553	115,2	63,2	178,4	64,6	35,4	1,25	3,90
2010	92775	16398	48998	7644	115,1	63,9	179,0	64,3	35,7	1,24	3,90
2020	94726	18337	50104	8495	110,1	70,7	180,7	60,9	39,1	1,16	3,86
2030	102800	19864	55039	9260	118,7	76,2	194,8	60,9	39,1	1,15	3,83

Table 3.8. Vejdirektoratets prognoser til 2030 for energiforbrug i energisektoren. Persontransportarbejdet inkluderer færge, og godstransportarbejdet varebiler.

Overvejelser vedrørende transportsektorens afgrænsning

Transportsektoren kan afgrænses på forskellige måder. I den officielle transportplanlægning samt hovedparten af transportstatikken fokuseres der på den national transport, dvs. en afgrænsning til ren indenrigstransport, eksklusiv transport i forbindelse med ture ind og ud af Danmark og eksklusiv transit. Derfor tager transportsektorens reduktionsmål for CO_2 (stabilisering på 1988-niveau i 2005 og 25% reduktion i år 2030)[1] udgangspunkt i dette grundlag. Disse reduktionsmål er p.t. under revurdering og vil formentlig blive revideret eller opgivet, men det er ikke på tale om at inddrage international transport (Trafikministeriet 2000a). Den benyttede afgrænsning betyder generelt at den internationale transport falder i et vakuum, da de andre lande generelt også begrænser sig til national transport, og det er specielt uheldigt at luftfarten herved har fået en meget lav prioritering i transportplanlægningen på grund af indenrigsluftfartens meget beskedne omfang. Den internationale luftfart har en eksplosiv vækst, om end dens absolutte betydning fortsat er begrænset, og samtidig tyder undersøgelser på at dens emissioner er særligt alvorlige fra et drivhuseffekt-synspunkt.

I transportstatistikken optræder den internationale transport kun i specialstatistikker og i så fald som turantal, antal passager, godsmængder/-værdier - dvs. ikke som parametre der involverer transport-

[1] Der blev introduceret i Transporthandlingsplanen fra 1990 (Trafikministeriet 1990).

afstande. Dvs. at forsøg på at bestemme transport- og trafikarbejde på basis af denne statistik kun kan ske ved at beregne eller (som regel) skønne gennemsnitlige turlængder.

I Energistyrelsens energistatistik er derimod medtaget udenrigsluftfart, defineret som den samlede tankede flybrændstof-mængde i danske lufthavne fratrukket det beregnede forbrug af flybrændstof til indenrigsluftfart[1]. Den samlede energiplanlægning, fra Energi 2000 og fremefter (Energiministeriet 1990), opererer også på dette grundlag, hvilket betyder at energisektorens samlede CO2-reduktionsmålsætning principielt er defineret inklusive udenrigsluftfart (efter den nævnte definition). Opgørelsen af transportsektorens energiforbrug er korrigeret for grænsehandel, således at det er transportaktiviteten og ikke optankningsstedet der afgør om energiforbruget indregnes.

Hvis man skal inddrage den internationale transport på en mere samlet måde, kan dette ske efter forskellige principper afhængigt af bl.a. hvilke effekter man ønsker at undersøge og hvilke principper man vælge et dele internationale miljøbelastninger efter.

Den første vinkel er at opfatte den internationale del som den del af transporten der sker i umiddelbar (fysisk) tilknytning til den indenlandske transport: dvs. at man tilføjer (en del af) transporten i forbindelse med person- og godsture ud og ind af landet samt transittransport.

For det andet kan man forsøge at foretage en afgrænsning ved det transportarbejde der sker i tilknytning til danskeres aktiviteter. Dette er fx gjort for Sverige i forbindelse med KFBs store fremstidsstudie om svensk transport (Steen et al. 1997). Argumentation herfor er både etisk og politisk/praktisk, nemlig dels at det er denne del vi som nation kan siges at have et fælles ansvar for, og dels at det er den del vi - direkte og indirekte - har størst indflydelse på. Det er naturligvis svært at foretage en sådan afgræsning - hvor går fx grænsen for hvor stor en del af godstransportens turkæder og transport for underleverandører der skal medtages.

Den tredje indfaldsvinkel bygger på at man opfatter Danmark som en slags "servicestation" der forsyner de transportenergiforbrugere der måtte vælge at optanke inden for landets grænser. Denne vinkel kan kaldes "forsyningsvinklen", fordi den primært interesserer sig for at forsyne det forbrug der er, og interesserer sig mindre for hvem eller hvad der forårsag forbruget eller for hvilke muligheder der er for at formindske forbruget. Et problem i forbindelse med denne metode er at der efter al sandsynlighed vil være betydelige variationer fra år til år i takt med ændrede prisrelationer, leveringsbetingelser mv., ligesom der i dag er for elproduktionen. En opgørelse der ikke belyser de enkelte faktorer bag de opgjorte markeder, vil være specielt udsat for denne usikkerhed. Specielt i forbindelse med luftfartens kan usikkerheden få en betydelig indvirkning på det samlede resultat. Men man kan heller ikke på forhånd antage at de øvrige bidrag - udover luftfarten - vil være negligerbare. Fx vil der meget stor usikkerhed knyttet til analysen af energiforbruget for de mange færgeruter mellem Danmark og udlandet, dels på grund af den generelle usikkerhed om færgernes fremtid i lyset af de faste forbindelse der er realiseret eller under overvejelse, dels fordi der yderligere vil være usikkerhed om på hvilken side af grænsen der tankes. Tilsvarende forhold vil gøre sig gældende for international fragtskib-sejlads.

Fordeling af transportsektorens energiforbrug på brændstoftyper og sektorer

Tabel 3.7a viser en fordeling af transportsektorens energiforbrug i 1998 (opgjort som PJ) på henholdsvis drivmidler og transportmidler. Fordelingen tager udgangspunkt i officiel transport- og energistatistik (Energistyrelsen 1999, Vejdirektoratet 1999). Sumtallene for henholdsvis de forskel-

[1] Det skal bemærkes at beregningen af forbruget til indenrigsfly er meget usikkert og ved at blive revideret p.t. (jf. afsnittet om luftfart). Det medfører også at residualmængden til udenrigsfly er forbundet med usikkerhed, om end den relative betydning heraf for energiforbruget til udenrigsfly reduceres af at indenrigsflyenes energiforbrug under alle omstændigheder er langt mindre.

lige brændstoftyper og de forskellige transportmidler er i overensstemmelse med disse kilder, mens fordelingen af vejtransportens brændstofforbrug indeholder skøn af motorbenzinforbrugets fordeling på person- og varebiler samt af dieselforbrugets fordeling på personbil, varebil, bus og lastbil. Disse skøn bygger på oplysninger om køretøjsbestandens fordeling på drivmidler (Danmarks Statistik 1999b, Danske Bilimportører 1999), om køretøjskategoriernes specifikke brændstofforbrug (Jørgensen 1998, Jørgensen 2000) samt data fra Lee Schippers internationale analyser af energiforbrugsmønstre i en række lande (IEA & Lawrence Berkeley National Laboratory 1998). Elforbruget er omregnet til primærenergi ved hjælp af den omregning der benyttes i Energistyrelsens energistatistik. Skib omfatter også færge, mens fly kun vedrører indenrigstrafik.

PJ	Benzin	Diesel	Fuel	JP mv.	LPG	El	**Total**
Personbil	80	8,8			<0,1		**89**
Varebil	4,8	24			0,1		**29**
Lastbil		22					**22**
Bus		8,1			0,3		**8,3**
Bane		3,3				2,5	**5,8**
Skib		6,5	1,3				**7,8**
Fly (DK)				1,1			**1,1**
I alt	**85**	**72**	**1,3**	**1,3**	**0,4**	**2,5**	**163**

Tabel 3.7a. Skønnet fordeling af Tabel 3.7's energiforbrug på transportmidler. For fly er her kun medtaget indenrigsdelen.

De følgende tabeller 3.8-3.10 giver Trafikministeriets fremskrivninger af transportarbejde, trafikarbejde og transportenergi forbrug frem til 2030. Transportarbejdet er defineret som antal køretøjer gange kørte kilometre, trafikarbejdet som antal personer eller tons gods gange antal kilometre, og endelig er transportenergi taget som den gennemsnitlige mængde energi der er brugt over året, her angivet i PJ/y. Det ses af tabellerne, at Trafikministeriet forventer en kraftig stigning i persontrafik og i godstransport ad landevejen, og at man kun venter beskedne forbedringer i brændstoføkonomi. Forudsætningen for at dette er sandsynligt vil være lave og stabile brændstof-priser de næste 30 år, da det ellers ville være økonomisk fordelagtigt at forbedre den i dag meget ringe brændstoføkonomi (altså antal kilometre der kan køres på en enhed brændstof). Internationale vurderinger af olieindvindingen de nærmeste årtier understøtter ikke Trafikministeriets vurdering.

I 2030 scenarierne har vi bibeholdt den officielle fremskrivning, mens 2050 scenarierne antager større vægt på effektivisering af køretøjer, og størst i det decentrale scenarie.

Offentlige servicestationer

Den primære opdeling i scenarierne vil være efter transportmiddel. Imidlertid er tankstationerne på offentlig vej ofte fælles for flere typer af køretøjer, hvorfor de kort skal omtales før opdelingen på køretøjskategorier.

Tabel 3.11 viser fordelingen af motorbenzin og motordiesel på forskellige salgskanaler (Dal 1999). I 1998 har der været en grænsehandel af benzin og diesel ud af Danmark (skønnet til hhv. 2,4 PJ og 1,8 PJ). Dette må formodes altovervejende at være sket fra servicestationer, og det fratrækkes derfor fra disses salg.

Servicestationerne tegnede sig i 1997 for 99% af salget af motorbenzin, mens deres andel af dieselsalget var knapt 2/3 af vejtransportens dieselsalg (57% af transportsektorens samlede dieselforbrug

år	Personbil	Bus	Persontog	Lastbil	Varebil	Godstog	Cykel	Fly	Færge	Fragtskib	Person	Gods	Ialt
	Basis	Basis	Basis	Basis	Basis	Basis	Basis	Basis	Basis	Basis			
1988	48.116	9.159	4.790	9.086	440	655,0	5.560	465	570,0	1.796,0	68.660	11.977	80.637
1989	49.410	9.187	4.777	9.244	437	643,0	5.207	470	553,0	1.954,0	69.603	12.278	81.881
1990	50.295	9.314	4.763	9.383	428	631,0	5.358	476	568,0	1.904,0	70.775	12.346	83.121
1991	51.551	9.218	4.751	9.063	418	616,0	5.207	442	562,0	2.296,0	71.731	12.393	84.124
1992	52.385	9.248	4.740	9.446	411	601,0	5.308	457	576,0	2.048,0	72.713	12.506	85.219
1993	52.630	9.502	4.728	8.822	408	586,0	5.105	449	567,0	1.823,0	72.981	11.639	84.620
1994	53.609	9.689	4.717	9.575	428	571,0	5.207	478	578,0	1.886,0	74.277	12.459	86.736
1995	55.158	10.609	4.705	9.367	464	556,0	5.055	497	575,0	2.194,0	76.599	12.581	89.181
1996	56.223	11.367	4.705	9.473	507	556,0	4.772	541	606,0	2.853,0	78.214	13.388	91.603
1997	57.548	11.211	6.633	9.755	551	548,0	4.913	519	543,0	2.791,0	81.367	13.646	95.013
1998	60.801	11.211	6.633	9.899	564	548,0	4.640	488	286,8	2.791,0	84.060	13.802	97.862
1999	61.589	11.211	6.633	10.112	566	548,0	4.640	492	290,6	2.791,0	84.856	14.018	98.873
2000	61.911	11.211	6.633	10.325	574	548,0	4.640	504	292,1	2.791,0	85.192	14.239	99.431
2001	62.569	11.211	6.633	10.539	588	548,0	4.640	525	295,2	2.791,0	85.874	14.466	100.340
2002	63.386	11.211	6.633	10.752	601	548,0	4.640	545	299,0	2.791,0	86.715	14.692	101.406
2003	63.977	11.211	6.633	10.965	613	548,0	4.640	564	301,8	2.791,0	87.327	14.916	102.244
2004	64.829	11.211	6.633	11.178	625	548,0	4.640	584	305,8	2.791,0	88.203	15.142	103.345
2005	65.716	11.211	6.633	11.391	637	548,0	4.640	605	310,0	2.791,0	89.115	15.367	104.482
2006	66.484	11.211	6.633	11.604	646	532,6	4.640	624	313,7	2.791,0	89.905	15.574	105.479
2007	67.296	11.211	6.633	11.817	654	517,2	4.640	643	317,5	2.791,0	90.740	15.780	106.520
2008	68.050	11.211	6.633	12.031	663	501,8	4.640	662	321,0	2.791,0	91.518	15.986	107.504
2009	68.719	11.211	6.633	12.244	671	486,4	4.640	681	324,2	2.791,0	92.208	16.192	108.400
2010	69.263	11.211	6.633	12.457	679	471,0	4.640	700	326,8	2.791,0	92.775	16.398	109.172
2011	69.357	11.211	6.633	12.670	686	471,0	4.640	719	327,2	2.791,0	92.888	16.618	109.506
2012	69.397	11.211	6.633	12.883	694	471,0	4.640	738	327,4	2.791,0	92.946	16.839	109.786
2013	69.373	11.211	6.633	13.096	702	471,0	4.640	757	327,3	2.791,0	92.942	17.060	110.002
2014	69.336	11.211	6.633	13.309	710	471,0	4.640	777	327,1	2.791,0	92.924	17.281	110.205
2015	69.397	11.211	6.633	13.523	718	471,0	4.640	798	327,4	2.791,0	93.006	17.502	110.508
2016	69.462	11.211	6.633	13.736	725	471,0	4.640	817	327,7	2.791,0	93.091	17.723	110.814
2017	69.680	11.211	6.633	13.881	733	471,0	4.640	837	328,7	2.791,0	93.331	17.876	111.207
2018	70.098	11.211	6.633	14.034	741	471,0	4.640	859	330,7	2.791,0	93.772	18.037	111.808
2019	70.481	11.211	6.633	14.174	748	471,0	4.640	879	332,5	2.791,0	94.177	18.184	112.361
2020	71.007	11.211	6.633	14.319	756	471,0	4.640	900	335,0	2.791,0	94.726	18.337	113.064
2021	71.629	11.211	6.633	14.471	764	471,0	4.640	923	337,9	2.791,0	95.374	18.497	113.871
2022	72.329	11.211	6.633	14.621	772	471,0	4.640	945	341,2	2.791,0	96.100	18.655	114.755
2023	72.907	11.211	6.633	14.757	779	471,0	4.640	966	344,0	2.791,0	96.701	18.798	115.499
2024	73.740	11.211	6.633	14.911	787	471,0	4.640	990	347,9	2.791,0	97.562	18.960	116.522
2025	74.528	11.211	6.633	15.056	795	471,0	4.640	1.012	351,6	2.791,0	98.377	19.113	117.490
2026	75.417	11.211	6.633	15.205	803	471,0	4.640	1.036	355,8	2.791,0	99.293	19.270	118.563
2027	76.297	11.211	6.633	15.351	810	471,0	4.640	1.059	360,0	2.791,0	100.201	19.423	119.624
2028	77.173	11.211	6.633	15.496	818	471,0	4.640	1.083	364,1	2.791,0	101.104	19.576	120.680
2029	77.915	11.211	6.633	15.626	825	471,0	4.640	1.104	367,6	2.791,0	101.871	19.713	121.584
2030	78.817	11.211	6.633	15.770	832	471,0	4.640	1.128	371,8	2.791,0	102.800	19.864	122.665

Table 3.8. Transportarbejde (mio. vehicle-km, baseret på Dal; 1999)

år	Personbil	Bus	Persontog	Lastbil	Varebil	Godstog	Cykel	Fly	Færge	Fragtskib	Person	Gods	Ialt
	Basis	Basis	Basis	Basis	Basis	Basis	Basis	Basis	Basis	Basis			
1988	28.182	488	47	1.443	4.350	4,1	5.560	17	4,3	3,0	34.300	5.800	40.099
1989	29.106	486	48	1.477	4.391	4,2	5.207	17	4,3	3,3	34.868	5.876	40.744
1990	29.799	486	48	1.388	4.366	4,2	5.358	17	4,3	3,2	35.713	5.761	41.474
1991	30.723	473	49	1.383	4.357	4,1	5.207	17	4,4	3,8	36.474	5.748	42.221
1992	31.416	463	50	1.402	4.385	4,1	5.308	17	4,5	3,4	37.259	5.794	43.053
1993	31.878	470	51	1.329	4.440	4,0	5.105	17	4,6	3,0	37.526	5.776	43.303
1994	32.814	475	52	1.316	4.513	3,9	5.207	17	4,7	3,1	38.570	5.836	44.405
1995	34.096	527	53	1.350	4.612	3,8	5.055	17	4,8	3,7	39.753	5.970	45.723
1996	35.112	576	53	1.388	4.717	3,8	4.772	18	4,8	4,8	40.536	6.113	46.649
1997	36.313	573	54	1.392	4.823	4,1	4.913	18	4,8	4,7	41.877	6.224	48.101
1998	38.366	573	54	1.432	4.932	4,1	4.640	15	2,7	4,7	43.652	6.373	50.024
1999	38.863	573	54	1.455	4.954	4,1	4.640	15	2,7	4,7	44.149	6.417	50.566
2000	39.066	573	54	1.477	5.025	4,1	4.640	15	2,7	4,7	44.352	6.511	50.863
2001	39.482	573	54	1.499	5.144	4,1	4.640	16	2,7	4,7	44.768	6.652	51.421
2002	39.997	573	54	1.521	5.256	4,1	4.640	17	2,7	4,7	45.284	6.786	52.070
2003	40.370	573	54	1.543	5.358	4,1	4.640	17	2,7	4,7	45.658	6.911	52.568
2004	40.907	573	54	1.566	5.466	4,1	4.640	18	2,7	4,7	46.196	7.040	53.236
2005	41.467	573	54	1.588	5.574	4,1	4.640	18	2,7	4,7	46.756	7.171	53.927
2006	41.952	573	54	1.610	5.649	4,0	4.640	19	2,7	4,7	47.241	7.268	54.509
2007	42.464	573	54	1.632	5.724	3,8	4.640	20	2,7	4,7	47.754	7.365	55.119
2008	42.940	573	54	1.654	5.797	3,7	4.640	20	2,7	4,7	48.231	7.460	55.691
2009	43.362	573	54	1.677	5.868	3,6	4.640	21	2,7	4,7	48.653	7.553	56.206
2010	43.706	573	54	1.699	5.937	3,5	4.640	21	2,7	4,7	48.998	7.644	56.642
2011	43.765	573	54	1.721	6.004	3,5	4.640	22	2,7	4,7	49.058	7.734	56.791
2012	43.790	573	54	1.743	6.073	3,5	4.640	22	2,7	4,7	49.083	7.824	56.907
2013	43.775	573	54	1.766	6.140	3,5	4.640	23	2,7	4,7	49.069	7.913	56.982
2014	43.751	573	54	1.788	6.208	3,5	4.640	24	2,7	4,7	49.046	8.004	57.049
2015	43.790	573	54	1.810	6.278	3,5	4.640	24	2,7	4,7	49.085	8.096	57.180
2016	43.831	573	54	1.832	6.343	3,5	4.640	25	2,7	4,7	49.126	8.183	57.310
2017	43.969	573	54	1.843	6.410	3,5	4.640	25	2,7	4,7	49.265	8.261	57.526
2018	44.232	573	54	1.854	6.481	3,5	4.640	26	2,7	4,7	49.529	8.343	57.872
2019	44.474	573	54	1.864	6.545	3,5	4.640	27	2,7	4,7	49.771	8.417	58.189
2020	44.806	573	54	1.874	6.612	3,5	4.640	27	2,7	4,7	50.104	8.495	58.599
2021	45.198	573	54	1.885	6.682	3,5	4.640	28	2,7	4,7	50.497	8.576	59.073
2022	45.640	573	54	1.896	6.752	3,5	4.640	29	2,7	4,7	50.939	8.656	59.595
2023	46.005	573	54	1.905	6.815	3,5	4.640	29	2,7	4,7	51.305	8.728	60.032
2024	46.530	573	54	1.915	6.886	3,5	4.640	30	2,7	4,7	51.831	8.809	60.641
2025	47.028	573	54	1.925	6.953	3,5	4.640	31	2,7	4,7	52.329	8.886	61.215
2026	47.589	573	54	1.935	7.022	3,5	4.640	31	2,7	4,7	52.891	8.965	61.856
2027	48.144	573	54	1.944	7.089	3,5	4.640	32	2,7	4,7	53.447	9.041	62.489
2028	48.697	573	54	1.953	7.156	3,5	4.640	33	2,7	4,7	54.000	9.117	63.118
2029	49.165	573	54	1.961	7.216	3,5	4.640	34	2,7	4,7	54.469	9.185	63.654
2030	49.734	573	54	1.969	7.282	3,5	4.640	34	2,7	4,7	55.039	9.260	64.299

Tabel 3.9. Trafikarbejde (mio. person-km eller mio. tons-km)

år	Personbil	Bus	Persontog	Lastbil	Varebil	Godstog	Cykel	Fly	Færge	Fragtskib	Person	Gods	Ialt
	Basis	Basis	Basis	Basis	Basis	Basis	Basis	Basis	Basis	Basis			
1988	66,6	6,52	5,82	22,8	25,7	0,52	-	1,72	6,24	0,89	87	50	137
1989	68,8	6,49	5,62	23,3	26,0	0,51	-	1,72	6,24	0,97	89	51	140
1990	70,5	6,49	5,64	21,9	25,8	0,50	-	1,72	6,24	0,95	91	49	140
1991	72,8	6,32	5,60	21,9	25,8	0,49	-	1,74	6,35	1,14	93	49	142
1992	74,5	6,19	5,56	22,2	25,9	0,48	-	1,76	6,47	1,02	94	50	144
1993	75,6	6,27	5,51	21,0	26,2	0,46	-	1,78	6,58	0,91	96	49	144
1994	77,9	6,34	5,45	20,8	26,7	0,45	-	1,80	6,70	0,94	98	49	147
1995	81,0	7,04	5,95	21,3	27,3	0,44	-	1,81	6,81	1,09	103	50	153
1996	83,5	7,69	5,91	21,9	27,9	0,46	-	1,93	6,50	1,42	106	52	157
1997	86,4	7,66	5,94	22,0	28,5	0,52	-	2,03	6,20	1,39	108	52	161
1998	91,3	7,66	5,90	22,6	29,2	0,54	-	1,65	3,32	1,39	110	54	164
1999	92,5	7,66	5,87	23,0	29,3	0,56	-	1,68	3,15	1,39	111	54	165
2000	92,9	7,66	5,83	23,3	29,7	0,59	-	1,74	2,98	1,39	111	55	166
2001	93,7	7,66	5,79	23,7	30,4	0,61	-	1,83	2,81	1,39	112	56	168
2002	94,7	7,66	5,75	24,0	31,1	0,63	-	1,91	2,63	1,39	113	57	170
2003	95,1	7,66	5,72	24,4	31,7	0,65	-	2,00	2,46	1,39	113	58	171
2004	95,8	7,66	5,69	24,7	32,3	0,67	-	2,09	2,29	1,39	114	59	173
2005	96,5	7,66	5,65	25,1	33,0	0,69	-	2,18	2,12	1,39	114	60	174
2006	96,9	7,66	5,65	25,4	33,4	0,67	-	2,25	2,12	1,39	115	61	175
2007	97,2	7,66	5,65	25,8	33,8	0,65	-	2,32	2,12	1,39	115	62	177
2008	97,3	7,66	5,65	26,1	34,3	0,63	-	2,39	2,12	1,39	115	62	178
2009	97,3	7,66	5,65	26,5	34,7	0,61	-	2,46	2,12	1,39	115	63	178
2010	97,2	7,66	5,65	26,8	35,1	0,60	-	2,53	2,12	1,39	115	64	179
2011	96,4	7,66	5,65	27,2	35,5	0,60	-	2,59	2,12	1,39	114	65	179
2012	95,5	7,66	5,65	27,6	35,9	0,60	-	2,66	2,12	1,39	114	65	179
2013	94,6	7,66	5,65	27,9	36,3	0,60	-	2,73	2,12	1,39	113	66	179
2014	93,6	7,66	5,65	28,3	36,7	0,60	-	2,80	2,12	1,39	112	67	179
2015	92,8	7,66	5,65	28,6	37,1	0,60	-	2,88	2,12	1,39	111	68	179
2016	92,1	7,66	5,65	29,0	37,5	0,60	-	2,95	2,12	1,39	110	68	179
2017	91,6	7,66	5,65	29,1	37,9	0,60	-	3,02	2,12	1,39	110	69	179
2018	91,4	7,66	5,65	29,3	38,3	0,60	-	3,10	2,12	1,39	110	70	180
2019	91,3	7,66	5,65	29,5	38,7	0,60	-	3,17	2,12	1,39	110	70	180
2020	91,4	7,66	5,65	29,6	39,1	0,60	-	3,25	2,12	1,39	110	71	181
2021	91,7	7,66	5,65	29,8	39,5	0,60	-	3,33	2,12	1,39	110	71	182
2022	92,2	7,66	5,65	30,0	39,9	0,60	-	3,41	2,12	1,39	111	72	183
2023	92,6	7,66	5,65	30,1	40,3	0,60	-	3,49	2,12	1,39	112	72	184
2024	93,4	7,66	5,65	30,3	40,7	0,60	-	3,57	2,12	1,39	112	73	185
2025	94,2	7,66	5,65	30,4	41,1	0,60	-	3,65	2,12	1,39	113	74	187
2026	95,2	7,66	5,65	30,6	41,5	0,60	-	3,74	2,12	1,39	114	74	188
2027	96,2	7,66	5,65	30,7	41,9	0,60	-	3,82	2,12	1,39	115	75	190
2028	97,2	7,66	5,65	30,9	42,3	0,60	-	3,91	2,12	1,39	117	75	192
2029	98,1	7,66	5,65	31,0	42,7	0,60	-	3,98	2,12	1,39	117	76	193
2030	99,2	7,66	5,65	31,1	43,0	0,60	-	4,07	2,12	1,39	119	76	195

Tabel 3.10. Transportsektorens samlede energiforbrug fordelt på transportform eller transportemne (PJ/y)

dette år). Samlet tegner servicestationerne sig for ca. 80% af transportsektorens - og knap 85% af vejtransportens - energiforbrug[1].

	Motorbenzin	Motordiesel	Samlet
Servicestationer	84,2	41,2	125
Vognmænd	0,2	14,9	15,1
Fremstillingsvirksomhed	0	4,7	4,7
Institutioner	0,4	2,1	2,5
Parcelhuse	0,1	1,0	1,1
Etageejendomme	0,2	1,3	1,4
Samlet forbrug til vejtransport (ikke nødvendigvis lig med sum)	85	65	150

Tabel 3.11. Fordelingen af servicestationernes nuværende salg

Af den tredjedel af dieselsalget der ikke går via servicestationer, går hovedparten - knapt 1/4 af vejtransportens samlede dieselforbrug - til vognmænd, en kategori der dækker over bus- og lastbiloperatører (se det efterfølgende afsnit). Resten fordeler sig altovervejende på flådekøretøjer til fremstillingsvirksomheder og institutioner (hhv. 7% og 3% af vejtransportens dieselforbrug) samt til direkte levering til boliger (ca. 3%). Den direkte levering af motorbenzin til vognmænd er forsvindende (disse har altovervejende tunge køretøjer). Den beskedne restmængde af benzin går til institutioner og private boliger (nogenlunde ligeligt). Det meget beskedne LPG-salg (ca. 0,2% af transportsektorens samlede energiforbrug) fordeler sig med ca. 1/3 via servicestationer og ca. 2/3 direkte til vognmænd (busoperatører, først og fremmest i HT-området).

I dag er der ca. 2500 servicestationer i Danmark, svarende til en reduktion på mere end 2/3 siden 1960'erne og reduktionen fortsætter (Oliebranchens Fællesrepræsentation 1997). 6 selskaber - Hydro Texaco, OK, Q8, Statoil, Shell og DK - tegner sig for ca. 95% af servicestationerne. Der er også sket en markant omlokalisering af servicestationerne. De er generelt lokaliseret hensigtsmæssigt i forhold vejnettet.

Der findes ikke noget samlet materiale over servicestationernes geografiske beliggenhed i Danmark. Baseret på oplysninger fra de vigtigste selskaber (omfattende mere end 3/4 af servicestationerne) kan følgende (Tabel 3.12) udledes om deres geografiske fordeling (opregnet til 100% dækning). Det skal bemærkes at langt hovedparten af de servicestationer der ikke er dækket af oversigten, findes i et enkelt selskab (OK).

Tilsvarende kan der laves en oversigt over servicestationer fordelt på bykategorier som vist i tabel 3.13. Denne oversigt omfatter alle bysamfund over 10.000 indb., mens hhv. 66% og 10% af bysamfundene i intervallerne 5-9.999 indb. og 1-4.999 indb. er omfattet.

Det ses af den amtsbaserede sammenligning at Hovedstadsregionen har færre tankstationer end amterne i resten af landet. For disse varierer tankstations-tætheden mellem 0,5 og 0,7 stationer pr. 1000 indbyggere. I Hovedstadsregionen er det sådan at tankstations-tætheden aftager jo tættere man kommer de centrale dele (ses tildels af tabellen): I Københavns og Frederiksberg kommuner er den ifølge undersøgelsen 0,20, i resten af Hovedstadsområdet 0,30, i den del af Frederiksborg amt der ligger uden for Hovedstadsområdet ligeledes 0,30 og i den del af Roskilde amt der ligger uden for Hovedstadsområdet 0,45. Endvidere ses det af tabellen at tætheden vokser med aftagende bystørrel-

[1] Specielt for dieselsalget forekommer servicestationernes andel at være høj, idet den kun kan opnås hvis også en betydelig del af lastbilernes dieselforbrug sælges via servicestationer. Det skal bemærkes at kategorien ikke omfatter salg til storkunder, heller ikke selvom disse har etableret tankanlæg, idet kategorien er defineret som "servicestationer og andre salgsanlæg", dvs. at det kun er i det omfang at der er et salg at forbruget henregnes under kategorien. For 5 år siden tegnede servicestationerne sig ifølge en lignende undersøgelse for ca. 1/3 af vejtransportens dieselsalg (Jørgensen 1996).

se, ned til 1000 indbyggere - derunder falder tætheden drastisk. Dette afspejler efter al sandsynlighed at tankstationerne i de større byområder er større, mens de mindste byer typisk har en enkelt lille station. For de mindste byer vil der til gengæld være bysamfund uden tankstation (ca. 10% af de udvalgte i kategorien 1-4.999 indbyggere. Ca. 65% af befolkningen i kategorien "landsbyer og landdistrikter" findes i de egentlige landdistrikter, og hvis det antages at der findes meget få servicestationer i disse, kan tankstations-tætheden i landsbyerne (200-999 indb.) skønsmæssigt anslås til ca. 0,4-0,5 stationer pr. 1000 indbyggere. Dette afsnits oplysninger har tjent som inspiration til formuleringen af modellerne beskrevet nedenfor.

	Antal servicestationer	Befolkning 1000 indb.	Stationer pr. 1000 indb.[1]
Hovedstadsområdet[2]	345	1379	0,25
Øvrigt Frederiksborg amt	76	235	0,30
Øvrigt Roskilde Amt	76	161	0,45
Vestsjællands amt	172	292	0,60
Lolland Falster	56	115	0,50
Øvrigt Storstrøms amt	97	143	0,70
Bornholms amt	31	45	0,70
Fyns amt	233	472	0,50
Nordjyllands amt	315	493	0,65
Viborg amt	127	233	0,55
Århus amt	327	632	0,50
Ringkøbing amt	161	272	0,60
Ribe amt	135	224	0,60
Vejle amt	177	345	0,50
Sønderjyllands amt	172	254	0,70
Samlet	2501	5295	0,45

Tabel 3.12. Skøn over nuværende dækning med servicestationer, baseret på interviews.

	Antal servicestationer	Befolkning 1000 indb.	Stationer pr. 1000 indb.
Hovedstadsområdet	345	1379	0,25
Århus by	70	216	0,30
Odense by	71	145	0,50
Aalborg by	52	119	0,45
Byer 50-99.999 indb. (100%[3])	106	183	0,60
Byer 20-49.999 indb. (100%)	418	640	0,65
Byer 10-19.999 indb. (100%)	219	296	0,75
Byer 5-9.999 indb. (67%)	296	313	0,95
Byer 1-4.999 indb. (10%)	755	799	0,95
Landsbyer og landdistrikter	170	1205	0,15
Samlet	2501	5295	0,45

Tabel 3.13. Fordeling af servicestationer på byområdekategorier (kilde: telefoninterviews)

[1] Afrundet til hele 0,05

[2] Hovedstadsområdet er den bymæssigt sammenhængende del af Hovedstadsregionen der har København som centrum og omfatter: Københavns og Frederiksberg komm., Københavns amt samt Allerød, Birkerød, Farum, Fredensborg-Humlebæk, Hørsholm, Karlebo, Greve og Solrød kommuner, jf. (Danmarks Statistik 1998a)

[3] Angiver procentandel af bysamfund i kategori der er omfattet. Hvor dækningen er mindre end 100% er udvælgelsen sket med ligelig repræsentation af amter og tilfældig udvælgelse inden for disse.

3.4.1 Personbiltransport

Energiforbruget i transportsektoren sker helt konkret på vejene, men forsyningsmæssigt set sker energiforbruget på de tanksteder, hvor køretøjerne tanker op. Da data over benzinstationernes placering i Danmark ikke har været tilgængelig, er der derfor opbygget en model i stedet for, som fordeler benzinstationerne i Danmark ud fra nogle simple antagelser. Da fordelingen skal bruges til at belyse problematikken omkring fremtidens energiforsyning i transportsektoren, er det vigtigere at fordelingen er gør det muligt at klarlægge og analysere problematikken end at den nødvendigvis giver en korrekt geografisk repræsentation af tankstederne.

Fra Oliebranchens Fællesrepræsentation (1997 og telefoninterview, 2000) har vi oplyst det totale antal tankstationer i Danmark. Repræsentanter for branchen mener, at antallet af tankstationer vil blive væsentligt reduceret i (den nærmeste) fremtid. Det antages derfor, at antallet af tankstationer i fremtiden kun udgør 70% af dagens tal. Det antages desuden for enkelthedens skyld, at alle tankstationerne har samme salg. Tankstationerne bliver fordelt ud over landet vha. et simpelt Basic program. Der er blevet afprøvet to forskellige modeltyper til fordelingen. For begge modeller gælder, at programmet genererer et tilfældigt cellenummer (svarende til den opdeling af Danmark i celler på 500 × 500 meter, som vores basis-data benytter), hvorefter befolkningstallet – udtrykt ved boligarealet – i den fundne celle undersøges. I model 1 vælges uden restriktioner tilfældigt en celle, hvorefter der med en bestemt sandsynlighed placeres en benzinstation i cellen. Der er en linear sammenhæng mellem sandsynligheden for, at der bliver placeret en tankstation i en celle og befolkningen – i form af boligarealet – i den pågældende celle. Det vil sige, at jo højere boligarealet er i en celle desto større er sandsynligheden for, at benzinstationen placeres netop i den celle. Resultatet af modellen kan ses i fig. 3.26.

Ved model 1 fik man en for høj koncentration af tankstationer i de helt store byer, og for lav koncentration i landdistrikterne. I model 2 bliver cellen igen valgt tilfældigt, mens der kun placeres en tankstation i cellen, hvis boligarealet er over et bestemt niveau. Forskellige niveauer af befolkningstallet blev afprøvet for model 2, og det valgte niveau var det, som gav den mest passende fordeling i forhold til tankstationernes placering i dag. Denne fordeling kan ses i fig. 3.27.

3.4.2 Bustransport

Bussernes brændstofforbrug kan fordeles på 2 hovedkategorier: dels rutebusser og dels turistbusser og lignende (kun indenrigs kørsel). Sidstnævnte står for ca. 55% af bussernes årskørsel, men deres kørselsmønstre giver generelt mulighed for mere energieffektiv kørsel[1]. Fordelingen af bustrafikkens energiforbrug kan sættes til 2/3 til rutebusser og 1/3 til turistbusser (Færdselsstyrelsen 1998).

De egentlige busvognmænd - med både rute- og turistbusser - har altovervejende tunge dieselbusser, der tankes via egne tankanlæg (de kan ikke tanke på servicestationer). Ca. halvdelen af busparken med skønsmæssigt ca. 1/3 af bussernes årskørsel er små busser under 5 tons totalvægt (Danmarks Statistik 1999b). Disse busser vurderes altovervejende at være ejet af institutioner samt af private der kører buskørsel uden at være registreret som vognmand. Deres energiforbrug skønnes at være 20% af det samlede brændstofforbrug til busser, og fordelt med 1/5 benzin og 4/5 diesel. En stor del heraf tankes via servicestationer.

På den baggrund kan forsyningen af bussernes årlige brændstofforbrug (8 PJ i 1998) fastslås at være fordelt på følgende kilder:

- salg til busvognmænd: ca. 85% af bussernes samlede forbrug

[1] Da der kun ses på indenlandsk trafik, bliver egentlig langturskørsel dog mindre dominerende end den er i international trafik

- salg til institutioner: knap 10%
- salg via boliger: ca. 5%.

Baseret på kørte km fordeler buskørslen sig med godt halvdelen til regional kørsel, ca. 45% til lokal kørsel og ca. 2-3% til landsdækkende ruter (Trafikministeriet 1995). Lokalkørslen anslås at fordele sig med ca. 2/3 til ruter i om omkring byer og 1/3 til ruter på landet (svarende til at disse kategorier tegner sig for henholdsvis 30% og 15% af den samlede buskørsel). Da buskørsel i byer generelt har væsentlig højere energiforbrug pr. kørt km, kan man ikke uden videre omsætte fordelingen på basis af buskilometer til en fordeling af energiforbruget. Følgende skønsmæssige fordeling mellem rutebustrafikkens hovedkategorier benyttes:

- nationale ruter: 2% af rutebussernes energiforbrug
- regionale ruter: 45% af rutebussernes energiforbrug
- bustrafik i byer: 40% af rutebussernes energiforbrug
- øvrig lokal bustrafik: 13% af rutebussernes energiforbrug

Disse kategorier har forskellige kørselsmønstre, idet man som generel tendens kan sige at det specifikke energiforbrug pr. kørt km vokser jo tættere på centrale byområder man kommer, dog med det forbehold at mønstrene for bussernes (planlagte) stop også spiller ind. Endvidere er kategorierne forskellige med hensyn til det omfang hvori busserne holder sig inden for relativt afgrænsede geografiske områder: By- og lokalbusser kommer sjældent mere end 10-15 km væk fra deres hjemsted[1], regionale ruter er typisk omkring 40-50 km, mens nationale ruter oftest er på flere 100 km.

Tabel 3.14 opsummerer den skønnede fordeling af bussernes energiforbrug på dels forskellige kategorier og dels geografisk.

1998	TJ pr. år	% af bussers energiforbrug
Turistbusser	2.800	33
Nationale ruter	100	1
Regional rutebusdrift	2.500	30
Bybusdrift	2.200	27
Øvrig lokal rutebustrafik	700	9
Total	8.300	100

Tabel 3.14. Skøn over fordeling af bussers energiforbrug

Den regionale rutebusdrifts energiforbrug er skønsmæssigt fordelt således på amter: HT-området 6%; Vestsjælland 10%; Storstrøm 10%; Bornholm 1%; Fyn 10%; Sønderjylland 8%; Ribe 6%; Vejle 11%; Ringkøbing: 5%; Århus 13%; Viborg 8%; Nordjylland 13%. Der er stor usikkerhed på denne fordeling, der er skønnet indirekte med udgangspunkt i amternes andel af den samlede rutebuskørsel under hensyntagen til skøn over faktorer som: hvor stor en del af amternes buskørsel der går til egentlig bybuskørsel, hvor stort amtets udstrækning er, samt hvor mange mål for regionale ruter de har. Usikkerheden forøges af at mange af de regionale ruter krydser amtsgrænser.

Den efterfølgende tabel viser de største byområders beregnede energiforbrug til bybus- og lokalbusdrift[2]. Beregningen bygger på statistiske oplysninger om byernes andel af de kørte buskilometer sammenholdt med antagelse om specifikt forbrug i forskellige kørselsmønstre.

[1] Dog er der i Hovedstadsområdet bybusruter der er væsentlig længere.
[2] Dvs. inklusive oplandsruter i umiddelbar forbindelse med byerne.

Hovedstadsområdets andel af HT-områdets energiforbrug til busdrift er baseret på et skøn der tager udgangspunkt i at dets andel af Hovedstadsregionens befolkningstal er 60% sammenholdt med en antagelse om at Hovedstadsområdets bus-transportarbejde pr. indbygger er væsentlig højere end for den resterende del af Hovedstadsregionen. Det specifikke energiforbrug pr. km er også højere i den bymæssige del af HT-området, men dette opvejes tildels af at den gennemsnitlige belægningsgrad også er højere, så der svarer mindre buskørsel til et givet transportarbejde. Samlet antages Hovedstadsområdet at tegne sig for 3/4 af HT's energiforbrug (se Figur 3.15).

By- og lokalbus, 1998	TJ pr. år	% af bussers samlede energiforbrug
HT-området (Hovedstadsregionen)	1.700	20
Hovedstadsområdet[1]	1.300	16
Århus	250	3
Odense	100	1
Ålborg	100	1
Lokalbusdrift på landet	250	3
Øvrig by- og lokalbus	900	11
Total, by- og lokalbus	2.900	35

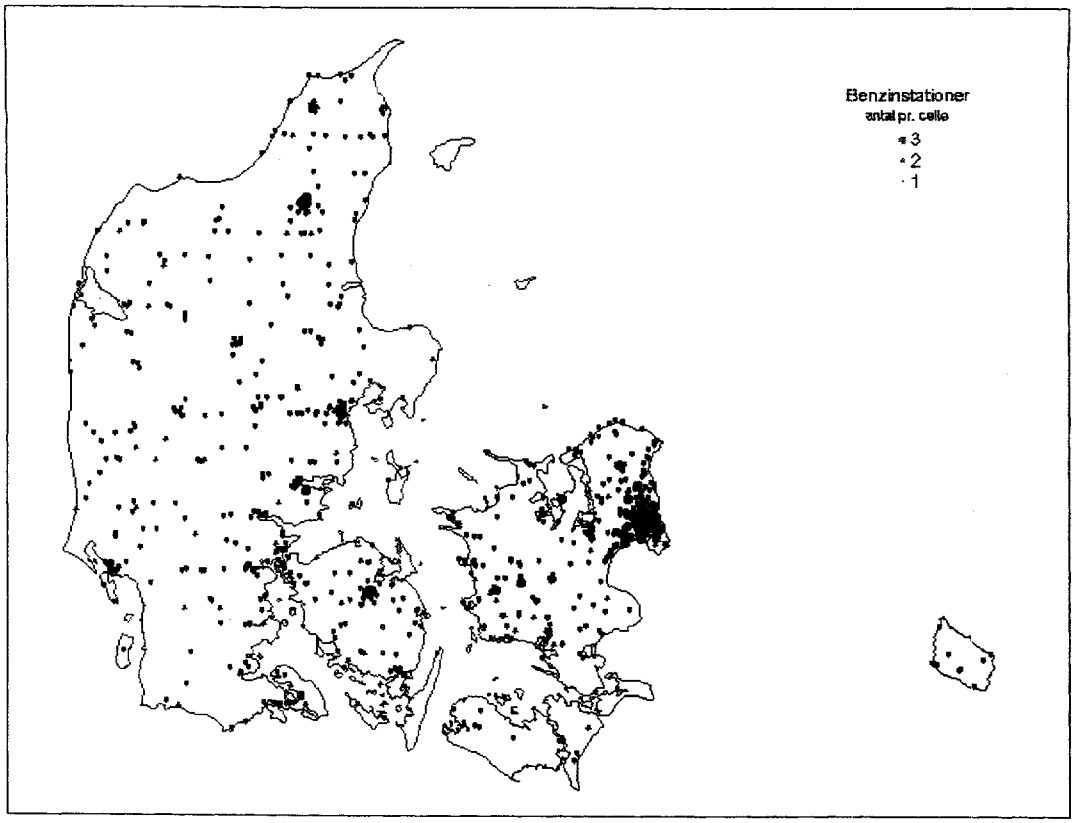
Tabel 3.15. Fordeling af bussers energiforbrug på bykategorier.

De 4 største byområder har således i følge denne opgørelse tilsammen ca. 1/5 af bussernes energiforbrug, svarende til ca. 1% af transportsektorens samlede energiforbrug. Øvrig lokal busdrift i byer, eller i tilknytning hertil, tegner sig for ca. 1/10 af bussernes energiforbrug, svarende til 0,5% af transportenergiforbruget.

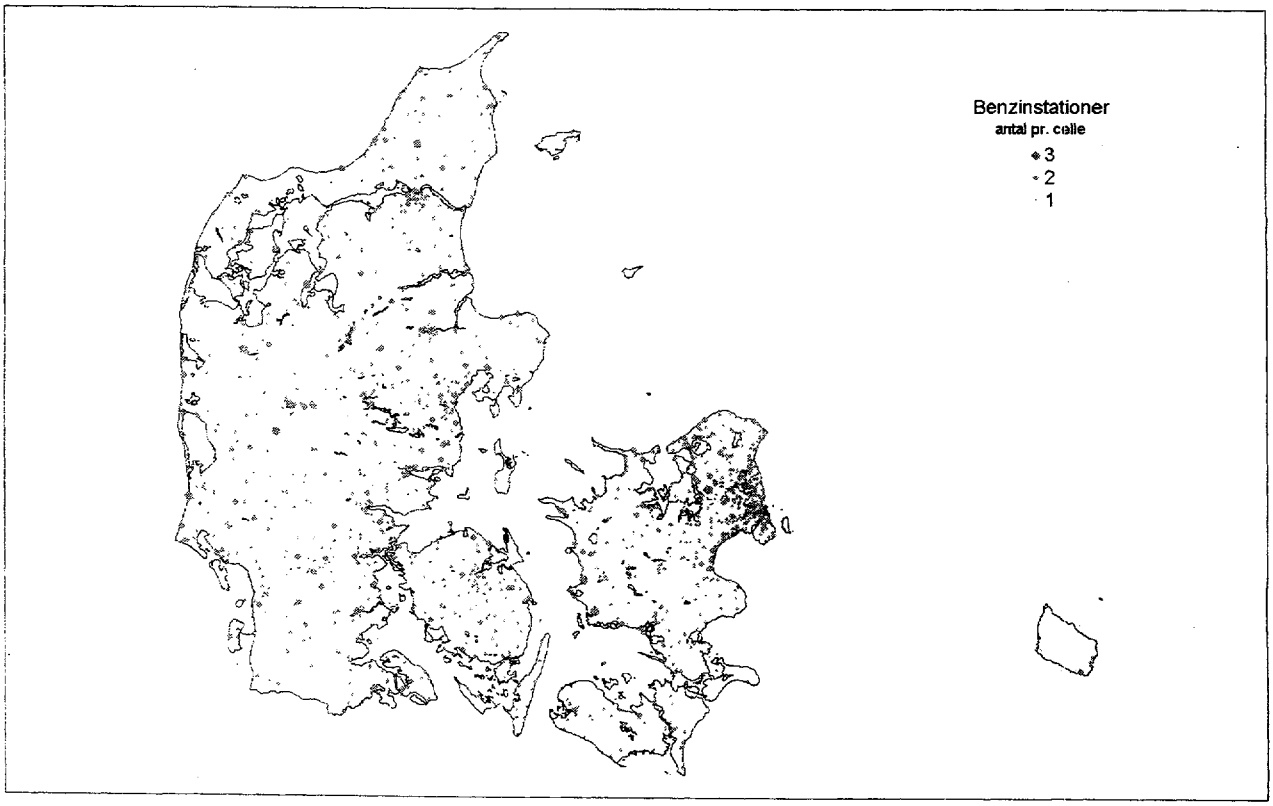
Opgørelsen over turistvognmænd (se nedenfor) viser at 1/4 af disse firmaer findes i Hovedstadsregionen (skønsmæssigt 15-18% i Hovedstadsområdet). Af statistikken fremgår at turistvognmandsfirmaerne i Hovedstadsregionen er lidt mindre end landsgennemsnittet. Ude i landet findes de største koncentrationer af turistvognmænd i Nordjyllands og Århus amt, mens den største koncentration opgjort efter beskæftigelse er i Fyns amt.

I scenarierne vil energiforbruget til bustransport, ligesom for personbiltransporten, geografisk blive bundet til tankstederne for busserne og ligesom for personbiler vil placeringen af tankstederne blive modelleret. Modelleringen sker ud fra Hovedstadsområdets Trafikselskab (HT) oplysninger om placering af deres tankstederne (telefoninterview, 2000). HT vil blive brugt som model for de øvrige byers busselskaber. HT har oplyst, at de har 20-25 tankstederne i deres område. I deres område bor ca. 1 million mennesker, så en simpel model er, at der er 100 tankstederne til busser i hele landet, der alle har det samme forbrug. Tankstederne vil typisk være placeret i industrikvarterer lokaliseret i yderkanten af byer. Tankstederne vil blive placeret tilfældigt ligesom i model 2 for personbilers energiforbrug. Kravet – for at en tankstation kan placeres i cellen – involverer både boligarealet og industriarealet. For primært at få placeret tankstederne i industrikvarterene i yderkanten af byerne skal boligarealet ligge i et bestemt interval, samtidig med at industriarealet – summen af produktionsarealet og servicearealet – også ligger over et bestemt niveau. I fig. 3.28 ses fordelingen af boligarealet i Danmark (cf. Fig. 3.2). Fordelingen af tankstederne for busser kan ses i fig. 3.29.

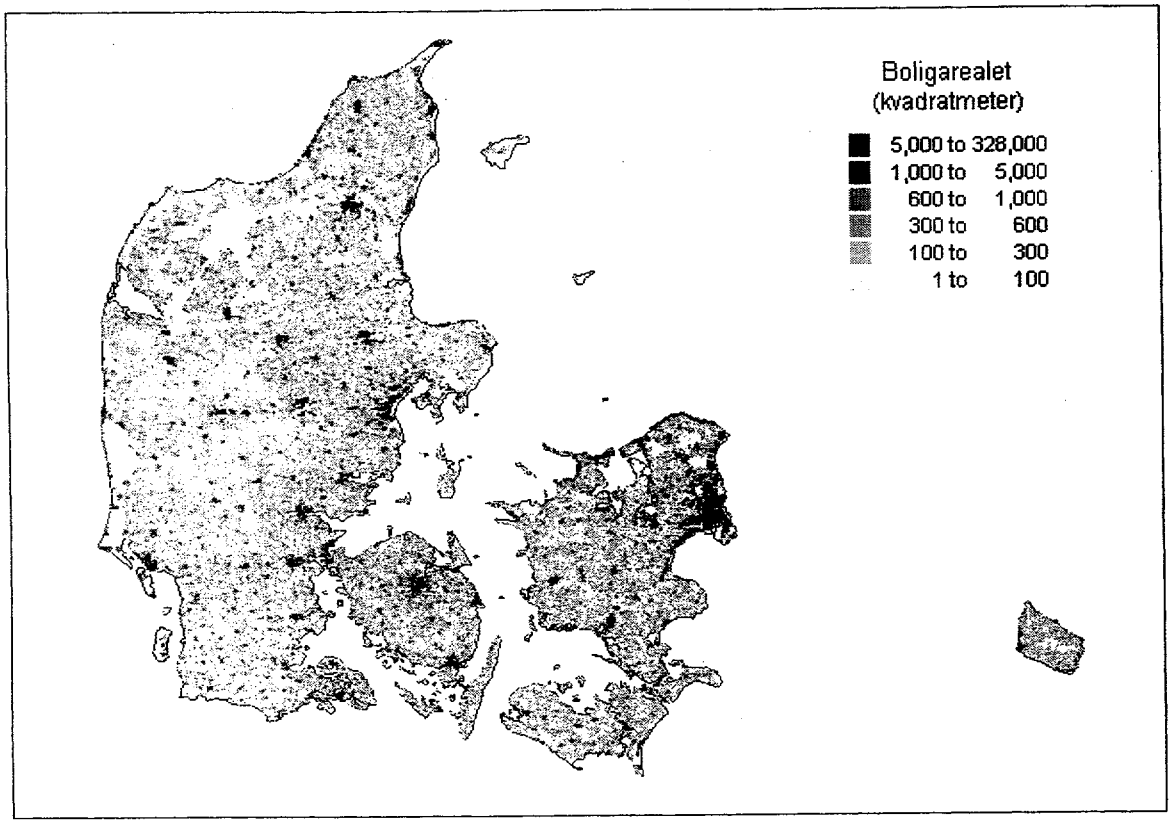
[1] Den centrale, bymæssige, del af Hovedstadsregionen omfattende kommunerne: København, Frederiksberg, Gentofte, Rødovre, Hvidovre, Glostrup, Herlev, Brøndby, Albertslund, Vallensbæk, Gladsakse, Lyngby-Tårbæk, Hørsholm og Tårnby. Til og med 1998 omfattede det yderligere en række kommuner, men den aktuelle afgrænsning lever bedre op til kriteriet sammenhængende byområde. Med denne afgrænsning har Hovedstadsområdet 60% af Hovedstadsregionens 1,8 mio. indbyggere.



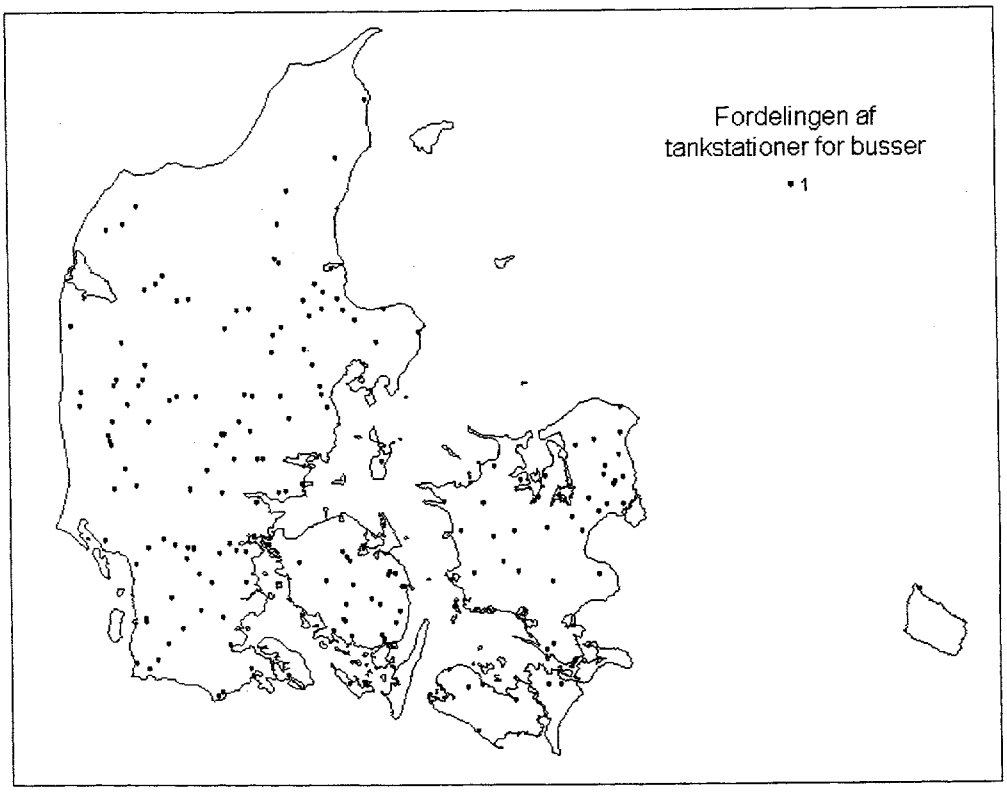
Figur 3.26. Benzinstationernes placering efter model 1.
Hver fyldt cirkel repræsenterer en eller flere tankstationer i samme celle.



Figur 3.27. Model 2, som giver en mere jævn fordeling af benzinstationerne end model 1 (sml. Fig. 3.26). Hver fyldt cirkel repræsenterer en eller flere tankstationer i samme celle.



Figur 3.28. Boligarealet i Danmark 1998 (m^2 per celle).



Figur 3.29. Beregnet fordeling af tanksteder for busser. De er ret jævnt fordelt ud over Danmark med ca. 40 tanksteder på Sjælland og Lolland-Falster, ca. 20 på Fyn og resten i Jylland med en enkelt på Bornholm og Ærø.

3.4.3 Godstransport

Lastbilkategorien er meget heterogen. Selvom den domineres af de tungere køretøjskategorier, er dominansen knapt så udtalt som for buskategorien. Transportarbejdet inden for lastbilkategorien falder i 2 hovedkategorier: transport udført af vognmænd og firmakørsel (transport udført i egne biler). Vognmænd tegner ca. for ca. 3/4 af lastbilernes transportarbejde, og deres andel er stigende, men da firmakørslen af forskellige årsager har en langt højere energiintensitet (MJ pr. tonkm), er fordelingen mellem de to kategoriers brændstofforbrug helt anderledes.

På den baggrund kan forsyningen af lastbilernes årlige brændstofforbrug (22 PJ i 1998) fastslås at være fordelt på følgende hovedkilder:

- salg til vognmænd: knap 40%
- salg via servicestationer: ca. 1/3
- salg til fremstillingsvirksomheder: ca. 1/5
- salg til institutioner: knap 10%

Brændstofsalget via servicestationer sker til de mindste køretøjer i kategorien. Andelen forekommer høj, men det er ikke muligt at få et markant anderledes resultat ud fra Energistyrelsens statistik.

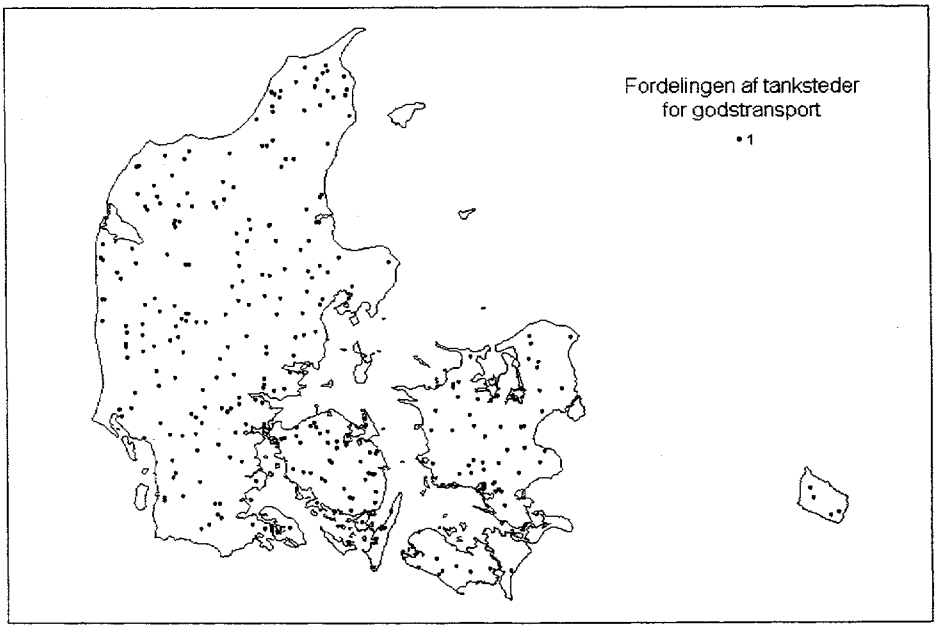
Tabel 3.16 viser den procentvise fordeling af firmaer på amter for dels vognmandssektoren som helhed og dels turistvognmænd i 1996 (Danmarks Statistik 1998b). For turistvognmændene er desuden angivet procentfordelingen af de beskæftigede i firmaerne, hvilket antyder noget om firmaernes størrelse. For vognmandskategorien som helhed findes sidstnævnte data ikke.

1996, % af samlet antal	Vognmænd % af firmaer	Turistvognmænd % af firmaer	Turistvognmænd % af beskæftigede
Kbh. & Frederiksberg komm.	6	4	5
Københavns amt	11	10	8
Frederiksborg amt	6	6	5
Roskilde Amt	7	5	4
Vestsjællands amt	7	7	10
Storstrøms amt	6	6	4
Bornholms amt	0	2	4
Fyns amt	7	9	13
Nordjyllands amt	10	12	11
Viborg amt	6	9	7
Århus amt	10	10	9
Ringkøbing amt	5	5	8
Ribe amt	5	4	4
Vejle amt	8	5	7
Sønderjyllands amt	6	5	4

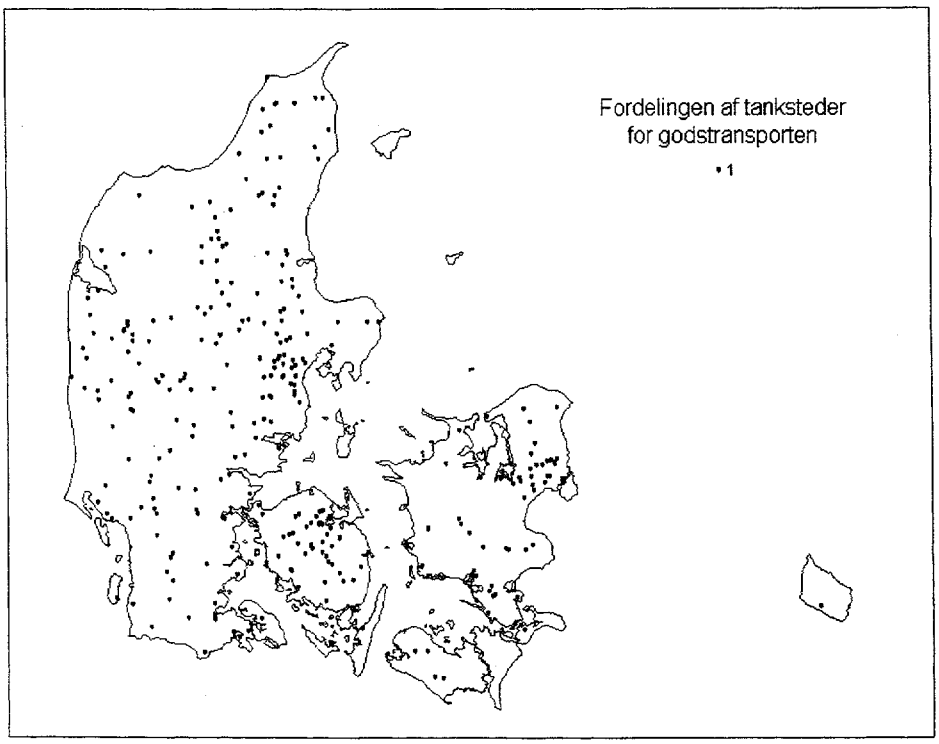
Tabel 3.16. Vognmænd skønsmæssigt fordelt på kategorier (nuværende fordeling)

Det antages i scenarierne, at godstransport i store lastbiler primært benyttes af produktionsvirksomheder, mens service virksomheder i højere grad benytter varevogne. Yderligere antages det, at varevognene tanker op på almindelige benzinstationer, mens lastbilerne benytter deres egne tanksteder. Antallet af tanksteder tænkes at være proportionalt med energiforbruget. For bustransport er der som sagt 100 tanksteder fordelt over hele landet. Energiforbruget af busserne udgjorde i 1997 samlet 7.66 PJ, mens energiforbruget af lastbiler samlet udgjorde 22.0 PJ. Det antages derfor, at der er ca. 3 gange så mange tanksteder for lastbiler, som der er for busser. Disse 300 tanksteder er så blevet fordelt tilfældigt ud over hele landet vha. af en model (jævnfør personbiler og busser). Det antages, at det kun er produktionsvirksomheder, der har godstransport, så derfor er det centrale krav i

modellen, at et tanksted kun placeres i en celle, hvis produktionsarealet er over et bestemt niveau. Yderligere antages det som for personbiler og busser, at tankstederne har samme kapacitet og forbrug. Tankstederne for godstransport antages ikke at være placeret i stærkt bebyggede og trafikerede områder, hvilket vil sige bycentre. Derfor er kravet til cellen, at boligarealet i cellen er under et bestemt niveau, mens produktionsarealet er over et bestemt niveau. I fig. 3.30 er kravet, at boligarealet skal være under 2000 m^2, hvilket svarer til 87% af cellerne, samt at produktionsarealet skal være over 3000 m^2, hvilket svarer til 18% af cellerne. Dette giver en stor spredning af tankstederne. De ses at være jævnt fordelt både på Sjælland, Fyn og i Jylland.



Figur 3.30. Beregnet fordeling af tanksteder for godstransportens køretøjer.



Figur 3.31. Fordelingen af tanksteder for godstransport, ifølge alternativ beregning hvor produktionsarealet antages at skulle være over 8000 m^2 for at give anledning til en tankstation.

Sættes kravet til produktionsarealet op, så produktionsarealet nu skal være over 8000 m^2, hvilket kun inkluderer 3% af cellerne, får man fordelingen i fig. 3.31. Dette svarer til at kun de største produktionsvirksomheder i Danmark har egne tanksteder.

Det højere krav til produktionsarealet medfører, at tankstederne bliver mindre spredt. På Sjælland ligger de fortrinsvist i området mellem København og Roskilde, mens de på Fyn ligger i området omkring Odense og i Jylland er de noget spredt med en lille koncentration omkring Århus. Spredningen af tankstationer har ingen betydning for scenarie-konstruktionen som sådan, men har en indflydelse på spørgdsmål om distribution af brint gennem rørledninger, f. eks. den nødvendige længde af dette net. Vi antager den på Fig.3.31 viste fordeling.

3.4.4 Transport i produktionssektoren

Sektoren omfatter bl.a. intern transport i virksomheder, såsom gaffeltrucks på lagre, traktorer, landbrugsmaskiner og fiskerbåde. Energiforbruget til transport i denne sektor er fordelt jævnt vha. det totale energiforbrug til transport i produktionssektoren, samt det bygningsareal, der benyttes til produktion i hver celle.

3.4.5 Flytransport

Energiforbruget vil ligesom før blive geografisk fordelt udfra tankstederne, hvilket i dette tilfælde vil sige i de større lufthavne. Vi benytter data for trafikmængden for de enkelte lufthavne (Statens Luftfartsvæsen, 2000). Kun de større lufthavne er medtaget; de mindre lufthavne, der primært benyttes af privatfly, er således udeladt. Figur 3.32 viser af dette valg fanger langt den største del af energiforbruget. Både indenrigs- og udenrigs lufttrafik er medtaget, med totaler som angivet i Tabel 3.7 og 3.10.

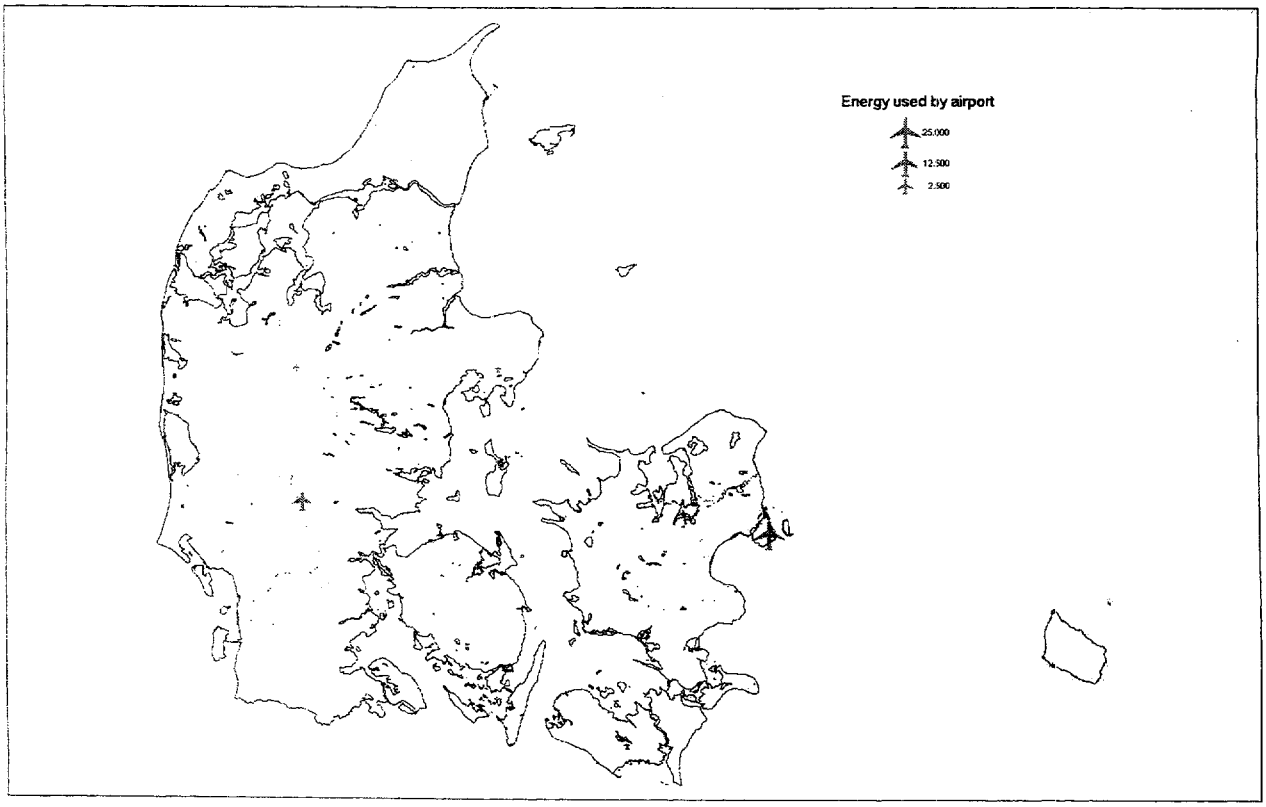


Fig. 3.32. Lufthavne med indikering af 1998 forbrug af flybrændstof (TJ/y, logaritmisk skala)

3.4.6 Skibstransport

Med skibstransport menes transport af gods og/eller passagerer med skib. Fiskerbåde mv. indgår som før nævnt i *Transport i produktionssektoren*. Energiforbruget er også her fordelt geografisk udfra optanknings-stederne, hvilket her vil sige i de havne, hvorfra der sejler skibe med gods og/eller passagerer. Statistik forefindes over antal anløb til havnene (Danmarks Statistik, 2000). Der skelnes mellem færgehavne og havne for godstransport ad søvejen. Figur 3.33 viser den anvendte placeringsfordeling af færgehavne.

Skibsfarten omfatter to hovedkategorier: Fragtskibe og færger. I følge Vejdirektoratets opgørelse tegner de sig i dag for et energiforbrug på henholdsvis 1,4 PJ og 6,4 PJ til indenlandsk transport (Vejdirektoratet 1999). Færger til og fra udlandet tegner sig for væsentlig mere transport- og trafikarbejde samt energiforbrug end indenrigsfærgerne, så det vil rykke billedet en del at tage disse ruter med. Beskrivelsen i dette afsnit begrænser sig til indenrigstransport. Fiskerifartøjer er ikke omfattet af opgørelsen, idet disse traditionelt ikke regnes som en del af transportsektoren.

Færgefarten gennemgår en periode med store omvæltninger i forbindelse med etableringen af den faste forbindelse over Storebælt, og derfor skal både det samlede energiforbrug til færgefarten og - ikke mindst - dens fordeling på forskellige ruter tages med betydelige forbehold. Usikkerheden knytter sig til forskellige faktorer:

- Forudsigelser vedrørende forbindelsens påvirkning på kort og langt sigt af det samlede transportmønster og, i særdeleshed, hvilken indflydelse dette har på brugen af færger. Indtil nu synes det meget store trafikspring der har været, mest at være kommet fra nygenereret trafik, mens der kun har været en beskeden reduktion af turene med Kattegat-ruterne (Duer 1999)
- Påvirkning af færgeruterne. Det eneste nogenlunde sikre i den forbindelse er at Storebæltsruterne er nedlagt, samt at det er lovfæstet at der skal opretholdes (mindst) én rute over Kattegat. Men der er ikke mindst stor usikkerhed om hvorledes Kattegat-ruternes udformning bliver.
- Der har været en kraftig konkurrence på ny færgeteknologi (hurtigfærger), hvorved forskellige forbindelse søger at skaffe sig konkurrencefordele på visse ture i forhold til både de faste forbindelse og flyruter.

Den indenlandske færgefart kan groft opdeles i to hovedkategorier, nemlig færger af betydning for det overordnede nationale trafiksystem (i første række de såkaldte "øst-vestfærger") samt et stort antal færger der altovervejende er af lokal betydning (typisk færger til ikke-landfaste øer).

Det er primært for Øst-vestruterne at der sker store forandringer i forbindelse med Storebæltsforbindelsens åbning. I denne gruppe er der i dag kun 1-2 Kattegatruter, København-Rønne, Tårs-Spodsbjerg samt Bøjden-Fynshav tilbage[1]. Tabel 3.17 viser det beregnede energiforbrug baseret på færgedata for 1998 (Danmarks Statistik 1999c)[2] samt specifikke energiforbrug beregnet ved hjælp af en model udviklet af Danmarks Rederiforening[3].

Kategorien af lokale færger omfatter ruter spredt ud over hele landet, der typisk besejles med små færger ofte på ruter med korte afstande (men der kan til gengæld være tale om meget høje besejlingsfrekvenser). Der sejles generelt med relativt lave hastigheder, hvilket medvirker til at reducere det specifikke energiforbrug, men på den anden side forøges fremdrivningsmodstanden af at der ofte sejles på lavt vand. En stor del af dem forbinder ikke-brofaste øer, og disse har en særlig status

[1] Idet der ses bort fra forbindelser til/fra udlandet.

[2] Der er set bort fra egentlige Storebæltsruter, der alle er nedlagt siden statistikkens opgørelse. Bemærk at betjeningen af Kattegat-overfarterne i dag er ændret i forhold til tabellen. Da det ikke kan udelukkes at der sker yderligere ændringer, er det valgt at holde fast i beskrivelsen fra 1998.

[3] Modellen indgår i den nye udgave af Trafikministeriets TEMA-model (Trafikministeriet 2000b).

idet de ikke forsvinder med mindre de erstattes af faste forbindelse - hvilket er urealistisk i de fleste tilfælde. Der findes særligt store koncentrationer af disse småfærger i det Sydfynske Øhav, i den vestlige del af Limfjorden samt i den sydlige Kattegat.

Fra	Til	Energiforbrug 1998, TJ	% af indenrigsfærgers samlede energiforbrug
Kalundborg	Århus	1.800	28
Odden	Ebeltoft	2.300	36
København	Rønne	300	5
Tårs	Spodsbjerg	110	1,5
Bøjden	Fynshavn	40	0,6

Tabel 3.17. Skønnet nuværende energiforbrug for færger.

I Tabel 3.18 er vist det beregnede årlige energiforbrug for hovedparten af de lokale færger, idet hver tabel viser et geografisk område: Øst for Storebælt, Fyn og Jylland.

Fragtskibstrafikken i Danmark er fordelt på ca. 90 havne, hvoraf ca. 75 er mindre havne med en årlig godsomsætning på mindre en 1 mio. tons. Opgjort dels på basis af antal anløb og dels produktet af antal anløb og skibenes gennemsnitlige bruttotonnage (BT, et volumenmål for skibenes størrelse) tegnede sig var der i 1998 den fordeling på havnene som vises i Tabel 3.19. Det skal bemærkes at det i denne analyse ikke er muligt at skelne mellem anløb fra udenlandske og indenlandske havne, og at en begrænsning til indenlandsk trafik formentlig giver en mindre grad af koncentration af trafikken på den største havne. I alt er det kun ca. 30% af havnenes godsomsætning der er rent indenrigs. Desuden er der markante forskelle på havnenes karakter, idet der især er grund til at skelne mellem egentlig trafikhavne på den ene side og havne der udelukkende omsætter kul eller olie (typisk til/fra raffinaderi eller kraftværk). Dette har specielt betydning i forbindelse med kulhavne ved kraftværker idet det ligger i energiplanlægningen at fyringen med kul skal afvikles i løbet af den periode der ses på.

Fra	Til	Energiforbrug 1998, TJ	% af indenrigsfærgers samlede energiforbrug
Hundested	Rørvig	28	0,4
Fejø	Kragenæs	9	0,1
Femø	Kragenæs	8	0,1
Samsø	Kalundborg	240	4
Havnsø	Sejerø	55	0,9
Orø	Holbæk	6	0,1
Agersø	Stigsnæs	7	0,1
Omø	Stigsnæs	9	0,1
Bogø	Stubbekøbing	2	0,03
Askø	Bandholm	4	0,06

Tabel 3.18a. Øst for Storebælt

Fra	Til	Energiforbrug 1998, TJ	% af indenrigsfærgers samlede energiforbrug
Ærøskøbing	Svendborg	64	1
Bågø	Assens	2	0,03
Søby (Ærø)	Fåborg	12	0,2
Søby (Ærø)	Mommark	7	0,1
Lyø/Avernakø	Fåborg	10	0,2
Marstal	Rudkøbing	47	0,7
Skarø/Drejø	Svendborg	7	0,1
Strynø	Rudkøbing	4	0,06

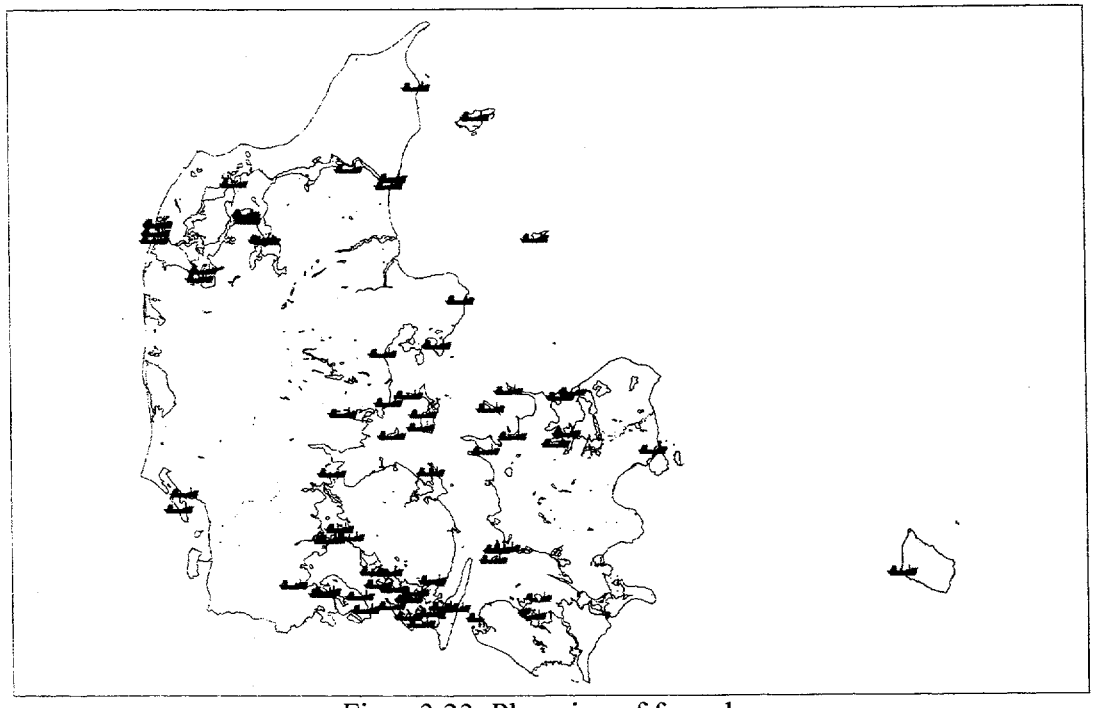
Tabel 3.18b. Fyn mv.

Fra	Til	Energiforbrug 1998, TJ	% af indenrigsfærgers samlede energiforbrug
Fanø	Esbjerg	4	0,06
Fur	Branden	2	0,03
Hardeshøj	Ballebro	3	0,05
Feggesund		4	0,06
Næssund		7	0,1
Hvalpsund	Sundsøre	3	0,05
Hals	Egense	4	0,06
Venø	Kleppen	3	0,05
Samsø	Hov	46	0,7
Læsø	Frederikshavn	52	0,8
Årø	Årøsund	9	0,1
Endelave	Horsens	5	0,08
Thyborøn	Agger	14	0,2
Tunø	Hov	43	0,7
Anholt	Grenå	7	0,1

Tabel 3.18c. Jylland mv.

1998	Andel af antal anløb	Andel af antal anløb × BT
Kbh. havn + frihavn	17%	18%
Århus mv.	11%	16%
Fredericia	6,5%	16%
Esbjerg	5,4%	10%
Aalborg mv.	5,3%	5,9%
Kalundborg mv.	4,7%	8,2%
Åbenrå mv.	2,6%	4,2%
Øvrige havne, >1 mio. t/år	10%	5,2%
Havne < 1mio. tons gods pr. år	38%	18%

Tabel 3.19. Skøn over fordelingen af den nuværende fragttrafik på havnene



Figur 3.33. Placering af færgehavne.

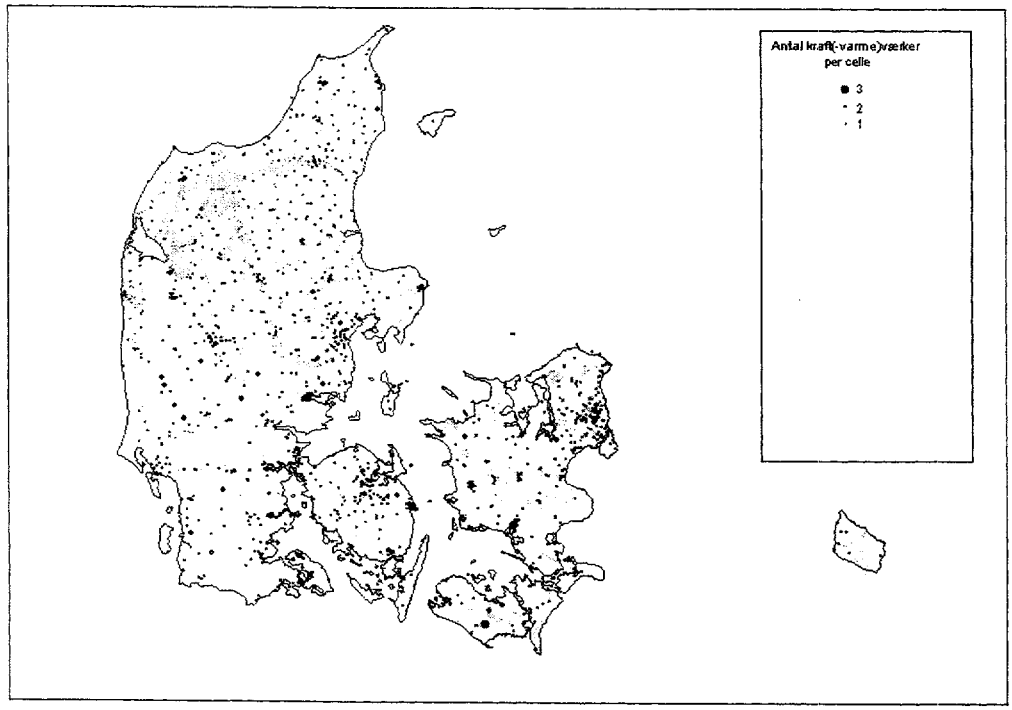
3.4.7 Togtransport

Energiforbruget for de elektrificerede togstrækninger vil geografisk blive lokaliseret ved de kraftværker o.lign., der leverer energien til dem. Hvad angår dieseltogene kan deres forbrug eksempelvis lokaliseres på stationerne i de større byer.

3.5 Nuværende el og varme produktion, transmission og distribution

Elforbruget dækkes i dag gennem et antal centrale og decentrale kraftvarmeværker, enkelte rene kraftværker, der som brændsel benytter fossile brændsler (kul, naturgas og olie) eller biobrændsler, samt et stort antal vindkraftanlæg. Lokaliseringen er vist på Figur 3.34. Det overordnede transmissionsnet for elektricitet er vist på Figur 3.35.

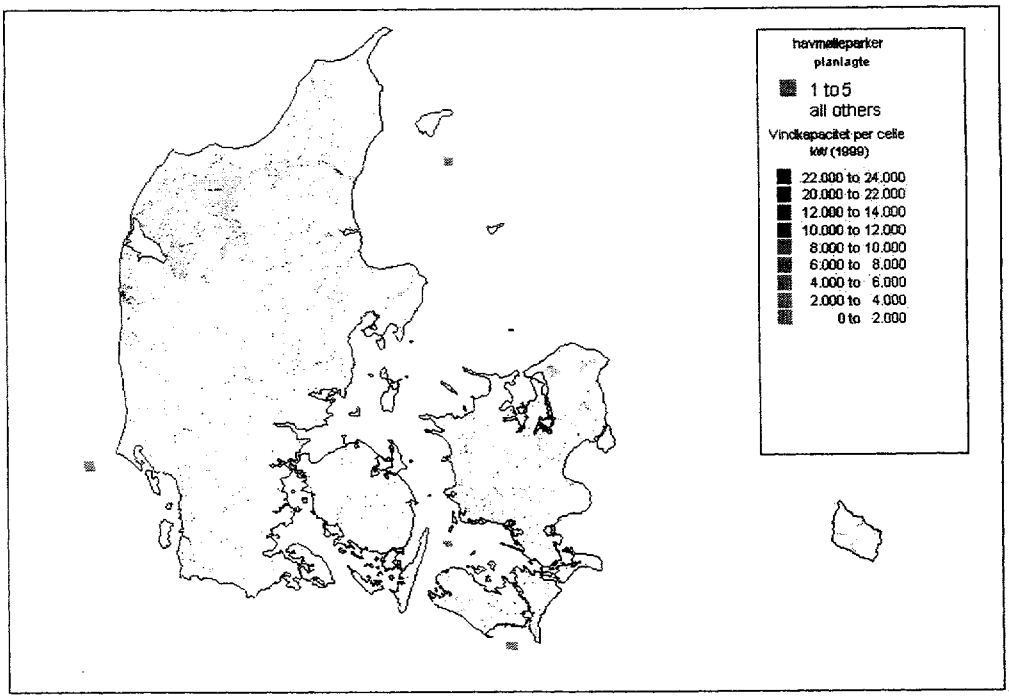
Varmebehovet dækkes af samproduceret varme fra centrale og decentrale kraftvarmeværker, af naturgas samt olie, brænde, termiske solfangere og elvarme. Fjernvarme og naturgasområderne er vist på Figur 3.36. Da lovgivningen ikke omfatter fuld tilslutningspligt til de kollektive forsyningsformer, findes de øvrige opvarmningsformer også i disse områder, samt naturligvis i "rest-områderne". Det overordnede naturgastransmissionsnet er vist på Figur 3.35. Varmeproduktionen svarer til forbruget (Figur 3.5) plus transmissionstab. Elforbruget vil blive estimeret som beskrevet i afsnit 3.3.



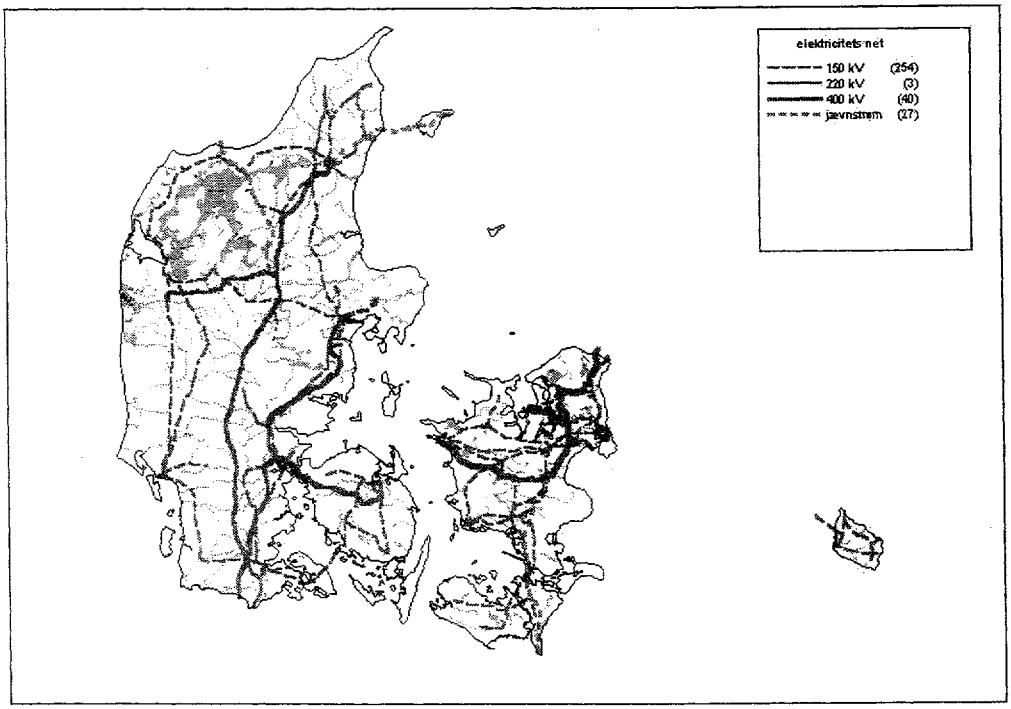
Figur 3.34a. Brændselsbaseret el-produktionskapacitet (1999).

3.6 Nuværende naturgasproduktion, transmission og distribution

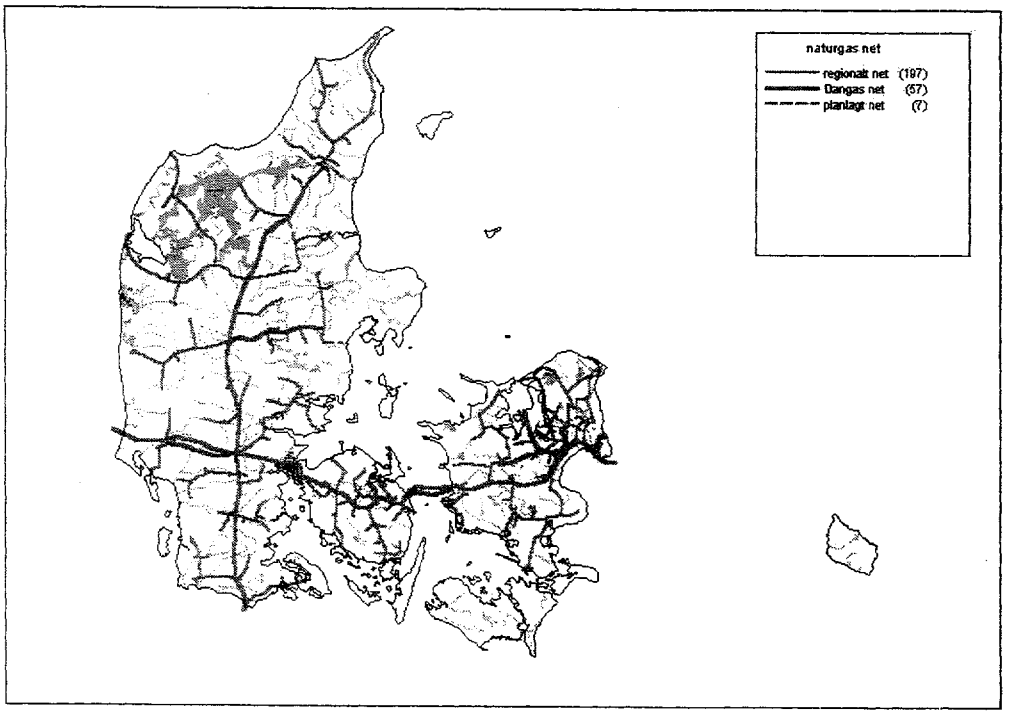
Det overordnede transmissionsnettet for naturgas er vist på Figur 3.35b, og de forsynede områder på Fig. 3.36b. Mellem transmissionsnettet og forbrugerne er et distributionsnet. Set som muligt distributionssystem for brint falder det i øjnene, at der er betydelige områder som ikke nås af det nuværende net. En jævn forsyning med brint over hele landet vil derfor kræve en udbygning af både transmissions- og distributionsnet.



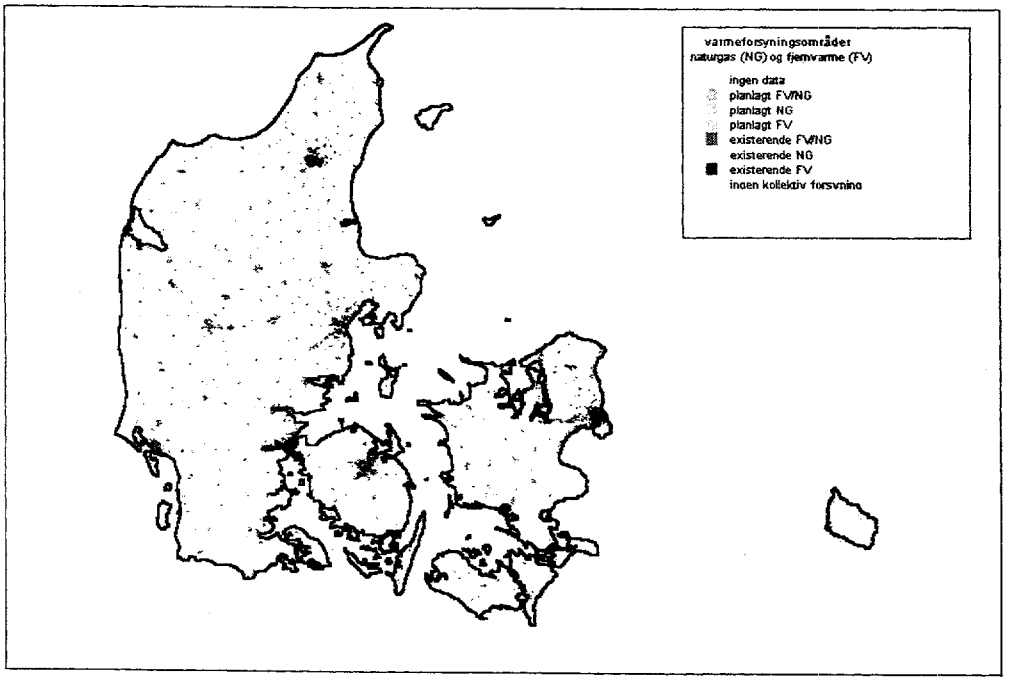
Figur 3.34b. Vindbaseret el-produktionskapacitet (1999), inkl. indikation af arealer afsat til havmølleparker



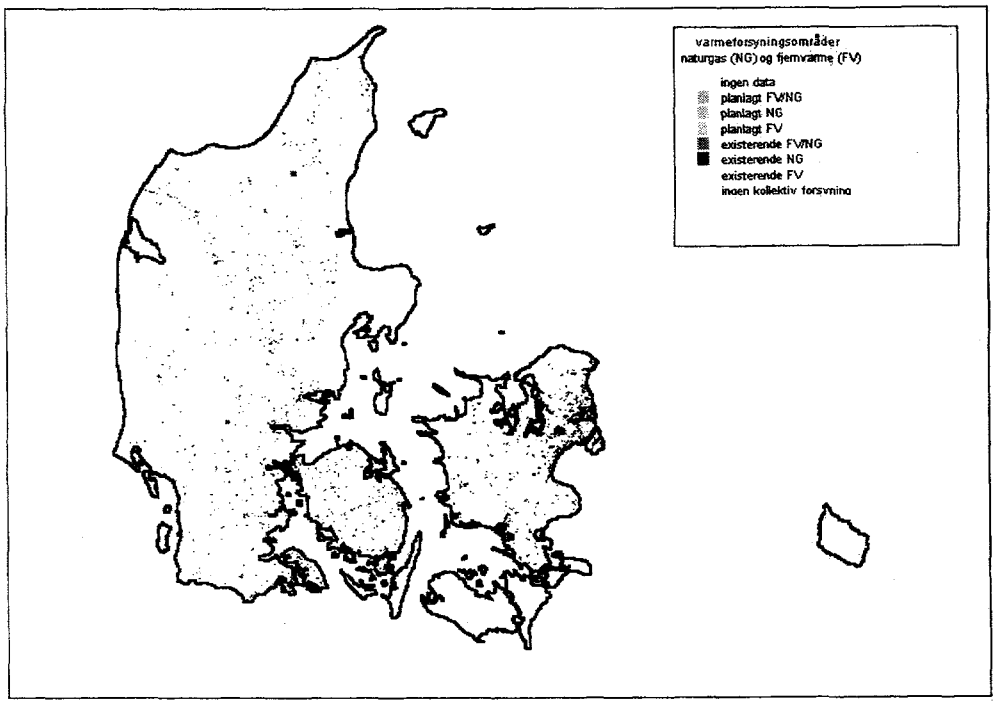
Figur 3.35a. Overordnet transmissionsnet (1999) for elektricitet



Figur 3.35b. Overordnet transmissionsnet (1999) for naturgas



Figur 3.36a. Fjernvarmeområder 1999.



Figur 3.36b. Naturgasområder 1999

3.7 Nuværende produktion af olieprodukter, distribution for brug i transportsektoren

Mens olieproduktionen ikke er frygtelig interessant for scenariefremtiden, hvor olie må anses som et brændsel på vej ud, af politiske eller ressource-mæssige årsager, så er den infrastruktur der for nærværende benyttes i distributionen af interesse for et fremtidigt brintbaseret energisystem. I dag bringes olieprodukterne fra raffinaderier i Danmark eller andetsteds frem til optankningssteder med lastbil, og forbrugeren må bevæge sig til et optankningssted for at fylde olieprodukter på køretøjer, mens stationære anvendelser får brændslet leveret til døren af tankbilerne. Et brintbaseret system kan enten kopiere en del af dette distributionsmønster, som det vil ske i vores centraliserede scenarier, eller kan forbigå det totalt, som det sker i det decentrale scenarie. I sidste tilfælde spares en række generelle omkostninger, som bliver erstattet af specifikke omkostninger hos den enkelte forbruger. Selvom disse nok vil være større, er der jo allerede tradition for anskaffelse og drift af olie- og naturgasfyr, olietanke osv., og i forhold til disse er det ikke givet at brintsystemerne er væsentligt dyrere, på scenarietidspunktet.

3.8 Vindkraftresourcer og produktion

Vurderingen af danske vindkraftressourcer er baseret på Energistyrelsens seneste projekt for opgørelse af vindressourcer (Mortensen et al., 1999), fra hvilket data er indkøbt (Nielsen, 1999). Basismaterialet er et detaljeret ruhedskort over Danmark, som tager hensyn til topografi helt ned til læhegn. Udfra disse data kan modeller for potentiel produktion opstilles. Figur 3.37 viser (baseret på EMD, 1999) forventet effekt i vinden i 70 m højde (over terræn), baseret på en geostrofisk vind vurderet udfra data for en enkelt lokalitet (Beldringe Lufthavn), dog med regionale korrektioner, og lokalt beregnet med benyttelse af en række Weibull fordelinger, hvis parametre for hver af 12 sektorer er bestemt af ruhedskortet.

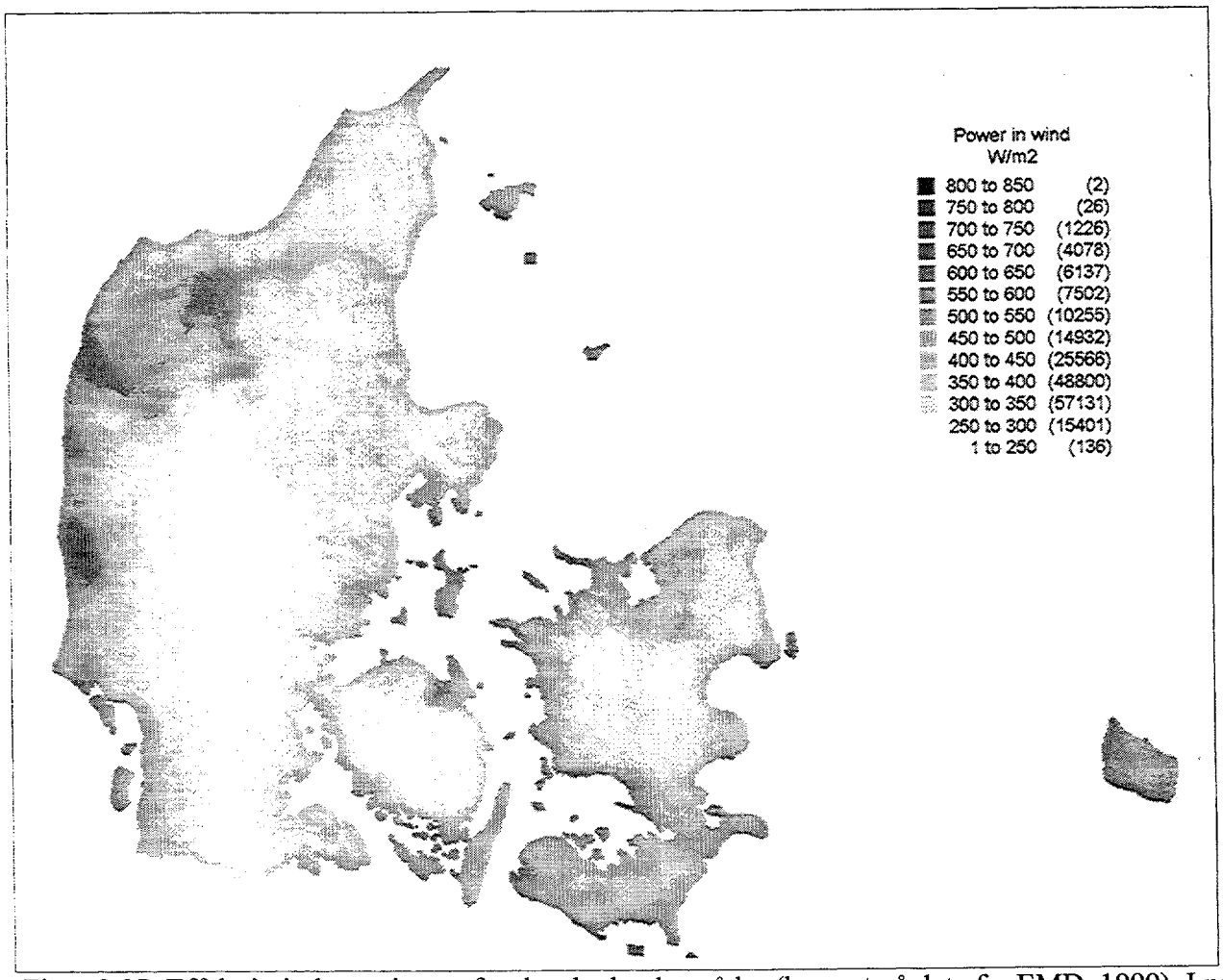
Vi har haft mulighed for at undersøge andre modeller, idet meteorologiske referencedata sammen med ruhedskortet tillader beregning med andre modeller end den baseret på 12 Weibull profiler. Selve produktionen fås ved at folde vindeffekterne med effektkurven for den påtænkte vindturbine. Typisk giver dette en produktion på ca. en tredjedel af effekten i vinden.

Tabel 3.20. Havmølleområdernes arealer, kraftproduktion relativt til mærkeeffekt, pr. arealenhed og samlet, for potentiel udbygning på dybder under 15m og med hensyntagen til andre aktiviteter.

	Havmølleområde	areal (km^2)	C_p	$P_{specifik}$(TJ/y/km^2)	P_{total} (TJ/y)
1	Horns Rev	328.2	0.502	126.6	41550
2	Læsø	538.3	0.459	115.8	62335
3	Omø	222.4	0.362	91.3	20305
4	Rødsand	162.7	0.401	101.2	16465
5	Gedser	55.3	0.392	98.9	5469
6	Horns Rev N	156.5	0.502	126.6	19813
7	Ålborg Bugt	1691.4	(0.4)	100.9	170662
8	Anholt N	1261.8	0.459	115.8	146116
9	Læsø S	316.0	0.459	115.8	36593
10	Lysegrund	29.4	(0.4)	100.9	2966
11	Middelgrund	3.3	(0.24)	60.5	200
12	Gedser Ø	64.5	0.392	98.9	6379
13	Ærø S	36.7	(0.37)	93.3	3424
14	Nakskov S	99.0	(0.37)	93.3	9237

C_p-værdierne er taget fra Ravn (2001) eller skønnet (de i parentes angivne); i Middelgrundens tilfælde på grundlag af forventet produktion (Middelgrundens Vindmøllelaug, 1999). Det totale estimerede potentiale er 541514 TJ/y, hvoraf hhv. 99000 og 213000 TJ/y benyttes i det decentrale og centrale scenarie for år 2050.

Kortet vist i Figur 3.37 omfatter kun landarealer. EMD materialet er af ringe kvalitet for så vidt angår havområder, hvoraf også kun ganske få er inkluderet i datasættet. Imidlertid er det muligt at vurdere produktionen i de udvalgte havmølleområder med rimelig sikkerhed, idet der pågår målinger, og idet områderne jo er simple topografisk set. Som basis benyttedes i projektets hovedfase den måleserie som præsenteres nedenfor i afsnit 3.8.1. Senere har vi fået adgang til den for hver af områderne på grundlag af vindmålinger beregnede time-produktions serie, altså den forventede produktion for en given mølletype, som elselskaberne lægger til grund for deres udbygningsplaner (Ravn, 2001). Disse dataserier er derfor anvendt i den endelige simulerings-beregning præsenteret i Kapitel 5.



Figur 3.37. Effekt i vinden, primært for danske landområder (baseret på data fra EMD, 1999). I parentes ved legenden er angivet antallet af celler med en given produktion.

Fig. 3.38 viser de i Havmøllehandlingsplanen (Elselskaberne, 1997) udvalgte områder for vindkraft. For hver af områderne er havdybder og særlige forhold (militære anvendelser, sejlruter, vildtreservater mm.) undersøgt, på grundlag af Kort og Matrikelstyrelsens søkort (2000). Vi har medtaget ressourcer svarende til arealer med en dybde på ikke over 15 meter, svarende til teknologiforudsætningerne hos elselskabernes arbejdsgruppe*. Med en antagen kapacitetsfaktor for de opstillede møller findes den i Tabel 3.20 angivne potentielle årsproduktion. Tabellen angiver også det beregnede areal for hvert område.

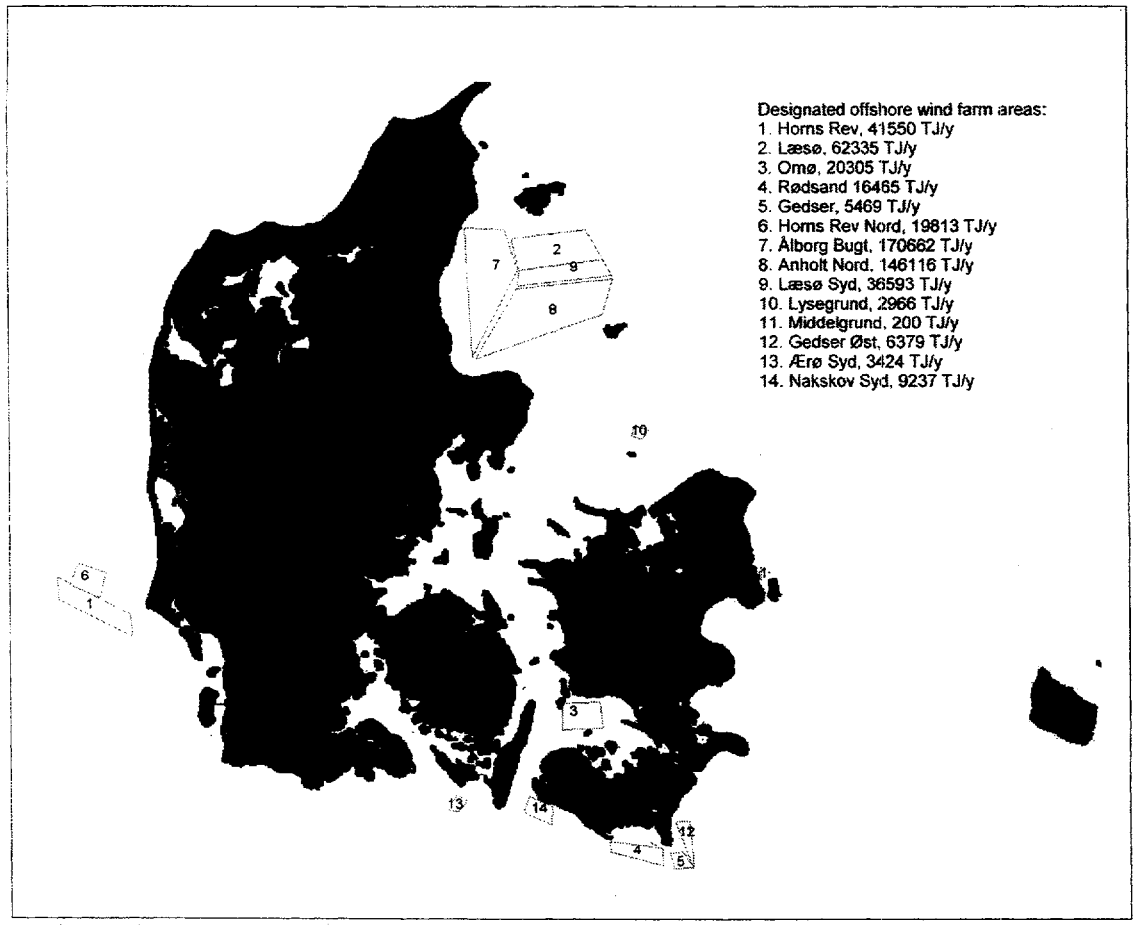
3.8.1 Tidsvariation af vindkraftproduktion.

Vindens variationer er en del af den atmosfæriske cirkulation, karakteriseret af fronter som adskiller områder i atmosfæren med højere og lavere tryk. Bevægelsen af luften skyldes jordens rotation i forbindelse med gnidningkræfter ved jordoverfladen og indeni atmosfæren (luften følger herved delvis med i rotationen) samt Coriolis-kraften, som afbøjer vindene væk fra Ækvator. Bevægelsen på stor skala er overlejret med turbulent bevægelse på en lille skala, og omend frekvensspektret udviser en klar adskillelse af de to bevægelsesformer, er der dog koblinger mellem dem, som i praksis gør det umuligt at forudsige vind-hastigheder udover korte tidsrum (1-5 døgn) (Sørensen, 2000).

* I elselskabernes rapport ses områderne kun i en oversigtsmæssig kortoptegning, som enkelte steder omfatter strækninger med dybder over 15m. Der kan derfor være mindre afvigelser i den her anvendte område definition, som kun omfatter havområder med dybde under 15m.

Kraften (energitransport pr. tidsenhed) i vinden er proportional med tredje potens af vindhastigheden. Vindens variationer i tid forstærkes af vindkraftanlæggenes stærkt ikke-lineære responskurve, som med rimelig tilnærmelse kan beskrivelse ved følgende tredeling, der ofte anvendes til at vurdere en vindmølles effektproduktion P ved en given vindhastighed v (Sørensen, 1979; 2000):

$$P\ (W/m^2\ \text{overstrøget}) = \begin{cases} 0 & \text{for } v \leq 5\ m/s \\ (v-5)*50 & \text{for } 5 < v < 15\ m/s \\ 500 & \text{for } v \geq 15\ m/s \end{cases}$$



Figur 3.38. Områder udpeget til potentiel vindenergiproduktion i Havmølle-handlingsplan for de danske farvande (Elselskaberne, 1997; se også tekst).

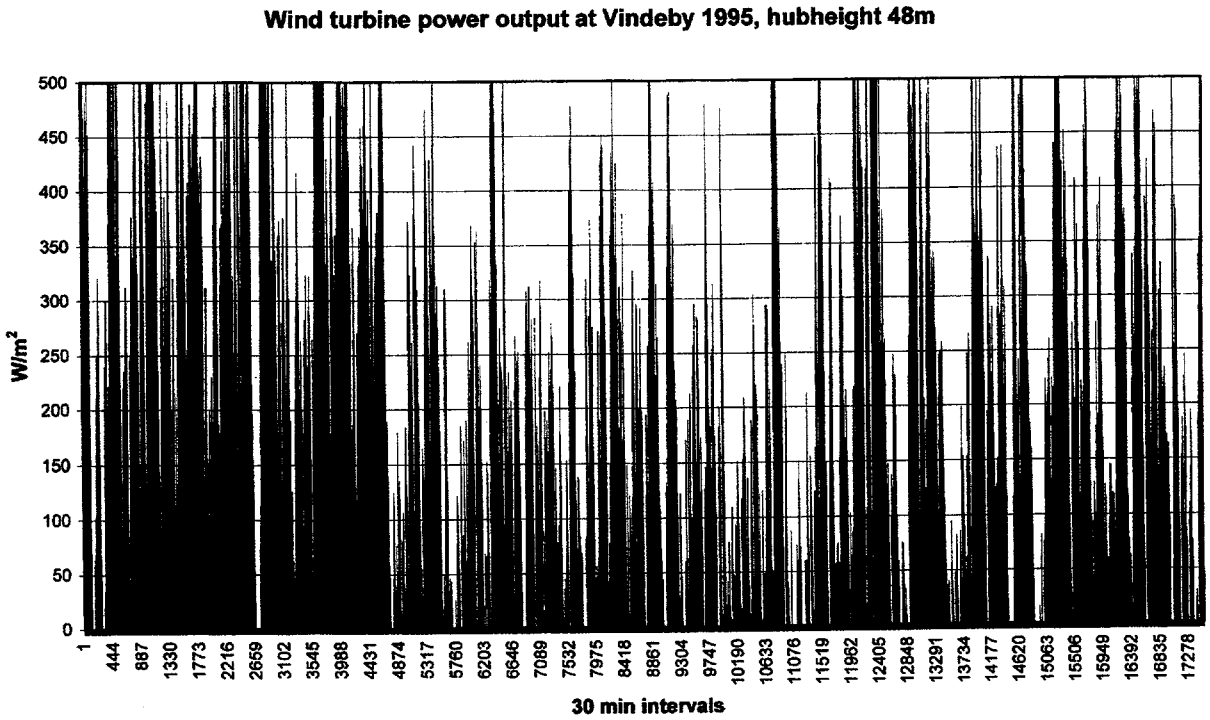
Den på denne måde beregnede effekt er for en lokalitet umiddelbart øst for off-shore vindmølleparken ved Vindeby, i 48m højde, vist på Figur 3.39 for året 1995 med 30 minutters intervaller, baseret på rå måledata fra Risø (1997). Måleserien var på det tidspunkt vi modtog den i ret dårlig forfatning, med ca. 300 "huller" i de loggede data, af varigheder fra en enkelt manglende måling til 1½ måneds udfald. Der er derfor konstrueret et "konsolideret" datasæt uden huller (Sørensen, 2000b), på følgende måde:

Hvis længden af data-hullet er under 8 timer, anvendes en lineær ekstrapolation af den foregående times produktion. Dette er vist at være en optimal forudsigelsesmetode for perioden af kort længde (Meibom *et al.*, 1997; 1999). For længere huller i data indsættes den tilsvarende periode fra året før (1994). I ganske få tilfælde er der også huller i denne serie over 8 timer, men ikke over 24 timer. I disse tilfælde er den konstante ekstrapolation erstattet med en lineær baseret på datapunkterne før og efter hullet. På denne måde bevares tidssammenhørigheden af dataserierne der beskriver passage af et vejrsystem over Danmark. Det ville derimod ikke være fornuftigt at anvende det foregående år

for ganske korte tids-huller, idet disse data ville svare til et andet vejrmønster. Den resulterende serie, Fig. 3.39, er nu uden huller og giver derfor realistiske middelværdier for alle skalaer.

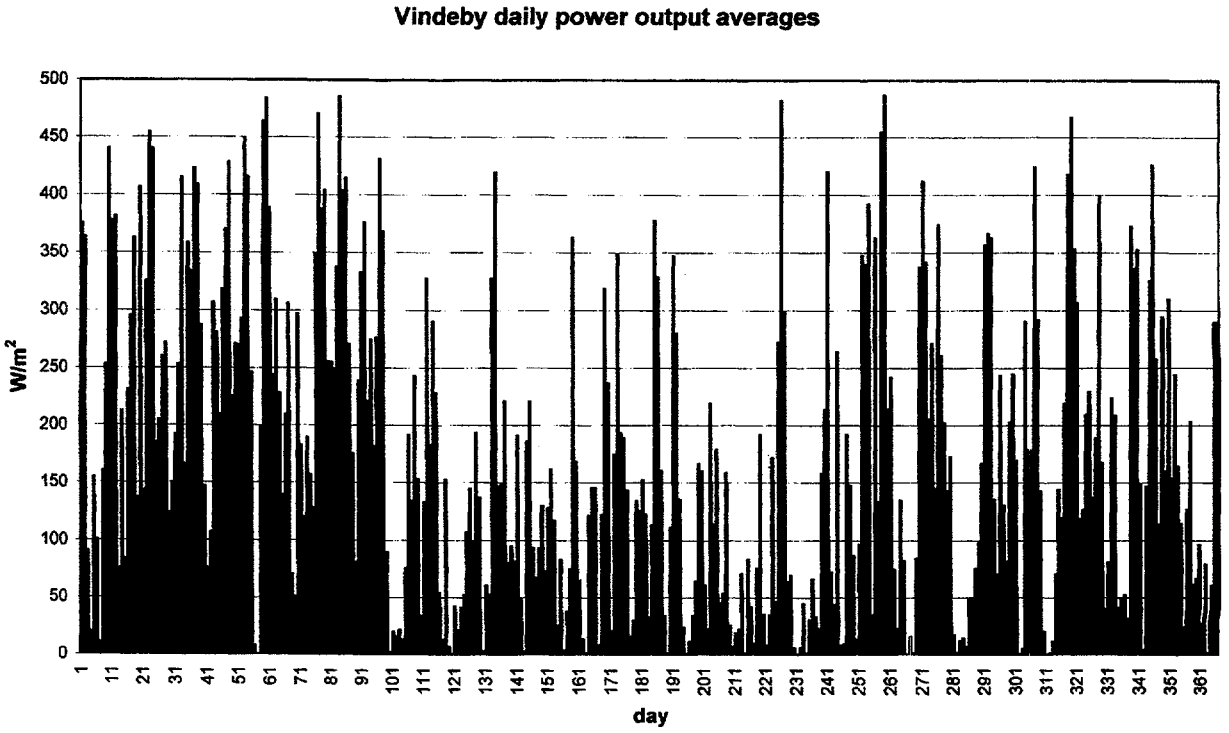
Figur 3.40 og 3.41 viser nu den samme konsoliderede dataserie, men midlet over konsekutive perioder af henholdsvis et døgn og en måned. Dette giver et første fingerpeg om, hvad kravene er til et energioplagrings-system, og hvad man kan forvente af et sådant.

En sammenligng af de tre udglatningsniveauer viser, at tilpasning til forbruget ikke er gjort med et 24 timers lager, men at et lager med en måneds kapacitet fuldtud udglatter de fluktuationer der skyldes passage af vejrfronter, men naturligvis ikke den overordnede sæsonafhængighed af vindkraften. Sidstnævnte er imidlertid i rimelig god korrelation med forbruget, hvilket udsiger, at en lagringskapacitet på 2-4 ugers middelforbrug vil gøre vindkraften til en fuldtud forbrugstilpasset energikilde. Med andre ord vil et brint- eller andet lager af denne kapacitet overflødiggøre udjævning ved hjælp af udlandshandel. Det fremgår af f.eks. Figur 3.40, at et korttidslager ikke vil mindske amplituderne af over og underskud væsentligt, et resultat der er i overensstemmelse med simuleringerne udført tidligere (Meibom *et al.*, 1997;1999).

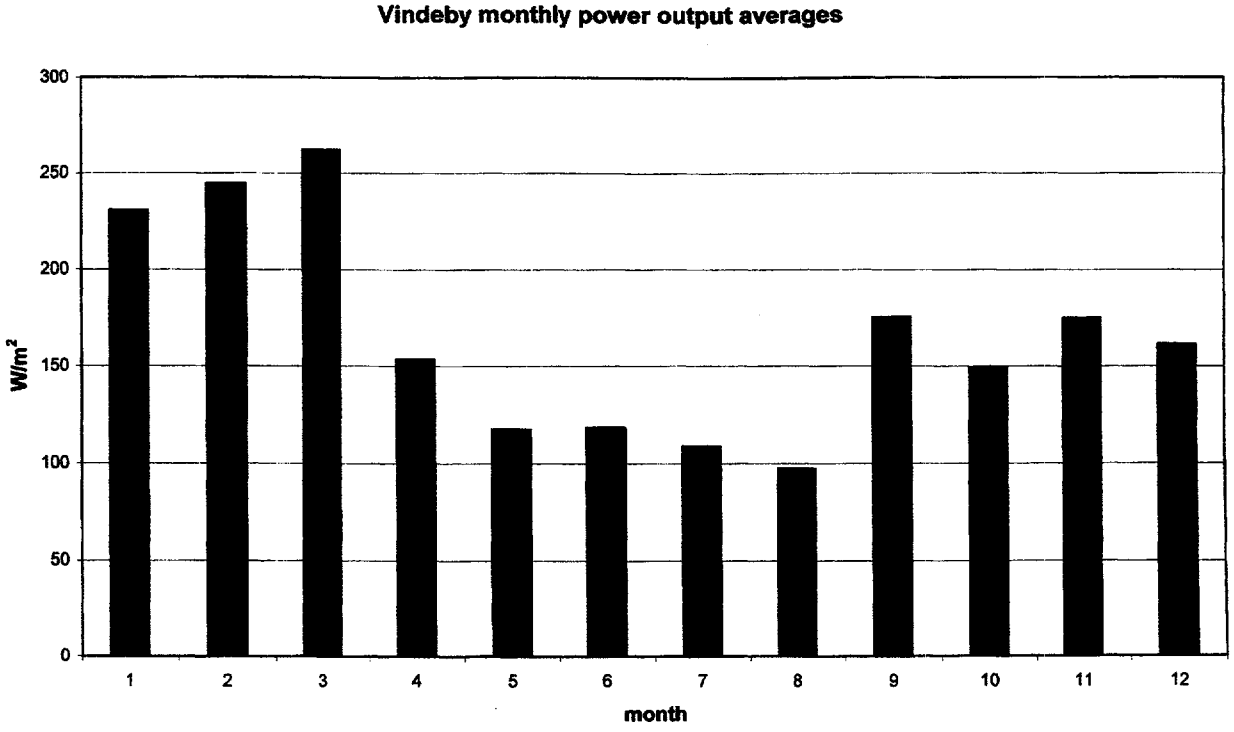


Figur 3.39. Potentiel kraftproduktion fra off-shore vindkraftanlæg ved Vindeby (Sørensen, 2000b). Se tekst for detaljer vedr. beregningsmetode.

Vindeby datasættet har været brugt til tidssimuleringer i dette projekt, idet netop off-shore andelen af vind i det fremtidige energisystem er dominerende. Desuden blev tidsserier af vinddata for en række landbaserede lokaliteter (Sprogø, Skjern, Kegnes, Risø og Stigsnæs), med tidsskridt mellem ti minutter og én time, og i højder fra 24 til 117 meter, anvendt i løbet af projektet. For de lavere højder må en højdekorrektion tilføjes, før disse data vil kunne benyttes for moderne vindmøller, med typisk navhøjde 70m, hvilket formentligt vil stige yderligere i fremtiden. Imidlertid er det ikke stipuleret i dette projekt at sammenkoble den rumlige og tidslige variabilitet af vindkraften. Som nævnt lykkedes det i sidste fase af projektet af få adgang til tidsserier af vindproduktion fra et udbredt antal lokaliteter, hvilket i Kapitel 5 vil blive udnyttet til yderligere at undersøge graden af udglatning som den samlede elproduktion herved begunstiges med.



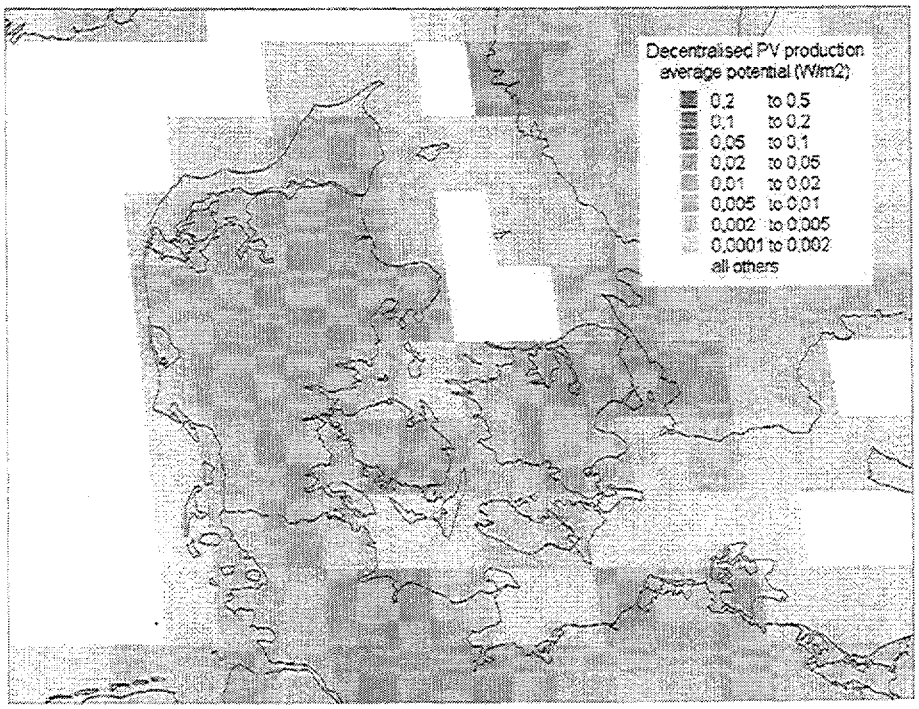
Figur 3.40. Potentiel daglig middel-kraftproduktion fra off-shore vindkraftanlæg ved Vindeby (Sørensen, 2000b).



Figur 3.41. Potentiel månedlig middel-kraftproduktion fra off-shore vindkraftanlæg ved Vindeby (Sørensen, 2000b).

3.9 Solenergipotentiale og produktion

Den geografiske variation af solenergiindfaldet er ikke nær så stor som for vindkraft, og vi benytter derfor en tidligere udformet model (Sørensen *et al.*; 1999), der baserer sig på satellitmålinger, hvorfra data er tilgængelige i celler på 56 km (nord-syd) og 56 km × cos (57°) (øst-vest). Dette skønnes tilstrækkeligt til at fange de væsentlige træk af variationen i resource-tilgang over landet. Data er tilgængelige som månedsmiddelværdier (korttids-variationer behandles i næste afsnit), der er håndteret som følger.



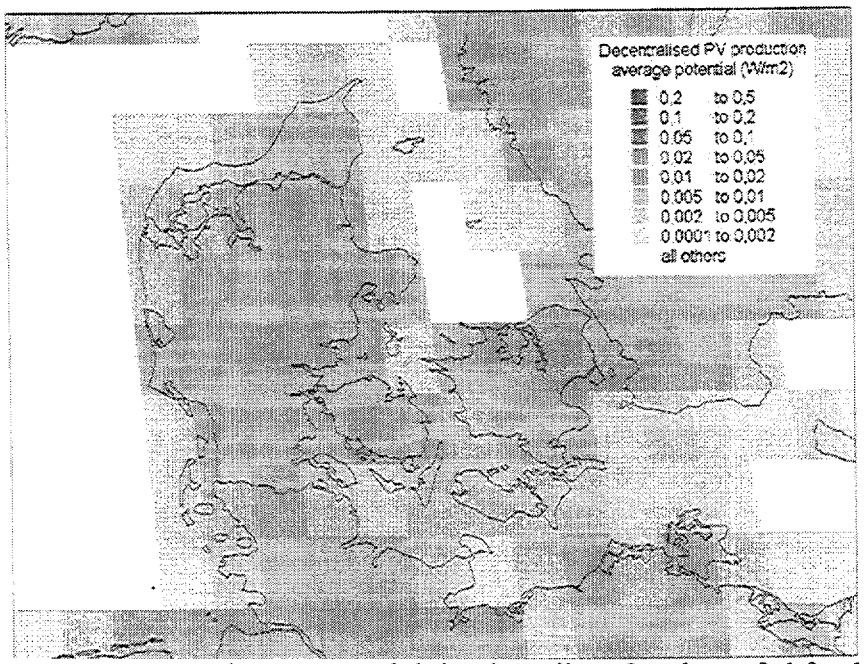
Figur 3.42a. Beregnet fordeling af gennemsnits netto-produktion i Januar af el fra decentrale (bygnings-integrerede) solcelleanlæg (baseret på Sørensen og Meibom, 2000).

Satellitmålingerne baserer sig på målinger udenfor atmosfæren og målinger af skydække og partikler i atmosfæren, hvilket sammen med et antal balance-ligninger tillader beregning af globalstrålingen ved jordoverfladen (Kalney *et al.*, 1996). En yderst simpel model er anvendt til at vurdere indstrålingen på en flade, der hælder mod syd med en vinkel nogenlunde svarende til breddegraden (57°). Den baserer sig på den observation, at solindfaldet på en 57° hældende flade i Januar og Juli stort set svarer til indfaldet på en horisontal flade i henholdsvis Oktober og April (Sørensen, 1979). Disse anvendes så simpelthen for Januar og Juli, mens April og Oktober værdierne tages som middelværdien af de således definerede nye Januar og Juli data. Dette er under alle omstændigheder en tilnærmelse til aktuelle solfangere, der typisk hælder med standard tagflade-hældninger, 30°, 45° eller 60°, eller er lodret monteret på bygningsfacader (90°).

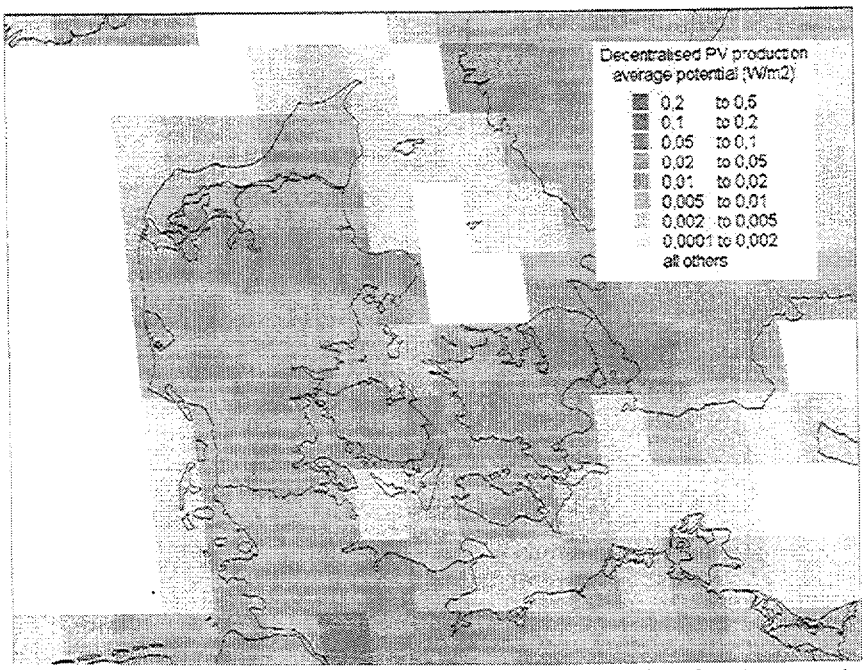
Den udnyttede energi er op til 60% for termiske solfangere, men med store efterfølgende tab i varmelagrings-systemerne, hvis energien ikke kan anvendes når den indfanges. For solceller er regnet med en gennemsnits-effektivitet på 15%, svarende til den nuværende for kommercielle krystallinske celler, og til den forventede i fremtiden for multi-krystallinske celler.

For at beregne potentialet på geografisk basis, ses separat på solfangere integreret i bygninger ("decentraliserede anlæg") og solfangere placeret i separate installationer på jord, der ikke anvendes til

andre formål ("centrale anlæg"). Globalt set tænkes på ørkner og lignende, men også i Danmark kan visse områder komme på tale. Den anvendte vurdering bygger på følgende antagelser:



Figur 3.42b. Beregnet gennemsnits netto-produktion i April og October, af el fra decentrale (bygnings-integrerede) solcelleanlæg (baseret på Sørensen og Meibom, 2000).



Figur 3.42c. Beregnet gennemsnits netto-produktion i Juli af el fra decentrale (bygnings-integrerede) solcelleanlæg (baseret på Sørensen og Meibom, 2000).

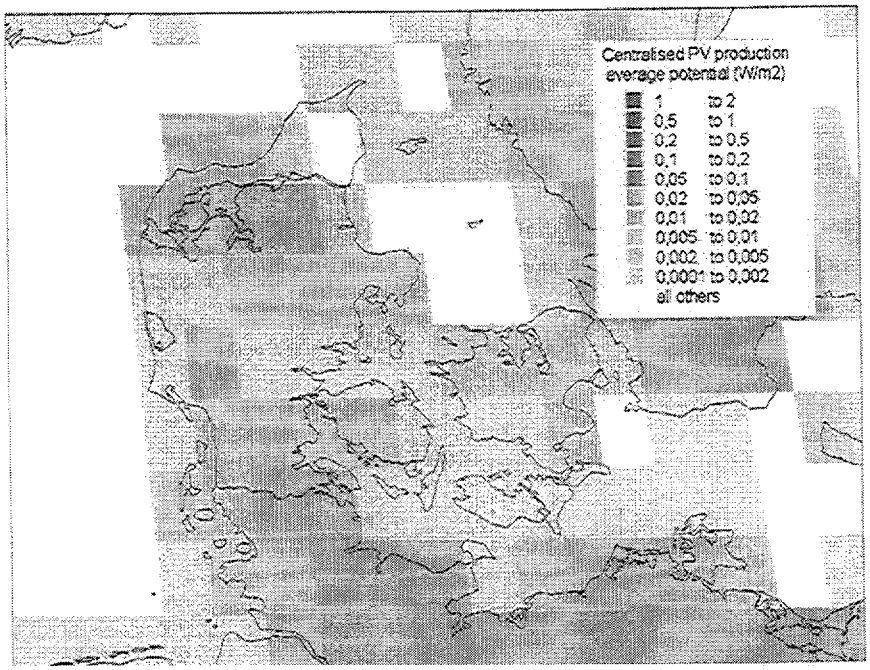
Decentrale solfangeranlæg

Arealet af egnede bygningsflader og -tage sættes til 15% af det horisontale bygnings-grundareal (som udgør ca. 1% af det samlede areal i byer og ca. 0,01% af det samlede areal i landbrugsområder; cf. Sørensen et al., 1999; Sørensen og Meibom, 2000). Herudover beregnes for solcelleanlæg et transmissions- og lagertab på ialt 25%, svarende til at ca. halvdelen af den producerede strøm gå til et lager med effektivitet 60% og tilbage, med transmissionstab på 5%. For solvarme kan tabene blive meget større, hvis der satses på rumvarme og ikke blot varmt vand når solen skinner

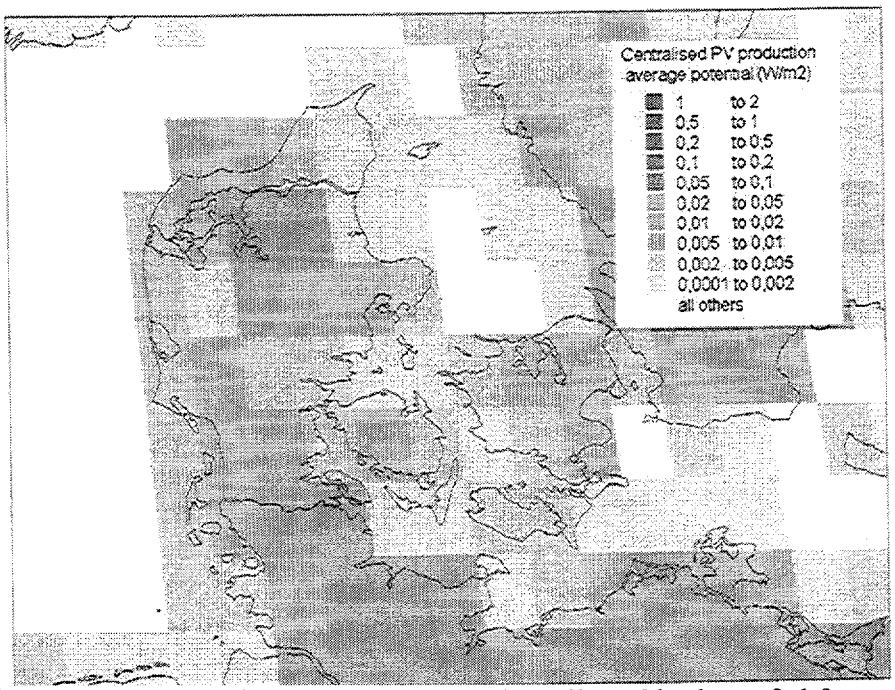
(Sørensen, 2000c). Figur 3.42 viser den gennemsnitlige effekt produktion på årstidsniveau, som med disse antagelser kan opnås fra bygnings-integrerede solcelleanlæg i Danmark.

Centrale anlæg

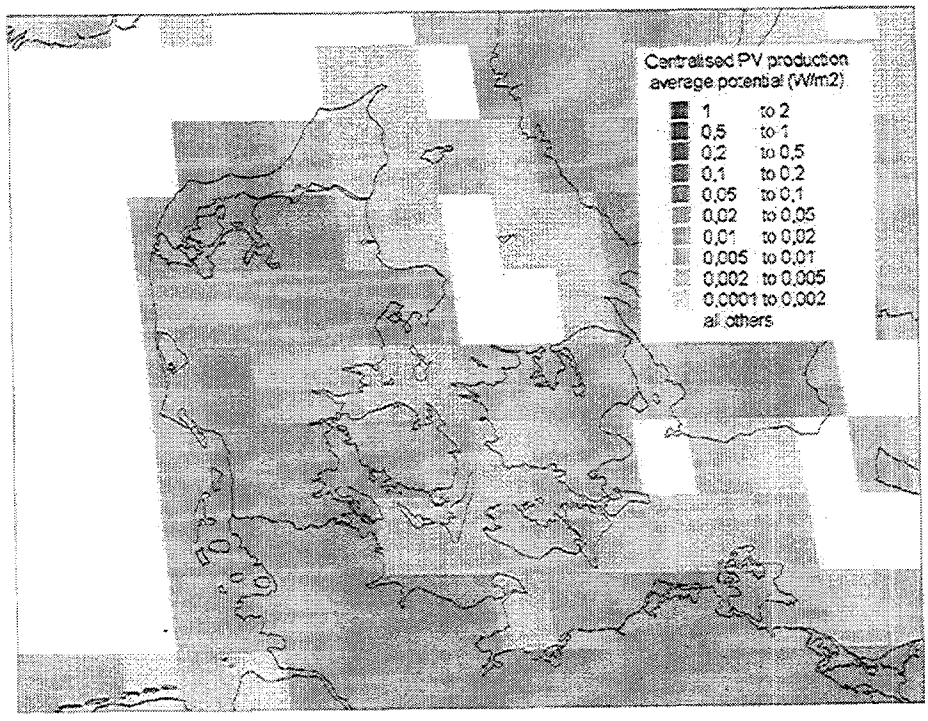
Arealet der kunne anvendes af fritstående solpaneler er taget som 1% af landbrugets græsningsarealer plus 5% af marginalt land (hvilket der ikke er meget af i Danmark, men metoden er tidligere anvendt globalt; cf. Sørensen et al., 1999; Sørensen og Meibom, 2000). For solcelleanlæg antages de samme effektiviteter og tab som i det bygnings-integrerede tilfælde. Middelproduktionen der herved estimeres er vist på Figur 3.43, for hver årstid.



Figur 3.43a. Beregnet gennemsnits netto-produktion i Januar, af el fra centralt placerede solcelleparker (baseret på Sørensen og Meibom, 2000).



Figur 3.43b. Beregnet gennemsnits netto-produktion i April og Oktober, af el fra centralt placerede solcelleparker (baseret på Sørensen og Meibom, 2000).



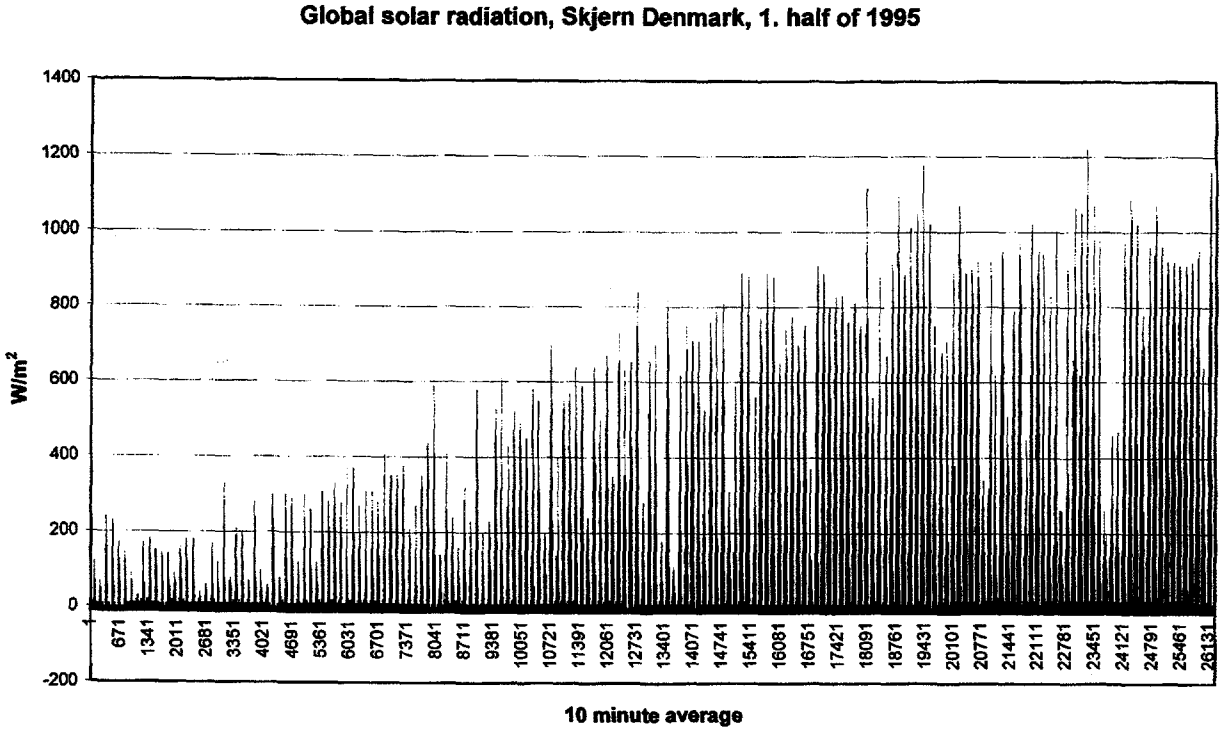
Figur 3.43c. Beregnet gennemsnits netto-produktion i Juli, af el fra centralt placerede solcelleparker (baseret på Sørensen og Meibom, 2000).

3.9.1 Tidsvariationer

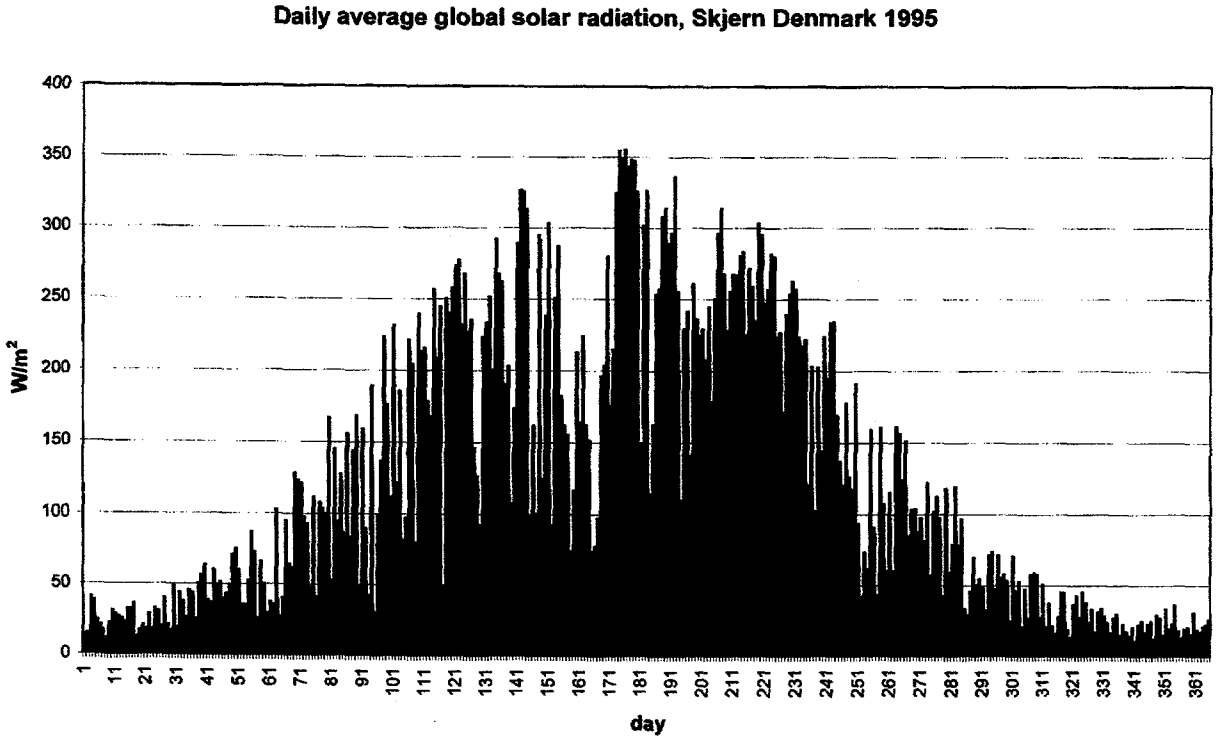
Den tidslige fordeling af solindfaldet kan findes fra flere kilder, såsom det danske referenceår (Cenergia, 1994; Dansk Solenergicenter, opdaterede data udleveret 2000) eller konkrete målestationer. Globale solindfaldsdata, dvs. uden inklusion af effektiviteterne for forskellige konkrete udnyttelsesteknologier (solfanger moduler til el og varmeproduktion, lagertab) er vist på Figur 3.44 som 10 minutters værdier for det første halvår af 1995, for en af de målestationer der også brugers til vindmålinger (Skjern, Risø; 1997).

Figur 3.45 og 3.46 viser tilsvarende til figurerne for vindkraft, hvad der kan opnås ved udjævning over perioder på et døgn og en måned. I modsætning til vindkraft serierne har solenergien naturligvis en skarp døgnvariation, men derforuden også en årstidsvariation der er i modfase med forbruget, uanset om der er tale om el eller varme (om end modstriden selvfølgelig er størst for rumopvarmning). Dette er naturligvis en vigtig komponent til forklaring af, at vindkraften klarer sig så meget bedre end solenergier i Danmark. I sidste ende er fordelingen naturligvis et økonomisk spørgsmål, hvor omkostningerne til solenergi relativt til vind må omfatte meget større andele afsat til oplagringsteknologier, og i særdeleshed for solvarme. Dette kan under brede forudsætninger lede til den konklusion, at opvarmningsbehovet billigere kan dækkes af vindkraft i kombination med varmepumper (Sørensen, 2000c).

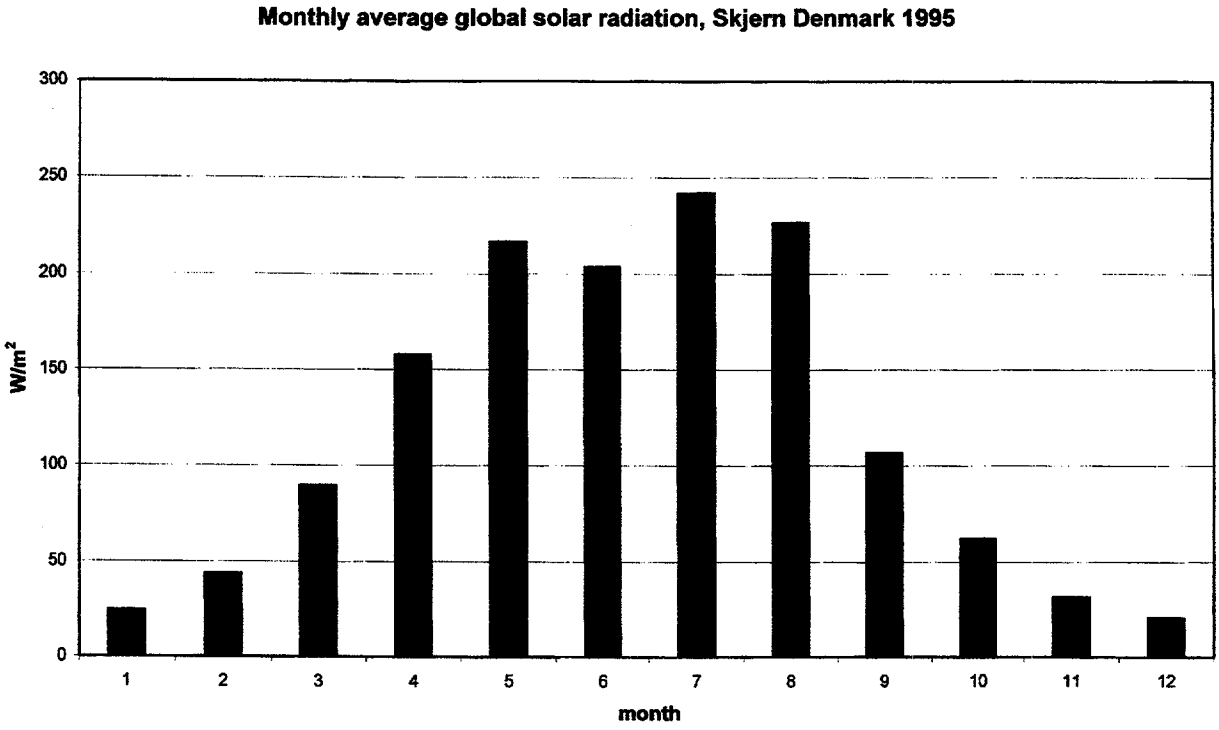
Af ovenstående grunde er det ikke planen at foretage nogen detaljeret analyse af solenergiens mulige rolle i forbindelse med brintanvendelse, men i princippet er der for solcellestrøm tale om en situation meget analog til den allerede behandlede, idet de decentrale solceller kan producere brint til anvendelse i bygningsintegrerede brændselsceller, mens de centrale kan producere brint til distribution gennem et modificeret gasnet.



Figur 3.44. Globalt solindfald for første halvår af 1995, målt ved Skjern (Sørensen, 2000b).



Figur 3.45. Døgnmiddelværdier af globalt solindfald for 1995, målt ved Skjern.



Figur 3.46. Månedmiddelværdier af globalt solindfald for 1995, målt ved Skjern.

3.10 Bioenergi potentiale og produktion

Den potentiel biomasseproduktion er estimeret udfra en model der ligner den af Sørensen, Kuemmel og Meibom (1999) anvendte, inkl. typiske effektiviteter i omdannelse til biogas eller metanol. Biomasseproduktionen inkluderer fødevareafgrøder, og kilden har en indgående diskussion af den mængde af "residuer" (sommetider kaldt "affald") der kan overføres til energianvendelser.

Den geografiske fordeling sker på grundlag af data om fordelingen af landbrugsarealer, inkl. faste samt arealer i rotation (Corine database, Danmarks Jordbrugsforskning, 2000). Denne er vist på Fig. 3.47. Arealkoderne er forklaret i Tabel 3.21.

Transportbehovet for biomasse der tænkes konverteret til brint eller metanol, f.eks. til centralt placerede højtemperatur forgasningsanlæg, udgør en del af energiovervejelserne ved udnyttelse af residuer fra den fødevarerettede biomasseproduktion til energiformål. Denne problemstilling er imidlertid ikke speciel for de her undersøgte brintscenarier, der hovedsageligt benytter vindenergi til brintproduktion, og der er heller ikke i dag klarhed over omkostningerne ved decentraliseret brintproduktion udfra biomasse. Vi har derfor antaget en central produktion, fordi ruten via forgasning til såvel metanol som brint er velkendt (Sørensen, 2000). Som følge heraf antages det at der sker en transport af biomasse-residuer til et fåtal af store forgasningsanlæg, og at der tilsvarende transporteres restprodukter (som indeholder næringsstoffer) tilbage til landbrugene. Herved opnås at der netto kun fjernes begrænsede mængder af de for jordkvaliteten betydningsfulde stoffer.

Tabel 3.21. Arealkoder anvendt i Corine databasen

1110	Tæt bebyggelse	3118	Løvskov/sommerhus areal
1120	Aben bebyggelse	3120	Nåleskov
1128	Aben bebyggelse/sommerhus areal	3128	Nåleskov/sommerhus areal
1210	Industri og handel	3130	Blandet skov
1220	Vej og jernbane	3138	Blandet skov/sommerhus areal
1230	Havneområde	3210	Naturlige græsarealer
1240	Lufthavne	3218	Naturlige græsarealer/sommerhus areal
1310	Råstofgrave	3220	Hede
1320	Lossepladser	3228	Hede/sommerhus areal
1330	Større anlægsområder	3240	Blandet krat-skov
1410	Byparker	3248	Blandet krat-skov/sommerhus areal
1420	Sports- og fritidsanlæg	3310	Sand-strand-klitter ubevokset
1428	Sports- og fritidsanlæg/sommerhusareal	3330	Tyndt vegetationsdække
2110	Dyrket ikke kunstvandet	4110	Fersk sump
2220	Frugt- og bærplantager	4120	Mose og kær
2310	Græsmarker	4210	Strandeng- og sump
2420	Komplext dyrkningsmønster	4230	Vade
2430	Blandet landbrug/natur	5120	Søer
2438	Blandet landbrug/natur/sommerhus areal	5210	Kystlaguner
3110	Løvskov	5230	Åbent vand

"Corine" er en forkortelse for Det Europæiske Miljøagenturs forskningsprogram: Coordination of Information on the Environment.

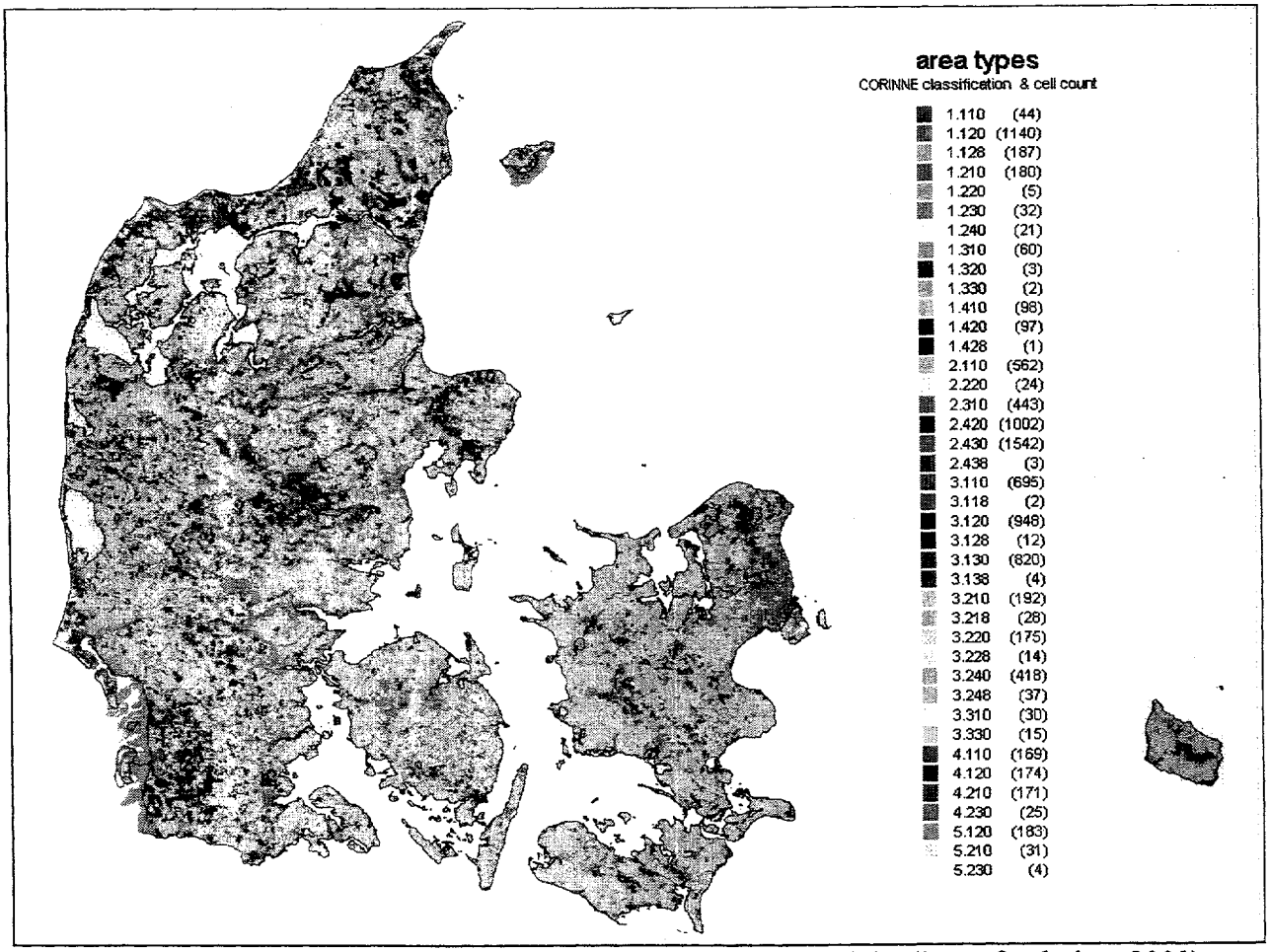


Fig. 3.47 Arealtyper og -anvendelse i Danmark 1998 (Dansk jordbrugsforskning, 2000)

4. Scenarier: beskrivelse og konsistens

Undersøgelsen omfatter to scenarier for år 2030 og to for år 2050. De to 2030 scenarier er valgt så tæt på Energi-21's planscenarie som muligt, kun med variationer der sigter mod at belyse særlige aspekter ved inddragelse af brint som energibærer i systemet. 2050 scenarierne er forlængelser af 2030 scenarierne, som tjener til en dybere analyse af brint rolle i en periode, hvori de fossile bidrag til energiforsyningen mindskes kraftigt eller helt falder væk. Det ene 2050 scenarie er en "trend" fortsættelse af det 2030 scenarie som fortrinsvist anvender brint i transportsektoren, mens det andet udforsker virkningerne af en mere markant holdningsændring af den type, der også ligger til grund for Energi-21, med øget vægt på miljøforhold og demokratisk samspil med befolkningen.

4.1 Modelopbygningsteknik

Modelopbygningen er valgt md henblik på at kunne demonstrere scenarieresultaterne i først et rumligt og dernæst et tidsligt perspektiv. De overordnede metodevalg er beskrevet i kapitel 3. Til den rumlige (geografiske) præsentation er valgt at anvende GIS data med en opløsning på 500 meter. Dette foregår teknisk ved en implementering i programmer som MAPINFO eller ARCVIEW, med bagvedliggende scenarieberegninger delegeret til en række Visual-Basic små-rutiner. Regnearks modeller kan ikke anvendes pga. begrænsningen i antal rækker og søjler, der findes i alle sådanne programmer på markedet (der er ca. 200000 celler à 500m×500m på det danske landareal). For de tidsmæssige simuleringer har vi valgt et tidsskridt på 1 time, hvilket gør at disse beregninger, der også foretages i Visual-Basic, kan overføres til og præsenteres i regnearksprogrammer (ca. 10000 tidsskridt).

4.2 Fortrængningsscenarie for 2030

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 elproduktion 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 kraftvarmeværker med effekt og tilknyttet varmemarked, biomasseressourcer, vindmøller, spildvarmekilder, affald, rensningsanlæg, tankanlæg med lager, transportmønster, færgeruter, evt. undergrundslagerformationer.*

4.2.1 Baggrund

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 (jf. Miljø- og Energiministeriet (1996), Energistyrelsen (1996a), Trafikministeriet (1996)), 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_2-udslip, nemlig at reducere det med 20% i 2005 samt (som sigtepunkt) at halvere det i 2030. Udgangspunktet er CO_2-udslippet fra energisektoren i 1988 med en afgrænsning af energisektoren der medregner udenrigsluftfart (defineret som samlet mængde flybrændstof optanket i Danmark, fratrukket skønnet forbrug til indenrigsluftfart). 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_2-udslip stigende til ca. 25-35% i 2030 ifølge E21's reference- og planforløb. I referenceforløbet forventes udenrigsflyenes CO_2-emissioner at blive stort fordoblet i forhold til dagens niveau.

For transportområdet findes der særskilte CO_2-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_2-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 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 ar omregne til primærenergi.

- E21, der udkom i 1996, bruger generelt 1993 som udgangsår, 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_2-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 ener energiressourcer (Energistyrelsen, 1996b). 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 Stålgrunde, 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 - Energistyrelsens opgørelse stammer fra midten af 90'erne - mens det i dag må betragtes som helt uproblematisk at satse på væsentlig større møller, fx 2 MW. Baseret på sådanne møller er restpotentialet 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 fortrængningsscenariet

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 transport-sektorens 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 78% 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.

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 ændringen 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 alternativt 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 rørnet 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 rørnettet. 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.

Systemlagre. I distributionssystemet for brint er der etableret systemlagre med henblik på dels at kunne udjævne leveringen af fluktuerende vedvarende energi over relativt korte tidsperioder i tryktanke, dels at kunne gemme en mindre del af brinten over længere periode i underjordiske lagre. Dimensioneringen af lagrene er sket ud fra hensynet til leveringssikkerheden over for kunder - tilsvarende de hensyn der bygges på i dag - og de vil formentlig kunne reduceres markant hvis den alene bygger på systemmæssige overvejelser (dvs. på spørgsmålet om integration af vedvarende energi). Som udgangspunkt undersøges følgende antagelser:

- 25% af det årlige brintforbrug lagres i underjordiske lagre med en gennemsnitlig lagringstid på 3 måneder (2200 timer). Dette er ikke motiveret i et behov for sæsonlagring, men de nævnte ønske om hele tiden at have tilstrækkelige energimængder på lager til at sikre forsyningen over en periode.
- Resten lagres kun i korttidslagre med en gennemsnitlig lagringstid på 3 døgn. Disse lagre antages i udgangspunktet placeret i forbindelse med optanknings-faciliteterne, hvorved disse får en backup i tilfælde af leveringsafbrydelser.

Med disse antagelser er den samlede vægtede middellagringstid for brint knap 2 uger.

For metanol er der regnet med en lagringskapacitet svarende til en gennemsnitlig lagring på 2 uger. Også her placeres lagrene i forbindelse med optanknings-faciliteterne.

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 restpotentialet for biomasse til energiformål på 37 PJ/år i 2030 (jf. overfor, dvs. godt 1/5 af den samlede brint-/metanolproduktion). I første omgang dækkes hele metanolbehovet på 16 PJ/år herfra. Resten af biomasse-restpotentialet 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^3 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 79 PJ (72% 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 renseanlæg).

I scenariet er energibesparelsen og CO_2-reduktionen ved at udnytte tab fra produktionen af brint og metanol til opvarmningsformål eller lignende, hvorfor der - ved formentlig beskedne ekstrainvesteringer - kan opnås en yderligere CO_2-reduktion ved at gøre dette. De største tab, i både relative og absolutte termer, kommer fra de 19 biomasse-forgasningsanlæg (med samlede varmetab på ca. 17-18 PJ/år), mens de samlede tab fra elektrolyseanlæggene er ca. 5 PJ/år. Det betyder at der formentlig vil kunne nyttiggøres op til ca. 10-15 PJ/år som fjernvarme.

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, dvs. dels fremstillingen af drivmidler, dels diverse hjælpeenergi-forbrug (fx el til kompression og flydendegørelse af brint). 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 4,5 GW og en årsproduktion på 14,5 TWh (52 PJ), svarende til 37%. Ud af Energistyrelsens opgørelse af vindenergipotentialerne i de fire primære havmølleområder på højst 10 meters dybde er der et restpotentiale på knapt 4 GW, der ikke udnyttes i E21-Plan. Det beskedne restbehov i forhold til behovet på 4,5 GW fremkommer ved at antage at der etableres større møller - 1,1-1,2 MW i stedet for 1 MW - i én af parkerne. 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 5,5 GW og en årsproduktion på knapt 13 TWh (46 PJ), svarende til knapt 1/3 af den samlede brint- og metanolproduktion. Kan fx fremkomme ved at kapaciteten af ca. 4100 eksisterende møller forøges med gennemsnitligt 1,3 MW pr. mølle.

Der er beregningsteknisk forudsat at al elektricitet fra vedvarende energianlæg går til elektrolyseanlæg og andre anvendelser via eltransmissionsnettet med en virkningsgrad i 2030 på 95%. Disse tab kan minimeres ved at lokalisere de elproducerende anlæg og de store elforbrugere (først og fremmest elektrolyseanlæg) tæt på hinanden, men betydningen heraf for det samlede resultat er beskeden.

4.2.4 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 viser udover de faktiske forbrugstal for 1998 de beregnede primærenergiforbrug i transportsektoren (inkl. udenrigsluftfart) ifølge dels Energi 21's Planforløb ("E21-Plan"), og dels Fortrængningsscenariet ("Brintscenariet").

PJ/år (primærenergi)	1998	2030 (E21-Plan)	2030 (Brintscenario)
Brint/metanol	0	0	143
Eldrift	3	4	10
Benzin, diesel mv.	217	200	36
Total	220	204	188

Tabel 4.1. Transportenergi fordelt på brint-/metanoldrift, eldrift og rest henholdsvis i 1998, i 2030 ifølge Energi 21's Planforløb (E21-Plan) og i 2030 ifølge Fortrængningsscenariet.

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.

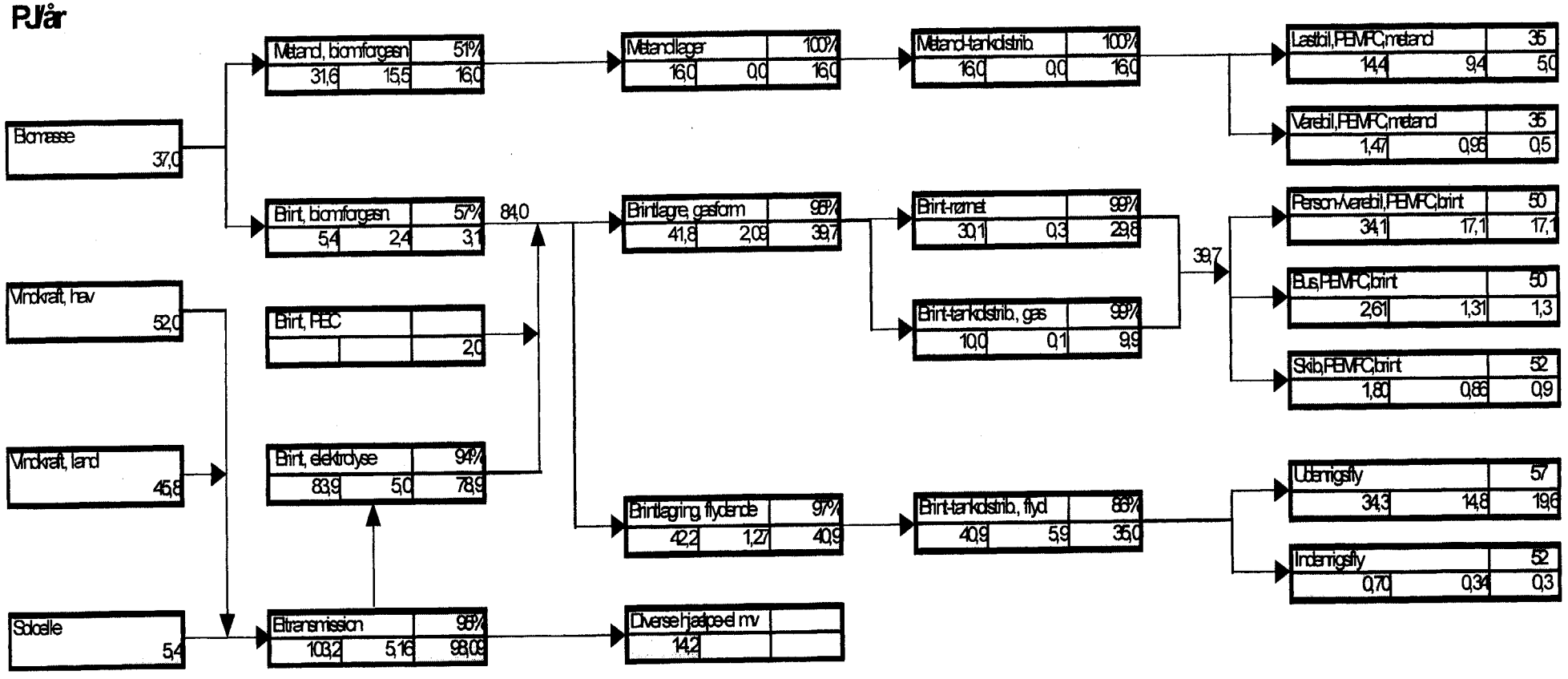
Tabel 4.2 viser hvorledes brint-/metanolproduktionenfordeler sig på VE-kilder. Også denne tabel er opgjort som primærenergi[1].

PJ/år (primærenergi)	Brint	Metanol	Total
Biomasse	5	32	37
Havbaserede møller	52	0	52
Landbaserede møller	46	0	46
Solceller	5	0	5
PEC	2	0	2
Total	110	32	142

Tabel 4.2. Fortrængningscenariets fordeling på forskellig slags vedvarende energi i år 2030.

Figur 4.1 (på næste side) viser scenariets samlede energiflow i år 2030 i forbindelse med transportsektorens energiforbrug.

1 For el fra vindkraft og solceller er der regnet med energiindholdet i elektriciteten ab anlæg, mens der for PEC-anlæg er taget udgangspunkt i brintlevering ab anlæg.



Figur 4.1. Sankey-diagram over transportsektorens energiflow i år 2030 i følge Fortrængningsscenariet. Distributionsleddet indeholder også tab i forbindelse med optankningsfaciliteter for transportmidler.

CO_2-emissioner. Fortrængningsscenariet beregnes at reducere CO_2-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
- knapt 40% i forhold til energisektorens samlede udslip i 2030 ifølge E21-Plan.

Det skal bemærkes at disse reduktionsprocenter som nævnt bygger på en afgrænsning af transportsektoren der medtager udenrigsluftfart, mens transportsektorens reduktionsmål for år 2030 (25% reduktion af CO_2-udslippet i forhold til 1988) gælder for en afgrænsning til den nationale transport, ekskl. udenrigsluftfart. Da denne forventes at få en kraftig vækst i perioden, er det markant sværere at nå givne reduktionsmål når den er medregnet, hvilket E21's planforløb illustrerer: mens det for den nationale transport når den reduktion på 25% i 2030 der svarer til reduktionsmålet, holder udslippet sig nogenlunde konstant hvis udenrigsflyene tages med. Men selv med disse ugunstigere vilkår ses det at scenariet langt overgår reduktionsmålet for transportsektoren for år 2030.

Hvis overskudsvarmen fra produktionsanlæggene for brint og metanol udnyttes til fjernvarme, vil dette kunne give yderligere CO_2-reduktioner på overslagsmæssigt op til ca. 1-1,5 mio. tons/år - eller ca. 10-15% af den aktuelle CO_2-reduktion ved scenariet. Dette forudsætter at produktionsanlæggene, der er relativt store, placeres så varmen fra dem kan udnyttes. Såfremt det er hensigtsmæssigt, er det muligt at reducere størrelsen lidt uden alvorlige konsekvenser for økonomien, men kun inden for relativt snævre grænser, idet en markant reduktion af størrelsen vil gøre anlæggene meget dyre.

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 CO_2-reduktion, så der beregnes en skyggepris i kr. pr. sparet tons CO_2, der er den konstante pris CO_2-besparelsen skal værdisættes til for at scenariet er ligeværdigt med referencen (E21-Plan), jf. tabel 4.3.

Til dette formål beregnes de årlige omkostninger i år 2030 ved brintscenariet fratrukket sparede omkostninger ved referencesystemet. Det sker ved at omregne investeringerne til årlige annuiteter over levetiden med en real-kalkulationsrente på 5%/år. De benyttede teknologier vurderes at have levetider i år 2030 på 15-20 år, og den vægtede gennemsnitlige levetid for alle scenariets teknologier er ca. 16-18 år. På baggrund heraf vælges som konservativ værdi en middellevetid på 16 år.

Der er kun antaget at kunne spares reference-investeringer på forbrugssiden, dvs. ombord i transportmidlerne.

kr./t CO_2	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	600	710	820	1100
200 kr./kW	940	1100	1200	1600
300 kr./kW	250	330	420	660

Figur 4.3. Beregnede skyggepriser for Fortrængningsscenariet (kr. pr. sparet tons CO_2) 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 710 kr. pr. tons sparet CO_2, 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 - i særdeleshed for de motorer der befinder sig i person- og varebiler. Inden for et interval med afvigelser på +/- 20% i forhold til basisforudsætningen på 250 kr./kW er der mere end en faktor 2 til forskel mellem laveste og højeste skyggepris (ved 4% drift- og vedligelsesomkostninger). Selv med afvigelser på blot +/- 10% er den største skyggepris ca. 70% større end den mindste. Derimod er følsomheden over for antagelser vedrørende drift- og vedligeholdelsesomkostninger væsentlig mindre. Følsomheden over for ændringer i beregningsperiodens længde er ligeledes relativt begrænset: med en beregningsperiode på 12 år og basisforudsætninger stiger skyggeprisen til 930 kr./tons CO_2 i stedet for 710 (+31%), mens den falder til 580 kr./tons (-18%) med en beregningsperiode på 20 år. For beregningsperioder under 12 år stiger skyggeprisen dog mere markant.

Også den gennemsnitlige lagringstids længde, herunder fordelingen mellem forskellige lagertyper, er forbundet med stor usikkerhed, hvorfor betydningen af afvigelser i disse antagelser belyses:

- hvis den gennemsnitlige lagringsperiode i korttidslagrene er henholdsvis 2 og 4 døgn i stedet for 3, giver det afvigelser i skyggeprisen på +/- 6%
- virkningen af ændringer i lagringstiden i de underjordiske lagre er helt ubetydelig i forhold til øvrige usikkerheder
- hvis andelen af den gasformige brint der lagres i underjordiske lagre ændres mellem 0% og 50% (til sammenligning med at der i udgangspunktet er antaget 25%), ændres skyggeprisen med +/- 5%.

Det betyder at lagringstiden generelt ikke er en følsom parameter for skyggeprisen, hvilket afspejler at investeringerne i lagre er en mindre del af de samlede investeringer. Hvis der ønskes en højere middellagringstid for brint af hensyn til leveringssikkerheden over for kunderne (for at have større brintmængder på lager), kan dette opnås uden nævneværdige virkninger for økonomien ved at forøge kapaciteten i de underjordiske lagre.

En udnyttelse af overskudsvarmen fra brint- og metanolproduktionen til fjernvarme vil reducere energisektorens CO_2-udslip og formentlig også CO_2-skyggepriserne, da udnyttelse sandsynligvis vil kunne ske med små ekstrainvesteringer. Reduktionen af skyggepriserne vil være op til 10-15% (som den vil nå hvis der ikke kræves ekstrainvesteringer).

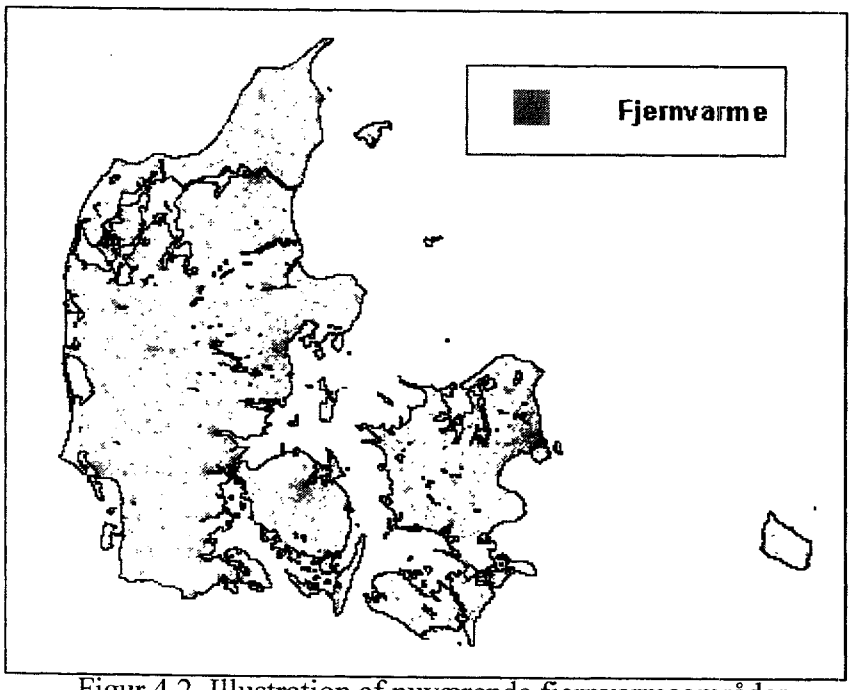
4.2.5 Illustrationer af scenariet i GIS

Fortrængningsscenariet er udarbejdet i form af en Excel-model der dækker landet som helhed, dvs. uden at indeholde geografiske overvejelser. De efterfølgende figurer viser en del af den geografiske sammenhæng for Fortrængningsscenariet.

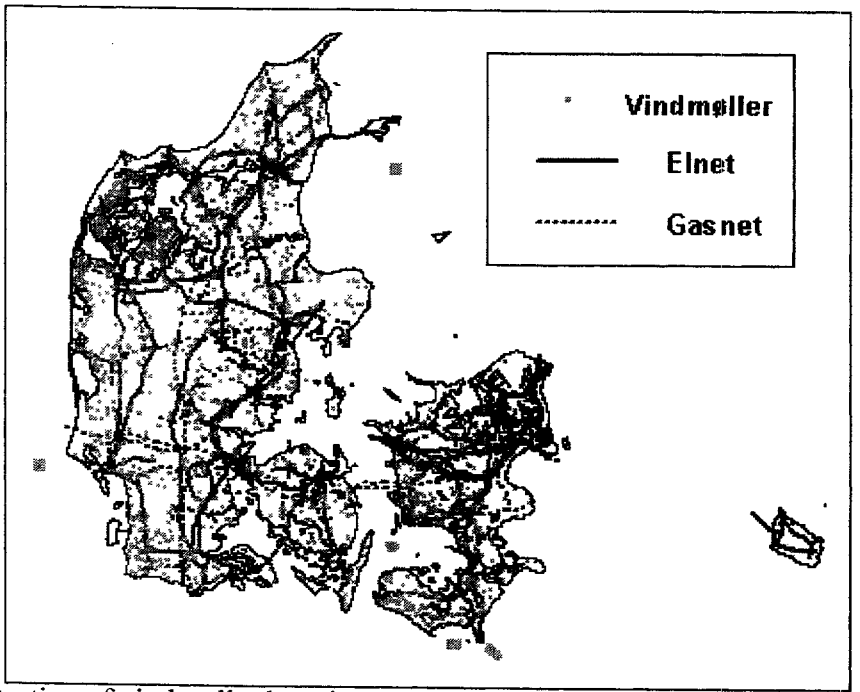
Figur 4.2 viser de nuværende fjernvarmeområder i Danmark og giver dermed en indikation af mulighederne for at afsætte overskudsvarme. I dette scenario er det især relevant at have en sådan mulighed i forbindelse med de ca. 20 anlæg hvor der produceres metanol og brint ved biomasseforgasning, idet tabene her udgør op mod halvdelen af energiinputtet. Derimod opererer elektrolyseanlæggene ved en effektivitet på 94%. Udnyttelse af overskudsvarmen indgår som nævnt ovenfor ikke i scenariet.

Figur 4.3 viser beliggenheden af dagens vindmøller i forhold til de nuværende transmissionsnet for el og naturgas, mens figur 4.4 viser placeringen af tankstationer i forhold til naturgastransmissionsnettet. I scenariet er der regnet med el-transmissionstab svarende til at strømmen fra vindmøller og solceller distribueres via elnettet - dvs. at der er ikke lagt bindinger på placeringen af

elektrolyseanlæggene i retningen af nødvendigvis at placere dem tæt på VE-anlæggene. Derimod vil det være hensigtsmæssigt at så mange elektrolyseanlæg og så mange tankstationer som *muligt* placeres i tilknytning til det fælles brint-transmissionsnet, der er tænkt placeret samme sted som det nuværende naturgas-transmissionsnet (med henblik på at det eventuelt kan være dette der helt eller delvist omlægges hertil).



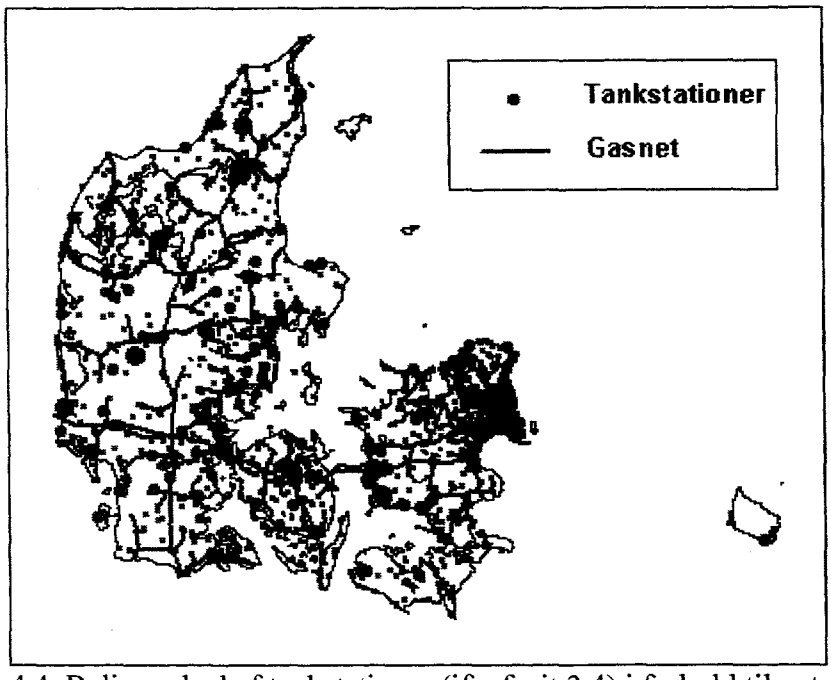
Figur 4.2. Illustration af nuværende fjernvarmeområder



Figur 4.3. Illustration af vindmølleplaceringer samt placeringen af det nuværende elnet (>150 kV) og det nuværende naturgas-transmisionsnet.

4.2.6 Overvejelser vedrørende realiseringen af Fortrængningsscenariet

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. Hvis scenariet baseres naturlig udskiftningstakt, er det er næppe realistisk at gennemføre omstillingen fuldt ud inden år 2030, i hvert fald ikke uden meget kraftig styring af salget af brintteknologier på forbrugssiden. Det er muligt at nå 100% omstilling i år 2030 med de forudsatte udviklingshorisonter, men dette forudsætter at salget af fx biler stort set skifter til brint fra det ene år til det næste fra det øjeblik de brintdrevne biler bliver markedsført. Selv den delvise omstilling, af knapt 80% af transportsektorens energiforbrug, der er resultatet af scenariet, forudsætter en særdeles kraftig styringsindsats for at blive realiseret med den beskrevne tidshorisont.



Figur 4.4. Beliggenhed af tankstationer (jf. afsnit 3.4) i forhold til naturgasnet.

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 indgår i E21's planlægning. Selvom det er forudsat i scenariet at behovet for vedvarende energi til fremstillingen af brint og metanol dækkes ved udbygning med nye vedvarende energianlæg, er det på den anden side heller ikke sådan at der skal findes helt nye ressourcer. Omvendt 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 manøvremulighederne tilsvarende maksimeres.

I den forbindelse er det værd at hæfte sig ved at der specielt er to faktorer som medvirker til at forringe den samlede energieffektivitet af scenariet, nemlig dels at der benyttes flydende brint i en betydelig del af det samlede transportenergiforbrug (nemlig i fly), dels at der er en del der er metanolbaseret. Den førstnævnte af disse faktorer rammer specielt hårdt fordi der er tale om en delsektor i kraftig vækst på grund af udenrigsluftfartens udvikling, ligesom der er tale om en transportmåde (med udslip i stor højde) hvor problemet med drivhusgasudslippet ikke nødvendigvis er elimineret ved at skifte til brint baseret på vedvarende energi. Der er derfor særligt stort behov for energiøkonomisering i denne delsektor, ligesom der behov for at udvikle alternativer til flydende brint til fremdrift af fly.

4.3 Reguleringsscenarie for 2030

Formålet med reguleringsscenariet er at bruge brint som lagringsmedium for elproduktion der ikke kan optages direkte af markedet. Scenariet 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 overskudselproduktion. Konventionel 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 overskudsel kan udtages fra syngassen. Brændslet kan både være biomasse og organisk affald.
- 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.

4.3.1 Reguleringsscenariets sigte

I reguleringsscenariet fokuseres på brints og de brintrelaterede teknologiers muligheder for at tilføre energisystemet, og elsystemet især, fleksibilitet og tekniske reguleringsmuligheder. Udgangspunktet for reguleringsscenariet er det danske energisystem år 2030, som det beskrives i Energi21s planscenarie. Elforsyningen i dette system er kraftigt baseret på den fluktuerende elproduktion fra især vindkraft samt kombineret el- og kraftvarmeproduktion, hvilket stiller store krav til elsystemets samlede reguleringsevne.

I Energi21, planscenariet, udgør el-handel med udlandet og det herigennem mulige samspil med vandkraft-kapaciteten i Skandinavien et meget vigtigt element i reguleringen og balanceringen af det danske elsystemet år 2030.

I reguleringsscenariet belyses muligheder for at tilvejebringe elsystemets behov for reguleringstjenester via udnyttelse af brintteknologi i det danske system, og uden inddragelse af international el-handel til håndtering af systemets ubalance. Med relation til reguleringsscenariet belyses endvidere el- og kraftvarmesystemets mulighed for at udvikle sig til et system for kombineret produktion af el og varme samt brint, som drivmiddel til transportsektoren.

4.3.2 Baggrund

Det danske energisystem år 2030 forventes ifølge Energi21, Planscenariet, at have ca. 50% af elforsyningen baseret på vindkraft. Endvidere vil systemet i meget betydeligt omfang udnytte kombineret el- og varmeproduktion, KV-produktion. Den kombinerede el- og varmeproduktionen giver meget høj effektivitet i brændselsudnyttelsen, og meget betydelige besparelser på forbruget af energi-

ressourcer som følge heraf. Brændselsforbrugene i systemet er primært naturgas og biomasse, hvilket yderligere reducerer dette systems specifikke CO_2 emission i forhold til el- og varmeforsyningssystemet i dag. Planscenariets elforsyningssystemet år 2030, har således meget attraktive ressourcemæssige og miljømæssige (CO_2) egenskaber.

Varmebunden elproduktion
Kraftvarmeproduktionen sker dels på større centrale anlæg, der er koblet til de store byers fjernvarmenet, og dels på mange og mindre decentrale værker, der oftest enkeltvis leverer varme til mange separate fjernvarmenet i mindre og mellemstore byer overalt i landet.

De centrale KV-anlæg har mulighed for kondensdrift (elproduktion alene), hvor havvand da udnyttes som kølemedie, hvorimod de decentrale KV-anlæg er udlagt til, at al køling på anlæggene sker til fjernvarmenettet, evt. via varmelagre. Den kombinerede kraft- og varmeproduktion medfører bindinger for elproduktionen (og varmeproduktionen) i afhængighed af det individuelle værks reguleringsevne samt i afhængighed af anlæggets bestykning med varmelagre og anlæggets muligheder for samdrift med andre anlæg, som eksempelvis reservekedler, varmepumper m.m.

For den decentrale KV-produktion er omfanget af varmelagre tilknyttet anlægget meget afgørende for anlæggets bindinger for elproduktionen (varmebindinger), og således meget afgørende for i hvilken udstrækning disse anlæg vil kunne bidrage til reguleringen i det samlede elsystem.

Den varmebundne elproduktion styres primært af varmebehovets variation gennem året, og denne elproduktions muligheder for at vige for elproduktion fra vindkraftanlæg på et givet tidspunkt er begrænset af fleksibiliteten på varmesiden, - i form af varmelagre og eventuel anden varmelevering fra varmepumper m.m.

Eloverløb og reguleringsbehov
I perioder, hvor vindkraftproduktionen (der må aftages løbende) og den varmebundne elproduktion overstiger elforbruget, tales om eloverløb. Elproduktionen må imidlertid ikke overstige elforbruget (eller visa versa), - eloverløb (eller 'el-underløb') må ikke forekomme. Der skal til stadighed være balance mellem produktion og forbrug af elektricitet på nettet. Er dette ikke tilfældet inden for ganske små marginaler bliver nettet ustabilt. Opstår ustabilitet må netbalance retableres umiddelbart, hvilket kan kræve udkobling af dele af systemet, og er dette ikke muligt må nettet (og elsystemet) nedlukkes før procedurer for genopstart kan initieres.

For at opretholde balancen på nettet kræves reserver og fleksibilitet i systemet. Væsentlige effektreserver og fleksibiliteter kan etableres både på systemets forsyningsside og på systemets forbrugsside. Under risiko for eloverløb kunne en mulighed på forsyningssiden være nedregulering af vindkraftproduktionen og/eller den varmebundne produktion. Nedregulering af vindkraften vil betyde tabt miljøvenlig elproduktion, og nedregulering af den varmebundne produktion vil medføre udeblevne varmeleverancer, når backup varmeforsyning ikke er muligt. På forbrugssiden kunne risiko for eloverløb afværges ved at øge det danske forbrug på tidspunktet (dersom kundegrupper med denne mulighed og fleksibilitet kan mobiliseres) og/eller via øget eleksport, når dette er muligt.

Det er usikkert, i hvilket omfang central og decentral KV-produktion vil kunne mobilisere yderligere bidrag til regulering og balancering af det samlede elsystem. Dette vil i betydeligt omfang afhænge af, hvilke incitamenter og tiltag der i perioden frem til 2030 sættes i værk for at mobilisere reguleringspotentialerne på dette område.

Brint som led i elsystemets balancering

Potentielt vil en række reguleringsmuligheder kunne mobiliseres i systemet. En sådan mulighed er introduktion og udnyttelsen af brint som led (energibærer) i et ellagersystem, hvilket belyses nærmere i *reguleringsscenariet* i det følgende. Brintproduktion baseret på elektrolyse kan udgøre et meget fleksibelt elforbrug i systemet, der kan sættes ind eller intensiveres i overløbssituationer og herved bidrage til balanceringen af systemet. Tilsvarende vigtige bidrag til systemets balancering kan opnås i 'underløbs'-situationer på nettet ved nedregulering af forbrug på elektrolytiske brintproduktionsanlæg.

Den producerede brint vil kunne udnyttes på flere måder i energisystemet. En generel mulighed er, at udnytte den producerede brint i systemet til el- og kraftvarmeproduktion m.m. via indfødning af brint i det eksisterende naturgasnet, eller i dele af naturgasnettet, i koncentrationer op til omkring 5-10% af brændværdien (jvf. afsnit herom). Eksisterende elproduktionskapacitet m.m. udnytter den producerede brint, der fordeles til forbruget via naturgasnet. En forbrugsside for brint kan således etableres med minimale investeringer.

Det kan imidlertid på sigt være relevant at udnytte den elektrolytisk producerede (og meget rene) brint i ny produktionskapacitet, der med fordel udnytter netop brint, og eventuelt også den medfølgende ilt-produktion fra elektrolyseprocessen. Flere typer brændselsceller (og reversible brændselsceller) er her relevante. Brændselsceller kan have fortrinlige reguleringsegenskaber, som elsystemet vil have behov for, og brændselscellen kan have meget attraktive elvirkningsgrader, også og især under dellast. Udnyttes brint i (højtemperatur) brændselsceller som 'top cycle' i kombinerede anlæg (eksempelvis integreret med dampturbiner eller gasturbiner) kan der opnås endog meget høje elvirkningsgrader (af størrelsesorden 65-70% i kondensdrift).

Brint til transport
Sker der en intensiveret udvikling hen mod udnyttelse af elbaserede drivsystemer i transportsektoren og i vejtransporten, hvor elproduktion via brændselsceller på brint vinder indpas, er det oplagt at søge den elektrolytisk producerede brint udnyttet i transportsektoren. Forureningsfri og støjsvag elproduktion på brint kan her substituere de fossile brændsler, benzin og diesel, hvilket samtidig eliminerer en meget belastende forurening fra de gængse drivsystemer til vejtransport.

4.3.3 Partialanalyser i reguleringsscenariet

Reguleringsscenariet omfatter partialanalyser, der er udført med henblik på, at belyse muligheder for udnyttelse af brint som led i en regulering af eloverløb og i en balancering af elproduktionen i det danske system år 2030. Partialanalyserne betragter energi-kæderne, der er skitseret i nedenstående Tabel 4.4.

Partialanalyserne sigter primært mod belysning af følgende spørgsmål:

- Eloverløb:

  Hvad er størrelsesordenen for virkningsgrad og omkostninger ved udnyttelse brint og brinntteknologi i et system til stor-skala el-lagring.

  Hvilke produktionsomkostninger for brint vil kunne forventes ved given (markeds)prissætning af overløbs-el, - og hvorledes afhænger disse af eloverløbets størrelse og profil.

Kan udnyttelse af brint være relevant i.f.m. håndtering af eloverløb i det danske elsystemet og i balanceringen af systemet, hvis brint på overløbs-el vil skulle indfødes i naturgassystemet prissat som naturgas.

Til hvilke priser kan brint ab lager forventes at være til rådighed for transportsektoren i jævn leverance gennem året.

Energiressource (og energikædens hovedformål)	**Brintproduktion og -lagring**	**Brintanvendelse**
Eloverløb (El-lagring) (Udregulering af eloverløb og bidrag til systemets balancering)	Elektrolytisk brintproduktion Stor-skala brintlagring i kaverne	El-produktion på brændselsceller som led i ellagersystem Brint indfødes i NG-nettet Jævn afsætning af brint til transportsektoren (ab lager)
Vindkraft (VE-baseret produktion af brint til drivmiddel i transportsektoren)	Elektrolytisk brintproduktion Stor-skala brintlagring i kaverne	Jævn afsætning af brint til transportsektoren (ab lager)

Tabel 4.4 Betragtede energikæder i partialanalyser, hvor brint indgår som energibærer.

- Vindkraft:

  Hvor store kapaciteter på vindkraft, elektrolyseanlæg og brintlagre kræves ved stor-skala udnyttelse af brint som drivmiddel i transportsektoren på længere sig. Et 'case' med 1 mio. brintkøretøjer beskrives.

Disse spørgsmål tages op i de følgende afsnit under overskrifterne:

- 4.3.5 El-lagersystem baseret på brint som energibærer
- 4.3.6 Brintproduktion på eloverløb, og
- 4.3.7 Brintproduktion til transportsektoren på vindkraft.

Der er i beregningerne anvendt en kalkulationrente på 6% p.a. Identiske reinvesteringer er forudsat, og der er regnet i faste priser med år 2000 prisniveau.

4.3.4 Generelle beregningsforudsætninger

Som nævnt er udgangspunktet for reguleringsscenariet det danske energisystem anno 2030, som det beskrives i Energi21, Planscenariet. Den fluktuerende elproduktion i dette system fra vindkraft og solceller er forudsat at udgøre hhv. 5.5GW og 0.1GW, og denne produktion vil dække omkring halvdelen af elbehovet i systemet år 2030.

I nedenstående Tabel 4.5 er el- og varmebehovene i planscenariet vist for samme år. Elbehovet forventes at ligge på $128PJ_{el}$ og systemets samlede fjernvarmebehov forventes at være på $118PJ_{varme}$. Hvis en meget betydelig del af varmebehovet i dette system er kraftvarme produceret på anlæg med

høj C_m-værdi og totalvirkningsgrad, vil der være betydelig 'trængsel' på elsiden i systemet, og eloverløb kan forventes og vil skulle udreguleres.

Elbehov incl. nettab (ca. 7%):	35.6 TWh (128 PJ)
Varmebehov incl. nettab (ca. 18%):	
'Central' varmeproduktion:	48 PJ
'Decentral' varmeproduktion:	70 PJ
I alt fjernvarme:	118 PJ

Tabel 4.5. El- og varmeproduktion år 2030 i Energi21s planscenarie.

De udførte beregninger er, hvis andet ikke er nævnt, baseret på forudsætningerne vist i Tabel 4.6.

El-lager via brint		Investering kr/kW	D&V andel af Inv. p.a.	Levetid år
Elektrolyse:	El->H2	1200	0.04	16
Kompression:	H2			
		kr/m3 kavernevolumen		
Lagring i kaverne:	H2	300	0.04	30
Dekompression:	H2			
Elproduktion på FC:	H2->El	8000	0.04	16

Tabel 4.6 Anvendte data: Investering, omkostning til drift og vedligehold samt levetid for brinnteknologier, der udgør hovedkomponenterne i el-lagersystemet baseret på brint som energibærer, år 2030.

Det skal bemærkes, at de specifikke investeringer for lagring i kaverner er udtrykt i kr/m^3 geometrisk volumen af kavernen.

I de følgende partialanalyser og beregninger på reguleringsscenariet er det generelt forudsat, at lagring af brint sker i stor skala og på gasform i tryksatte underjordiske lagre. Der tænkes her primært på kavernelagre (udskyllet i en salthorst) af den samme type, som anvendes i det danske naturgassystem i dag i Ll. Thorup.

Kaverner udgør omkring halvdelen af lagerkapaciteten i det danske naturgassystem. I nedenstående Tabel 4.7 er angivet nøgletal omkring størrelse og kapacitet for en typisk kavernelagerenhed.

Transmission og distribution af brint er generelt ikke inddraget i partialanalyserne i reguleringsscenariet. Brintproduktionspriser er angivet ab lager, eksempelvis ab kavernelagre. Når transportsektoren forudsættes at være aftager af produceret brint, skal der således tillægges omkostninger til transmission og distribution mv. for at for at bedømme prisen på brint an køretøj.

Typisk størrelse (geometrisk) Dybde for kavernens top (bgl) Arbejdstryk-interval	450.000 m^3 ca.1500 m ca. 80-180 bar
Arbejds-energiindhold i fyldt lager med brint: Tør kaverne med basis gas (Lille Thorup) Brinekompenseret med fast tryk	 ca. 0.5-0.6 PJ ca. 0.8-1.0 PJ
Investeringer i størrelsesordenen	ca. 300 kr/m^3 geometrisk Incl. procesudstyr til træk af ca.100.000 Nm^3/h (ca. 0.35 GW H_2)

Tabel 1.7. Kaverne i salthorst til lagring af brint

4.3.5 El-lagersystem baseret på brint som energibærer

I nedenstående Tabel 4.8 er de forudsatte virkningsgrader vist for den gruppe brintteknologier, der her forudsættes at udgøre et ellagersystem baseret på brint. Tabellen beskriver kæden af energikonverteringer i det brintbaserede ellagersystem samt de tilhørende akkumulerede virkninggrader ned igennem denne kædes trin.

Af tabellen fremgår, at den samlede virkninggrad for det brintbaserede ellager vil kunne forventes at ligge på ca. 51%, hvilket er betydeligt lavere end ved lagring af el i (mindre skala i gode men dyre) batterier, hvor der tales om virkningsgrader på omkring 70-80% eller højere.

Den akkumulerede virkningsgrad frem til kædens brændselscelledel (FC) ses at ligge på ca. 89%. Energibæreren er på dette led i kæden brint ab kavernelageret, hvor brinten således kan være til rådighed på tidspunkter bestemt af behovet på forbrugssiden.

El-lager via brint		Virkningsgrad	Virkningsgrad akkumuleret
Elektrolyse:	El->H2	0.94	0.94
Kompression:	H2	0.95	0.89
Lagring i kaverne:	H2	0.99	0.88
Dekompression:	H2	1.01	0.89
Elproduktion på FC:	H2->El	0.57	0.51

Tabel 4.8. Forudsatte virkningsgrader samt akkumulerede virkningsgrader for kæden af energikonverteringer i ellagre baseret på brint som energibærer.

Omkostningerne forbundet med lagring af el via udnyttelses af brint som energibærer er belyst i den efterfølgende Tabel 4.9. Omkostningerne er udtrykt per kWh el trukket fra ellageret. Lagerets samlede energieffektivitet, dvs. forholdet mellem elenergien, der kan trækkes fra lageret, og elenergi tilført lageret, vil være ca. 51%, som det fremgår af Tabel 4.8.

Denne relativt lave el-virkningsgrad for det brintbaserede ellager betyder, at prisen eller prissætningen af den el, der ønskes lagret, har meget kraftig indflydelse på omkostningerne og den resulterende pris for el trukket fra lageret. Sættes prisen på input-el til nul, kan der under de anvendte forudsætninger forventes en pris på el ab lager på ca. 32 øre/kWh. Prissættes input-el til 10øre/kWh stiger ab lager prisen med 20øre/kwh til ca. 52øre/kwh, som det fremgår af Tabel 4.9.

El-pris ab el-lager år 2030 i kr/kWh			
Forudsat el-pris an lager, kr/kWh:		0.00	0.10
El-lager via brint		Pris ab lager komponentopdelt	
Elkøb til elektrolyse	El	0.00	0.20
Elektrolyseanlæg	El->H_2	0.10	0.10
Brintlager (kaverne) Incl. kompression og dekompression	H_2	0.02	0.02
Brændselscelle	H_2->El	0.20	0.20
El-pris ab lager ialt:	El->El	0.32	0.52
Værdi af varme- og ilt-produktion udeladt.			

Tabel 4.9. El-priser ab el-lagersystem baseret på brint. Forudsat elektrolytisk brintproduktion på eloverløb med benyttelsestid på 3300 timer per år og jævnt udtræk fra lageret over året.

Det skal understreges, at der i de viste priser ikke er taget hensyn til værdien af den medfølgende produktion af varme og ilt fra ellagercyklen.

Den elektrolytiske brintproduktion på eloverløb er forudsat at få en årlig benyttelsestid på 3300 timer per år, og på lagerets elproduktionsside er det forudsat, at brændselsceller på brint har en benyttelsestid 5400 timer per år. Der er ikke i de viste beregninger af elpriser ab ellagersystemet inddraget omkostninger til transmission og distribution af brint fra elektrolyseanlæg til lagre og videre til forbruget i brændselscelleanlæg. Det er således implicit forudsat, at alle anlægsenhederne er placeret samlet, - nær brintlageret.

Omkostningerne til lagring af energien på brintform er meget små relativt til ellagerets øvrige omkostningsled, som det fremgår af 4.9. Dette betyder, at lagerkapacitetens størrelse ikke har afgørende betydning for elprisen ab ellager, når der som her er tale om stor-skala lagring af brint i underjordiske lagre. Dette betyder også, at profilen i det eloverløb der er input til lageret ikke har afgørende betydning så længe benyttelsestiden i overløbet er passende høj. Endvidere betyder den lave brintlageromkostning at forudsætningen om, at forbruget af brint fra lageret er jævn gennem året, er af mindre betydning for den samlede elpris ab lageret.

Omkostningerne forbundet med investering i elektrolyseanlæg udgør ca. 10øre af prisen på el trukket fra lageret. Dette er halvdelen af den omkostningskomponent, der relaterer til lagerets brændselscelledel. Dette afspejler naturligvis forskellen i investeringsomkostningerne på disse anlægsdele, og at en relativt lav benyttelsestid på systemets elektrolysedel er langt mindre afgørende for elprisen ab lager end lave benyttelsestider for lagerets brændselscelledel.

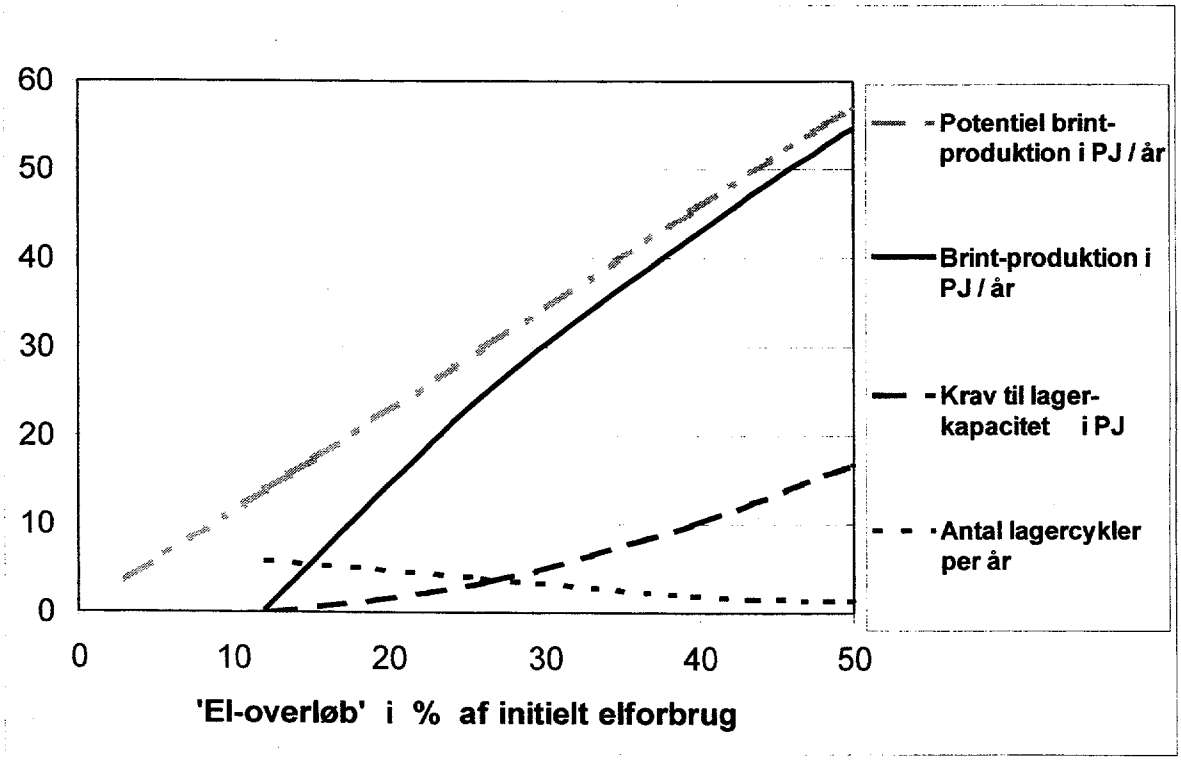
4.3.6 Brintproduktion på eloverløb

Som nævnt, er størrelsen af eloverløbet i det danske elsystem år 2030 i Energi21, Planscenariet, meget vanskeligt at bedømme, idet så mange forhold vil kunne have indflydelse på denne størrelse. Det er derfor her valgt at undersøge en skare af systemer, der har det til fælles, at bidragene til elforsyningen fra den fluktuerende elproduktion, dvs. vindkraft primært, er ens i alle systemerne, - og de samme som forudsat i Planscenariet. Systemerne i den betragtede skare adskiller sig imidlertid ved den grad, hvormed varmebindinger optræder i systemerne fra den kombinerede el- og varmeproduktionen.

På Figur 4.5 er den betragtede skare af systemer år 2030 repræsenteret langs x-aksen. Størrelsen af eloverløbet i det enkelte system er angivet som x-akse, og denne parameter udspænder skaren af betragtede systemvarianter.

Ud langs x-aksen vil en stadig større andel af elproduktionen på kraftvarmeværker være bundet til varmeforbrugets profil, - gennem året og døgnet. Denne øgende kobling frembringer stigende eloverløb fra den ikke-regulerbare del af elproduktionen, dvs. fra vindkraft og varmebunden elproduktion primært, og profilen i eloverløbet (og benyttelsestiden i eloverløbet) vil ændre sig langs x-aksen ved i stigende omfang at afspejle eloverløbsprofil fra varmebundet elproduktion, - og relativt mindre eloverløbsprofil fra vindkraften. Kapaciteten på vindkraft udgør 5.5 GW i alle systemerne (jvf. Energi21, Planscenariet).

Det er valgt at dimensionere kapacitet for elektrolyseanlæg til brintproduktion ved at forudsætte, at disse anlægs årlige benyttelsestid skal være 3300timer per år (dvs. have lastfaktor på ca. 38% i gennemsnit på årsbasis). En benyttelsestid på 3300 timer per år svarer endvidere til den forventede benyttelsestid for dansk havplaceret vindkraft i middel.



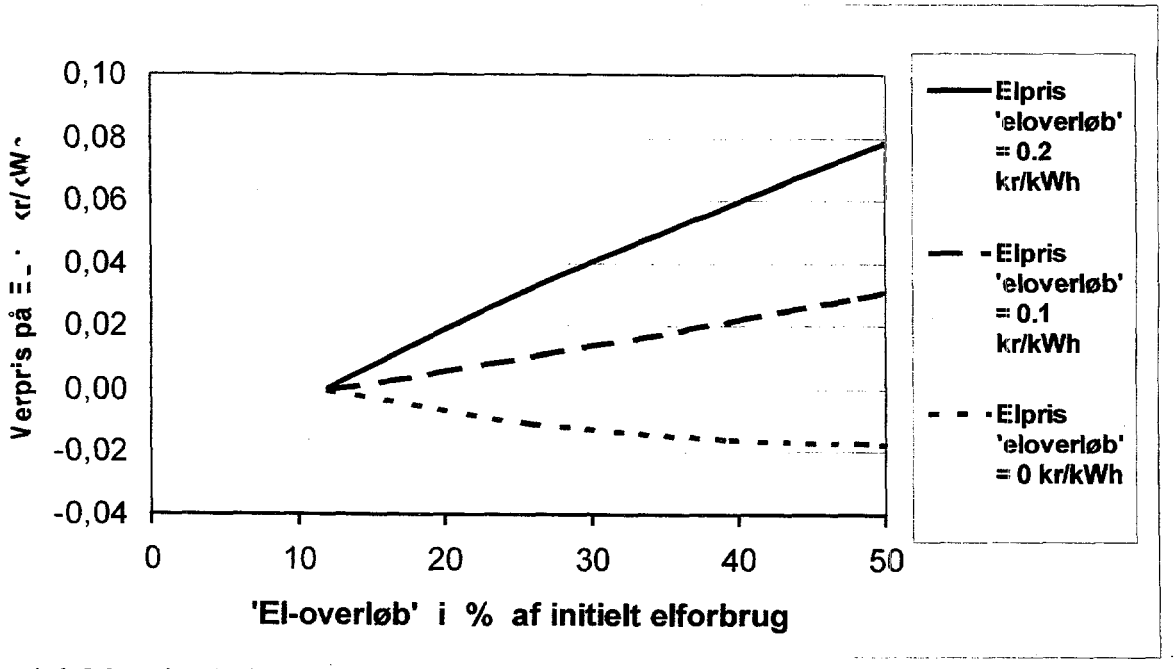
Figur 4.5. Elektrolytisk brintproduktion på el-overløb og nødvendig lagerkapacitet til brint for 'udglatning' af produktionen til jævn leverance af brint gennem året.

Hvis eloverløbet i det danske system anno 2030 udgør mindre end omkring 12% af det initiale elbehov vil benyttelsestiden i eloverløbet være mindre end 3300 timer per år. Der er derfor ikke basis for, med det valgte kriterium for dimensionering af elektrolyseanlæg, at etablere disse anlæg med mindre eloverløbet overstiger omkring 12% af det initiale elbehov.

(Lavere benyttelsestider kunne være valgt som kriterium, og større andele af eloverløbet kunne herved udreguleres via elektrolytisk brintproduktion, men under stigende omkostninger. Optimal dimensionering af elektrolysekapacitet er ikke tilstræbt.)

På Figur 4.5 angiver den diagonale rette linie potentialet for produktion af brint på eloverløbet, dersom den fornødne kapacitet på elektrolyseanlæg er til stede. Ved meget kraftige varmebindinger i systemet, ved høje overløbsværdier på figurens x-akse, vil en stor andel af systemets eloverløbet kunne være konverteret til brint. Reduceres systemets varmebindinger, eksempelvis via øget udbygning med varmelagre, varmepumper m.m., bevæger systemet sig mod venstre på figurens x-akse, og en relativt mindre andel af eloverløbet vil kunne danne basis for brintproduktion i et lukket dansk elsystem.

Den nødvendige lagerkapacitet for brint til udglatning af en elektrolytisk brintproduktion på et givet eloverløb er endvidere angivet på figuren. Antallet af lagercykler per år, dvs. forholdet mellem brintmængden som har passeret lageret gennem året divideret med lagerets maksimale indhold (eller kapacitet), vil være relativt lavt for systemet med betydelige varmebindinger og eloverløb, hvilket afspejler varmebindingens og varmeforbrugets årsvariation. Er varmebindingerne derimod reducerede træder vindkraftens overløbsprofil kraftigere frem, og øger antallet af lagercykler, hvilket afspejler dette overløbs mere udspredte fordeling over året.



Figur 4.6. Merpris på elektricitet for 'udglatning' af eloverløb via brint år 2030. Det er forudsat, at den producerede brint afsættes i jævnt 'flow' til naturgasnettet til en pris på 0.13kr/kWh$_{brint}$. (Den medfølgende ilt-produktion er ikke værdisat.)

Omkostninger ved udregulering af eloverløb via brint

De forventede omkostninger forbundet med håndtering af eloverløb år 2030 via elektrolytisk brintproduktion og afsætning af den producerede brint til naturgasnettet er beskrevet i Figur 4.6. Det er her forudsat at brinten kan afsættes til 0.13 kr/kWh, hvilket svarer til den forventede pris på naturgas længere sigt (jvf. Energistyrelsen). Omkostningerne inkluderer investeringer samt omkostninger til drift og

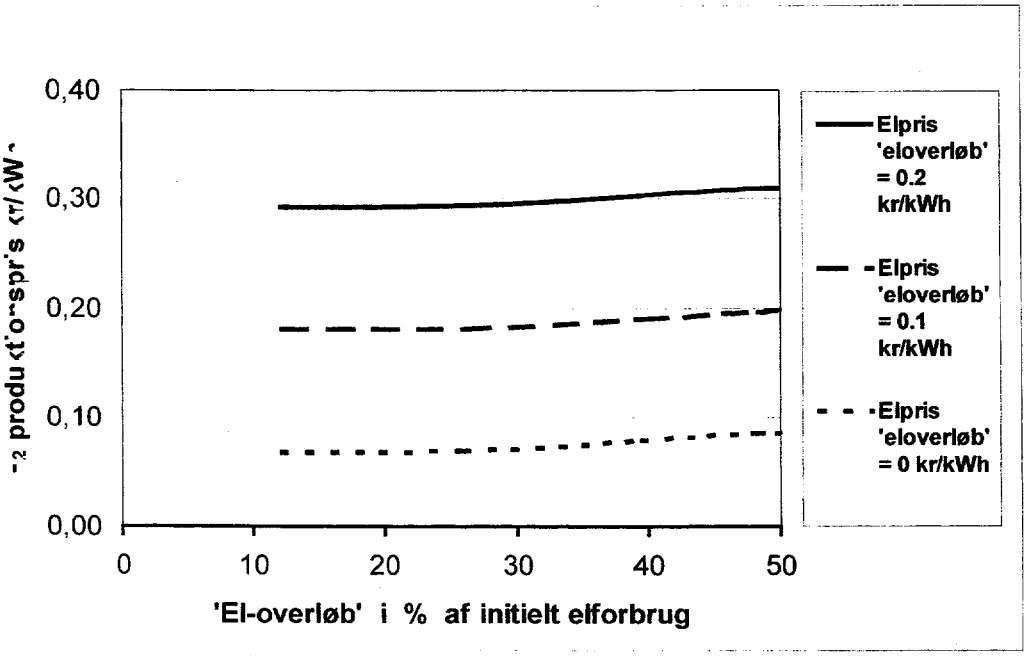
vedligehold af elektrolyseanlæg for brintproduktion, lagerfaciliteter for brint (som tryksat gas i underjordisk kavernelager i salthorst) i det omfang, der vil kræves for udglatning og jævn indfødning af brinten i naturgasnettet.

Det er også her valgt at dimensionere de installerede kapaciteter på elektrolyseanlæg ud fra et ønske om, at anlæggenes årlige benyttelsestid vil være 3300timer per år.

Omkostningerne forbundet med udregulering elsystemets potentielle eloverløb på denne måde er på figuren angivet som meromkostninger per kWh elektricitet leveret til forbruget. Denne merpris per kWh leveret til forbruget afhænger af eloverløbets størrelse og den forudsatte værdi af el i overløbet, som brintproducenten betaler. Merpriser, beregnet for overløbsel værdisat til hhv. 0 kr/kWh, 0.10 kr/kWh og 0.20 kr/kWh, er vist på Figur 4.6.

Det fremgår af Figur 4.6, at dersom eloverløb har alternative anvendelser, eller finder købere (f.eks. via elmarkedet/regulermarkedet på sigt), der kan værdisætte overløbsel til eksempelvis 10 øre/kWh, så vil udregulering af eloverløb via brint næppe være en god forretning. Merprisen per kWh el leveret vil øges ved stigende eloverløb, og ved meget betydelige eloverløb i systemet kan merprisen være af størrelsesordenen 1-2 øre/kWh.

Værdisættes overløbsel imidlertid til 0 kr/kWh, så vil regenerering af energien i eloverløb som brint, der sælges til en pris på 0.13kr/kWh$_{brint}$ til indfødning i naturgasnettet, være fordelagtigt. Prisen per leveret kWh i middel i systemet kan under sådanne forudsætninger reduceres med omkring 1 øre/kWh - afhængig af overløbets størrelse, som det fremgår af figuren. Er markedsprisen på overløbsel omkring 5 øre/kWh, vil håndtering af eloverløb via brint, som beskrevet her og med de her anvendte beregningsforudsætninger, være økonomisk break-even med markedets alternative anvendelser for eloverløb.



Figur 4.7 Produktionspris for brint på eloverløb til jævn afsætning gennem året ab lager. Brinten er forudsat produceret ved elektrolyse på eloverløb.

Produktionspris for brint på eloverløb

Nedenstående Figur 4.7 viser produktionsprisen for brint ab brintlageret under forudsætning af, at brinten vil skulle leveres til forbruget i jævnt forløb (eller med konstant effekt) hele året igennem. Transportsektoren kunne være aftageren (jvf. fortrængningsscenariet) med behov for konstante

brintleverancer gennem året, ligesom en udnyttelse af brint i elproduktionsektoren vil kræve jævne leverancer gennem året.

Af Figur 4.7 fremgår, at brintproduktionsprisen (som forventet) i meget høj grad er bestemt af prisen på overløbsel, og i relativt mindre grad af omkostningerne til brintproduktionsanlæg og tryksat brintlagring i kaverner. Endvidere fremgår det af figuren, at udnyttelsen af de lavere overløb prismæssigt ligger relativt gunstigt. Årsagen hertil er, som nævnt tidligere, at eloverløbet her domineres af vindkraftens overløbsprofil, der er mere jævnt fordelt over året og derfor mindre lagerkrævende.

Til sammenligning kan nævnes, at fremskrivninger fra Energistyrelsen (pr. januar 2001) af den langsigtede pris på naturgas, der er udarbejdet til grundlag for samfundsøkonomiske analyser, i fremskrivningens slutår (år 2020) ligger på knap 0.13 kr/kWh (eller ca. 35kr/GJ ab overordnet distributionsnet).

4.3.7 Brintproduktion til transportsektoren på vindkraft

Prismæssigt må det forventes, at overløbsel vil ligge betydeligt lavere end elpriser fra vindkraft i systemet anno 2030. Der vil derfor næppe blive produceret brint på dansk vindkraft, - allokeret til brintproduktion alene, med mindre efterspørgslen på brint overstiger de mængder, der vil kunne produceres på eloverløb.

I det følgende er det forudsat at denne situation foreligger, som følge af kraftig efterspørgsel på brint som drivmiddel til transportsektoren. I fortrængningsscenariet for transportsektoren (foregående afsnit) hvor energibærerne metanol og brint udnyttes i meget betydeligt omfang år 2030, er det samlede forbrug af disse energibærer beregnet til 142PJ/år. Heraf forudsættes forbruget af brint at udgøre 110PJ i år 2030, og af dette brintforbrug forudsættes ca. 79PJ/år produceret via elektrolyse på vindkraft.

I det følgende betragtes et 'case' for segmentet vejtransport i transportsektoren år 2030, hvor det er forudsat at ca. 1 million elbaserede køretøjer, af typen personbiler eller mindre varebiler, skal forsynes med brint produceret via elektrolyse på vindkraft. Brint omsættes i køretøjerne til el via brændselsceller, og den årlige kørsel antages i snit at være omkring 20000km/år og køretøj.

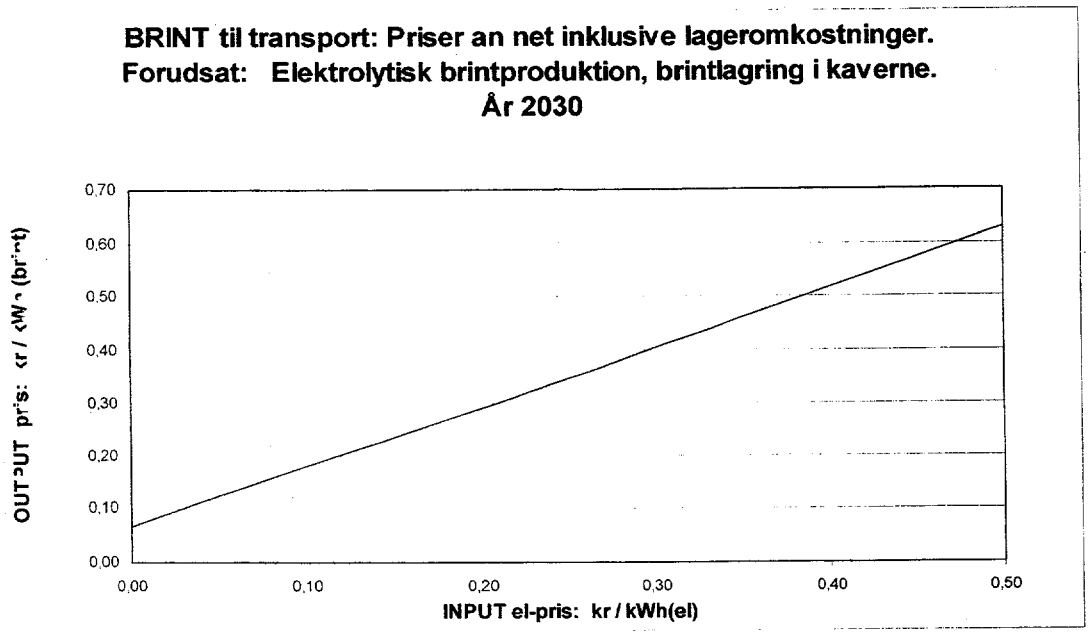
Forsyningssiden for dette 'case' er belyst i nedenstående Tabel 4.10. Elektrolytisk produceret brint på vindkraft udglattes via kavernelagre til forbruget i transportsektoren i jævnt 'flow' gennem året. Transmission og distribution af brint fra lagre til forbrugsstederne er forudsat at ske med en virkningsgrad på ca. 95%, og virkningsgraden for den samlede kæde frem til brint an køretøj er da knap 85%.

Produktionspris for brint på vindkraft
Brintproduktionspriser baseret på elektrolyse af vindkraft med en benyttelsestid på 3300timer per år er i Figurt 4.8 vist som funktion af prisen på vindkraften. Priserne er beregnet for brint ab lager eller an transmissionsnet. Omkostninger til transmission og distribution mv. er således ikke indregnet i figurens viste priser.

Er produktionsprisen for vindkraft eksempelvis omkring de 30øre/kWh, vil brintprisen kunne være omkring 40øre/kWh_{brint}, eller ca. 110kr/GJ brint ab lager. Til indirekte sammenligning kan eksempelvis nævnes, at de forventede langsigtede (2020-2030) samfundsøkonomiske priser for benzin og diesel (jvf. Energistyrelsen) forventes at liggepå hhv. ca. 67 kr/GJ og 59 kr/GJ an forbruger incl. transporttillæg, og i prisniveau 2000.

Brintforbrug i en flåde på ca. 1 mio. personbiler eller mindre varevogne med årskørsel på ca. 20000km/år og køretøj.	ca. 17 PJ/år
Vindkraftkapacitet i behov (offshore med benyttelsestid på 3300timer/år): Årsproduktion fra vindkraft til brintproduktion:	1650 MW_{el} 20 PJ_{el}/år
Kapacitet på elektrolysatorer til brintproduktion:	1400 MW_{brint}
Brintproduktion fra elektrolysatorer i tidsmæssigt sammenfald med brintforbruget (eller produktion i fase med forbruget): Brintproduktion i fase med forbruget, som procentdel af det samlede forbrug: Benyttelsestid for brintproduktion i fase med forbruget:	11 PJ/år 63 % 5500 timer/år
Brintproduktion der har måttet passere lageret: Brint via lageret som procentdel af det samle brintforbrug: Maksimal forekommende effekt under udtræk fra lageret: Benyttelsestid for udtræk fra lageret ved denne effekt:	6.1 PJ/år 37 % 530 MW_{brint} 3300 timer/år
Lagerkapacitet til at opretholde konstant brintforsyning over året: (2 PJ svarer til ca. 4 saltkaverner af Ll. Thorup type) Lagerkapacitet i procentdel af det samlede brintforbrug til transport: Årsproduktion af brint i alt divideret med lagerkapaciteten: Antal lagercykler per år, dvs. årlig lagerpassage/lagerkapacitet:	2.0 PJ 12.2 % 8.2 3.0 cykler/år

Tabel 4.10. Brintproduktion på vindkraft til 1 mio. H_2-biler år 2030.



Figur 4.8 Produktionspris for brint på vindkraft til jævn afsætning gennem året ab lager.

4.3.8 Konklusioner fra reguleringsscenariet

To forhold skal her fremhæves:

Eloverløb via brint til NG-nettet
Fordelene i en udnyttelse af brint (via elektrolytisk brintproduktion og stor-skala lagring af brint), som led i en løsning til udregulering af eloverløb og balancering af elsystemet, vil i høj grad afhænge af den fremtidige markedspris på eloverløb, og således af et fremtidigt elmarkeds alternative muligheder for håndtering af eloverløb.

Er prisen på overløbsel mindre end omkring 5øre/kWh, viser beregninger på simpelt samfundsøkonomisk grundlag (og uden inddragelse af detaljerede systemaspekter og externaliteter fra miljøsiden, ressourceforhold og forsyningssikkerhed m.m.), at elektrolytisk produktion af brint prismæssigt på sigt vil være på niveau med den forventede langsigtede (2020-2030) pris på naturgas på ca. 35kr/GJ ab hovedtransmissionsnet (Energistyrelsen). Produktion af brint på eloverløb for balancering af elsystemet og efterfølgende indfødning af den producerede brint i naturgasnettet i koncentrationer op til omkring 10% kan under disse forudsætninger være en relevant mulighed.

Eloverløb via brint til drivmiddel i transportsektoren
Dersom udviklingen i transportsektoren skaber efterspørgsel på brint som drivmiddel, - til elproduktion via brændselsceller i køretøjer med elbaserede drivsystemer, så vil håndtering af eloverløb i elsystemet i kombination med elektrolytisk produktion af brint til transportsektoren være en meget interessant mulighed.

4.3.9 Synergi ved kombination af regulerings- og fortrængningsscenarier

Synergi ved integreret VE-udnyttelse i el-, varme-, og transportsektoren
Der skal her peges på den potentielle synergi, der kan ligge i en kombination af *reguleringsscenariet* og *fortrængningsscenariet* (afsnit 4.2), hvor transportsektoren og KV-sektoren gensidigt kan skabe forudsætning for øget indpasning af fluktuerende VE-baseret elproduktion (*og CO_2 reduktion*) i begge sektorer. I samspil kan VE-dækningen øges i begge sektorer.

El- og kraftvarmesektoren i *reguleringsscenariet* kan på forbrugssiden få tilført en meget betydelig reguleringsmulighed, via transportsektorens meget fleksible elforbrug. Dette øger KV-systemets evne til at udnytte en øget andel fluktuerende elproduktion, eksempelvis fra vindkraft. En udvikling i transportsektoren, der øger brugen af elbaserede drivsystemer (elbiler), kan skabe en stor ny elforbrugskategori, som har høj fleksibilitet over for, hvornår elforbruget tidsmæssigt placeres. Denne nye forbrugskategori kan udnytte eloverløb direkte (i elbiler på batterier) eller indirekte, eksempelvis via elektrolytisk brintproduktion (til elbiler på brint).

Transportsektoren i *fortrængningsscenariet*, der i stor skala udnytter de elbaserede drivsystemer (elbiler), giver mulighed for, på meget direkte måde, at udnytte de store elbaserede vedvarende energiressourcer (vindkraft, solkraft m.m.). Transportsektoren drager fordel af elsystemets infrastruktur for transmission og distribution af energi, som er geografisk dækkende. Elektrolytisk brintproduktion kan evt. placeres på mindre og små anlæg, som i vid udstrækning vil kunne være geografisk fordelt efter transportsektorens behov. De elbaserede drivmidler til transport får egenskaber fra elsektoren, hvad angår eksempelvis forsyningssikkerhed, flerstrenget ressourcebasis og brændselsfleksibilitet (fleksibilitet på kort sigt og udviklingsmuligheder på længere sigt) samt elsystemets miljøegenskaber m.v. De medfølgende CO_2 reduktionsgevinster øges i takt med elsystemets udvikling mod stadig højere andel VE-baseret elproduktion, og med de elbaserede drivsystemer opnår transportsektoren miljø- og helbredsmæssige gevinster, via bortsubstitution af forurening, der i referenceudviklingen genereres af drivsystemer baseret på benzin og diesel m.v.

4.4 Decentraliseret vedvarende energi scenarie for 2050

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

Figur 4.9 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 4.13 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 4.10 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. metalhydrid-)energilager. Brinten kan overføres til bygningens bil-park, enten direkte eller via lageret. Bilerne kan evt. være forsynet med metalhydrid-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 forsyningssikkerhed, der kan tage vare på lokale systemsvigt og –reparationsperioder.

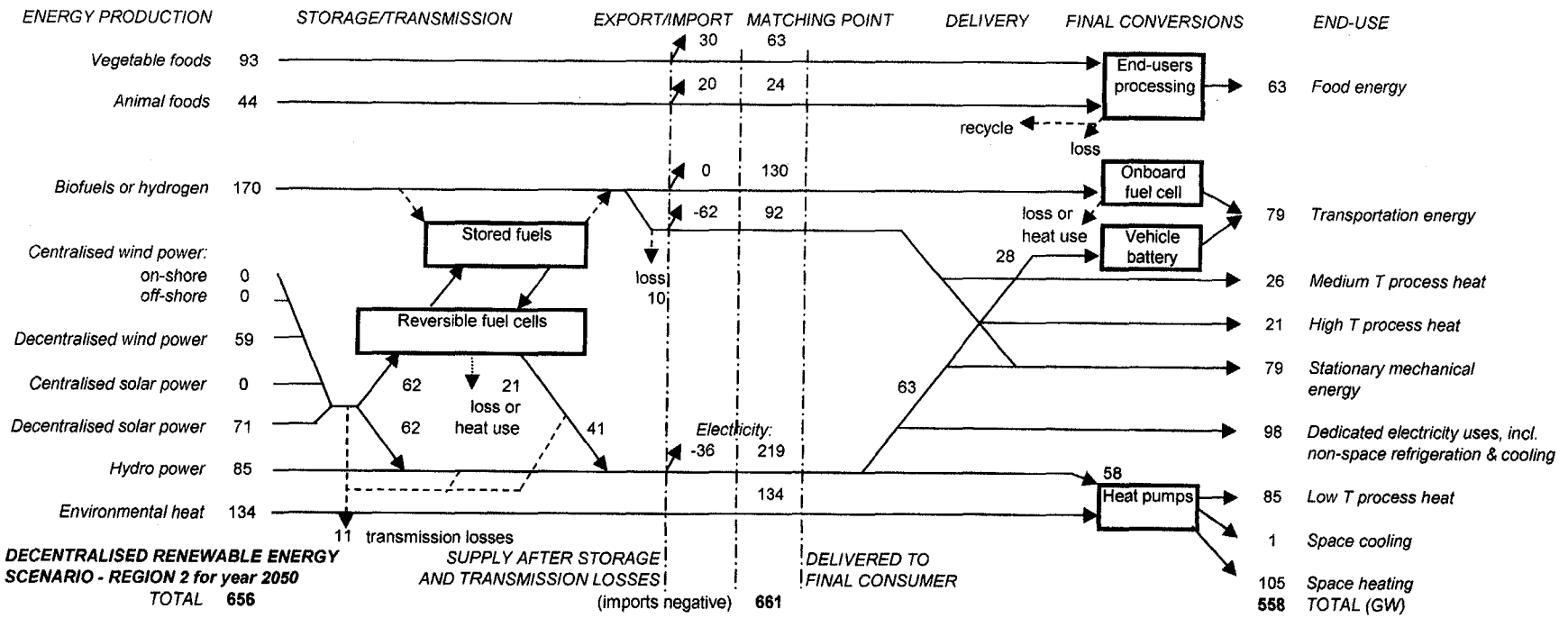
Vejene fra el til brintanvendelse er på figuren betegnet med "1". Hvis systemets brændselsceller er reversible, er det også muligt at producere el og tilhørende varme udfra brint. Herved fungerer brint-systemet som lager og tillader udjævning af forskelle mellem el-produktion og –forbrug, samtidig med 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 udfra 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 4.10.

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.

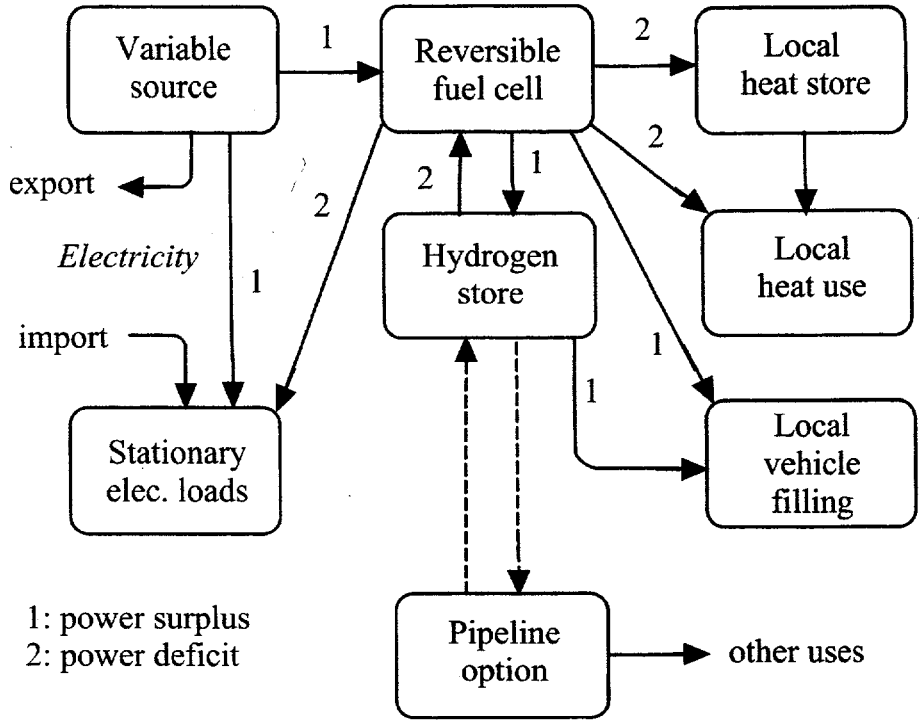
Det decentrale scenarie for 2050 forudsætter en tidlig indsats for energibesparelser. Resultatet er blevet et scenarie med et meget lavt slutforbrug og en decentral opbygning af energisystemet. Nye teknologier er blevet opbygget decentralt, mens gamle teknologier - som fjernvarmenettet - stadig bruges,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



Figur 4.9. Oversigt over et decentraliseret 2050 scenario for Europa (energistrømme er angivet i GW) (Sørensen og Meibom, 2000).



Figur 4.10. Decentraliseret scenarie for Danmark 2050 (Sørensen, 2000b).

4.4.2 Energiressourcerne og produktionsanlæggene

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

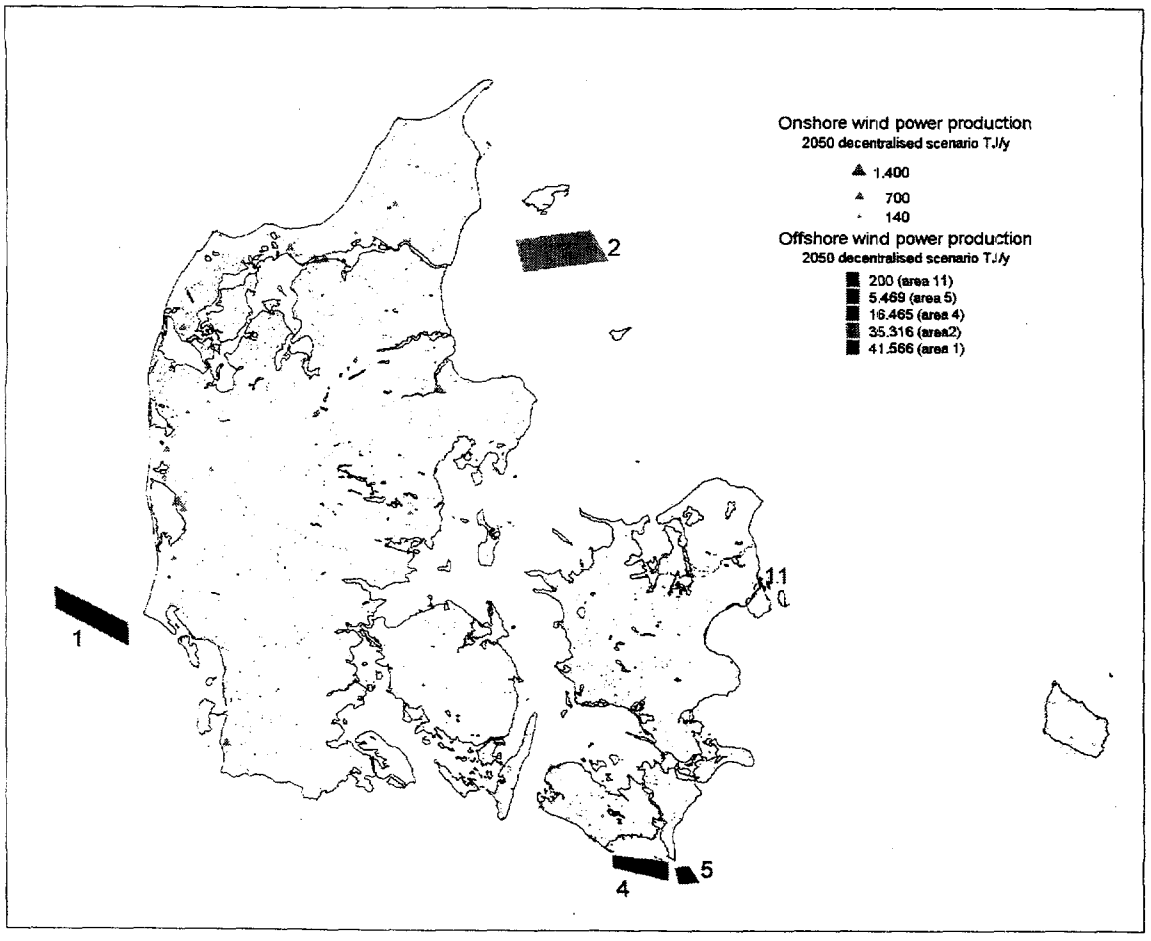
4.4.2.1 Biomasse

I det decentrale scenarie udnyttes kun en lille del af biomassen i energisystemet. Således er det kun de ca. 16 PJ der udnyttes, nemlig til metanolproduktion. Dette valg reflekterer den løbende debat om betimeligheden i at fjerne kulstof fra landbrugets arealer, en debat som i dag ikke har nået en fuld afklaring. Næringsstoffer kan tilbageføres til jorden såvel fra biogasanlæg som fra metanol forgasningsanlæg. Anlæggene til produktion af metanol udfra biomasse er ikke geografisk placeret, men antages at være koncentreret på få industrielle anlæg (eksempelvis placeret som de nuværende olie og naturgas behandlingsanlæg). Der ses ikke i dag udvikling af økonomisk attraktive anlæg i lille skala.

4.4.2.2 Vindkraft

Vindkraften bliver i det decentrale scenarie udbygget på følgende måde. De i dag eksisterende landbaserede vindmøller opgraderes til 2 MW møller, som i 2050 vil leverer 67 PJ/y i middel over en årrække. De øvrige 99 PJ/y skal leveres af havmølleparker. Dette kan ske ved hjælp af en relativt beskeden del af de off-shore områder, der i afsnit 3.8 er identificeret som egnede til vindkraft produktion. De områder der inddrages til vindproduktion i det decentrale scenarie er angivet i Figur 4.11 (i Tabel 3.20 svarer det til område 1, 4, 5, 11 og 35.316 PJ/y eller ca. 50% af område 2).

I off-shore områderne er den installerede effekt ca. 8 MW pr. km^2 eller 6.8 GW totalt. Det totale antal havmøller bliver herved 1700, mod 4446 land-placerede møller.



Figur. 4.11. Lokalisering af vindkraftanlæg og gennemsnitlig vindkraftproduktion i det decentrale 2050 scenarie.

4.4.2.3 Solceller

Anlæggene bliver fordelt efter antallet af egnede bygningsfacader og -tage i hver arealcelle. 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. Kun en del af de potentielt egnede (sydvendte og uden skyggende objekter) arealer er taget i anvendelse. Fordelingen af elektricitetsproduktionen fra solceller, som er ens i det decentrale og det centrale 2050 scenarie, er vist på titelside-billedet, sammen med vindkraft produktionen (de to kan skelnes, da solkraft produktionen per celle aldrig overstiger 10 TJ/y, mens vindkraft produktionen per celle selv for en enkelt mølle overstiger denne værdi: til højre i figur-forklaringen er angivet antallet af celler med produktion i et givet interval).

4.4.2.4 Varme fra omgivelserne

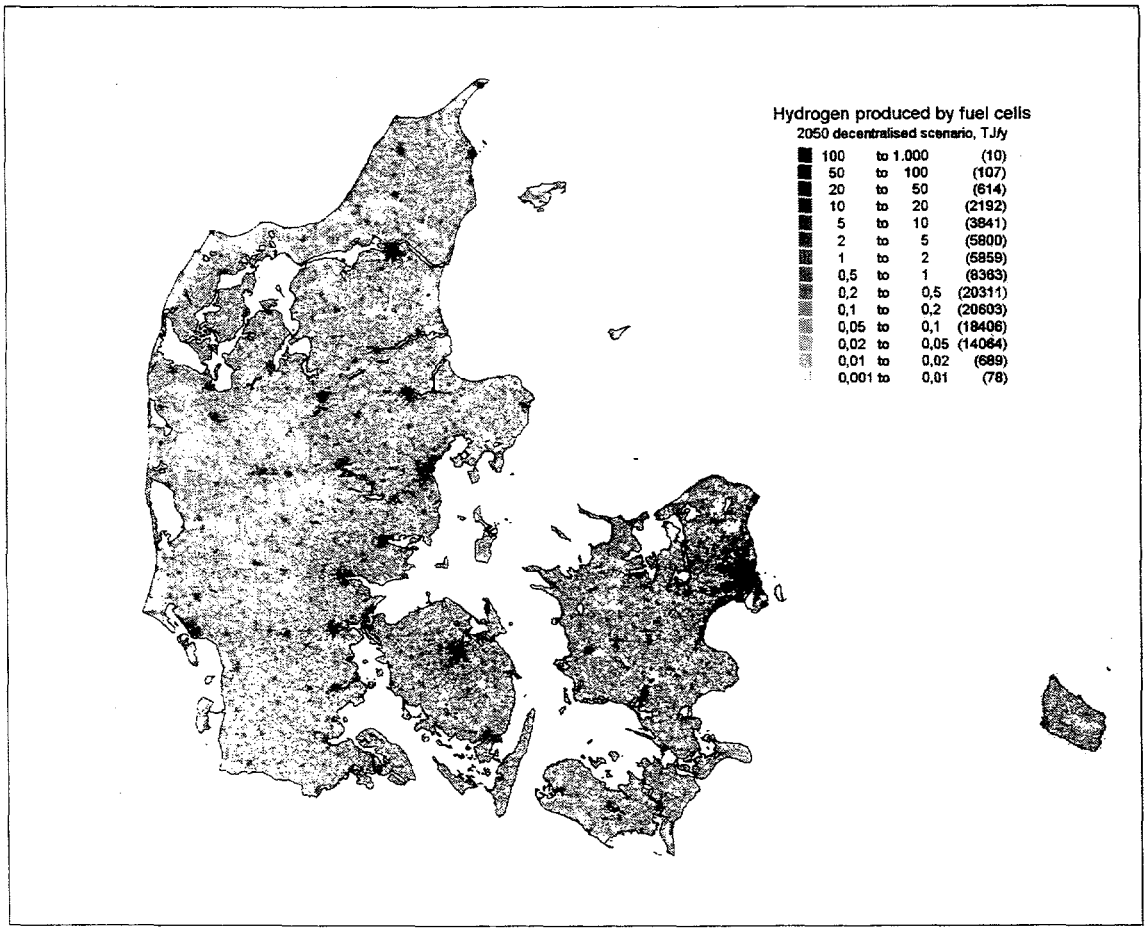
Alle bygninger for installeret en varmepumpe til at udnytte varme fra omgivelserne til rumopvarmning. Dette giver ca. 38 PJ om året.

4.4.3 Brintteknologier i det decentrale scenarie for 2050

4.4.3.1 Produktion og forbrug af brint

Brinten benyttes i transportsektoren, i industrien og til el-produktion. I modsætning til det centrale scenarie er al brint produceret udfra overskudselektricitet, idet den beskedne mængde biomasse i scenariet alene benyttes til metanol-fremstilling. Dette er antaget at ske vha. reversible brændsels-

celler placeret i de enkelte bygninger. Ved el-underløb produceres elektricitet ved hjælp af de reversible brændselsceller. Spildvarme fra de nævnte processer bliver brugt i bygningen til rumopvarmning. Fig. 4.12 viser den geografiske fordeling af brintproduktionen uf fra el. Gendannelsen af el fra lagret brint har samme geografiske fordeling med et niveau der er væsentligt mindre (se Fig. 4.13).



Figur 4.12. Den geografiske fordeling af brintproduktion i det decentrale 2050 scenarie.

Køretøjer i bygningernes garager ol. optankes med brint fra direkte produktion eller lager. Forskellen fra det centrale scenarie er beliggenheden af optankningsstederne. Mens 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, så optankes resten af forbruget decentralt. Brintforbruget for brintdrevne person- og varebiler fordeles derfor på bygningsarealerne, idet optankningen sker ved bygningerne.

4.4.3.2 Produktion af metanol

Metanolen produceres ud fra biomasse i centrale biomasse anlæg, og som nævnt sker der ingen tilsvarende brintproduktion i dette scenarie.

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 diesel brændstoffer. Brinten lagres i metalhydrid (eller fremtidige kulstof nanofiber) lagre, som er placeret i de enkelte bygninger. Der vil ikke blive benyttet noget overordnet ledningsnet til brintdistribution. Energi, der købes eller sælges, transmitteres således altid som el via elnettet.

4.4.4 Opsummering

Det samlede decentrale scenarie er vist som Sankey-diagram i Figur 4.13. Tidsanalyserne i kapitel 5

vil vise, at omend dette scenarie er konsistent på årsbasis, så er lagerkapaciteten utilstrækelig på visse årstider. Når disse forøges, forøges også tabene, hvilket gør at scenariet vil blive let modificeret. Den reviderede udgave diskuteres i kapitel 5, hvor også det samlede lagringsbehov beregnes.

4.5 Centraliseret vedvarende energi scenarie for 2050

Figur 4.14 giver den til Figur 4.10 svarende oversigt over brinthåndteringen i den centraliserede version af 2050 scenariet. 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 på markedet i dag (se f.eks. de Nora/Nuvera, og Diamond-lite/Proton Energy, salgsmateriale), om end 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, eller i fremtiden med stationære, og evt. reversible, brændselsceller. At det endelige valg er vanskeligt at foretage nu, skyldes 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 kan tænkes 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 (til brug i transportsektoren), men den kan også anvendes til metanol-produktion, idet metanol vil kunne anvendes i transportsektoren med færre infrastrukturændringer end for brint selv. Teknisk set vil dette indebære en højtemperatur proces med tilledning af CO_2, hvorved energiindholdet i brint flyttes over til kulstofforbindelsen (Sørensen, 2000). Det er klart at dette procestrin 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.

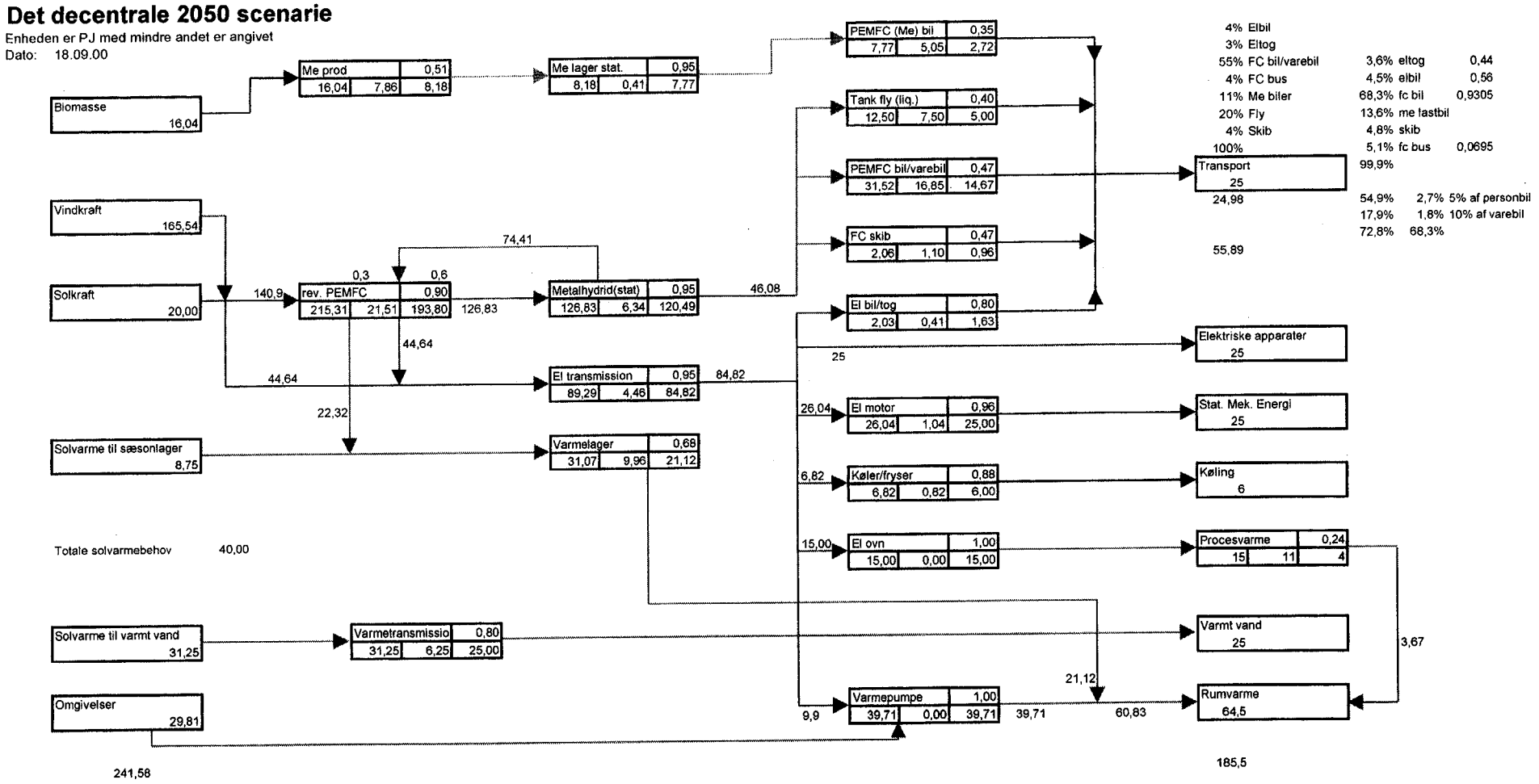
Det centrale scenarie for 2050 kan ses som en videreudvikling af 2030-scenarierne - og specielt fortrængningsscenariet. Forbrugssiden er fastlagt ved en modificeret model, set i forhold til forbruget i det decentrale scenarie.

4.5.1 Forbruget

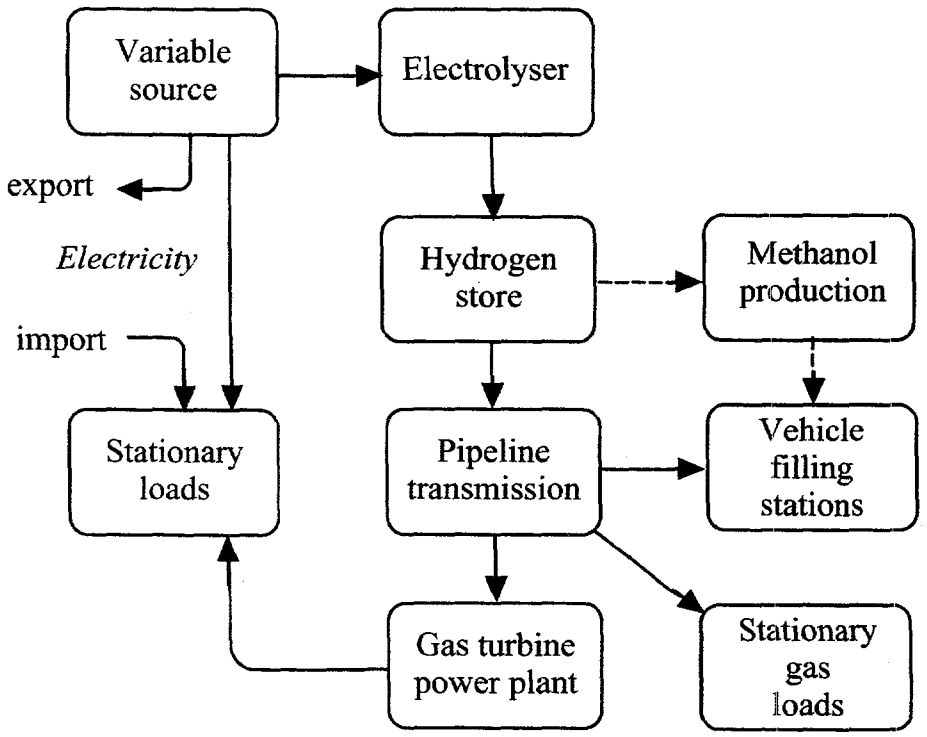
Det samlede slutforbrug er ca. 260 PJ i dette scenarie. Slutforbruget i det centrale scenarie er væsentligt større end i det decentrale. Stigningen skyldes dels antagelsen om et tre gange så højt forbrug i transportsektoren. Dette merforbrug skyldes i betydelig grad et øget forbrug af flyrejser - både ferie- og forretningsrejser - men også mere vejtransport. Dels er det direkte elforbrug i det centrale scenarie dobbelt så stort som i det decentrale scenarie. Dette merforbrug, som har sit udgangspunkt i en større bestand af el-krævende apparater, er jævnt spredt ud over forbrugssektorerne: industri, handel, offentlige og private forbrugere.

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. 540 PJ til det danske system.



Figur 4.13. Energistrømme i det decentrale 2050 scenarie.



Figur 4.14. Centraliseret scenarie for Danmark 2050 (Sørensen, 2000b).

4.5.2.1 Biomasse

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 er ikke geografisk placeret, men tænkes at foregå på få, store anlæg, f. eks. lokaliseret ved de nuværende behandlingsanlæg for olie og gas.

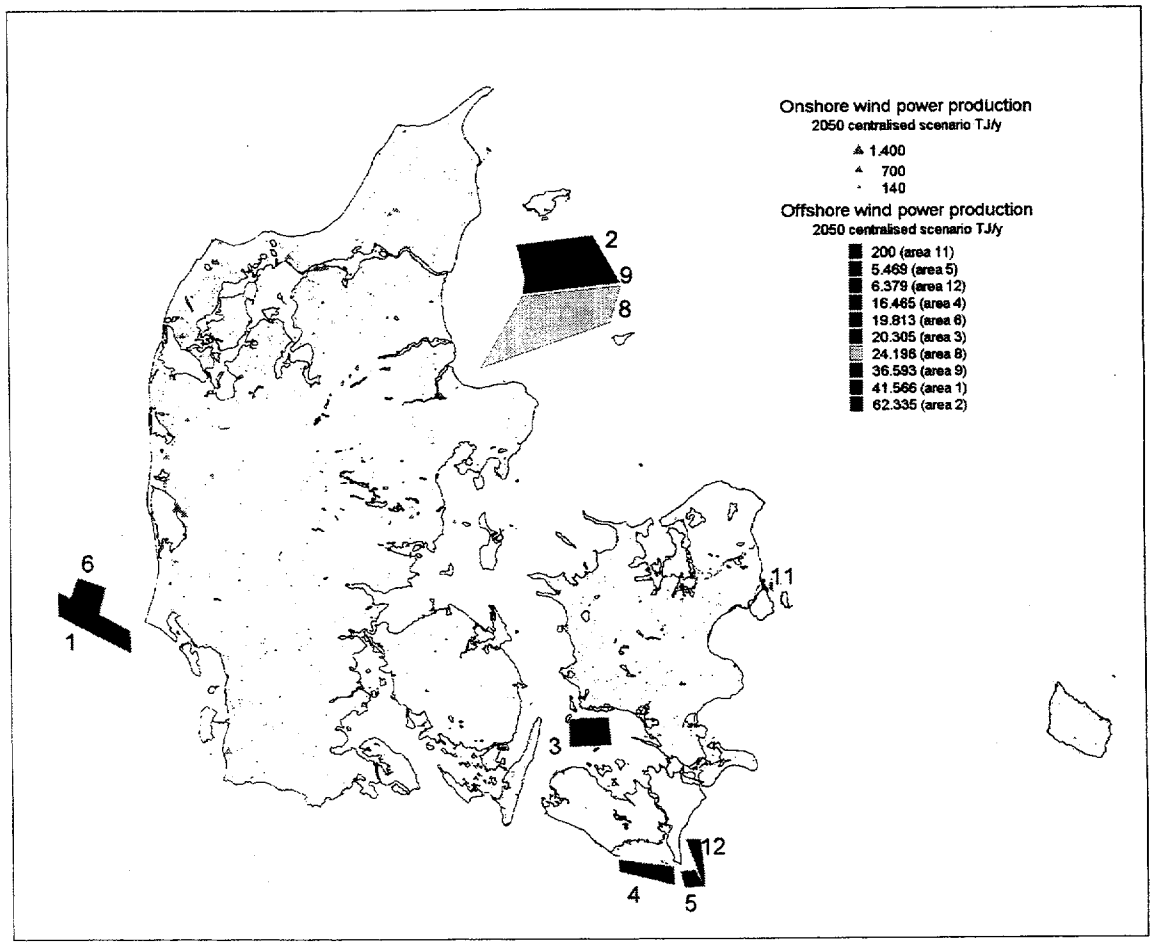
4.5.2.2 Vindkraft

Vindkraften bliver dels udbygget ved at de nuværende landbaserede vindmøller bliver opgraderet til 2 MW møller, ligesom i det decentrale scenarie. Antallet af vindmøller på land forøges ikke relativt til i dag. De landbaserede vindmøllers årsproduktion er således ca. 67 PJ. Resten af produktionen bliver leveret af mølle placeret off-shore i havmølleparker. Der skal anvendes flere af de reserverede arealer end i det decentrale scenarie, men stadig kun lige under halvdelen af det totale potentiale estimeret for disse arealer (se Tabel 3.20). Udnyttelsen af off-shore arealer i det centrale scenarie er angivet i Figur 4.15 (svarende til arealerne 1-6, 9, 11, 12 og 24.196 PJ/y (ca. en sjettedel) af 8 i Tabel 3.20). Den gennemsnitlige årsproduktion er på 213 PJ.

I off-shore områderne er den installerede effekt ca. 8 MW pr. km^2 eller 14.7 GW totalt. Det totale antal havmøller bliver herved 3666, altså færre end de 4446 møller der i dag (samt i scenarierne) vil findes på land.

4.5.2.3 Solceller

Der antages at ske 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.



Figur 4.15. Geografisk placering af vindkraftproduktion i det centrale 2050 scenarie.

Solcelle anlæggene bliver fordelt ud på alle bygninger, med lige meget pr. bygning. Dette giver en fornuftig nedprioritering af etagebygninger. Alternativt kunne anlæggene fordeles ud fra bygningernes grundareal, men vi har ikke haft adgang til denne del af BBR-registret.

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 taget fra omgivelserne figurerer i Fig. 4.17, men kan opfattes som "gratisvarme".

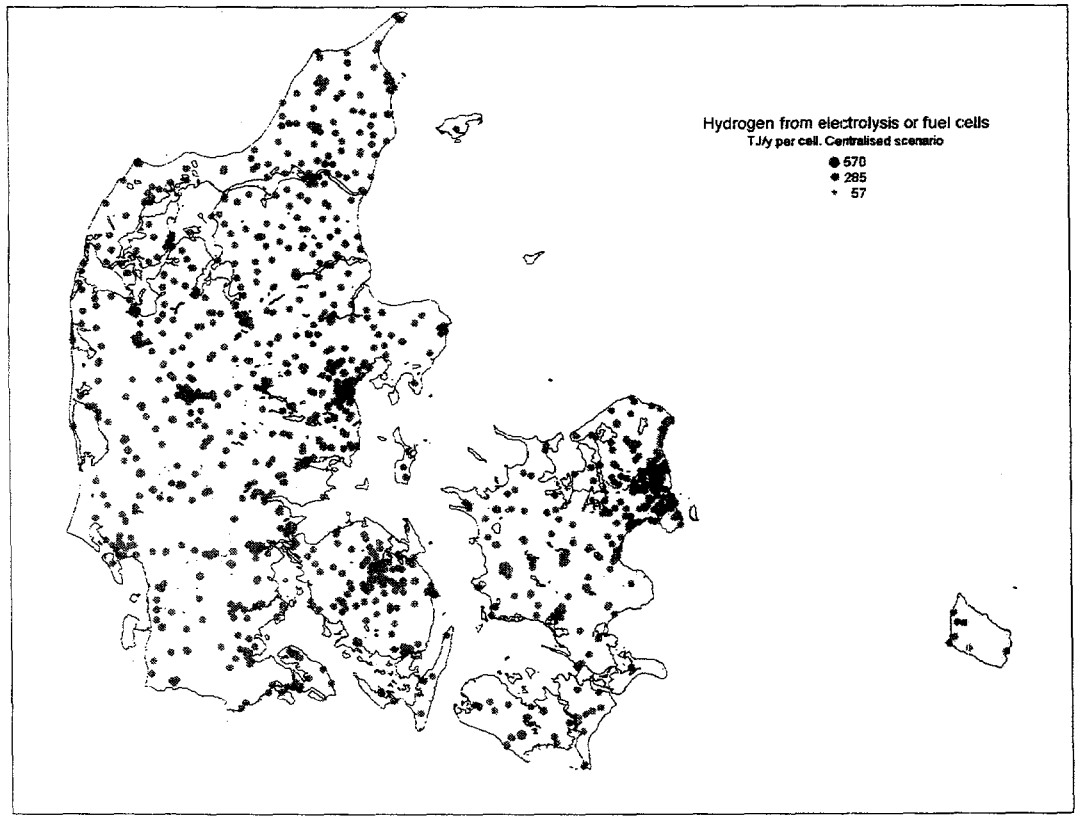
4.5.3 Brintteknologier i det centrale scenarie for 2050

4.5.3.1 Produktion og forbrug af brint

Brinten bliver til dels brugt til at producere strøm, når der er el-underløb. Det antages, at halvdelen* 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. Den geografiske fordeling af brintproduktionen fra brændselsceller eller elektrolyseanlæg er derfor som angivet i Fig. 4.16.

* Hvor stor en andel af elektriciteten, der skal komme fra brint, kan i princippet 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. Som det vil vise sig i Kapitel 5, er gælder dette også i det centrale 2050 scenarie.

Brinten bruges bl.a. i transportsektoren. I forhold til 2030 fortrængningsscenariet er dækningen øget til 100%, bortset fra de dele af transportsektoren, der er holdt uden for (cf. afsnit 3.4):

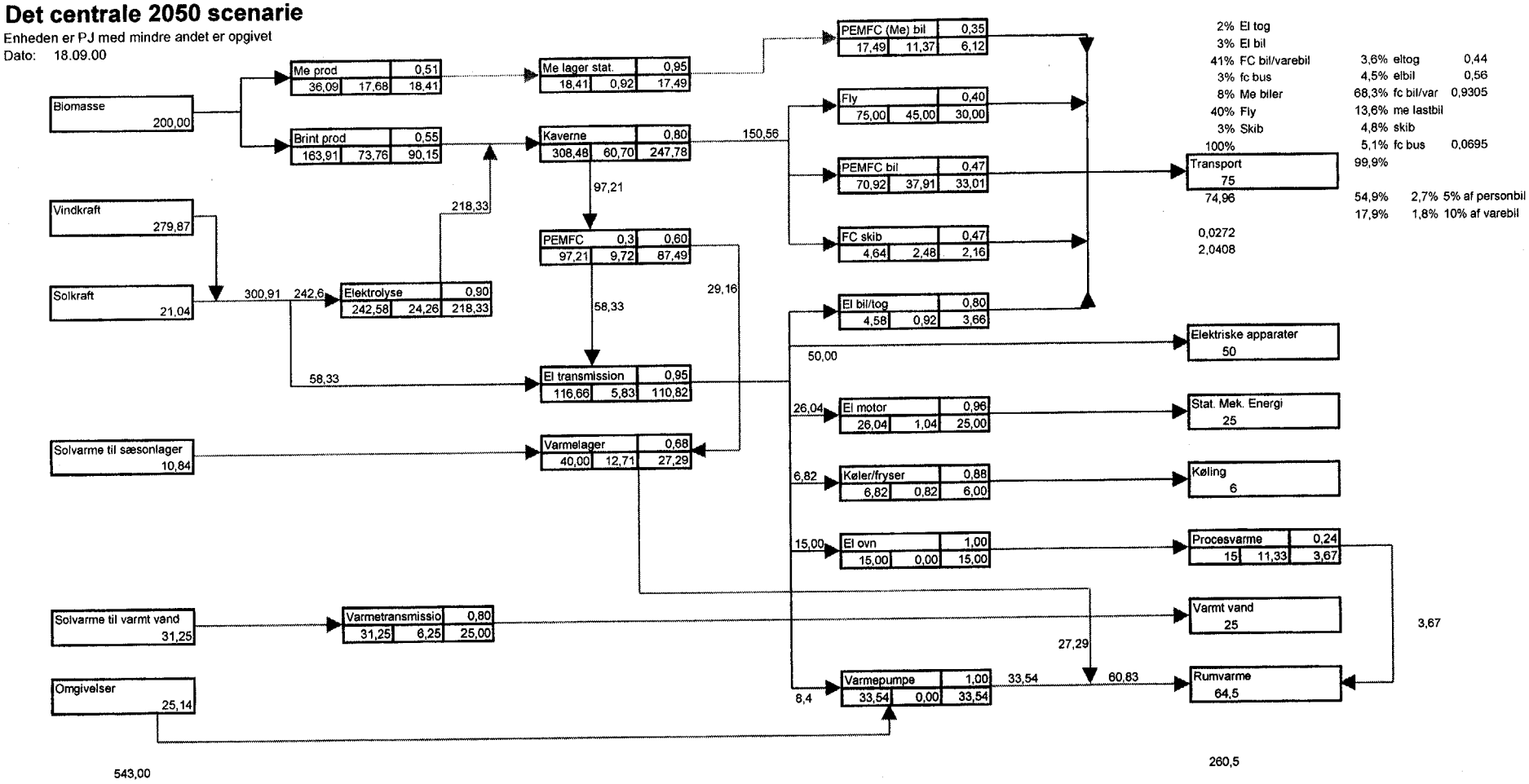


Figur 4.16. Brint produktion fra overskudselektricitet i det centrale 2050 scenarie. Produktionen sker på brændselscelle- eller elektrolyseanlæg placeret ved nuværende kraftvarmeværker.

- 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 er derfor fordelt på cellerne 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.
- Lastbiler antages at køre 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 udfra biomasse

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.



Figur 4.17 Sankey diagram for det centrale scenarie.

Derudover bliver der som nævnt i foregående afsnit produceret brint ved store brændselscelle eller elektrolyse anlæg, der er placeret ved de nuværende kraft(varme)værker.

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 eller akviferer, som via brintnettet gør brinten tilgængelig for hele landet. Kavernernes tilslutning til brintnettet er punktvis, så kendskab til den præcise udstrækning af kavernerne er ikke nødvendig. Kavernestørrelserne vil blive diskuteret i Kapitel 5.

4.5.4 Opsummering

Figur 4.17 viser Sankey-diagrammet svarende til det centrale scenarie. Alle strømme er balanceret så scenariet er konsistent på årsniveau. Som diskuteret i kapitel 5 viser dette sig også tilfældet under timesimuleringens forløb gennem året.

5. Tidsanalyser

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, -omdannelse og -forbrug, så kan analysen af tidsserier af produktion og forbrug fortælle, hvor store krav der skal stilles til energilagre 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 ved en stor udbygning af de vedvarende energikilder, og dels fordi det faktisk er simplere, når der ikke skal simuleres både de sidste fossile komponenter i systemet og samtidig de nye. F.eks. undgås de bindinger mellem elektricitet og varme, som ligger i dagens udbredte anvendelse af samproduktion (CPH) på store og mindre krafvarmeværker (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 forsyningssiden, 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 størelser 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^2. Den har 8 m^2 vinduer på sydsiden, 5 m^2 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. Luftskiftet på 250 m^3/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^2. 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 5.14. I simuleringen af solvarme til dækning af det skitserede forbrug er det antaget, at der til rumopvarmning kræves en minimum fremløbstemperatur 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, 2001; ELTRA, 2001), men normeret. Tidsserierne er derfor klar til skalering til det samlede forbrug i hvert af 2050 scenarierne, hvor det centrale 2050 scenarie antager et elforbrug der er dobbelt så stort som det decentrales. Indflydelse af koncentrationer af ferieperioder ses tydeligt i forløbet, ligesom variationer mellem hverdage og weekend'er.

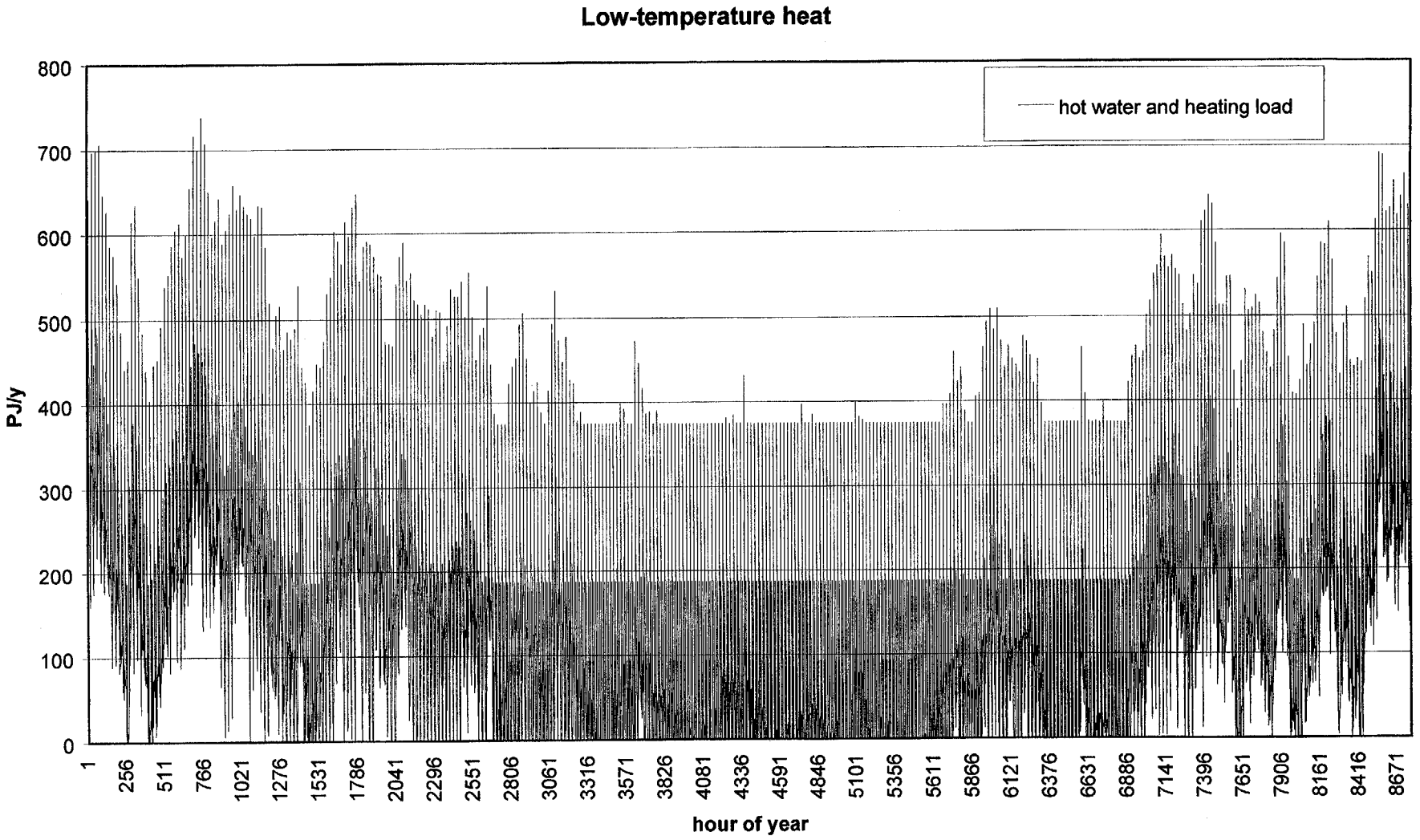
For transportforbruget er der ikke opstillet nogen detaljeret tidsprofil, idet optankningen med brint eller metanol antages at give en jævn fordeling af forbruget (mellem et stort antal klienter) set fra leverandørens side. En dag-nat forskel er anvendt i modellen, af hensyn til den decentrale oplagring 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 jævnere varmtvandsforbrug har en større vægt, når bygningers opvarmningsforbrug sænkes), mens situationer for elektricitet er uændret ifølge antagelserne.

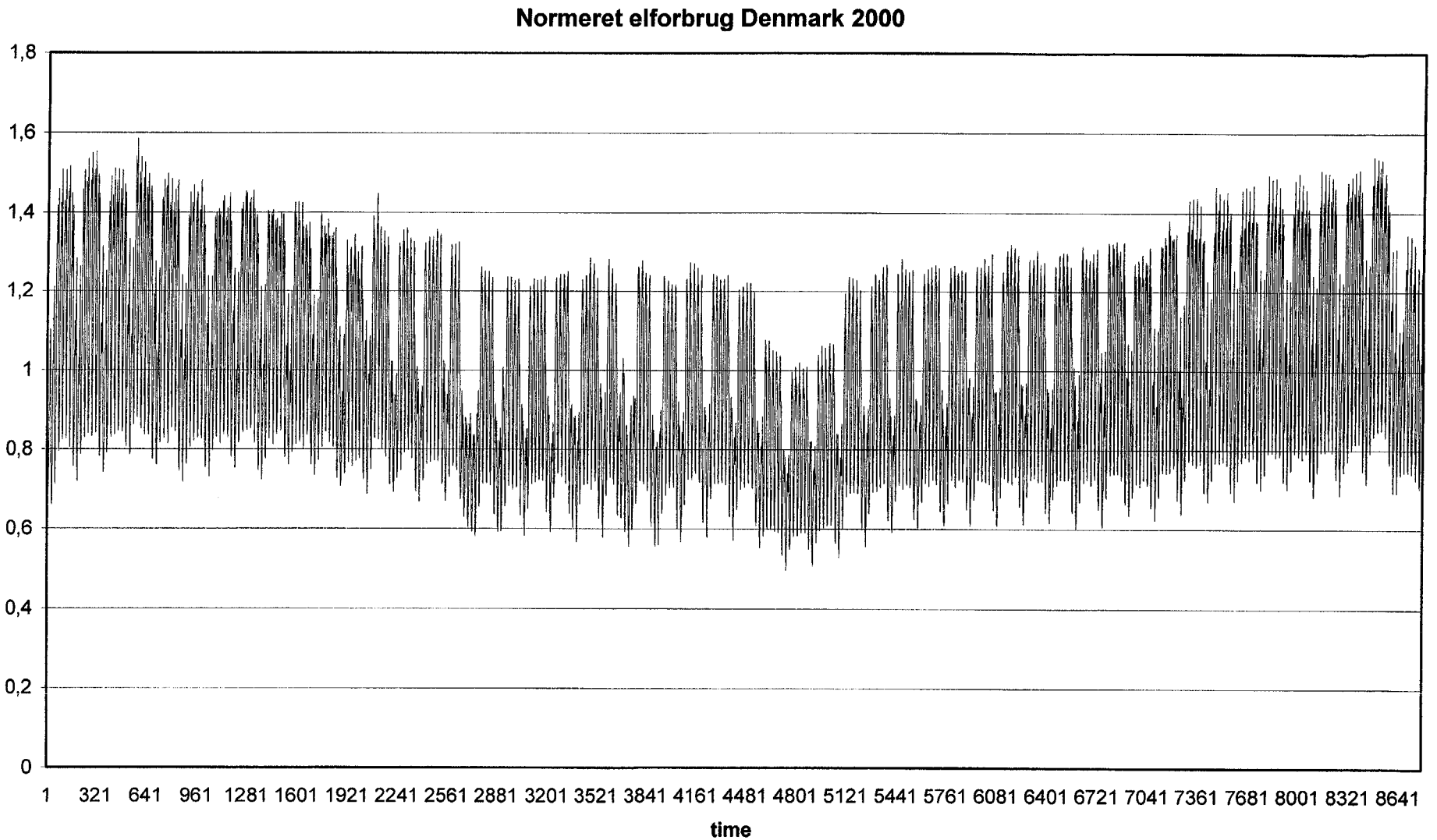
Der er ikke taget hensyn til de betydelige muligheder for at påvirke forbrugsprofilerne, som foreligger. Det kan ske ved prissignaler, der eksempelvis gør det fordelagtigt for energikunderne at prioritere energiaktiviteter som "umiddelbart nødvendige", "kan vente op til N timer", og "haster ikke særligt, 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 som energiforsyning medføre, at et væsentligt energiforbrug til opladning af batterier kan skubbes indenfor ret vide rammer.

5.2 Tidsprofiler af scenariernes energiproduktion

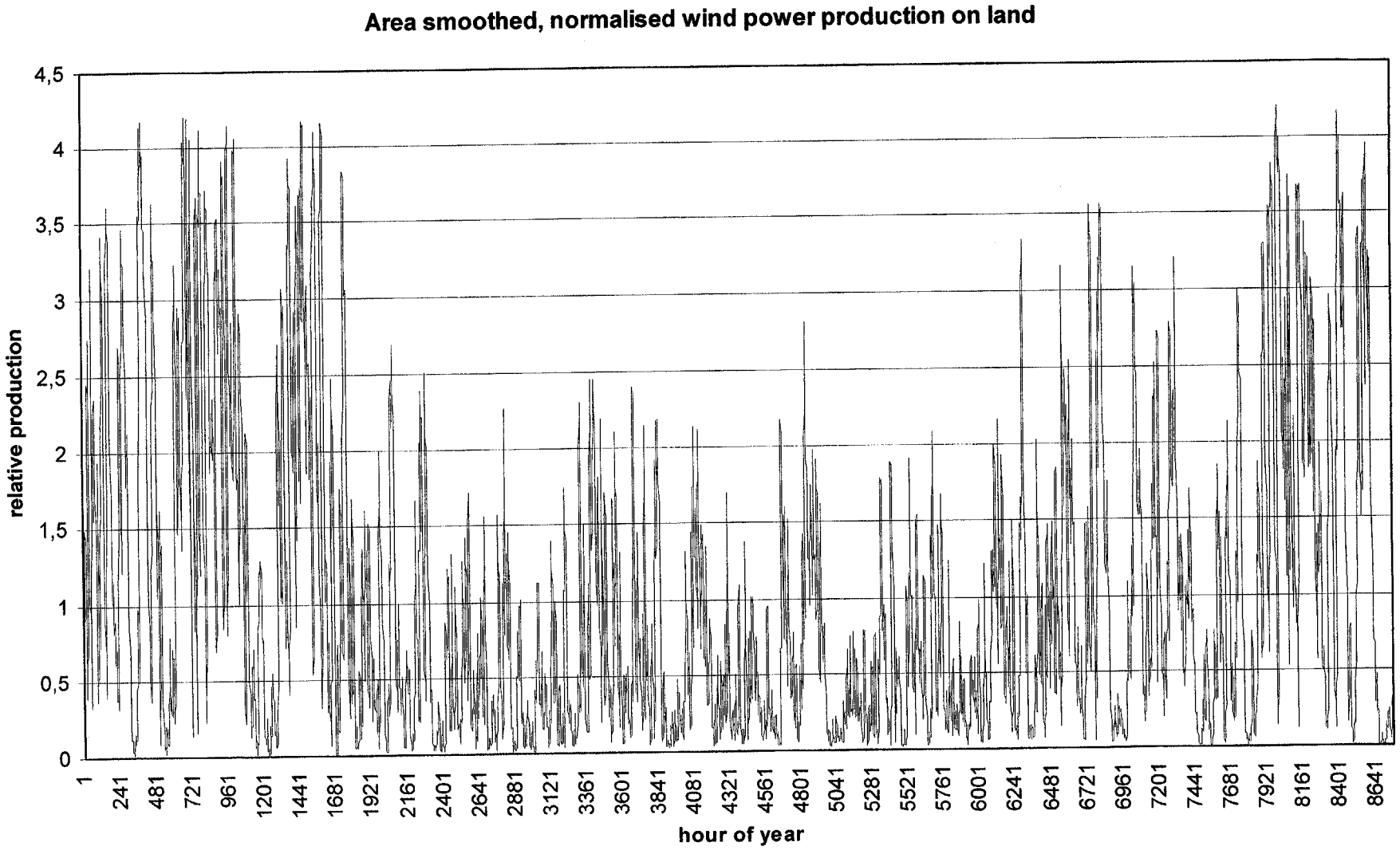
Scenariernes betydelige udbygning af vindkraft sker dels ved at de i dag eksisterende møller på land ombyttes med nye møller (når de alligevel skal udskiftes). De nye møller er antaget at have en mærkeeffekt på 2MW, hvilket trods at der i nogle tilfælde er tale om et betydeligt spring i størrelse ikke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



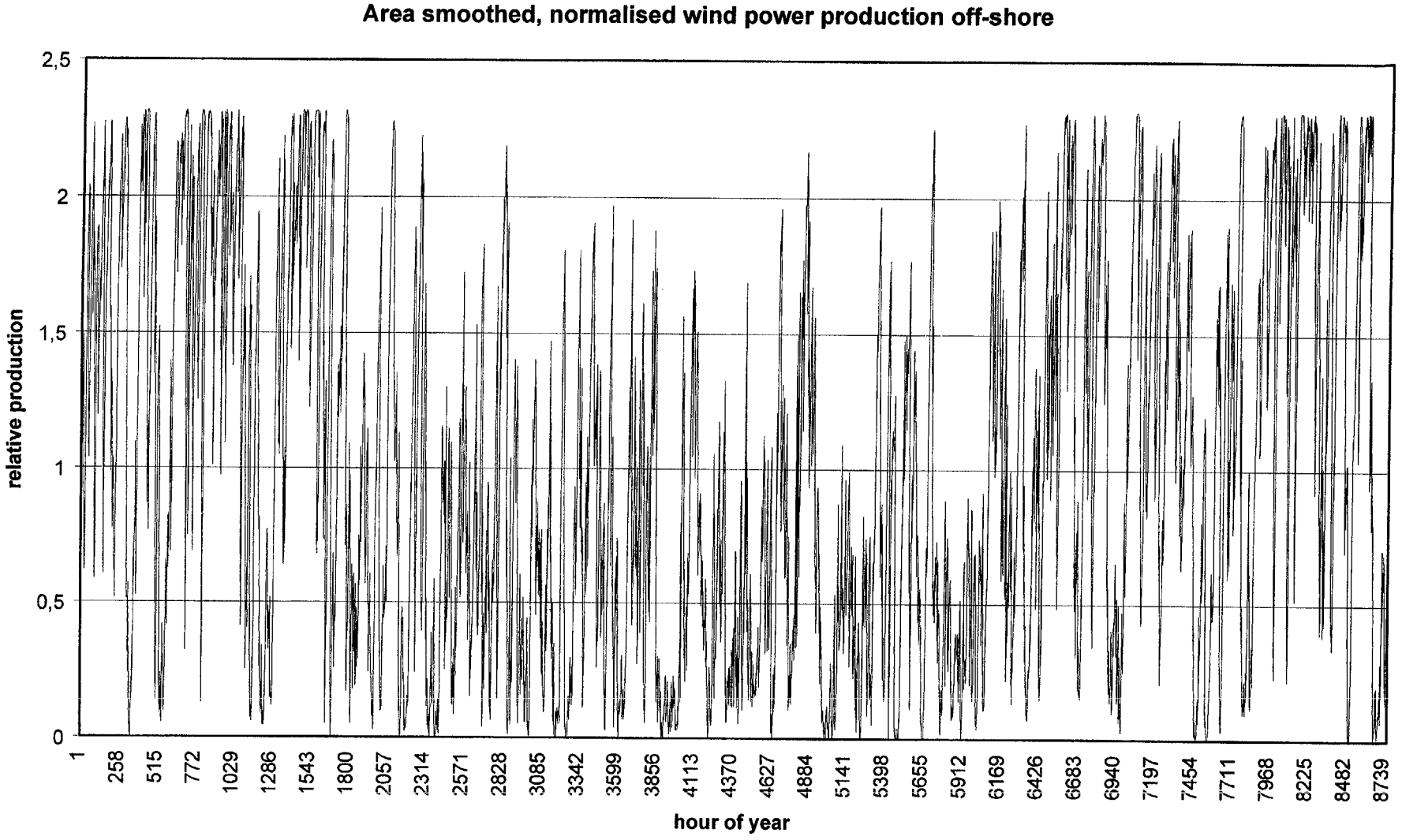
Figur 5.1. Samlet timeprofil af 2050 forbrug af lav-temperatur varme til rumopvarmning og varmt vand.



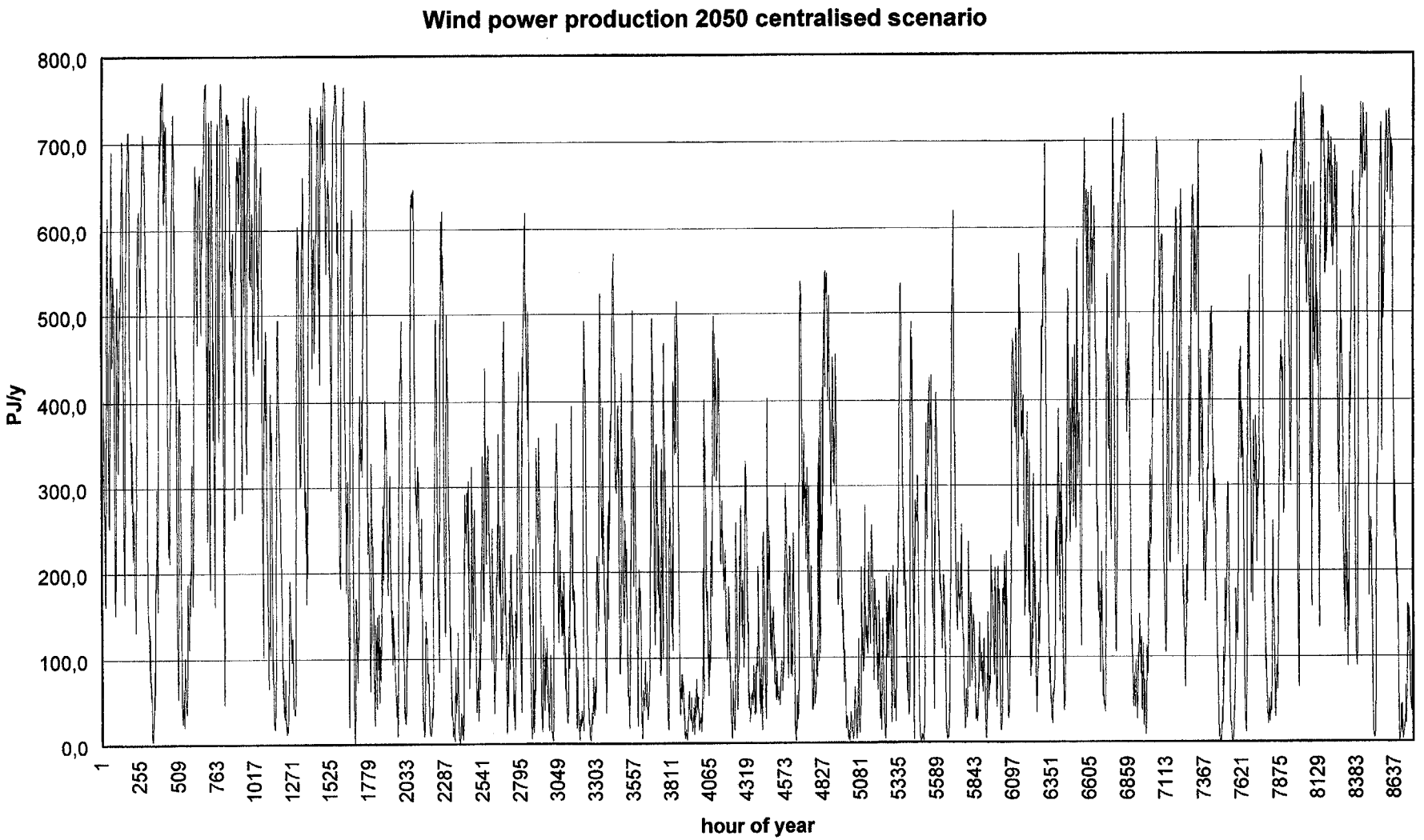
Figur 5.2. Antaget ikke-substituerbart elektricitetsforbrug timevis gennem året 2050 for begge scenarier (normeret, baseret på timeserier for det faktiske forbrug i år 2000, for hele Danmark; Elkraft, 2001; Eltra, 2001).



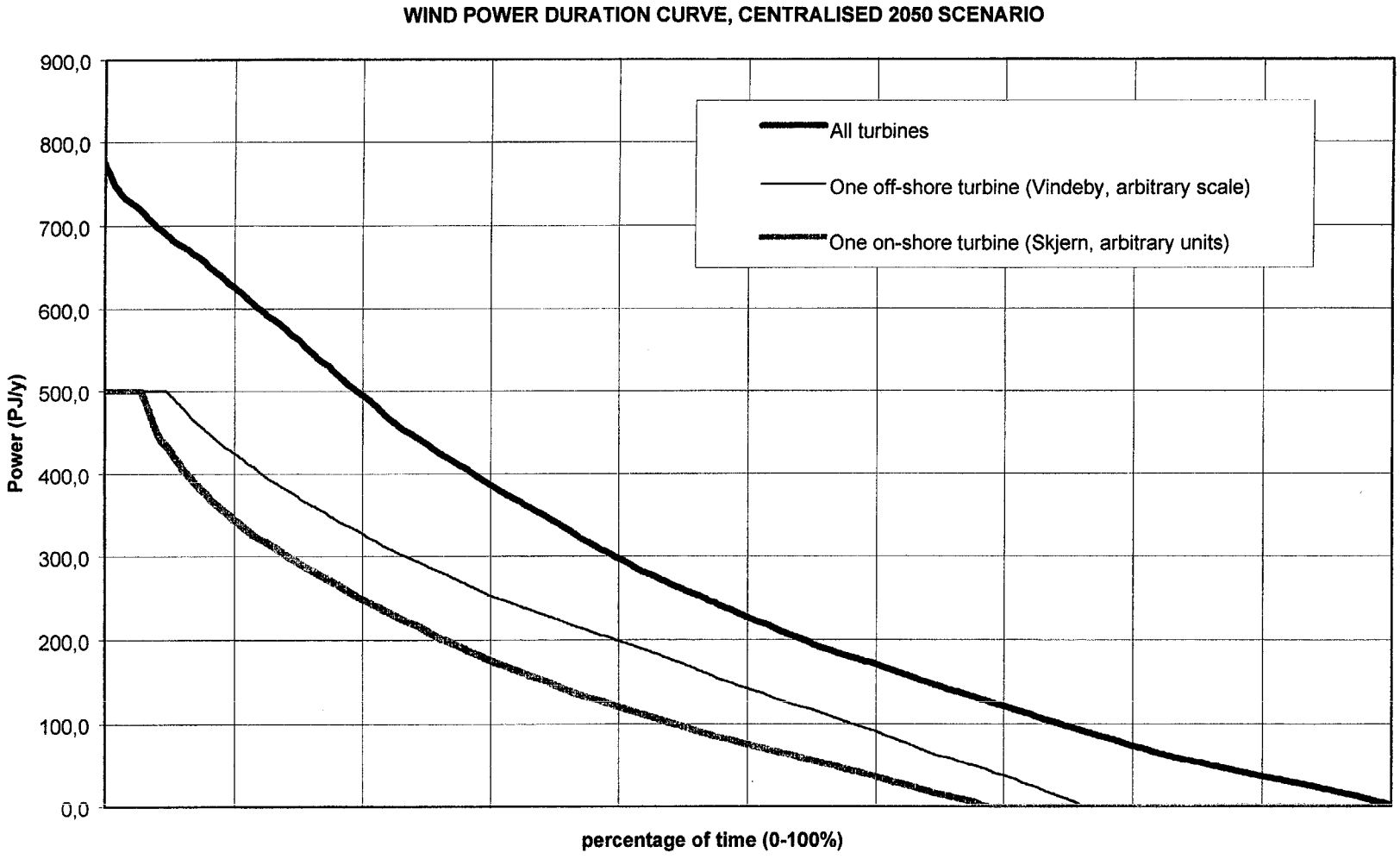
Figur 5.3. Timeserie for relativ produktion fra vindmøller på land (baseret på Ravn, 2001)



Figur 5.4. Timeserie for relativ produktion fra vindmøller til havs (baseret på Ravn, 2001)



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



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.

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. Det er antaget at disse har en gennemsnitlig tæthed på 2 per km^2 (den aktuelle afstand mellem møller afhænger af det valgte møllemønster samt af vindroseforhold på stedet). Analysen i afsnit 4.4 og 4.5 viser hvilke off-shore arealer, det er nødvendigt at inddrage, for hvert af scenarierne.

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). Der er ved skaleringen af data taget hensyn til at den installerede kapacitet af vind turbiner er vokset i løbet af måleperioden, og justeret således at tidsserien svarer til et konstant antal turbiner. Disse data, der endnu må betegnes som foreløbige, er benyttet til at få et indblik i værdien af at vindkraft-produktionen 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.

Figurerne 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 ruhedsparametre (bygninger, træer osv.) end fremtidens højere møller vil være. Denne begrænsning gælder kun landmøllerne, idet havmøllernes produktion er beregnet udfra 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 vindproduk-tionen 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 scenaries 3666 havmøller 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 alene til det antal møller pr. arealenhed som fremgår af den nuværende udbygningsplan (til 2008), dvs. en vægtning proportional med de i denne forbindelse reserverede arealer: Læsø 100 km^2, Rødsand 116 km^2, Omø Stålgrunde 70 km^2, Horns Rev 146 km^2, og Gedser Rev 112 km^2. 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 i beregningerne (Ravn, 2001) anvendte møllevinger giver maksimal åraproduktion 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).

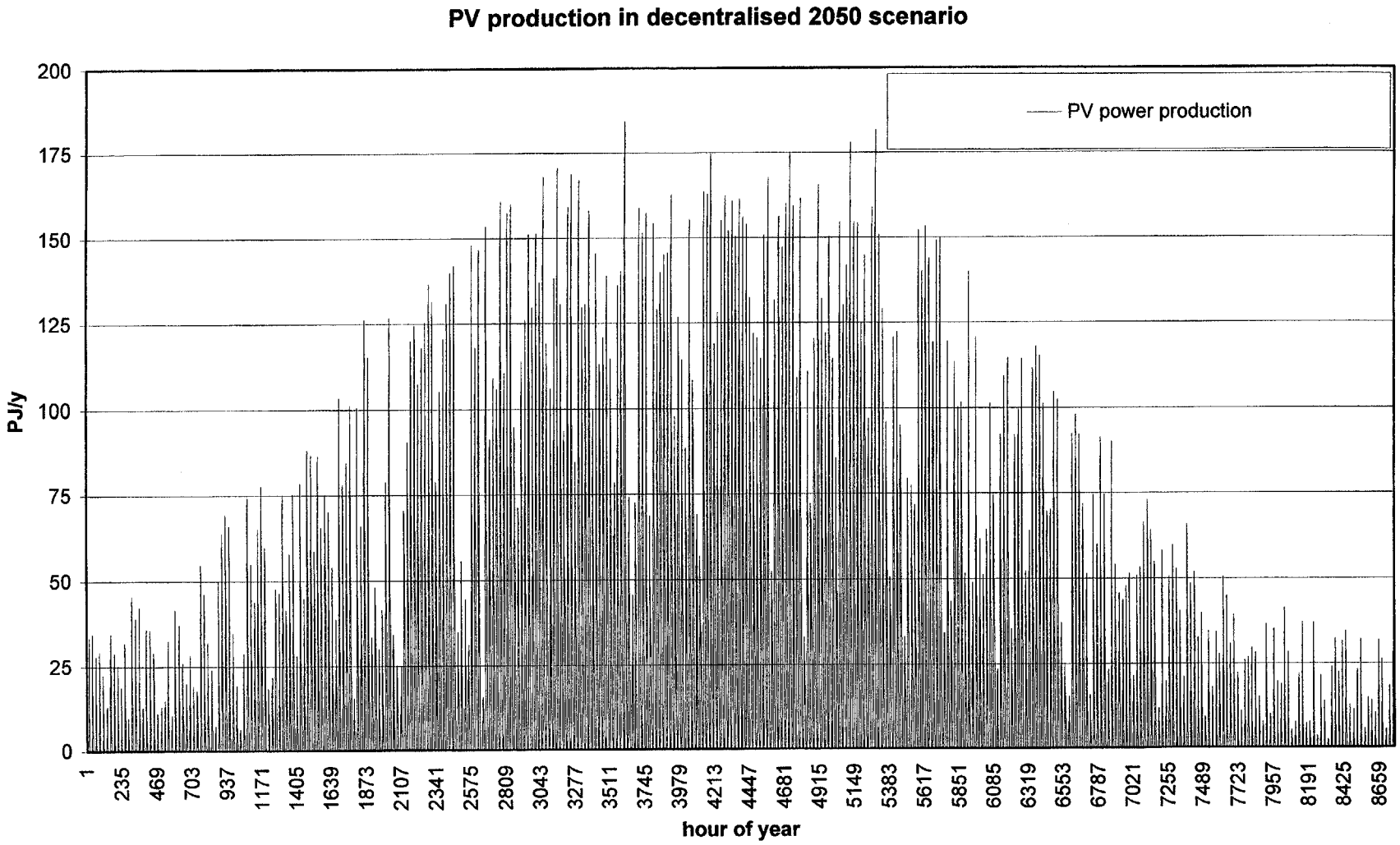
Omfanget af geografisk udglatning er kvantifiseret i Figur 5.6, som viser varighedskurver af den producerede effekt, for det samlede antal møller i det centraliserede scenario, og til sammenligning for en enkelt mølle, enten on-shore eller off-shore. Sidstnævnte står stille hhv. 32% og 25% af tiden, 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 temperatur afhængighed af nogle solcellers ydelse (Sørensen, 2001b). Det centrale scenarie har stort set samme PV produktion (se Fig. 4.3 og 4.4).

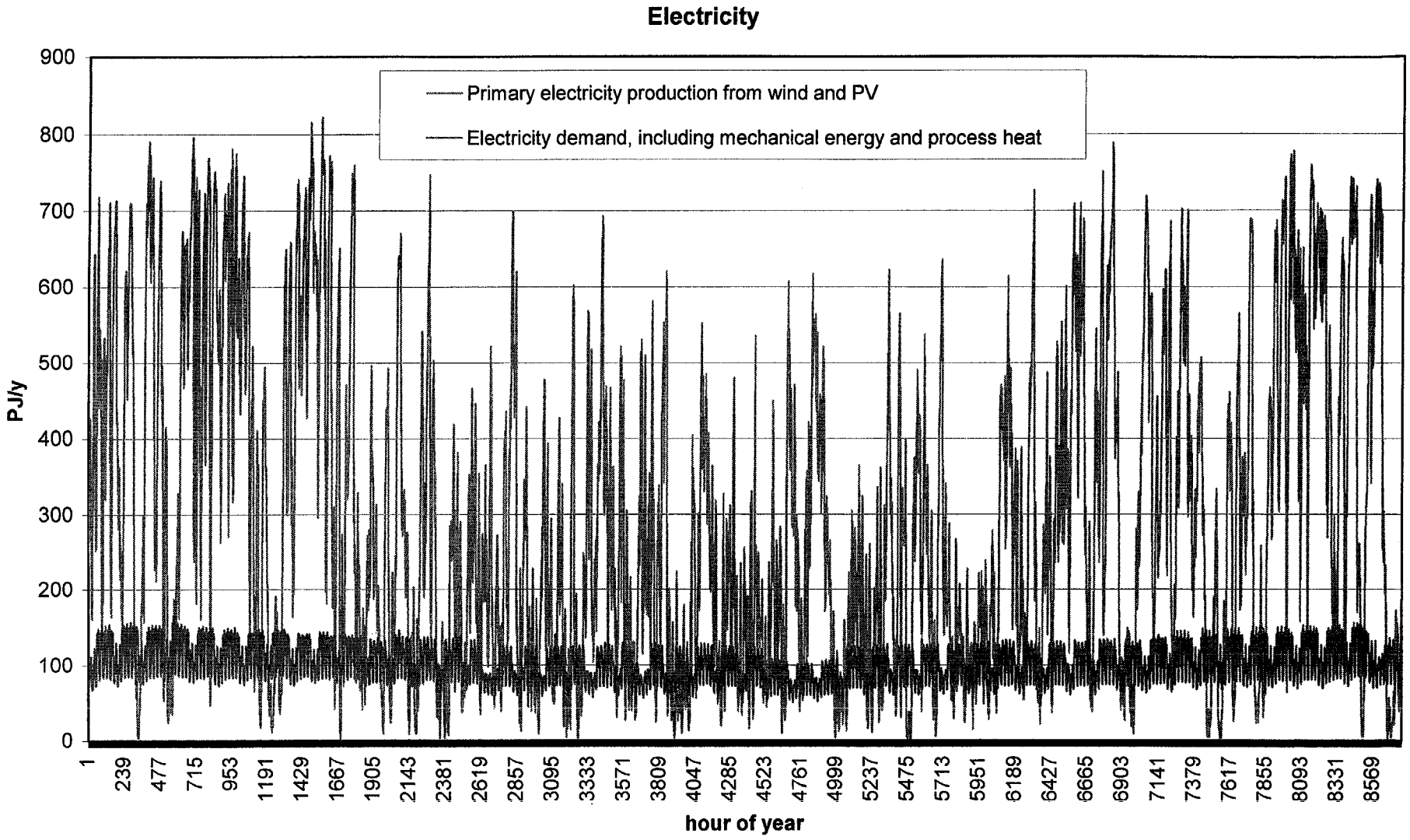
Figur 5.8 og 5.9 viser den samlede elproduktion i det centrale 2050 scenarie, sammenholdt med det samlede elforbrug. Det bør ikke undre at produktionen er så meget større end det primære elforbrug, da el i begge scenarier bruges til en række sekundære formål (såsom procesvarme ved middel og høj temperatur, 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 vejrfrontsystemer 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 ca. 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).

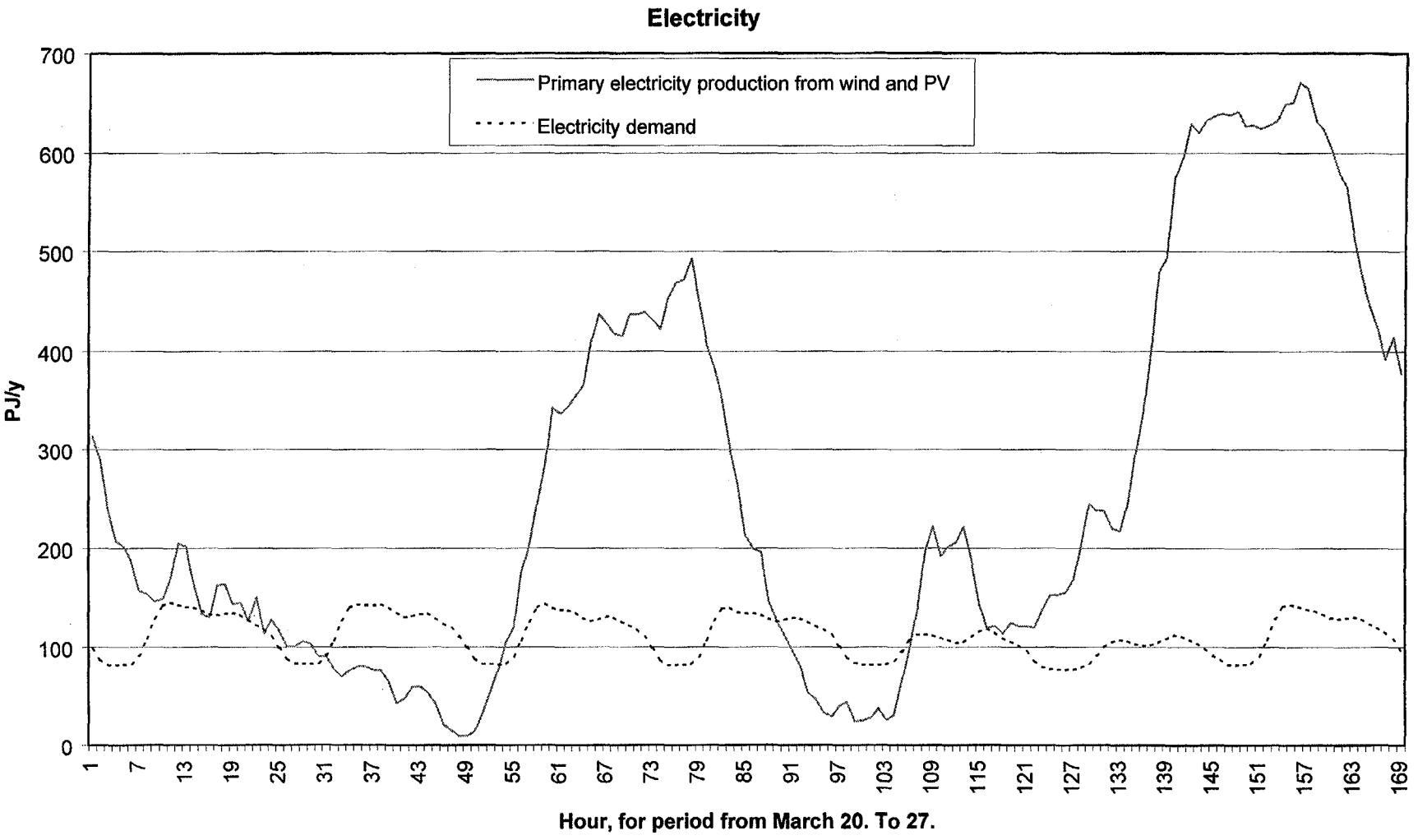
Figur 5.10 og 5.11 viser for et lille og et stort solvarmeanlæg, time for time hvor meget indfanget solenergi, som har høj nok temperatur til at kunne overføres til varmelagret, og hvor meget af denne oplagrede solenergi, som har høj nok temperatur til at kunne dække forbruget af rumvarme og varmt vand, 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.



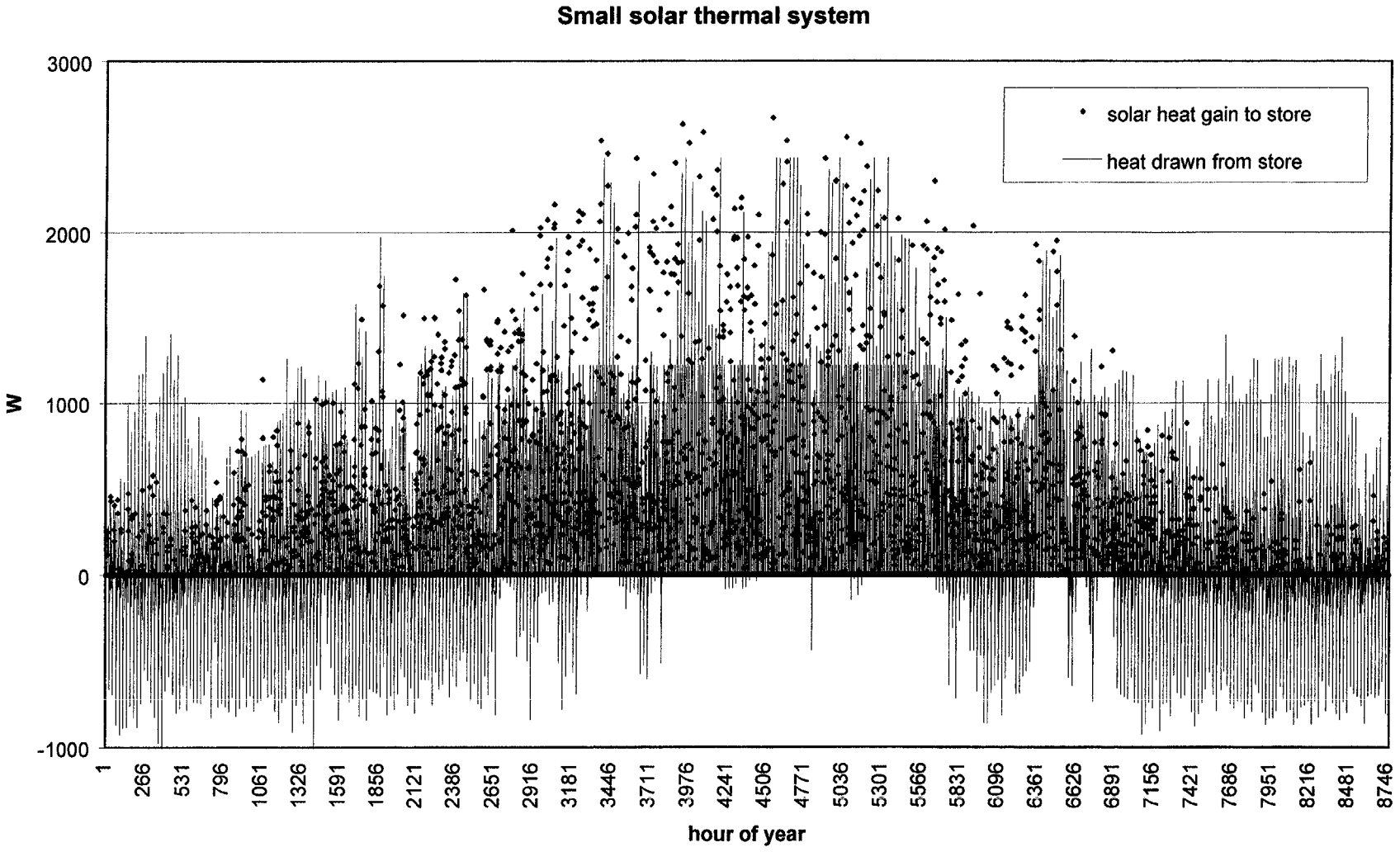
Figur 5.7. Referenceårs timeserie af elektricitetsproduktion fra PV paneler i 2050 decentraliseret scenarie (Sørensen, 2001a)



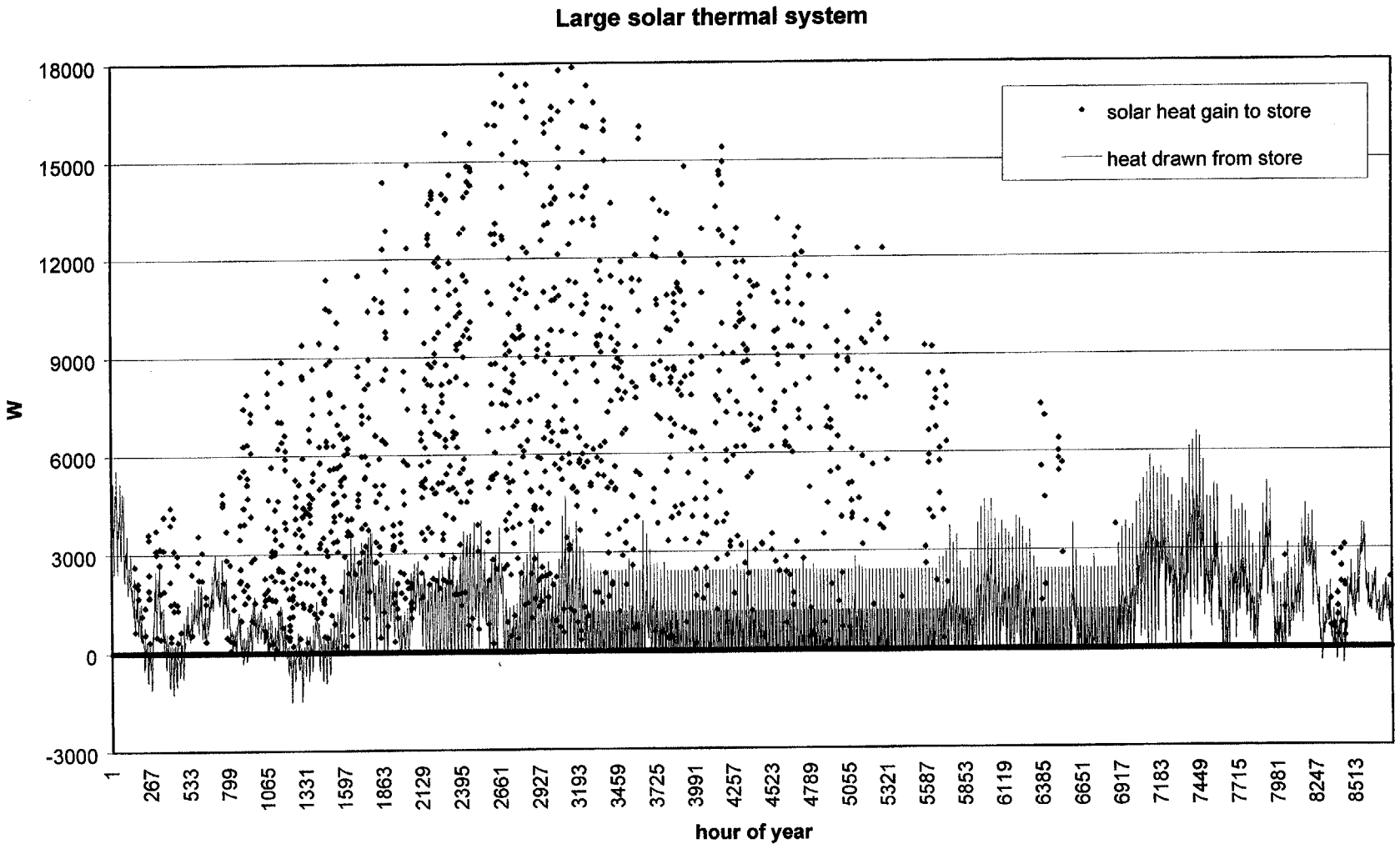
Figur 5.8. Timeserie for den samlede elektricitetsproduktion fra PV og vindmøller i det centrale 2050 scenarie. Også vist er brutto-forbruget af elektricitet, skaleret fra det dedikerede elforbrug (Sørensen, 2001a,c)



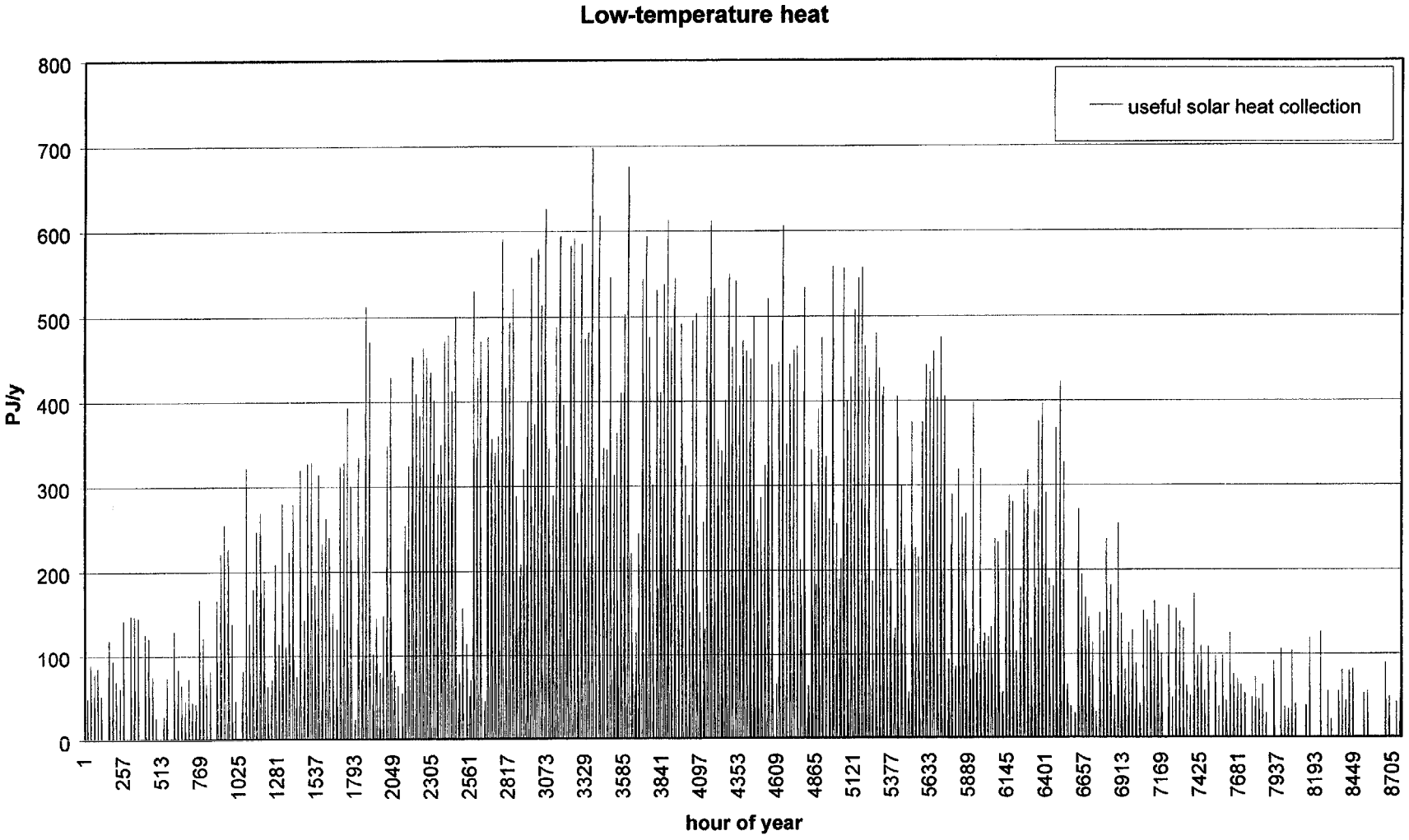
Figur 5.9. Udsnit af Fig. 5.8 for forårsuge.



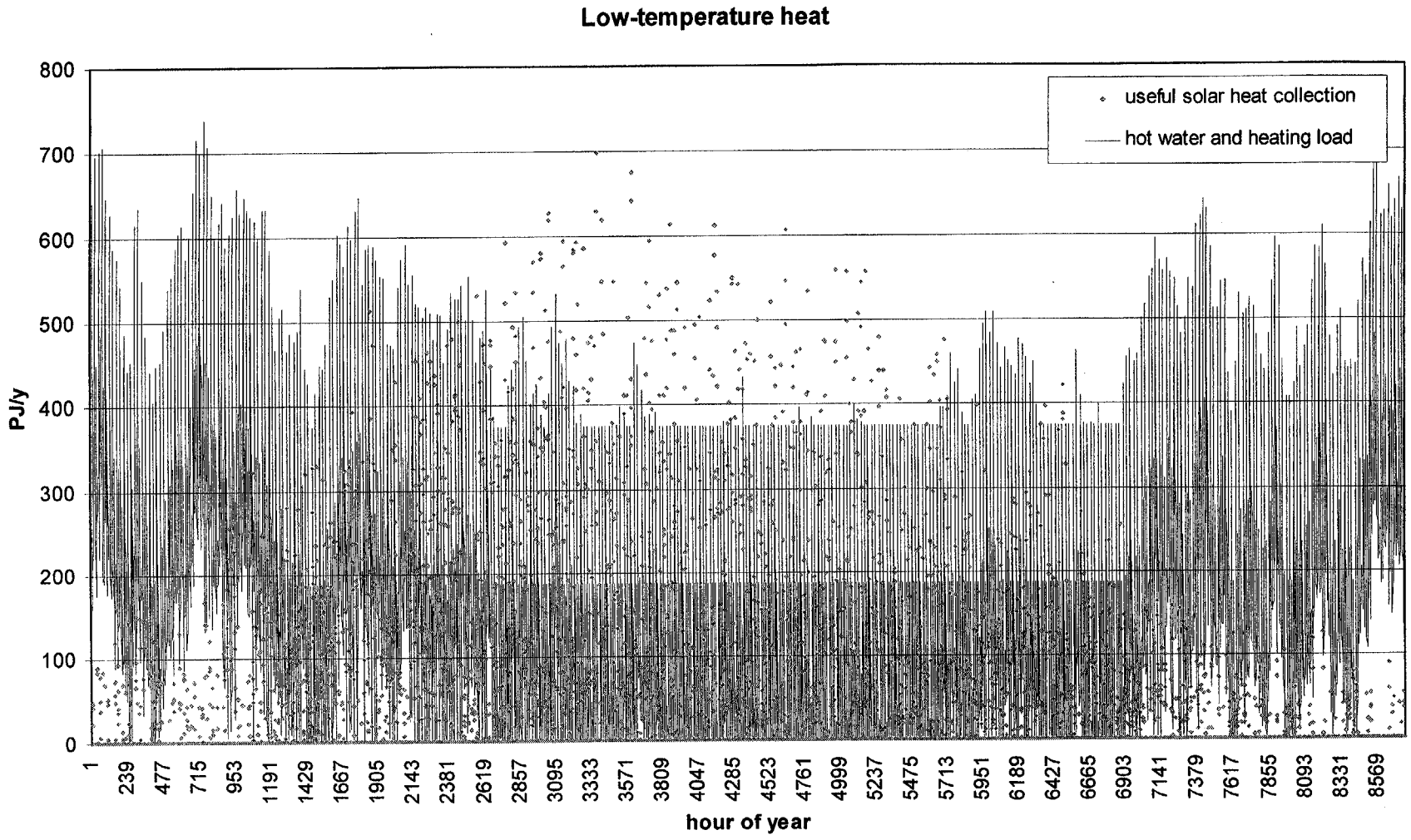
Figur 5.10. Termisk opførsel af lille solvarmeanlæg ($6m^2$ solfanger og $0.2m^3$ vandlager) over året. De negative værdier er ikke realistiske, da de fremkommer under den forudsætning at væske cirkuleres gennem solfangeren alle timer af året (Sørensen, 2001)



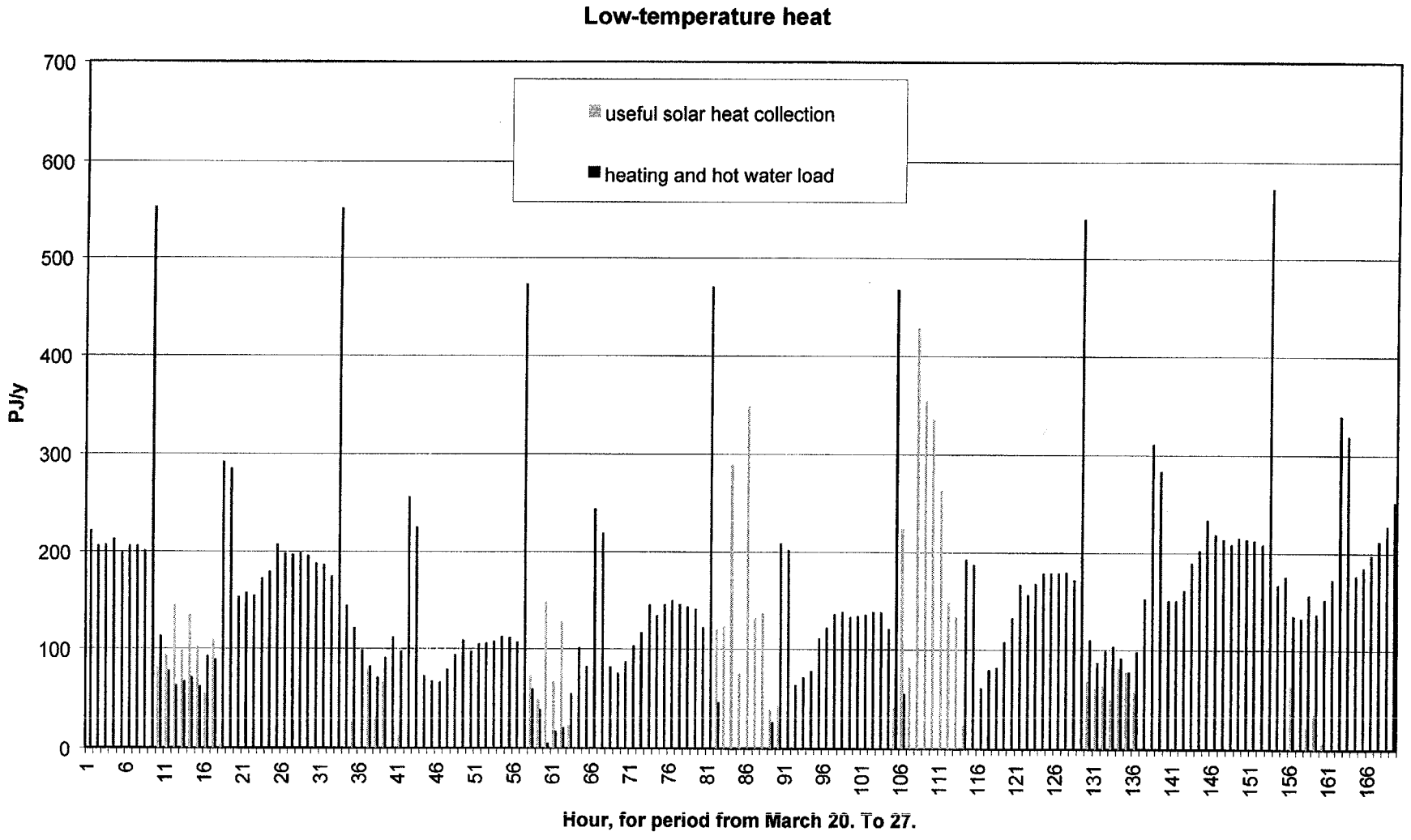
Figur 5.11. Termisk opførsel af stort solvarmeanlæg ($40m^2$ solfanger og $40m^3$ kollektivt lager, fælles for mindst 50 huse). Ang. de for dette system langt færre negative værdier se bemærkning til Fig. 5.10 (Sørensen, 2001)



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.



Figur 5.14. Udsnit af Figur 5.13, for forårsuge.

For det lille anlæg ses, at varmestrømmen udenfor sommerperioden ofte går fra det indre af bygningen til varmelageret og ikke omvendt. Det skyldes at temperaturen af det lille lager, hvor der er forudsat konstant cirkulation gennem solfangeren, ofte bliver lavere end indetemperaturen, så lageret (trods evt. isolering) vil blive opvarmet af bygningens indre, samtidig med at det på grund af ringe solindfald ikke er i stand til at bidrage meget til opvarmningen. I praksis undgås dette ved et kontrolsystem, der afbryder cirkulationen når der ikke kan vindes energi fra solfangeren. 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 tidsprofilen af den primære brint og metanol produktion, som i scenarierne sker udfra biomasse. Det formodes at biomassen, der typisk høstes i efteråret, vil kunne lagres og indfødes i de brint- eller metanolproducerende anlæg i jævn fordeling over året, eller hvad der nu måtte forekomme producenten optimalt.

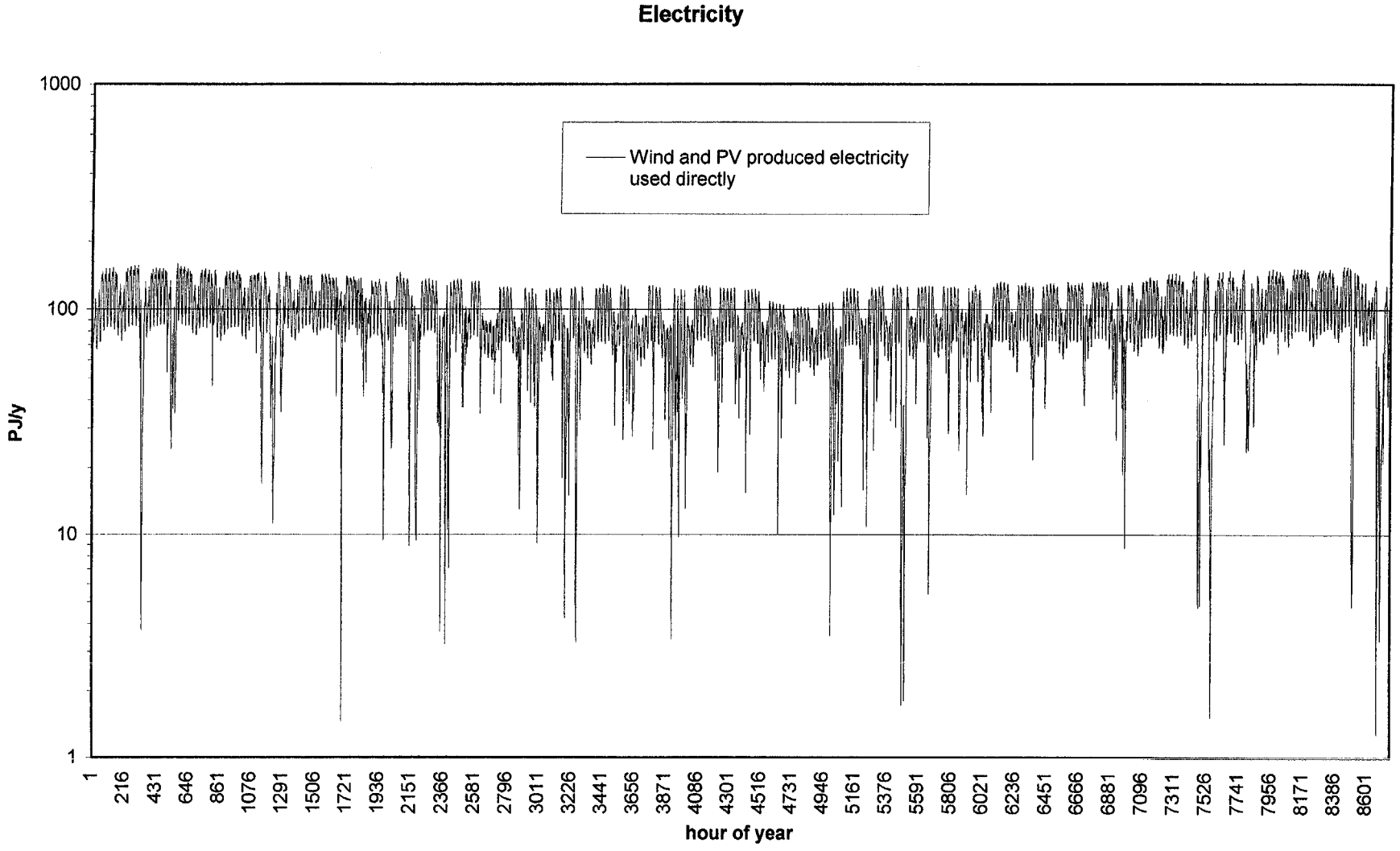
5.3 Tidsprofiler for scenariernes energikonvertering

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.

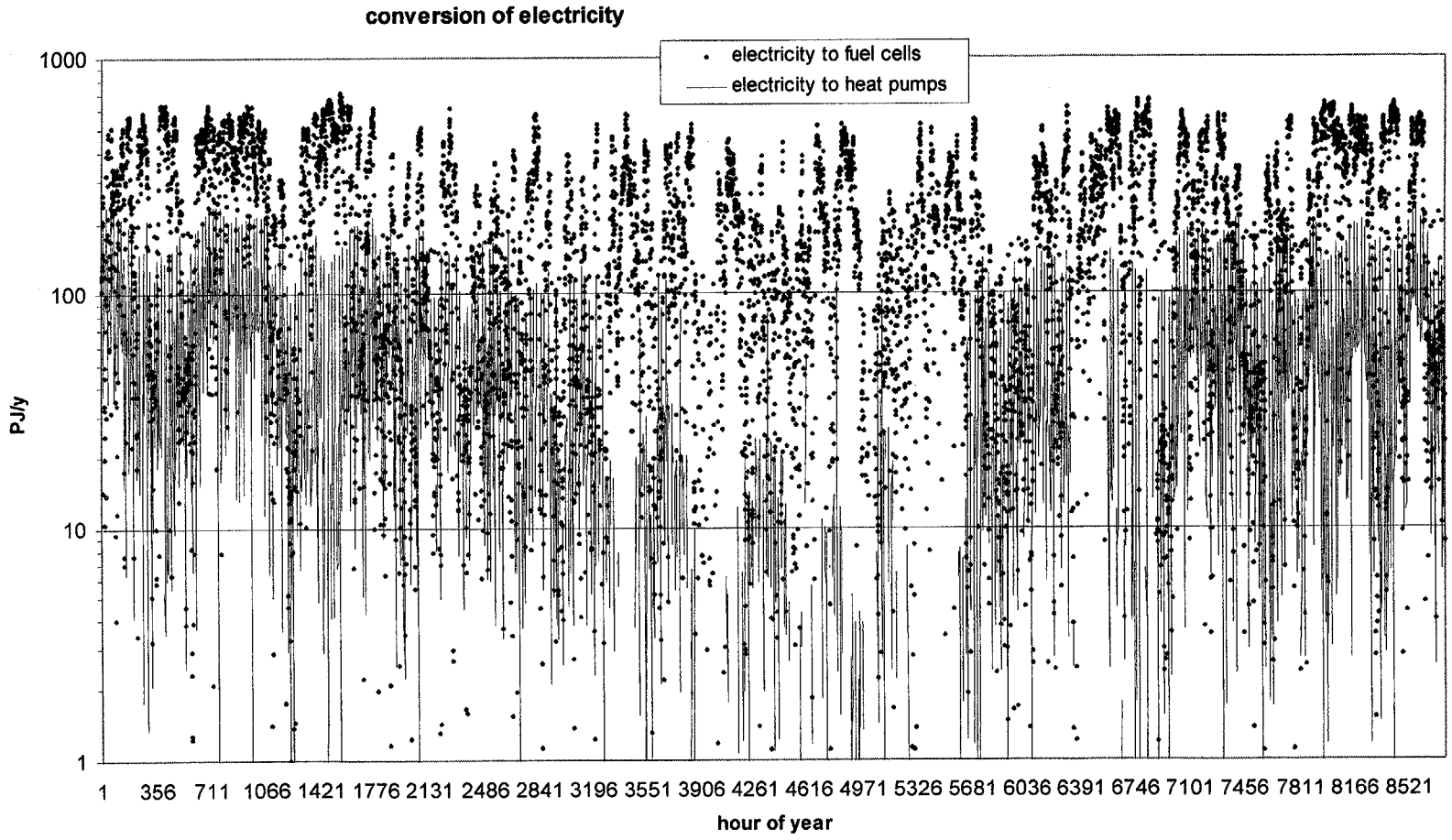
5.3.1 Det centrale 2050 scenario

En del af den på vindkraftanlæg og solcelleanlæg producerede elektricitet kan direkte benyttes til af 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.

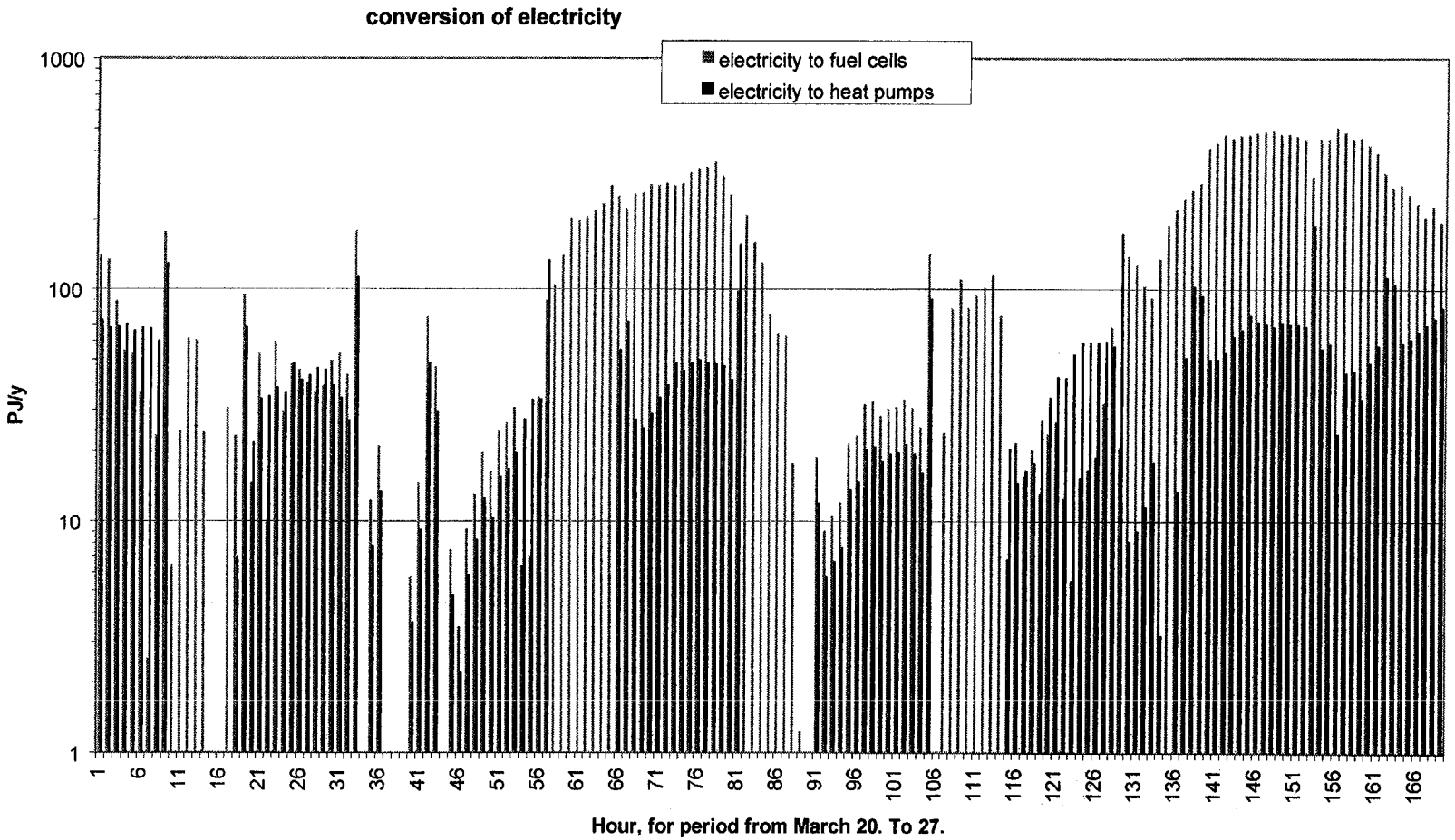
Hvis der er et behov for varme, der ikke kan dækkes direkte fra solfangerne, ser modellen først på, om der er nok energi i varmelagrene (hvor de centrale lagre både modtager energi fra solfangere og varme-samproduktion fra brændselscelleanlæg). Er der ikke det tilstrækkeligt med varme at hente her, så 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 fjernvarmeværker, som administrationer af varmelagre og varmeproduktion ved hjælp af brændselsceller og/eller varmepunper) (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.



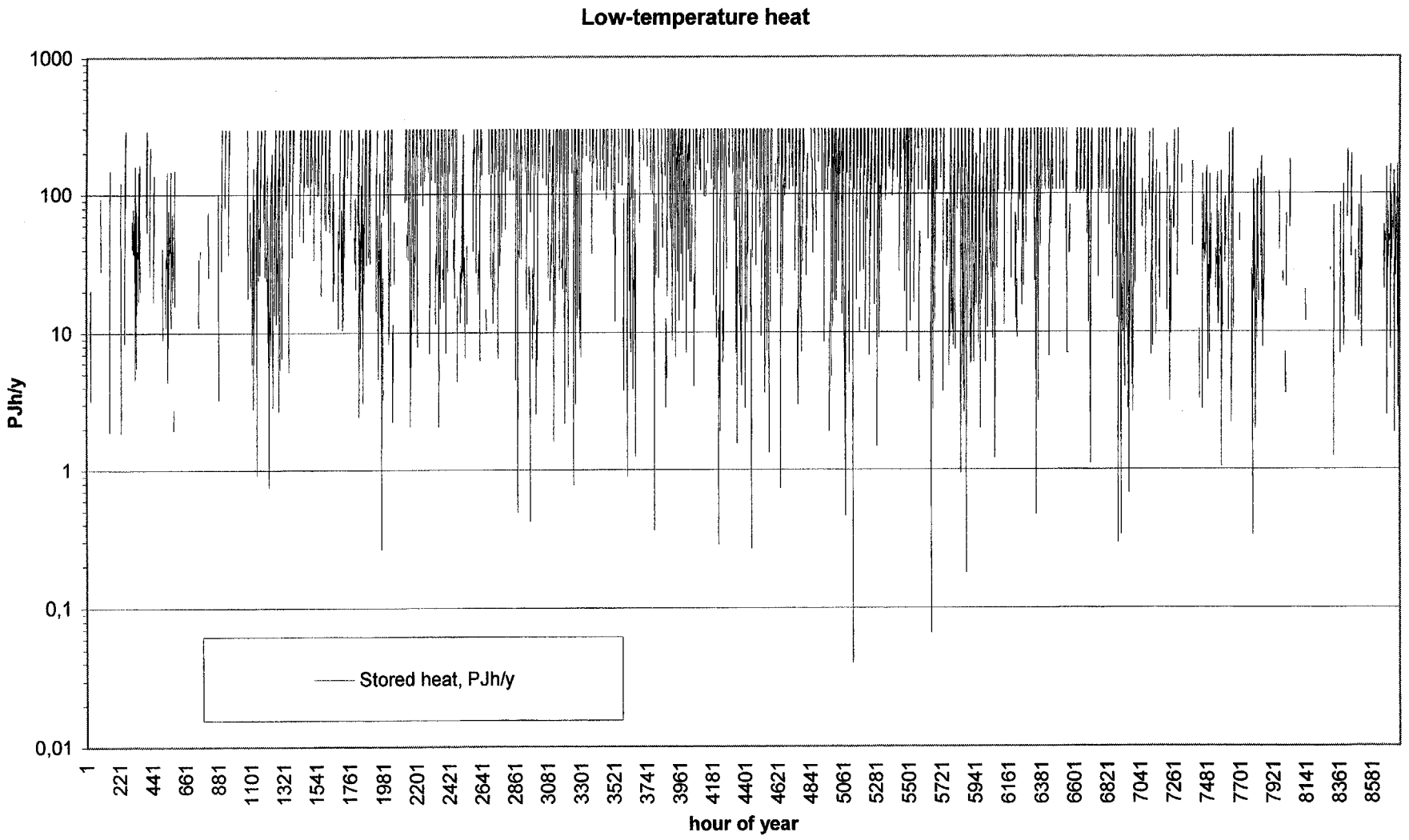
Figur 5.15. Produceret elektricitet der i det centrale 2050 scenarie anvendes direkte (Sørensen, 2001c)



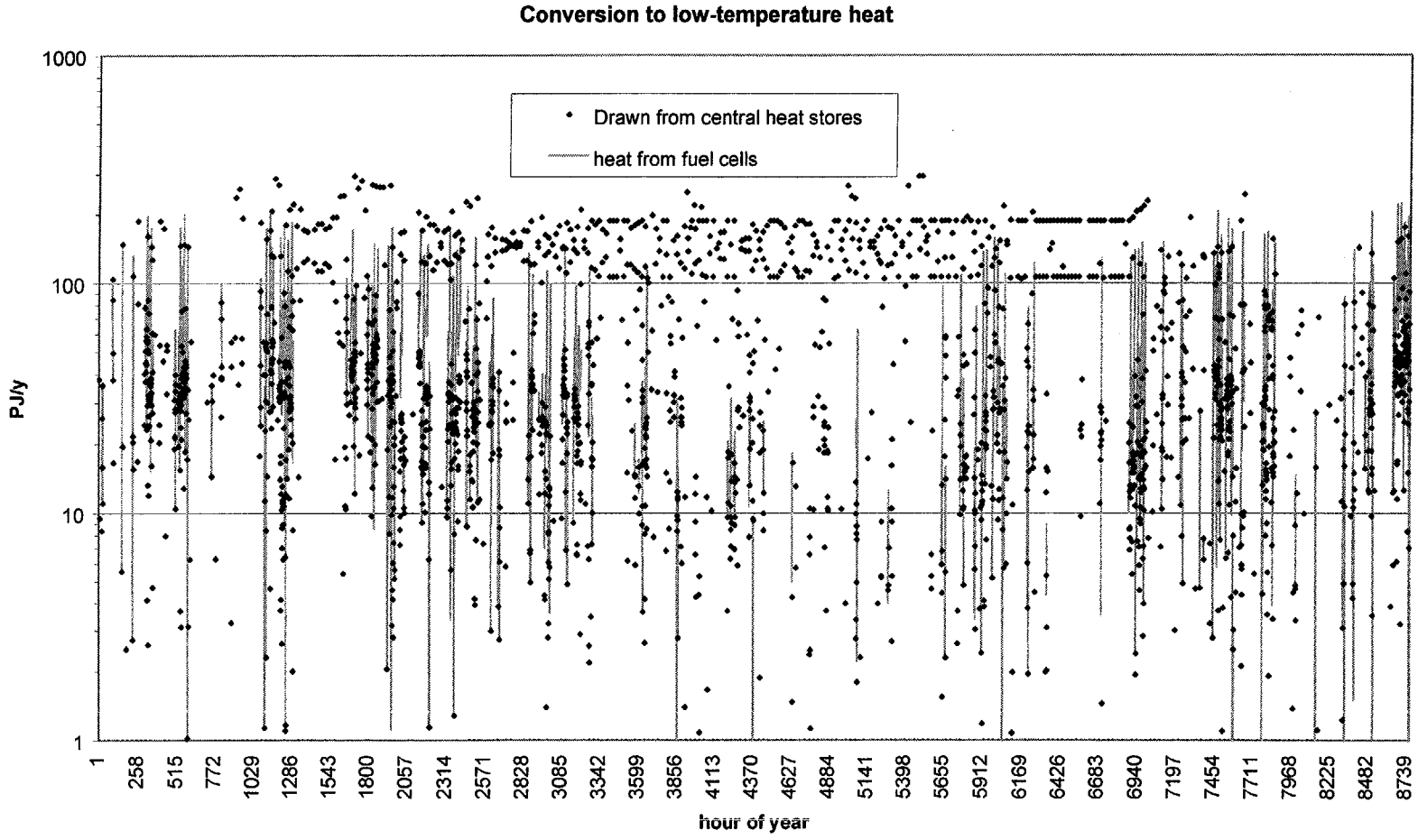
Figur 5.16. Elektricitet anvendt til brændselscelleproduktion af brint, og til varmeproduktion vha.varmepumper, i det centrale 2050 scenarie (Sørensen, 2001c)



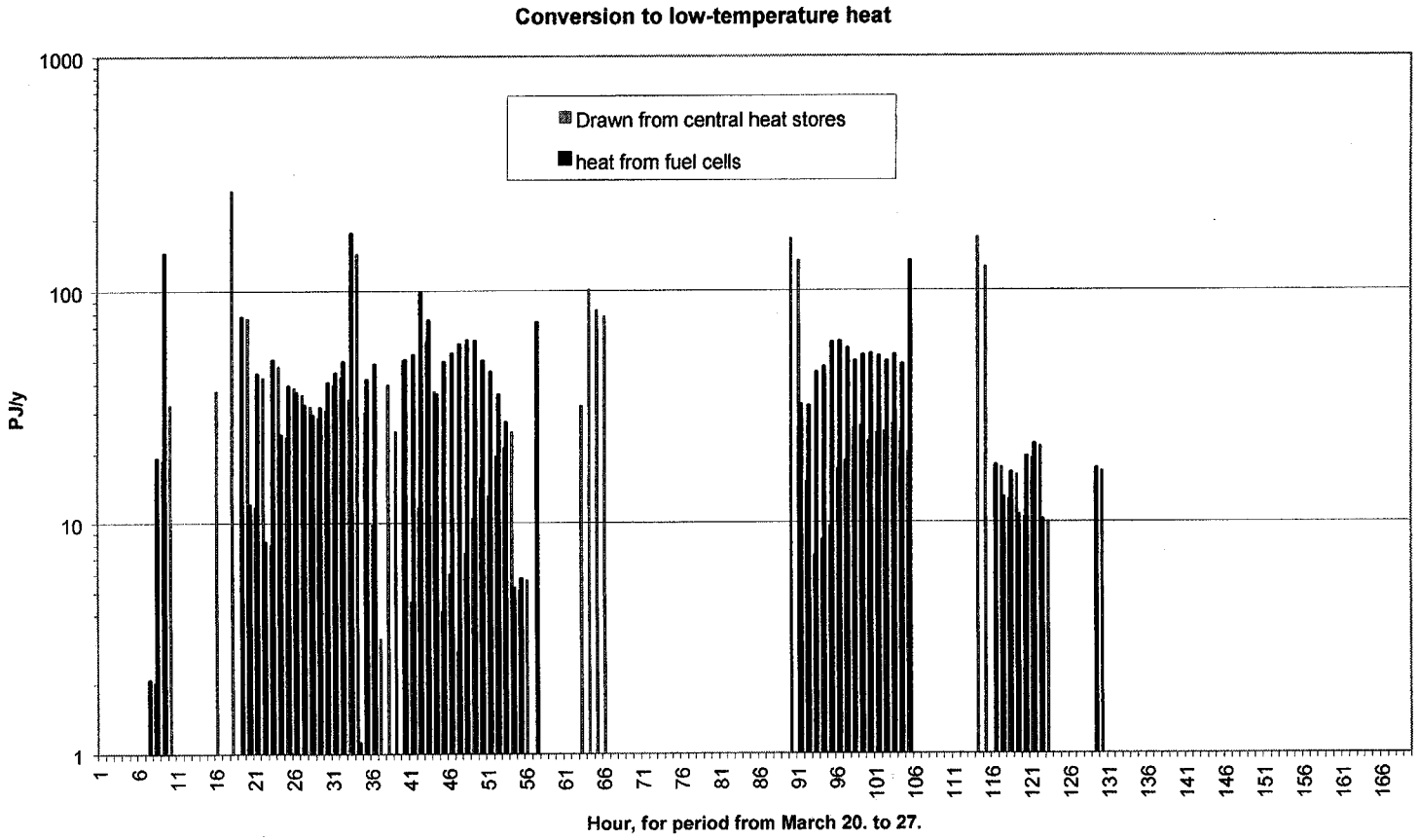
Figur 5.17. Samme som Figur 5.16, for en enkelt forårsuge.



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.

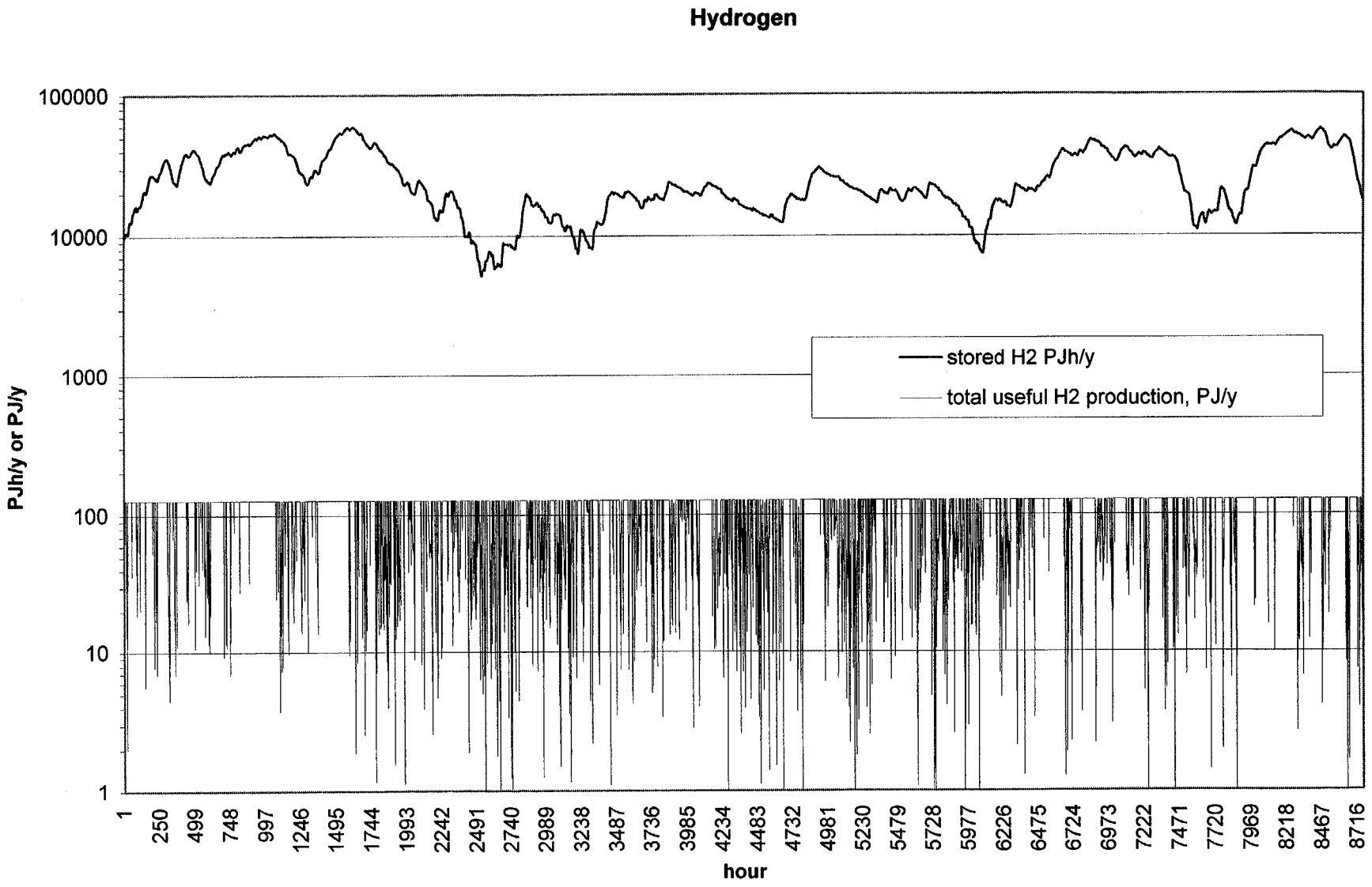
Figur 5.16 og 5.17 viser den betydelige mængde elektricitet, der anvendes på denne måde. Ikke mindst er der et stort forbrug til brændselscellerne, hvilket er klart, idet den brint som er produceret udfra biomasse ikke er tilstrækkelig til at dække transportsektorens forbrug, og fordi der skal være oplagret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

Hvad angår lavtemperaturs 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 - ligeledes efter transport gennem fjernvarmenettet - leveres til varmeforbrugerne. Sammen med varme fra varmepumper (størrelsen heraf er vist på Figur 5.16 og 5.17) udgør dette de mange veje til varmeforsyning, der må tages i brug som følge af solvarmens manglende korrelation med forbruget.

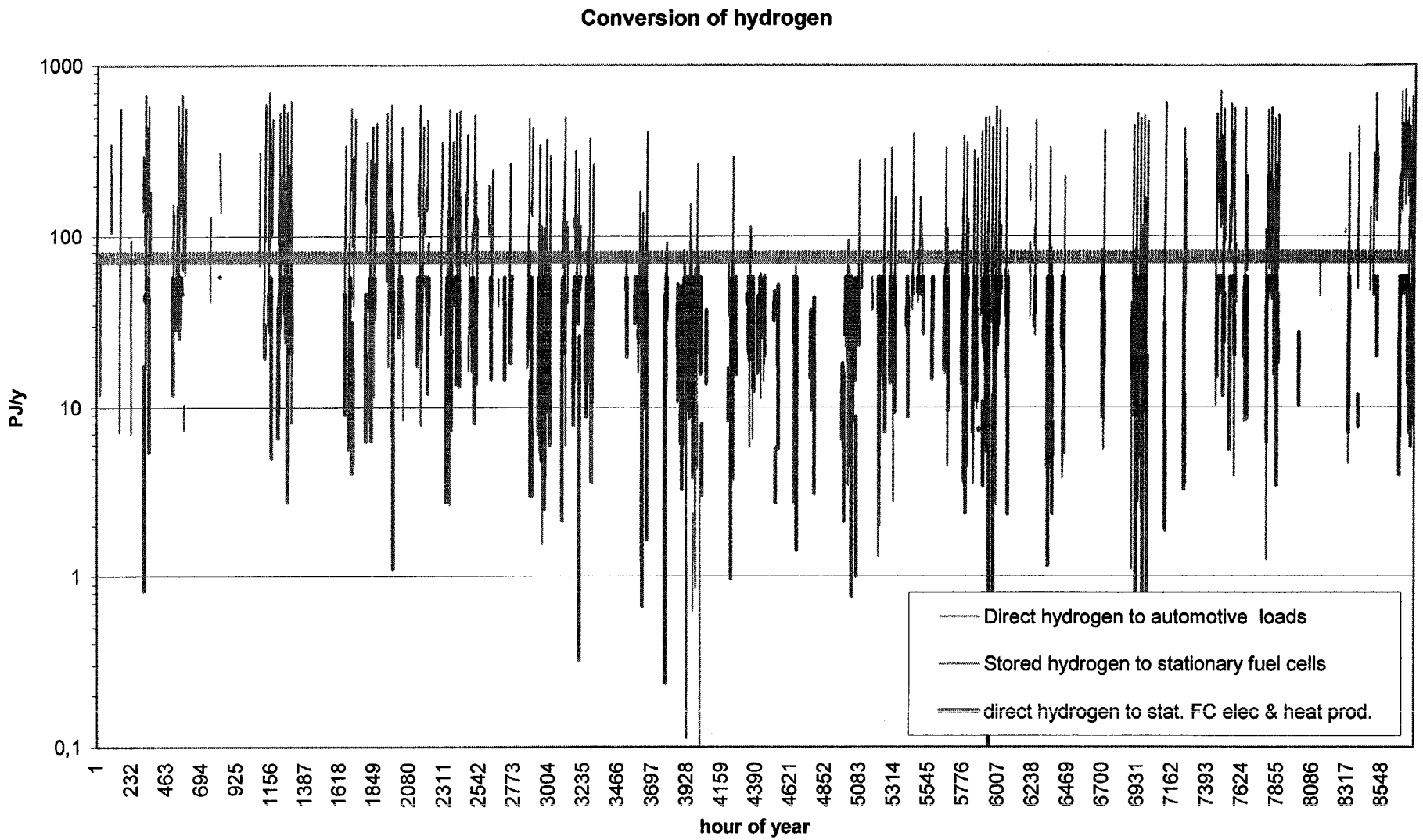
Figur 5.21 viser dels den direkte produktion af brint på grundlag af biomasse, dels fyldningsgraden af de centrale brintlagrings kaverner i det centrale 2050 scenarie. Det er antaget at brintproduktionen fra biomasse kan reguleres time for time, mellem 0 og 150% af den gennemsnitlige produktion i Figur 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, hvilket ifølge Zittel og Würster (1998) svarer til 13×10^6 m^3 kaverner af f. eks. salthorsttypen, der er almindelig i Danmark. Zittel og Wüster antager et lagertryk for brinten på 5 MPa (ca. 50 bar), og et energiindhold ved dette tryk på 150 kWh/m^3. Til sammenligning er naturgaslagrene ved Lille Torup (salthorst-type) og Stenlille (akvifer-type) på 750×10^6 m^3 og 1000×10^6 m^3, hvoraf dog kun 415×10^6 m^3 hhv. 350×10^6 m^3 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 brint blev opbevaret ved atmosfæretryk ville der kræves 685×10^6 m^3.

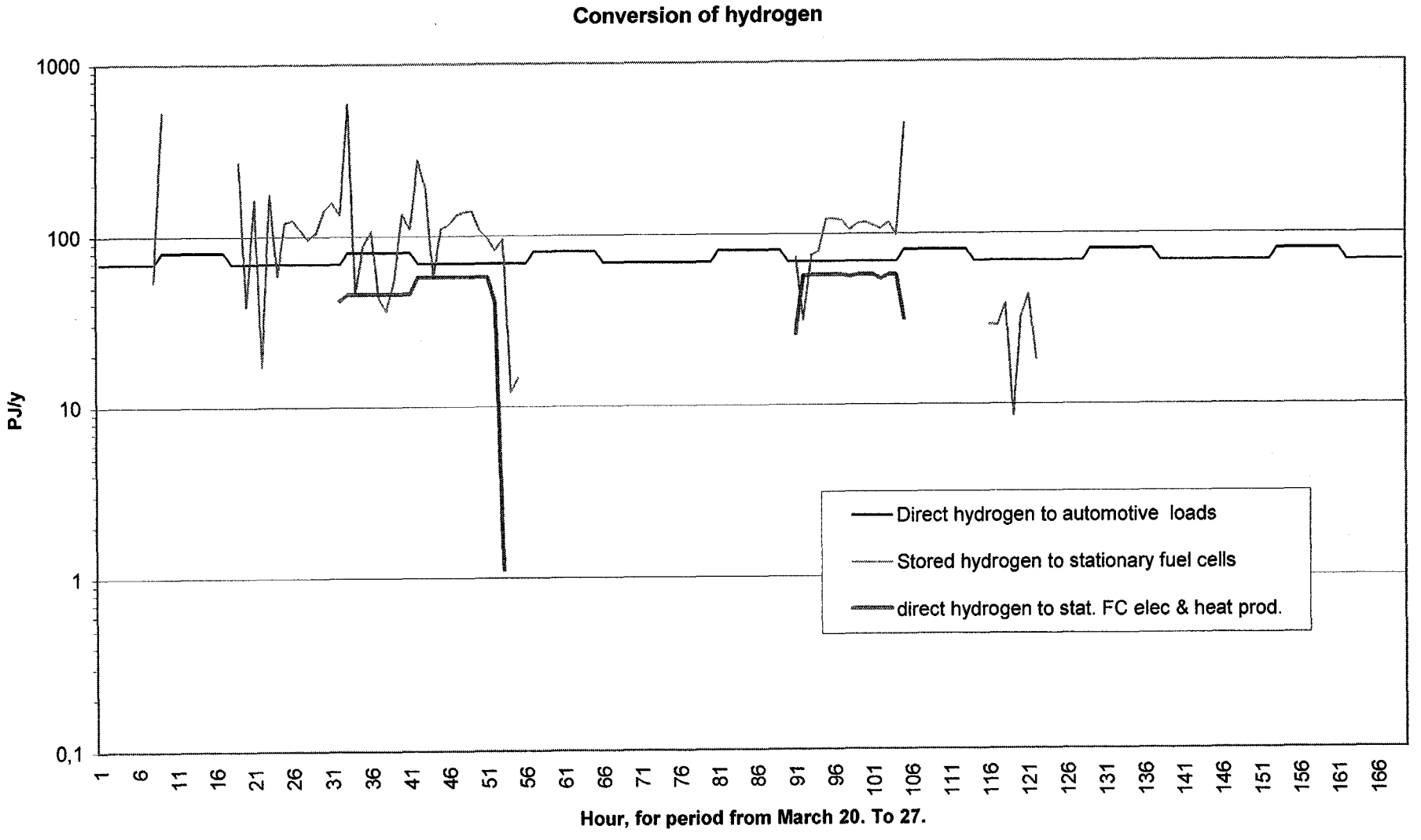
Figur 5.22 og 5.23 viser tidsforløbet af forskellige konverteringsprocesser for brint: direkte anvendelse af biomassebaseret brint til optankning af køretøjer, træk på brintlager til drift af stationære brændselsceller der producerer elektricitet og varme, og endelig direkte anvendelse af brint til samme 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).



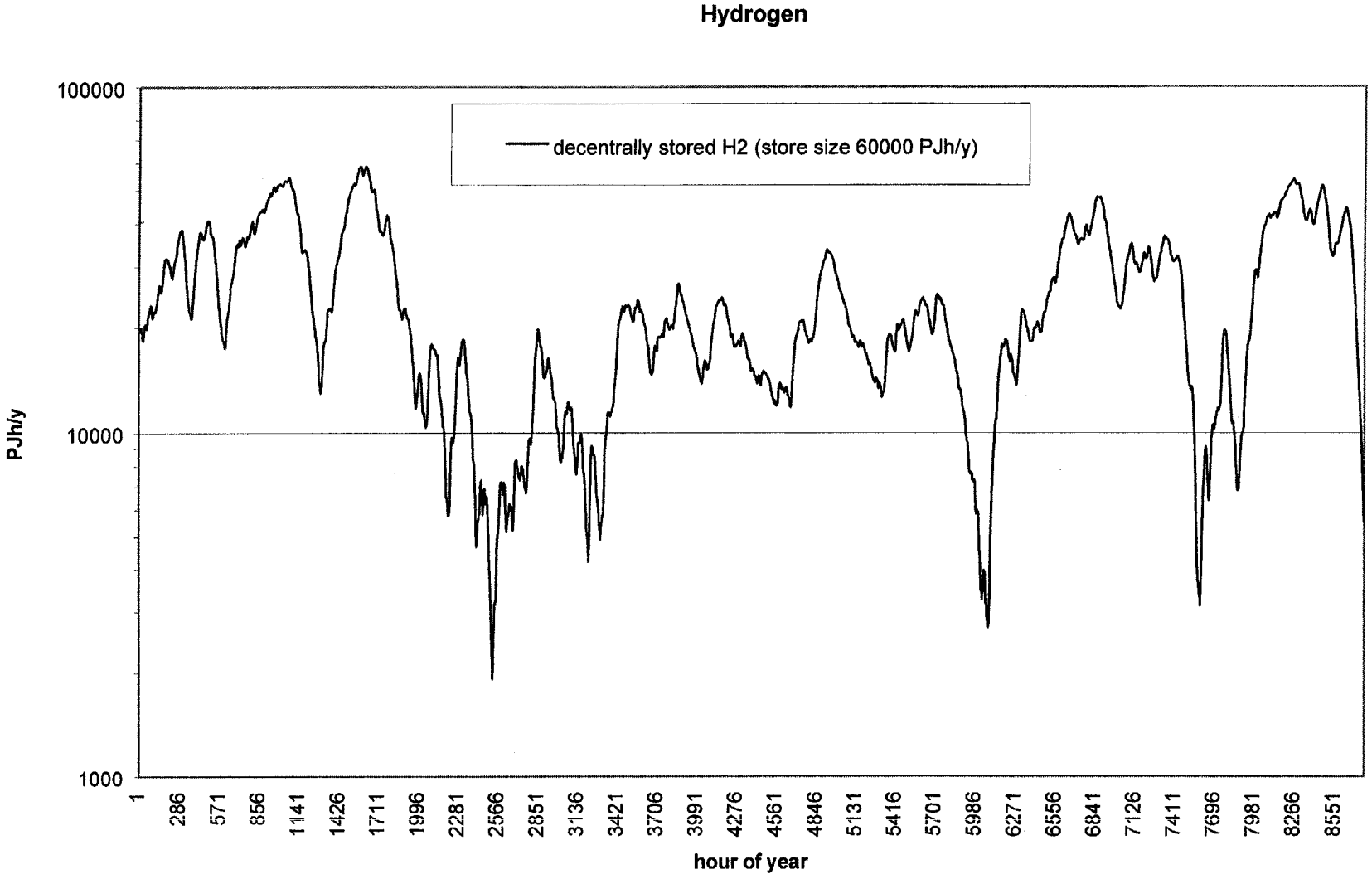
Figur 5.21. Brint lagret i kaverner i det centrale 2050 scenarie, samt produktion udfra biomasse (Sørensen, 2001c)



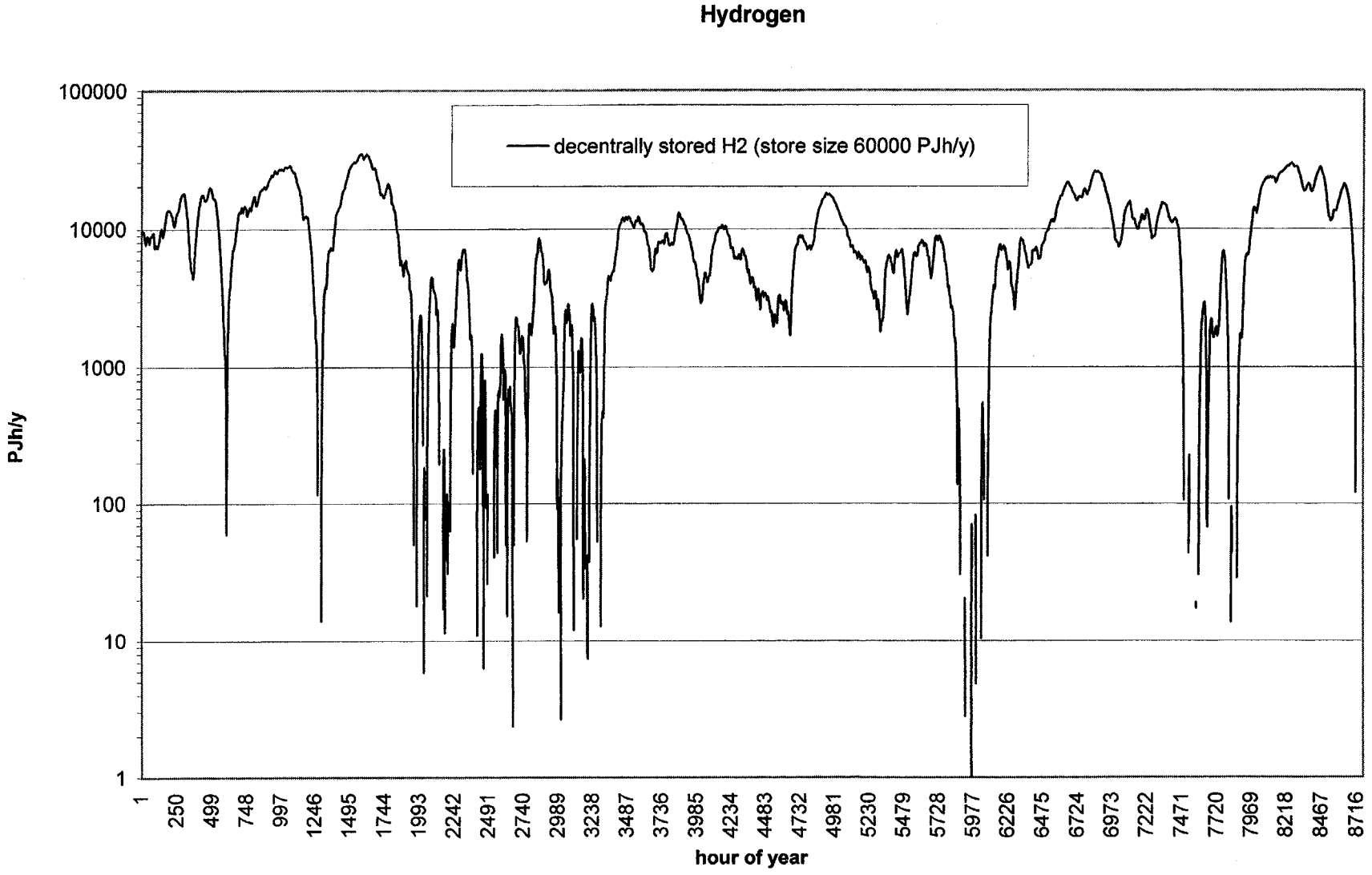
Figur 5.22. Fordeling af brint på anvendelsesområder i det centrale 2050 scenarie (Sørensen, 2001c)



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 her 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 fiungere hver time i året, dvs. ihvertfald i referenceåret.

5.3.2 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 varmeforbruget 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, 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 tome 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 tidslige fordeling af overskudsproduktionen gør at der nødvendigvis skal være større brintlagre end hvad man kan beregne udfra årsmiddelværdierne. Kapaciteten skal for referenceåret være mindst 58500 PJh, 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, som er rigelig for referenceåret, svarer til at der i hvar af 2 millioner bygninger installeres 0.3 m^3 metalhydridlager. Her er det antaget at energitætheden i metalhydridlagre er 3180 kWh/m^3 (Zittel og Würster, 1998). Dette er en ret beskeden volumenmæssig 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. Opfyldning af lagre med importeret el kan ske på de fordelagtigste tidspunkter indenfor en periode på ca. 10 dage, når det forudses at lagrene nærmer sig tømning.

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 elmarket 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 internatio-nale 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 market 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 bakkes op af reservekraft eller lagre på samme måde som tilfældet er i Danmark.

6 Implementerings-analyse

6.1. Tidssimulering af implementeringsfase

Scenarie-analyserne fokuserer på årene 2030 og 2050 (jf. kapitel 4). Dermed fokuserer de på situationer hvor scenarierne er helt - eller næsten helt - implementeret. I dette kapitel fokuseres der derimod på udviklingen frem til denne situation.

6.1.1 Opbygningen af afsætningen af brint/metanol

Omstillingen af forbrugssiden bygger på den forudsætning at brændselscelle-drevne køretøjer generelt bliver klar til introduktion i 2003/2004 (i overensstemmelse med mange bilfabrikanters udmeldinger), og at de derefter i løbet af en kort årrække gennemtrænger salget. For busser antages introduktionen dog at være mulig lidt tidligere, og omstillingen af salget at kunne ske hurtigere.

Omstillingstempoet afhænger af prisforholdet mellem konventionelle transportmidler og de brint-/metanoldrevne transportmidler, samt af hvor kraftige styringsmidler man er parat til at tage i anvendelse. De omstillingsprofiler der er brugt i dette scenario, repræsenterer en meget hurtig omstilling, der forudsætter brug af en kraftig indsats med virkemidler for at fremme omstillingen. Det er i teorien muligt at bringe omstillingstiden endnu længere ned, men næppe realistisk i praksis - ikke mindst fordi der er tale om nye teknologier, der næppe kan forventes at fungere fejlfrit fra første dag.

For personbilkategorien starter omstillingen i 2003 og salget omstilles fuldstændig til brintdrift i løbet af 6 år (bortset fra den del af kategorien der planlægges at være eldrevet).

For buskategorien starter omstillingen tidligere (i 2002) og forløber over 4 år.

For lastbiler er teknologien ikke så udviklet og omstillingen starter først i 2005. I denne kategori omstilles der i scenariet alene til drivmidlet metanol og ikke til brint, og i år 2030 antages 90% af omstillingen at være nået (dvs. at 100% dækning nås i årene efter 2030). Omstillingen af denne kategori følger det forløb at der i første omgang (frem til ca. år 2010) kun omstilles distributionslastbiler og andre lastbiler der overvejende holder sig inden for relativt afgrænsede geografiske områder. Den del af kategorien der udgør mere lokal/regional kørsel, er generelt svær at afgrænse præcist, og desuden er datagrundlaget for at gøre det ikke godt. Den kan skønsmæssigt sættes til 25% af lastbilernes energiforbrug, hvilket benyttes som loft for omstillingen af lastbiler frem til år 2010.

For varebilkategorien, der i 2030 har fordeling mellem brint og metanol i forholdet 90% og 10% (efter energiindhold), er det forudsat ved implementeringen at metanoldelen opbygges hurtigere end brintdelen. Det er antaget at der frem til år 2010 sker en opbygning til metanolleveringens absolutte niveau, hvilket betyder at dens andel af brint-/metanolleveringen til varebilerne er større i starten (75% i 2005, 22% i 2010 og 12% i 2020) end senere.

Da der kræves en teknologisk udvikling før omstillingen af fly til brint kan starte, er den forudsat først at kunne starte omkring år 2010. Derefter afspejler omstillingstakten at der har været tid til at forberede.

For skibe og færger kræves der ikke så lang udviklingsperiode, og indførelse af brint kan tildels ske ved ombygning af eksisterende fartøjer, hvilket kan fremskynde processen. Det må dog også tages i betragtning at det er et område hvor der indtil nu har været få forsøgsprojekter, og derfor vil det kræve en periode før omstillingen kan starte.

6.1.2 Distribution og lagring

Infrastrukturen for at bringe brint og metanol ud til forbrugssiden omfatter dels faciliteter til optankning af transportmidler, dels en distributionsstruktur mellem produktionsanlæg og disse optanknings-faciliteter, og dels passende systemlagre.

I 2030 er der i Fortrængningsscenariet etableret ca. 1.800 optanknings-faciliteter, og dette antal fastholdes derefter i det centrale scenario til år 2050. Udviklingen i antallet af anlæg følger fundamentalt udviklingen i afsætningen af brint og metanol inden for de enkelte transportmiddelkategorier. I starten af perioden antages der dog at være en "overdækning" med anlæg - dvs. at den gennemsnitlige anlægsstørrelse er mindre- sammenlignet med forholdene sidst i perioden. Dette bygger på den generelle udviklingstendens ved introduktion af denne type teknologier, herunder ved introduktion af benzin- og dieseldrevne køretøjer, nemlig at der i starten er behov for flere anlæg for at dække en given forsyning, mens der senere når teknologierne har etableret sig sker en koncentration på færre anlæg. Dette mønster gælder dog ikke for omstilling af skibe, fly og busser.

Distributionsstrukturen for brint i 2030 består dels af et rørnet - der i princippet kunne være naturgasnettet, men som er forudsat at skulle nyetableres - og dels tankdistribution ved hjælp af tankbiler mv. Fordelingen mellem de to i 2030 er henholdsvis 3/4 og 1/4, opgjort på basis af energiindholdet i den gasformige brint (dvs. eksklusiv flydende brint). Ved implementeringen er det forudsat at rørnettet først etableres når en betydelig del af brint/metanol-markedet er opbygget, nemlig i perioden 2015-2025. Indtil da sker hele distributionen via et tankbaseret system. For den brint der bruges på flydende form, dvs. den brint der bruges som flybrændstof, sker al distribution via tankdistribution. Også metanol distribueres i hele perioden via tankbiler.

Systemlagrene etableres således:

- Korttidslagrene etableres både fysisk og tidsmæssigt i forbindelse med optanknings-faciliteterne
- De underjordiske lagre etableres med 1 om året fra og med år 2005 og afsluttende i 2024.

6.1.3 Produktion

Den begrænsende faktor for hvor hurtig omstillingen til brint/metanol kan ske, er omstillingen af forbruget og opbygningen af en infrastruktur, mens der ikke vurderes at være tekniske begrænsninger for at opbygge af en modsvarende brint- og metanolforsyning baseret på vedvarende energi. Det kan dog, af økonomiske hensyn, overvejes at lade en del af brint være baseret på naturgas i en startfase af omstillingen.

Hovedkilden til brintproduktion er elektrolyseanlæg, der etableres løbende gennem perioden, nogenlunde i takt med at afsætningen opbygges. Produktionsanlæggene til biomasse-brint forudsættes at ske i den sidste del af perioden, med start i år 2020 og etablering af 1 anlæg hvert andet år derefter (4 anlæg i alt). Det hænger sammen med at der tale om store anlæg der er lettest at passe ind når der er opbygget en stor afsætning af brinten og når infrastrukturen er (nogenlunde på plads.

PEC-anlæggene, der udgør en lille del af den samlede brintproduktion, etableres først til allersidst i perioden, dvs. i de sidste par år inden år 2030.

Metanolproduktion på basis af biomasse starter i 2005. Her opbygges produktionen parallelt med afsætningen, og det kan være vanskeligt at få de to sider til at spille helt tæt sammen i de første år, hvorfor det kan blive aktuelt at afsætte overskudsproduktion af metanol som handelsmetanol og/eller købe sådan til køretøjerne. Da distributionen af metanol sker i lastbiler, kan infrastrukturen opbygges hurtigere.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Brint/metanol an forbrugssted, PJ/år	0,0	0,0	0,0	0,2	0,9	1,8	8,2	14,5
Brint/metanol ab produktion, PJ/år	0,0	0,0	0,0	0,2	0,9	1,8	8,6	15,3
%-fordeling på drivmiddel								
Metanol				0,0%	0,0%	22,0%	19,7%	19,4%
Gasformig brint				100,0%	100,0%	78,0%	68,5%	67,4%
Flydende brint				0,0%	0,0%	0,0%	11,8%	13,2%
%-fordeling på distribution								
Tankdistribution af metanol				0,0%	0,0%	22,1%	18,9%	18,5%
Rørdistribution af gasformig brint				0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Tankdistribution af gasformig brint				100,0%	100,0%	77,9%	66,5%	65,1%
Tankdistribution af flydende brint				0,0%	0,0%	0,0%	14,6%	16,4%
%-fordeling på produktionsmåde								
Metanol, baseret på biomasse				0,0%	0,0%	22,1%	18,9%	18,5%
Brint, baseret på biomasse				0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Brint, baseret på elektrolyse				100,0%	100,0%	77,9%	81,1%	81,5%
Brint, baseret på PEC				0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
%-fordeling på produktionsmåde								
Biomasse				0,0%	0,0%	27,4%	26,2%	23,9%
Vind, havbaseret				0,0%	0,0%	0,0%	48,4%	41,9%
Vind, landbaseret				100,0%	100,0%	72,6%	25,4%	34,2%
Solcelle+PEC				0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Brint/metanol an forbrugssted, PJ/år	20,9	27,3	33,7	37,8	41,9	46,0	50,1	54,2
Brint/metanol ab produktion, PJ/år	22,1	28,9	35,7	40,1	44,5	48,9	53,3	57,7
%-fordeling på drivmiddel								
Metanol	19,3%	19,3%	19,2%	20,1%	20,7%	21,2%	21,7%	22,1%
Gasformig brint	66,9%	66,7%	66,5%	63,5%	61,1%	59,2%	57,5%	56,1%
Flydende brint	13,8%	14,0%	14,2%	16,4%	18,2%	19,6%	20,8%	21,8%
%-fordeling på distribution								
Tankdistribution af metanol	18,4%	18,3%	18,2%	18,9%	19,5%	20,0%	20,4%	20,7%
Rørdistribution af gasformig brint	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	5,6%
Tankdistribution af gasformig brint	64,6%	64,3%	64,2%	61,1%	58,7%	56,7%	55,1%	48,0%
Tankdistribution af flydende brint	17,0%	17,4%	17,6%	19,9%	21,8%	23,3%	24,5%	25,6%
%-fordeling på produktionsmåde								
Metanol, baseret på biomasse	18,4%	18,3%	18,2%	18,9%	19,5%	20,0%	20,4%	20,7%
Brint, baseret på biomasse	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Brint, baseret på elektrolyse	81,6%	81,7%	81,8%	81,1%	80,5%	80,0%	79,6%	79,3%
Brint, baseret på PEC	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
%-fordeling på produktionsmåde								
Biomasse	26,0%	26,0%	25,9%	27,1%	28,0%	26,9%	26,8%	28,5%
Vind, havbaseret	32,0%	41,0%	40,0%	35,8%	32,4%	38,7%	41,6%	40,2%
Vind, landbaseret	42,0%	33,0%	34,1%	37,1%	39,6%	34,4%	31,5%	31,3%
Solcelle+PEC	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Brint/metanol an forbrugssted, PJ/år	58,2	62,3	66,4	70,5	74,6	76,1	77,6	79,1
Brint/metanol ab produktion, PJ/år	62,1	66,6	71,0	75,4	79,8	81,4	83,1	84,7
%-fordeling på drivmiddel								
Metanol	22,4%	22,7%	22,9%	23,2%	23,4%	22,7%	22,1%	21,5%
Gasformig brint	54,9%	53,8%	52,9%	52,1%	51,4%	50,4%	49,4%	48,5%
Flydende brint	22,7%	23,5%	24,2%	24,7%	25,3%	26,9%	28,5%	30,0%
%-fordeling på distribution								
Tankdistribution af metanol	21,0%	21,3%	21,5%	21,7%	21,8%	21,2%	20,6%	20,1%
Rørdistribution af gasformig brint	10,5%	14,7%	18,4%	21,6%	24,5%	25,2%	25,9%	26,6%
Tankdistribution af gasformig brint	42,0%	36,7%	32,1%	28,1%	24,5%	22,8%	21,2%	19,6%
Tankdistribution af flydende brint	26,5%	27,3%	28,0%	28,6%	29,2%	30,8%	32,3%	33,7%
%-fordeling på produktionsmåde								
Metanol, baseret på biomasse	21,0%	21,3%	21,5%	21,7%	21,8%	21,2%	20,6%	20,1%
Brint, baseret på biomasse	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%	0,9%	1,4%	2,0%
Brint, baseret på elektrolyse	79,0%	78,7%	78,5%	78,3%	77,8%	77,9%	77,9%	78,0%
Brint, baseret på PEC	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
%-fordeling på produktionsmåde								
Biomasse	30,2%	29,9%	29,0%	30,4%	31,7%	31,1%	30,6%	30,1%
Vind, havbaseret	39,1%	41,8%	45,1%	44,2%	43,2%	42,4%	41,7%	40,9%
Vind, landbaseret	30,7%	28,3%	25,8%	25,4%	25,1%	25,8%	26,5%	27,2%
Solcelle+PEC	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,6%	1,2%	1,8%

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Brint/metanol an forbrugssted, PJ/år	80,6	82,1	83,6	85,1	86,6	88,1	89,6
Brint/metanol ab produktion, PJ/år	86,4	88,0	89,7	91,3	93,0	94,6	96,3
%-fordeling på drivmiddel							
Metanol	20,9%	20,4%	19,8%	19,3%	18,8%	18,3%	17,9%
Gasformig brint	47,7%	46,8%	46,0%	45,2%	44,5%	43,7%	43,0%
Flydende brint	31,4%	32,8%	34,2%	35,5%	36,7%	37,9%	39,1%
%-fordeling på distribution							
Tankdistribution af metanol	19,5%	19,0%	18,5%	18,0%	17,5%	17,1%	16,6%
Rørdistribution af gasformig brint	27,2%	27,8%	28,4%	29,0%	29,6%	30,1%	30,6%
Tankdistribution af gasformig brint	18,1%	16,7%	15,3%	14,0%	12,7%	11,4%	10,2%
Tankdistribution af flydende brint	35,1%	36,5%	37,8%	39,0%	40,2%	41,4%	42,5%
%-fordeling på produktionsmåde							
Metanol, baseret på biomasse	19,5%	19,0%	18,5%	18,0%	17,5%	17,1%	16,6%
Brint, baseret på biomasse	2,5%	3,0%	3,4%	3,4%	3,3%	3,3%	3,2%
Brint, baseret på elektrolyse	78,0%	77,7%	77,3%	77,5%	77,7%	77,9%	78,1%
Brint, baseret på PEC	0,0%	0,4%	0,7%	1,1%	1,4%	1,8%	2,1%
%-fordeling på produktionsmåde							
Biomasse	29,5%	29,1%	28,6%	28,1%	27,7%	27,2%	26,8%
Vind, havbaseret	40,2%	39,6%	38,9%	38,3%	37,7%	37,1%	36,5%
Vind, landbaseret	27,8%	28,5%	29,1%	29,7%	30,2%	30,8%	31,3%
Solcelle+PEC	2,4%	2,9%	3,4%	3,9%	4,4%	4,9%	5,4%

Som nævnt ovenfor er hele brint- og metanolproduktionen i hele perioden forudsat at være baseret på vedvarende energi. Elforsyningen til elektrolyseanlæggene i 2030 sker altovervejende på basis af vindkraft med et lille bidrag fra solceller. Vindkraftens bidrag kommer fra dels en udskiftning af ca. 4000 eksisterende møller til møller med større kapacitet (der gør dem i gennemsnit 1,3 MW større, så deres middelkapacitet bliver ca. 1,6 MW), og dels ved etablering af større kapacitet i 4 områder der er kortlagt i forbindelse med planerne om havmølleparker. Implementeringen heraf antages at forløbe som følger:

- Havmølle-kapaciteten planlægges etableret som 4 parker, der etableres i årene: 2006/2007, 2009/2010, 2013/2014 og 2018/2019.
- Udskiftningen af de landbaserede møller sker nogenlunde jævnt over perioden, dog med næsten stilstand midt i perioden hvor der sker en kraftig udbygning af halvmølle-kapaciteten. I denne periode er der - på grund af havmølleparkernes trinvise udbygning - beregnet at være en overskudsproduktion af el, der kan afsættes til anden side.

Etableringen af solcelleanlæg forventes først at ske i perioden 2025-2030.

Tabellerne ovenfor viser en samlet oversigt over scenariets udvikling år for år.

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

6.2.1 Indledning

Det danske naturgassystem består på land af tre katagorier 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 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 lan-

* barg står for "bar gauge", dvs. overtryk

det. 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 brinttransport 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. Trans-

portkapaciteten 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.

6.2.4 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. stålkvalitet, 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. Brintatomet, 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. Atomer, 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 tryksving 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. tryksvingninger, 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.

6.2.5 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.

6.2.6 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 højtrykssledningerne, 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 materialemæssige problemer for mellemtryks- og højtrykssystemerne af stål ved en 5-10% tilsætning af brint til naturgassen,

- Tilsætning af mere end 10% brint til naturgassen i mellemtryks- og højtrykssystemerne af stål kræver derimod væsentlige ændringer og yderligere undersøgelser, som f.eks. at:

  - Sikkerhedsfaktorer fastlægges,
  - Tilladelige tryksvingninger 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 samlingmetoders egnethed,
  - Kritiske fejlstørrelser fastlægges for forskellige typer stål og svejsesømme,
  - Fejlstørrelser i rør og svejsesømme måles vha. intelligent pigs,
  - Behov for nye rørledninger og yderligere lagerkapacitet undersøges.

  Listen er ikke udtømmende.

6.3. Vurdering af forceret implementering

Det tidshorisonter der opereres med i scenarieanalyserne, bygger generelt på den forudsætning at brint kommer ind i billedet i forbindelse med naturlig udskiftning af teknologier på forbrugssiden,

og det er også forudsat at det tager nogle år for brintteknologierne at gennemtrænge salget. Dette lægger naturligvis kraftige begrænsninger på hvor hurtigt omstillingen til brinten kan ske, og dette skal lægges oven i den tid det tager at udvikle de nye teknologier og gøre dem klar til markedet.

Denne udvikling kan forceres på forskellig vis, og dermed kan miljøgevinsten ved at skifte til brint realiseres hurtigere - normalt med forskellige meromkostninger i bred forstand (dvs. både udgifter i snæver økonomisk forstand og ulemper så som forringet funktionsevne af køretøjet). Forceringen kan ske både i fasen før markedsintroduktionen (ved at forcere udviklings- og kommercialiseringsprocessen) og efter (ved at presse omlægningen af salget til brintteknologier, fx gennem afgiftsstyring og/eller forbud).

En tredje hovedmulighed for forceret omstillingen er udbredelse af brintteknologier i eksisterende transportmidler, hvorved man kan reducere den forsinkende effekt af den langsomme udskiftningstakt for køretøjerne. I det følgende fokuseres specielt på denne mulighed og der ses især på problemerne i forbindelse med lette transportmidler som person- og varebiler. Disse to køretøjsgrupper tegner sig tilsammen for ca. 60% af transportsektorens energiforbrug, og de har gennemsnitlige levetider for køretøjerne på 16-17 år. I modsætning til hvad der gælder for tungere køretøjer og andre typer af transportmidler, købes person- og varebiler typisk færdige med hensyn til motor og drivsystem. De beholder også typisk de drivsystemer og drivmidler de er født med.

Det er vigtigt at der er et rimeligt forhold mellem omkostningerne ved omstillingen og de energi- og miljømæssige gevinster. Den omstændighed at sigtet med indsatsen er at bane vejen for brint på længere sigt, kan begrunde at der slækkes på kravene på andre felter, men kun inden for visse grænser. I særdeleshed er det problematisk at acceptere markante forringelser af køretøjets energi- og miljøkarakteristika. På denne baggrund er følgende faktorer væsentlige for udvælgelsen både af de køretøjer der omstilles og af de brintkoncepter der omstilles til (Jørgensen 1996; Jørgensen, 1998; Jørgensen & Nielsen 1998):

- Omfanget af de tekniske indgreb bør ikke være for omfattende, ikke kun af hensyn til at holde omkostningerne nede, men også for at undgå uheldige side-effekter af at køretøjet fuldstændigt skifter karakter (fx af hensyn til køreegenskaber og holdbarhed)
- Der skal være infrastruktur på plads til at de omstillede køretøjer hurtigt kan komme i drift - hvilket betyder at der normalt vil være tale om blandingsdrift-koncepter, dvs. koncepter der ud over brint også kan anvende benzin (eller evt. diesel) som drivmiddel. Dette forringer imidlertid den miljømæssige effekt af omstillingen.
- De koncepter der omstilles til skal være langt fremme i deres tekniske udvikling og med hensyn til praktiske driftserfaringer.
- Køretøj og motor skal være egnet til omstillingen
- Tidspunktet for omstillingen må ikke være for sent i bilens livscyklus
- Der skal så vidt muligt være tale om køretøjer med en stor årskørsel, da dette giver den største energi- og miljøpåvirkning samt (alt andet lige) den bedste forrentning af investeringen

På baggrund heraf ses kun på konvertering af biler til brintdrift ved hjælp af konventionelle forbrændingsmotorer, og ikke til brændselscelle- eller hybridsystemer, ikke mindst fordi sidstnævnte vil kræve for store ombygninger af køretøjet. Hvis den aktuelle tendens holder stik, nemlig at brændselscellen er den mest oplagte langsigtede mulighed til brintdrift af transportmidler, vil dette skisma betyde at man ikke på køretøjssiden kan indhøste erfaringer der senere kan nyttiggøres.

Endvidere vil det i praksis være et krav at der er tale om køretøjer der kører på både brint og benzin (eller evt. diesel), idet der - især i en tidlig fase hvor der endnu ikke findes nogen udbygget brintinfrastruktur - vil være begrænsede anvendelsesmuligheder for biler der alene kører på brint. Derfor skal den ombygges så motoren kan fødes med både brint og benzin.

Da der skal skaffes plads til et brintlager, vil der næsten uvægerligt ske en forringelse af køretøjets funktionsevne ved konverteringen til brint, idet dette vil reducere dets kapacitet hvad angår bageageplads og/eller sædeplads til personer. I den forbindelse vil man samtidig som regel være nødt til at acceptere reduceret rækkevidde pr. optankning, i hvert fald med dagens lagerteknologi og i hvert fald for lette køretøjer. Det er i princippet, med valg af rette føde- og driftsprincipper, muligt at opnå samme motorydelse for den konverterede motor som før konverteringen, men i praksis kan det blive nødvendigt at gå på kompromis for at efterkomme ønsker til andre hensyn (driftsstabilitet, energieffektivitet, emissioner). Generelt gælder at forringelser af køretøjet reducerer potentialerne for at afsætte de konverterede køretøjer, specielt hvis ikke der gøres en speciel styrings- og reguleringsindsats for at skabe et marked for dem.

Teoretisk set er det muligt at gøre brintdrevne forbrændingsmotorer væsentlig mere energieffektive end tilsvarende benzinmotorer, men dette forudsætter at motorkonstruktionen (forbrændingskammer mv.) optimeres til brintdrift, hvilket ikke er muligt med konverterede motorer, i særdeleshed hvis disse også skal kunne drives med benzin. Det bør dog være muligt at nå energieffektiviteter der er tæt på benzinmotorens effektivitet før konverteringen, forudsat at den fornødne tekniske ekspertise er til rådighed ved konverteringen. Sammenlignet med dieselmotorer vil brintdrevne motorer i køretøjer almindeligvis få en markant forringelse af effektiviteten.

Brintmotorers væsentligste emissionsproblem er NOx, der dannes fra forbrændingsluften og ikke fra brændstoffets urenheder. Med et brændselscelle-baseret drivsystem kan køretøjets skadelige emissioner elimineres helt - eller næsten helt hvis der er tale om et system baseret på et andet drivmiddel, fx metanol, der konverteres til brint ombord. Hvis der anvendes en forbrændingsmotor, vil de eneste skadelige emissioner af betydning være NOx, der stammer fra forbrændingsluftens indhold af ilt og kvælstof, og som derfor vil optræde selv med et så rent brændstof som brint. Omfanget af disse emissioner afhænger kraftigt af den måde motor og fødesystem drives på. Ved visse af de forsøg der er lavet med brintbiler i 70'erne og 80'erne, var emissionerne på samme niveau som den tids benzinbiler eller højere, og siden da er nye benzinbilers NOx-emissioner reduceret med ca. 90%. Da det næppe vil være acceptabelt med brintbiler i større omfang som ikke kan konkurrere med konventionelle biler hvad angår skadelige emissioner, stilles der i dag langt skrappere krav til deres NOx-emissioner. Det er dog også muligt at reducere dem kraftigt med rette driftsprincipper, men det vil i praksis være nødvendigt at afveje dette mod andre hensyn.

Udover kravene til NOx-emissioner er andre vigtige faktorer bag valget af driftsprincipper ønskerne om pålidelig drift af motoren, om at få en tilstrækkeligt høj motorydelse samt om en god energieffektivitet. Det enkleste koncept for brintdrift, baseret på gaskarburator, er af mange årsager udelukket i praksis. I stedet er der hovedgrupper af koncepter:

(a) Indirekte indsprøjtning med blanding af brændstof og luft i indsugningsmanifolden (svarende til princippet i konventionelle, benzindrevne indsprøjtningsmotorer). Hvis der blive tale om udstrakt anvendelse af brintdrevne forbrændingsmotorer i lettere køretøjer, tegner denne klasse af koncepter sig i dag som den mest sandsynlige mulighed. Der kræves imidlertid fortsat udviklings- og forsøgsarbejde for at gøre systemerne parat til udbredt anvendelse, ikke mindst med henblik på at imødegå de driftsmæssige problemer der har været.

(b) Direkte indsprøjtning af brændstoffet i cylinderen (svarende til det princip der er kendes fra såkaldte GDI-motorer). Der har været eksperimenteret med dette koncept i 10-20 år, og det giver principielt gode muligheder for opnå gode egenskaber på mange områder, men stiller også meget store krav til udstyret ombord i køretøjet. Det gælder specielt hvis der ikke benyttes flydende brint som brændstof, hvilket man af hensyn til energieffektiviteten er interesseret i.

Det er ikke muligt at anvende dieselmotorer ved ren brintdrift på grund af problemer med at få brint til at selvantænde ved kompression. I stedet kan man tilsætte et tændmiddel til brinten - fx dieselolie (mindst 10-15%) - eller man kan ombygge motoren så der etableres tændrør, glødetænding eller lignende.

Der er på den baggrund ikke i dag et koncept for brintdrevne forbrændingsmotor der er parat til at blive implementeret i stor stil, men koncept (a) er tættest på at være det. I dag synes udviklings- og forsøgsarbejdet i vid udstrækning at være gået i stå i lyset af de løfter der knyttes til brændselsceller. Hvis disse ikke indfries, kan der på ny blive tale om en indsats for at fremme forbrændingsmotorens udvikling til brintdrift.

Ved vurderingen af potentialerne for omstilling er der forskellige begrænsende faktorer:

- De motorer der er omstillingsegnede findes altovervejende i store personbiler og kun i en del af disse.

- Der er ikke hensigtsmæssigt at omstille biler der er tæt på deres skrotningstidspunkt. En praktisk grænse kunne være omkring halvdelen af bilens levetid, dvs. efter maksimalt 7-8 år, hvilket skal ses på baggrund af at gamle biler kører markant mindre end nye i gennemsnit.

- En del af bilerne er uhensigtsmæssige på grund af deres anvendelsesmønster. Det skal helst være biler der nogenlunde forbliver i et afgrænset område. I den forbindelse er et springende punkt i hvilket omfang man er parat til med forskellige virkemidler at fremskynde omstillingen. Uden brug af sådanne virkemidler vil omstillingspotentialet formentlig være meget lille, da det i så fald vil være brugernes forestillinger om bilernes anvendelsesmønster (eller måske snarere mulige anvendelsesmønster) der er afgørende - og dette kan ud fra erfaringerne med afsætningen af elbiler være en stærkt begrænsende faktor.

- En yderligere begrænsning vil være at mange ikke vil acceptere forringelser af køretøjets kapacitet (eller vil kræve kraftige styringsmidler for at lade sig "overtale") som følge af installationen af lager.

- Da der er tale om benzin-/brint-blandingsdrift, vil de biler der omstilles, i praksis kun delvist operere ved brintdrift. Der vil alt andet lige være den sammenhæng at brintandelen aftager, jo større del af bilerne der omstilles, dvs. jo mere omstillingen presses ud over de mest oplagte potentialer.

Det er næppe realistisk at omstille andre køretøjer end personbiler i kategorien "stor" (dvs. biler af samme klasse som fx Peugeot 605 og BMW 5-serien), der typisk udgør ca. 2% af det samlede personbilsalg. I praksis er det kun en del heraf, idet ikke alle biler i kategorien har en motor der egner sig. Desuden er det kun den del af disse biler der ikke er for gammel (hvilket eksempelvis kan afgrænses til halvdelen), hvilket betyder at det maksimale potentiale er ca. 1% af personbilsalget (eller mindre end ½% af transportsektorens samlede energiforbrug). Det praktiske potentiale vil være langt lavere.

7 Konklusioner

I implementeringsafsnittet (6.1) er opstillet en række tekniske forudsætninger for scenarierne, altså at bestemte teknologier skal være tilgængelige på bestemte tidspunkter. Hertil kommer naturligvis en sideløbende række af økonomiske forudsætninger: hvis den tilgængelige teknologi skal kunne trænge igennem på markedet, så må dens pris være på et niveau, så dette sker gennem aktørernes egne beslutninger, eller alternativt må der med lovgivning sættes ind, f.eks. med påbud eller regler (f.eks. i Bygningsreglement), eller med midlertidige støtteordninger, som kan sigte mod at etablere *mar*kedsforudsætninger for produktion af de omhandlede teknologier til en tilstrækkelig lav pris. Disse tiltag udgør en række af nødvendige politiske tiltag, som skal sikre scenariernes gennemførsel, altså at overføre scenariemodellen til et egentligt planforløb.

Kritiske teknologier for brintscenarierne er de, som kræver væsentlige fremskridt for at kunne realiseres på et fornuftigt prisniveau. Alle de i scenarierne anvendte teknologier er allerede tilgængelige i en eller anden grad af færdighed, men nogle kræver en prisreduktion af størrelsen en faktor ti for at blive relevant. Det er sådanne teknologier, hvis udvikling er kritiske for realisering af et givet scenarie, og der har ikke meget mening at foretage fremtidige prissammenligninger, som baserer sig på et skøn for disse kritiske prisudviklinger. Dette samme gælder f.eks. solcelleprisen i Energi-21's planforløb. Her er det brændselscelleprisen, som har en sådan kritisk karakter. Priserne for brinttransmission, ja selv lagring (f.eks. i underjordiske kaverner) er i denne forbindelse af mindre betydning, idet de indenfor usikkerheden ligger på et niveau som svarer til dagens infrastruktur på energiområdet (naturgastransmission, -lagring). Konklusioner er derfor, at brændselscelleprisen er den nøglefaktor, som bestemmer scenariernes relevans. Denne pris afhænger kritisk af om de internationale bestræbelser på at indføre brint i transportsektoren vil lykkes.

De sidste år er brændselscelleprisen steget fra ca. 50000 kr/kW til ca. 200000 kr/kW, angiveligt fordi virksomhederne ikke er interesseret i at sælge anlæg før den planlagte introduktion i privatbiler år 2004, hvor prisen nødvendigvis skal være betydeligt lavere. Et ikke usandsynligt forløb vil være, at teknologien i 2004 ikke er helt på plads, og at virksomhederne derfor fortsat vil kræve en pris, der er så høj at markedet ikke oversvømmes. Men præcis hvad denne pris vil være, og hvordan den vil udvikle sig i årene efter den første introduktion af kommercielle brintbiler, er ikke nemt at sige.

Hvad det dog er muligt at formulere, er en tiltro til at brintteknologierne faktisk vil komme til at dominere markedet, fordi der ikke er nogen indlysende alternativer, og fordi en omlægning af transportsektoren skal finde sted, når knapheden på olie for alvor slår i gennem prismæssigt. Dette mener nogle vil ske indenfor ti år, mens oliebranchens optimister siger ca. 20 år (Jensen, 2000), altså i virkeligheden en minimal uenighed. Det nærmeste alternativ er vel rene elbiler, som har været under udvikling i ganske lang tid, uden at forholdene omkring vægt, præstationer og økonomi har fundet en tilfredsstillende løsning.

Mens der under alle omstændigheder kan være et ønske om at indføre brintteknologier i transportsektoren, så er den særlige danske indgangsvinkel at dette kunne ske samtidig med at den danske energiudvikling går i retning af en stor andel af vedvarende energi. Dels giver brintteknologierne en mulighed for at udnytte biobrændsler i transportsektoren (dog typisk efter en yderligere omdannelse, f. eks. forgasning og efterfølgende brintproduktion), og dels kan brintproduktion udfra elektricitet være en fordelagtig måde at håndtere det "overløb" af el, som vindkraftens voksende andel vil give anledning til. Det alternativ som dette skal ses i relation til, er at benytte eksport og import af el til at regulere den varierende vindkraftproduktion i forhold til efterspørgslen (evt. efter at mulig tilpasning på forbrugssiden har været bragt i anvendelse).

Mens tidligere undersøgelser har vist, at 36 timers vindprognoser kan foretages med så stor træfsikkerhed, at de relative omkostninger ved fejlskøn kan holdes indenfor ±10% af gennemsnitshandelsprisen (Meibom *et al.*, 1977; 1999), så er det ikke sikkert, at gennemsnitspriserne på den Nordiske Elbørs eller andre internationale handelssteder vi har adgang til, vil være attraktiv på de tidspunkter hvor overskudsstrømmen fra vindkraft forekommer. Medvirkende hertil er de meget store kvantiteter, der kan være tale om, nemlig 3-5 gange middelproduktionen. Ser vi omvejen ad brint som en løsning til dette problem, så er omkostningen primært konversionstab, idet ekstra transmissions- og lagringsomkostninger må skønnes at være beskedne. Bestemmende parametre bliver derfor dels hvor stor en del af brinten som kan anvendes direkte, f.eks. i transportsektoren, og dels hvad den samlede effektivitet ved gendannelse af elektricitet er. Mens vi vurderer, at effektiviteten i el-til-brint konverteringen kan blive meget nær 100%, så er elvirkningsgraden i den modsatte process højst omkring 65%, men med mulighed for at udnytte den sam-producerede varme. Det økonomiske tab er således primært givet ved forholdet mellem varme- og elpris, som historisk i Danmark har været betydeligt mindre end tilsagt af termodynamikkens love.

Overstående overvejelser gør det sandsynligt, omend på ingen måde sikkert, at brintteknologierne over de nærmeste 10-20 år vil opnå en økonomisk fordelagtig position på energimarkederne, og at det derfor vil være både teknisk (som vist gennem vore scenarie-gennemarbejdsninger og timesimuleringer) og økonomisk muligt at gennemføre Energi-21's planscenarie og dets naturlige fortsættelse frem mod en 100% dækning af Danmarks energiforbrug med vedvarende energikilder. Vore scenarier har etableret et skøn for, hvor stor en produktion fra de vedvarende energikilder der er nødvendig, samt den nødvendige kapacitet af omdannelsesapparatur, traansmissions- og lagringskapacitet, afhængig af om der vælges et system med central energilagring, eller et decentralt system med brintproduktion og -lagring spredt ud til de enkelte bygninger.

Hvad angår tempoet i en overgang til et energisystem baseret på vedvarende energi og brint som energibærer, så bekræfter implementerings-undersøgelserne at det må skønnes fordelagtigt at følge det tempo, som er angivet i Energi-21, dvs. at indføre der nødvendige nye teknologier i det naturlige tempo givet ved nødvendig udskiftning af ældre systemer. Det understreges dog, at en økonomisk fordelagtig udnyttelse af princippet om naturlig udskiftning forudsætter en stram plan for indførelse af såvel vedvarende energi- som brint-teknologier, uden fejlinvesteringer som de sidste fossile værker der blev gennemtrumfet så sent som under arbejdet med Energi-21, og som sammen med vindkraftudbygningen og de decentrale kraftvarme-værker har ført til en overkapacitet.

Ved at etablere den rumlige og tidslige fordeling af energistrømmene fra produktion til forbrug har vi vist scenariernes konsistens og bestemt de nødvendige komponentstørrelser (lagre, konverteringskapacitet, osv.). Samtidig er skabt et redskab, som tillader spørgsmål om f.eks. transmissionskapacitet og transportmængder at blive besvaret, når de endelige priser og specifikationer i fremtiden bliver kendt. Herved vil en egentlig optimering af energisystemet blive mulig, i modsætning til de nu undersøgte scenarier, der beskriver mulige fremtider af energipolitisk interesse, men uden at det med de i dag tilgængelige data er muligt at udtale sig om hvorvidt de er optimale i specifik teknisk og økonomisk forstand.

Litteratur mv.

Cenergia, (1994). Referenceår's data for en række Europæiske byer, baseret på et EC-financieret projekt. Data tidligere indkøbt fra en af deltagerne, Cenergia Rådg. Ingeniører, Ballerup.

Dal, Peter, Energistyrelsen (1999): Personlig kommunikation 13. oktober (regneark vedrørende fordeling af transportsektorens mineralolieprodukter på distributionskanaler).

Danmarks Statistik (1998a): "Byopgørelsen 1. januar 1998". Statistiske Efterretninger, Befolkning og valg, 1998:10, pp. 1-21.

Danmarks Statistik (1998b): "Transportsektorens struktur og økonomiske udvikling 1992-1997". Statistiske Efterretninger, Transport, 1998:54, pp. 1-41.

Danmarks Statistik (1999a): "Nøgletal for transport 1998". København.

Danmarks Statistik (1999b): "Motorparken pr. 1. januar 1995-1999". Statistiske Efterretninger, Transport, 1999:16, pp. 1-33.

Danmarks Statistik (1999c): "Skibsfarten på danske havne 1998". Statistiske Efterretninger, Transport, 1999:31, pp. 1-41.

Danmarks Statistik (1999d): "Nøgletal for transport 1999". København.

Danmarks Statistik mfl. (1995): "Transportstatistik 1995". København.

DONG, (2001). *Naturgaslagrene i Ll. Torup og Stenlille*. Web-rapport: http://www.dong.dk/dk/publikationer/lagerbrochure/nøgletal.htm

DSB (1999): "DSB grønt regnskab 1998". København.

Duer, Henrik (1999): "Øst-Vest trafikkens energiforbrug næsten uændret". Transportrådets Nyhedsbrev nr. 3, København.

Elselskaberne, (1997). "Havmølle-handlingsplan for de danske farvande". Elselskabernes og Energistyrelsens Arbejdsgruppe for havmøller, Vindkraftafd., SEAS

Eltra & Elkraft, (2001). Tidsserier for vindkraftproduktion år 2000. http://www.eltra.dk og http://www.elkraft-system.dk

EMD, (1999). Windresource Mapper. CD-R juni '99 fra Energi- og Miljødata, Aalborg.

Energiministeriet (1990): "Energi 2000. Handlingsplan for en bæredygtig udvikling". København

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.

Energistyrelsen (1999): Energistatistik 1998 (webudgave)

Energistyrelsen (2000): "Klima 2012 - Status og perspektiver for dansk klimapolitik". København.

Færdselsstyrelsen (1998): "Handlingsplan for energi- og miljøvenlig busteknik". København.

HT (1999): "Grønt regnskab for 1998". Hovedstadens Trafikselskab, København.

IEA & Lawrence Berkeley National Laboratory (1998): Data fra IEA/LBNL-undersøgelse af transportenergiforbrug. Udleveret af Lee Schipper, juli 1998.

Jensen, S. (2000). Dansk Shell's indlæg på konferencen "Den kommende oliekrise", Christiansborg, 5. december (arr.: Ingeniørforeningen i Danmark).

Jørgensen, J. (2000): Personlig kommunikation d. 13. april

Jørgensen, K. (1996): "Analyse af brintdrift i det danske trafiksystem". Danmarks Tekniske Universitet, Institut for Bygninger og Energi, Lyngby.

Jørgensen, K. (1998): "Personbilers energiforbrug". Danmarks Tekniske Universitet, Institut for Bygninger og Energi, Lyngby.

Jørgensen, K. (1998b): "Transport and Sustainability - with Special Emphasis on Grocery Distribution". Rapport R-028, Institut for Bygninger og Energi, Danmarks Tekniske Universitet, Lyngby.

Jørgensen, K. (2000): "Teknologikatalog over tekniske muligheder for energibesparelser i transportsektoren". Energistyrelsen, København.

Jørgensen, K. & Nielsen, L. H. (1998): "Alternative drivmidler og bæredygtig udvikling - el-, hybrid- og brintdrift i Danmark". Sagsrapport SR-9822, Institut for Bygninger og Energi, Danmarks Tekniske Universitet, Lyngby.

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.

Kempton, W. & Kubo, T. (2000). Electric-drive vehicles for peak power in Japan. Energy Policy vol. 28, 9-18.

Kort & Matrikelstyrelsen m.fl. (2000). Det levende Søkort. CD Rom baseret på flere søkortskilder.

Kristensen, P. og M. Slettebjerg, (1999). Udtræk af GIS data om energiproducenter, ledningsføring og varmeforbrug fra Energistyrelsens databaser. Energistyrelsens datakontor.

Kuemmel, 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.

Middelgrundens Vindmøllelaug, (1999). Tegningsbrochure.

Miljø- og energiministeriet (1996): "Energi 21. Regeringens energihandlingsplan 1996". København, april.

Miljøstyrelsen (1997). Perspektiver for elbiler i Danmark, Orientering fra Miljøstyrelsen Nr.1 1997, Miljø- og Energiministeriet

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.

Morthorst, P., Nielsen, L., Schleisner, L. (1993). Brint som energibærer. (Hydrogen as an energy carrier). Risø-R-675(DA) 142 pp.

Nielsen, L. (ed.) (1994). Vedvarende energi i stor skala til el- og varmeproduktion. Indpasning i elsystemet af vedvarende energi i stor skala i en usikker fremtid. Hovedrapport. 114 p.

Nielsen, L. & Morthorst, P. (eds.) (1998). Fluktuerende vedvarende energi i el- og varmeforsyningen – det mellemlange sigt. (System integration of wind power on liberalised electricity market conditions. Medium term aspects (In Danish)), 154pp.

Nielsen, L.& Jørgensen, K. (2000). Electric vehicles and renewable energy in the transport sector – energy system consequences. Main focus: Battery electric vehicles and hydrogen based fuel cell vehicles; Risø National Laboratory, Risø-R-1187 (EN); 80 pp.

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

Ogden, J., Steinburgler, M., Kreutz, T. (1999). A comparison of hydrogen, methanol and gasoline as fuels for fuel cell vehicles: implications for vehicle design and infrastructure development. Journal of Power Sources vol. 79, 143-168.

Ohi, J., (2000). Blueprint for Hydrogen Fuel Infrastructure Development, National Renewable Energy Laboratory, NREL/MP-540-27770

Oliebranchens Fællesrepræsentation (1997): "Olieberetning 1997". København.

Ravn, H. m.fl. (2001). Preliminære tidsserier af vindkraftproduktion fra PSO projekt med ELTRA og ELKRAFT System som deltagere

Risø, (1997). Rå datasæt for vindkraft Vindeby 1994-5, samt en række landbaserede lokaliteter, enkelte med tilhørende globale soldata, indkøbt hos Forskningscenter Risø.

Statens Lufthavnsvæsen, (2000). Indenrigsrutestatistik, http://www.slv.dk/luftfart/statistik

Steen, Peter et al (1997): "Färder i framtiden. Transporter i ett bärkraftigt samhälle". KFB Rapport 1997:7, Stockholm.Søfartstyrelsen & Erhvervsministeriet (1995): "Mindre danske færger - før, nu og i fremtiden". København.

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). Solar system simulation software developed in connection with other projects, including the recent "Solcelleanlæg med kombineret el- og varmeproduktion" (I. Katic, M. Bosanac, H. Sørensen, L. Nielsen, B. Sørensen), EFP-2000, J.Nr. 1713/00-0014 (in progress)

Sørensen, B. (2001b). *PV power and heat production: an added value.* In "Proc. EC PV Energy Conference, Glasgow, 2000", in press

Sørensen, B. (2001c). Energy system simulation software developed in connection with other projects (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

Thomas, C., James, B., Lomax, F., Kuhn, I. (2000). Fuel options for the fuel cell vehicle: hydrogen, methanol or gasoline?, Int. Journal of Hydrogen Energy, Vol.25 Issue.6 pp 551-67

Thomas, C., Kuhl, I., James, B., Lomax, F., Baum G. (1998). Affordable hydrogen supply pathways for fuel cell vehicles. Directed technologies, Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 23 No. 6.

Trafikministeriet (1990): "Regeringens transporthandlingsplan for miljø og udvikling". København.

Trafikministeriet (1994): "Transportsektorens miljøbelastning". København.

Trafikministeriet (1995): "Bustrafik 1994". København.

Trafikministeriet (1996): "Regeringens handlingsplan for reduktion af transportsektorens CO2-udslip". København, april.

Trafikministeriet (2000a): "Begrænsning af transportsektorens CO2-udslip. Muligheder og virkemidler". København.

Trafikministeriet (2000b): TEMA 2000-model. København (under publikation).

Vejdirektoratet (1998): "Tal om vejtrafik" (Rapport nr. 156). København.

Vejdirektoratet (1999): Opgørelse og fremskrivning af data vedrørende transport- og trafikarbejde samt energiforbrug og emissioner for transportsektoren (regneark modtaget via Martin Thelle, Energistyrelsen)

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

BILAG A: Teknologikatalog

INDHOLD **165**

1 INDLEDNING **166**

2 DATABLADE **166**

2.1 GENERELLE FORHOLD 166
2.2 DATABLADE FOR PRODUKTIONSTEKNOLOGIER 167
2.2.1 Brintfremstilling ved biomasseforgasning *167*
2.2.2 Brintfremstilling ved biomassepyrolyse *169*
2.2.3 Metanolfremstilling fra biomasse *170*
2.2.4 Metanolfremstilling fra naturgas *171*
2.2.5 Brintfremstilling ved alkalisk elektrolyse *172*
2.2.6 Brintfremstilling ved faststof-polymerelektrolyse *173*
2.2.7 Brintfremstilling ved fotoelektrokemiske celler (PEC) *174*
2.3 DATABLADE FOR LAGRINGSTEKNOLOGIER 174
2.3.1 Stor tryktank (gasform) - stationær brintlagring *174*
2.3.2 Lille tryktank (gasform) - stationær brintlagring *176*
2.3.3 Tryktank (gasform) - brintlagring i transportmidler *177*
2.3.4 Grafitlagre - brintlagring i transportmidler *178*
2.3.5 Underjordiske lagre - stationær brintlagring *179*
2.3.6 Tank til flydende brint - stationær brintlagring *180*
2.3.7 Tank til flydende brint - brintlagring i transportmidler *181*
2.3.8 Metanoltank - metanollagring i transportmidler *182*
2.3.9 Metalhydrider - stationær brintlagring *183*
2.3.10 Metalhydrider - brintlagring i transportmidler *184*
2.4 DATABLADE FOR TEKNOLOGIER TIL TRANSPORT, DISTRIBUTION OG OPTANKNING AF BRINT OG METANOL 185
2.4.1 Distribution af brint i rørledning - gasform *185*
2.4.2 Distribution af brint i tank - gasform *186*
2.4.3 Distribution af brint i tank, flydende form *187*
2.4.4 Distribution af metanol i tank *188*
2.4.5 Optankningsfacilitet til gastanklagre i transportmidler *189*
2.4.6 Optankningsfacilitet til metalhydridlagre i transportmidler *190*
2.4.7 Optankningsfacilitet til flydende brintlagre i transportmidler *191*
2.4.8 Optankningsfacilitet til metanol i transportmidler *192*
2.5 DATABLADE FOR ANVENDELSESTEKNOLOGIER 192
2.5.1 Stationær kraftvarme - forbrændingsmotor/generator *192*
2.5.2 Stationær kraftvarme - gasturbine *194*
2.5.3 Stationær kraftvarme - smeltekarbonatbrændselscelle (MCFC) *195*
2.5.4 Stationær kraftvarme - fosforsyrebrændselscelle (PAFC) *196*
2.5.5 Stationær kraftvarme - faststofoxid-brændselscelle (SOFC) *197*
2.5.6 Stationær kraftvarme - alkalisk brændselscelle (AFC) *198*
2.5.7 Stationær kraftvarme - faststof-polymerbrændselscelle (PEMFC) *199*
2.5.8 Stationær kraftvarme - individuel faststof-oxidbrændselscelle (SOFC) *200*
2.5.9 Reversibel brændselscelle - faststof-polymer (PEMFC) *201*
2.5.10 Mobilt drivsystem - brintdrevet forbrændingsmotor, gnisttænding *202*
2.5.11 Mobilt drivsystem - direkte-brintbrændselscelle, PEMFC *203*
2.5.12 Mobilt drivsystem - direkte-brintbrændselscelle, AFC *204*
2.5.13 Mobilt drivsystem - indirekte-metanolbrændselscelle, PEMFC *205*
2.5.14 Mobilt drivsystem - direkte-metanolbrændselscelle, DMFC *206*
2.5.15 Mobilt drivsystem - fly *207*

3 REFERENCE FOR DRIVSYSTEMER - VIRKNINGSGRADER **207**

4 TERMINOLOGI OG FORKORTELSER **208**

5 REFERENCER **209**

1 Indledning

Dette katalog sammenfatter data for teknologier der anvendes, eller kunne være anvendt, i scenarier i projektet, "Brint i fremtidens energisystem i Danmark". Katalogets primære funktion er at fungere som dokumentation for data, først og fremmest vedr. energiomsætning, miljøforhold, centrale funktionsmæssige forhold samt økonomi. Derimod er der lagt mindre vægt på at beskrive teknologierne.

Der er i første række fokuseret på teknologier der er - eller kunne være - aktuelle i brintprojektets sammenhæng. Blandt andet er der kun teknologier med der kan forventes at bidrage til reduktion af CO2-udslippet, eller som kan få en funktion i forbindelse med det planforløb der lægges op til i den officielle danske energiplan Energi 21). Det betyder fx at brintfremstilling på basis af kul ikke er medtaget. Også teknologier der vurderes at være meget usikre er udeladt, med mindre de funktionsmæssigt spiller en meget vigtig rolle for scenarierne (som fx de reversible brændselsceller gør det).

Data er i første række dokumenteret gennem referencer til litteraturen. Der refereres til en fælles litteraturliste bag i kataloget.

2 Datablade

2.1 Generelle forhold

Databladene viser tekniske og økonomiske data for forskellige typer af systemer der realistisk kan forventes at indgå i scenarier for brint i det danske energisystem, opdelt på følgende hovedkategorier:

- teknologier til produktion af brint
- teknologier til lagring (stationær og mobil) af brint
- teknologier til distribution og transport af brint
- teknologier til forskellige former for anvendelse af brint

De primære data i databladene vedrører dels status, dels en prognosticering for 2030-50, mens data for 2015 tjener som demonstration af udviklingen. På grund af den store usikkerhed der nødvendigvis må være på det meget lange sigt, vurderes det ikke er være rimeligt at skelne mellem årene 2030 og 2050. Prognosticeringerne bygger på litteraturstudier. For en meget stor del af de vurderinger af udviklingsmulighederne der findes i litteraturen, er der ikke knyttet et tidsperspektiv på - dvs. at det angives kun at bestemte forbedringer vurderes at være opnåelige uden at angive hvornår. Der er dog så godt som altid tale om kortere tidshorisonter end år 2030, hvorfor det generelt kan antages at forbedringerne er opnået i tide til at kunne være implementeret i 2030/2050.

De effektiviteter der angives i kataloget er energieffektiviteter, dvs. at de er opgjort på energibasis som forholdet mellem energiindhold i output og i input. I mange tilfælde vil det være relevant at skelne mellem virkningsgraden for det centrale output (fx brint) og for det totale output, inkl. tab/biprodukter. I så fald fremgår det af de pågældende elementer. Der er generelt anvendt nedre brændværdier, dvs. den effektive brændværdi 100°C, eksklusiv energiindholdet til kondensering af damp i forbindelse med brændstoffets vandindhold. Følgende brændværdier benyttes:

- Brints nedre brændværdi: 120 MJ/kg (33,3 kWh/kg), svarende til 10,06 MJ/Nm^3 (2,79 kWh/Nm^3). Dens øvre brændværdi til 0°C er 142 MJ/kg (39,4 kWh/kg), svarende til 11,90 MJ/Nm^3 (3,31 kWh/Nm^3).
- Metanols nedre brændværdi:19,9 MJ/kg (5,53 kWh/kg), svarende til 15,9 MJ/liter (4,42 kWh/liter). Dens øvre brændværdi er 22,7 MJ/kg (6,31 kWh/kg), svarende til 18,1 MJ/liter (5,03 kWh/liter)

Omkostninger er generelt opgjort som direkte omkostninger, ekskl. moms og afgifter og uden at inddrage bidrag for afledte omkostninger mv. Der er generelt tale om store usikkerheder på disse omkostningsvurderinger, da der i vid udstrækning er tale om teknologier der er under udvikling.

Der opereres med specifikke investeringsomkostninger pr. kapacitetsenhed for den pågældende teknologi, idet kapacitetsenheden er leveret effekt for produktions- og forbrugsteknologier og GJ lagerkapacitet for lagre. For at beregne teknologiens omkostninger i den konkrete anvendelse skal disse specifikke omkostninger sammenholdes med benyttelsesmønstret:

- for produktions- og forbrugsteknologier kan benyttelsestiden[1] benyttes til at sætte investeringsomkostningerne i forhold til årsproduktion eller -forbrug

[1] Dvs. tidsforbrug ved fuldlast for at få årsproduktion eller -forbrug.

- for lagringsteknologier er den relevante faktor antallet af gange lagret benyttes pr. år, der begrænses af den gennemsnitlige lagringstid.

Dermed kan der udregnes specifikke investeringsomkostninger pr. årlig produktion, forbrug eller lagring.

Som hovedregel er de specifikke priser angivet som størrelses-uafhængige konstanter, hvilket ikke alene bidrager til den samlede usikkerhedsbillede, men også giver en mere kvalitativ fortegning af omkostningsbilledet som følge af at eksempelvis stordriftsfordele og lignende elimineres. Dette påvirker normalt økonomien i scenarier med snævre grænser for dimensioneringen af anlægsstørrelser hårdere end scenarier hvor der er friere rammer for at tilpasse disse til det der er økonomisk hensigtsmæssigt, og det kan derfor også påvirke sammenligningen af forskellige scenarier. Også andre forhold - fx virkningsgrader - kan påvirkes af anlægsstørrelsen.

De specifikke omkostninger i kataloget gælder i første række for midterregionen af de størrelsesintervaller der er angivet for de forskellige teknologier, mens usikkerheden vokser jo mere man bevæger sig væk fra disse.

Prisoverslag i udenlandske valutaer er omregnet til danske kroner med følgende kurser: 730 for US$ og 375 for DEM[2].

Der er ikke angivet omkostninger for drift- og vedligeholdelse i katalogets tabeller, der i stedet kan beregnes som en procent af investeringsomkostningerne. Som generelt talstørrelse for et samlet brintscenario kan regnes med at de årlige drifts- og vedligeholdelsesomkostninger udgør 3-5% af de samlede investeringerne i scenariet, eksklusiv eventuelle omkostninger til brændsel og hjælpeenergi[3]. Dette er niveauet for de udviklede teknologier, der for en stor del af teknologierne først kan tanges at være gældende omkring år 2030 og fremefter. Det bygger bl.a. på den forudsætning at der ikke er behov for fremrykkede reinvesteringer i betydelige dele af teknologien, hvilket ikke kan siges at være tilfældet generelt.

De gennemsnitlige levetider for de enkelte teknologier er en vigtig parameter med henblik på de økonomiske forhold omkring skiftet til brint, men også mere generelt i den forstand at meget korte levetider - og ikke mindst levetider der er korte i forhold det forventede eller lovede for den pågældende teknologi - vil fungere som en barriere for deres udbredelse. De opgivne levetider er kataloget er generelt forbundet med stor usikkerhed. Den omstændighed at der er tale om teknologier under udvikling, eller som end ikke har begyndt denne proces, gør at der er stor forskel levetiderne for de udviklede teknologier (dvs. fra år 2030) og de levetider man kan opnå i dag. Det er vigtigt at være opmærksom på at det ikke mindst er de meget korte levetider der er problemet, og at de især er i forbindelse med korte levetider at et år fra eller til betyder meget. Derimod er betydningen af forskelle mindre hvis der i udgangspunkt er tale om levetider på 15-20 år eller mere. Dette gælder specielt hvis der opereres med reelle kalkulationsrenter større end 0% i beregningerne.

2.2 Datablade for produktionsteknologier

2.2.1 Brintfremstilling ved biomasseforgasning

	Enheder	Status	2015	2030-50
Energi / Teknik				
Type		direkte forgasning[10]	indirekte forgasning[11]	indirekte forgasning
Tryk, output H_2	bar	30-40	30-40	30-40
Råmateriale		biomasse	biomasse	biomasse
Anlægsstørrelse[4]				
- output, brint	MW	10-500	5-500	5-500
- input, biomasse	tons/dg	90-4.400	40-4.400	40-4.200

[2] Niveau i november 1999. Dollarkursen er siden steget markant, men det er valgt at fastholde kursen fra november, da det er tvivlsomt om den meget høje kurs ultimo 2000 er udtryk for en varig position. De fleste prisangivelser bygger i øvrigt på kilder der er angivet pr. 1999 eller før.

[3] Amos (1998), Ogden (1998), Specht el al (1998), Padro & Putsche (1999), Ogden et al (1999b), Adamson & Perasson (2000)

[4] Grænserne er ikke fysiske grænser men indeholder en afvejning af dels investeringsomkostninger, der vokser meget

Andet forbrug		vand	vand	vand
Levetid[5]	år		15	20
Virkningsgrad[6]				
- brinteffektivitet[7][8]	%	52	55	57
- energikonvertering[9]	%	58	80	80
Øvrig produktion		varme (damp)	varme (damp)	varme (damp)
Renhed				
Miljøforhold				
Emissioner[12]	kg/GJ	0	0	0
Økonomi[13]				
Investeringsomkostninger[14]	kr./kW_{ud}	5.600	3.200	3.000

for små anlæg, dels forskellige logistiske forhold vedrørende både meget små og meget store anlæg. Endnu større anlæg end de her viste grænser kan tænkes, men dette er de grænser der almindeligvis refereres til i litteraturen.

[5] Energistyrelsen 1996b

[6] Ogden et al 1994; Chen et al 1995; Hansen et al 1997; Mann & Spath 1997; Mann et al 1998a; Adamson & Pearson 2000

[7] Forholdet mellem energiindhold i produceret brint og energiindhold i biomasse.

[8] I meget store anlæg kan virkningsgraden formentlig blive 2-3 procentpoint højere.

[9] Forhold mellem samlet energiindhold i henholdsvis output- og inputprodukter.

[10] Koncept hvor procesvarmen til forgasningen tilføres ved forbrænding af en del af biomassen. Hidtil har der været fokuseret mest på dette koncept, der er velegnet til kulforgasning, men ikke optimalt til forgasning af biomasse.

[11] Koncept hvor procesvarmen til forgasningen overføres via et medium, fx sand. Dette koncept er velegnet til forgasning af biomasse, der er mere reaktiv end kul, men det er ikke så langt fremme i udviklingen som indirekte forgasning.

[12] Mann & Spath 1997

[13] Larson & Kartofsky 1992; Chen et al 1995; Mann et al 1998a; Spath & Mann 1998; Padró & Putsche 1999; Adamson & Pearson 2000.

[14] Ifølge en undersøgelse af NREL, USA kan prisen antages nogenlunde konstant over anlægsstørrelser på ca. 100 MW (ud), mens der herunder er stigende specifikke anlægsinvesteringer med aftagende anlægsstørrelser (Padró & Putsche 1999). Prisen dækker et anlæg på ca. 100 MW eller mere.

2.2.2 Brintfremstilling ved biomassepyrolyse

	Enheder	Status	2015	2030-50
Energi / Teknik				
Proces		pyrolyse +[21] steam reforming	pyrolyse + steam reforming	pyrolyse + steam reform
Temperatur	°C	ca. 500	ca. 500	ca. 500
Tryk, output H_2 (efter komp.)	bar			
Råmateriale		biomasse	biomasse	biomasse
Anlægsstørrelse[15]				
- output, brint	MW	10-500	5-500	5-500
- input, biomasse	tons/dg	100-5.000	50-4.600	50-4.600
Andet forbrug		vand	vand	vand
Levetid[16]	år		15	20
Virkningsgrad[17]				
- brinteffektivitet[18][19]	%	48	52	52
- energikonvertering[20]	%	67	70	75
Renhed				
Miljøforhold				
Emissioner	kg/GJ	0	0	0
Økonomi[22]				
Investeringsomkostninger[23]	kr./kW	3.000	2.800	2.700

[15] Grænserne indeholder en afvejning af dels investeringsomkostninger, der vokser meget for små anlæg, dels forskellige logistiske forhold der forværres både for meget små og meget store anlæg. Endnu større anlæg end de her viste grænser kan tænkes, men dette er de grænser der almindeligvis refereres til i litteraturen.

[16] Energistyrelsen 1996b

[17] Chen et al 1995; Hansen et al 1997; Mann et al 1998a; Bridgwater 1999; Bridgwater et al 1999; Marquevich et al 1999

[18] Forholdet mellem energiindhold i produceret brint og energiindhold i biomasse. Virkningsgraden inkluderer tabene i forbindelse med konverteringen af biomassen til bio-olie (pyrolyse-trinnet). Hvis man har bio-olie i udgangspunktet kan virkningsgraden blive væsentlig højere.

[19] Virkningsgraden er stærkt temperaturafhængig, men samtidig trækker andre procesforhold i en vis udstrækning i modsat retning af hensynet til virkningsgraden. Derfor er de faktiske udviklingsmuligheder en afvejning mellem disse hensyn

[20] Forhold mellem energiindholdet i output- og inputprodukter.

[21] Råmaterialet (biomasse) omdannes til et flydende biomasse-produkt (bio-olie), der dernæst konverteres til brint ved hjælp af konventionel steam reforming. En alternativ proces giver forskellige biprodukter sammen med brinten, men da den giver et lavt brintudbytte (25-30% af energiinput), er der set bort fra den i denne sammenhæng.

[22] Larson & Kartofsky 1992; Chen et al 1995; Mann 1995; Mann et al 1998a; Spath & Mann 1998; Padró & Putsche 1999

[23] Ifølge en undersøgelse af NREL, USA er den specifikke anlægspris pr. MW stigende med aftagende anlægsstørrelser (Padró & Putsche 1999). Prisen her er for et anlæg på ca. 100 MW. Ved vurderingen af prisudviklingen er der taget udgangspunkt i en antagelse om at udviklingsindsatsen går til dels at forbedre effektiviteten, dels at reducere omkostningerne. Derfor antages der en relativt begrænset forbedring vedrørende sidstnævnte aspekt.

2.2.3 Metanolfremstilling fra biomasse

	Enheder	Status	2015	2030-50
Energi / Teknik				
Type		direkte forgasning[28]	indirekte forgasning[29]	indirekte forgasning
Råmateriale		biomasse	biomasse	biomasse
Anlægsstørrelse[24]				
- output, metanol	MW	200-1.000	100-1.000	100-1.000
- input, biomasse	tons/dg	2.100-10.000	900-9.100	900-8.700
El (jævn/vekselstrøm)				
Andet forbrug		vand	vand	vand
Levetid	år		15	20
Virkningsgrad[25]				
- metanoleffektivitet[2627]	%	44	48	51
Øvrig produktion		varme	varme	varme
Renhed				
Miljøforhold				
Emissioner	kg/GJ	0	0	0
Økonomi[30]				
Investeringsomkostninger[31]	kr./kW	8.000	5.000	4.500

[24] Grænserne er ikke fysiske grænser men indeholder en afvejning af dels investeringsomkostninger, der vokser meget for små anlæg, dels forskellige logistiske forhold vedrørende både meget små og meget store anlæg. Endnu større anlæg end de her viste grænser kan tænkes, men dette er de grænser der almindeligvis refereres til i litteraturen.

[25] Breinholt et al 1992; Larson & Kartofsky; Chen et al 1995; Lange 1997; Borgwardt 1998; Adamson & Pearson 2000

[26] Forholdet mellem energiindhold i produceret metanol og energiindhold i biomasse.

[27] I meget store anlæg kan virkningsgraden formentlig komme et par procentpoint højere op på lang sigt.

[28] Koncept hvor procesvarmen til forgasningen tilføres ved forbrænding af en del af biomassen. Hidtil har der været fokuseret mest på dette koncept, der er velegnet til kulforgasning, men ikke optimalt til forgasning af biomasse.

[29] Koncept hvor procesvarmen til forgasningen overføres via et medium, fx sand. Dette koncept er velegnet til forgasning af biomasse, der er mere reaktiv end kul, men det er ikke så langt fremme i udviklingen som indirekte forgasning.

[30] Larson & Kartofsky 1992; Chen et al 1995; Borgwardt 1998; Adamson & Pearson 2000

[31] Udviklingen i de specifikke investeringsomkostninger bygger på den forudsætning at der mellem i dag og 2015 sker et skift til et koncept byggende på indirekte forgasning, og at dette derefter omkostningseffektiviseres frem til 2030. Dette er forklaringen på det store omkostningsspring mellem i dag og 2015.

2.2.4 Metanolfremstilling fra naturgas

	Enheder	Status	2015	2030-50
Energi / Teknik				
Type				
Råmateriale		naturgas	naturgas	naturgas
Anlægsstørrelse				
- output, metanol	MW	300-3.000	300-3.000	300-3.000
- *input*, naturgas	Nm^3 NG/h	0,9-9	0,9-9	0,9-9
El (jævn/vekselstrøm)				
Levetid	år		15	20
Virkningsgrad[32]				
- metanoleffektivitet[33]	%	70	72	75
Renhed				
Miljøforhold				
Emissioner	kg/GJ	0	0	0
Økonomi[34]				
Investeringsomkostninger[35]	kr./kW	4.000	4.000	4.000

[32] Chen et al 1995; Lange 1997; Borgwardt 1998; Adamson & Pearson 2000
[33] Forholdet mellem energiindhold i produceret metanol og energiindhold i biomasse.
[34] Larson & Kartofsky 1992; Chen et al 1995; Borgwardt 1998; Adamson & Pearson 2000
[35] Der er tale om en veludviklet teknologi uden store omkostningsmæssige udviklingsmuligheder.

2.2.5 Brintfremstilling ved alkalisk elektrolyse

	Enheder	Status	2015	2030-50
Energi / Teknik				
Elektrolyt		KOH	KOH	KOH
Driftstemperatur	°C	70-90	70-90	70-90
Tryk, output H_2 (efter komp.)	bar	1 – 250		
Anlægsstørrelse, brintoutput	MW	1-100	1-100	1-100
El (jævn/vekselstrøm)		jævnstrøm		
Andet forbrug	l vand /Nm^3 H_2	0,63		
Levetid[36]	år		15	18
Virkningsgrad[3738]	%	76	78	80
Øvrig produktion		ilt, varme	ilt, varme	ilt, varme
Renhed		99,9 ± 0,1 %		
Miljøforhold				
Emissioner	kg/GJ	0	0	0
Økonomi[3940]				
Investeringsomkostninger	kr./kW	3000	2200	2000

[36] Energistyrelsen 1996a

[37] Vanhanen et al 1997; Bartmels et al 1998; Specht et al 1998; Dutton et al 2000. Virkningsgraden forringes markant hvis anlægget belastes hårdt. Alkaliske elektrolyseanlægs effektivitet trækkes ned af energiforbrug til hjælpeudstyr.

[38] Andre - fx Energistyrelsen 1996a - angiver fremtidige virkningsgrader på over 90%, men dette må set fra dagens teknologiske perspektiv anses for urealistisk med konventionelle alkaliske anlæg.

[39] Energistyrelsen 1996a; Zittel & Wurster 1996; Mann et al 1998b; Specht et al 1998; Padró & Putsche 1999.

[40] Der er storskala-gevinster for alle anlæg i det beskrevne interval, jf. Padró & Putsche 1999, og små anlæg kan være langt dyrere pr. kW.

2.2.6 Brintfremstilling ved faststof-polymerelektrolyse

	Enheder	Status	2015	2030-50
Energi / Teknik				
Driftstemperatur	°C	80-100	80-100	80-100
Tryk, output H_2 (efter komp.)	bar	5-10		
El (jævn/vekselstrøm)		jævnstrøm		
Kritisk materialeforbrug		Nafion		
Andet forbrug	l vand /Nm^3 H_2			
Anlægsstørrelse, output	MW	10-50	5-50	5-50
Levetid	år		15	20
Virkningsgrad[41]	%	50[42]	92	94
Øvrig produktion		ilt, varme	ilt, varme	ilt, varme
Renhed		høj	høj	høj
Miljøforhold				
Emissioner	kg/GJ	0	0	0
Økonomi[43]				
Investeringsomkostninger	kr./kW	3.000	1.300	1.200

[41] Ledjeff et al 1994; Hollenberg et al 1995; Vanhanen et al 1998. Virkningsgraden forringes markant hvis anlægget belastes hårdt.

[42] Dagens polymer-faststofelektrolyseanlæg ligger med virkningsgrader på ca. 50% eller lavere, mens potentialet for virkningsgrader over 90% i dag kun er dokumenteret af Fuji (og for disse på et usikkert grundlag på manglende praktisk driftsgrundlag).

[43] Padró & Putsche 1999.

2.2.7 Brintfremstilling ved fotoelektrokemiske celler (PEC)

	Enheder	Status	2015	2030-50
Energi / Teknik[44]				
Driftstemperatur	°C			
Tryk, output H_2 (efter komp.)	bar			
Kritisk materialeforbrug	kWh/Nm^3	Si, Ga		
Andet forbrug	l vand /Nm^3 H_2			
Anlægsstørrelse	MW			
Levetid[45]	år			15
Virkningsgrad[46]	%	7	9	14
Øvrig produktion		ilt	ilt	ilt
Renhed				
Miljøforhold				
Emissioner	kg/GJ	0	0	0
Økonomi[47]				
Investeringsomkostninger	kr./kW			

2.3 Datablade for lagringsteknologier

2.3.1 Stor tryktank (gasform) - stationær brintlagring

[44] Rocheleau et al 1996; Kocha et al 1997, Mann et al 1999
[45] Levetid i 2030 baseret på at teknologien formentlig stadig vil være under udvikling til den tid.
[46] Rocheleau et al 1996; Kocha et al 1997; Mann et al 1998b. Virkningsgraden angiver forholdet mellem energi i solindstråling og el fra anlæg.
[47] Kocha et al 1997; Mann et al 1998b; Mann et al 1999

	Enheder	Status	2015	2030-50
Energi / Teknik				
Type		klokke	klokke	klokke
Tankmateriale		stål	stål	stål
Lagringsmateriale		luft	luft	luft
Driftstemperatur	°C	atmosfærisk	atmosfærisk	atmosfærisk
Tryk	bar	10-15	10-15	10-15
Tab[48]				
- *ind*/ud-forskel	%	0	0	0
- påfyldningstab	%	0	0	0
- stationære tab	% pr. døgn	0	0	0
Total virkningsgrad (VG)	% af H_2 ind	100	100	100
Supplerende energi[49]	kWh el/Nm^3	0,10	0,09	0,08
Total VG, inkl. supplerende energi	% af H_2 ind	96	96	97
Anlægsstørrelse	GJ	50-100	50-100	50-100
Levetid	år		25	30
Opfyldningstid	minutter			
Krav til brintrenhed		lave	lave	lave
Miljøforhold				
Materialeaffald				
Økonomi[50][51]				
Investeringsomkostninger	kr./MJ	45	40	40

[48] Wurster 1997b; Amos 1998

[49] Kompressionsenergi mv., der afhænger af dels det tekniske udviklingsstade, dels trykniveauet.

[50] Amos 1998; Padró & Putsche 1999

[51] Den specifikke investering pr. GJ er stærkt afhængig af lagringstryk. Højere tryk betyder højere energiindhold for en given fysisk størrelse, hvilket alt andet lige betyder lavere investeringer pr. GJ. Til gengæld fordyres prisen af krav om kraftigere dimensionering.

2.3.2 Lille tryktank (gasform) - stationær brintlagring

	Enheder	Status	2015	2030-50
Energi / Teknik				
Type		Tryktank	Tryktank	Tryktank
Tankmateriale		stål	stål	stål
Lagringsmateriale		luft	luft	luft
Driftstemperatur	°C	atmosfærisk	atmosfærisk	atmosfærisk
Tryk	bar	100-200	100-200	100-200
Tab[52]				
- ind/ud-forskel	%	0	0	0
- påfyldningstab	%	0	0	0
- stationære tab	% pr. døgn	0	0	0
Total virkningsgrad (VG)	% af H_2 ind	100	100	100
Supplerende energi[53]	kWh el/Nm^3	0,24	0,22	0,19
Total VG, inkl. suppl. energi		91	92	93
Anlægsstørrelse[54]	GJ	<0,1	<0,1	<0,1
Levetid[55]	år		30	30
Opfyldningstid	minutter			
Krav til brintrenhed		lave	lave	lave
Miljøforhold				
Materialeaffald				
Økonomi[5657]				
Investeringsomkostninger	kr. pr. MJ	50	45	45

[52] Wurster 1997b; Amos 1998

[53] Primært kompressionsenergi, der afhænger af dels det tekniske udviklingsstade, dels trykniveauet der komprimeres til.

[54] Energistyrelsen 1996a

[55] Energistyrelsen 1996a

[56] Energistyrelsen 1996a; Amos 1998; Padró & Putsche 1999

[57] Den specifikke investering pr. GJ er stærkt afhængig af lagringstryk. Højere tryk betyder højere energiindhold for en given fysisk størrelse, hvilket alt andet lige betyder lavere investeringer pr. GJ. Til gengæld fordyres prisen af krav om kraftigere dimensionering. Små lagre er alt andet lige dyrere pr. volumenenhed end større, men dette kan opvejes af mulighed for volumenproduktion.

2.3.3 Tryktank (gasform) - brintlagring i transportmidler

	Enheder	Status	2015	2030-50
Energi / Teknik				
Type		Tryktank	Tryktank	Tryktank
Tankmateriale		Alu/viklet	Komposit	Komposit
Lagringsmateriale		Luft	Luft	Luft
Driftstemperatur	°C	Atmosfærisk	Atmosfærisk	Atmosfærisk
Tryk[58]	bar	300	400	500
Energitæthed[59]				
- pr. volumen	MJ/liter	2	3,0	3,3
- pr. masse	MJ/kg	4	6	8
- brinttæthed, brutto	vægt-% H_2	3,5	5	7
Tab[60]				
- ind/ud-forskel	%	0	0	0
- påfyldningstab	%	4	2	2
- stationære tab	% pr. døgn	0	0	0
Total virkningsgrad (VG)[61]	% af H_2 ind	96	98	98
Supplerende energi[62]	kWh el/Nm^3	0,24	0,28	0,30
Total VG, inkl. supplerende energi	% af H2 ind	88	88	87
Anlægsstørrelse	GJ	0,4-2,5	0,5-3,5	0,6-4,5
Levetid	år		15	18
Opfyldningstid[63]	minutter	3-5	3-5	3-5
Krav til brintrenhed		lave	lave	lave
Miljøforhold				
Materialeaffald				
Økonomi[646566]				
Investeringsomkostninger	kr. pr. MJ	28	18	10

[58] Der findes vurderinger af mulige lagringstryk på op til ca. 700 bar, men af hensyn til den usikkerhed der knytter sig hertil, benyttes her mere konservative skøn.
[59] Lipman & DeLuchi 1996; Wurster 1997b; Ogden et al 1999b
[60] Lipman & DeLuchi 1996
[61] For typiske benyttelsesmønstre
[62] Primært kompressionsenergi, der afhænger af dels det tekniske udviklingsstade, dels trykniveauet.
[63] Lipman & DeLuchi 1996
[64] Lipman & DeLuchi 1996; Zittel & Wurster 1996 (dagens værdi); Ogden et al 1999b (fremtidig).
[65] Den specifikke investering pr. GJ er stærkt afhængig af lagringstryk. Højere tryk betyder højere energiindhold for en given fysisk størrelse, hvilket alt andet lige betyder lavere investeringer pr. GJ. Til gengæld fordyres prisen af krav om kraftigere dimensionering. Små lagre er alt andet lige dyrere pr. volumenenhed end større, men dette kan opvejes af mulighed for volumenproduktion.
[66] Udviklingen forudsætter volumenproduktion af kompositttanke, også til andre formål end dette.

2.3.4 Grafitlagre[67] - brintlagring i transportmidler

	Enheder	Status[68]	2015[69]	2030-50[70]
Energi / Teknik				
Type[71]			nanotubes	nanofibre
Lagringsmateriale				grafit
Driftstemperatur	°C			
Tryk	bar			40-50
Energitæthed[72]				
- pr. volumen	MJ/liter			25
- pr. masse	MJ/kg		8	24
- brinttæthed, brutto	vægt-% H_2		6,5	20%
Tab[73]				
- ind/ud-forskel	%		0	0
- påfyldningstab	%		0	0
- stationære tab	% pr. døgn		0	0
Total virkningsgrad (VG)[74]	% af H_2 ind		100	100
Supplerende energi[75]	kWh el/Nm^3			0,15
Total, VG, inkl. supplerende energi	% af H2 ind			95
Anlægsstørrelse	GJ			
Levetid[76]	år			
Opfyldningstid	minutter			
Krav til brintrenhed			høje	høje
Miljøforhold				
Materialeaffald				
Økonomi[77]				
Investeringsomkostninger	kr. pr. MJ			

[67] Elementet dækker over en række forskellige varianter af lagring i kulstof-strukturer, fx nanotubes og nanofibre.
[68] Endnu på meget tidligt udviklingsstade og findes ikke tilgængelig i dag. Udviklingsmulighederne er derfor særdeles usikre. Opnåelsen af det kortsigtede potential (jf. note 2) må betegnes som relativt sandsynlig, hvorimod der knytter sig væsentlig større usikkerhed til det langsigtede (jf. note 3), både om det indhøstes og i givet fald i hvilket omfang.
[69] På det relativt korte sigt antages teknologien at svare til U.S. Department of Energys målsætning for arbejdet med nanotubes.
[70] På langt sigt antages der at være tale om nanofibre, svarende til de resultater der er nået ved Singapore National University.
[71] Skolnik 1997a; Skolnik 1997b; Skolnik & DiPietro 1998, Dillon et al 1999; Pettersson & Hjortsberg 1999; Wu et al 2000.
[72] Wurster et al 1997b; Park et al 1998; Wu et al 2000
[73] Endnu vides det ikke med sikkerhed om der vil optræde flere tab når lagertypen kommer nærmere praktisk anvendelse.
[74] For typiske benyttelsesmønstre
[75] Kompressionsenergi mv., der afhænger af dels det tekniske udviklingsstade, dels det trykniveau der komprimeres til.
[76] På grund af det tidlige stade af denne teknologis udvikling og på grund af de meget store variationer vedr. dens mulige udvikling er der ikke angivet levetid på lang sigt.
[77] Padró & Putsche 1999

2.3.5 Underjordiske lagre - stationær brintlagring

	Enheder	Status	2015	2030-50
Energi / Teknik[78]				
Type		Underjordisk	Underjordisk	Underjordisk
Lagringsmateriale		luft	luft	luft
Driftstemperatur	°C	30-100	30-100	30-100
Tryk	bar	50-200	50-200	50-200
Tab[79]				
- ind/ud-forskel	%	0	0	0
- påfyldningstab	%	3	2	2
- stationære tab	% pr. døgn	0,01	0,005	0,005
Total virkningsgrad (VG)[80]	% af H_2 ind	67	83	83
Supplerende energi[81]	kWh el/Nm^3	0,17	0,16	0,14
Total VG, inkl. supplerende energi	% af H_2 ind	84	88	89
Anlægsstørrelse[82]	GJ	100-100.000	100-100.000	100-100.000
Levetid[83]	år		20	25
Krav til brintrenhed		lave	lave	lave
Miljøforhold				
Materialeaffald				
Økonomi[84]				
Investeringsomkostninger	kr. pr. MJ	0,20	0,15	0,12

[78] Der er store variationer for de underjordiske lagre afhængigt af lokale betingelser.
[79] Wurster 1997b; Amos 1998
[80] For en lagringstid på 1 måned
[81] Kompressionsenergi mv., der afhænger af dels det tekniske udviklingsstade, dels det trykniveau der komprimeres til.
[82] Typisk interval, anlæggene kan være både langt mindre og langt større
[83] Levetid afhænger af hvilken type af undergrundslager der er tale om.
[84] Amos 1998; Padró & Putsche 1999

2.3.6 Tank til flydende brint - stationær brintlagring

	Enheder	Status	2015	2030-50
Energi / Teknik				
Type		flydende brint	flyd. brint	flyd. brint
Tankmateriale		Isoleret stål	Isoleret stål	Isoleret stål
Lagringsmateriale		Nedkølet luft	Nedkølet luft	Nedkølet luft
Driftstemperatur	°C	-253	-253	-253
Tryk	bar	1-2	1-2	1-2
Tab[85]				
- ind/ud-forskel	%	0	0	0
- påfyldningstab	%	5	3	3
- stationære tab[86]	% pr. døgn	0,5	0,2	0,15
Total virkningsgrad (VG)[87]	% af H_2 ind	89	94	95
Supplerende energi[88]	kWh el/Nm^3	0,90	0,85	0,85
Total VG, inkl. supplerende energi	% af H_2 ind	58	65	66
Anlægsstørrelse[89]	GJ	0,05-100	0,05-100	0,05-100
Levetid	år	18	18	20
Opfyldningstid	minutter	30	15	10
Krav til brintrenhed		lave	lave	lave
Miljøforhold				
Materialeaffald				
Økonomi[9091]				
Investeringsomkostninger[92]				
- lille beholder (5 kg H2)	kr. pr. MJ	30	24	24
- stor beholder (1000 kg H2)		1,50	1,40	1,40

[85] Peschka 1992; Dietzler 1997; Wurster et al 1997b; Peschka 1998

[86] Det stationære tab for denne lagertype er i første række afkogningstab (boil-off), der hænger sammen med at varmetransmission ind gennem tankens vægge medfører stigende tryk i lageret og dermed, hvis det maksimale tilladte tryk overstiges, at der opstår behov for at reducere brintmængden i lageret. Dette sker normalt gennem bortventilering til omgivelserne, med mindre driftforholdene tillader at brinten nyttiggøres. Derfor er spiller benyttelsesmønstret en vigtig rolle for det stationære tabs størrelse.

[87] For lagring i 2 uger.

[88] Lipman & Deluchi 1996; Padró & Putsche 1999

[89] Evt. langt større (dagens største)

[90] Amos 1998; Peschka 1998; Padró & Putsche 1999

[91] Små lagre er alt andet lige dyrere pr. volumenenhed end større, men dette kan opvejes af mulighed for volumenproduktion.

[92] De største reduktionspotentialer findes for små lagre.

2.3.7 Tank til flydende brint - brintlagring i transportmidler

	Enheder	Status	2015	2030-50
Energi / Teknik				
Type		flydende brint	flydende brint	flyd. brint
Tankmateriale		isoleret stål	isol. komposit	isol. kompos.
Lagringsmateriale		nedkølet luft	nedkølet luft	nedkølet luft
Driftstemperatur	°C	-253	-253	-253
Tryk	bar	1-2	1-2	1-2
Energitæthed[93]				
- pr. volumen	MJ/liter	6,5	7	7,5
- pr. masse	MJ/kg	20	22	22
- brinttæthed, brutto	vægt-% H_2	17	18	18
Tab[94]				
- ind/ud-forskel	%	0	0	0
- påfyldningstab[95]	%	15	10	7
- stationære tab[96]	% pr. døgn	2,0	1,5	1,0
Total virkningsgrad (VG)[97]	% af H_2 ind	78	85	89
Supplerende energi[98]	kWh el/Nm^3	0,90	0,85	0,85
Total, VG, inkl. suppl. energi	% af H_2 ind	51	60	62
Anlægsstørrelse	GJ	1-3,5	1-5	2-6
Levetid	år		15	18
Opfyldningstid[99]	minutter	<30	<15	<10
Krav til brintrenhed		lave	lave	lave
Miljøforhold				
Materialeaffald				
Økonomi[100][101]				
Investeringsomkostninger	kr. pr. MJ	11	10	10

[93] Wurster et al 1997b; Peschka 1992; Peschka 1998; Bünger 1999

[94] Peschka 1992; Bünger & Owren 1998; Peschka 1998; Bünger 1999

[95] Baseret på tankning fra anlæg der benyttes af forskellige brugere (hvad enten der er tale om offentlige eller private anlæg). For tankning af fly kan påfyldningstabet for 2030-50 sættes til 5% fordi der er mulighed for at udvikle specielle påfyldningssystemer der minimerer tabene.

[96] Det stationære tab for denne lagertype er i første række afkogningstab (boil-off), der hænger sammen med at varmetransmission ind gennem tankens vægge medfører stigende tryk i lageret og dermed, hvis det maksimale tilladte tryk overstiges, at der opstår behov for at reducere brintmængden i lageret. Dette sker normalt gennem bortventilering til omgivelserne, med mindre det er muligt at nyttiggøre brinten (fx hvis der er tale om køretøj i drift). Derfor er spiller benyttelsesmønstret en vigtig rolle for det stationære tabs størrelse, og det er især et problem for køretøjer med længere stilstandsperioder. For fly, hvor der er tale om store lagre og hvor brinten typisk påfyldes i forbindelse med brugen af flyet (og derfor ikke opbevares ombord i længere tid uden at flyet bruges), kan de stationære tab antages at være forsvindende.

[97] For typiske benyttelsesmønstre for køretøjer.

[98] Energi til at bringe brinten på flydende form

[99] Lipman & DeLuchi 1996

[100] Lipman & DeLuchi 1996; Padró & Putsche 1999

[101] Prisudviklingen forudsætter at der findes en volumenproduktion af tanke til lagring af flydende brint.

2.3.8 Metanoltank - metanollagring i transportmidler

	Enheder	Status	2015	2030-50
Energi / Teknik				
Type		flydende org.	flydende org.	flyd. org.
Tankmateriale		stål	stål	stål
Lagringsmateriale		metanol	metanol	metanol
Driftstemperatur	°C	atmosfærisk	atmosfærisk	atmosfærisk
Energitæthed[102]				
- pr. volumen	MJ/liter	12	12	12
- pr. masse	MJ/kg	15	15	15
- brinttæthed, brutto	vægt-% H_2	12,5	12,5	12,5
Virkningsgrad[103][104]				
- ind/ud-forskel[105]	%	0	0	0
- påfyldningstab	%	2	1	1
- stationære tab	% pr. døgn	0	0	0
Total virkningsgrad (VG)[106]	% af H_2 ind	100	100	100
Supplerende energi[107]	kWh el/Nm^3	0	0	0
Total VG, inkl. supplerende energi	% af H_2 ind	100	100	100
Anlægsstørrelse[108]	GJ	1-5	1-5	1-5
Levetid[109]	år	16	16	18
Opfyldningstid	minutter	2-3	2-3	2-3
Krav til brintrenhed		lave	lave	lave
Miljøforhold				
Materialeaffald				
Økonomi[110]				
Investeringsomkostninger[111]	kr. pr. MJ	0,35	0,35	0,35

[102] Wurster 1997b
[103] Eventuelle konverteringstab for at fremstille metanolen er ikke medtaget
[104] Ogden et al 1999b
[105] Angiver tab ved konvertering af metanol til brint, men medtager ikke tab ved fremstillingen af metanolen
[106] For typiske benyttelsesmønstre
[107] Kompressionsenergi og lignende, der afhænger af dels det tekniske udviklingsstade, dels det trykniveau der komprimeres til.
[108] Bygger på den antagelse at systemet ikke benyttes i store køretøjer som busser og lastbiler (der antages udstyret med direkte brintdrift).
[109] Levetider i forbindelse med metanol er påvirket af at denne er stærkt korroderende, hvorfor det er vigtigt at der udvikles materialer der kan modstå dette.
[110] Lipman & DeLuchi 1996; Jung 1999
[111] Baseret på en pris der antages at være dobbelt så høj som en benzinbeholder på grund af dels metanols lavere energitæthed (der skal en ca. dobbelt så stor tank til at indeholde samme energimængde, men omkostningerne vokser mindre end proportionalt med volumen), og dels den omstændighed at metanol er korroderende. Der er tale om en veludviklet teknologi med begrænsede muligheder for omkostningseffektiviseringer, og ikke mindst begrænsede incitamenter til at indhøste disse effektiviseringsmuligheder på grund af disse tankes lave pris.

2.3.9 Metalhydrider - stationær brintlagring

	Enheder	Status	2015	2030-50
Energi / Teknik				
Type		metalhydrid	metalhydrid	metalhydrid
Tankmateriale		stål	komposit	komposit
Lagringsmateriale		metalhydrid	metalhydrid	metalhydrid
Driftstemperatur	°C	50-100	50-100	50-100
Tryk	bar	30-60	30-60	30-60
Tab[112]				
- ind/ud-forskel	%	0	0	0
- påfyldningstab	%	0	0	0
- stationære tab	% pr. døgn	0	0	0
Total virkningsgrad (VG)	% af H_2 ind	100	100	100
Supplerende energi[113]	kWh el/Nm^3	0,17	0,16	0,14
Total VG, inkl. suppl. energi	% af H_2 ind	94	94	95
Anlægsstørrelse[114]	GJ	0,5-10	0,5-25	0,5-60
Levetid[115]	år		18	20
Opfyldningstid	minutter	20	10	10
Krav til brintrenhed		moderate	moderate	moderate
Miljøforhold				
Materialeaffald				
Økonomi[116][117]				
Investeringsomkostninger	kr. pr. MJ	50	40	40

[112] Gamo et al 1998; Sapru et al 1998; Vanhanen et al 1996; Pettersson & Hjortsberg 1999; Thomas et al 1999

[113] Kompressionsenergi mv., der afhænger af dels det tekniske udviklingsstade, dels det trykniveau der komprimeres til.

[114] Dagens største er på 27 kg H2 (Amos 1998)

[115] Levetid afhænger bl.a. hvilken type metalhydrid der er tale om.

[116] Amos 1998; Padró & Putsche 1999.

[117] Der er meget stor variation på prisoverslagene, ifølge to undersøgelser fra NREL i USA henholdsvis 30-130 kr./MJ (Padró & Putsche 1999) og 50 - ca. 500 kr./MJ (Amos 1998). Der er valgt værdier fra den nedre del af dette spektrum idet disse antages at være udtryk for potentialerne. Generelt er datagrundlaget for økonomiske forhold omkring stationære metalhydridlagre meget sparsomt. Da hovedparten af kapitalomkostningerne vedrører selve hydridet, er der ikke nogen større økonomisk gevinst ved større anlæg. Der kan være betydelige omkostningsreduktioner hvis kravene til lagrene tillader valg af billigere hydrider.

2.3.10 Metalhydrider - brintlagring i transportmidler

	Enheder	Status	2015	2030-50
Energi / Teknik				
Type		metalhydrid	metalhydrid	metalhydrid
Tankmateriale		stål	komposit	komposit
Lagringsmateriale		metalhydrid	metalhydrid	metalhydrid
Driftstemperatur	°C	50-100	50-100	50-150
Tryk	bar	30-60	30-60	30-60
Energitæthed[118][119]				
- pr. volumen	MJ/liter	4	7	14
- pr. masse	MJ/kg	1,7	3,0	4,8
- brinttæthed, brutto	vægt-% H_2	1,4	2,5	4
Tab[120]				
- ind/ud-forskel	%	1	1	1
- påfyldningstab	%	0	0	0
- stationære tab	% pr. døgn	0	0	0
Total virkningsgrad (VG)[121]	% af H_2 ind	99	99	99
Supplerende energi[122]	kWh el/Nm^3	0,17	0,16	0,14
Total VG, inkl. suppl. energi	% af H_2 ind	96	97	98
Anlægsstørrelse	GJ	0,4-1,0	0,7-2	1-3,5
Levetid[123]	år		15	18
Opfyldningstid[124]	minutter	25	15	10
Krav til brintrenhed		moderate	moderate	høje
Miljøforhold				
Materialeaffald				
Økonomi[125]				
Investeringsomkostninger[126]	kr. pr. MJ	50	50	45

[118] Wurster 1997b, Pettersson & Hjortsberg 1999

[119] Gælder for lavtemperatur-hydrider. Bygger på den forudsætning at der inden år 2030 udvikles lavtemperatur-hydrider med brinttætheder der nærmer sig niveauet for dagens højtemperatur-hydrider - eller at dagens højtemperatur-hydrider bliver anvendelige ved lavere temperaturer (gennem bedre kinetik).

[120] Thomas et al 1999

[121] For typiske benyttelsesmønstre

[122] Kompressionsenergi mv., der afhænger af dels det tekniske udviklingsstade, dels det trykniveau der komprimeres til.

[123] Levetid afhænger bl.a. af metalhydrid-typen.

[124] Lipman & DeLuchi 1996

[125] Lipman & DeLuchi 1996; Zittel & Wurster 1996; Padró & Putsche 1999.

[126] Da kapitalomkostningerne primært går til selve hydridet, er der kun begrænsede økonomiske fordele ved større anlæg, og mobile anlæg er ikke nødvendigvis dyrere end stationære. Der kan være betydelige omkostningsreduktioner hvis kravene til lagrene tillader valg af billigere hydrider. Dette er der dog begrænsede muligheder for med hydrider til transportmidler, hvor ikke mindst kravene om høj energitæthed, lave driftstemperaturer og hurtig opfyldning lægger bånd på mulighederne. Det antages at udviklingsindsatsen i første omgang rettes mod at få hydrider med bedre egenskaber (specielt energitæthed) og dernæst mod at få lavere omkostninger. Hydridet der anvendes i år 2030-2050, er alt andet lige dyrere end det fra i dag, men samtidig har det en højere energitæthed, ligesom der forventes at ske en teknologisk udvikling.

2.4 Datablade for teknologier til transport, distribution og optankning af brint og metanol

2.4.1 Distribution af brint i rørledning[127] - gasform

	Enheder	Status	2015	2030-50
Energi / Teknik				
Type				
Driftstemperatur	°C	atmosfærisk	atmosfærisk	atmosfærisk
Tryk	bar	10-30	10-30	4-80
Levetid	år		20	25
Tab				
- ind/ud-forskel	%	2	1	1
- påfyldningstab	%	0	0	0
- stationære tab	% pr. døgn	0	0	0
Total virkningsgrad (VG)[128]	% af H_2 ind	98	99	9
Supplerende energi[129]	kWh el/Nm^3	0,10-0,20	0,08-0,17	0,07-0,15
Total VG, inkl. supplerende energi	% af H_2 ind	93-96	94-97	95-97
Krav til brintrenhed		lave	lave	lave
Miljøforhold				
Materialeaffald				
Økonomi				
Investeringsomkostninger[130][131]	kr. pr. (TJ/år x km)	250	250	250

[127] Elementet er generelt baseret på en ny rørledning. Der findes i dag rørledninger til distribution af brint i flere lande, herunder et system der går på tværs af flere europæiske landegrænser.
[128] For typiske benyttelsesmønstre
[129] Kompressionsenergi mv., der afhænger af dels det tekniske udviklingsstade, dels det trykniveau der komprimeres til.
[130] Amos 1998; Iannucci et al 1999; Mann et al 1999; Padró & Putsche 1999
[131] Baseret på etablering af transmissionsledning med kapacitet på 1 GW eller mere

2.4.2 Distribution af brint i tank - gasform

	Enheder	Status	2015	2030-50
Energi / Teknik				
Lagringsprincip		tryktank[135]	tryktank	tryktank
Transportmiddel		lastbil[136]	lastbil	lastbil
Driftstemperatur	°C	atmosfærisk	atmosfærisk	atmosfærisk
Tryk	bar	200-500	200-500	200-500
Levetid[132]	år		16	20
Tab				
- ind/ud-forskel	%	0	0	0
- påfyldningstab	%	2	1	1
- stationære tab	% pr. døgn	0	0	0
Total virkningsgrad (VG)[133]	% af H_2 ind	98	99	99
Supplerende energi[134]	kWh el/Nm^3	0,23-0,40	0,20-0,35	0,17-0,30
Total VG, inkl. suppl. energi	% af H_2 ind	86-92	87-93	89-94
Krav til brintrenhed		lave	lave	lave
Miljøforhold				
Materialeaffald				
Økonomi[137]				
Investeringsomkostninger[138]	kr. pr. (TJ/år x km)	500	450	400

[132] Levetiden er påvirket af at der er bedre muligheder for at lave holdbare konstruktioner for tankbiler mv. end ved ombordlagring i køretøjer.
[133] For typiske benyttelsesmønstre
[134] Kompressionsenergi mv., der afhænger af dels det tekniske udviklingsstade, dels det trykniveau der komprimeres til.
[135] Baseret på såkaldte "tube-trailers", dvs. en række sammenspændte tryktanke.
[136] Alternative transportmidler kan være skib eller tog.
[137] Amos 1998; Iannucci et al 1999; Mann et al 1999; Padró & Putsche 1999.
[138] Baseret på en overførsel af amerikanske tal. Gælder for transportafstande afstande på mindst ca. 100 km og for brintmængder i intervallet 46TJ/år til 46 PJ/år. Distribution i små mængder og over kort afstand bliver betydeligt dyrere pr. energienhed og pr. km. Selve brintdistributionsteknologien er velkendt teknologi, og derfor er der set bort fra muligheder for at reducere omkostningerne i fremtiden. Der kan dog ved brintudbygning i stor skala tænkes udviklet nye systemer, herunder brintdistribution via tog eller skib, der er billigere end de viste i dette element.

2.4.3 Distribution af brint i tank, flydende form

	Enheder	Status	2015	2030-50
Energi / Teknik[139]				
Lagringstype		flydende brint	flydende brint	flyd. brint
Transportmiddel		lastbil[146]	lastbil	lastbil
Driftstemperatur	°C	-253	-253	-253
Tryk	bar	1-2	1-2	1-2
Levetid[140]	år		16	20
Tab[141]				
- ind/ud-forskel	%	0	0	0
- påfyldningstab[142]	%	15	10	6
- stationære tab[143]	% pr. døgn	0,3-0,5	0,2-0,5	0,1-0,4
Total virkningsgrad (VG)[144]	% af H_2 ind	84	85	92
Supplerende energi[145]	kWh el/Nm^3	0,90	0,85	0,85
Total VG, inkl. supplerende energi	% af H_2 ind	56	62	65
Krav til brintrenhed		lave	lave	lave
Økonomi[147]				
Investeringsomkostninger[148]	kr. pr. (TJ/år x km)	250	250	200

[139] Peschka 1992; Abe et al 1998

[140] Levetiden er påvirket af at der er bedre muligheder for at lave holdbare konstruktioner for tankbiler mv. end ved ombordlagring i køretøjer.

[141] Peschka 1992; Abe et al 1998; Specht et al 1998

[142] Amos 1998

[143] Afkogningstab fra transportlagertank. Hænger sammen med at varmetransmission ind gennem lagerets vægge resulterer i stigende tryk i tanken, hvilket kan betyde at der må bortventileres brint hvis lagerets maksimale tryk overstiges.

[144] For typiske benyttelsesmønstre

[145] Primært til at bringe brinten på flydende form

[146] Alternative transportmidler er skib og tog

[147] Amos 1998; Specht et al 1998; Mann et al 1999; Padró & Putsche 1999

[148] Baseret på amerikanske tal. Gælder for transportafstande på mindst ca. 100 km, mens distribution over væsentlig kortere afstand bliver betydeligt dyrere pr. km.

2.4.4 Distribution af metanol i tank

	Enheder	Status	2015	2030-50
Energi / Teknik				
Lagringsprincip		tank	tank	tank
Transportmiddel		lastbil[149]	lastbil	lastbil
Atmosfærisk	°C	atmosfærisk	atmosfærisk	atmosfærisk
Levetid	år	16	16	20
Tab				
- ind/ud-forskel	%	0	0	0
- påfyldningstab	%	1	1	1
- stationære tab	% pr. døgn	0	0	0
Total virkningsgrad (VG)	% af metanol ind	99	99	99
Miljøforhold				
Materialeaffald				
Økonomi[150]				
Investeringsomkostninger	kr. pr. (TJ x km)	100	100	100

[149] Alternative transportmidler kan være skib eller tog.
[150] {}

2.4.5 Optankningsfacilitet til gastanklagre i transportmidler

	Enheder	Status	2015	2030-50
Energi / Teknik				
Type		Trykslange	Trykslange	Trykslange
Driftstemperatur	°C	atmosfærisk	atmosfærisk	atmosfærisk
Tryk	bar	300	400	500
Anlægsstørrelse[151]	GJ/d		50-500	50-500
Levetid[152]	år		18	20
Tab[153154]				
- ind/ud-forskel	%	0	0	0
- stationære tab	% pr. døgn	0	0	0
Total virkningsgrad (VG)[155]	% af H_2 ind	100	100	100
Supplerende energi[156]	kWh el/Nm^3	0,24	0,27	0,25
Total VG, inkl. supplerende energi	% af H_2 ind	91	90	91
Krav til brintrenhed		lave	lave	lave
Miljøforhold				
Materialeaffald				
Økonomi[157158]				
Investeringsomkostninger	kr. pr. MJ/dg	45	40	30

[151] Private tankningsanlæg kan være væsentligt mindre.
[152] Angiver levetid af de tekniske faciliteter, mens bygninger mv. kan blive langt ældre.
[153] Påfyldningstab ved optankning er medregnet under de relevante teknologier til lagring ombord.
[154] Ogden et al 1994; Ogden 1999
[155] For typiske benyttelsesmønstre
[156] Kompressionsenergi mv., der afhænger af dels det tekniske udviklingsstade, dels det trykniveau der komprimeres til.
[157] Lipman & DeLuchi 1996; Ogden et al 1999; Padró & Putsche 1999, Ogden et al 1999b
[158] Opgjort pr. leveret MJ/døgn fra optankningsfacilitet. Gælder for relativt store tankstationer (med en kapacitet på mindst 200 biler/døgn). For tankningsanlæg til busser, lastbiler mv. gælder at de på den ene side typisk har en mindre kapacitet end offentlige tankstationer til biler (hvilket alt andet lige øger den specifikke pris pr. kapacitetsenhed) og på den anden side kan udføres simplere fordi der ikke er tale om anlæg med offentlig adgang (der alt andet lige reducerer prisen). Samlet kan der benyttes samme pris som den her angivne.

2.4.6 Optankningsfacilitet til metalhydridlagre i transportmidler

	Enheder	Status	2015	2030-50
Energi / Teknik				
Type		trykslange + kølevandsledn.	trykslange + kølevandsledn.	trykslange + køleledn.
Driftstemperatur	°C	50-100	50-100	50-150
Tryk	bar	30-60	30-60	30-60
Anlægsstørrelse	GJ/døgn		50-500	50-500
Levetid[159]	år		18	20
Tab[160]				
- ind/ud-forskel	%	0	0	0
- stationære tab	% pr. døgn	0	0	0
Total virkningsgrad (VG)[161]	% af H_2 ind	100	100	100
Suppl. energi[162]	kWh el/Nm^3	0,17	0,16	0,14
Total VG, inkl. supplerende energi	% af H_2 ind	94	94	95
Overskudsvarme	MJ/MJ H2			
Krav til brintrenhed		moderate	moderate	store
Miljøforhold				
Materialeaffald				
Økonomi[163][164]				
Investeringsomkostninger	kr. pr. MJ/dg	60	50	40

[159] Angiver levetid af de tekniske faciliteter, mens bygninger mv. kan blive langt ældre.
[160] Påfyldningstab ved påfyldning af transportmidler er medregnet under de relevante lagerelementer.
[161] For typiske benyttelsesmønstre
[162] Kompressionsenergi mv., der afhænger af dels det tekniske udviklingsstade, dels det trykniveau der komprimeres til.
[163] Lipman & DeLuchi 1996; Mann et al 1999; Padró & Putsche 1999
[164] Tankningsanlæg til metalhydridlagre er dyrere i anlæg end et tilsvarende anlæg til tankning af gastanke fordi der også skal være systemer til at tage vare på varmen der afgives. Størrelsen af denne ekstra investering afhænger af om der satses på at udnytte varmen til opvarmning eller lignende eller den blot bortkøles. Denne pris er baseret på at det antages at varmen udnyttes.

2.4.7 Optankningsfacilitet til flydende brintlagre i transportmidler

	Enheder	Status	2015	2030-50
Energi / Teknik				
Type		isol. slange	isol. slange	isol. slange
Driftstemperatur	°C	-253	-253	-253
Tryk	bar	1-2	1-2	1-2
Anlægsstørrelse[165]	GJ/døgn		50-500	50-500
Levetid[166]	år		18	20
Virkningsgrad[167][168]				
- ind/ud-forskel	%	0	0	0
- stationære tab[169]	% pr. døgn	0	0	0
Total virkningsgrad (VG)[170]	% af H_2 ind	100	100	100
Supplerende energi[171]	kWh el/Nm^3	0,90	0,85	0,85
Total VG, inkl. suppl. energi	% af H_2 ind	64	61	61
Krav til brintrenhed		lave	lave	lave
Miljøforhold				
Materialeaffald				
Økonomi[172]				
Investeringsomkostninger	kr. pr. MJ/døgn	35	25	20

[165] Angiver størrelse for offentlige tankstationer og private anlæg til biler og busser, mens anlæg til forsyning af fly kan være langt større.
[166] Angiver levetid af de tekniske faciliteter, mens bygninger mv. kan blive langt ældre.
[167] Påfyldningstab i forbindelse med optankning af transportmidler er medregnet under de relevante lagerelementer
[168] Tachtler & Szyszka 1994; Specht et al 1998
[169] Spild i forbindelse med overflytning mellem forskellige led i brændstofkæden er opgjort i forbindelse med lagringselementerne, ligesom boil-offtab fra lagre er omtalt i beskrivelsen af disse teknologi-elementer.
[170] For typiske benyttelsesmønstre
[171] Flydendegørelse af brinten
[172] Lipman & DeLuchi 1996; Specht et al 1998; Syed et al 1998; Padró & Putsche 1999

2.4.8 Optankningsfacilitet til metanol i transportmidler

	Enheder	Status	2015	2030-50
Energi / Teknik				
Type		slange	slange	slange
Anlægsstørrelse[173]	GJ/døgn		50-500	50-500
Levetid[174]	år		18	20
Virkningsgrad[175176]				
- ind/ud-forskel	%	0	0	0
- stationære tab	% pr. døgn	0	0	0
Total virkningsgrad (VG)[177]	% af H_2 ind	100	100	100
Total VG, inkl. supplerende energi	% af H_2 ind	100	61	61
Miljøforhold				
Materialeaffald				
Økonomi[178]				
Investeringsomkostninger	kr. pr. MJ/døgn	15	10	10

2.5 Datablade for anvendelsesteknologier

2.5.1 Stationær kraftvarme - forbrændingsmotor/generator

	Enheder	Status	2015	2030-50
Energi / Teknik				
Elproduktionsteknik		generator	generator	generator
Motortype		Otto-motor	Otto-motor	Otto-motor
Brændstof		brint, naturgas	brint, naturgas	brint, ngas
Anlægsstørrelse				
- input	Nm^3/h	ca. 200-5000	ca. 150-4000	ca. 150-4000
- output (el)	kW_{el}	200-5000	200-5000	200-5000
Levetid	år		15	16
Virkningsgrad				
- el	%	45	46	46
- varme[179]	%	50	50	50
Krav til brintrenhed		lave	lave	lave
Miljøforhold				
NOx-emissioner	g/Nm^3 H_2			
Økonomi[180181]				
Investeringsomkostninger	kr. pr. kW_{el}	5.500	5.000	4.000

[173] Angiver den dimensionerende kapacitet, mens den faktiske belastning typisk vil være lavere
[174] Angiver levetid af de tekniske faciliteter, mens bygninger mv. kan blive langt ældre. For metanolanlæg er levetiden stærkt afhængig af i hvilket omfang det lykkes at imødegå dette brændstofs meget korroderende egenskaber.
[175] Påfyldningstab i forbindelse med optankning af transportmidler er medregnet under de relevante lagerelementer
[176] Specht et al 1998
[177] For typiske benyttelsesmønstre
[178] Lipman & DeLuchi 1996; Specht et al 1998;
[179] En endnu højere varmeudnyttelse kan opnås, men til høje marginale omkostninger.

[180] Iannucci et al 1999; Padró & Putsche 1999.
[181] Baseret på omkostningstal fra naturgasdrevne gasturbiner.

2.5.2 Stationær kraftvarme - gasturbine

	Enheder	Status[182]	2015	2030-50
Energi / Teknik				
Elproduktionsteknik		generator	generator	generator
Brændstof		brint/naturgas	brint, ngas	brint, ngas
Driftstemperatur	°C			
Tryk	bar			
Anlægsstørrelse				
- input	Nm^3/h	ca. 3-15000	ca. 3-15000	ca. 3-15000
- output (el)	kW_{el}	3000-15000	3000-15000	200-5000
Levetid	år			
Virkningsgrad[183]				
- el	%	36	44	48
- varme	%	55	46	44
Krav til brintrenhed		lave	lave	lave
Miljøforhold				
NOx-emissioner	g/Nm^3 H_2			
Økonomi[184185]				
Investeringsomkostninger	kr. pr. kW_{el}	8.000	8.000	7.000

[182] I dag ikke 100% brintdrift af gasturbiner

[183] Værdierne for 2015 og 2030-50 gælder for flymotor-afledede gasturbiner, der er i dag er under udvikling. Den langsigtede målsætning for total-virkningsgraden for gasturbiner er 92%.

[184] Zittel & Wurster 1996; Iannucci et al 1999; Padró & Putsche 1999.

[185] Omkostningstal baseret på oplysninger vedr. dieselmotorer til transportformål.

2.5.3 Stationær kraftvarme - smeltekarbonatbrændselscelle (MCFC)

	Enheder	Status	2015	2030-50
Energi / Teknik				
Elektrolyt		smeltet karbonat	smeltet karbonat	smelt.karb
Brændstof		brint, ngas mv.	brint, ngas mv.	brint, ngas
Driftstemperatur	°C	650	650	650
Tryk	bar			
Kritisk materialeforbrug				
Anlægsstørrelse				
- input	Nm^3/h	750-75000	750-75000	750-75000
- output (el)	kW_{el}	500-50.000	500-50.000	500-50.000
Levetid	år		12	16
Virkningsgrad[186]				
- el	%	47	55	55
- varme	%	35	30	30
Krav til brintrenhed		moderate	moderate	ingen
Miljøforhold				
NOx-emissioner	g/Nm^3 H_2	0	0	0
Materialeaffald				
Økonomi[187]				
Investeringsomkostninger[188]	kr. pr. kW_{el}	-	14.000	8.000

[186] Heimig & Kraus 1996; Wurster 1997a; Bosio et al 1998;
[187] Okken et al 1994; Iannucci et al 1999; Padró & Putsche 1999
[188] Forudsætter at målsætningen om en pris på $1000/kW nås inden 2030.

2.5.4 Stationær kraftvarme - fosforsyrebrændselscelle (PAFC)

	Enheder	Status	2015	2030-50
Energi / Teknik				
Elektrolyt		fosforsyre	fosforsyre	fosforsyre
Brændstof		brint	brint	brint
Driftstemperatur	°C	200-220	160-210	160-210
Tryk	bar	1-10	1-10	1-10
Anlægsstørrelse				
- input	Nm^3/h	20-5000	5-5000	5-5000
- output (el)	kW_{el}	20-5000	5-5000	5-5000
Effekttæthed				
- volumen pr. effektenhed	liter/kW	15	12	10
Levetid	år			
Virkningsgrad[189]				
- el	%	40	45	45
- varme	%	45	45	45
Krav til brintrenhed		høje	høje	høje
Miljøforhold				
NOx-emissioner	$g/Nm^3\ H_2$	0	0	0
Økonomi				
Investeringsomkostninger[190]	kr. pr. kW_{el}	22.000	17.000	12.000

[189] Brenscheidt et al 1997; Wurster 1997a
[190] Iannucci et al 1999; Padró & Putsche 1999

2.5.5 Stationær kraftvarme - faststofoxid-brændselscelle (SOFC)

	Enheder	Status[191]	2015	2030-50
Energi / Teknik				
Elektrolyt		keramisk	keramisk (fast)	keramisk
Brændstof		naturgas	brint, ngas mv.	brint, ngas
Driftstemperatur	°C	850-1000	750-1000	750-1000
Tryk	bar			
Kritisk materialeforbrug				
Anlægsstørrelse				
- input	Nm^3/h		2-80.000	2-80.000
- output (el)	kW_{el}	100-200	2,5-100.000	2,5-100.000
Levetid	år			20
Virkningsgrad[192]				
- el	%	46	54	58
- varme	%	34	36	32
Krav til brintrenhed		moderate	moderate	moderate
Miljøforhold				
NOx-emissioner	$g/Nm^3\ H_2$	0	0	0
Økonomi[193]				
Investeringsomkostninger[194]	kr. pr. kW_{el}		14.000	8.000

[191] Ikke markedsført i dag. Dagens værdier baseret på demonstrationsanlæg.
[192] Wurster 1997a; Riensche 1998a; Riensche 1998b
[193] Ippommatsu et al 1996; Iannucci et al 1999; Padró & Putsche 1999
[194] Forudsætter at målsætning om $1000/kW nås inden 2030.

2.5.6 Stationær kraftvarme - alkalisk brændselscelle (AFC)

	Enheder	Status	2015	2030-50
Energi / Teknik				
Elektrolyt		alkali-opløsning	alkali-opløsning	alkali-opløs
Brændstof		brint	brint	brint
Driftstemperatur	°C	70-100	70-100	70-100
Tryk	bar			
Anlægsstørrelse				
- input	Nm^3/h	<50	<75	<75
- output (el)	kW_{el}	<75	<100	<100
Effekttæthed				
- volumen pr. effektenhed	liter/kW			
Levetid[195]	år		15	18
Virkningsgrad[196]				
- el	%	50	60	60
- varme	%	40	30	30
Krav til brintrenhed		meget høje	meget høje	meget høje
Miljøforhold				
NOx-emissioner	$g/Nm^3\ H_2$	0	0	0
Økonomi[197]				
Investeringsomkostninger	kr. pr. kW_{el}	50.000[198]		

[195] Levetiden afhænger af i hvilket omfang det lykkes at undgå at udsætte brændselscellen for forurenet brint.
[196] Ogden et al 1994; Bartmels et al 1998; Kalhammer et al 1998; Ogden et al 1999
[197] Ogden et al 1994
[198] Skønnet værdi for 100 kW anlæg, på basis af et fra et konkret tilbud for et 5 kW-anlæg - inkl. hjælpeudstyr, inverter, integration af stak mv.

2.5.7 Stationær kraftvarme - faststof-polymerbrændselscelle (PEMFC)[199]

	Enheder	Status	2015	2030-50
Energi / Teknik				
Elektrolyt		polymer	polymer	polymer
Brændstof		brint	brint	brint
Driftstemperatur	°C	50-100	50-100	50-100
Tryk	bar			
Anlægsstørrelse				
- input	Nm^3/h	5-500	5-500	5-500
- output (el)	kW_{el}	10-700	10-750	10-750
Levetid[200]	år		15	18
Virkningsgrad[201]				
- el	%	50	57	57
- varme	%	40	33	33
Krav til brintrenhed		høje	høje	høje
Miljøforhold				
NOx-emissioner	g/Nm^3 H_2	0	0	0
Økonomi				
Investeringsomkostninger[202][203]	kr. pr. kW_{el}	150.000	14.000	8.000

[199] For Proton-Exhange-Membrane - er også, især tidligere, blevet betegnet SPFC (Solid Polymer Fuel Cell).
[200] Levetiden afhænger af i hvilket omfang det lykkes at undgå at udsætte brændselscellen for forurenet brint.
[201] Cleghorn et al 1997; Wurster 1997a
[202] Barbir & Gomez 1997; Iannucci et al 1999; Padró & Putsche 1999
[203] Forudsætter at mål om $1000/kW nås inden år 2030.

2.5.8 Stationær kraftvarme - individuel faststof-oxidbrændselscelle (SOFC)

	Enheder	Status	2015	2030-50
Energi / Teknik				
Elektrolyt				
Brændstof		brint	brint	brint
Driftstemperatur	°C	50-100	50-100	50-100
Tryk	bar			
Anlægsstørrelse				
- input	Nm^3/h	0,1-15	0,1-15	0,1-15
- output (el)	kW_{el}	0,1-20	0,1-20	0,1-20
Levetid	år			20
Virkningsgrad[204]				
- el	%	48	55	55
- varme	%	32	25	25
Krav til brintrenhed		moderate	moderate	moderate
Miljøforhold				
NOx-emissioner	$g/Nm^3\ H_2$	0	0	0
Økonomi				
Investeringsomkostninger[205]	kr. pr. kW_{el}	35.000	29.000	15.000

[204] Wurster 1997a
[205] Okken et al 1994; Iannucci et al 1999; Padró & Putsche 1999

2.5.9 Reversibel brændselscelle - faststof-polymer (PEMFC)

	Enheder	Status	2015	2030-50
Energi / Teknik				
Elektrolyt		polymer	polymer	polymer
Brændstof		brint	brint	brint
Driftstemperatur	°C	50-100	50-100	50-100
Tryk	bar			
Anlægsstørrelse - input - output	 Nm^3/h kW			
Levetid	år			
Virkningsgrad[206][207] - elektrolyse - brændselscelle	%	 50 30	 60 40	 90 50
Krav til brintrenhed		høje	høje	høje
Miljøforhold				
NOx-emissioner	g/Nm^3 H_2	0	0	0
Økonomi				
Investeringsomkostninger[208][209]	kr. pr. kW	-	6.000	4.200

[206] Mitlitsky et al 1998; Mitlitsky et al 1998; Molter 1999; Ruhl 2000

[207] Det er usikkert om denne udvikling kan realiseres, men i modsat fald vil den reversible brændselscelle næppe have nogen fremtidig rolle at spille - og den reversible brændselscelle vil så erstattes af adskilte anlæg. I dag er problemet at opnå høje effektiviteter såvel som elektrolyse- og som brændselscelleanlæg i samme anlæg.

[208] Molter 1999; Ruhl 2000

[209] Baseret på at det amerikanske udviklingsmål (U.S. Department of Energy) for specifikke investeringsomkostninger, nemlig $600/kW nås på langt sigt (dvs. senest i år 2030). Dette mål bygger, ligesom antagelserne om effektivitet, på analyser af de principielle muligheder, men der knytter sig stor usikkerhed til om disse muligheder vil blive realiseret i den faktiske udvikling. Dette afhænger ikke mindst af om der vil blive opnået et tilstrækkeligt stort effektivitetsmæssigt udviklingsgennembrud til at motivere en udviklingsindsats med henblik på omkostningsreduktion.

2.5.10 Mobilt drivsystem - brintdrevet forbrændingsmotor, gnisttænding

	Enheder	Status	2015	2030-50
Energi / Teknik				
Drivsystem		Otto-motor	Otto-motor	Otto-motor
Drivmiddel		brint	brint	brint
Forbrændingstemperatur	°C			
Tryk	bar			
Anlægsstørrelse				
- input (brint)	Nm^3/time	40-200	35-175	30-150
- output (mek.)[210]	kW	20-100	20-100	20-100
Effekttæthed				
- volumen pr. effektenhed	liter/kW			
- vægt pr. pr. effektenhed	kg/kW	0,9-1,5	1,1-1,5	0,9-1,2
Levetid[211]	år		15	17
Virkningsgrad, tank til hjul[212][213]	%	15	18	20
Krav til brintrenhed		ingen	ingen	ingen
Miljøforhold				
NOx- emissioner	g/Nm^3 H_2			
Økonomi[214]				
Investeringsomkostninger	kr. pr. kW	300	250	250

[210] Ab motoraksel, dvs. før transportmidlets transmission.

[211] I transportmidler er teknologien udsat for en mere hårdhændet behandling end for stationære anlæg, men til gengæld har den her (normalt) langt færre driftstimer pr. år.

[212] Virkningsgrad fra lagertank ombord til de drivende hjul (eller modsvarende) - ekskl. eventuelle tab i forbindelse med ombordlagring, og inkl. påvirkningen som følge af at behovet for krafttilførsel an hjul ændres (fx som følge af øget vægt). Da tab i transportmidlets transmission er inkluderet, er det ikke direkte denne virkningsgrad der angiver sammenhængen ovenfor i skemaet mellem anlægsstørrelsen opgjort som henholdsvis brændstofinput og motoreffekt ab motoraksel.

[213] Dagens værdi bygger på konvertering af eksisterende gnisttændingsmotorer til dedikeret brintdrift med styringssystemer mv. der er optimeret til brintdrift (der herved kan forventes at være en anelse mere energieffektive en tilsvarende benzinmotorer). Fremtidens motorer forudsætter motorer baseret på det såkaldte GDI-princip (med direkte indsprøjtning af brændstof i forbrændingskammeret.

[214] Padró & Putsche 1999

2.5.11 Mobilt drivsystem - direkte-brintbrændselscelle[215], PEMFC[216217]

	Enheder	Status	2015	2030-50
Energi / Teknik				
Drivmotor		asynkron	PM-motor	PM-motor
Batteri?		ja	nej	nej
Drivmiddel		brint	brint	brint
Driftstemperatur	°C	50-100	50-100	50-100
Tryk	bar	3	3	3
Anlægsstørrelse[218]				
- input (brint)	Nm^3/time	40-200	15-200	15-180
- output (mek.)[219]	kW	40-200	20-250	20-250
Effekttæthed[220221]				
- volumen pr. effekt, FC-stak	liter/kW	0,75	0,65	0,60
- volumen pr. effekt, FC-system	liter/kW	2,0	1,5	1,0
- volumen pr. effekt, FC-motor	liter/kW	5,5	4,5	3,7
- vægt pr. effekt, FC-stak	kg/kW	0,90	0,85	0,8
- vægt pr. effekt, FC-system	kg/kW	4,0	3,7	3,5
- vægt pr. effekt, FC-motor	kg/kW	6,0	4,5	4,3
Levetid[222]	år		15	15
Virkningsgrad, tank til hjul[223224]	%	36	47	50
Krav til brintrenhed		moderate	moderate	moderate
Miljøforhold				
NOx- emissioner	g/Nm^3 H_2	0	0	0
Økonomi[225226]				
Investeringsomkostninger	kr. pr. kW		900	480

[215] Dvs. et drivsystem baseret på brint tilført transportmidlet som drivmiddel.
[216] Dvs. faststof-polymerbrændselscelle
[217] Elementet omfatter det samlede drivsystem, inkl. selve brændselscellen, dennes hjælpeudstyr, elmotor og eventuel transmission, men ekskl. brintlager og eventuelt batteri.
[218] Mindste størrelse svarer til personbil, mens den største svarer til bus/lastbil.
[219] Ab motoraksel, dvs. før transportmidlets transmission
[220] Ogden et al 1994; Kalhammer et al 1998; Ogden et al 1999; Jost 2000
[221] For dagens niveau tages udgangspunkt i Ballards Mark 900 celle. For FC-enheden antages hovedparten af den fremtidige udviklingsindsats at være rettet mod reduktion af volumen snarere end vægt, og det er i første række for hjælpeudstyr mv. at der er potentialer herfor. Skiftet fra asynkron- til PM-motor forventes dog at give en vægtbesparelse, der giver en bedre effekttæthed for FC-motoren.
[222] I transportmidler er teknologien udsat for en mere hårdhændet behandling end for stationære anlæg, men til gengæld har den her (normalt) langt færre driftstimer pr. år.
[223] Virkningsgrad fra lagertank ombord til de drivende hjul (eller modsvarende) - ekskl. eventuelle tab i forbindelse med ombordlagring, og inkl. påvirkningen som følge af at behovet for krafttilførsel an hjul ændres (fx som følge af øget vægt). Da tab i transportmidlets transmission er inkluderet, angiver denne virkningsgrad ikke direkte sammenhængen ovenfor i skemaet mellem anlægsstørrelsen opgjort som hhv. brændstofinput og motoreffekt ab motoraksel.
[224] Ogden et al 1999b
[225] Lipman & DeLuchi 1996; Pradó & Putsche 1999; Ogden et al 1999b
[226] I dag er der ikke samlede PEMFC-baserede drivsystemer til salg

2.5.12 Mobilt drivsystem - direkte-brintbrændselscelle[227], AFC[228229]

	Enheder	Status	2015	2030-50
Energi / Teknik				
Drivmotor		asynkronmotor	PM-motor	PM-motor
Batteri?		ja	nej	nej
Drivmiddel		brint	brint	brint
Driftstemperatur	°C	70-100	70-100	70-100
Tryk	bar			
Anlægsstørrelse[230]				
- input (brint)	Nm^3/time	40-75	15-150	15-180
- output (mek.)[231]	kW	40-75	20-170	20-170
Effekttæthed[232]				
- volumen pr. effekt, FC-stak	liter/kW	1,3	1,1	0,9
- volumen pr. effekt, FC-system	liter/kW	2,5	2,0	1,3
- volumen pr. effekt, FC-motor	liter/kW	6,0	5,0	4,0
- vægt pr. effekt, FC-stak	kg/kW	2,9	2,0	1,2
- vægt pr. effekt, FC-system	kg/kW	6,0	4,9	3,9
- vægt pr. effekt, FC-motor	kg/kW	8,0	5,7	4,7
Levetid[233]	år		15	15
Virkningsgrad, tank til hjul[234]	%	35	47	50
Krav til brintrenhed		meget høje	meget høje	meget høje
Miljøforhold				
NOx- emissioner	g/Nm^3 H_2	0	0	0
Økonomi				
Investeringsomkostninger	kr. pr. kW			

[227] Dvs. et drivsystem baseret på brint tilført transportmidlet som drivmiddel.
[228] Alkalisk brændselscelle.
[229] Elementet omfatter det samlede drivsystem, inkl. selve brændselscellen, dennes hjælpeudstyr, elmotor og eventuel transmission, men ekskl. brintlager og eventuelt batteri.
[230] Mindste størrelse svarer til personbil, mens den største svarer til større varebil, mellemstor bus eller lign.
[231] Ab motoraksel, dvs. før transportmidlets transmission
[232] For FC-enheder antages hovedparten af den fremtidige udviklingsindsats at være rettet mod reduktion af volumen snarere end vægt, og det er i første række for hjælpeudstyr mv. at der er potentialer herfor. Skiftet fra asynkron- til PM-motor forventes dog at give en vægtbesparelse, der påvirker effekttætheden for FC-motoren. AFC har potentialer for at opnå høje effekttætheder, men hvorvidt det nås afhænger af udviklingsindsatsen, der i dag er relativt begrænset på grund af PEMFC's dominans på dette felt.
[233] I transportmidler er teknologien udsat for en mere hårdhændet behandling end for stationære anlæg, men til gengæld har den her (normalt) langt færre driftstimer pr. år.
[234] Virkningsgrad fra lagertank ombord til de drivende hjul (eller modsvarende) - ekskl. eventuelle tab i forbindelse med ombordlagring, og inkl. påvirkningen som følge af at behovet for krafttilførsel an hjul ændres (fx som følge af øget vægt). Da tab i transportmidlets transmission er inkluderet, er det ikke direkte denne virkningsgrad der angiver sammenhængen ovenfor i skemaet mellem anlægsstørrelsen opgjort som henholdsvis brændstofinput og motoreffekt ab motoraksel.

2.5.13 Mobilt drivsystem - indirekte-metanolbrændselscelle[235], PEMFC[236237]

	Enheder	Status	2015	2030-50
Energi / Teknik				
Drivmotor		asynkron	PM-motor	PM-motor
Batteri?		ja	ja	ja
Drivmiddel		metanol	metanol	metanol
Konvertering af drivmiddel		reformer	partiel oxid	partiel oxid.
Driftstemperatur	°C	80-90		
Tryk	bar			
Anlægsstørrelse				
- input (metanol)	liter/time	45-80	15-100	15-90
- output (mek.)[238]	kW	40-75	20-125	20-125
Effekttæthed[239240]				
- volumen/effekt, FC-stak	liter/kW	0,80	0,7	0,65
- volumen/effekt, FC-enhed	liter/kW	2,1	1,6	1,1
- volumen/effekt, FC-motor	liter/kW	5,5	4,6	3,8
- volumen/effekt, FC-system	liter/kW	8,1	6,5	5,5
- vægt/effekt, FC-stak	kg/kW	0,95	0,9	0,85
- vægt/effekt, FC-enhed	kg/kW	4,1	4,0	3,8
- vægt/effekt, FC-motor	kg/kW	6,1	4,8	4,6
- vægt/effekt, FC-system	kg/kW	8,1	6,7	6,1
Levetid[241]	år		10	15
Virkningsgrad, tank til hjul[242243]	%	22	32	35
Miljøforhold				
NOx- emissioner	g/Nm^3 H_2	0	0	0
Økonomi				
Investeringsomkostninger[244]	kr. pr. kW		1250	600

[235] Dvs. et drivsystem hvor metanolen konverteres til brint ombord i transportmidlet i en ekstern reformer.
[236] Faststof-polymerbrændselscelle
[237] Elementet omfatter det samlede drivsystem, inkl. selve brændselscellen, dennes hjælpeudstyr, elmotor og eventuel transmission, men ekskl. brintlager og eventuelt batteri.
[238] Ab motoraksel, dvs. før transportmidlets transmission
[239] Ogden et al 1994; Kalhammer et al 1998; Ogden et al 1999; Jost 2000
[240] For dagens niveau tages udgangspunkt i Ballards Mark 900 celle. For FC-enheden antages hovedparten af den fremtidige udviklingsindsats at være rettet mod reduktion af volumen snarere end vægt, og det er i første række for hjælpeudstyr mv. at der er potentialer herfor. Skiftet fra asynkron- til PM-motor forventes dog at give en vægtbesparelse, hvilket påvirker effekttætheden for FC-motoren.
[241] I transportmidler er teknologien udsat for en mere hårdhændet behandling end for stationære anlæg, men til gengæld har den her (normalt) langt færre driftstimer pr. år. Sammenlignet med direkte-brintdrift har dette drivsystem yderligere et element (reformeren) der indgår i den samlede holdbarhed.
[242] Virkningsgrad fra lagertank ombord til de drivende hjul (eller modsvarende) - ekskl. eventuelle tab i forbindelse med ombordlagring, og inkl. påvirkningen som følge af at behovet for krafttilførsel an hjul ændres (fx som følge af øget vægt). Da tab i transportmidlets transmission er inkluderet, angiver denne virkningsgrad ikke direkte sammenhængen ovenfor i skemaet mellem anlægsstørrelsen opgjort som henholdsvis brændstofinput og motoreffekt ab motoraksel.
[243] Ogden et al 1999b
[244] I dag findes der ikke kommercielt tilgængelige drivsystemer baseret på dette koncept.

2.5.14 Mobilt drivsystem - direkte-metanolbrændselscelle, DMFC[245246]

	Enheder	Status[247]	2015	2030-50
Energi / Teknik				
Drivmotor			PM-motor	PM-motor
Drivmiddel		metanol	metanol	metanol
Konvertering af drivmiddel		intern reformer	intern reformer	intern reform
Anlægsstørrelse - output (mek.)[248]	kW		5-20	5-50
Effekttæthed[249250]				
- volumen pr. effekt, FC-stak	liter/kW		1	1,2
- volumen pr. effekt, FC-enhed	liter/kW		4	2,8
- volumen pr. effekt, FC-motor	liter/kW		7	4,5
- vægt pr. effekt, FC-stak	kg/kW		4	0,8
- vægt pr. effekt, FC-enhed	kg/kW		8,2	4,2
- vægt pr. effekt, FC-motor	kg/kW		9	5
Levetid[251]	år			15
Virkningsgrad, tank til hjul[252253254]	%		22	32
Miljøforhold				
NOx-emissioner	g/Nm^3 H_2	0	0	0
Økonomi				
Investeringsomkostninger[255]	kr. pr. kW		-	500

[245] Direct Methanol Fuel Cell: Brændselscellebaseret drivsystem hvor metanolen tilføres direkte til brændselscellen.
[246] Elementet omfatter det samlede drivsystem, inkl. selve brændselscellen, dennes hjælpeudstyr, elmotor og eventuel transmission, men ekskl. brintlager og eventuelt batteri.
[247] Er endnu på laboratorieniveau, og det er usikkert om teknologien bliver udviklet til et praktisk anvendeligt niveau. I givet fald bliver det tidligst om 15-20, ifølge Kalhammer et al (1998). Værdierne i dette skema, hvor DMFC antages at nå et praktisk anvendeligt niveau (på forsøgsbasis) i 2015 og et generelt anvendeligt niveau inden 2030, angiver på den baggrund et optimistisk forløb, der angiver en nødvendig udvikling hvis DMFC skal have en fremtidig rolle. Blandt de førende inden for udviklingen af teknologien er henholdsvis JPL (Surampudi et al 1994; Valdez et al 1997; Watson 1997), LANL (Ren et al 1995; Ren et al 2000) og Siemens (Baldauf & Preidel 1999).
[248] Ab motoraksel, dvs. før transportmidlets transmission
[249] Shukla et al 1998; Scott et al 1999; Baldauf & Preidel 2000; Ren et al 2000
[250] Principielt bør volumen og evt. vægt pr. effektenhed kunne reduceres i forhold til indirekte-metanolbrændselcellen, men dette forudsætter løsning af forskellige tekniske problemer, ikke mindst vedrørende elektrode-egenskaberne, da disse lægger begrænsning på strømtætheden og dermed den effekt der kan trækkes ud af en given celle. Der ydes en betydelig forskningsindsats med henblik på at overvinde disse problemer, og det forudsættes at de løses inde 2030, så volumen reduceres og vægten holdes på indirekte-metanolbrændselscellens niveau i 2030.
[251] Da designet endnu ikke ligger fast, er levetiden på lang sigt særdeles usikkert bestemt
[252] Virkningsgrad fra lagertank ombord til de drivende hjul - ekskl. eventuelle tab i forbindelse med ombordlagring, og inkl. påvirkningen som følge af at behovet for krafttilførsel an hjul ændres (fx som følge af øget vægt). Da tab i transportmidlets transmission er inkluderet, er der ikke direkte denne virkningsgrad der angiver sammenhængen ovenfor i skemaet mellem anlægsstørrelsen opgjort som henholdsvis brændstofinput og motoreffekt ab motoraksel.
[253] Selv baseret på de mest optimistiske forudsætninger forventes det at DMFC alt andet lige bliver lidt mindre effektiv end indirekte-metanolbrændselsceller. Denne udvikling følger på langt sigt forventningen fra JPL, der kan betragtes som en optimistisk prognose, mens der i 2015 er regnet med en delvis opnåelse heraf. I dag er effektiviteten hæmmet af problemer med uønsket metanol-diffusion (der giver en kortslutningseffekt).
[254] Narayan 1996; Ren et al 1996; Scott et al 2000; Ren 2000.
[255] Principielt har DMFC potentiale for omkostningsreduktioner i forhold til indirekte-metanolbrændselsceller. Det forudsætter imidlertid en betydelig teknisk udvikling for at realisere potentialet. Der forventes ikke at kunne være kommercielt tilgængelige DMFC-systemer i 2015.

2.5.15 Mobilt drivsystem - fly

	Enheder	Status[256]	2015[257]	2030-50
Energi / Teknik				
Drivmotor			turbojet	turbojet m. højt BPR[264]
Drivmiddel			flydende brint	flydende brint
Anlægsstørrelse				
- input (flydende brint[258])	Nm^3/time			
- output (mekanisk)	kW			
Levetid[259]	år		15	25
Samlet virkningsgrad[260261]				
- udenrigsfly[262]	%		42	57
- indenrigsfly[263]	%		30	52
Miljøforhold				
NOx- emissioner	g/Nm^3 H_2			
Økonomi				
Investeringsomkostninger	kr. pr. kW			

3 Reference for drivsystemer - virkningsgrader

Tabellen viser gennemsnitsværdier for transportmidlers energieffektivitet, dels i dag og dels forventet udvikling baseret på henholdsvis udviklingen i Energi 21's Planforløb (E21-Plan)[265] og på skønnet maksimal teknisk udvikling med dagens drivsystemer[266]. Effektiviteterne for E21-Plan er skønnet ud fra det opgivne datamateriale, idet det ikke er opgivet hvorledes planens energibesparelser er fordelt på forskellige faktorer.

[256] I dag findes der ikke praktisk tilgængelige drivsystemer baseret på dette koncept, og det forventes tidligst at blive markedsført i løbet af 10-20 år. I øjeblikket er der meget begrænset forsknings- og udviklingsindsats på området, og de tidshorisonter der opereres med for teknologien, forudsætter at denne udvikling vender inden for de nærmeste år.

[257] Det må betegnes som usikkert om der kan nå at være brintfly tilgængelige i 2015, og i givet fald vil der være tale om fly der er langt fra at have indhøstet potentialerne for energieffektivisering mv.

[258] Omregnet til Nm3 brint på energibasis.

[259] Dette er kortere levetider end for fly generelt, og det er ikke mindst forventningerne vedrørende lagringen af flydende brint der trækker ned.

[260] Contreras et al (1997); Pohl et al (1997)

[261] Tab i forbindelse med lagring (der sker på flydende form) er ikke medregnet.

[262] Værdierne bygger på at effektiviteten for brintdrevne turbojetfly på mellemlangt sigt (2015) antages at være 20% bedre end for tilsvarende fly drevet af jetpetroleum (Contreras et al 1997). På længere sigt, hvor det antages at hovedparten af potentialerne for forbedring af jetmotorernes energieffektivitet er udnyttet, er der kun beskedne muligheder for yderligere forbedring gennem skift til brintdrift.

[263] For brintdrift anvendes der også jetmotorer tilæ indenrigsruter, men for disse vil der være mindre økonomisk incitament til at sigte efter meget høj energieffektivitet. Endvidere giver indenrigsruterne dårligere betingelser for høj energieffektivitet end udenrigsruterne.

[264] BPR = Bypass Ratio

[265] Energistyrelsen (1996c); Trafikministeriet (1996)

[266] Jørgensen (2000)

%	Drivmidler	Status	2030-50 (E21-Plan)	2030-50 (maks. udvikling)
Konventionelle transportmidler				
Personbil	benzin/diesel[274]	15	20	28
Bus[267]	diesel	20	25	31
Lastbil[268]	diesel	22	26	32
Varebil	diesel/benzin	16	21	29
Skibsfart	diesel/fuel	40	41	42
Fly, indenrigs[269270]	jetpetroleum	38	42	43
Fly, udenrigs[271272]	jetpetroleum	35	45	55
Jernbane	el	70	80	85
Jernbane	diesel	40	42	45
Øvrige transportmidler				
Elbil[273]	el	55	70[275]	80

4 Terminologi og forkortelser

- AFC: Alkalisk brændselscelle
- Alu/viklet: Aluminiumstank beviklet med kulfibre eller lignende.
- Direkte-brintbrændselsceller: Drivsystem baseret på brændselscelledrift med brint som drivmiddel.
- Direkte-metanolbrændselsceller (DMFC): Drivsystem baseret på brændselscelle-teknologi med direkte tilførsel af metanol til brændselscellen uden ekstern reformer.
- Effekttæthed: Sammenhæng mellem teknologis maksimale ydelse og volumen eller vægt, specificeret som vægt eller volumen pr. effektenhed
- FC-motor: Det samlede drivsystem, inkl. brændselscellesystem (FC-enhed), drivmotor(er) og eventuel

[267] Relativt stor andel bykørsel
[268] Relativt stor andel kørsel på overordnede veje
[269] Lewis & Niedzwiecki (1999); Jørgensen 2000
[270] For indenrigsruter kan der generelt anvendes propelfly der typisk er mere energieffektive end forskellige varianter af jetmotorer - og de angivne værdier bygger på at dette er tilfældet. Til gengæld har jetmotorer større potentialer for energieffektivisering, hvorfor de på længere sigt kan forventes at fortrænge propelflyene også til kortere ruter. Flyene til disse ruter (de såkaldte regionale fly) har dog næppe økonomi til at finansiere de største energibesparelses-foranstaltninger, idet et vigtigt incitament for langdistance-fly er at rækkevidden forøges. De relativt korte ruter for indenrigsfly giver, alt andet lige, dårligere betingelser for energieffektivitet end udenrigsfly.
[271] Lewis & Niedzwiecki (1999); Jørgensen 2000
[272] For den typisk internationale rute er det i praksis urealistisk at anvende propelfly på grund af det ugunstige vægt/ydelsesforhold for disse flys motorer. Derfor anvendes normalt jetmotorer (af forskellige varianter), der i dag har dårligere energieffektivitet end stempelmotorer, men som også har større potentialer for forbedring af energieffektiviteten. Udenrigsfly har også generelt mere gunstige flyvemønstre fra et energiøkonomi-synspunkt.
[273] Effektiviteten angiver udnyttelsen af el ombord i køretøjet, inkl. udnyttelse af bremseregenerering. Dvs. tab i elsystemet er ikke medregnet. Forudsætter at der opereres med stærkt begrænsede rækkevidder pr. opladning: ca. 100 km for dagens teknologi, 150-200 km for "2030-2050 Plan" og 300 km for "2030-2050 maksimal udvikling".
[274] Ca. 90% benzin
[275] Baseret på effektivisering af dagens traktions- og lagringsteknologi, herunder reduktion af køretøjets vægt. For elbiler er der et indbygget incitament til at forbedre køretøjseffektiviteten for at forbedre køretøjets rækkevidde.

transmission, men ekskl. brint-/metanollager, eventuelt batteri og eventuel ekstern konverter-teknologi for metanol.

- FC-stak: serier af enkeltceller i en sammenhængen række (stak), ekskl. påbygninger til samling i moduler og ekskl. brændselscellens hjælpeudstyr, styring mv.
- FC-enhed: det samlede brændselscellesystem, inkl. FC-stak, hjælpeudstyr, styring mv.
- FC-system: det samlede integrerede brændsellesystem, inkl. FC-motor, eventuelt batteri og eventuel konverter-teknologi til metanol. For drivsystemer med direkte brintdrift og uden batteri er FC-system lig med FC-motor.
- GDI: Gasoline Direct Injection, dvs. benzinmotor med direkte indsprøjtning af brændstof i cylinder
- ICE: forbrændingsmotor
- Indirekte-metanolbrændselsceller: Drivsystem baseret på brændselscelledrift med metanol som drivmiddel og konvertering af denne til brint i en ekstern reformer ombord i transportmidlet.
- KOH: kalium hydroxid
- JPL: Jet Propulsion Laboratory (amerikansk forskningsinstitution)
- Kompressionsmotor: forbrændingsmotor der antænder brændstof-/luftblandingen ved kompression, som det kendes fra dagens dieselmotor
- MK: Ekstern konverter for metanol til brint (ombord i transportmiddel)
- MCFC: smeltekarbonat brændselscelle
- LANL: Los Alamos National Laboratory (amerikansk forskningsinstitution)
- LPG: autogas (en blanding af butan og propan)
- Nafion: polymermembran der ofte benyttes i faststof-polymerbrændselsceller og elektrolyseanlæg
- Nm^3: Normal-kubikmeter, dvs. 1 m^3 ved 1 atmosfæres tryk og en temperatur på 20°C
- NG: naturgas
- NREL: National Renewable Energy Laboratory (F&U-institution vedrørende vedvarende energi under det amerikanske energiministerium)
- Otto-motor: forbrændingsmotor der fungerer efter gnisttændingsprincip (dvs. med tændrør), som det kendes fra dagens benzinmotorer.
- PAFC: Fosforsyrebrændselscelle
- PEC: Fotoelektrokemiske celler
- PEMFC: Faststof-polymerbrændselscelle
- PM-motor: Elmotortypen "permanentmagnet synkronmotor"
- RME: Raps-methylester (også kaldet biodiesel) - den form hvor rapsolie normalt anvendes direkte i dieselmotorer.
- SOFC: Faststof-oxidbrændselscelle
- Supplerende energi: Energiforbrug der er nødvendigt i brændselskæden for at bringe brændstoffet på den rette form, men som ikke nødvendigvis falder i forbindelse med det pågældende element - fx energiforbrug til at bringe brinten på flydende form eller til at komprimere den til et nødvendigt tryk (dvs. det højeste nødvendige tryk i brændselskæden).
- Transmission: mekanisk/elektrisk overføring af kraft mellem drivmotor og hjul
- VG: Virkningsgrad

5 Referencer

Abe, A. et al (1998): "Studies of the Large-Scale Sea Transportation of Liquid Hydrogen". International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 23, No. 2, pp. 115-121.

Adamson, Kerry-Anne & Peter Pearson (2000): "Hydrogen and Methanol: a Comparison of Safety, Economics, Efficiencies and Emissions". Journal of Power Sources, Vol. 86, pp. 548-555.

Amos, W. (1998): "Costs of Storing and Transporting Hydrogen" (TP-570-25106). NREL, Department of Energy, Golden, Colorado.

Azar, Christian et al (2000): "Hydrogen or methanol in the transportation sector". KFB-rapport 2000:35, Stockholm.

Baldauf, M. & W. Preidel (1999): "Status of the Development of a Direct Methanol Fuel Cell". Journal of Power Sources, Vol. 84, No. 2, pp. 161-166.

Barbir, F & T. Gomez (1997): "Efficiency and Economics of Proton Exchange Membrane (PEM) Fuel Cells". International Journal of Hydrogen Energy, Vo. 22, No. 10/11, pp. 1027-1037.

Barthels, H. et al (1998): "Phoebus-Jülich: an Autonomous Energy Supply System Comprising Photovoltaics, Electrolytic Hydrogen, Fuel Cell". International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 23, No. 4, pp. 295-301.
Berry, Gene D. & Salvador M. Aceves (1998): "Onboard Storage Alternatives for Hydrogen Vehicles". Energy & Fuels, Vol. 12, No. 1, pp. 49-55.
Borgwardt, Robert H. (1998): "Methanol Production from Biomass and Natural Gas as Transportation Fuel". Industrial and Engineering Chemistry Research, Vol. 37, pp. 3760-3767.
Bosio, Barbara et al (1998): "Industrial Experience on the Development of the Molten Carbonate Fuel Cell Technology". Journal of Power Sources, Vol. 74, pp. 175-187.
Brand, Christian et al (1997): "Fantasie Deliverable 9: Forecast of New Technologies with Major Impacts". ETSU, Harwell, England.
Brenscheidt, Th. et al (1998): "Performance of ONSI PAFC Cogeneration Plant". International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 23, No. 1, pp. 53-56.
Bridgwater, A.V. (1999): "Principles and Practice of Biomass Fast Pyrolysis Processes for Liquids". Journal of Analytical and Applied Pyrolysis, Vol. 51, No. 1-2, pp. 3-22.
Bridgwater, A.V. et al (1999): "An Overview of Fast Pyrolysis of Biomass". Organic Geochemistry, Vol. 30, No. 12, pp. 1479-1493.
Bünger, Ulrich (1999): "Neue Entwicklungen der LH2- und LNG-Kryotechnik für die Einsatz in Kraftfahrzeugen". VDI-Seminar Kryotechnik, Karlsruhe, 24.-26. februar.
Bünger, Ulrich & Geir Owren (1998): "Development Potentials for Small Mobile Storage Tanks with Vacuum Powder Insulations". International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 23, No. 4, pp. 273-279.
Cannon, James D. (1995): "Harnessing Hydrogen. The Key to Sustainable Transportation". Inform, Inc., New York.
Chahine, R. & P Bernard (1998): "Transport Applications - Adsorption Storage of Gaseous Hydrogen at Cryogenic Temperatures". Advances in Cryogenic Engineering, Vol. 43, Part B, pp. 1257-1264.
Chen, J. et al (1995): " Methanol and Hydrogen from Biomass for Transportation, With Comparisons to Methanol and Hydrogen from Natural Gas and Coal" (Center Report No. 292). Center for Energy and Environmental Studies, Princeton University, New Jersey.
Cleghorn, S.J.C. et al (1997): "PEM Fuel Cells for Transportation and Stationary Power Generation Applications". International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 22, No. 12, pp. 1137-1144.
Contreras, A. et al (1997): "Hydrogen as Aviation Fuel: a Comparison with Hydrocarbon Fuels". International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 22, No. 10/11, pp. 1053-1060.
Das, L. M. (1996): "On-Board Hydrogen Storage Systems for Automotive Application". International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 21, No. 9, pp. 789-800.
Davison, Paul et al (1997): "Fantasie Deliverable (: A Structured State-of-the-Art Survey and Review". ETSU, Harwell, UK, England.
Dietzler, U. (1997): "Contribution to the Design of Storage Units for Liquid Hydrogen as a Fuel for Cogeneration Units for Heat and Power". International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 22, No. 7, pp. 689-696.
Dillon, A.C. et al (1999): "Carbon Nanotube Materials for Hydrogen Storage" (NREL/CP-570-26938). Proceedings of the 1999 U.S. DOE Hydrogen Program Review, Golden, Colorado, USA.
Dutton, A.G. et al (2000): "Experience in the Design, Sizing, Economics, and Implementation of Autonomous Wind-Powered Hydrogen Production Systems". International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 25, No. 8, pp. 705-722.
Energistyrelsen (1996a): "Teknologidata for vedvarende energianalæg. Del 1". København.
Energistyrelsen (1996b): "Teknologidata for vedvarende energianalæg. Del 2. Biomasseteknologier". København.
Energistyrelsen (1996c): "Energi 21. Forudsætninger og resultater". København.
Gamo, T. mfl. (1998): "Hydrogen Transport and Storage Technologies using Metal Hydrides". Proceedings of the 12th World Hydrogen Energy Conference, Buenos Aires, Argentina, 21.-25. juni, pp. 1105-1114.
Hackney, Jeremy & Richard de Neufville (2001): "Life cycle model of alternative fuel vehicles: emissions, energy, and cost trade-offs". Transportation Research Part A, Vol. 35, pp. 243-266.
Hagstrom, M.T. et al (1995): " Metal hydride hydrogen storage for near-ambient temperature and atmospheric pressure applications, a PDSC study". International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 20, No. 11, pp. 897-909.
Hansen, M.W. et al (1997): "Pyrolyse og forgasning af biomasse i en to-trins fluid bed forgasser" (rapport nr. ET-ES 97-02). Danmarks Tekniske Universitet, Institut for Energiteknik, Lyngby.
Hart, D. (1997): "Hydrogen Power, The Commercial Future of 'the Ultimate Fuel'". Financial Times Energy, London.
Heiming, A. & P. Kraus (1996): "Stand der weltweiten Brennstoffzellenentwicklung mit der Schwerpunkt "Karbonatschmeltze-Brennstoffzellen". Gas Erdgas - GWF, Vol. 137, Nummer 4, pp. 189-195.
Hollenberg, J.W. et al (1995): "Development of a Photovoltaic Energy Conversion System with Hydrogen Energy Storage". International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 20, No. 3, pp. 239-243.
Hynek, Scott et al. (1997): "Hydrogen Storage by Carbon Sorption". International Journal of Hydrogen Energy, Vol.22, No. 6, pp. 601-610.
Institute of Gas Technology (1996): "Compressed Natural Gas Storage Optimization for Natural Gas Vehicles" (Report GRI-96/0364). Gas Research Institute, Des Plaines, Illinois.
Ippommatsu, M. et al (1996): "Evaluation of the Cost Performance of the SOFC Cell in the Market". International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 21, pp. 129-135.

Johansson, Bengt & Max Åhmann (2000): "Koldioxidneutrala transportsystem. En studie av energieffektiva fordon och förnybar energi". KFB-Rapport 2000:28, Stockholm.
Jost, Kevin (2000): "Fuel Cell Concepts and Technology". Automotive Engineering International, Vol. 108, No. 3, pp. 170-185.
Jung, Patrick (1999): "Technical and Economic Assessment of Hydrogen and Methanol Powered Fuel Cell Vehicles". Chalmers Tekniska Högskola, Avdelningen för Fysisk Resursteori, Gøteborg.
Jørgensen, Kaj (1994): "Hydrogen for Local Distribution of Goods in Vans and Light Trucks". In: D. L. Block & T. N. Veziroglu (red.): "Hydrogen Energy Progress X. Proceedings of the 10th World Hydrogen Energy Conference. Cocoa Beach, Florida, USA. 20.-24 June 1994", Vol.3, pp. 1377-1387.
Jørgensen, Kaj (1996a): "Analyse af brintdrift i det danske trafiksystem". Danmarks Tekniske Universitet, Institut for Bygninger og Energi, Lyngby.
Jørgensen, Kaj (1996b): "Hydrogen in Vans and Light Duty Trucks in Denmark". International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 21, No. 7, pp. 597-606.
Jørgensen, Kaj (2000): "Teknologikatalog over tekniske muligheder for energibesparelser i transportsektoren". Energistyrelsen, København.
Jørgensen, Kaj & Lars Henrik Nielsen (1998): "Alternative drivmidler og bæredygtig udvikling - el-, hybrid- og brintdrift i Danmark" (sagsrapport SR-9822). Danmarks Tekniske Universitet, Institut for Bygninger og Energi, Lyngby.
Kalhammer, Fritz R. et al (1998): "Status and Prospects of Fuel Cells as Automobile Engines. A Report of the Fuel Cell Technical Advisory Panel". State of California Air Resources Board (CARB), Sacramento, Californien.
Kocha, S. et al (1997): "Photoelectrochemical Based Direct Conversion Systems for Hydrogen Production". Proceedings of the 1997 U.S. DOE Hydrogen Program Review. Herndon, Virginia, USA, 21.-23. maj.
Kong, V.C.Y mfl. (1999): "Development of Hydrogen Storage for Fuel Cell Generators. I: Hydrogen Generation Using Hydrolysis Hydrides". International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 24, No. 7, pp. 665-675.
Kong, V.C.Y mfl. (1999): "Development of Hydrogen Storage for Fuel Cell Generators. I: Hydrogen Generation Using Hydrolysis Hydrides". International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 24, No. 7, pp. 665-675.
Kordesch, K. & G. Simader (1996): "Fuel Cells and their Applications". Wiley-VCH, Weinheim, Tyskland.
Kruhl, Jorg (1997): "Einsatz von PAFC-Brennstoffzellen in der dezentrale Energieg". BWK - Brennstoff Warme Kraft, Vol. 49, Nummer 6, pp. 60-63.
Kunz, R & R. Golde (1999): "High-Pressure Conformable Hydrogen Storage for Fuel Cell Vehicles" (NREL/CP-570-26938). Proceedings of the 1999 U.S. DOE Hydrogen Program Review, Alexandria, Virginia.
Lange, J.P. (1997): "Perspectives for Manufacturing Methanol at Fuel Value". Industrial and Engineering Chemistry Research, Vol. 36, pp. 4282-4290.
Larson, E.D. & R.E. Katofsky (1992): "Production of Methanol and Hydrogen from Biomass" (PU/CEES Report No. 217). Princeton University, Center for Energy & Environmental Studies, Princeton, New Jersey.
Ledjeff, K. et al (1994): "Development of Pressure Electrolyser and Fuel Cell with Polymer Electrolyte". International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 19, pp. 453-455.
Lewis, Jerry S. & Richard W. Niedzwiecki (1999): "Aircraft Technology and Its Relation to Emissions". I: "Aviation and the Global Atmosphere", IPCC, Cambridge, pp. 219-270.
Lipman, T.E. & Mark DeLucchi (1996): "Hydrogen-fuelled Vehicles". International Journal of Vehicle Design, Vol. 17, No. 5-6, pp. 562-589.
Mann, M.K. (1995): "Technical and Economic Analysis of Hydrogen Production via Indirectly Heated Gasification and Pyrolysis" (CP-430-20036). Proceedings of the 1995 US DOE Hydrogen Program Review, Vol. 1. Coral Gables, Florida, 18.-21. april.
Mann, M.K. & P.L. Spath (1997): "Life Cycle Assessment of a Biomass Gasification Combined-Cycle System". U.S. DOE, NREL, Golden, Colorado, USA.
Mann, Margaret K. et al (1998a): "Technoeconomic Analysis of Different Options for the Production of Hydrogen from Sunlight, Wind, and Biomass" (NREL/CP-570-25315). Proceedings of the 1998 U.S. DOE Hydrogen Program Review, Alexandria, Virginia, USA, 28.-30. april.
Mann, Margaret K.et al (1998b): "Exploring the Technical and Economic Feasibility of Producing Hydrogen from Sunlight and Wind". 12th World Hydrogen Energy Conference, Buenos Aires, Argentina, 21.-26. juni, pp. 337-346.
Mann, Margaret K. et al (1999): "Studies on the Production and Delivery of Hydrogen from Renewable Sources" (NREL/CP-570-26938). Proceedings of the 1999 U.S. DOE Hydrogen Program Review, Golden, Colorado, USA.
Marquevich, Maximiliano et al (1999): "Hydrogen from Biomass: Steam Reforming of Model Compounds of Fast-Pyrolysis Oil". Energy & Fuels, Vol. 13, pp. 1160-1166.
Michel, F. et al (1998): "On-board Equipment for Liquid Hydrogen Vehicles". International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 23, No. 3, pp. 191-199.
Mitchell, William L. (1996): "Development of Fuel Cell Processors for Transportation and Stationary Fuel Cell Systems". Arthur D. Little, Inc., Cambridge, Massachusetts.
Mitlitsky, Fred et al. (1998): "Regenerative Fuel Cell Systems". Energy & Fuels Vol. 12, No. 1, pp. 56-71.

Mitlitsky, Fred et al. (1999): "Vehicular Hydrogen Storage Using Lightweight Tanks (Regenerative Fuel Cell Systems)" (NREL/CP-570-26938). Proceedings of the 1999 U.S. DOE Hydrogen Program Review, Alexandria, Virginia.
Molter, Trent M. (1999): "Regenerative Fuel Cell Technology and Applications". 1999 Joint Fuel Cell Technology Review Conference, Chicago, Illinois, 3.-5. august.
Morthorst, Poul Erik mfl. (1993): "Brint som energibærer" (Risø-R-675(DA). Forskningscenter Risø, Roskilde.
Narayanan, S.R. (1996): "Recent Advances in High Performance Direct Methanol Fuel Cells". 1996 Fuel Cell Seminar, Atlanta, Georgia, USA, 19. november.
National Renewable Energy Laboratory (1995): "Hydrogen Energy for Tomorrow: Advanced Hydrogen Transport and Storage Technologies". U.S. Dept. of Energy, Washington, DC.
Ogden, Joan M. (1997): "Infrastructure for Fuel Cell Cell Vehicles: a Southern California Case Study". World Car Conference '97, Riverside, Californien, 19.-22. januar, pp. 316-330.
Ogden, Joan M. (1998): "A Technical and Economic Assessment of Hydrogen Energy Systems with CO2 Sequestration." 12th World Hydrogen Energy Conference, Buenos Aires, 21.-25. juni.
Ogden, Joan M. (1999): "Developing an Infrastructure for Hydrogen Vehicles: a Southern California Case Study". International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 24, No. 8, pp. 709-730
Ogden, Joan M. et al (1994): "A Technical and Economic Assessment of Renewable Transportation Fuels and Technologies". Center for Energy & Environmental Studies, Princeton University, Pinceton, New Jersey.
Ogden, Joan M. et al (1999a): "Hydrogen Energy System Studies" (NREL/CP-570-26938). Proceedings of the 1999 U.S. DOE Hydrogen Program Review, Golden, Colorado, USA.
Ogden, Joan M. et al (1999b): "A Comparison of Hydrogen, Methanol and Gaosline as Fuels for Fuel Cell Vehicles: Implications for Vehicle Design and Infrastructure Development". Journal of Power Sources, Vol. 79, pp. 143-168.
Padró, C.E.G. & V. Putsche (1999): "Survey of the Economics of Hydrogen Technologies" (NREL/TP-570-27079). NREL, Department of Energy, Golden, Colorado.
Park, C. et al (1998): "Hydrogen Storage in Graphite Nanofibers" (NREL/CP-570-25315). Proceedings of the 1998 U.S. DOE Hydrogen Program Review. Alexandria, Virginia, 28.-30. april.
Park, C. et al (1999): "Further Studies of the Interaction of Hydrogen with Graphite Nanofibers". The Journal of Physical Chemistry B, Vol. 103, pp. 10553-10728.
Pettersson, Joakim & Ove Hjortsberg (1999): "Hydrogen Storage Alternatives - a Technological and Economic Assessment". KFB-Meddelande 1999:27, Stockholm.
Peschka, W. (1992): "Liquid Hydrogen, Fuel of the Future". Springer Verlag, Wien - New York.
Peschka, W. (1998): "Hydrogen: The Future Cryofuel in Internal Combustion Engines". International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 23, No. 1, pp. 27-43.
Pohl, Hans W. & Valentin V. Malychev (1997): "Hydrogen in Future Civil Aviation". International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 22, No. 10/11, pp. 1061-1069.
Quadflieg, H (1988): "From Research to Market Application? Experience with the German Hydrogen Fuel Project". International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 13, No. 6, pp. 363-374.
Ramachandran, Ram & Raghu K. Menon (1998): "An Overview of Industrial Uses of Hydrogen". International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 23, No. 7, pp. 593-598.
Ren, Xiaoming et al (1995): "On Direct and Indirect Methanol Fuel Cells for Transportation Applications". I: A.R. Landgrebe et al (red.): "Proceedings of the 1st International Symposium on Proton Conducting Membrane Fuel Cells", The Electrochemical Society, Chicago.
Ren, Xiaoming et al (2000): "Recent Advances in Direct Methanol Fuel Cells at the Los Alamos National Laboratory". Journal of Power Sources, Vol. 86, No. 1-2, pp. 111-116.
Riensche, Ernst et (1998a): "Optimization of a 200 kW SOFC Cogeneration Power Plant. Part I: Variation of Process Parameters". Journal of Power Sources, Vol. 73, pp. 251-256.
Riensche, Ernst et (1998b): "Optimization of a 200 kW SOFC Cogeneration Power Plant. Part II: Variation of the Flow Sheet". Journal of Power Sources, Vol. 74, pp. 306-314.
Rosen, M. A. (1995): "Energy and Exergy Analyses of Electrolytic Hydrogen Production". International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 20, No. 7, pp. 547-553.
Rocheleau, Richard et al (1996): "Photoelectrochemical Hydrogen Production". Proceedings of the 1996 U.S. DOE Hydrogen Program Review. Miami, Florida, 1.-2. maj.
Ruhl, Robert C. (2000): "Low Cost Reversible Fuel Cell System". Proceedings of the 2000 U.S. DOE Hydrogen Program Review, Washington, DC.
Sapru, K. mfl. (1998): "An Integrated Hydrogen Production/Storage System Based on PV/Electrolysis/Metal Hydrides for Near-Term Applications". Proceedings of the 12th World Hydrogen Energy Conference, Buenos Aires, Argentina, 21.-25. juni, pp. 1211-1219.
Scherer, G.W.H. & E. Newson (1998): "Analysis of the Seasonal Storage of Hydrogen in Liquid Organic Hydrides". International Journal of Hydrogen Energy Vol. 23, No. 1, p 19-25.
Scherer, G.W.H. et al (1999): "Economic Analysis of the Seasonal Storage of Electricity with Liquid Organic Hydrides". International Journal of Hydrogen Energy Vol. 24, No. 5, p 1157-1169.

Scott, K. et al (1999): "Engineering Aspects of the Direct Methanol Fuel Cell System". Journal of Power Sources, Vol. 79, No. 1, pp. 43-59.
Sherif, S. A. mfl. (1997): "Liquid Hydrogen: Potential, Problems, and a Proposed Research Program". International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 22, No. 7, pp. 683-688.
Shukla, A. K. et al (1998): "Direct Methanol Fuel Cells for Vehicular Applications". Journal of Solid State Electrochemstry, Vol. 2, No. 2, pp. 117-122.
Skolnik, Edward G. (1997a): "Carbon nanotubes for hydrogen storage as being studied by the National Renewable Energy Laboratory. Technical Evaluation Report". Energetics, Inc., Columbia, Maryland.
Skolnik, Edward G. (1997b): "Carbon nanotubes for hydrogen storage as being studied by Northeastern University. Technical Evaluation Report". Energetics, Inc., Columbia, Maryland.
Skolnik, Edward G. & J. Philip DiPietro (1998): "Technical and Systems Evaluations" (NREL/CP-570-25315). Proceedings of the 1998 U.S. DOE Hydrogen Program Review. Washington, DC.
Spath, P. & M. Mann (1998): "Technoeconomic Assessment of Four Biomass-to-Hydrogen Conversion Technologies". 12th World Hydrogen Energy Conference, Buenos Aires, Argentina, 21.-26. juni, pp. 2057-2069.Peschka, W. (1992): "Liquid Hydrogen, Fuel of the Future". Springer Verlag, Wien - New York.
Specht, M. et al (1998): "Comparison of the Renewable Transportation Fuels, Liquid Hydrogen and Methanol, with Gasoline - Energetic and Economic Aspects". International Journal of Hydrogen Energy Vol. 23, No. 5, p 387-396.
Sperling, Daniel (1995): "Future Drive. Electric Vehicles and Sustainable Transportation". University of California Press, Berkeley, Californien.
Surampudi, S. et al (1994): "Advances in Direct Oxidation Methanol Fuel Cells". Jep Propulsion Laboratory, California Institute of Technology, Pasedena, Californien.
Syed, M.T. et al (1998): "An Economic Analysis of Three Hydrogen Liquefaction Systems". International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 23, No. 7, pp. 565-576.
Tachtler, J. & A. Szyszka (1994): "Car Fuelling with Liquid Hydrogen (Neunburg vorm Wald Solar Hydrogen Project: Experience and Results of First Project Phase, Concept for Second Phase)". International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 19, No. 4, pp. 377-385.
Thomas, G. et al (1999): "Hydride Development for Hydrogen Storage" (NREL/CP-570-26938). Proceedings of the 1999 U.S. DOE Hydrogen Program Review, Alexandria, Virginia.
Trafikministeriet (1996): "Regeringens handlingsplan for reduktion af transportsektorens CO2-udslip". København.
Valdez, T. et al (1997): "Direct Methanol Fuel Cell for Portable Applications". Jet Propulsion Laboratory, California Institute of Technology, Pasedena, California.
Vanhanen, J.P. & P.D. Lund (1995): "Computational Approaches for Improving Seasonal Storage Systems based on Hydrogen". International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 20, No. 7, pp. 575-85.
Vanhanen, J.P. et al (1996): "Feasibility Study of a Metal Hydride Hydrogen Storage for a Self-Sufficient Solar Hydrogen Energy System". International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 21, No. 3, pp. 213-221.
Vanhanen, J.P. et al (1997): "Operation Experience of a Phosphoric Acid Fuel Cell in a Solar Energy System". International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 22, No. 7, pp. 707-714.
Vanhanen, J. P. et al (1998): "Electrolyser-Metal Hydride-Fuel Cell System for Seasonal Energy Storage". International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 23, No. 4, pp. 267-271.
Vanhanen, J.P. et al (1999): "Combined Hydrogen Compressing and Heat Transforming through Metal Hydrides." International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 24, No. 5, pp. 441-448.
Vosen, S.R. & J.O. Keller (1999): "Hybrid Energy Storage Systems for Stand-Alone Electric Power Systems: Optimization of System Performance and Cost Through Control Strategies". International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 24, No. 12, pp. 1139-1156.
Watson, John (1997): "Fuel Cell Shows Promise for Zero-Emission Vehicles". Jet Propulsion Laboratory Universe, Vol. 27, No. 5, March 7.
Wiese, W. et al (1999): "Methanol SteamReforming in a Fuel Cell Drive System". Journal of Power Sources, Vol. 84, Issue 2, pp. 187-193.
Wu, X.B. (2000): "Hydrogen Uptake by Carbon Nanotubes". International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 25, No. 3, pp. 261-265
Wurster, Reinhold (1997a): "PEM Fuel Cells in Stationary and Mobile Applications: infrastructural requirements, environmental benefits, efficiency advantages and economical implications". Electric and Lighting Industry Biennial, 29.9.-4.10., Buenos Aires, Argentina.
Wurster, Reinhold (1997b): "Wasserstoffspeicher und Brennstoffzellensysteme für dezentralen stationären und für mobilen Einsatz". Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, Ottobrunn, Tyskland.
Wurster, Reinhold (1999): "PEM Fuel Cells in Stationary and Mobile Applications. Pathways to Commercialization". Sixth International Technical Congress - BIEL '99, 13.-19. september.
Zittel, Werner & Reinhold Wurster (1996): "Wasserstoff in der Energiewirtscaft". Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, Ottobrunn, Tyskland.

BILAG B. Særlig undersøgelse: Det eksisterende naturgasnets egnethed for brint

INDHOLD:

B.2.2 Opbygningen af det danske naturgassystem *218*
B.2.3 Virkningen af brint på rørledningsstål *221*
B.2.4 Erfaringer med, og anbefalinger vedrørende konvertering af naturgasanlæg til brint *223*
B.2.6 Brintlagring *224*
B.2.7 Anbefalinger *225*
B.2.8 Litteraturliste *225*

DONG har udført en litteraturundersøgelse, som skal afdække den eksisterende viden om mulighederne for konvertering af naturgasledninger til ledninger, som kan transportere ren brint eller brint-naturgasblandinger. DONGs del af undersøgelsen dækker alene ståledninger. Anlæg, ventiler, rør, komponenter, fittings mm er ikke dækket. Her vil kun den del af undersøgelsen, der omhandler transport af ren brint, blive omtalt.

Det har længe været kendt, at brint, der absorberes i stål (brintindtrængning), kan give sprødhed. Forudgående transport af naturgas giver en forurening af rørvæggen, som fremmer brintindtrængning i stålet, og derudover kan brintindtrængning ske, hvis stålet udsættes for langsom plastisk deformation. Ved overskridelse af en for stålet karakteristisk brintflux-værdi vil der kunne dannes revner.

Allerede ved planlægningen af det danske naturgasnet blev det undersøgt, om stålrørene kunne vælges af en kvalitet, som sikrede, at rørledningen senere kunne anvendes til transport af brint. Anbefalingerne blev imidlertid ikke fulgt, da det ville betyde en væsentlig fordyrelse af projektet.

Det danske naturgassystem er forholdsvis nyt og bygget med moderne rørmaterialer med en høj grad af kvalitetssikring, og det vil derfor, alt andet lige, være bedre egnet end mange udenlandske ledninger.
Litteraturundersøgelsen viser, at konvertering af store højtryksledninger endnu ikke er prøvet i praksis, hverken til ren brint eller til blandinger af brint og naturgas. Den viser også, at der trods mange undersøgelser, stadig er mange ubesvarede spørgsmål. Det er derfor ikke muligt på nuværende tidspunkt entydigt at konkludere, om konvertering af det danske system til ren brint er realistisk. Undersøgelsen viser f.eks. at nedenstående punkter mangler en afklaring. Det første punkt skal klares i Danmark, men resten kræver en international indsats.

Stålene er valgt på basis af deres mekaniske egenskaber, men på det tidspunkt hvor hovedparten af ledningerne blev lagt, var det ikke almindeligt at inkludere målinger af stålenes brudmekaniske egenskaber, hverken for rør eller for svejsninger. Disse oplysninger vil være nødvendige, ligesom det også ernødvendigt, at bestemme brintens indflydelse på de brudmekaniske egenskaber. Det vil gøre det muligt at beregne stålets kritisk revnelængde og brudstopegenskaber.

Udviklingen indenfor inline intelligent pigging af rør går stærkt i disse år, og det er sandsynligt, at man om nogle år vil være i stand til, med rimelig stor nøjagtighed, at bestemme fejlstørrelser (længde, bredde og dybde) i rørmaterialet og i svejsninger. Ved at sammenholde målingerne med den kritiske revnelængde kan man vurdere risikoen for brud.

Laboratorieforsøg har vist, at tilsætning af ilt i små mængder, virker inhiberende på brintindtrængning, men da det er ikke forsøgt i praksis, kender man ikke effektiviteten af tilsætningen og dermed heller ikke den nødvendige koncentration.

Det vil ved brinttransport være nødvendigt at tage en række driftmæssige forholdsregler som nedsættelse af trykket, begrænsninger i trykudsving, stramning af kontrol- og sikkerhedsprocedurer mm. Der er dog endnu ikke erfaringsgrundlag til at fastlægge hverken tilladeligt tryk eller graden af trykudsving, ligesom der mangler viden om de nødvendige skærpelser på det sikkerhedsmæssige område.

B.1 Undersøgelsens vigtigste resultater

De foretagne litteraturstudier kan opdeles i:

A: Ledningsnettes egnethed for transport af brint
B: Øvrige komponenters egnethed i forbindelse med brinttransport.

Som det fremgår af nedenstående skal en lang række supplerende undersøgelser og analyser iværksættes før der kan gives et klart svar på betingelserne for, at det danske naturgassystem skal kunne transportere ren brint. Af en undersøgelse, udført af Dansk Gasteknisk Center i 1999, fremgår at brintiblandinger på 5 - 10% til eksisterende

naturgassystemer, har været forsøgt flere steder uden større problemer ("Brint som energibærer", DGC, November 1999). For transport af ren brint, i systemer oprindeligt udlagt for transport af naturgas, er erfaringsmaterialet dog yderst sparsomt. Det synes dog klart at ikke uvæsentlige udskiftninger af rør og komponenter vil blive nødvendige.

Langtidsafprøvninger af eksisterende naturgasnet, med tilsætning af ren brint, vil kunne besvare mange af de rejste spørgsmål. Der vil derfor som en videreførelse af nævnte litteraturstudium, blive vurderet de økonomiske og tekniske muligheder for i EU sammenhæng (EU's 5te rammeprogram) at gennemføre et projekt med titlen: *"Europæiske parallel forsøg med brintforsyning til mindre områder, via anvendelse af oprindelige naturgas systemer"*.

Hvad angår specielle problemstillinger som f.eks:

- *Inhibitorers anvendelse for at reducerer brints på virkning af stålrør*
- *Permeabilitet og ældning af PE rør ved brinttransport*
- *Odoranters anvendelse i naturgassystemer med varierende brint/naturgas blandingsforhold*
-

forsøges at få optaget emnerne som forslag til eksamensprojekter, afløsningsopgaver m.v. på DTU o.a. naturvidenskabelige uddannelsesinstitutioner.

Ad A:

Stålledninger (4 - 80 bar):
Litteraturundersøgelsen har omfattet en afdækning af den eksisterende viden for mulighederne for konvertering af naturgasledninger til ledninger, som kan transportere ren brint eller brint-naturgasblandinger.

Det har længe været kendt, at brint, der absorberes i stål (brintindtrængning), kan give sprødhed. Forudgående transport af naturgas giver en forurening af rørvæggen, som fremmer brintindtrængning i stålet, og derudover kan brintindtrængning ske, hvis stålet udsættes for langsom plastisk deformation. Ved overskridelse af en for stålet karakteristisk brintflux-værdi vil der kunne dannes revner.
Allerede ved planlægningen af det danske naturgasnet blev det undersøgt, om stålrørene kunne vælges af en kvalitet, som sikrede, at rørledningen senere kunne anvendes til transport af brint. Anbefalingerne blev imidlertid ikke fulgt, da det ville betyde en væsentlig fordyrelse af projektet.
Det danske naturgassystem er forholdsvis nyt og bygget med moderne rørmaterialer med en høj grad af kvalitetssikring, og det vil derfor, alt andet lige, være bedre egnet end mange udenlandske ledninger.
Litteraturundersøgelsen viser, at konvertering af store højtryksledninger endnu ikke er prøvet i praksis, hverken til ren brint eller til blandinger af brint og naturgas. Den viser også, at der trods mange undersøgelser, stadig er mange ubesvarede spørgsmål. Det er derfor ikke muligt på nuværende tidspunkt entydigt at konkludere, om konvertering af det danske system til ren brint er realistisk. Undersøgelsen viser f.eks. at nedenstående punkter mangler en afklaring. Det første punkt skal klares i Danmark, men resten kræver en international indsats.
Stålene er valgt på basis af deres mekaniske egenskaber, men på det tidspunkt hvor hovedparten af ledningerne blev lagt, var det ikke almindeligt at inkludere målinger af stålenes brudmekaniske egenskaber, hverken for rør eller for svejsninger. Disse oplysninger vil være nødvendige, ligesom det også ernødvendigt, at bestemme brintens indflydelse på de brudmekaniske egenskaber. Det vil gøre det muligt at beregne stålets kritisk revnelængde og brudstopegenskaber.
Udviklingen indenfor inline intelligent pigging af rør går stærkt i disse år, og det er sandsynligt, at man om nogle år vil være i stand til, med rimelig stor nøjagtighed, at bestemme fejlstørrelser (længde, bredde og dybde) i rørmaterialet og i svejsninger. Ved at sammenholde målingerne med den kritiske revnelængde kan man vurdere risikoen for brud.
Laboratorieforsøg har vist, at tilsætning af ilt i små mængder, virker inhiberende på brintindtrængning, men da det er ikke forsøgt i praksis, kender man ikke effektiviteten af tilsætningen og dermed heller ikke den nødvendige koncentration.
Det vil ved brinttransport være nødvendigt at tage en række driftmæssige forholdsregler som nedsættelse af trykket, begrænsninger i trykudsving, stramning af kontrol- og sikkerhedsprocedurer mm. Der er dog endnu ikke erfaringsgrundlag til at fastlægge hverken tilladeligt tryk eller graden af trykudsving, ligesom der mangler viden om de nødvendige skærpelser på det sikkerhedsmæssige område.

PE ledninger (0-4bar):
De danske gasselskabers lavtryksnet (0 - 4 bar) er hovedsageligt udført af PEM-rør produceret og anlagt i perioden fra 1980 og frem til nu.
Nærværende afsnits konklusioner bygger primært på amerikanske undersøgelser, som er gennemført omkring 1980, og som alene baserer sig på laboratorieskabte testmiljøer.Når her tales om tæthed, er der tale om at undersøge såvel diffusionstab som tab igennem diverse samlinger og eventuelle utætheder.Hvad angår styrke har undersøgelserne gået ud på at afprøve materialstyrken efter de 6 måneders testperiode. Ud over litteraturstudium for nævnte amerikanske forsøg, er der rettet forespørgsel til danske leverandører af PE-rør med henblik på at indhente deres eventuelle viden og erfaring om PE-materialers egnethed til naturgas/brint-drift.

Diffusionstab
Der er foretaget diffusionsmålinger på 11 PE-rør af 3 forskellige typer fra 7 fabrikanter. Målingerne viser at der diffunderer 4-5 gange mere brint end naturgas gennem rørvæggen på PE-rør. Beregninger af diffusionstabet af naturgas fra 248.000 km PE-rør i USA viser imidlertid, at det udgør mindre end 0,01% af det samlede gastab i USA. Der er foretaget undersøgelser af lækagetab fra utætte samlinger og fra lækager i selve rørmaterialet. Lækagemålingerne omfatter såvel PE-rør som støbejernsrør med de dertil hørende muffesamlinger. Konklusionen er at lækagetabet vil blive ca 3 gange større hvis man skifter fra ren naturgas til ren brint. Generelt er det dog en forudsætning for ovennævnte resultater, at her er tale om distributionssystemer, som er vedligeholdt, og at der er foretaget regelmæssige lækagesøgninger idet meget store lækager vil give forholdsvis større lækagetab ved iblanding af brint.
Materialepåvirkning, styrkemålinger
Der er foretaget styrkemålinger på 3 forskellige PE-rør fra 7 fabrikanter. Målingerne er foretaget på helt nye rør, som enten har transporteret ren naturgas eller ren brint i 2 måneder. Målingerne viser, at styrken af de rør som har transporteret brint afviger mindre end 3% fra styrken af de rør af samme type og fabrikat, der har transporteret ren naturgas.
Sikkerhedsaspekter ved distribution af naturgas/brint i PE-rør
Generelt har man næsten ingen praktiske erfaringer med distribution af brint i PE-rør, men med baggrund i ovennævnte synes al mulig grund til forsigtighed. Supplerende undersøgelser må nødvendigvis udføres før der kan gives et endegyldigt svar, og det er på baggrund af den viden der findes, sandsynliggjort at der alt andet lige vil blive et større lækagetab end det kendes i dag for naturgas. Et specielt risikoområde skyldes her at eksplosionsgrænserne udvides væsentligt ved iblanding af brint, og derfor vil der være større risiko for antændelse ved lækageudslip og ved arbejde på idriftværende ledninger.
Et andet risikoområde er odoriseringen, hvor det indtil videre er uklart, hvor meget brint der kan tilsættes, inden det begynder at påvirke odorantens virkning.
Anbefalinger af forhold som bør undersøges videre
Mulig sammenhæng mellem PE-materialets alder og permabilitet.
Brinttilsætnings indflydelse på odorisering.
Øvre grænse for brinttilsætning af hensyn til risikoen for antændelse ved gasudslip og driftsindgreb.
Afprøvning af brinttilsætning i et afgrænset pilotområde.

Ad B:
Komponenter
Vurderingen af eksisterende komponenters egnethed bygger ligeledes på amerikanske undersøgelser, som er gennemført omkring 1980, og som igen er baseret på laboratorieskabte testmiljøer. Her er afprøvet en række almindeligt anvendte naturgaskomponenter, som i en periode på op til 6 måneder har været udsat for naturgas/brint-blandinger i forskellige blandingsforhold og under forskellige driftstryk. Ud over litteraturstudium er rettet henvendelse til en enkelt dansk leverandør.
Forbrugsmålere og øvrige komponenter
Rent materialemæssigt er der ikke, i den relative korte tid laboratorieprøverne stod på, konstateret problemer med at anvende gængse naturgasmålere til naturgas/brint-blandinger, men afhængigt af hvor meget brint der iblandes, vil der med stigende brintmængde forholdsvis hurtigt opstå kapacitetsproblemer. Et kendt og konstant blandingsforhold er selvfølgelig en forudsætning for, at der kan foretages en korrekt forbrugsafregning, men det er derudover uklart om brinttilsætning vil medføre dårligere målenøjagtighed. Det har ikke været muligt at fremskaffe information om mulige problemer, hvad angår andre komponenter og pakningsmaterialer.
Klæbe- og smøremidler
Det eneste område hvor de gennemførte undersøgelser peger på materialeproblemer er for en ikke nærmere specificeret gruppe af klæbe- og smøremidler. Her er tale om nedsat klæbeevne for visse klæbere og ændringer af udseende og viskositet for visse smøremidler. Af mulige problemområder i det danske system kunne her i denne forbindelse være tale om "strømpe-renoverede" ledninger, hvor der indgår klæbestoffer eller om kompressorer og ventiler, hvor der benyttes smøremidler.
Konklusion
Den indsamlede viden, som er desværre er meget begrænset, peger ikke umiddelbart på større materialeproblemer på komponentsiden. De indhentede oplysninger er dog af et sådan omfang og beskaffenhed at der skal udføres supplerende analyser før et klart billede kan tegnes. Eksempelvis er påvirkningen af komponenter i M/R stationer, fittings, ventiler o.a. komponenter ikke omtalt i de nævnte undersøgelser. IGA som er dansk leverandør af målere og husregulatorer har i forbindelse med undersøgelsen oplyst, at deres produkter ikke er fremstillet til brint som energibærer, og at de derfor ikke kan give nogen garantier. Men IGA er bekendt med at produkter fra American Meter bliver anvendt, hvor brint er energibærer, og er villige til at gå ind i en mere detaljeret behandling af spørgsmålet, hvis et specifikt projekt bliver aktuelt.
Anbefalinger af forhold som bør undersøges videre
Mulig sammenhæng mellem alder af diverse materialer der indgår i forskellige komponenter og deres funktionalitet og tæthed ved brinttilsætning.
Måleres målenøjagtighed ved brinttilsætning.

En analyse af hvilke klæbe- og smøremidler der benyttes i det danske distributionssystem og en afprøvning af deres egnethed til brintdistribution.
Afprøvning af brinttilsætning i et afgrænset pilotområde, hvor de forskellige komponenttyper er repræsenteret.

Litteraturliste: se nedenfor.

B.2 Brint som energibærer: metalliske materialer og lagre.

Dette afsnit består af to dele, hvor beskrivelsen af det danske naturgassystem i afsnit B.2.2 er en forudsætning for forståelse af analysen vedrørende mulighederne for at transportere brint i stålledninger i afsnit B.2.3. Sidstnævnte beskriver den eksisterende viden om virkningen af metan-brintblandinger og af ren brint på stål samt forskellige overvejelser, som er refereret i litteraturen.

B.2.1 Indledning og konklusion

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 til transport af brint [1, 2, 3], og heraf har enkelte, mindre ledninger tidligere været anvendt til naturgas [4]. Frankrig og England har desuden erfaring med lagring af bygas og brint i kaverner og udtjente naturgasfelter [3, 5]. 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. I mangel af sådanne anvendes de eksisterende standarder for naturgas, f.eks. den amerikanske ANSI B31.8 [6] eller den canadiske CSA Z184 [7], suppleret med krav, der tager højde for de specielle risici ved brint. Enkelte gasselskaber har desuden udviklet deres egne specifikationer for transportledninger til brint [1, 4].

Alle stål er i større eller mindre grad følsomme overfor brintindtrængning, og så godt som alle mekaniske egenskaber, som måles ved laboratorietests, udviser forringede værdier, når stålet udsættes for brint. Trækstyrken for kulstofstål påvirkes f.eks. kun lidt, medens sejhed og udmattelse, som har væsentlig betydning for transmissionsledninger, påvirkes meget.

Allerede ved planlægningen af det danske naturgasnet blev det undersøgt, om transmissionsnettet kunne bygges, så det senere, når naturgasressourcerne var opbrugte, kunne anvendes til transport af brint. Overvejelserne vedrørende valg af stål til rørledningerne er behandlet i en rapport fra Risø [8], men anbefalingerne blev ikke fulgt, da det ville betyde en væsentlig fordyrelse af projektet.

Med ca. 10 års mellemrum genopstår diskussionen i faglitteraturen om risiko for brintskader i stål ved en eventuel konvertering af naturgasanlæg til anlæg med brint eller brint-metanblandinger. I den sidste bølge af diskussioner har vicepræsidenten for forskning ved Worldwatch Institute, Washington, D.C. udtalt [9] at: "According to our estimates, the world will need to begin the transition [fra naturgas til brint] by 2010 at the latest, before the use of natural gas peaks, and the shift will likely accelerate the next 2 decades", og han konkluderer: "During the transition, hydrogen can be mixed with methane in concentrations of up to 15% without altering today's gas pipelines, furnaces, or burners".

I forbindelse med udarbejdelsen af dette delnotat er en del af den nyere litteratur blevet gennemgået. Kun litteratur, som er nyere end ca. 1980 indgår, selv om der eksisterer store mængder især ældre amerikansk litteratur om emnet. Grunden til dette valg er, at hovedparten af den ældre litteratur fokuserer på trykbeholdere, som fremstilles af stål med højere styrke eller af højere legerede stål end gasledninger, og at disse resultater/erfaringer ikke umiddelbart kan overføres til gasledninger.

Litteraturundersøgelsen viser, at man endnu ikke kan konkludere, om det er muligt at konvertere til brint, da det endnu ikke er prøvet under driftforhold, der svarer til naturgas, og da der endnu er en række forhold, der ikke er undersøgt til bunds. Efter overvejelser vedrørende det danske naturgasnet vil det dog på nuværende tidspunkt være rimeligt at konkludere følgende:

Iblanding af små mængder brint (op til ca. 10%) vil ikke give materialemæssige problemer for stålledningerne eller væsentlige driftmæssige begrænsninger i forhold til den nuværende praksis i Danmark for transport af naturgas.

Ved større brinttilsætninger eller ved drift med ren brint anbefales følgende:

Rørmaterialernes og svejsesømmenes brudmekaniske egenskaber bør bestemmes under brintpåvirkning. På basis heraf er det muligt at beregne en kritisk fejlstørrelse for en given rørstrækning, idet man tager hensyn til de aktuelle forhold.

Størrelsen af eksisterende fejl bør måles med stor nøjagtighed vha. intelligent pigs, og de målte fejlstørrelser sammenholdes med den beregnede kritiske fejlstørrelse for at se, om der er risiko for at fejlene vokser. De eksisterende pigs er endnu ikke tilstrækkelig følsomme, men udviklingen går hurtigt i disse år.

Mulighederne og begrænsningerne ved inhibitortilsætning skal fastlægges, dels ved laboratorieforsøg, dels ved fuldskala forsøg. Sådanne undersøgelser forventes at komme til at foregå i udlandet.

Sikkerhedsfaktorer for drift af rørledninger med brint skal fastlægges. Dette forventes at ske i (samarbejde med) udlandet.

Praktiske erfaringer med konvertering til og drift af rene brint- og metan-brintledninger bør indhentes på en delstrækning inden hele det danske naturgasnet involveres.

Der må forventes at skulle tages forskellige driftmæssige forholdsregler som sænkning af trykket i transmissionsledningerne, begrænsninger i trykudsving mm, ligesom sikkerhedsprocedurer og omfang af kontrol for utætheder og skader vil skulle fastlægges.

Udviklingen i udlandet bør følges nøje på alle relevante områder.

B.2.2 Opbygningen af det danske naturgassystem

Kun naturgassystemet nedstrøms relativt til behandlingsanlægget i Nybro vil blive beskrevet her. Al gas fra Nordsøen modtages på Nybro gasbehandlingsanlæg, og trykket reduceres fra ca. 130 bar gauge til 80 bar gauge og om nødvendigt fjernes vand og tungere kulbrinter. I Nybro findes udstyr til reduktion af H_2S indholdet, men indtil videre sker reduktionen på platform.

Det danske naturgassystem er anlagt efter 1980 og består af transmissions-, fordelings- og distributionsnettene samt to gaslagre. Det skal bemærkes, at der internationalt er uoverensstemmelse i terminologien vedrørende betegnelserne for fordelings- og distributionsnet; således slår den amerikanske GPTC Guide [10] de to net sammen under betegnelsen distributionsnet. Det danske distributionssystem er så godt som udelukkende opbygget af plast, og vil derfor blive beskrevet i en anden rapportdel.

Som buffer mellem produktion og forbrug af naturgas anvender DONG i dag dels to undergrundslagre, dels line pack, dvs. at trykket i ledningerne er højt i perioder, hvor forbruget er lavt og visa versa. Det ene lager er et kavernelager, som er udskyllet i en saltformation, medens det andet er et akviferlager.

Generelt ligger trykket i transmissionsnettet mellem 50 og 80 barg, i fordelingsnettet mellem 19 og 50 barg og i distributionsnettet mellem 0,002 og 4 barg. Trykreduktion mellem de forskellige net sker på måler og regulator (M/R) stationer. Inden trykreduktion opvarmes naturgassen vha. kedelanlæg for at kompensere for temperaturfaldet, der opstår pga. Joule-Thomson effekten.

Naturgas består af metan og mindre mængder af højere kulbrinter. Desuden indeholder den forskellige urenheder, hvoraf kuldioxid og svovlbrinte og andre svovlholdige komponenter har væsentlig betydning for korrosion, hvis gassen er fugtig eller våd. Kontrakterne begrænser indholdet af kuldioxid i gas, leveret til nettet, til 4 vol %, men indholdet har endnu ikke været højere end 2,5 %. Ifølge reglerne (DVGW-Arbejdsblatt G 260 [11]) må gas af salgskvalitet, dvs. efter behandling, maksimalt indeholde 5 mg/m^3 H_2S, medens der ikke er krav til CO_2 indholdet. En rørledning eller beholder af stål, som indeholder fugtig naturgas med en given sammensætning, vil have en højere korrosionshastighed jo højere trykket er, fordi hastigheden er afhængig af deltrykkene (partialtrykkene) for kuldioxid og svovlbrinte. For at undgå korrosion i transmissions- og fordelingssystemet tørres gassen på Nybro anlægget.

Naturgassystemet kan inddeles efter det miljø, som hersker indvendigt i rør og anlæg. En del af systemet er designet til gas, der kan indeholde svovlbrinte (H_2S) og andre svovlholdige komponenter i en koncentration over en vis grænse, såkaldt "sour" gas. Rørstål til "sour service" skal være af særlig god kvalitet for at kunne modstå revnedannelse, som opstår, fordi H_2S fremmer brintindtrængning i stålstrukturen. Jo højere koncentrationen samtidig er af CO_2, jo større bliver brintindtrængningen. Rørledninger opstrøms gasbehandlingsanlægget i Nybro og procesanlægget i forbindelse med akviferlageret i Stenlille er designet for "sour service".

Resten af naturgassystemet er designet til såkaldt "sweet service", dvs. til gas med et lavt indhold af svovlbrinte og andre svovlholdige komponenter. "Sweet gas" kan være aggressiv, hvis den indeholder CO_2 og fugt/vand, men i modsætning til H_2S-korrosion sker korrosionen som en reduktion af godstykkelsen og ikke som revnedannelse. Procesanlægget i forbindelse med kavernelageret i Ll. Torup er beregnet for "sweet service". Der samme gælder hele transmissions- og fordelingsnettet nedstrøms Nybroanlægget.

Som nævnt tørres naturgassen på Nybro anlægget, og der er derfor ikke risiko for indvendig korrosion af transmissions- eller fordelingssystemerne. På anlæggene i forbindelse med gaslagrene må man derimod regne med periodevis tilstedeværelse af vand, fordi gassen fugtes under lagringen. I kavernelageret drejer det sig om restvand fra udskylningen, og fugtindholdet bliver derfor mindre med tiden, efterhånden som kavernen udtørres. I akviferlageret vil

gassen altid være i kontakt med vand, og afhængig af driftforholdene vil vand i perioder blive medproduceret. Der tilsættes derfor en korrosionsinhibitor, som nedsætter eller hindrer korrosion i procesanlægget. Inden gassen sendes ud i transmissionsnettet tørres den.

Godstykkelsen for transmissionsrørene er bl.a. fastlagt på basis af en klassifikation af de enkelte rørledningsstrækninger ud fra bebyggelsesgraden i overensstemmelse med GPTC Guiden. Der er fire kategorier med designfaktorer fra 0,4 for de tættest bebyggede områder til 0,72 for de tyndest bebyggede områder. En lav designfaktor giver større godstykkelse og dermed øget sikkerhed mod brud i tættere bebyggede områder. Derudover ligger der en lille ekstra sikkerhed i, at man vælger den nærmeste højere standardstørrelse rør. Rør, der kan være udsat for korrosion, får desuden et korrosionstillæg, som varierer efter forholdene.

Der tages ikke højde for bebyggelsesgraden ved anlæg af fordelingsnettet. Ved beregning af godstykkelsen anvendes i stedet en lav designfaktor på 0,2, hvorved godstykkelsen bliver relativt større end for transmissionsledninger.

Normale trykvariationer pga. line pack har i Danmark været forholdsvis små (< ±10%) med en typisk frekvens på et udsving pr døgn. Dertil kommer lejlighedsvise store trykudsving i f.m. planlagte eller ikke planlagte shutdowns. Den lavfrekvente belastning af naturgasledninger i forbindelse med line pack har en størrelse, som erfaringsmæssigt ikke giver anledning til udmattelsesbrud i naturgasledningernes levetid.

Temperaturudsvingene er forholdsvis små for nedgravede rørledninger (3-8°C). De højeste temperaturer opstår i f.m. gaslagring, dels i lagrene (ca. 40°C), dels efter kompressorerne pga. trykstigning (Joule-Thomson effekten) (ca. 50°C).

Naturgas tilsættes et lugtstof (odorant) på M/R stationerne ved overgangen mellem transmissions- og fordelingsnettet. Odoranten THT (tetrahydrothiophen), som hidtil er blevet anvendt, indeholder stærkt lugtende svovlforbindelser. Der er for nylig gjort forsøg med at erstatte THT med et nyt stof, som reducerer udledningen af SO_2 fra forbrænding af naturgas til en tredjedel.

Internationale statistikker viser, at den største risiko for en væsentlig gaslækage skyldes pågravning (tredjeparts skade). Den sikreste metode til at påvise skader, som kan udvikle sig til en lækage i en rørledning er at sende "intelligent pigs" igennem ledningerne. Disse kan detektere områder på et rør, hvor der optræder formindsket godstykkelse f.eks. som følge af en mekanisk skade eller korrosion, eller hvor der er revner. Der er to typer intelligent pigs på markedet, en magnetic flux leakage pig og en ultralyd pig. De har hver deres styrke og begrænsning, men for begge gælder, at de endnu ikke i tilstrækkelig grad er udviklet til at påvise langsgående revner i gasrør under drift. Der arbejdes intenst med udviklingen af sådanne pigs, da mange olie- og gasselskaber har problemer med langsgående revner udvendigt på rørene. En anvendelig pig ventes på markedet om få år.

DONG har undersøgt alle transmissionsledninger med intelligent pigs og har dermed grundlag for at vurdere eventuelle ændringer i godstykkelsen, der måtte opstå senere pga. korrosion eller mekaniske skader. Alle indikationer, der kunne tyde på uregelmæssigheder, har været undersøgt ved opgravning og er om nødvendigt repareret. Der er intet, der tyder på, at DONG kan have problemer med udvendige, langsgående revner.

Intelligent pig undersøgelser er kun mulige for en lille del af fordelingsnettet, fordi mange rør har for lille diameter eller for skarpe bøjninger. Kun en lille del af fordelingsnettet er undersøgt med intelligent pigs.

Der foretages rutinemæssige patruljeringer langs naturgasledningerne pr. fod, bil og helikopter for at afsløre ikke-anmeldte, igangværende anlægsarbejde og andre potentielle årsager til gasudslip og antændelse. Standardfrekvensen for de forskellige typer af patruljeringer er fastlagt i den amerikanske GPTC Guide.

Der er gennemført en risikovurdering af hele transmissionsnettet. Vurderingen er baseret på statistiske data, dels for risikoen for at et ledningsbrud kan ske, dels for konsekvenserne for de mennesker, der befinder sig i nærheden af bruddet. Der er ikke fundet områder med uacceptabel risiko, men dog områder med forhøjet risiko.

I risikoområder kan transmissionsledninger sikres mod tredieparts skader på forskellig måde: ved at de graves længere ned end den normalt krævede 1 meter, ved at de dækkes af beton eller stålplader, ved at der vælges en større godstykkelse end trykket kræver eller ved at trykket nedsættes.

Gasselskaberne har en mangeårig erfaring med udførelse af risikobetonede aktiviteter med naturgas. Der findes således almindeligt anerkendte sikkerhedsprocedurer for f.eks. udskylning af systemer, fyldning med gas, shutdown og hot-tapping (svejsning på gasfyldte rør).

B.2.2.1 Typer af rør

I transmissions- og fordelingsnettet anvendes stålrør med flydespændinger mellem 240 MPa (API 5L grade B) og 480 MPa (API 5L grade X70). Til de store transmissionsrør er anvendt 30" rør i X70 stål. Tendensen for transmissionsledninger går mod anvendelsen af stål med højere styrke, samt drift ved højere tryk og højere udnyttelse af stålets flydespænding. Det må indenfor en relativ kort årrække også forventes at blive tilfældet i Danmark ved nyanlæg af store naturgasledninger.

Stålrørene i både transmissions- og fordelingsnettet er fremstillet af kulstof-mangan stål, og de tilhører den nye generation af rør, hvor man har lagt vægt på styrke, sejhed, svejsbarhed og kvalitet. Specielt er der sket en stor udvikling for højstyrkestålene, men for alle europæiske rørstål gælder, at stålet er renere og mere ensartet end tidligere. Stålene er enten normaliserede eller thermomekanisk valsede (thermomechanically controlled rolled, TMCR). Ved thermomekanisk behandling opnås høj flydespænding og høj sejhed. Rørene fremstilles af plade ved at svejse langs en frembringer vha. pulversvejsning eller modstandssvejsning, eller svejse i spiral vha. pulversvejsning. Desuden kan rør fremstilles sømløse. Sømløse rør anvendes som procesrør på gasbehandlingsanlæg.

Selv om moderne rør generelt er af god kvalitet, kan der være en vis spredning mellem de forskellige typer og fra værk til værk for samme type. Kvaliteten er mest ensartet for pulversvejste rør med langsøm. Hovedparten af de store transmissionsrør er af denne type.

Den højeste stålstyrke, som er anvendt til "sour service" i Danmark er 445 MPa (X65), men i de seneste år er der lagt 480 MPa (X70) rørledninger i udlandet.

Hvis en ledning til naturgas har for lav sejhed, kan en skade eller en fejl udløse et brud, der i uheldige tilfælde lukker ledningen op over flere kilometer. Det katastrofale forløb for sådanne ustabile, seje brud skyldes, at aflastning af naturgastrykket ved revnen sker så langsomt, at spændingen ved revnespidsen er tilstrækkelig til at opretholde revnevækst ved høj hastighed. Sejheden for de moderne rørstål, som er anvendt i Danmark, er tilstrækkelig til at sikre mod sådanne lange løbende revner i naturgasledninger.

Foruden rørene indgår diverse fittings, flanger, ventiler mm. Fittings er normalt svejst op af rør, mens flanger og ventiler er fremstillet af stålstøbegods. Ved indkøb af sådanne komponenter specificeres om de skal bruges til "sweet" eller "sour" service.

Indersiden af transmissionsledningerne, med undtagelse af svejsesamlingerne, er sandblæst og behandlet med tyndt lag epoxy. Formålet med epoxylaget er at mindske rustdannelse i anlægsperioden for dermed at opnå glattere røroverflade med lavere friktion under gas-transporten. Laget er ikke tykt nok og ikke tæt nok til at hindre korrosion under drift.

I anlægsperioden kan dannes rust på rørindersiden, hvor der ikke er epoxy. Rusten kan senere omdannes til jernsulfid pga. gassens indhold af H_2S.

Rørledninger af stål, som ligger i jord eller vand er udvendigt beskyttet vha. en coating og katodisk beskyttelse. Ved katodisk beskyttelse udvikles brint på ståloverfladen, og ydersiden af rørene udsættes derfor for en vis brintbelastning; jo mere negativt potentialet er, jo mere brint udvikles. For ikke at skade rørene holdes potentialet indenfor et passende interval.

B.2.2.2 Svejsning af rør

Nedgravede ledninger er samlet ved svejsning. Flangesamlinger anvendes kun over jord på M/R stationer og gasbehandlingsanlæg, hvor de kan efterses.

Nedgravede rørledninger er indtil for nylig samlet ved manuel elektrodesvejsning med celluloseelektroder og kritiske svejsninger med basiske elektroder. Som noget nyt i Danmark er en enkelt transmissionsledning (opstrøms Nybro gasbehandlingsanlæg) svejst med automatiseret udstyr. Fordelen er, at når udstyret er korrekt indstillet, bliver kvaliteten ensartet og god. Det må forventes, at større ledninger i fremtiden vil blive svejst ved anvendelse af svejseautomater.

Svejsning af gasrørledninger sker efter procedurer, som er afprøvede, så man sikrer, at kravene til forskellige mekaniske egenskaber er opfyldt, og at der ikke er tilbøjelighed til dannelse af farlige fejl under svejsningen. Der er udarbejdet procedurer for de forskellige svejsemetoder og for forskellige stålstyrker og rørdimensioner.

Svejseprocedurernes egnethed afprøves ved forskellige destruktive og ikke-destruktive undersøgelser. Oprindelig blev der ikke stillet krav til sejheden for rundsømmene, idet påvirkningen i aksial retning i en rørledning, som må betragtes som fastspændt, når den ligger i jord, normalt er lav. Siden er svejsninger reproduceret efter alle de svejseprocedurer, der er anvendt på transmissionsnettet, og det er konstateret, at sejheden (målt som slagsejhed) er tilfredsstillende.

Der stilles større krav til svejsninger i en "sour" gasledning end i en "sweet" gasledning. Hårdheden må således lokalt i svejsesømmen ikke overstige 250 Vickers hårdheder (HV 10), mens den for "sweet" gas ledninger må være op til 350 HV10. Det skal dog nævnes, at der i de senere år har været en tendens til at slække på kravene til hårdhed i "sour service". Den seneste udgave af British Standard, BS 4515 [12] tillader således hårdheder op til 300 HV10, afhængig af godstykkelsen.

Lokalt høje hårdheder kan opstå på røret under fabrikation. Ved senere svejsning af rundsømme kan de opstå som følge af strukturændringer pga. varmepåvirkningen under svejsningen, eller fordi svejseren tænder lysbuen på rørvæggen (tændsår). Også påsvejsning af kabler til katodisk beskyttelse kan give høje hårdheder, hvis der anvendes termitsvejsning.

Enhver svejsning indeholder fejl som slagger, hulrum, små revner, bindingsfejl, rodfejl, mangelfuld indtrængning, kærve mm. Ved overholdelse af relevante standarders krav til mængde og udbredelse af fejl, som kan konstateres vha.

røntgen, har man erfaring for, at rørledninger er egnede til transport af naturgas, selv om svejsesømmen indeholder fejl. Dette kaldes workmanship kriteriet. Hele transmissions- og fordelingssystemet er anlagt efter workmanship kriteriet.

Ved workmanship kriteriet kontrolleres svejsningerne typisk ved 100% røntgenkontrol plus 10% *manual* ultralydkontrol. Ultralydundersøgelse bruges kun som stikprøvekontrol, selv om metoden er bedre egnet end røntgenundersøgelse til at finde kritiske fejl som revner og revnelignende fejl. Når ultralydundersøgelse ikke har været den primære metode skyldes det, at metoden tidligere har været for langsom, for operatørafhængig og ikke har kunnet dokumenteres.

Det er ved anlæg af transmissionsledninger i de sidste år blevet almindeligt at anvende et brudmekanisk kriterium (fitness-for-purpose princippet). Ved dette fastlægges de kritiske fejlstørrelser i rørledningen på baggrund af beregninger for det aktuelle stål under hensyntagen til alle de forhold, som rørledningen kommer ud for såvel under anlæg som drift. De tilladelige fejlstørrelser udtrykkes som længde og højde og kan kun fastlægges nøjagtigt vha. ultralydmålinger. DONGs nyeste rørledning (Syd Arne-Nybro ledningen) er undersøgt vha. automatiseret ultralydudstyr under anvendelse af brudmekaniske kriterier. Fordelen ved metoden er, at der er væsentlig større sikkerhed for at kritiske fejl opdages, samtidig med at man ofte kan tillade større fejl end ved workmanship kriteriet. Derved kan man undgå at foretage unødvendige reparationer, som i øvrigt materialemæssigt ofte skader mere end de gavner.

Udover svejsekontrol bliver rørledninger trykprøvet, hvor hovedformålet er at få ledningen til at sætte sig og at fjerne restspændinger. Især for lavstyrkestål sker en lokal deformation, som kan være en fordel, fordi skarpe kærve afrundes og dermed bliver mindre farlige. Efter trykprøvningen foretages en tæthedsprøvning. De to test tilsammen giver en vis sikkerhed for, at der ikke er alvorlige svejsefejl, som er overset.

B.2.3 Virkningen af brint på rørledningsstål

Brint på atomar form (H) kan absorberes i stål. Hvis enten brintkoncentrationen i stålet eller hastigheden for brintindtrængning i stålet overskrider en for stålet kritisk grænse, vil stålet revne. Risikoen for revnedannelse er størst, hvis brinten dannes på ståloverfladen. Det skyldes, at brint dannes som atomer, som kan eksistere en vis tid afhængig af forholdene. Hvis der er H_2S tilstede, bliver levetiden for atomerne længere og muligheden for absorption dermed større.

Ren brint som luftart består næsten udelukkende af brintmolekyler (H_2), dvs. af to atomer, der er bundet sammen, og absorption sker derfor kun i meget lille grad og uden skadelig virkning ved normale driftforhold for ledninger.

Brintgas kan dog skade rørledningsstål:

- *hvis gassen indeholder en kritisk mængde H_2S*

- *hvis stålet deformeres plastisk.*

- *hvis gassen er varm (f.eks. procesgas) eller stålet er varmt (f.eks. pga. svejsning).*

- *hvis der dannes en katalytisk virksom film på ståloverfladen [13].*

- *og muligvis også ved ekstremt højt brinttryk.*

De 2 (3) første punkter er de vigtigste.

Virkningen af brintatomer, der er trængt ind i stål er den samme, uanset hvad årsagen til indtrængningen er. Virkningen kan konstateres ved rutinemåling af de mekaniske egenskaber (f.eks. styrke, sejhed, etc.) under brintbelastning, men bør undersøges vha. brudmekaniske målinger herunder udmattelsesmålinger.

Til sammenligning kan nævnes at naturgasledningledninger, som ikke tilsættes brint, kan revne pga. dannelse og indtrængning af brint under følgende forhold:

Indvendig korrosion under dannelse af H-atomer (relativ lavt pH, f.eks. pga. CO_2) og samtidig et vist indhold af H_2S, dvs. "sour service". Det kan, afhængigt af betingelserne, resultere i to hovedtyper af brintrevner: Hydrogen Induced Cracking (HIC) eller Sulfide Stress Cracking (SSC). Disse klassiske brintskader er årsagen til, at der ved et kritisk indhold af H_2S vælges særlig rent og resistent stål (stål til sour service). En del litteratur fremfører, at følsomheden overfor SSC stiger væsentligt med stigende styrke for stålet. Det er imidlertid en generalisering, der ikke gælder for rørledningsstål. [14] angiver således, at stål med flydespændinger op til max. 600 MPa ikke udviser speciel høj følsomhed. (X80 ~ 550 MPa).

Overdreven katodisk beskyttelse af rørets udvendige side, hvorved der dannes H-atomer. Brinten fra katodisk beskyttelse er farlig, hvis røret samtidig deformeres plastisk, f.eks. ved en trykstigning [15]. Der findes ikke noget stål, der er resistent overfor denne ikke-klassiske type brintskade.

Hvis naturgassen i en rørledningen har et kritisk indhold af H_2S, og der tilsættes brint, er indvendig korrosion ikke nødvendig for, at der kan opstå klassiske brintskader fra indersiden. Der bør ved kritiske værdier af H_2S, pH og

brintpartialtryk vælges resistent stål. Der er også risiko for ikke-klassiske brintrevner ved overdreven katodisk beskyttelse hvis ledningen deformeres plastisk.

Hvis rørledningen derimod indeholder ren H-gas, er der ikke risiko for at de to klassiske typer brintskader kan opstå, og der er dermed ingen speciel fordel ved at anvende "sour service" stål. De ståltyper, som er anvendt til det danske transmissionssystem er derfor i princippet egnede. Det må dog undersøges, om det porøse lag af jernsulfid, som er dannet af rust fra anlægstiden (jfr. s. 8) kan virke som promotor.

Der kan i ren brint være en risiko for at den ikke-klassiske brintskadetype kan opstå indvendigt i en rørledning ved plastisk deformation.

B.2.3.1 Revnedannelse ved tilstedeværelse af H_2S

Brintatomer, som er trængt ind i stålet, kan diffundere i og igennem stålvæggen via fejlsteder i atomgitteret. Når brintindtrængningen starter, vil en del af brintatomerne blive fanget i gitteret, idet de placerer sig ved gitterfejl og i områder, som er under trækspænding. Desuden kan brintatomerne placere sig i hulrum omkring forskellige partikler (f.eks. mangansulfid inclusioner). Efterhånden som stålet bliver mættet, kan man måle stigende brinttransport gennem stålet.

SSC revner kan optræde, når brintkoncentrationen i stålet og den lokale trækspænding når op på en kritisk værdi, der er afhængig af stålets struktur. HIC revner skyldes brintatomer, der diffunderer til hulrummene omkring urenheder i stålet f.eks. mangansulfidpartikler, hvor de kombinerer til brintmolekyler under dannelse af høje tryk. Hvis stålet indeholder mange flade mangansulfidpartikler, kan små revner mellem partiklerne og stålet vokse sammen og danne større revner (trinrevner).

B.2.3.2 Revnedannelse ved plastisk deformation, uden tilstedeværelse af promotorer

Brintatomer kan trænge ind i en ståloverflade og give ikke-klassiske revner, uden at der er H_2S tilstede, hvis stålet udsættes for en langsom plastisk deformation af en kritisk hastighed. Rørledninger drives ved så lavt tryk, at de ikke deformeres, men f.eks. ved tryksvingninger sker der en deformation i lille skala i bunden af eksisterende kærve og ujævnheder i overfladen. Ved deformationen dannes ny, nøgen, aktiv ståloverflade, som kan absorbere eksisterende brintatomer, ligesom brintmolekyler kan spaltes til atomer (dissociere) og derefter absorberes [13, 16, 17] og give revner. Revnerne vokser kun under trykstigning, og altså ikke når trykket falder i forbindelse med tryksvingninger. En vis udnyttelse af line pack og shut-downs udgør ikke nogen risiko for naturgasledninger forudsat, at ledningen ikke udsættes for overdreven katodisk beskyttelse, men kan være katastrofal for brintledninger ved små fejl i stålet (kærve, revner) [18]. Risikoen er størst, hvis ståloverfladen er ren [16]. Det er derfor en fordel med et lag glødeskal eller rust på ståloverfladen.

B.2.3.3 Metoder til at hindre brintskader i brintholdige ledninger

Ovenfor er kun nævnt H_2S som promotor, men også andre komponenter i gassen har tilsvarende virkning, om end i mindre grad. [14, 16, 19] angiver således, at CO_2 virker fremmende på brintindtrængning og revnevækst i stål og [18] antager, at odorant, som indeholder svovlforbindelser kan have tilsvarende virkning. En nedsættelse af CO_2 indholdet og en ændring af odoranttypen kan dermed mindske risikoen for skader.

Hvis et anlæg er designet til "sour service", vil det have forbedret resistens overfor de klassiske brintskader.

Laboratorieundersøgelser har vist, at brintindtrængning i stål kan inhiberes ved tilsætning af små mængder ilt og i mindre grad ved tilsætning af CO og SO_2 [13, 14, 16, 18, 19, 20, 21, 22]. Virkningen af inhibitorerne skulle ifølge [15, 18] kunne forklares ved, at de adsorberer til ståloverfladen og derved blokerer for adsorption af brintatomer. Ilt er den inhibitor, der synes mest realistisk til praktisk brug. Ilt i våd/fugtig naturgas giver korrosion, men ikke når gassen er tør, som den er i transmissions- og fordelingsledningerne. Der vil dog kunne ske en vis korrosion, når iltholdig naturgas pumpes ned i Stenlille lageret, fordi gassen her kommer i kontakt

[21] angiver, at iblanding af 10^{-3}-10^{-2} vol % ilt i ren brint virker inhiberende, medens [14] angiver, at et iltindhold på 0,1 vol % i ren brint giver en 90% inhibering overfor brint-indtrængning. Da et indhold af CO_2 i naturgas også virker fremmende på brintindtrængning skal der sandsynligvis tilsættes mere ilt til en naturgas-brintblanding end svarende til partialtrykket af brint. Andre forsøg [20] har vist, at tilsætning af 1 vol % atmosfærisk luft virker inhiberende på en naturgas-brintblanding med 10 vol % brint ved 70 bar. I ren brint ved 70 bar var en tilsætning på 1 vol % luft derimod ikke tilstrækkelig.

Man forventer, at inhibering også vil kunne hindre revnevækst pga. line pack [18], men referencen anbefaler alligevel, at der med jævne mellemrum foretages undersøgelse for revner.

Epoylaget på indersiden af transmissionsrørene har ingen beskyttende virkning overfor brintskader, da det ligesom alle plast og andre organiske malingstyper er permeabelt for gasarter, og derfor ikke har nogen barrierevirkning.

B.2.4 Erfaringer med, og anbefalinger vedrørende konvertering af naturgasanlæg til brint

Indtil nu er kun korte naturgasledninger med lille diameter og til relativt lavt tryk blevet konverteret til brint. Erfaringerne med konvertering er defor små, men til gengæld er der mange overvejelser om mulighederne for konvertering [22, 23]. Følgende kan uddrages af litteraturen:

- Et korttidsforsøg på 6 måneder har vist, at stålrør ved tryk mindre end 4 bar ikke blev skadet ved drift med ren brint [24]. Da brintens partialtryk er afgørende for om revner dannes, vil man sandsynligvis kunne konkludere, at den del af nettet (fordelingsnettet), som har et tryk på max. 40 barg, vil kunne tåle en tilsætning på 10 % brint til naturgassen, hvis indholdet af H_2S er lavt.

- Reference [22] anbefaler at det maksimale tilladelige tryk i ledningen reduceres til 70% eller mindre af naturgastrykket ved overgang til brint, fordi de mekaniske egenskaber er dårligere ved brintpåvirkning. Samtidig erkendes, at tallet er noget arbitrært.

- Da brint har en lav molekylvægt og en evne til hurtigt at blande sig med luft, skal en tændkilde være placeret meget tæt på et brintudslip, for at der sker antændelse. Da antændelsesområdet for brint imidlertid er meget stort (4-75 vol % i luft), og antændelsesenergien er meget lav (0,02 mJ ved 25 C), vil en gnist kunne give antændelse, hvis den opstår i nærheden. Dette har betydning for de aktiviteter, som af sikkerhedsmæssige årsager kan tillades i nærheden af ledningen. Ved iblanding af brint i naturgas skal patruljeringsfrekvensen mindst opfylde kravene i GPTC Guiden og sandsynligvis skærpes [22], ligesom ekstra sikring mod tredieparts skader må overvejes for de tætbebyggede områder, som DONG ved risikovurdering har identificeret som havende forhøjet risiko. Det kunne f.eks. være et alarmsystem svarende til det, der er anvendt på visse strækninger af en brintledning i Houston området. Her har man lagt en alarmtråd ca. en halv meter over ledningen. Hvis alarmtråden rives over lyder en alarm i kontrol centeret.

- Som nævnt tidligere (s. 8), kan der for naturgasledninger være risiko for lange løbende seje brud, hvis stålets sejhed er relativ lav. Det er der derimod ikke risiko for i brint, hvis blot stålet har en sejhed, som kan hindre sprøde brud. Det skyldes, at aflastningen af brinttrykket ved revnespidsen sker med væsentlig større hastighed end ved naturgas.

- Revner, revnelignende fejl og korrosionsangreb vil kunne nedsætte levetiden væsentligt for rørledninger, der indeholder brint, hvis de er udsat for langsom svingende belastning pga. line pack. Især langsgående revner kan være farlige, men disse er stadig vanskelige at påvise vha. intelligent pigs. Mulighederne forbedres dog år for år. For at begrænse risikoen for skader anbefaler [22, 23], at trykudsvingene holdes så lave som muligt og at antallet af cykler/år reduceres mest muligt.

- Flere amerikanske referencer angiver, at hard spots og tændsår (ydersiden af røret) på samme måde kan udgøre en risiko ved tryksvingninger. Risikoen er imidlertid ikke større end for naturgasledninger, fordi brinten i begge tilfælde stammer fra den katodiske beskyttelse.

- Hverken fabrikssvejsninger til fremstilling af rør eller feltsvejsninger til samling af rør har været genstand for systematiske undersøgelser under brintpåvirkning og man kan derfor ikke være sikker på, at workmanship kriteriet for fejl i svejsninger i rørledninger til naturgas er tilstrækkeligt for ledninger til brint. Man bør derfor vurdere de enkelte strækninger [5, 22] Der bør anvendes brudmekaniske undersøgelser og de kritiske fejlstørrelser bør fastlægges.

- Set i lyset af at det en gang kan blive nødvendigt at transportere brint i naturgasledningerne, kan det være uheldigt, at tendensen går mod bedømmelse af svejsekvaliteten udfra et brudmekanisk kriterium, hvis man undlader at reparere relativt store fejl, fordi man ved en fitness-for-purpose vurdering kan vise at de ikke vokser, når ledningen anvendes til naturgas.

- Det vil være nødvendigt at udarbejde specielle sikkerhedsprocedurer for udførelse af risikobetonet arbejde (udskylning og fyldning af rør, shutdown) for at sikre såvel personale som offentlighed og materiel. Svejsning direkte på rør med brint eller brintholdig naturgas (hot-tapping) kan sandsynligvis ikke accepteres.

B.2.5 Nyanlæg af rørledninger til ren brint

Følgende erfaringer med materialevalg og konstruktion af rørledninger til ren brint findes i litteraturen:

- Eksisterende ledninger til ren brint er konstrueret af lavstyrkestål (flydespænding 240 MPa). Der er anvendt høje sikkerhedskoefficienter, typisk højere end 4 [21]. Til sammenligning kan nævnes, at transmissionsledninger til naturgas i Danmark er konstrueret af højstyrkestål (flydespænding 480 MPa) og dimensioneret med sikkerhedsfaktorer på 1,4-2,5 afhængigt af bebyggelsesgraden (~ designfaktorer på hhv. 0,72 0g 0,40, jfr. s. 5).

Beregninger fra et tysk diplomarbejde, som er refereret i [21], viser, at ved en større udbredelse af brint som fremtidig energikilde, vil det af økonomiske grunde være nødvendigt at transmissionsledningerne har diametre > 1 m og tryk > 100 barg.

Det kan give et problem ved valg af stål. Thermomekanisk behandlede stål har høj styrke, sejhed og svejsbarhed, som umiddelbart gør dem anvendelige til formålet, men hvis der skal anvendes tilsvarende høje sikkerhedskoefficienter som ved de eksisterende brintledninger, vil rørenes godstykkelser blive så store, at thermomekanisk behandling sandsynligvis ikke er mulig. Man må da enten eftervise, at en lavere sikkerhedskoefficient garanterer sikkerheden, eller tilsætte inhibitorer, ændre praksis ved drift af ledningerne eller andet.

- Det canadiske gasselskab NOVA anlagde en lille brintledning (D = 254 mm) i midten af firserne. Det er så vidt vides den sidste brintledning, der er anlagt i Vesten. Man valgte et lavstyrkestål med en minimum flydespænding på 290 MPa (X42), og da stålværkerne ofte leverer stål med væsentligt højere styrke end specificeret, blev der i specifikationerne krævet, at den aktuelle flydespænding ikke måtte overstige 414 MPa og den aktuelle trækstyrke ikke 700 MPa (max 414 MPa ~ X56). Sejheden skulle være mindst 30 % højere end for en tilsvarende naturgasledning, og designfaktoren kun 60 %. Kravene til de mekaniske egenskaber afspejler, at styrke og sejhed har betydning for revnedannelse og vækst. Som beskrevet tidligere (s. 11) er det ikke nødvendigt at anvende lavstyrkestål, med mindre formålet er at opnå en stor godstykkelse for at ledningen skal blive mere modstandsdygtig overfor tredieparts skader.

- Da Nova anlagde sin ledning til ren brint krævede myndighederne, at ledningen blev designet til "sour service" [4]. Det svarer til Risøs anbefaling i 1978 [8] og er en fordyrelse i forhold til en normal transmissions- eller distributionsledning. Som beskrevet tidligere (s. 12) er der ikke nogen fordel ved at bruge "sour service" stål til ren brint.

- Nova anslår, at transportomkostningerne for ren brint i nye ledninger er 50-70% højere end for naturgas [4], medens [5] nævner 50% højere omkostninger. Referencen [23] skønner at omkostningerne forøges med 25-50% under optimale forhold i nye ledninger og 60-70%, hvis rørledningens diameter er fastlagt. De forhøjede omkostninger skyldes hovedsagelig brintens lavere energiindhold end naturgas, og at der derfor kræves et tre gange så stort volumen brint som volumen naturgas for at opfylde et givet energibehov. Da brintens massefylde imidlertid er lavere end metans kan brint transporteres ved en tre gange højere flowhastighed end naturgas og dermed bliver det muligt at transportere ca. samme mængde energi gennem en given ledning. Forudsætningen herfor er dog, at der installeres flere kompressorer. Uden brug af kompressorer vil enten større rørdiametre eller flere rørledninger være nødvendige, hvilket øger anlægsomkostningerne.

- Sikkerhedsfaktorer og tilladelige trykudsving skal fastlægges [19].

- Med stigende iblanding af brint bliver opvarmning af gassen på M/R stationerne (for at modvirke afkølingen pga. Joule-Thomson effekten) overflødig, og i ren brint kan en afkøling muligvis blive nødvendig ved visse driftforhold.

- Som en konsekvens af brints større udslip ved utætheder anbefales normalt at rør og anlæg til dette formål fuldsvejses.

B.2.6 Brintlagring

Som beskrevet tidligere, kan en tilsætning af brint til naturgas nødvendiggøre en reduceret anvendelse af line pack. Det vil stille øgede krav om adgang til lagerfaciliteter.

Saltkaverner har været anvendt til lagring af brintholdig bygas i Frankrig og til ren brint af f.eks. kemikoncernen ICI i Teeside/England [5]. Drifttrykket i Teeside er 50 bar, hvilket er væsentlig lavere end trykkene i kavernerne i Ll. Torup (150-190 bar).

Gasarten helium, som har endnu større tilbøjelighed til at slippe ud gennem utætheder, har været lagret i et udtjent naturgasfelt [5], så der skulle ikke være væsentlige problemer med tab af brint i akviferlagre, men på den anden side har man heller ikke eftervist, at det er realiserbart [21]. Behandlingsanlægget i Ll. Torup ikke er designet til "sour service". Våd/fugtig brint eller metan-brintblandinger kan derfor ikke behandles uden særlige forholdsregler.

Ved udtrækning af naturgas fra lagrene reduceres trykket, hvorved gassens temperatur falder. Hvis gassen er våd/fugtig giver temperaturfaldet risiko dannelse af hydrater (methan-vand blanding på fast form som sne), og dermed risiko for tilstopning af ledningen. Ved udtrækning af brint eller blandinger af brint og naturgas vil temperaturen stige eller falde mindre og risikoen for tilstopning elimineres dermed. Til gengæld sker der et fald i temperaturen, når brint komprimeres, dvs. når den pumpes ned i lageret, og det kan betyde, at opvarmning kan være nødvendig opstrøms lageret.

Udgifterne til lagring af brint vil være væsentlig højere end for naturgas for samme energiindhold. [25] anslår således, at udgifterne vil være dobbelt så høje, da der skal lagres et tre gange så stort volumen. Andre angiver dog lageromkostningerne for lagring af brint til at være af samme størrelsesorden som for naturgas [4], men der er formentlig tale om udgiften pr. volumenenhed og ikke pr. energienhed.

[5] anfører dels at centrifugalkompressorer ikke kan anvendes til brint, dels at energiforbruget ved at pumpe brint ind og ud af lagre er væsentligt. Ældre litteratur angiver, at det vil være nødvendigt at ombygge eller udskifte kompressorer [refereret i 8].

B.2.7 Anbefalinger

Selv om der eksisterer praktiske erfaringer med konvertering af naturgasledninger til brintledninger, er erfaringerne kun i begrænset omfang anvendelige i forbindelse med det danske naturgasnet. Man vil dog fra litteraturen og denne rapport kunne uddrage nedenstående anbefalinger med relevans for det danske stålnet. Listen svarer til konklusionen i indledningen af kapitlet.

A. Nødvendige undersøgelser:

De brudmekaniske egenskaber måles for rør og svejsesømmene i brint,

Kritiske fejlstørrelser bestemmes for rørmateriale og svejsninger i brint,

Rørledninger og svejsesømme undersøges for korrosionsskader, kærve, revner og revnelignende fejl vha. intelligent pigs,

Nye risikovurderingsprogrammer udvikles for brintledninger,

Rørledninger i tætbefolkede risikoområder sikres yderligere eller omlægges,

Nødvendig inhibitorkoncentration fastlægges,

Sikkerhedsfaktorer fastlægges,

Nødvendigheden af yderligere sikring af ledninger i risikoområder undersøges

B. Driftmæssige forholdsregler:

Trykket nedsættes for om nødvendigt at opnå højere sikkerhedsfaktorer,

Daglige trykudsving pga. line pack begrænses,

Shutdowns undgås i videst mulig omfang,

Intelligent pigging udføres jævnligt for at følge udviklingen i mekaniske skader, korrosionsskader og eventuel revnevækst,

Patruljeringsfrekvensen intensiveres,

Inhibitor tilsættes, f.eks. ilt.

B.2.8 Litteraturliste

[1] M. Mohitpour, C.L. Pierce, Peter Graham: Design basis developed for H_2 pipeline. Oil & Gas Journal, May 28, 1990, 83-94.

[2] Hamish C. Angus: Storage, Distribution and compression of hydrogen. Chemistry and Industry, 16 January 1984, 68-72

[3] HyWeb: Knowledge – Hydrogen in the Energy Section. http://www.hyweb.de/Knowledge/w-i-energiew-eng 1.html

[4] M. Mohitpour, C.L. Pierce, R. Hooper: The Design and Engineering of Cross-Country Hydrogen Pipelines. Presented at ETCE, New Orleans, Louisiana, January 10-13, 1988, of The American Society of Mechanical Engineers./Journal of Energy Resources Technology, Dec. 1988, vol. 100, 203-207.

[5] Daniel Morgan, Fred Sissine: Hydrogen: Technology and Policy. Congressional Research Service Report. April 28, 1995. Report no. 95-540 SPR.

[6] ANSI/ASME 31.8 Gas Transmission and Distribution Piping Systems.

[7] CSA Z184, Gas Pipeline Systems.

[8] K. Rørbo: Anvendelse af brint i et kommende dansk naturgasnet. Materialespørgsmål. 19 juni 1978. Risø rapport nr. S 7806.

[9] David Knott: Hydrogen: Fuel of the future? Oil & Gas Journal, May 16, p. 26, 1994.

[10] GPTC Guide for Transmission and Distribution Piping Systems. ANSI Z 380.1.

[11] DVGW- Arbeitsblatt G 260, Technische Reglen für die Gasbeschaffenheit.

[12] BS 4515, Specification for welding of steel pipelines on land and offshore.

[13] W. Haumann, W. Heller, H.-A. Jungblut, H. Pircher, R. Pöpperling: Der Einfluss von Wasserstoff auf die Gebrauchseigenschaften von unlegierten und niedriglegierten Stälen. Stahl u. Eisen 107 (1987) Nr 12, 585-594.

[14] R. Pöpperling, W. Schwenk, J. Venkateswarlu: Abschätzung der Korrosionsgefährdung von Behältern und Rohrleitungen aus Stahl für Speicherung und Transport von Wasserstoff und wasserstoffhaltigen Gasen unter hohen Drücken. VDI Zeitschriften, Reihe 5, Nr. 62, 1982.

[15] Celia Juhl: Forsinket revnedannelse på rørledninger efter mekaniske skader. Teknisk Notat, April 1997.

[16] H. Gräfen: Wechselwirkung zwischen Gas und Metal unter besonderer Berücksichtigung der mechanischen Belastungsart. Z. Werkstofftech. 9, 1978, 391-400.

[17] T. Günther, H. Gräfen: Wasserstoffversprödung von Feinkornbaustälen in Abhängigkeit von der Legierungszusammensetzung, der Gefügeausbildung und der mechanischen Belastung. Z. Werkstofftech. 10, (1979), 373-390.

[18] H.J. Cialone, P.M. Scott, J.H. Holbrook: Hydrogen Effects on Conventional Pipeline Steels. 5. World Hydrogen Energy Conference, Toronto, Canada, 1984. Hydrogen Energy Progress, vol 4, 1855- 1868.

[19] H. Gräfen, R. Pöpperling, H. Schlecker, H. Schlerkmann und W. Schwenk: Zur Frage der Schädigung von Hochdruckleitungen durch Wasserstoff oder wasserstoffhaltige Gasmische. Gas-Erdgas 130 (1989) 1, 16 –21.

[20] H. Gräfen, R. Pöpperling, H. Schlecker, H. Schlerkmann, W. Schwenk: CERT-Untersuchungen an Leitungsrohrstälen über eine Korrosionsgefährdung durch wasserstoffhaltige Gase bei hohen Drücken. Werkstoffe und Korrosion 39, 517-525, 1988.

[21] K. Kussmaul, P. Deimel: Materialverhalten in H_2-Hochdrucksystemen. VDI Berichte Nr 1201,1995, 87-101.

[22] W.W. Youngblood: Safety Criteria for the Operation of Gaseous Hydrogen Pipelines, 1984. DOT Report No. WR-84-24; DOT/RSPA/DMT 10-85/1

[23] E. Anderson, J. Davies, M.Kornmann, G. Capitaine: Analysis of the potential transmission of hydrogen by pipeline in Switzerland. 3R International, 18 (1979), 2, 93-101.

[24] W.J. Jasionowski, D.G. Johnson, and J.B. Pangborn: Suitability of Gas Distribution Equipment in Hydrogen Service. DOE financed project. Proceedings of the 14th Intersociety Energy Conversion Engineering Conference, Boston, Massechusetts, August 1979, vol. 1.

[25] Hans-Georg Fasold: Wasserstoffgas – ein potentieller Energieträger des 21. Jahrhunderts? Möglichkeiten von Transport, Verteilung und Speicherung. Gwf Gas Erdgas 129 (1988), 7, 281-291.

[26] Blending of Hydrogen in Natural Gas Distribution systems, Volume 3. Gas Blends Leakage Tests of selected Distribution System Components. Final Report, June 1 1976 – April 30 1978.

[27] Study of the Behavior of Gas Distribution Equipment in Hydrogen Service – Phase II. Project 65 022 Final Report. for the period April 26 1979 through June 26 1980. Walter J. Jasionowski, H. Ding Huang, Date Published July 1980.

[28] W. W. Youngblood: Safety Criteria for the operation of gaseous Hydrogen Pipelines, 1984. DOT Report No. WR – 84 – 24, DOT/RSPA/DMT 10 – 85/

[29] Udtalelse fra Nordisk Wavin 17/3-1999. Udtalelse fra IGA 17/3-1999

Liste over tidligere udsendte tekster kan ses på IMFUFA's hjemmeside: http://mmf.ruc.dk eller rekvireres på sekretariatet, tlf. 46 74 22 63 eller e-mail: imfufa@ruc.dk.

332/97 ANOMAL SWELLING AF LIPIDE DOBBELTLAG
Specialerappoprt af: Stine Korremann
Vejleder: Dorthe Posselt

333/97 Biodiversity Matters
an extension of methods found in the literature on monetisation of biodiversity
by: Bernd Kuemmel

334/97 LIFE-CYCLE ANALYSIS OF THE TOTAL DANISH ENERGY SYSTEM
by: Bernd Kuemmel and Bent Sørensen

335/97 Dynamics of Amorphous Solids and Viscous Liquids
by: Jeppe C. Dyre

336/97 Problem-orientated Group Project Work at Roskilde University
by: Kathrine Legge

337/97 Verdensbankens globale befolkningsprognose
- et projekt om matematisk modellering
af: Jørn Chr. Bendtsen, Kurt Jensen, Per Pauli Petersen

338/97 Kvantisering af nanolederes elektriske ledningsevne
Første modul fysikprojekt
af: Søren Dam, Esben Danielsen, Martin Niss,
Esben Friis Pedersen, Frederik Resen Steenstrup
Vejleder: Tage Christensen

339/97 Defining Discipline
by: Wolfgang Coy

340/97 Prime ends revisited - a geometric point of view -
by: Carsten Lunde Petersen

341/97 Two chapters on the teaching, learning and assessment of geometry
by: Mogens Niss

342/97 A global clean fossil scenario DISCUSSION PAPER prepared by Bernd Kuemmel for the project LONG-TERM SCENARIOS FOR GLOBAL ENERGY DEMAND AND SUPPLY

343/97 IMPORT/EKSPORT-POLITIK SOM REDSKAB TIL OPTIMERET UDNYTTELSE AF EL PRODUCERET PÅ VE-ANLÆG
af: Peter Meibom, Torben Svendsen, Bent Sørensen

344/97 Puzzles and Siegel disks
by: Carsten Lunde-Petersen

345/98 Modeling the Arterial System with Reference to an Anesthesia Simulator
Ph.D. Thesis
by: Mette Sofie Olufsen

346/98 Klyngedannelse i en hulkatode-forstøvningsproces
af: Sebastian Horst
Vejledere: Jørn Borggren, NBI, Niels Boye Olsen

347/98 Verificering af Matematiske Modeller
- en analyse af Den Danske Eulerske Model
af: Jonas Blomqvist, Tom Pedersen, Karen Timmermann, Lisbet Øhlenschlæger
Vejleder: Bernhelm Booss-Bavnbek

348/98 Case study of the environmental permission procedure and the environmental impact assessment for power plants in Denmark
by: Stefan Krüger Nielsen
project leader: Bent Sørensen

349/98 Tre rapporter fra FAGMAT - et projekt om tal og faglig matematik i arbejdsmarkedsuddannelserne
af: Lena Lindenskov og Tine Wedege

350/98 OPGAVESAMLING - Bredde-Kursus i Fysik 1976 - 1998
Erstatter teksterne 3/78, 261/93 og 322/96

351/98 Aspects of the Nature and State of Research in Mathematics Education
by: Mogens Niss

352/98 The Herman-Swiatec Theorem with applications
by: Carsten Lunde Petersen

353/98 Problemløsning og modellering i en almendannende matematikundervisning
Specialerapport af: Per Gregersen og Tomas Højgaard Jensen

354/98 A Global Renewable Energy Scenario
by: Bent Sørensen and Peter Meibom

355/98 Convergence of rational rays in parameter spaces
by: Carsten Lunde Petersen and Gustav Ryd

356/98 Terrænmodellering
Analyse af en matematisk model til konstruktion af digitale terrænmodeller
Modelprojekt af: Thomas Frommelt, Hans Ravnkjær Larsen og Arnold Skimminge
Vejleder: Johnny Ottesen

357/98 Cayleys Problem
En historisk analyse af arbejdet med Cayleys problem fra 1870 til 1918
Et matematisk videnskabsfagsprojekt af: Rikke Degn, Bo Jakobsen, Bjarke K.W. Hansen, Jesper S. Hansen, Jesper Udesen, Peter C. Wulff
Vejleder: Jesper Larsen

358/98 Modeling of Feedback Mechanisms which Control the Heart Function in a View to an Implementation in Cardiovascular Models
Ph.D. Thesis by: Michael Danielsen

359/99 Long-Term Scenarios for Global Energy Demand and Supply
Four Global Greenhouse Mitigation Scenarios
by: Bent Sørensen (with contribution from Bernd Kuemmel and Peter Meibom)

360/99 SYMMETRI I FYSIK
En Meta-projektrapport af: Martin Niss, Bo Jakobsen & Tune Bjarke Bonné
Vejleder: Peder Voetmann Christiansen

361/99 Symplectic Functional Analysis and Spectral Invariants
by: Bernhelm Booß-Bavnbek, Kenro Furutani

362/99 Er matematik en naturvidenskab? - en udspænding af diskussionen
En videnskabsfagsprojekt-rapport af: Martin Niss
Vejleder: Mogens Nørgaard Olesen

363/99 EMERGENCE AND DOWNWARD CAUSATION
by: Donald T. Campell, Mark H. Bickhard, and Peder V. Christiansen

364/99 Illustrationens kraft - Visuel formidling af fysik
Integreret speciale i fysik og kommunikation
af Sebastian Horst
Vejledere: Karin Beyer, Søren Kjørup

365/99 To know - or not to know - mathematics, that is a question of context
by: Tine Wedege

366/99 LATEX FOR FORFATTERE - En introduktion til LATEX
og IMFUFA-LATEX
af: Jørgen Larsen

367/99 Boundary Reduction of Spectral Invariants and Unique Continuation Property
by: Bernhelm Booss-Bavnbek

368/99 Kvartvejsraport for projektet SCENARIER FOR SAMLET UDNYTTELSE AF BRINT SOM ENERGIBÆRER I DANMARKS FREMTIDIGE ENERGISYSTEM
Projektleder: Bent Sørensen

369/99 Dynamics of Complex Quadratic Correspondences
by: Jacob S. Jalving
Supervisor: Carsten Lunde Petersen

370/99 OPGAVESAMLING - Bredde-Kursus i Fysik 1976 - 1999
Eksamensopgaver fra perioden 1976 - 1999. Denne tekst erstatter tekst nr. 350/98

371/99 Bevisets stilling - beviser og bevisførelse i en gymnasial matematik undervisning
Et matematikspeciale af: Maria Hermannsson
Vejleder: Mogens Niss

372/99 En kontekstualiseret matematikhistorisk analyse af ikke-lineær programmering: Udviklingshistorie og multipel opdagelse
Ph.d.-afhandling af Tinne Hoff Kjeldsen

373/99 Criss-Cross Reduction of the Maslov Index and a Proof of the Yoshida-Nicolaescu Theorem
by: Bernhelm Booss-Bavnbek, Kenro Furutani and Nobukazu Otsuki

374/99 Det hydrauliske spring - Et eksperimentelt studie af polygoner og hastighedsprofiler
Specialeafhandling af: Anders Marcussen
Vejledere: Tomas Bohr, Clive Ellegaard, Bent C. Jørgensen

375/99 Begrundelser for Matematikundervisningen i den lærde skole hhv. gymnasiet 1884-1914
Historiespeciale af Henrik Andreassen, cand.mag. i Historie og Matematik

376/99 Universality of AC conduction in disordered solids
by: Jeppe C. Dyre, Thomas B. Schrøder

377/99 The Kuhn-Tucker Theorem in Nonlinear Programming: A Multiple Discovery?
by: Tinne Hoff Kjeldsen

378/00 Solar energy preprints:
1. Renewable energy sources and termal energy storage
2. Integration of photovoltaic cells into the global energy system
by: Bent Sørensen

379/00 EULERS DIFFERENTIALREGNING
Eulers indførelse af differentialregningen stillet over for den moderne
En tredjesemesters projektrapport på den naturvidenskabelige basisuddannelse
af: Uffe Thomas Volmer Jankvist, Rie Rose Møller Pedersen, Maja Bagge Pedersen
Vejleder: Jørgen Larsen

380/00 MATEMATISK MODELLERING AF HJERTEFUNKTIONEN
Isovolumetrisk ventrikulær kontraktion og udpumpning til det cardiovaskulære system
af: Gitte Andersen (3.moduls-rapport), Jakob Hilmer og Stine Weisbjerg (speciale)
Vejleder: Johnny Ottesen

381/00 Matematikviden og teknologiske kompetencer hos kortuddannede voksne
- Rekognosceringer og konstruktioner i grænselandet mellem matematikkens didaktik og forskning i voksenuddannelse
Ph. d.-afhandling af Tine Wedege

382/00 Den selvundvigende vandring
Et matematisk professionsprojekt
af: Martin Niss, Arnold Skimminge
Vejledere: Viggo Andreasen, John Villumsen

383/00 Beviser i matematik
af: Anne K.S.Jensen, Gitte M. Jensen, Jesper Thrane, Karen L.A.W. Wille, Peter Wulff
Vejleder: Mogens Niss

384/00 Hopping in Disordered Media: A Model Glass Former and A Hopping Model
Ph.D. thesis by: Thomas B. Schrøder
Supervisor: Jeppe C. Dyre

385/00 The Geometry of Cauchy Data Spaces
This report is dedicated to the memory of Jean Leray (1906-1998)
by: B. Booss-Bavnbek, K. Furutani, K. P. Wojciechowski

386/00 Neutrale mandatfordelingsmetoder – en illusion?
af: Hans Henrik Brok-Kristensen, Knud Dyrberg, Tove Oxager, Jens Sveistrup
Vejleder: Bernhelm Booss-Bavnbek

387/00 A History of the Minimax Theorem: von Neumann´s Conception of the Minimax Theorem - - a Journey Through Different Mathematical Contexts
by: Tinne Hoff Kjeldsen

388/00 Behandling af impuls ved kilder og dræn i C. S. Peskins 2D-hjertemodel
et 2. moduls matematik modelprojekt
af: Bo Jakobsen, Kristine Niss
Vejleder: Jesper Larsen

389/00 University mathematics based on problemoriented student projects: 25 years of experience with the Roskilde model
By: Mogens Niss
Do not ask what mathematics can do for modelling. Ask what modelling can do for mathematics!
by: Johnny Ottesen

390/01 SCENARIER FOR SAMLET UDNYTTELSE AF BRINT SOM ENERGIBÆRER I DANMARKS FREMTIDIGE ENERGISYSTEM Slutrapport, april 2001
Projektleder: Bent Sørensen
Projektdeltagere: DONG: Aksel Hauge Petersen, Celia Juhl, Elkraft System[#]: Thomas Engberg Pedersen[# #], Hans Ravn, Charlotte Søndergren, Energi 2[#]: Peter Simonsen, RISØ Systemanalyseafd.: Kaj Jørgensen[*], Lars Henrik Nielsen, Helge V. Larsen, Poul Erik Morthorst, Lotte Schleisner, RUC: Finn Sørensen[**], Bent Sørensen
[#]Indtil 1/1-2000 Elkraft, [# #] fra 1/5-2000 Cowi Consult
[*] Indtil 15/6-1999 DTU Bygninger & Energi, [**] fra 1/1-2001 Polypeptide Labs.
Projekt 1763/99-0001 under Energistyrelsens Brintprogram

391/01 Matematisk modelleringskompetence – et undervisningsforløb i gymnasiet
3. semesters Nat.Bas. projekt af: Jess Tolstrup Boye, Morten Bjørn-Mortensen, Sofie Inari Castella, Jan Lauridsen, Maria Gøtzsche, Ditte Mandøe Andreasen
Vejleder: Johnny Ottesen

392/01 "PHYSICS REVEALED" THE METHODS AND SUBJECT MATTER OF PHYSICS
an introduction to pedestrians (but not excluding cyclists)
PART III: PHYSICS IN PHILOSOPHICAL CONTEXT
by: Bent Sørensen.

393/01 Hilberts matematikfilosofi
Specialerapport af: Jesper Hasmark Andersen
Vejleder: Stig Andur Pedersen

394/01 "PHYSICS REVEALED" THE METHODS AND SUBJECT MATTER OF PHYSICS
an introduction to pedestrians (but not excluding cyclists)
PART II: PHYSICS PROPER
by: Bent Sørensen.

395/01 Menneskers forhold til matematik. Det har sine årsager!
Specialeafhandling af: Anita Stark, Agnete K. Ravnborg
Vejleder: Tine Wedege

396/01 2 bilag til tekst nr. 395: Menneskers forhold til matematik. Det har sine årsager!
Specialeafhandling af: Anita Stark, Agnete K. Ravnborg
Vejleder: Tine Wedege

397/01 En undersøgelse af solvents og kædelængdes betydning for anomal swelling i phospholipiddobbeltlag

2. modul fysikrapport af: Kristine Niss, Arnold Skimminge, Esben Thormann, Stine Timmermann
Vejleder: Dorthe Posselt