



Evaluation of the potential for geological heat storage in Denmark

Final report

The Energy Technology and Demonstration Program (EUDP)

Project type: Development

Theme: Energy efficiency

Technology: Storage

J.nr.: 1887-0017

Project start: 2016-02-01

Duration: 3 years

Version: 1

Responsible for this delivery

GEUS

Table of contents

Table of contents	3
1. Background	5
2. Partners and project content	6
3. Technical summary	7
3.1 Storage types.....	7
3.2 Screening of geological locations suited for heat storage.....	8
3.2.1 Screening of locations suited for shallow heat storage.....	9
3.2.2 Screening of deeper sandstone reservoirs around Aalborg.....	10
3.3 Numerical modelling of heat storage.....	11
3.3.1 Modelling of heat storage at shallow to medium depth.....	11
3.3.2 Modelling of heat storage in deep sandstone reservoirs at Aalborg.....	12
3.4 The present legislation.....	13
3.5 Upscaling the pilot plant in Brædstrup with hybrid storage.....	13
4. Dansk Sammendrag	15
4.1 Geologisk screening.....	16
4.1.1 Lagertyper.....	17
4.1.2 Screening af lagringsmulighederne i den nære undergrund.....	18
4.1.3 Screening af lagringsmulighederne i dybe sandstensformationer.....	20
4.2 Modellering af varmelagring.....	21
4.2.1 Modellering af varmelagring i den øvre danske undergrund.....	21
4.2.2 Modellering af varmelagring i dybere sandstenslag ved Aalborg.....	22
4.3 Eksisterende lovgivning.....	24
4.4 Upskalering af et hybridt pilot-varmelager i Brædstrup.....	25

Appendix 1: Screening af mulighederne for overfladenær geologisk varmelagring

Appendix 2: Undersøgelse af de geologiske muligheder for lagring af varmt vand i undergrunden ved Aalborg

Appendix 3: Varmelagring i den øvre del af den danske undergrund, beregningsstudier

Appendix 4: Numerisk modellering af varmelagring i dybe sedimentære reservoirer

Appendix 5: Upscaling a Hybrid Storage Pilot Installation in Brædstrup

1. Background

In Denmark, both wind power and district heating are integrated parts of the energy supply and according to the politically adopted plans for a transition toward a fossil free energy supply by 2035, all electricity and heat production must come from renewable energy sources. However, extensive periods with surplus of both solar and wind power calls for innovative ways to store this energy and make it available when needed. By the concept of Geological Storage, surplus electricity can be converted to heat and along with surplus heat from solar panels as well as surplus of industrial heat stored in the ground for later use. Furthermore, implementation of heat storage can make it possible to expand district heating supply without building new production facilities and subsurface heat storage will often be the only possibility, especially in city areas, due to area limitations. Though the potential is large, the experience with this concept is currently relatively limited. This project aims to explore the possibilities to store and retrieve heat from relevant geological formations in Denmark to be used at larger and smaller district heating plants as well as other relevant industries when needed.

Since technically and environmentally sound solutions for geological storage of heat to a large degree depends on the local geological settings and depths, it is essential to identify potentially favorable geological conditions and the related possible technical solutions.

2. Partners and project content

The aim of the project is to provide authorities, district heating companies and other heat producing industries with maps and guidelines to facilitate planning and construction of storage facilities in connection with their current power plants.

The project group has consisted of:

- The Geological Surveys of Denmark and Greenland (GEUS)
- VIA-University Collage, Horsens
- PlanEnergi
- Brødstrup District Heating
- Department of Geoscience, University of Aarhus

The project consists of three technical work packages:

In Work Package 1 geological settings favorable for heat storage have been identified and a national screening of suitable sites for storage within the upper ~250 m have been conducted. The results are available as interactive maps on the web. In this work package, storage in deeper geological formations of sandstones have also been considered in local case studies.

Work Package 2 deals with the energy and environmental aspects of heat storage in various geological formations. The work is based on 3D thermal model calculations, which take into account both water and heat flow. For a number of different geological and temperature scenarios, the heat dispersion and recovery rate from heat storage are calculated, etc. Based on the model results, simple tools have been derived for estimating these parameters under other conditions.

In Work Package 3 the possibilities of expanding the existing pilot borehole storage at Brødstrup Fjernvarme have been addressed. Various options for upgrading have been investigated and the financial consequences have been calculated. In particular, the technical and economic possibilities of establishing a so-called hybrid storage have been examined.

An external advisory board has monitored the project. The board consisted of representatives from The Danish District Heating Association, The Environmental Protection Agency, The Danish Energy Agency, The Association of Danish Drillers, EUDP and Aalborg District Heating as well as the private consulting companies: ATES a/s, EnOpSol and Geologisk Rådgivning

Furthermore Aalborg District Heating and Aalborg Portland have contributed with operational experience and energy data.

The present report contains extended summaries of the project results in both English and Danish. Detailed technical reports in Danish are found in appendix 1-5.

3. Technical summary

A national screening has mapped areas with potential for geological heat storage. Within these areas, a large number of district heating plants (492) is situated. The results are presented in an interactive web application:

<http://data.geus.dk/geusmap/?mapname=varmelagring>.

Additional relevant background data are available so the potential for heat storage can be further evaluated by the users inside as well as outside the mapped areas. Furthermore, comprehensive numerical modelling of geological heat storage including flow of both heat and groundwater has been conducted. Recovery and dispersion of heat have been calculated for a number of different geological situations and borehole configurations and simple approximate equations have been developed and can be used to estimate the storage potential and subsurface investments in other situations. All in all, this allows industry and consulting companies to make initial assessments and plan further activities toward integration of heat storage in the energy management of the plant. It also give authorities means for evaluating a project and set monitoring requirements. In addition, a novel storage technology combining a subterranean pit storage and a borehole storage has been investigated. In a technical and economical feasibility study, the possibilities for upgrading the present pilot storage at Brædstrup with this new technology and other storage alternatives were analyzed.

The following technical summary of the project is based on separate technical reports for each Work Package in which results are described in detail. These reports are found below as appendices attached to the present summary.

3.1 Storage types

The geological conditions required for heat storage depend on the storage technology used. Four technologies / plant types for geological heat storage have been distinguished:

Aquifer Thermal Energy Storage (ATES)

With the ATES technology, heated groundwater is stored in aquifers for subsequent recovery. This type of plant requires knowledge of the extension as well as the hydrological and geochemical properties of the relevant aquifers and aquitards. In the legislative regulation of ATES in Denmark, an average monthly maximum injection temperature of 20 ° C is set and requirements for geological feasibility studies and initial numerical modeling are specified.

High Temperature Energy Storage (HTES)

High Temperature Energy Storage is used to store heat at elevated temperatures in deeper geological formations by injection of hot water (often above > 60°C). In principle, storage and recovery are similar to low temperature ATES, but the relevant layers will often have an elevated temperature in advance and, to some extent be under an elevated pressure. A thorough knowledge of the composition as well as the hydraulic and thermal properties of the potential reservoirs is required. Often the effective porosity of the reservoir is the crucial geological factor determining the efficiency of a plant.

Borehole Thermal Energy Storage (BTES)

BTES systems consist of clusters of closed loop boreholes normally placed a few meters apart. The boreholes contain sealed tubes where a liquid (brine) is circulated. The storage is charged by circulating hot brine thereby heating the surrounding formation. Discharge takes place by circulating cold brine that is heated by the hot formation. Since it is essential that the stored heat remain within the storage volume, flow of groundwater through the storage must be avoided or minimized. This means that certain geological environments are more suitable for BTES than others.

Hybrid heat storage

In hybrid heat storage, the benefits of seasonal storage of BTES are combined with the benefits of fast storage in a water tanks. The investigated hybrid storage consists of an underground concrete water tank surrounded by a borehole storage. The hot water is stored within the underground concrete tank and the surrounding vertical borehole heat exchangers. The inner tank acts as a thermal buffer and short-term storage that discharges the heat to the district heating supply on a daily basis. The BTES part is used as a seasonal storage that is charged and discharged when water from the tank is circulated in the boreholes. The BTES part also utilises heat conducted through the uninsulated concrete walls of the water tank. Since it is essential that the stored heat remain within the storage volume groundwater flow through the storage must also be avoided in this type of plants. For technical and economical details, see appendix 5.

3.2 Screening of geological locations suited for heat storage

The Danish underground is made up of soft deposits and harder rocks that occur at different depths. The general subsurface structure is well known from a number of national studies.

Overall, the potential reservoirs suitable for heat storage can be divided into four groups:

1. Shallow deposits of clay, sand and gravel (10 to 300 m below the surface.)
2. Chalk and limestone (10 to 1000 m below the surface.)
3. Deeper sandstone reservoirs (500 m to 1500 m below the surface.)
4. Hard bedrock (Bornholm)
 - 1) The shallow deposits in Denmark consist mainly of sand, gravel and clay of varied composition such as poorly sorted deposits of sand and gravel, very fine grained, impermeable clays, well sorted quartz sands, and unsorted deposits of glacial till. Since the shallow sub-surface has been affected by glacial processes, the sediment distribution is very variable and the extension of the individual formations is often limited and poorly determined. This, combined with the fact that both groundwater conditions and thermal properties of the various deposits vary greatly, results in locally very varying possibilities for heat storage. However, the use of a relatively large amount of existing geological data, e.g. from a detailed, national groundwater survey has made it possible to screen the country for locations suitable for shallow geological heat storage.
 - 2) The chalk in Denmark is between 500 and 1500 m thick. It is a porous rock with low permeability. In parts of the country, up to 300 m of Danian limestone of varying composition is found on top of the chalk. Often the upper 10-20 m of the limestone / chalk formations is fractured and therefore often have a high secondary permeability. The possibilities for heat storage in the deeper parts of the Chalk Formation have been examined

by GEUS in a targeted pilot study in the area around Copenhagen (Kristensen et al., 2017; EUDP project number 64016-0014) and are not further elaborated in this report. In the present report, only a screening of the possibilities for heat storage in the upper fractured part of the limestone / chalk formations are addressed.

- 3) Below the chalk, older pre-Cretaceous deposits are found. They contain a number of sandstone intervals with reservoir properties potentially suited for heat storage. However, a national evaluation of the potential for heat storage in these layers is outside the scope of this project. Instead, a case study of the storage possibilities in specific sandstone intervals below the City of Aalborg has been conducted, (appendix 2 & 4).
- 4) On the island of Bornholm extensive areas with sandstone and gneiss and granite bedrock potentially suited for heat storage are found from near the surface. Storage in bedrock with low permeability has for instance been tested in the other Scandinavian countries, see appendix 1 for references.

3.2.1 Screening of locations suited for shallow heat storage

The screening of potential locations suited for shallow heat storage in the upper ~250 m of the subsurface was based on existing geological data from GEUS supplemented with environmental and administrative data from The Energy Agency, The Danish Environmental Data Portal and The Danish Environmental Protection Agency. Overall, it was the purpose of the screening to map areas with shallow aquifers suitable for ATES and areas with limited groundwater flow suitable for BTES. The results of the screening is available on a WEB application (WEB GIS) along with relevant geological and administrative background data.

Three main types of suitable aquifers have been recognized and mapped part as of the screening:

Shallow sandy aquifers

Large coherent areas with shallow deposits of sand and gravel have been mapped. The mapping is based on The Geological Soil Map (1 : 200,000) supplemented with data from the geophysical database GERDA. The shallow sandy areas were found all over the country but most widespread to the west. In total, there are 264 heat producing plants within this type of area. In the web application, relevant geological background data such as borehole information and maps of hydraulic head etc. are available for further local assessment.

Shallow limestone deposits

Areas where the top of the limestone is found less than 25 m below the surface have been mapped. The areas are primarily found along the Limfjord, at Mariager, in Djursland as well as on the eastern Zealand, Lolland and the easternmost Fyn. In total, there are 103 heat-producing plants within this type of area. In the web application, relevant geological background data such as borehole information and maps of hydraulic head etc. are available for further local assessment.

Deeper aquifer with a restricted water quality

In order to map areas that could potentially be suitable for heat storage at higher temperatures (> 20 °C) a number of deeper sand deposits outside the designated water protection areas have been mapped. The areas are found using existing local geological models. In addition, existing groundwater chemical analyzes have been used to find indications of poor

natural water quality. In total, nine areas consisting primarily of Miocene quartz sand have been identified. Within these, 25 heat-producing plants are found.

Three types of areas with limited groundwater flow have also been mapped as part of the screening:

Areas with a thick unsaturated zone

Areas with 20-30 m of unsaturated sediments above the water table have been mapped using water level soundings and topographic models of the terrain. The areas are primarily found in Eastern Jutland. Monitoring results from a pilot borehole storage in Brædstrup, have shown that the heat dissipation below the bottom of the storage is limited. Therefore it is estimated, that BTES can safely take place in the unsaturated zone also inside designated groundwater protection areas (OSD) provided local conditions are taken into account. In total, 70 heat-producing plants have been found within this type of area.

Shallow impermeable clay formations

In areas with impermeable clay deposits, no groundwater flow is expected. Therefore such formations are potentially suited for BTES and areas with less than 25 m to the top of the clay formations have been mapped. These areas are found in a belt from the western Limfjord, across Himmerland and south along the east coast of Jutland as well as on Funen and Zealand. A total of 23 heat-producing plants are situated within this area type.

Areas with impermeable bedrock

On Bornholm, bedrock of granite, gneiss and hard sandstone are found near the surface of a large part of the island. Below the weathered subsoil and outside fault zones, these rocks are expected to be relatively impermeable and thus suitable for BTES. Seven heat-producing plants are found in areas with hard bedrock. Some of these, however, lie within areas of designated water protection (OSD), which must be taken into account in feasibility studies for possible storage plants.

The results of the screening are presented on a Web GIS application developed by GEUS along with relevant background data. The application allows district heating companies, authorities and consultants to assess the possibilities and plan further investigations locally.

3.2.2 Screening of deeper sandstone reservoirs around Aalborg

When assessing the possibilities for geological heat storage in deeper geological formations, an estimate of the formations content of pure sandstone layers, the thickness, porosity and permeability is essential in order to assess the potential for storage in the individual formations. The present investigation have assessed the potential for heat storage in the Frederikshavn, Haldager Sand and Gassum Formations in central Aalborg. Within this area, the Frederikshavn and Haldager Sand Formations are generally found at depth of 700-1000 meters, whereas the Gassum Formation lies deeper (about 1.5 km). The analyses show that the Frederikshavn, Haldager Sand and Gassum Formations all have the potential to store hot water. Within each geological formation, the reservoir rock is made up of a series of sandstone layers characterized by high porosity and permeability. It is assessed that the total

thickness of potential reservoir sand within the individual formation is sufficiently large to provide the necessary volume for heat storage. This assessment is supported by the calculated transmissivities and by the geological descriptions of the reservoir sandstone. However, a combined interpretation of borehole measurements and core analysis data shows that the sandstone layers in the Haldager Sand and Gassum Formations all have better reservoir properties than the sandstone layers in the Frederikshavn Formation. The transmissivity is the product of permeability and the thickness of potential reservoir sand. The transmissivity of the Frederikshavn Formation is in the order of 10-15 Darcy meters, whereas the transmissivity of both the Haldager Sand and the Gassum Formation is around 40-90 Darcy meters. Based on these calculations, the Haldager Sand and Gassum Formations are considered particularly suitable for heat storage. Conditions such as depth, temperature, mineralogy and internal layering may also influence the final choice of a reservoir.

In and around Aalborg, however, the quantity and quality of the seismic data are poor, and the uncertainty of the present screening is therefore relatively large. Prior to any drilling, GEUS recommends that new seismic data is acquired in order to determine the depth and the thickness of the potential reservoirs more precisely and to identify existing faults. This will also give a better assessment of the continuity of the reservoirs. Even minor faults can break continuity of a reservoir, but only larger fault systems can be recognized from the existing seismic data.

3.3 Numerical modelling of heat storage

Modeling of geological heat storage has included calculations for ATES and BTES plants in the shallow underground as well as a pilot study of the possibilities for heat storage in deeper sandstone layers at Aalborg. The two investigations are described in more detail in Appendix 3 and 4, respectively.

3.3.1 Modelling of heat storage at shallow to medium depth

The influence of the geological and thermal conditions on the possibilities for heat storage and recovery are investigated for the upper kilometer of the Danish subsurface. Continuous high temperature storage in the summer period followed by low temperature discharge in the winter is assumed. The energy contribution from the heat pump is not included in the calculations. The results of the numerical calculations form the basis for a simple dimensioning tool for initial assessments of the storage possibilities for specified conditions using BTES.

For BTES, the storage possibilities are explored for the most commonly occurring rocks in the upper kilometer of the Danish subsurface. These include sand, gravel and clay from the Quaternary and Tertiary as well as underlying chalk and the crystalline bedrock on Bornholm.

BTES are scalable systems that store energy for supplying a few and up to thousands of households (10 MWh/year - 100 GWh/year). The efficiency is higher for large storage volumes (76% -96%) relative to small systems (45% -83%). Efficiency depends primarily on the ratio between the storage volume and the surface area from which heat loss occurs. The

possibilities for recovering heat also depend on the thermal conductivity and hence the lithology. For sediments with a relatively low thermal conductivity, the possibilities for heat storage are lower. This is due to slower heat transport and higher undisturbed storage temperatures due to a larger geothermal gradient (the undisturbed temperature increase with depth due to heat flow from the earth's interior). Storage possibilities are improved with increased thermal conductivity, but the heat loss to the surroundings increases disproportionately resulting in reduced efficiency. As a result, optimal energy dissipation is achieved in crystalline bedrock, but the possibilities for recovery are suboptimal.

For BTES systems without groundwater flow, the distance at which the ground is thermally disturbed from energy storage is assessed easily with knowledge of the thermal diffusivity of the storage medium. Generally, the surroundings are only slightly affected by heat storage with sealed heat exchangers because thermal conduction is the primary heat transport mechanism. The thermal diffusivity of geological sediments is relatively low - in the region of 10^{-7} - 10^{-6} m²/s - which implies that heat transport occurs very slowly.

For ATES systems consisting of a single doublet of two boreholes and a single pumping and injection well, the storage possibilities are investigated. Upscaling capacity is achieved by increasing the number of doubles, taking into account the well-spacing requirements to prevent thermal short circuiting between the production and injection wells.

The ATES parameter study shows that the hydraulic conductivity and thickness of the storage medium are the most important factors controlling the possibilities for energy storage and recovery. Thus, the stored and recovered energy for the considered doublets varies between 5 to 28,000 MWh/yr, produced at a minimum power varying between 1 and 6,100 kW. ATES in aquifers with low hydraulic conductivity have a relatively low capacity and efficiency and are significantly affected by the undisturbed storage temperature. Storage possibilities are favorable in cold, near-surface aquifers, whereas the deeper and thus warmer aquifers are suitable for heat recovery. Efficiency increases with hydraulic conductivity but is particularly sensitive to the presence of natural groundwater flow. Thus, efficiency decreases drastically (by up to 56%) in highly conductive aquifers with natural groundwater flow. The temperature disturbance of the surroundings during ATES operation is easily assessed with equations 9 and 15 in appendix 3.

3.3.2 Modelling of heat storage in deep sandstone reservoirs at Aalborg

Deep sedimentary reservoirs appear to be suitable for seasonal heat storage. Compared to storage in superficial geological reservoirs, there is a limited environmental risk and a reduced energy loss to the environment. Three reservoirs found below the city of Aalborg at the approximate depth range of 700-1500 m have been investigated. The recovery is markedly larger by utilizing the deeper Gassum reservoir compared to the Frederikshavn and Haldager reservoirs. However, the higher recovery must be compared with higher construction costs. It is beyond the scope of this task to assess such economic conditions. Finally, it should be noted that the results have been obtained based on the present knowledge of reservoir depths, thicknesses and hydraulic properties etc. There is hardly any doubt that the

reservoirs are present in the area and that the formation temperatures are close the modeled temperatures. In order to evaluate the potential for heat storage further, it is necessary to conduct additional investigations with respect to reservoir depths and reservoir properties. New state-of-the-art seismic surveys could contribute with important knowledge prior to the establishment of new wells. See appendix 4 for details.

3.4 The present legislation

Geological heat storage is generally regulated by The Environmental Protection Act, chapter 3 on the protection of soil and groundwater, (LBK no. 1121 of 03/09/2018) supplemented by the "Environmental Impact Assessment Act", rules on "Deep wells of > 10 m" and "industrial plants for production of electricity, steam and hot water "(LBK no. 1225 of 25/10/2018).

Specifically, ATEs is regulated by the Act on "Heat extraction plants and groundwater cooling systems" (BEK no. 1716 of 15/12/2015) supplemented by The Water Supply Act, according to which extraction permits are granted. Reinjection temperatures must not exceed 25 ° C and the monthly average temperature must not exceed 20° C. In this act, also a number of specific requirements for geological feasibility studies and initial calculations are specified.

Finally, drilling on shore in Denmark and the mandatory reporting of borehole data to GEUS is regulated by "The drilling Act" (BEK no. 1260 of 28/10/2013).

A review of the legislative framework has led to the following overall conclusions and recommendations:

- Several storage types are not covered by specific regulations and permits are primarily granted according to the Environmental Protection Act's general rules for soil and groundwater supplemented by the EIA regulations. In order to give the heat producers and authorities a better overview of what an application requires, on which grounds a permit is given and which requirements should be met for a particular type of plant it is recommended that specific official guidelines for applying and permitting individual storage types are produced. Such guidelines should be based on updated geological and technical knowledge and include a comprehensive presentation of the legal framework.
- It is recommended that ATEs plants are explicitly defined in the specific Act on heat extraction plants and groundwater cooling systems,(BEK no. 1716 of 15/12/2015).
- Based on encouraging results from a previous pilot study it is recommended to allow and encourage more pilot studies of the environmental effects from injection of water at slightly elevated temperature (> 20 ° C)

3.5 Upscaling the pilot plant in Brødstrup with hybrid storage

The purpose of this work is to investigate different technical solutions and configurations for shallow hybrid storage at the Brødstrup Fjernvarme DH plant. As an alternative, two other potential techniques and investment scenarios are considered and compared with hybrid

storage. This includes a full-scale pit thermal energy storage (PTES) and a full-scale borehole thermal energy storage (BTES). A full technical report of the work can be found in appendix 5.

The investigated heat storage technologies are assumed to be integrated with an additional solar thermal installation to produce around 50% of the total annual heat supply.

This deliverable (appendix 5) explains the design process and cost elements for the hybrid storage. This is followed by performance calculations (Appendix 5, Chapter 8) of the up-scaled plant in Brædstrup and an economic analysis (Appendix 5, Chapter 9) for the combined BTES and PTES storage solution as well as the alternative options with full-scale pit storage and full-scale borehole installation.

The hybrid storage was designed as a thermal pit storage, which is built as an on-site underground tank cast on site in reinforced concrete with a water volume of 16,500 m³, surrounded by a borehole storage consisting of 420 boreholes with a depth of 46 m.

The total cost of the hybrid storage, comprising the borehole storage, the thermal pit storage in the middle, along with transmission lines along with the establishment of an additional heat pump amount to approximately DKK 58 million (excl. VAT), or approximately € 7.8 million (excl. VAT). The total investment is estimated at circa DKK 110.5 million (excl. VAT) which is an equivalent to around € 14.9 million. A detailed budget can be found in appendix 5, section 6.2.

The decision-making process for the choice of design for the thermal pit storage, is described in detail in appendix 5, chapter 5.

The development of the Brædstrup Fjernvarme plant with the integration of hybrid thermal energy storage is the most financially viable for the 25-year project timescale and with the financial support that can be obtained for the underground water tank and the borehole installation. The lowest heat tariff with a hybrid storage is typically achieved for circa 55% overall solar heat production.

The hybrid solution is outdistanced by the full-scale hot water pit storage investment with a reduced heat cost by between 80 DKK/MWh and 150 DKK/MWh, depending on the depreciation period and if the financial support is in place. This lower cost of heat with the pit storage, however, is achieved for much smaller solar coverage (~45%).

The investment of the full-scale boreholes installation results in heat tariffs 20 DKK/MWh or 40 DKK/MWh lower compared with the hybrid storage for the 20-year and 25-year depreciation, respectively. In the options with the financial support, the hybrid storage is a cheaper option than the BTES by between 15 DKK/MWh and 20 DKK/MWh.

It needs to be noticed that the heat prices are calculated only for heat produced by the extended plant and not for the entire system including conventional generators (gas boilers and CHP).

4. Dansk Sammendrag

Varme- og energisektoren i Danmark er i disse år i gang med en gennemgribende omstilling til vedvarende energi. Det omfatter bl.a. en kraftig udbygning med anlæg, der udnytter sol og vind samtidig med, at der også sker en udvikling af mulighederne for at anvende varmt vand fra undergrunden (geotermi). Imidlertid kan solvarme primært produceres i sommerhalvåret, mens vindmøllestrøm produceres endnu mere ujævnt, som vinden blæser. Derfor er en af de store udfordringer ved omstillingen til vedvarende energi at kunne lagre overskydende energi til der er brug for den, typisk om vinteren.

Energilagring er i dag allerede indbygget i de fleste varmforsyninger, dog med relativt små lagre, såkaldte buffer- eller akkumuleringstanke med varmt vand. Hvis det skal kunne gøre en forskel, er der imidlertid brug for store lagre til sæsonlagring af betydelige mængder af varme-energi. En nærliggende måde at lagre overskudsvarme på, er at benytte de geologiske lag i vores undergrund som depot for varmen. Herved spares bl.a. betydelig plads på overfladen, hvilket især kan være en fordel i byområder. Store fleksible varmelagre giver desuden muligheder for at udnytte overskudsvarme fra eksisterende industriproduktion, som ellers i mange tilfælde blot udledes til omgivelserne.

De senere års forskning har imidlertid vist, at det ikke er alle geologiske formationer, der er lige velegnede til at lagre varme, og det er derfor nødvendigt at tage højde for de lokale geologiske forhold, når man planlægger og dimensionerer et underjordisk varmelager. Blandt andet er der for hhv. åbne og lukkede anlæg betydelig forskel i kravene til de omgivende geologiske lag. Da fjernvarmeværker og andre energiproducerende virksomheder er spredt over hele landet, er det vigtigt at have et overblik over de lokale geologiske muligheder for at etablere et geologisk varmelager.

Formålet med projektet, der er støttet af Det Energiteknologiske Udviklings- og Demonstrationsprogram (EUDP), er at give fjernvarmeselskaber og andre varmeproducerende virksomheder værktøjer i form af kort og retningslinjer for at lette planlægning og opførelse af varmelagre i forbindelse med de eksisterende værker under hensyntagen til de geologiske forhold på stedet.

Projektet har bestået af tre faglige arbejdsopgaver:

I arbejdsopgave 1 er forskellige geologiske muligheder for varmelagring identificeret, og der er foretaget en screening for egnede lokaliteter. I arbejdet har der været særlig fokus på varmelagring i de øverste 250 m af den danske lagserie, og der er udviklet en interaktiv webapplikation, som varmeproducenter, rådgivere og myndigheder kan benytte til indledende at undersøge mulighederne i lokalområder af interesse. Mulighederne for varmelagring i udvalgte, dybereliggende sandstenformationer under Skrivekridtet er dog også undersøgt i et lokalt case studie.

Arbejdsopgave 2 omhandler energi- og miljømæssige aspekter af varmelagring i forskellige geologiske formationer. Arbejdet bygger på 3D termiske modelberegninger, som tager hensyn til både vand- og varmestrømning. For en række forskellige geologiske og temperatur-

mæssige scenarier er varmeudbredelsen og genindvindingsgraden m.m. . Ud fra modelresultaterne er der udledt simple værktøjer til at estimere disse parametre under andre forudsætninger.

Arbejdspakke 3 omhandler en undersøgelse af mulighederne for at udbygge det eksisterende pilot-borehulslager ved Brædstrup Fjernvarme. Forskellige muligheder for opgradering er undersøgt og de økonomiske konsekvenser er beregnet. Særligt er de tekniske og økonomiske muligheder for at etablere et såkaldt hybrid-lager undersøgt.

Projektgruppen har bestået af:

- De Geologiske Undersøgelser for Danmark og Grønland (GEUS)
- VIA-UC, Horsens
- PlanEnergi
- Brædstrup Fjernvarme
- Institut for Geoscience, Aarhus Universitet (AU)

En faglig følgegruppe har fulgt projektet. Den har bestået af repræsentanter fra:

- Dansk Fjernvarme
- Miljøstyrelsen
- Energistyrelsen
- Foreningen af Danske Brøndborere
- EUDP
- Aalborg Kommune
- Energirådgivende virksomheder
 - ATES a/s
 - ENOPSOL
 - GEO
 - Geologisk Rådgivning

Desuden har Aalborg Forsyning og Aalborg Portland bidraget med driftserfaringer og energidata.

4.1 Geologisk screening

Den danske undergrund udgøres af bløde aflejringer og hårdere bjergarter, der forekommer i forskellig dybde. Den generelle opbygning af undergrunden er velkendt fra en række nationale undersøgelser. Overordnet kan de potentielle reservoirer der er egnet til varmelagring deles i fire grupper:

1. Overfladenære aflejringer af ler, sand og grus (10 til 300 m u.t.)
2. Aflejringer af kridt og anden kalk (10 til 1000 m u.t.)
3. Dybereliggende reservoirer af sandsten (500 m til 1500 m u.t.)
4. Grundfjeld (Bornholm)

1) De overfladenære aflejringer består primært af sand, grus og ler, men omfatter sedimentter med meget forskellig sammensætning, såsom fed plastisk ler, rent kvartssand, usorteret sand og grus samt blandede moræneaflejringer m.m. Dette, kombineret med at både grundvandsforholdene og de termiske egenskaber af de forskellige aflejringer

varierer meget, resulterer i lokalt meget varierende muligheder for varmelagring. Imidlertid har anvendelse af en relativt stor mængde eksisterende geologiske data, bl.a. fra en detaljeret, national grundvandskortlægning, gjort det muligt at screene steder egnet til varmelagring.

2) I Danmark optræder Skrivekridtet med tykkelser på mellem 500 og 1500 m. Det er en porøs bjergart med lav permeabilitet. De øverste 10-20 m af kalken vil dog ofte være opsprækket og derved have en høj sekundær permeabilitet. Mulighederne for varmelagring i den dybere del af kalken er nærmere undersøgt af GEUS i et målrettet pilotstudie i området omkring København (Kristensen m. fl., 2017; EUDP projektnummer 64016-0014) og behandles derfor ikke nærmere i nærværende rapport. Her er alene foretaget en screening af mulighederne for varmelagring i den øverste del af kalken.

3) Lagserien under Skrivekridtet indeholder adskillige sandstenslag med potentielt gode reservoirgenskaber for varmelagring. Imidlertid ligger en landsdækkende evaluering af lagringspotentialer i disse lag uden for rammerne af nærværende projekt. I stedet er der foretaget et case-studie af lagringsmuligheder i kendte sandsten under Aalborg, (Appendiks 2 og 4).

4) På Bornholm findes områder med hårde grundfjeldsbjergarter, der potentielt også vil kunne bruges til varmelagring. Erfaring med varmelagring i grundfjeld findes bl.a. i de øvrige skandinaviske lande, se appendiks 1 for referencer.

Resultaterne af den udførte screening præsenteres på en af GEUS udviklet WebGIS applikation sammen med relevante baggrundsdata. Denne applikation giver varmeforsyninger, myndigheder og rådgivere mulighed for nærmere at vurdere mulighederne og planlægge videre undersøgelser lokalt.

4.1.1 Lagertyper

Kravene til de geologiske forhold afhænger af hvilken lagringsteknologi, der benyttes. Overordnet kan opregnes fire teknologier / anlægstyper, som kan anvendes til varmelagring i undergrunden:

Aquifer Thermal Energy Storage (ATES)

Med ATES teknologien lagres grundvand (opvarmet til maksimalt 20°C) i vandførende lag i den nære undergrund til senere genindvinding. Denne type anlæg kræver et sikkert kendskab til udbredelse af det pågældende grundvandsmagasin samt til de hydrologiske og grundvandskemiske forhold i magasinet. ATES anlæg reguleres af Bekendtgørelse om varmeindvindingsanlæg og grundvandskøleanlæg. I bekendtgørelsen stilles bl.a. krav til temperaturer, geologiske forundersøgelser og indledende modelberegninger for at få tilladelse til et anlæg.

High Temperature Energy Storage (HTES)

Ved HTES lagres energi i undergrunden som varme ved injektion af opvarmet vand ved høje temperaturer (ofte over >60°C). For at beskytte overfladenære grundvandsressourcer vil der i praksis langt overvejende være tale om anvendelse af vandførende lag

dybere end 300 m u.t. Bortset herfra svarer principperne bag lagring og indvinding stort set til ATES, men de relevante lag vil i forvejen ofte have en forhøjet temperatur og til dels også være under et forhøjet tryk. Grundlæggende kræves et solidt kendskab til de potentielle reservoirer og dæklags sammensætning samt deres hydrauliske og termiske egenskaber. Oftest er reservoirets effektive porøsitet den afgørende faktor for effektiviteten af et anlæg.

Borehole Thermal Energy Storage (BTES)

BTES anlæg kaldes også for borehulslagre og består af borer med indstøbte, lukkede varmeslanger, som anlægges relativt tæt i en klynge. Ved cirkulation af en opvarmet væske i slangerne opvarmes den omgivende formation. Genindvinding sker ved at cirkulere en relativt kold væske, der opvarmes fra formationen. Da det er vigtigt, at den lagrede varme så vidt muligt forbliver indenfor selve lageret, må der kun være meget begrænset grundvandsstrømning gennem varmelageret. Det betyder, at bestemte geologiske miljøer er mere velegnede end andre. Det drejer sig (under danske forhold) primært om:

Hybride varmelagre

I hybride varmelagre kombineres fordelene ved borehulslagre til sæsonlagring med fordelene ved lagring i vandtanke. Som princip er der tale om en nedgravet central vandtank omgivet af et borehulslager. Lagring og forbrug sker via varmeudveksling med det centrale vandlager. Herved kombineres lagerkapaciteten i borehulslagret med muligheden for hurtigere lagring og forbrug af varme fra vandtanken. Som ved et traditionelt borehulslager ønskes den opmagasinerede varme så vidt muligt bibeholdt i lageret, hvorfor grundvandsstrømning omkring lageret er uønsket. De geologiske krav til placering af et hybridlager svarer således til kravene til et borehulslager, se ovenstående.

4.1.2 Screening af lagringsmulighederne i den nære undergrund

Den udførte screening bygger på eksisterende geologiske og administrative data tilgængelige hos GEUS, Danmarks Miljøportal og Miljøstyrelsen. Den har overordnet sigtet mod at kortlægge dels overfladenære områder med egnede vandførende lag til ATES, dels overfladenære områder med begrænset grundvandsstrømning til BTES. Resultaterne af den udførte screening kan ses på en til formålet udviklet WEB applikation sammen med relevante geologiske og administrative hjælpetemaer, <http://data.geus.dk/geusmap/?mapname=varmelagring>, se appendiks 1.

Der er ved screeningen kortlagt tre overordnede typer af egnede vandførende lag:

- Sandlag nær terræn
Her er det tilstræbt at udpege større, sammengængende lag af sand og grus nær overfladen. Udpegningen bygger dels på det geologiske Jordartskort (1:200.000), dels på udvalgte data fra den geofysiske database GERDA. I alt findes 264 varmeproducerende anlæg indenfor denne områdetype.
- Kalk nær terræn
Områder, hvor kalkoverfladen træffes mindre end 25 m under terræn, er kortlagt ud fra undergrundsbjergarternes udbredelse og højdeforhold. De udpegede områder træffes primært langs Limfjorden, ved Mariager, på Djursland samt på det østlige Sjælland, Lolland og det østligste Fyn, I alt findes 103 varmeproducerende anlæg indenfor denne type område.
- Dybere vandførende lag uden særlige drikkevandsinteresser
Med henblik på at kortlægge områder, der potentielt kan være egnede til forsøgsmæssig varmelagring ved højere temperaturer end de 20 °C, er en række dybere sandforekomster uden særlige drikkevandsinteresser udpeget. Områderne er fundet ved hjælp af eksisterende geologiske lokalmodeller opstillet i forbindelse med den nationale grundvandskortlægning. Endvidere er benyttet eksisterende grundvandskemiske analyser til at finde indikationer på ringe, naturlig vandkvalitet. I alt er der udpeget 9 områder, som primært indeholder miocæne formationer af kvartssand med begrænset grundvandskvalitet. Inden for disse områder træffes 25 varmeproducerende anlæg.

Der er ved screeningen endvidere kortlagt tre overordnede områdetyper med begrænset grundvandsstrømning:

- Områder med en tyk umættet zone
Der er på baggrund af vandstandspeglinger og terrænmodel kortlagt områder med mere end 20 m, henholdsvis 30 m til grundvandsspejlet. De fundne områder er på grund af de naturgivne højde- og grundvandsforhold primært beliggende i Jylland øst for Hovedopholdslinjen. På baggrund af monitoringsresultater fra borehulslageret i Brædstrup, der viser begrænsede temperaturstigninger under lageret, vurderes det, at borehulslagere ved rigtig projektering og monitorering forsvarligt kan opføres indenfor et område med særlige drikkevandsinteresser (OSD). OSD indgår således i de kortlagte områder. I alt er der fundet 70 varmeproducerende anlæg inden for denne type område.
- Plastisk ler nær terræn

I områder med tæt plastisk ler forventes ingen grundvandsstrømning og dermed heller ikke grundvandsinteresser. Disse områder forventes umiddelbart at kunne benyttes ved etablering af borehulslagere. De udpegede områder, hvor der er mindre end 25 m fra terræn til det plastiske ler, er fundet i et bælte fra den vestlige Limfjord over Himmerland og videre sydpå langs den østjyske kyst. Endvidere træffes enkelte områder på Fyn og Sjælland. I alt 23 varmeproducerende anlæg findes inden for denne områdetype.

- Områder med grundfjeld

På Bornholm træffes fast grundfjeld af granit, gnejs og hårde sandsten nær terræn på over det meste af øen. Overordnet forventes disse bjergarter fra et stykke under overfladen at være relativt tætte, og varmelagring forventes primært at kunne ske i borehulslagre. Der er ved screeningen registreret 7 varmeproducerende anlæg indenfor områder med hårdt grundfjeld. Nogle af disse ligger dog indenfor OSD, hvilket der må tages højde for ved forundersøgelser til et eventuelt anlæg.

4.1.3 Screening af lagringsmulighederne i dybe sandstensformationer

Ved vurderingen af mulighederne for geologisk varmelagring i dybereliggende formationer er en vurdering af formationernes indhold af rene sandstenslag, disse lags tykkelse, porøsitet og permeabilitet i det pågældende område væsentlige, for at vurdere potentialet for lagring i de enkelte formationer. I undersøgelsen er potentialet for varmelagring i henholdsvis Frederikshavn, Haldager Sand og Gassum formationerne i det centrale Aalborg vurderet. Indenfor interesseområdet ligger Frederikshavn og Haldager Sand formationerne generelt set i en dybde af 700–1000 meter, hvorimod Gassum Formation ligger dybere (ca. 1,5 km). De udførte analyser af det tilgængelige datamateriale viser, at Frederikshavn, Haldager Sand og Gassum Formationerne alle har potentiale for lagring af varmt vand. Indenfor hver geologisk formation er selve reservoirbjergarten opbygget af en række sandstenslag, der er karakteriseret ved høj porøsitet og permeabilitet. Herudover vurderes det, at den samlede tykkelse af potentielt reservoirsand indenfor den enkelte formation er tilstrækkelig stor til at tilvejebringe det nødvendige volumen for eventuel varmelagring. Denne vurdering understøttes af de beregnede transmissiviteter og af de geologiske beskrivelser af reservoirsandstenene. En kombineret tolkning af borehulsmålinger og kerneanalyser viser dog, at sandstenslagene i Haldager Sand og Gassum formationerne alt andet lige har bedre reservoirgenskaber end sandstenslagene i Frederikshavn formationen. Transmissiviteten er produktet af permeabilitet og tykkelsen af potentielt reservoirsand. Transmissiviteten for Frederikshavn Formation er i størrelsesordenen 10–15 Darcy-meter, hvorimod transmissiviteten for både Haldager Sand og Gassum Formation er omkring 40–90 Darcy-meter. På baggrund af de beregnede værdier anses Haldager Sand og Gassum formationerne for særligt velegnede til varmelagring. Forhold som dybde, temperatur, permeabilitet, mineralogi og intern lagdeling kan spille ind på det endelige valg. I og omkring Aalborg er mængden og kvaliteten af de seismiske data dog ringe, og usikkerheden på den eksisterende kortlægning er derfor relativt stor. Forud for en eventuel boring anbefaler GEUS, at der indsamles nye seismiske data med henblik på at få en bedre bestemmelse af dybden til – og tykkelsen af – de potentielle reservoirer, samt identifikation af eventuelle forkastninger. Nye seismiske data er nødvendige, hvis kortlægningen af undergrunden skal forbedres. Disse nye data vil kunne bidrage til at nedsætte usikkerheden på dybder og tykkelser af reservoirerne, og muliggøre en bedre vurdering af deres kontinuitet. Selv mindre forkastninger kan bryde kontinuiteten, men kun større forkastningssystemer kan kortlægges ud fra de eksisterende seismiske data.

4.2 Modellering af varmelagring

Modellering af geologisk varmelagring har dels omfattet beregningsstudier for ATES og BTES anlæg i den nære undergrund, dels et pilotstudie af mulighederne for varmelagring i dybere sandstenslag ved Aalborg. De to arbejder er nærmere beskrevet i henholdsvis appendiks 3 og 4.

4.2.1 Modellering af varmelagring i den øvre danske undergrund

Dette arbejde omfatter beregningsstudier af lukkede (BTES) og åbne (ATES) jordvarmeanlæg, hvor indflydelsen af de geologiske og termiske forhold på mulighederne for varmelagring og indvinding undersøges for den øverste kilometer af den danske undergrund. I beregningerne antages der intensiv drift med vedvarende, højtemperaturlagring efterfulgt af afladning med lav temperatur. Varmepumpens bidrag er ikke inkluderet i de beregnede energimængder. Resultaterne fra de tidskrævende modelberegninger er samlet i et simpelt beregningsværktøj, der kan anvendes til en indledende vurdering af lagringsmulighederne for konkrete forhold ved anvendelse af BTES.

For de lukkede BTES-lagre undersøges mulighederne i de mest almindeligt forekommende bjergarter, som træffes indenfor den øverste kilometer af den danske undergrund. Disse omfatter, sand, grus og ler fra Kvartær og Tertiær tiderne samt underliggende kalkaflejringer og grundfjeld, der træffes overfladenært på Bornholm.

BTES-jordvarmeanlæg er skalérbare lagringssystemer, der kan lagre energi til forsyning af nogle få og op til tusinder af husstande (10 MWh/år-100 GWh/år). Effektiviteten er højere for store lagre (76%-96%) end for små lagre (45%-83%), hvilket primært afhænger af forholdet mellem lagervoluminet og overfladearealet, hvorfra der sker varmetab. Mulighederne for genindvinding af den lagrede varme afhænger ligeledes af varmeledningsevnen og dermed geologien. For sedimenter med en relativt lav varmeledningsevne, forringes mulighederne for varmelagring, hvilket skyldes dels en større træghed i varmetransporten, dels at den uforstyrrede lagertemperatur er højere som følge af en større geotermisk gradient (den naturlige temperaturstigning med dybden som følge af varmetransport fra jordens indre). Ved øget varmeledningsevne forbedres lagringsmulighederne, men varmetabet til omgivelserne stiger uforholdsmæssigt med forringet effektivitet til følge. Som følge heraf opnås den bedste energifåsætning i grundfjeld, men mulighederne for genindvinding herfra er ringest.

For BTES-anlæg, der ikke er i umiddelbar nærhed af vandførende lag, vurderes den temperaturpåvirkede afstand fra lagerets yderkant simpelt med kendskab til den termiske diffusivitet. Generelt er omgivelserne kun i ringe grad temperaturpåvirkede ved geologisk varmelagring med forseglede jordvarmevekslere. Det skyldes, at den termiske diffusivitet af geologiske sedimenter er relativt lav – i omegnen af $10^{-7} - 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$ - hvilket betyder at varmetransport heri foregår yderst langsomt.

For ATES-anlæg undersøges lagringsmulighederne for et enkelt sæt af borer (en dublet). Opskalering kan foretages ved at øge antallet af dubletter under hensyntagen til de sædvanlige afstandskrav, der forhindrer termisk kortslutning borerne imellem. I forhold til myndighedsbehandlingen af ansøgninger om anlægstilladelse til ATES skal indledende beregninger

kunne estimere temperaturpåvirkningen af lagerets omgivelser ved drift samt 10 år efter driftsstop.

Parameterstudiet af ATES-anlæg viser, at den hydrauliske ledningsevne og tykkelse af grundvandsmagasinet har størst betydning for mulighederne for energilagring og indvinding. Lagrings- og indvindingsenergien for de betragtede dubletter varierer således imellem godt 5 til 28.000 MWh ved en minimumseffekt på mellem 1 og 6.100 kW. Lagre i grundvandsmagasiner med relativt ringe hydraulisk ledningsevne har en forholdsvis lav kapacitet og effektivitet og er særligt påvirket af den uforstyrrede lagertemperatur. Her er lagringsmulighederne særligt gode i kolde, overfladenære magasiner, hvorimod de dybere og dermed varmere magasiner er velegnede til varmeindvinding. Effektiviteten stiger i takt med den hydrauliske ledningsevne, men er særligt følsom over for tilstedeværelsen af naturlig grundvandsstrømning. Således falder effektiviteten drastisk (med op til 56%) i højtydende grundvandsmagasiner, hvor der forekommer naturlig grundvandsstrømning. Temperaturpåvirkningen af omgivelserne ved drift af ATES-anlæg kan vurderes simpelt med og uden naturlig grundvandsstrømning. Her henvises der til ligning 9 og 15 i appendiks 3.

4.2.2 Modellering af varmelagring i dybere sandstenslag ved Aalborg

Undersøgelserne omfatter modelberegninger for geologisk varmelagring i relativt dybtliggende sedimentære reservoirer og Aalborg-området er udvalgt til illustration af varmelagring i sådanne dybe reservoirer. Modelsimuleringer bygger således på de konkrete undergrundsgeologiske forhold og kendte reservoirer her. Modelmæssige randbetingelser i form af lagringstemperaturer og perioder for opladning og afladning af reservoirsystemet er baseret på ønsker fra Aalborg Forsyning.

Der er gennemført numerisk reservoirsimulering for tre udvalgte geologiske formationer, hhv. Frederikshavn, Haldager Sand og Gassum Formationerne. Disse er beliggende indenfor et relevant dybdeinterval (ca. 700 – 1500 m), og er alle vurderet til at have gode reservoirgenskaber med intervaller af sandsten med tilstrækkelig høj transmissivitet. Reservoirformationerne er omgivet af lag med meget lav permeabilitet. Temperaturen af undergrunden i Aalborg-området estimeres indledningsvist med en varmetransportmodel, der baseres på information fra borer i området og inkluderer den såkaldte palæoklimatiske temperatureffekt, der er betydelig i det betragtede dybdeinterval.

Der er beregnet naturlige temperaturer på henholdsvis 26,7 °C i midten af Frederikshavn Formationen, 31,7 °C i midten af Haldager Sand Formationen og 49,9 °C i midten af Gassum Formationen. Temperaturer beregnet med denne model anvendes som startbetingelse i lagringsmodellerne. Til simuleringerne af lagring er benyttet vand- og varmetransportmodellen FEFLOW. Alle beregninger er gennemført for et lagringsscenario med to borer, en lagringsboring ("varm boring") og en "kold boring" i tilstrækkelig stor indbyrdes afstand, der sikrer, at der ikke sker termisk kortslutning mellem de to borer. Der gennemføres simulering med sæsonlagring fra "sommerperiode" til "efterår/vinterperiode" over en samlet driftsperiode på op til 7 år.

Der indgår to temperaturscenarier. I det første scenarie lagres der varme med 65 °C varmt vand til reservoiret i en periode på 90 dage i perioden med varmeoverskud (14. juni til 12. september). Fra den 1. oktober til den 15. april genindvindes der varme fra reservoiret, og via varmepumper sker der en afkøling (ned til 15 °C) af det vand, der injiceres til reservoiret i den kolde boring. I de mellemliggende perioder er systemet i dvale. I det andet temperaturscenarie lagres der ved 80 °C til reservoiret, mens der ved genindvinding, uden brug af varmepumpe, injiceres vand ved 40 °C i den kolde boring. Perioder med opladning og afladning af lageret er de samme i de to scenarier.

Modelsimuleringerne giver oplysninger om vand- og varmestrøm samt temperaturfordeling i og omkring reservoirene ved de to borer. Da der lagres energi ved temperaturer, der generelt er væsentligt højere end de aktuelle undergrundstemperaturer, vil der i varierende grad, afhængig af temperaturforskelle, ske et varmetab i systemet. Der indvindes mindre energi end der lagres. Med kendskab til modelleret temperatur over tid i lagringsboringen og med de aktuelle flowrater, injektionstemperaturer og tidsperioder, er genindvindingsfaktoren beregnet. Den er defineret som forholdet mellem den lagrede og den indvundne energi pr. sæson. Faktoren afspejler dog ikke generelt det reelle varmetab i reservoirsystemet, da "den lave referencetemperatur" ikke er helt identisk ved opladning og afladning af systemet. Anvendelsen af varmepumpe bidrager i flere tilfælde til en relativ høj "genindvinding".

For første opladnings- og afladningsperiode i temperaturscenarie 1 beregnes genindvindingsfaktoren til 0,69 (svarende til 69 %) for Frederikshavn Formationen, 0,72 for Haldager Formationen og 0,93 for Gassum Formationen. Ved temperaturscenarie 2 bliver temperaturforskellene væsentligt større, hvilket medfører et større varmetab. Indvindingsfaktoren er her på 0,40 for Frederikshavn Formationen, 0,42 for Haldager Formationen og 0,70 for Gassum Formationen. Under indvinding af varmt vand fra reservoiret falder temperaturen i den varme boring ikke helt tilbage til de oprindelige formationstemperaturer i lagringsboringen. Det medfører efterfølgende lavere temperaturforskelle mellem det lagrede varme vand og omgivelserne og dermed lavere varmetab til omgivelserne og højere produktionstemperaturer fra år til år. De højere temperaturer medfører således en højere genindvinding. For 7. års lagring og produktion er den modellerede indvindingsfaktor steget til 0,85 i både Frederikshavn og Haldager reservoiret og til 0,98 i Gassum reservoiret ved temperaturscenarie 1. Ved temperaturscenarie 2 er faktoren 0,67 for Frederikshavn reservoiret, 0,66 for Haldager reservoiret og 0,84 for Gassum reservoiret. Efter 7 års lagring og produktion er temperaturen steget til 45,3 °C i midten af Frederikshavn reservoiret, 47,9 °C i Haldager reservoiret og 57,0 °C i Gassum reservoiret ved temperaturscenarie 1. Ved temperaturscenarie 2 er temperaturerne steget til 52,6 °C i Frederikshavn reservoiret, 55,3 °C i Haldager reservoiret og 64,2 °C i Gassum reservoiret. Den lavere temperaturforskel mellem reservoir og det lagrede vand i dybere reservoirer bevirker et mindre varmetab og dermed større genindvinding, som det tydeligt er illustreret for Gassum reservoiret sammenlignet med de to mere overfladenære reservoirer. Til gengæld vokser boreomkostninger væsentligt med dybden og dermed lagerets etableringsomkostninger.

Aalborg Forsyning har ønsket en beregningsmæssig vurdering af mulighederne for at etablere et geologisk varmelager med en effekt på 32 MW, herunder antallet af boringspar (kold og varm). For temperaturscenarie 1 vil de 32 MW kræve 4 boringspar i de første lagringsår for Frederikshavn- og Haldager-reservoiret; herefter kan den ønskede effekt leveres af 3 boringspar. For Gassum-reservoiret er det nødvendigt med 4 boringspar i hele driftsperioden.

For temperaturscenarie 2 er der behov for 4 boringspar for alle tre reservoirer. For at kunne lagre den aktuelle mængde energi ved "udveksling af overskudsvarme" til det relativt kolde vand fra reservoirer, er det formentlig hensigtsmæssigt, at der anvendes en varmepumpe til udvinding af varme og afkøling af reservoirvandet, især i de første år. Alternativt kan der anvendes en længere indkøringsperiode i form af energiudnyttelse som traditionelt geotermisk anlæg med injektion af det afkølede vand i "den kolde boring". Det er særligt relevant for temperaturscenarie 1 og de relativt høje temperaturer i Gassum-reservoirer. Modellering med en indledende fase på 2 år som geotermisk produktionsanlæg, med en injektionstemperatur på 15 °C, indikerer, at antallet af boringspar kan reduceres fra 4 til 3.

Relativt dybe sedimentære reservoirer synes at være velegnede til sæsonbaseret lagring af varme. Sammenlignet med lagring i overfladenære geologiske reservoirer er der, foruden en begrænset risiko for miljømæssige gener, et reduceret energitab til omgivelserne og dermed højere genindvinding. Som det fremgår, er indvindingen markant større ved udnyttelse af Gassum reservoirer sammenlignet med Frederikshavn og Haldager reservoirerne. Den højere indvinding skal dog sammenholdes med højere etableringsomkostninger. Det ligger uden for rammerne af denne opgave, at vurdere sådanne økonomiske forhold. Afslutningsvist skal det nævnes, at modelresultaterne er opnået med givne modelantagelser, herunder at der i området findes reservoirer i dybder og med tykkelser og reservoireregenskaber, der muliggør produktion og injektion af reservoirvand med de aktuelle flowrater og temperaturer. Der er næppe tvivl om, at reservoirerne er til stede i området og med temperaturer tæt på de modellerede værdier. For nærmere at vurdere en realisering af et lager, er det nødvendigt, at undergrunden i området undersøges nærmere, specielt med hensyn til reservoirdybder og reservoireregenskaber. Nye state-of-the-art seismiske undersøgelser vil kunne bidrage med yderligere viden forud for etablering af nye boringer. Information fra boringer med de relevante reservoirtests, vil kunne understøtte langtidsprognoser for lageret.

4.3 Eksisterende lovgivning

Geologisk varmelagring reguleres overordnet af i Miljøbeskyttelseslovens kapitel 3 om beskyttelse af jord og grundvand, (LBK nr. 1121 af 03/09/2018) suppleret af "VVM Bekendtgørelsens" regler om "Dybe boringer på >10 m" og "industrieanlæg til fremstilling af elektricitet, damp og varmt vand" (LBK nr. 1225 af 25/10/2018).

Specifikt reguleres grundvandsbaserede energianlæg i den nære undergrund af Bekendtgørelse om varmeindvindingsanlæg og grundvandskøleanlæg (p.t. BEK nr. 1716 af 15/12/2015) og subsidiært af Vandforsyningsloven efter hvilken, der gives indvindingstilladelse. Det gælder også for ATES anlæg med et element af sæsonmæssig varmelagring. Ved afledning via boring til grundvandsmagasinet må afløbstemperaturen ikke overstige 25 °C og i gennemsnit over en måned ikke højere end være 20° C. I bekendtgørelsen stilles desuden en række specifikke krav til geologiske forundersøgelser.

Endelig reguleres borearbejde i den nære undergrund og tilhørende indberetning til GEUS af Bekendtgørelse om udførelse og sløjfning af boringer og brønde på land (BEK nr. 1260 af 28/10/2013).

En gennemgang af lovkomplekset har ledt til følgende overordnede konklusioner og anbefalinger:

- Flere lagertyper er ikke dækket ind under de anlægsspecifikke bekendtgørelser og tilladelser gives primært efter Miljøbeskyttelseslovens generelle regler for jord og grundvand suppleret med VVM bekendtgørelsens regler. Med henblik på give bygherre og myndigheder et bedre overblik over, hvad en ansøgning kræver, hvilke kriterier der lægges til grund for en afgørelse og hvilke krav der bør stilles til et bestemt anlæg, anbefales det, at der udarbejdes en eller flere vejledninger, som præciserer retningslinjerne for at give tilladelse til de enkelte lagertyper ud fra en samlet præsentation af lovgrundlag og faglig viden.
- Specifikt anbefales det, at ATES anlæg eksplicit skrives ind i bekendtgørelsen om varmeindvindingsanlæg og grundvandskøleanlæg.
- På baggrund af lovende resultater fra et tidlige pilot studie anbefales det, at der åbnes op for og tilskyndes til supplerende undersøgelser af de eventuelle miljømæssige effekter ved lageranlæg, hvor der injiceres vand over 20° C i grundvandsmagasiner med forskellige kemiske og mikrobielle sammensætninger.

4.4 Upskalering af et hybridt pilot-varmelager i Brædstrup

Formålet med arbejdet er at undersøge forskellige tekniske løsninger og konfigurationer for et underjordisk placeret hybridt lagringsanlæg ved Brædstrup Fjernvarmeværk. Som et alternativ hertil overvejes to andre potentielle investeringsscenarier gennem sammenligning med tidligere lageropsætninger. Dette omfatter et fuldskaleret dampvarmelager og et fuldskaleret borehulslager.

De undersøgte teknologier for et varmelager forventes at blive integreret med installation af solpaneler, hvilket vil udvide det eksisterende panelareal på 18.600 m² og dermed udgøre 50 % af den samlede varmeforsyning.

Det hybride lagringsystem er designet som et varmelager, hvor en underjordisk betonstøbt beholder, med et vandvolumen på 16.500 m³, omgives af et borehulslager bestående af 420 borehuller med en dybde på 46 m.

I appendiks 5 beskrives konstruktionsprocessen og de estimerede investeringsomkostninger for det hybride lager nærmere. Beslutningsprocessen for valg af konstruktionsprincipper er beskrevet i detaljer i kapitel 6 i dette appendiks. Yderligere findes et detaljeret budget i afsnit 6.2.

Efterfølgende er der opsat beregninger for ydeevnen og optimeringen af varmelageret med tilhørende solvarmepaneler for fjernvarmeværket i Brædstrup (appendiks 5, kapitel 8). Den økonomiske analyse af det kombinerede vand- og borehulslager, såvel som alternativet for fuldskalerede løsninger, er præsenteret og sammenlignet gennem scenarier i kapitel 9.

De totale økonomiske omkostninger for det hybride lager, består af et borehulslager med en vandtank i midten, transmissionsledninger og etableringen af yderligere en varmepumpe, beløber sig til ca. 58 millioner kr. eksklusiv moms, eller hvad der svarer til ca. 7,8 millioner €. Den samlede investering er anslået til ca. 110,5 millioner kr. eksklusiv moms, hvilket svarer til ca. 14,9 millioner €.

Udviklingen af Brædstrup Fjernvarmeværk vil med integration af hybridvarmelagering være økonomisk levedygtigt i 25 år med den støtte, som forventes ydet til undergrundsvandbeholderen og borehulsinstallationen. Den laveste varmetarif ved hybrid lagring, opnås typisk for 55% solvarmeproduktion.

Den hybride lageringsløsning bliver dog distanceret af et fuldskaleret dampvarmelagers investering, med en reduceret varmeomkostning på mellem 80 og 150 DKK/MWh, afhængig af afskrivningsperioden eller om den finansielle støtte er på plads. Denne lavere varmeomkostning ved dampvarmelageret opnås dog for en meget mindre soldækning (~45%).

Investeringen i et fuldskala borehulslager resulterer i varmetariffer, der er mellem 20 og 50 DKK/MWh mindre, sammenlignet med det hybride lagringssystemes varighed 20 år eller 25 år. Blandt mulighederne, som kan få finansielle støtte, er hybridlageret billigere end BTES med ca. 15-20 DKK/MWh.

Det skal dog bemærkes, at varmepriserne kun beregnes for det udvidede anlæg, og dermed ikke for hele systemet, herunder konventionelle generatorer (gaskedler og kraftvarme).