



AALBORG UNIVERSITY
DENMARK

Aalborg Universitet

Documentation for Scenarios in the 2050 Aalborg Energy Vision

Thellufsen, Jakob Zinck; Lund, Henrik; Sorknæs, Peter; Nielsen, Steffen; Østergaard, Poul Alberg

Creative Commons License
Unspecified

Publication date:
2019

Document Version
Accepted author manuscript, peer reviewed version

[Link to publication from Aalborg University](#)

Citation for published version (APA):
Thellufsen, J. Z., Lund, H., Sorknæs, P., Nielsen, S., & Østergaard, P. A. (2019). *Documentation for Scenarios in the 2050 Aalborg Energy Vision*.

General rights

Copyright and moral rights for the publications made accessible in the public portal are retained by the authors and/or other copyright owners and it is a condition of accessing publications that users recognise and abide by the legal requirements associated with these rights.

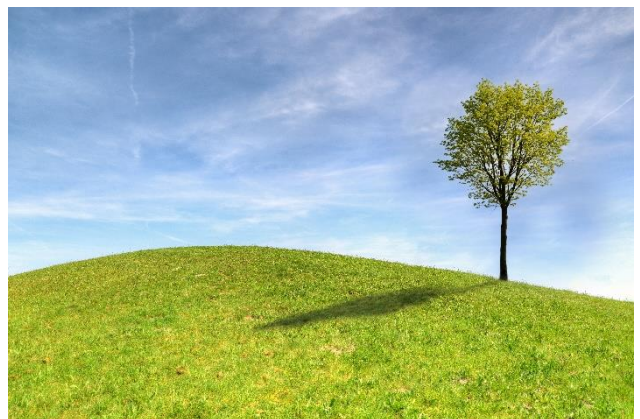
- Users may download and print one copy of any publication from the public portal for the purpose of private study or research.
- You may not further distribute the material or use it for any profit-making activity or commercial gain
- You may freely distribute the URL identifying the publication in the public portal -

Take down policy

If you believe that this document breaches copyright please contact us at vbn@aub.aau.dk providing details, and we will remove access to the work immediately and investigate your claim.



DOCUMENTATION FOR SCENARIOS IN THE 2050 AALBORG ENERGY VISION



AALBORG UNIVERSITET

Table of contents

Documentation for Scenarios in the 2050 Aalborg Energy Vision	3
Documentation of Regulation	24
Potentielle overskudsvarmekilder i Aalborg Kommune	26
Geotermi i Aalborg Kommune	30
Biogas, forgasning og affaldsforbrænding i Aalborg Kommune	34
Industriel kraftvarme, Nordjyllandsværket, vindkraft, kedler mm	36

“Smart Energy Aalborg - Energivision for Aalborg Kommune 2050” was made by researchers from Aalborg University on the request of and in collaboration with Aalborg Municipality. This report “Documentation for Scenarios in the 2050 Aalborg Energy Vision” documents some of the background details behind the report.

1 Documentation for Scenarios in the 2050 Aalborg Energy Vision

Authors: Jakob Zinck Thellufsen, Henrik Lund, Peter Sorknæs, Steffen Nielsen, David Drysdale, Poul Alberg Østergaard

1.1 2016 scenario based on the Energy Balance

The point of departure for modelling the 2050 Aalborg Energy Vision is to identify the current energy demands and supply in Aalborg Municipality. This is done based on the energy balance for Aalborg Municipality created by PlanEnergi [1]. Find the numbers in Appendix 1.

To distribute the district heating demands, this is based on a 3-year average demand profile for the central district heating area in Aalborg, from the years 2015, 2016 and 2017.

Electricity demand is based on time series data for Aalborg Municipality in 2007, which in this case also goes for wind energy distribution.

In this scenario, all local demands are associated to Aalborg Municipality, meaning Aalborg Portland's energy demand is associated with Aalborg Portland.

Based on these numbers, the 2016 current energy system in Aalborg Municipality is modelled in EnergyPLAN. To compare the model to the actual balance, the key numbers used for validation are:

- Coal used for the central combined heat and power plant (Nordjyllandsværket) when producing heat and electricity.
- CO₂ emissions
- Fuel balance

The fuel balance can be found in Figure 1. In terms of CO₂ emissions, the energy balance estimates a total of 2.601 Mton CO₂. The EnergyPLAN model estimates 2.679 Mton CO₂. Nordjyllandsværket used for 2,237 GWh of coal in 2016 for combined heat and power production according to the energy balance. EnergyPLAN estimates the consumption to 2,260 GWh.

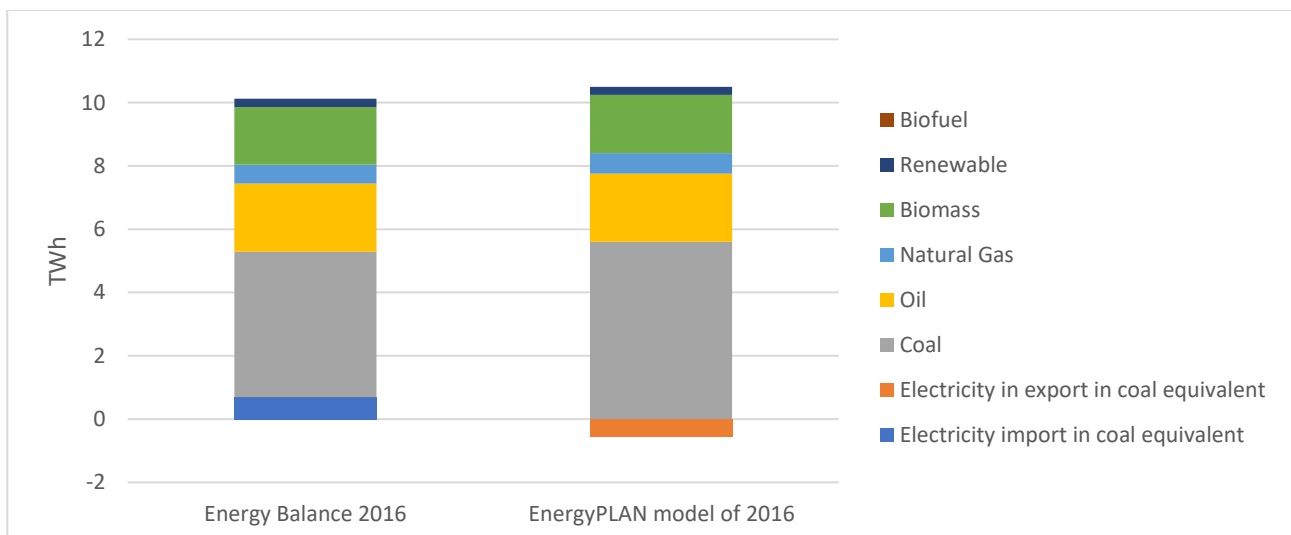


Figure 1. Comparison of the Energy balance 2016 and the model of Aalborg 2016

For the 2016 scenario, the following generation capacities and efficiencies for power and district heating production are assumed.

Table 1. Capacities in the 2016 reference.

	Electric capacity	Thermal capacity	Efficiencies
Nordjyllandsværket (Extraction mode PP)	380 (323 in backpressure)	422	Electric: 0.47 condensing, 0.39 backpressure thermal: 0.51
Decentral CHP	21.6	30	0.39 electric, 0.55 thermal
Wind power (onshore)	95	-	Capacity factor: 0.29
Solar power	25	-	Capacity factor: 0.08

1.2 2018 scenario with updated heat, electricity, transport and industry demands

The Aalborg Energy Vision is situated within the framework of the IDA Energy Vision 2050. This is done to be able to model savings and efficiency increases in the electricity, industry and transport sector. Furthermore, the Aalborg Energy Vision utilizes an analysis of energy saving potential in the actual building mass in Aalborg Municipality. The 2016 scenario is therefore updated to a 2018 scenario.

The inputs are the same as the 2016 scenario, besides the heat, electricity, transport and industry demands are updated accordingly.

1.2.1 Updated electricity, transport and industry demands

To identify updated electricity, transport and industry demands, the study allocates Aalborg's share of national Danish electricity, transport and industry demands. This is done based on population share. Based on 2016 numbers, Aalborg Municipality has 212 thousand inhabitants where Denmark has 5.7 million inhabitants. This equals a population share 3.7%.

For the electricity demand, this results in a lower consumption, which mainly is explained by a lower industry demand. The transport demand does not change a lot compared to the initial 2016 number given in the energy balance. The industrial energy demands are lower due to Aalborg no longer having the main responsibility for the energy demand for Aalborg Portland. On the other hand, Aalborg also takes its share of covering the demand for industries situated outside Aalborg Municipality.

In table 2 the new numbers for the electricity, transport and industry demands can be found, compared to the numbers in the energy balance.

Table 2. Demands of 2016 input in EnergyPLAN

[TWh]	2016 energy balance	Inputs based on population share
Electricity demand	1.51	1.15
Jet fuel demand	0.43	0.40
Diesel demand (including biodiesel)	1.04 (1.10)	1.05 (1.12)
Petrol demand (including bioethanol)	0.54 (0.56)	0.60 (0.62)

Electricity for transport	0.00	0.01
Coal for industry and various	2.35	0.62
Oil for industry and various	0.10	0.04
Natural gas for industry and various	0.42	0.11
Biomass for industry and various	0.92	0.26

1.2.2 Updated heat demands

As described in the heat saving analysis documentation, the Aalborg Energy Vision is based on an analysis of the savings potential in Aalborg Municipality. This is made on the specific buildings within the municipality. The heat demand in the 2018 model is therefore based on a heat atlas with heating demands calculated based on the BBR database. This allows for the specific savings analysis described in the heat saving analysis documentation. See table 3 for the concrete changes to the heating demand.

From the numbers it is possible to see that the district heating demand is similar between the two data sets. It does however change the distribution between the different individual heating technologies.

Table 3. Individual heating demands

	2016 energy balance	Inputs based on heat atlas
Heat demand for oil boilers	0.04	0.19
Heat demand for natural gas boilers	0.03	0.07
Heat demand for biomass boilers	0.22	0.06
Heat demand for electric heating	0.012	0.06
Heat demand for heat pumps	0.004	0.03
Heat demand in decentral district heating	0.11	0.10
Heat demand in central district heating	1.52	1.51

Based on these updated numbers, the fuel balance changes for the system. The updated balance for the 2018 model can be found here:

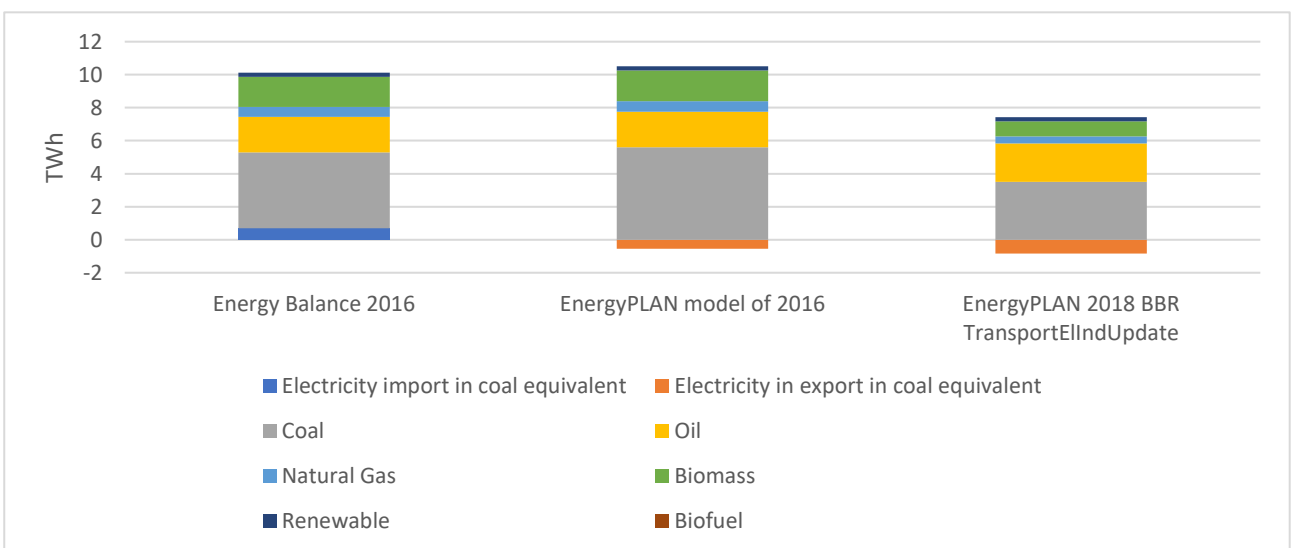


Figure 2. Comparison between the 2018 scenario and the 2016 model

The 2018 model uses 2,250 GWh coal for combined heat and power production on Nordjyllandsværket, which is still comparable to the 2,237 GWh found in the energy balance for Aalborg Municipality.

1.3 2050 Business as Usual

To be able to compare the 2050 Aalborg Vision to a similar reference scenario, the 2018 scenario is transformed into a 2050 business as usual scenario (2050 BAU). The 2050 BAU scenario assumes the same energy system as in 2018, however with increased demands and a bigger district heating area.

For the transport demand, it has been increased in relation to the expected population increase from Danish Statistics. The population of Aalborg Municipality is expected to increase from 212 thousand inhabitants to 242 thousand inhabitants, which is an increase of 14% from 2016 to 2050.

For the electricity demand it is expected that the amount associated with electricity for households increase with 10%, and that the electricity demand for industrial processes increases with 52%. This results in an increase in electricity demand of 26%.

The fuel demand for industry is expected to grow from demand is expected to grow from 1,030 GWh to 1,360 GWh. It is assumed to grow, so the share between the fuels remains the same.

Table 4 shows the electricity, industry and transport demands for the 2050 BAU scenario.

Table 4. Demands in the 2050 BAU scenario

[TWh]	2018 scenario	2050 BAU
Electricity demand	1.15	1.45
Jet fuel demand	0.40	0.46
Diesel demand (including biodiesel)	1.05 (1.12)	1.20 (1.28)
Petrol demand (including bioethanol)	0.60 (0.62)	0.68 (0.70)
Electricity for transport	0.01	0.02
Coal for industry and various	0.62	0.82
Oil for industry and various	0.04	0.05
Natural gas for industry and various	0.11	0.15
Biomass for industry and various	0.26	0.34

For the heating demands, the increase in demands is based on the analysis made in heat demand and saving analysis. This results in shift in demand from individual heating to district heating as well as an increase in heating demand due to increased number of buildings.

Table 5. Heat demands in the 2050 BAU.

	2018 scenario	2050 BAU
Heat demand for oil boilers	0.19	0.142
Heat demand for natural gas boilers	0.07	0.02
Heat demand for biomass boilers	0.06	0.09
Heat demand for electric heating	0.06	0.06
Heat demand for heat pumps	0.03	0.03
Heat demand in decentral district heating	0.10	0.07
Heat demand in central district heating	1.51	1.80

The 2050 BAU has the same supply capacities as the 2018 scenario besides that the electricity capacity for wind turbines are increased to reflect the same capacity as in 2018. Thus, the production on wind is also higher. See table 6 for production capacities in the 2050 BAU.

Table 6. Capacities in the 2050 BAU scenario

	Electric capacity	Thermal capacity	Efficiencies
Nordjyllandsværket (Extraction mode PP)	380 (323 in backpressure)	422	Electric: 0.47 condensing, 0.39 backpressure thermal: 0.51
Decentral CHP	21.6	30	0.39 electric, 0.55 thermal
Wind power (onshore)	150	-	Capacity factor: 0.29
Solar power	25	-	Capacity factor: 0.08
Boilers in the central district heating grid	-	800	0.9 thermal efficiency
Boilers in the dcentral district heating grids	-	30	0.9 thermal efficiency

For this scenario, we are also introducing costs to the system, to be able to compare with the costs of 100% renewable energy system. Tables 7-9 shows the cost assumptions for a 2050 BAU scenario. These are found in the cost database on the EnergyPLAN website, and all are for 2050 prices.

Table 7. Investment costs for the 2050 BAU scenario.

Technology	Specific investment	Lifetime (Year)	Fixed O&M (%)
Decentral CHP	0.85 M€/MW	25	1
Central CHP and PP	1.78 M€/MW	40	1.64
Short term heat storage	1.58 M€/GWh	20	0.7
Waste CHP	215.62 M€/TWh waste	20	0
District heating boilers (Gas)	0.05 M€/MW	25	3.4
District heating boilers (biomass)	0.51	21	0
Industrial CHP units	60.6 M€/TWh	31	2.15
Onshore wind	0.93 M€/TWh	30	3.4
Offshore wind	1.71 M€/MW	30	1.88
Solar thermal	335.94 M€/TWh	30	0
Biodiesel plant	2.75 M€/MW	20	6.02
Biopetrol plant	1.68 M€/MW	20	15.36
Individual boilers	2.7 M€/1000 Unit	20	6.7
Individual heat pumps	7.6 M€/1000 unit	15	2.22
Individual electric heat	3 M€/1000 unit	30	0.8
Individual solar thermal	1233.33 M€/TWh	30	1.68

Table 8. Variable O&M for 2050 BAU.

Technology	Variable O&M [EUR/MWh]
District heating boilers	17.8
CHP plants	2.7
Electric heating	1.35
Condensing power plants	2.64

Table 9. Additional costs for the 2050 BAU.

Technology	Total investments	Lifetime (Year)	Fixed O&M (%)
Vehicles and transport	1553 M€	13	6.17
District heating expansion	52.4 M€	40	0.1

Based on these updates the key figures for the 2050 BAU can be found in figures 3 and 4. The coal used for combined heat and power production on Nordjyllandsværket is now 3,090 GWh due to a larger demand in the central district heating area. The CO₂ emissions are 2.340 Mton.

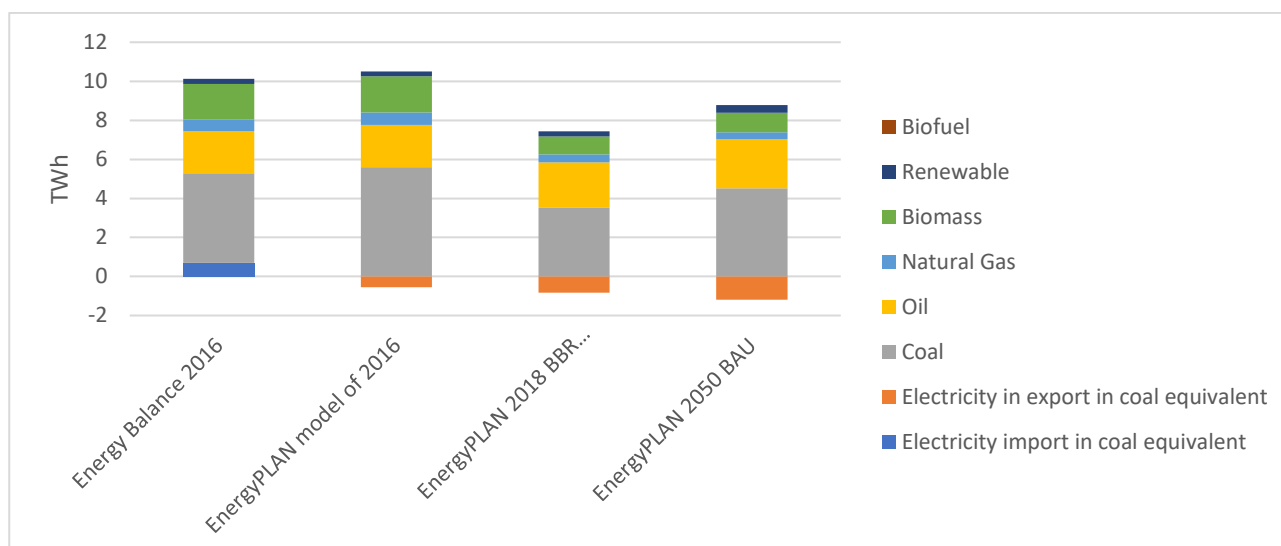


Figure 3. 2050 BAU compared to the 2018 and 2016 scenarios.

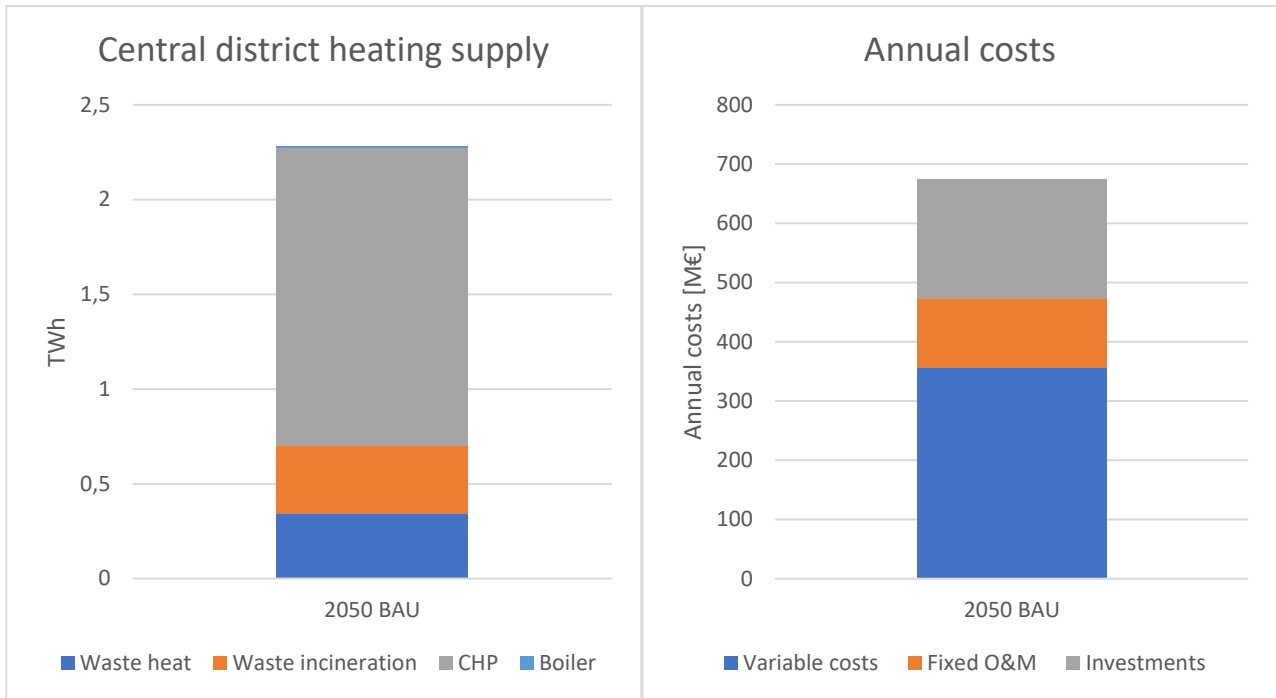


Figure 4. District heating supply in the city of Aalborg and annual costs of the entire system.

1.4 2050 Aalborg Energy Vision

This chapter documents the input variables for the 2050 Aalborg Energy Vision. This is divided into three subsections. The unbalanced energy vision where the remaining excess electricity is discarded, the balanced energy vision where batteries, high temperature steam storage and electrolysers are all tested, and three, the exploratory studies for renewable energy and if we are not able to achieve 4th generation district heating, heat savings and so on.

The Aalborg Energy Vision is created based on the analyses made and documented in the background report and main report. Certain inputs are however based on the Danish Smart Energy Vision 2050 made for the Danish Society of Engineers.

1.4.1 Unbalanced Aalborg Energy Vision

The energy demands each follow a development track. For the electricity, transport and industry demands, they are all based on the same transition as described IDA Smart Energy Vision 2050 for Denmark. The reductions in heat demand are based on a concrete analysis for heat demand reductions in Aalborg Municipality. The concrete changes are described in the subsections below.

1.4.1.1 Electricity demand

The electricity demand develops quite significantly towards 2050. The development is described in IDA Smart Energy Vision, where the numbers in this section reflects Aalborg's share of these demand changes and associated costs.

The classical electricity demand is reduced by 30% in households and 60% in industry. However, much of the fuel demand for industry is electrified, so in total the electricity demand is only slightly lower than the 2050 BAU scenario.

Finally, a part of the electricity demand is moved to be a flexible demand. The resulting numbers can be found in the table below:

Table 10: Electricity demand in unbalanced vision.

[TWh]	2050 BAU	2050 Energy vision
Electricity demand	1.45	1.23
Flexible demand (1 day)	-	0.10
Flexible demand (1 week)	-	0.03

This change in electricity demand requires build out in the electricity grid. Also, beyond these demands come electricity demand for transport, heating and electrolyzers.

Table 11. Electricity savings in unbalanced vision.

Technology	Total investments	Lifetime (Year)	Fixed O&M (%)
Electricity savings in households	52 M€	10	0
Electricity savings in industry	133 M€	15	0
Electricity grid expansions	94.05 M€	45	1

1.4.1.2 Industrial fuel demand

Based on the IDA Energy Vision 2050 and as described in chapter 6 in IDA Energy Vision 2050, the industrial sector is changed. The industrial processes are moved from fuel to be supplied by electricity and district heating. This combined with efficiency measures in the industry, the fuel demand for industry is changed to be the following. The gas used for industry is produced as an electrofuels based on a carbon source and hydrogen:

Table 12. Industry demand in unbalanced vision.

[TWh]	2050 BAU	2050 Energy vision
Coal for industry and various	0.82	-
Oil for industry and various	0.05	-
Natural gas for industry and various	0.15	0.322
Biomass for industry and various	0.34	0.131

Table 13. Costs for industry savings in unbalanced vision.

Technology	Total investments	Lifetime (Year)	Fixed O&M (%)
Fuel savings in industry	380 M€	20	0

1.4.1.3 Transport demand

The transport sector is changed according to IDA Smart Energy Vision. This means that all personal transport is moved to electric vehicles based on smart charge technology. The heavy-duty transport is to some extent electrified through rail. The remaining heavy-duty transport, shipping and aviation are supplied with electrofuels. Compared to IDA Smart Energy Vision, the Aalborg energy vision assumes that 20% more of the

heavy-duty transport can be electrified. This is due to recent trends in the development of electric busses and trucks.

The specific inputs are shown in the table below.

Table 14. Transport demands in unbalanced vision.

[TWh]	2050 BAU	2050 Energy vision based on IDA	2050 Energy vision based on IDA + 20% electrification
Jet fuel demand	0.46	0.33	0.33
Diesel demand (including biodiesel)	1.20 (1.28)	0.807	0.605
Petrol demand (including bioethanol)	0.68 (0.70)	-	-
Electricity for transport (dump)	0.02	0.100	0.118
Electricity for transport (smart)	-	0.241	0.283

The costs for the transport sector can be found in the table below. The fixed O&M costs includes battery costs for electric vehicles. The costs are based on Aalborg's share of the total costs of the Danish transport sector identified in IDA Smart Energy Vision.

Table 15. Transport transition costs in unbalanced vision.

Technology	Total investments	Lifetime (Year)	Fixed O&M (%)
Vehicles and transport	1553 M€	13	7.26
Charging stations	82 M€	10	0
Marginal cost changes to rail and road	1421 M€	30	0
Other transport	13 M€	1	0

1.4.1.4 Heating demand

The following heat demands are assumed in the 2050 Aalborg Energy Vision.

Table 16. Heat demand in unbalanced vision.

[TWh]	2050 BAU	2050 Energy Vision
Heat demand for oil boilers	0.142	0
Heat demand for natural gas boilers	0.02	0
Heat demand for biomass boilers	0.09	0
Heat demand for electric heating	0.06	0
Heat demand for heat pumps	0.03	0.21
Heat demand in decentral district heating	0.07	0.04
Heat demand in central district heating	1.80	1.28

Based on the assumption that the district heating grid is based on 4th generation district heating technology. This results in heat losses of 18.6% in decentral district heating and 14.5% in the central district heating area.

The individual heating demand is supplied with heat pumps with 3.35 in COP.

The costs associated with the heat demand changes are as follows.

Table 17. Costs associated with heat changes in unbalanced vision.

Technology	Total investments	Lifetime (Year)	Fixed O&M (%)
Heat savings	243.79 M€	40	0
District heating expansion	52.4 M€	40	0.1

To supply this energy scenario the following technologies are assumed for supplying the electricity and heat demands.

1.4.1.5 Thermal power capacity and district heating

The thermal power capacity in 2050 is based on the idea that Aalborg will have a total power capacity available that allows it to only import 50 GWh of electricity with the surrounding energy system. The base assumption is that is achieved through keeping the existing gas boilers and installing a central gas turbine CHP plant in relation to the central grid. The decentral district heating and central heating grid will also have access to heat pumps and peak load boilers. The peak load boilers are also fueled by gas. The heat pumps reflect a combination of using seawater and geothermal heat as external sources.

Table 18. Capacities in unbalanced vision.

	Electric capacity	Thermal capacity	Efficiencies
Single cycle gas turbine	105	131	Electric: 0.444 condensing, 0.44 backpressure thermal: 0.55
Decentral CHP	21.6	30	0.39 electric, 0.55 thermal
Decentral peak load boilers	-	30	0.9 thermal
Central peak load boilers	-	30	0.9 thermal
Decentral heat pumps	2	8	COP: 3.9
Central heat pumps	26	101	COP: 3.9
Electric boiler	100	100	COP: 1
Waste CHP	0.09 TWh	0.28 TWh	Electric: 0.25 Heat: 0.76

Based on the background note regarding surplus heat, the total amount of waste heat utilized can also be identified in table 19. Here it also possible to see the delivery of heat from solar thermal and the size of the thermal storages.

Table 19. Renewable heat and waste heat in unbalanced vision.

	Thermal output
Central solar thermal	20 GWh
Decentral solar thermal	32 GWh
Seasonal storage	40 GWh
Central short term heat storage	1.58 GWh
Decentral short term heat storage	0.125 GWh

Decentral waste hat	0.9 GWh
Central waste heat	850 GWh

Table 20. Costs associated with district heating in unbalanced vision.

Technology	Specific investment	Lifetime (Year)	Fixed O&M (%)
Decentral CHP	0.85 M€/MW	25	1
Central CHP and PP	0.52 M€/MW	25	3.5
Peak load boilers	0.05 M€/MW	25	
Heat pumps	3.18 M€/MW	25	0.38
Short term heat storage	1.58 M€/GWh	20	0.8
Waste CHP	215.62 M€/TWh	20	0
Electric boilers	0.06 M€/MW	20	0.9
Solar thermal	335.94 M€/TWh	30	0
Seasonal storage	0.5 M€/GWh	20	0.7

Table 21. Costs associated with expansion of new waste heat sources in unbalanced vision.

Technology	Total investments	Lifetime (Year)	Fixed O&M (%)
New excess heat source	36.81 M€	30	1

1.4.1.6 Variable renewable electricity

The primary supply of energy comes from the installation of renewable energy. In the plan, a large share of wind turbines and solar power are installed in Aalborg Municipality, meaning Aalborg taps less into the offshore wind power produced for Denmark than their residential share would allow them to do. This leaves more offshore power to municipalities with less land area.

Tables 22 and 23 show the input for VRES in Aalborg Energy Vision, unbalanced. These are based on principle that solar PV should deliver approximately 20% of the VRES electricity production.

Table 22. Variable renewable energy in unbalanced vision.

	Electric capacity	Efficiencies
Onshore wind	312	Capacity factor: 0.37
Solar power	510	Capacity factor: 0.13
Offshore wind	277	Capacity factor: 0.52

Table 23. Costs for variable renewable energy in unbalanced vision.

Technology	Specific investment	Lifetime (Year)	Fixed O&M (%)
Onshore wind	0.93 M€/MW	30	3.4
Offshore wind	1.71 M€/MW	30	1.88
Solar PV	0.49 M€/MW	30	1

1.4.1.7 Electrofuel production

The heavy transport sector and gas for power and heat production are all based on electro fuels. This is a combination of utilising biomass resources, renewable electricity and CO2 capture and recycling. Tables 24 and 25 show the input parameters used in the unbalanced scenario.

Table 24. Electrofuel production capacities in unbalanced vision.

	Capacity	Efficiencies
Electrolyser	199 MW	El to H2: 0.73 DH prod: 0.05
Hydrogen storage	50 GWh	-
Biogas output	0.14 TWh	Upgrade efficiency 1.35 + 0.06 TWh of H2
Biomass gasification (1.06 TWh biomass)	101 MW	0.01 Electricity share 0.13 Steam share 1.25 steam efficiency 0.93 Coldgas efficiency
CO2 hydrogenation	10 Ton CO2/hour	Gas production: 0.178 Mton/TWh 0.796 TWh H2/TWh Syn grid gas 0.289 TWh elec/Mton CO2 0.1 DH3
Biomass hydrogenation	49 MW gas and 107 MW liq fuel	Gas production: 0.94 efficiency 0.36 Hydrogen share Liq production: 0.922 efficiency 0.38 hydrogen share Heat production 0.1 DH3

Table 25. Costs associated with electrofuels production in unbalanced vision.

Technology	Specific investment	Lifetime (Year)	Fixed O&M (%)
Biogas plant	209.79 M€/TWh	20	1.46
Gasification plant	1.33 M€/MW	20	2.4
Biogas upgrade	0.25 M€/MW	15	2.5
Carbon recycling	140.61 M€/Mton	20	11.4
Methanation (CO2)	0.2 M€/MW	25	4
Methanation (biomass)	0.2 M€/MW	25	4
LiquidFuel (biomass)	0.3 M€/MW	25	4
Jet fuel synthesis	0.37 M€/MW	25	4
Electrolyser	0.4 M€/MW	30	3
Hydrogen storage	6.4 M€/GWh	20	2.03

Table 26. Associated costs with electrofuels production in unbalanced vision.

Technology	Total investments	Lifetime (Year)	Fixed O&M (%)
Methanation CO2 cost	18 M€	25	4

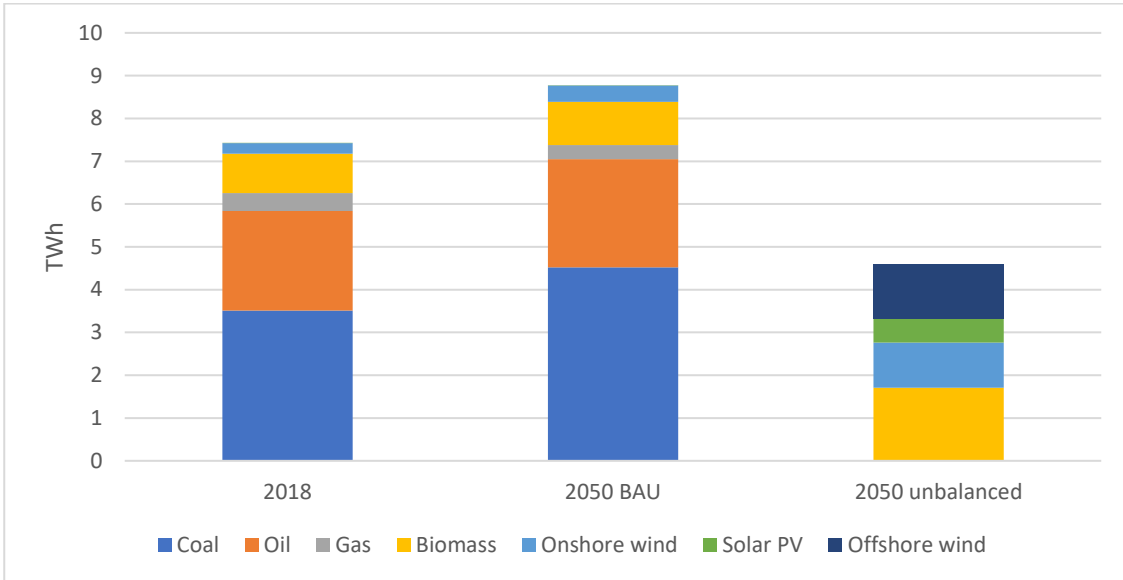


Figure 5. Primary energy in the 2050 Unbalanced scenario compared to 2050 and 2018.

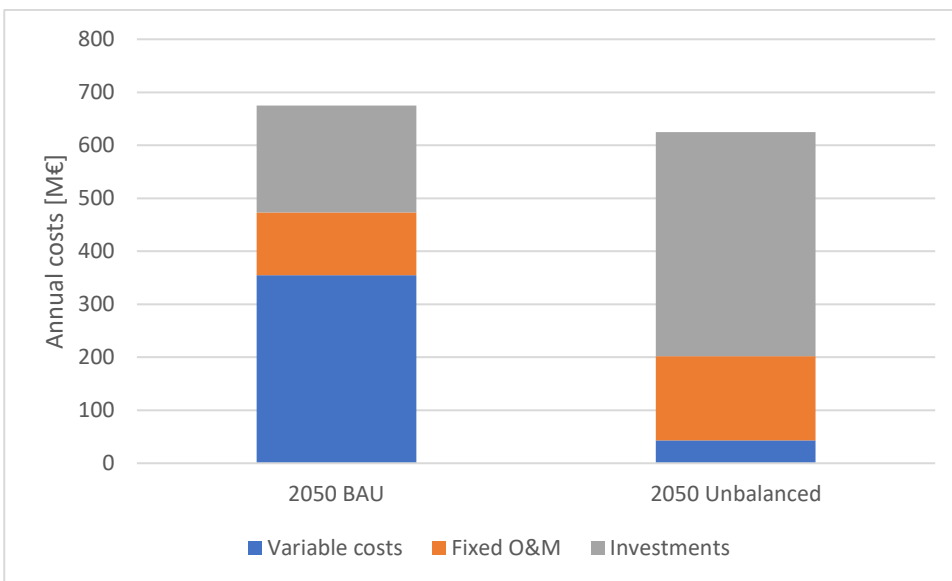


Figure 6. Annual costs of the 2050 unbalanced scenario compared to 2050 BAU.

1.4.2 Balanced scenarios

The unbalanced scenario still includes an excess electricity production. The Aalborg study investigates several alternatives to utilize this electricity in the energy system. The three options are:

- 1) Battery storage
- 2) High temperature electricity storage
- 3) Increased hydrogen production

The cost assumptions from above are the same, which means new costs are only added in the case of the battery storage and high temperature electricity storage. Else, the changes are based on installing new capacity for electricity storage and changing the electricity production capacity.

1.4.2.1 Battery storage

The battery scenario installs Vanadium Redox batteries with the goal of replacing all power plant capacity with battery supply. This also changes the need for variable renewable energy and heat pumps for heat production. The new input values for the technologies can be seen in tables 27-28. The cost assumption for the batteries can be found in table 29.

Table 27. Input capacities in balanced battery scenario.

	Electric capacity	Thermal capacity	Efficiencies
Single cycle gas turbine	0	0	-
Onshore wind	280	-	Capacity factor: 0.37
Solar PV	380	-	Capacity factor: 0.13
Electrolyser	83	-	El to H2: 0.73 DH: 0.05
Batteries	260 MW charge 260 MW discharge 49 GWh storage	-	Charge efficiency: 0.92 Discharge efficiency: 0.92

Table 28. Input capacities for biomass hydrogenation in balanced battery scenario.

	Capacity	Efficiencies
Biomass hydrogenation	33 MW gas and 107 MW liq fuel	Gas production: 0.94 efficiency 0.36 Hydrogen share Liq production: 0.922 efficiency 0.38 hydrogen share Heat production 0.1 DH3

Table 29. Costs in in balanced battery scenario.

Technology	Specific investment	Lifetime (Year)	Fixed O&M (%)
Batteries	200 M€/GWh	24	1.5

1.4.2.2 High temperature electricity storage

The high temperature storage stores excess electricity as steam. Thus, the power plant technology needs to include a steam turbine. This scenario therefore introduces a combined cycle gas turbine, where the steam storage can supply half the electricity capacity. The changes in parameters can be found below in the tables.

Table 30. Input capacities in balanced high temperature electricity storage scenario.

	Electric capacity	Thermal capacity	Efficiencies
Combined cycle gas turbine	135 PP + 105 CHP3	47	Electric 0.615 condensing Electric 0.58 backpressure Thermal 0.26
Onshore wind	240	-	Capacity factor: 0.37
Solar PV	490	-	Capacity factor: 0.13
Electrolyser	164	-	El to H2: 0.73 DH: 0.05
Steam storage	190 MW charge 170 MW discharge 30 GWh storage	-	Storage loss rate: 0.02%/per hour Share of PP1/CHP3: 0.5 Steam fuel ratio: 1

Table 31. Costs for technologies in balanced high temperature electricity storage scenario.

Technology	Specific investment	Lifetime (Year)	Fixed O&M (%)
Combined cycle gas turbine	0.8 M€/MW	25	3.25
Steam storage	17 M€/GWh	30	0

1.4.2.3 Increased hydrogen production

The increased hydrogen capacity scenario utilizes more electrolysers to generate gas for the single cycle gas turbine, thus increasing flexibility. Changes can be seen in the tables below. The increased hydrogen scenario is also the main scenario of Aalborg Energy Vision 2050.

Table 32. Input capacities in the increased hydrogen balanced scenario.

	Electric capacity	Thermal capacity	Efficiencies
Single cycle gas turbine	110 PP + 100 CHP3	125	Electric 0.44 condensing Electric 0.44 backpressure Thermal 0.55
Onshore wind	285	-	Capacity factor: 0.37
Solar PV	458	-	Capacity factor: 0.13
Electrolyser	330	-	El to H2: 0.73 DH: 0.05

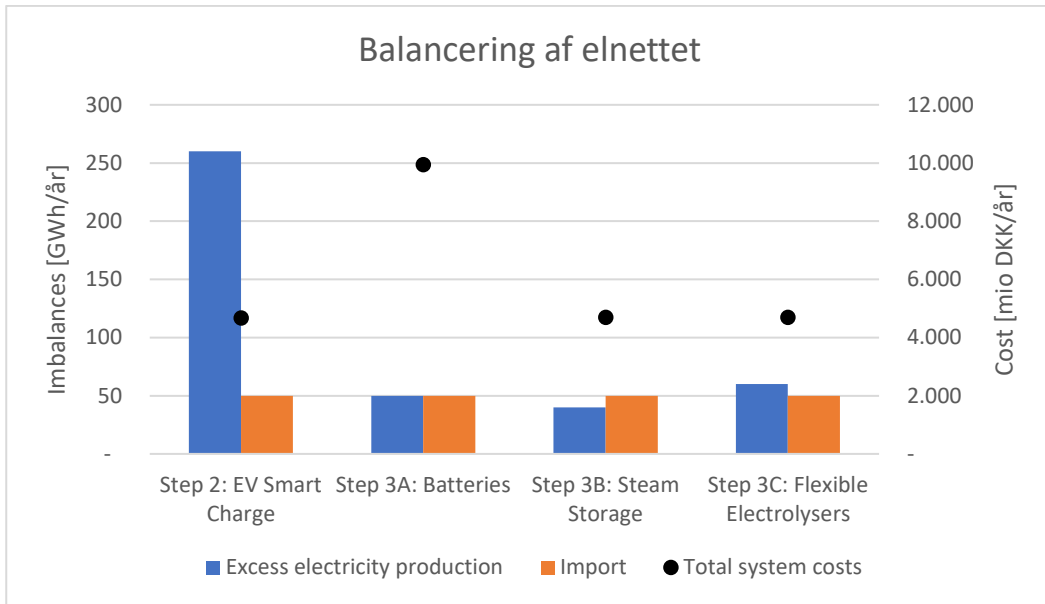


Figure 7. Changes in imbalances and costs in the three balancing scenarios.

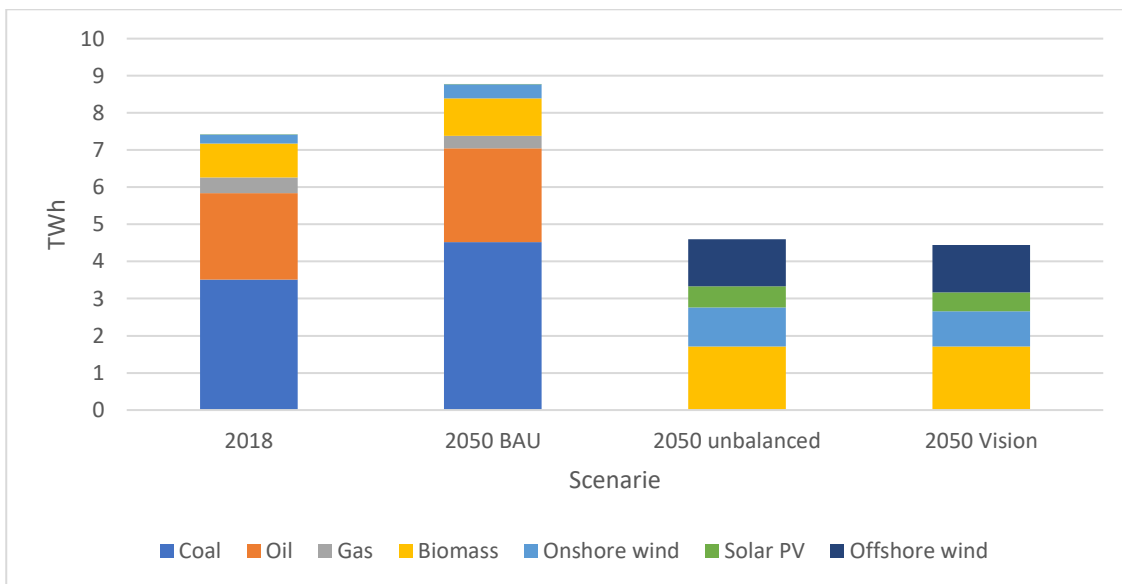


Figure 8. Primary energy in the 2050 vision (hydrogen scenario).

1.4.3 Exploratory changes

The Aalborg Energy Vision also investigates if the development in the central district heating grid develops differently than assumed. The four scenarios are:

- 1) The district heating grid is based on 3rd generation district heating
- 2) The district heating grid is based on 3rd generation district heating and no savings are achieved
- 3) Aalborg Portland can no longer deliver excess heat
- 4) All heating demand covered by individual heat pumps

The No more district heating scenario includes two cost set of cost assumptions. One that excludes the costs for grid expansions in electricity grid and savings in thermal grids, and one that includes these two costs.

1.4.3.1 3rd generation district heating

By not achieving 4th generation district heating, the following assumptions are changed in the system.

Grid loss in district heating systems: 27 %

This means that the production demand for the district heating changes.

The district heating heat pumps' COP changes to 2.9.

The amount of waste heat delivered is changed so only 450 GWh can be sent to the central district heating grid. This reduces the total investment costs for waste heat to 17.61 M€.

Thus, the increased production demands and reduced production efficiencies and heat delivery require a change in the energy system capacities. These are found in the table below.

Table 33. Input capacities for the 3rd generation district heating scenario.

	Electric capacity	Thermal capacity	Efficiencies
Heat pumps in the central grid	80	232	COP: 2.9
Heat pumps in decentral grid	2.7	8	COP: 2.9
Single cycle gas turbine	130	162	0.44 electric efficiency 0.55 thermal efficiency
Onshore wind	340	-	Capacity factor: 0.37
Solar power	465	-	Capacity factor: 0.13
Electrolyser	350	-	El to H2: 0.73 DH: 0.05

1.4.3.2 3rd generation district heating and no savings

4th generation district heating benefits from achieving heat savings in the existing buildings. If these savings are not achieved, it increases the risks of not going to 4th generation district heating. The changes to the heat delivery from waste heat and efficiencies of the heat pumps are changed in accordance to the section above.

Due to no savings in district heating, the heat losses in the grids are:

Decentral grid: 0.27

Central grid: 0.21

The heat demands are the same as in the 2050BAU scenario, just covered with individual heat pumps and district heating.

Table 34. Heat demands in the no savings scenario.

	2050 BAU
Heat demand for heat pumps	0.28
Heat demand in decentral district heating	0.04
Heat demand in central district heating	1.80

These changes to the requires more production units, to cover the increased heating demands, however the costs for heat savings have been set to zero, as no savings are made. The new capacities for the production units are as follows.

Table 35. Capacities in the no savings scenario.

	Electric capacity	Thermal capacity	Efficiencies
Heat pumps in the central grid	100	290	COP: 2.9
Heat pumps in decentral grid	5	14	COP: 2.9
Single cycle gas turbine	150	188	0.44 electric efficiency 0.55 thermal efficiency
Onshore wind	400	-	Capacity factor: 0.37
Solar power	550	-	Capacity factor: 0.13
Electrolyser	425	-	EI to H2: 0.73 DH: 0.05

1.4.3.3 No excess heat from Aalborg Portland

This scenario investigates what effect a reduced amount of waste heat will have on the energy system in the Aalborg Energy Vision. This is done by taking out the heat delivery from Aalborg Portland. The district heating grid is based on 4th generation district heating.

Thus, the only change is the heat delivered from waste heat is reduced to 150 GWh in the central grid. This reduces the total investment costs for excess heat sources to zero.

To offset the missing heat production, extra production capacity is installed for the central system. The new numbers are seen in the table below.

Table 36. Capacities in the No Aalborg Portland scenario.

	Electric capacity	Thermal capacity	Efficiencies
Heat pumps in the central grid	60	234	COP: 3.9
Single cycle gas turbine	130	162	0.44 electric efficiency 0.55 thermal efficiency

Onshore wind	315	-	Capacity factor: 0.37
Solar power	500	-	Capacity factor: 0.13
Electrolyser	370	-	El to H2: 0.73 DH: 0.05

1.4.3.4 All heating covered by individual heat pumps

The final scenario for changes in the heat moves the entire heat demand from district heating to individual heat pumps with the COP of 3.35 and capacity factor of 0.8.

Thus, individual heat pumps cover to 1.53 TWh of heat demand.

This means that all district heating technologies are removed from the system, including excess heat and the associated costs to these technologies. The power plant is however kept for electricity production. This also changes the capacities for renewable energy and electrolysers. These are found in the table below.

Table 37. Capacities in the no district heating scenario.

	Electric capacity	Thermal capacity	Efficiencies
Single cycle gas turbine	120	-	0.44 electric efficiency
Onshore wind	360	-	Capacity factor: 0.37
Solar power	535	-	Capacity factor: 0.13
Electrolyser	380	-	El to H2: 0.73

Furthermore, the study also calculates the scenario if increased electricity grid costs are included as well as the potential savings in the district heating costs. These assumptions are found below.

Table 38. Associated grid costs used in the no district heating scenario.

Technology	Total investments	Lifetime (Year)	Fixed O&M (%)
Extra electricity grid costs	666 M€	45	1
Savings in district heating grid costs	782 M€	40	0.1

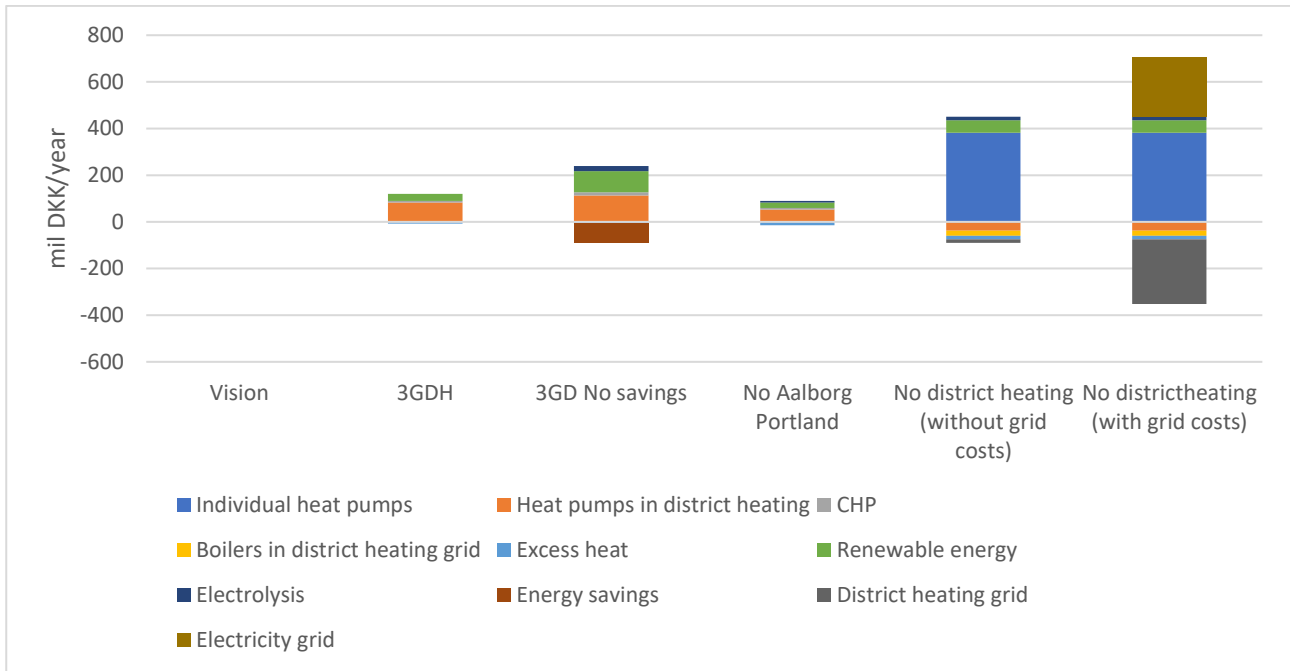


Figure 9. Changes in costs depending on the scenario.

1.4.4 Investigating imbalances based on system choices

In relation to the unbalanced scenario for Aalborg Energy Vision, a few more scenarios were made to illustrate that the unbalanced versions already include a few choices. The three scenarios are:

- 1) Different VRES mix
- 2) Dump charge instead of smart charge vehicles
- 3) Dump charge instead of smart charge and less operation of heat pumps in district heating system.

1.4.4.1 PV producing different shares

The primary scenario has 20% of VRES production from solar power. Below can be found the VRES inputs for the scenarios testing for 10% and 30% of the VRES production solar power.

Table 39. Capacity inputs for different mixes of VRES.

	10% PV	20% PV	30% PV	Efficiencies
Onshore wind	415	312	247	Capacity factor: 0.37
Solar power	250	510	792	Capacity factor: 0.13
Offshore wind	277	277	277	Capacity factor: 0.52

1.4.4.2 Dump charge instead of smart charge vehicles

The unbalanced scenario already includes some measures to balance the variable renewable energy. One of those are smart charge vehicles instead of dump charge. This scenario investigates the consequence of only having dump charge electric vehicles. The transport demands are shown in the table below.

Table 40. Demand changes to test for dump charge vehicles.

[TWh]	2050 Energy vision unbalanced	Dump charge scenario
Jet fuel demand	0.33	0.33
Diesel demand (including biodiesel)	0.605	0.605
Petrol demand (including bioethanol)	-	-
Electricity for transport (dump)	0.118	0.401
Electricity for transport (smart)	0.283	-

This decrease in flexibility forces some system changes to secure supply and make sure the system does not require too much import. These new inputs are shown in the table below.

Table 41. Energy capacities associated with the dump charge scenario.

	Electric capacity	Thermal capacity	Efficiencies
Single cycle gas turbine	120	150	0.44 electric efficiency 0.55 thermal efficiency
Onshore wind	340	-	Capacity factor: 0.37
Solar power	580	-	Capacity factor: 0.13

1.4.4.3 *Dump charge instead of smart charge vehicles and less heat pump operation*

Besides the flexibility in the transport sector, the scenario also includes assumptions that the heat pumps and combined heat and power plants can operate flexible according to the electricity production and demand. To test the sensitivity for this, the simulation strategy is changed to strategy 1, where they only operate based on the heat demand. This requires a change in production capacities. These are highlighted in the table below.

Table 42. Energy capacities associated with the dump charge scenario and less heat pump operation in district heating.

	Electric capacity	Thermal capacity	Efficiencies
Single cycle gas turbine	120	150	0.44 electric efficiency 0.55 thermal efficiency
Onshore wind	370	-	Capacity factor: 0.37
Solar power	580	-	Capacity factor: 0.13

2 Documentation of Regulation

Authors: Jakob Zinck Thellufsen

2.1 Batteries

The implementation is of NA-S Batteries, with cost assumptions of 2050.

The following is applied:

Charge/Discharge capacity: 50 MW

Size of Unit: 300 MWh.

Roundtrip efficiency: 0.85 (calculated as 0.92 discharge and 0.92 charge efficiency)

Lifetime: 24 years

Investment costs: 0.20 M€/MWh = 200M€/GWh (or 1.2 M€/MW)

Fixed O&M: 1.5 %

Variable O&M: 1.8 €/MWh

The main consequence is that we need large storage capacities. Charge/discharge is not so important.

2.2 Rockbed Storage

The first step is to upgrade to a combined cycle gas turbine plant. This is needed to include a steam turbine for the Rockbed Storage

The CCGT has the following data:

PP1 efficiency: 61.5 %

CHP3 El efficiency: 58 %

CHP3 Th efficiency: 26 %

Investment costs: 0.8 M€/MW

Lifetime: 25 years

Fixed O&M: 3.25 %

To reach the balance, the capacities of the power plant are increased, and the electrolyser capacity is decreased.

The steam storage is implemented based on the following parameters. This is a rockbed storage:

Parameter	Unit	Value	Comment
Charger capacity	MW	56	This is simulation capacity
Storage capacity	MWh	1000	Thermal heat
Discharge capacity	MW	5.5	Stream turbine capacity
Storage efficiency	%	≥99.5	(Zanganeh, Pedretti et al. 2015)
Heat loss	%	≤0.5%	this is heat loss during storage for 24 hours
Discharge efficiency/overall efficiency	%	97-99	(Zanganeh, Pedretti et al. 2015)
Electric efficiency	%	30-40 of the discharged steam energy	This is the same with the steam turbine power generation
Thermal efficiency	%	40-50 of the discharged steam energy	This is the same with the steam turbine power generation

The loss is set to 0.5% Since the CCGT is a combined gas and steam turbine, it is determined that only 50% of the fuel can be replaced by steam from the high temperature electricity storage.

2.3 Heat pumps

Not possible. Too much excess heat in the system.

3 Potentielle overskudsvarmekilder i Aalborg Kommune

Authors: Peter Sorknæs

I dette kapitel opgøres de eksisterende og potentielle nye overskudsvarmekilder til brug for fjernvarme, som er medtaget i Aalborg Energivision. Opgørelsen bygges alene på de eksisterende og potentielle kilder, som er identificeret i Aalborg Kommune i 2018, hvorved der ikke tages stilling til potentielle nye industrier, større ændringer i industrisektoren, osv. Der identificeres i dette afsnit kun et teknisk potentiale, inkl. estimer for omkostningerne for implementeringen af disse. Således vurderes det ikke om nogle af disse overskudsvarmekilder ikke vil blive realiseret grundet lovgivning på området, f.eks. ift. afgifter og dokumentationsregler. Det potentielle overskudsvarmepotentiale, og metoden til at udnytte dette, afhænger af temperaturniveauet i fjernvarmenettet. Derfor opgøres potentialet hhv. ift. de nuværende temperaturniveauer i fjernvarmenettet (3GDH), samt et lavt temperaturniveau på 55-60°C i fremløb og 25-30°C returløb (4GDH).

I det nuværende fjernvarmesystem modtager Aalborg Fjernvarme ca. 300-330 GWh/år fra Aalborg Portland og en mindre mængde fra Aalborg Krematorium. De antagende nye potentialer for overskudsvarme i Aalborg Kommune kan ses i Tabel 43. I opgørelsen er der ikke medtaget potentiel overskudsvarme fra produktion af fjernkøling i Aalborg Kommune. Hver overskudsvarmekilde gennemgås nærmere i de følgende afsnit.

Tabel 43 – Identificerede nye overskudsvarmekilder i Aalborg Kommune, som medtages i scenarieudviklingen

	3GDH		4GDH	
	Varmepumpe	Direkte	Varmepumpe	Direkte
Aalborg Portland	-	-	46 GWh/år	344 GWh/år
Detailhandlen	-	8 GWh/år	-	12,8 GWh/år
Andre	113 GWh/år	-	134 GWh/år	-
Samlet (nye)	113 GWh/år	8 GWh/år	180 GWh/år	357 GWh/år

3.1 Aalborg Portland

Aalborg Portland er den pt. største leverandør af overskudsvarme til fjernvarmeforsyningen i Aalborg med en leverance på ca. 300-330 GWh/år. Aalborg Portland producerer både hvid og grå cement, og den nuværende overskudsvarme kommer udelukkende fra produktionen af den hvide cement efter to separate aftaler, hhv. VG1 og VG2. Den årlige mængde af overskudsvarme varierer fra år til år pga. bl.a. skiftende mængde cementproduktion og variationer i fjernvarmesystemets temperaturbehov. Iht. aftalerne leveres overskudsvarmen fra Aalborg Portland som udgangspunkt ved 65°C i perioden oktober-maj og ved 74°C i perioden juni-september. Dog kan der opstå situationer i perioden oktober-maj, hvor fjernvarmesystemet har behov for en leverance ved 74°C, for at sikre at alle forbrugere får fjernvarme leveret ved en tilstrækkelig høj temperatur. Ved levering ved 74°C kan der udtrækkes en mindre mængde energi fra overskudsvarmeanlæggene end ved 65°C. Behovet for leverance ved 74°C opstår i perioder, hvor Nordjyllandsværket ikke er i drift, f.eks. pga. lave elpriser, da varmen fra Nordjyllandsværket ellers vil være i stand til at sikre tilstrækkeligt høje temperaturer i fjernvarmenettet.

Der er fortsat et betydeligt teknisk overskudsvarmepotentiale ved Aalborg Portland, både ift. forbedret udnyttelse af eksisterende anlæg til overskudsvarmeudvinding, samt installation af nye anlæg til udvinding af overskudsvarme, bl.a. fra produktionen af grå cement. Tabel 44 viser en oversigt over de merproduktioner,

som Aalborg Portland selv har identificeret ved Aalborg Portland opdelt efter, om det er forbedring af eksisterende anlæg, eller om der skal installeres nye anlæg. Mængderne er baseret på 9 måneder ved 65°C og 3 måneder ved 74°C.

Tabel 44 – Nye overskudsvarmepotentialer ved Aalborg Portland som er identificeret af Aalborg Portland

	Projekt	Investering	Merproduktion (ift. 2016 produktion)
Forbedre udnyttelse af overskudsvarme ved eksisterende anlæg	Levere hele året ved 65°C (VG1 + VG2)	Ingen	500 TJ
	Optimering af eksisterende anlæg VG1	Investering ikke beregnet	313 TJ
	Optimering af eksisterende anlæg VG2	Investering ikke beregnet	75 TJ
Øge potentialet af overskudsvarme ved investering i ny teknologi/anlæg	Projekt 1: Varmegenvinding fra den grå ovn (grå cement)	DKK 48 mio.	350 TJ
	Projekt 3: Sænkning af returtemperaturen ved installation af varmepumpe (VG1)	DKK 16 – 25 mio.	3GDH: 122 TJ
	Projekt 4: Opsamling af strålevarme fra de hvide ovne med varmeskjolde	Forsigtigt skøn: DKK 225 mio.	540 – 610 TJ
	Projekt 5: Udnyttelse af varme fra filtratvand med varmepumpe	DKK 7 – 9 mio.	3GDH: 45 TJ

Detaljerne om overskudsvarmekilderne vist i Tabel 44 ved 3GDH temperatur niveauer stammer fra Aalborg Portland. Temperaturniveauet for overskudsvarmekilden ved de to varmepumpebaserede projekter, er 40°C for Projekt 3 og 50°C for Projekt 5. Ved 3GDH temperatur niveauer i fjernvarmenettet antages Projekt 3 at have en årlig gennemsnitlig COP på 5,4, hvori der er medtaget en gevinst ved en øget varmeproduktion fra VG1 i beregningen af COP. Projekt 5 antages at have en COP på 5,3. Ved 4GDH temperatur niveauer i fjernvarmenettet forventes Projekt 3's COP at være 8, og Projekt 5's COP forventes at være 12.1. Det antages, at de årlige drifts- og vedligeholdelsesomkostninger for de eksisterende anlæg, for optimeringerne af eksisterende anlæg, samt hvert af de nye projekter, hver især vil være 2,25 mio. DKK/år. Der er betydelige usikkerheder forbundet med Projekt 4, både ift. investeringsomkostningen og de tekniske konsekvenser for cementproduktionen ved Aalborg Portland, derfor medtages Projekt 4 ikke i det samlede tekniske potentiale den endelige opgørelse. Levetiden for hver investering kendes ikke, men antages her at være 20 år for alle projekterne og optimeringerne. Investeringsomkostningerne for optimeringerne af eksisterende anlæg kendes ikke, men den samlede investeringsomkostning for de to optimeringer antages simpelt at være 48 mio. DKK.

Det antages, at ved nuværende temperaturer i fjernvarmenettet vil kun den eksisterende overskudsvarmemængde fra Aalborg Portland blive udnyttet, grundet de førnævnte udfordringer med

temperaturkrav i fjernvarmenettet. Ved overgang til 4GDH temperaturniveauer i fjernvarmenettet forventes det, at alle overskudsvarmemængderne vil kunne udnyttes.

3.2 Detailhandlen

I forbindelse med detailhandlens køleanlæg opstår der en mængde spildvarme, som efter udnyttelse til eget brug i butikken, vil kunne bruges til fjernvarme ved ca. 70°C. Således er denne overskudsvarme kilde både med til at reducere butikkernes eget behov samt at levere overskudsvarme til fjernvarmenettet. Eftersom denne udnyttelse er forholdsvis ny, antages det, at udnyttelsen ikke er medtaget i referencetallene for butikkernes nuværende varmemeforbrug, hvorved det er relevant at medtage det fulde overskudsvarmepotentiale, værende både det som kan udnyttes i butikkerne, og det som kan leveres til fjernvarmenettet. Derfor laves der derfor ikke en differentiering mellem disse i denne opgørelse.

For at analysere det samlede potentiale i Aalborg Kommune er der blevet lavet en opgørelse over potentielt relevante supermarkeder. Kun supermarkeder indenfor de fremtidige fjernvarmeområder er medtaget. Opgørelsen er baseret på de enkelte supermarkeds kæders egne oversigter over butikker, som de er listet på kædernes hjemmesider i august 2018. Butikkerne deles efterfølgende op i tre kategorier, baseret på estimerede potentielle overskudsvarmemængde. Overskudsvarmemængderne er baseret på erfaringstal, og grundet at der her ønskes et estimat for fremtidig overskudsvarmemængde, er estimererne forbundet med usikkerhed, bl.a. fordi det må forventes, at butikkerne vil forsøge at nedbringe spildvarmemængderne fremadrettet, og fordi den fremtidige struktur af detailhandlen er ukendt. Erfaringstallene ved 3GDH er baseret på samtaler med teknisk konsulent ved COOP Bendt Dahl i august 2018. Kategoriseringen her er alene foretaget baseret på butikskædens navn og en antagelse af potentielt overskudsvarmepotentiale baseret på den typiske størrelse af butikken. Kategoriseringen ses i Tabel 45.

Tabel 45 – Butikskæder efter antaget kategori ift. fjernvarmepotentiale

Kategori 1	Kategori 2	Kategori 3
Bilka, Føtex, Kvickly, Salling	Meny, SuperBrugsen	ALDI, Dagli'Brugsen, Fakta, Lidl, Netto, Min Købmand, Rema 1000, SPAR

Ved 3GDH fjernvarme temperaturniveau, antages butikker i kategori 1 at kunne levere 150 MWh/år, og butikker i kategori 2 antages at kunne levere 100 MWh/år. Potentialet for butikker i kategori 3 kendes ikke, men antages at være 75 MWh/år. Ved 4GDH fjernvarme temperaturer antages det, at der kan udvindes mere fjernvarme i hver kategori svarende til en samlet forøgelse af overskudsvarmemængden på 60%.

Der identificeres 8 butikker i kategori 1, 14 butikker i kategori 2 og 72 butikker i kategori 3. Derved estimeres det tekniske overskudsvarmepotentiale til 8 GWh/år ved 3GDH og til 12,8 GWh/år ved 4GDH.

Baseret på tidligere installationer antages det, at investeringen for udnyttelsen af overskudsvarme er 150.000 DKK/butik uanset kategorisering.

3.3 Andre overskudsvarmekilder

Andre overskudsvarmekilder dækker her over renseanlæg, samt industrier med relativt mindre overskudsvarmepotentialer. For disse er overskudsvarmekilden ved for lav temperatur til at kunne udnyttes direkte ved 3GDH fjernvarme temperaturer, hvorved der vil skulle installeres varmepumper for at kunne udnytte disse overskudsvarmekilder.

3.3.1 Renseanlæggene

Ved renselanlæggene forventer Aalborg Forsyning, at der kan installeres op til 14 MW_{varme} varmepumpekapacitet. Temperaturen for varmekilden forventes at variere over året, men Aalborg Forsyning forventer, at temperaturen vil være i spændet 8-20°C. Ved 3GDH temperaturniveauer i fjernvarmenettet Aalborg Forsyning en årlig gennemsnitlig COP på 3, hvor det forventes, at der kan udvindes 98 GWh/år. Ved 4GDH antages varmepumpernes COP at stige til 4. Investeringen forventes at være 105 mio. DKK. De årlige drifts- og vedligeholdelsesomkostninger ekskl. køb af el forventes ved 3GDH at være på 1,7 mio. DKK. Levetiden antages at være 20 år.

3.3.2 Industrier med relativt mindre overskudsvarmepotentialer

Aalborg Forsyning forventer, at der er et potentiale ved andre industrier end Aalborg Portland i Aalborg Kommune på ca. 5 MW_{varme} varmepumpekapacitet. Ved 3GDH temperaturniveauer i fjernvarmenettet forventer Aalborg Forsyning dette potentiale at have en årlig gennemsnitlig COP på 4, og et samlet varmepotentiale på 35 GWh/år. Herunder præsenteres to eksempler på sådanne industrier, hvor der allerede er lavet undersøgelser af overskudsvarmepotentialet.

Ved AKAFA forventes det, at der kan installeres op til 1,5 MW_{varme} varmepumpekapacitet. Temperaturen for varmekilden forventes at være 35°C. Ved 3GDH temperaturniveauer i fjernvarmenettet forventes der en årlig gennemsnitlig COP på 4,2, hvor det forventes, at der kan udvindes 12 GWh/år. Ved 4GDH forventes varmepumpernes COP at stige til 6,6. Investeringen forventes at være 10 mio. DKK. De årlige drifts- og vedligeholdelsesomkostninger ekskl. køb af el forventes ved 3GDH at være på 0,18 mio. DKK. Levetiden antages at være 20 år.

I Østhavnen forventes det, at der kan installeres op til 0,5 MW_{varme} varmepumpekapacitet. Temperaturen for varmekilden forventes at være 28°C. Ved 3GDH temperaturniveauer i fjernvarmenettet forventes der en årlig gennemsnitlig COP på 4,3, hvor det forventes, at der kan udvindes 3,2 GWh/år. Ved 4GDH forventes varmepumpernes COP at stige til 6,8. Investeringen forventes at være 3 mio. DKK. De årlige drifts- og vedligeholdelsesomkostninger ekskl. køb af el forventes ved 3GDH at være på 0,05 mio. DKK. Levetiden antages at være 20 år.

Ved 3GDH antages det, at kun AKAFA og Østhavnen etableres.

4 Geotermi i Aalborg Kommune

Authors: Poul Alberg Østergaard

4.1 Ressourcer og potentielle teknologier i Aalborg

Aalborg er placeret ovenpå en række geologiske formationer hvoraf specielt Gassum, Haldager og Frederikshavn formationerne er interessante med hensyn til potentiale for geotermi. De tre ligger i en dybde af 900-2000 meter, og der anses for værende efter danske forhold exceptionelt gode geotermiske ressourcer i Aalborg¹. Temperaturerne ligger mellem 30°C og 58°C. I alt anslås den samlede ressource under byen at have en størrelse på ca. 1700 PJ svarende til omkring 250 års fjernvarmeforbrug med det eksisterende fjernvarmeforbrug i AKF-området på 6957 TJ i 2021.

Det største potentiale og højeste temperatur findes i den dybeste formation, hvilket selvfølgelig gør, at det er en økonomisk afvejning, om den ekstra temperatur opvejes af de ekstra boreomkostninger samt drift og vedligeholdelsesomkostninger

I Frederikshavn har DONG analyseret mulighederne for at udnytte geotermi i kombination med en absorptionsvarmepumpe, og der er set på et anlæg med et termisk optag fra undergrunden på 8,7 MW og et dampforbrug (160°C) på 13,3 MW. Et sådant anlæg vil kunne give ca. 22 MW ved en fjernvarmefremløbstemperatur på 73°C. Anlægget har således en Coefficient of Performance (COP) på 1,65, målt som forholdet mellem dampforbrug samt fjernvarmeproduktion. Dette er beregnet ud fra en geotermisk vandtemperatur på 49°C².

Der er tre muligheder for at anvende geotermi: Direkte eller indirekte via kompressionsvarmepumper eller via absorptionsvarmepumper.

Direkte anvendelse af geotermisk vand

Anvendes den høje temperatur på 58°C i Aalborg, kan den geotermiske ressource næsten anvendes direkte i et fjernvarmesystem baseret på lavtemperaturfjernvarme ved f.eks. 65°C. Efter varmevekslertab skal temperaturen så hæves ca. 10°C for at opnå en tilfredsstillende fremløbstemperatur. Det skal dog bemærkes, at ved direkte anvendelse af vandet, sker der ikke så stor en afkøling af vandet men kun ned til fjernvarmereturtemperaturen på 40° (ned til 28°C ved lavtemperaturfjernvarme)³.

Indirekte anvendelse af geotermisk vand

Med en absorptions- eller kompressionsvarmepumpe køles vandet til måske 5°C hvilket vil sige, at vandet udnyttes dobbelt så godt.⁴ Omvendt vil vandflowet altså dermed skulle fordobles uden varmepumpe til at nå den samme effekt og derved forøget elforbruget til pumper tilsvarende. Med et elforbrug i Thisted på 70 kWh/MWh svarende til ca. 70 kWh per 500 kWh geotermisk effekt, vil det give ca. 70 kWh per 250 kWh geotermisk effekt ved den halve afkøling svarende til et elforbrug på mere end en fjerdedel af varmeproduktionen. Dette forbrug betyder, at systemet kan opfattes som en varmepumpe med en COP på 3.5.

¹ Geotermi i Danmark: Geologi og ressourcer; Kai Sørensen, Lars Henrik Nielsen, Anders Mathiesen og Niels Springer, GEUS 1998

² Hans Christensen, Brix & Kamp Thisted A/S

³ Lars Odgaard, møde 2. November 2009

⁴ Hans Christensen, Brix & Kamp Thisted A/S

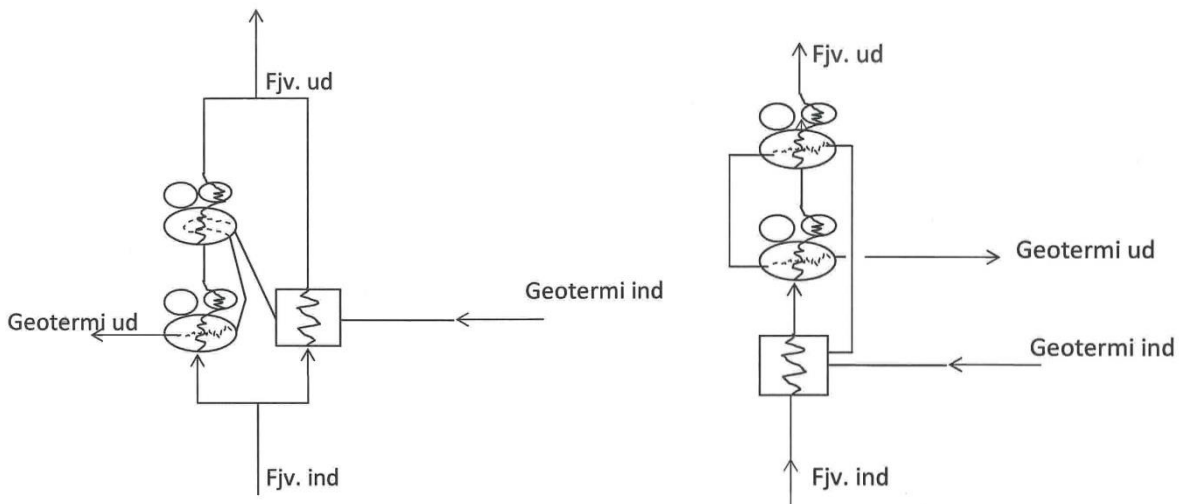
Dertil kommer naturligvis, at der skal afsættes brændsel til en kedel til yderligere at hæve temperaturen til den krævede fjernvarmefremløbstemperatur. Ydermere holder boringerne ikke så længe grundet det større vandflow krævet til opvarmning, hvorved udtags- og reinjektionspunkterne skal flyttes oftere. Af disse grunde er det valgt ikke at se på direkte geotermi. I stedet er der set på geotermi i kombination med absorptionsvarmepumper.

I forbindelse med et forskningsprojekt om Frederikshavn som VE-By er der i samarbejde med Brix & Kamp blevet udarbejdet en beregningsmodel, der på baggrund af primært fjernvarmetemperatur, dybde af boring samt geotermiressourcens temperatur ud fra fire forskellige systemer af geotermianlæg baseret på absorptionsvarmepumper kan identificere det optimale system samt dette systems hovedparametre samt økonomi.

For systemet i Aalborg er to systemet identificeret som optimale ved fjernvarmefremløbs- og tilbageløbstemperaturer på hhv. 65°C /28°C og 80°C /40°C. De to sæt temperaturniveauer svarer til hhv. hovedscenariet (Plan A) og til scenariet uden varmebesparelser. De to systemer er:

- To absorptionsvarmepumpe i serie på absorbersiden og koblet parallelt med direkte veksling på fjernvarmesiden (betegnet System 2)
- Direkte veksling og to absorptionsvarmepumpe koblet i serie på absorbere på fjernvarmesiden (betegnet System 4)

De to systemer er vist herunder (hhv. System 2 og System 4).



Figur 10: Systemkonfigurationer med absorptionsvarmepumper og varmevekslere i hhv. serie- og parallelkobling

Tilsvarende er der til brug for følsomhedsanalyser identificeret optimale systemer ved temperaturniveauerne 70/30°C og 55/20°.

Hovedtal for de forskellige anlæg er vist i tabellen.

Tabel 46: Hovedtal for absorptionsvarmepumpekonfigurationer

Fjernvarme-temperaturer	System	Fjernvarme-effekt	COP	Investering	D&V	Drivenergi i form af damp	Enheder
[°C]		[MW]		[Mio kr]	[% af inv]	[MW]	[Antal]
28/65	System 2	84,3	2,34	348	0,7	36,0	4
80/40	System 4	79,1	2,13	415	0,7	37,2	5
70/30	System 4	96	2,56	482	0,7	37,4	6
55/20	System 2	96	2,47	355	0,7	38,9	4

Det bemærkes, at COP-værdien ikke nødvendigvis følger temperaturniveauerne. Det skyldes, at de forskellige systemer har forskellige omkostningsprofiler og at valget af optimale system er foretaget ud fra en kWh pris.

I praksis er der ingen begrænsning på udnyttelsen af den geotermiske ressource, dog kan det eventuelt være nødvendigt at flytte udtagspunktet, hvis temperaturen falder. Der er derfor heller ingen hindring for at duplikere anlægget. En standardboring har en diameter på 9 3/8 tommer (godt 238 mm) og med et forholdsvist fast maksimalt vandflow, kan en enkelt boring levere den varme der skal til at producere 10-20 MW på absorptionsvarmepumpeanlægget. Hvis der skal leveres mere varme, skal der derfor anvendes flere boringer, og da boringer udgør den største omkostning, er der ikke nævneværdige stordriftsfordele. I dimensioneringen af anlægget til Aalborg indgår der således 4-5 systemer, hvoraf boring udgør 224 til 280 millioner kr.

En stor omkostning udgøres af en koncessionsafgift til DONG på 65 kr./MWh, som har koncessionsretten til bl.a. Aalborgs undergrund.⁵ Afgiften på 65 kr./MWh udvundet svarer til en omkostning på ca. det halve per produceret enhed fra absorptionsvarmepumpen – altså 32 kr./MWh.

I analyserne medregnes koncessionsafgiften til DONG ikke i de samfundsøkonomiske beregninger.

Absorptionsvarmepumper har som nævnt brug for drivenergi i form af damp. Denne kan fås fra kedler med forskellige lavkvalitetsbrændsler. I analyserne her opnås dampudtaget fra et affaldsforbrændingsanlæg. Derved sænkes elproduktionen og den direkte varmeproduktion. Virkningsgraderne på anlægget afhænger således af anvendelsen af geotermi og modelleres som:

- Direkte fjernvarme ved fuldt dampudtag til geotermi 19%
- Elproduktion ved fuldt dampudtag til geotermi 19%
- Dampproduktion ved fuldt dampudtag til geotermi 63%

Ved mindre anvendelse af geotermi – og dermed mindre udtag af damp til geotermi, anvendes følgende virkningsgrader for affaldsforbrændingsanlægget, der er bestemt lineært mellem de to yderpunkter hhv. fuldt dampudtag og intet dampudtag.

⁵ Hans Christensen, Brix & Kamp Thisted A/S

Tabel 47: El-, varme- og dampvirkningsgrader for affaldsforbrændingsanlæg ved forskellige indførsler af geotermi og dermed forskellige dampbehov

Indførsel af geotermi [%]	Elvirkningsgrad [%]	Varmevirkningsgrad [%]	Dampvirkningsgrad [%]
0	25	76	0
25	23	62	16
50	22	48	32
75	21	33	48
100	19	19	63

Det bemærkes, at den totale virkningsgrad kan overstige 100%, da det regnes med røggaskondensering.

Disse virkningsgrader er kun gældende ved fjernvarmefremløbstemperatur på 65°C og retur på 28°C. Ved andre temperaturforhold gælder andre virkningsgrader. Disse er beskrevet under analyserne af de forskellige grader af varmebesparelser.

Geotermi er primært interessant, hvis en eller flere af de eksisterende varmeproducenter falder bort. Her kan det nævnes, at Aalborg Portland har en gennemsnitsindfødsning på 55 MW og RenoNord 42 MW. I den fremtidige situation med reduceret varmetab i bygninger, falder det gennemsnitlige varmebehov af værket i Aalborg-nettet til knap 90 MW med et maksimum på 180 MW.

5 Biogas, forgasning og affaldsforbrænding i Aalborg Kommune

Authors: Poul Alberg Østergaard

Der er som beskrevet 6200 PJ eller 1720 GWh biobrændsel til rådighed, men det skal i nogen udstrækning konverteres, før det kan anvendes.

Biogaspotentialet (390 GWh/1400TJ) svarer rimeligt til det resulterende brændselsbehov i transportsektoren (dvs. energibehovet ud over el). Det vil sige, at der i energiplanen skal etableres biogasanlæg.

Brændselsmængden til affaldsforbrænding og industri antages at kunne anvendes ubehandlet idet hovedparten (944 GWh/3400 TJ) er i form af halm eller træ, og kun en mindre fraktion på 390 GWh/1400 TJ er i form af husholdningsaffald. Dvs., at industri kan anvende biomasse og al affald samt en del af biomassen kan anvendes på affaldsforbrændingsanlægget.

En resterende mængde på 350GWh skal anvendes på et højeffektivt kraftvarmeværk, der fordrer et brændsel af en større renhed end biomasse eller affald umiddelbart kan levere. Brændslet skal derfor forgasses.

Tabel 48: Disponering af biomasseressourcen

Anvendelse	Mængde [TJ]	Mængde [GWh]
Industri	1700	470
Transport	1440	400
Affaldsforbrænding	1800	500
Rest	1260	350
I alt	6200	1720

Biogasanlæg til en årlig produktion på 400 GWh har jf. data fra IDA's Klimaplan en omkostning på ca. 550 millioner kr. Der er her taget udgangspunkt i en omkostning på 70 millioner kr. til et anlæg til en daglig produktion på 500 GJ.

Dertil kommer drift, vedligeholdelse og transport af gylle på 40 kr./GJ hvilket alt i alt giver en årlig drift og vedligeholdelse på 10% af investeringsomkostningen. Det skal bemærkes, at en del af omkostningen til transport er i form af brændsel, men det vurderes ikke at der er tale om en tilstrækkelig mængde til at det indvirker på planens samlede energiforbrug til transport nævneværdigt. Det er derfor alene medtaget i form af en økonomisk omkostning.

Biogasanlæg har et el- og varmemeforbrug der ofte dækkes af biogasmotorer eller kedler på selve anlægget, men med henblik på en større systemfleksibilitet omfattes dette energiforbrug i stedet af de samlede el- og fjernvarmeforbrug.

Elforbruget forudsættes at være ca. 2,3% eller 9 GWh årligt og varme forbruget ca. 20% eller 80 GWh årligt. Levetiden for biogasanlægget er sat til 20 år i de økonomiske analyser.

Brændselsmængden til kraftvarmeværket på 350 GWh svarer til en gennemsnitlig indfyret effekt på 40 MW. Ifølge Teknologikataloget⁶ koster et biomasseforgasningsanlæg 1-3,5 M€ per MW. Her anvendes en omkostning på 15 millioner kr. per MW eller en samlet investeringsomkostning på 600 millioner kr. til et anlæg på 40MW. Drift og vedligeholdelse angives til 180000 €/MW/år + 18€ / MWh. Det svarer til en årlig samlet drift og vedligeholdelsesomkostning på lige over 100 millioner kr. per år eller knap 17% af investeringssummen.

Anvendes ekstra biomasse til transport – 208 GWh – øges investeringssummen på biomasseforgasningsanlægget til 955 millioner kr.

Der er i disse analyser ikke medregnet energiforbrug i forgasningsprocessen.

Levetiden for forgasningsanlægget sættes til 20 år i de økonomiske analyser.

For affaldsforbrændingsanlægget tages udgangspunkt i Teknologikatalogets omkostning på 10 M€/MW_e, hvilket ved en anlægsstørrelse på 16 MW_e giver en investering på 1050 millioner kr. Faste drift og vedligeholdelsesomkostninger opgives til 140000 €/(MW_e·år) eller 16,8 millioner kr/år. Variable er 22 €/MWh eller 20,6 millioner kr. hvis anlægget producerer el konstant. I praksis bortledes en varierende mængde damp til geotermianlægget, men det vurderes ikke at påvirke de variable driftsomkostninger. I alt udgør fast og variabel D&V 34,6 millioner kr./år for anlægget eller 3,3% af investeringsomkostningen.

Levetiden for affaldsforbrændingsanlægget sættes til 20 år jvf. Teknologikataloget.

Ved 44% varmebesparelser anvendes en lavere fremløbstemperatur fra Reno Nord. Den modificerede elvirkningsgrad ved lavere fremløbstemperatur er beregnet ud fra en damptemperatur på 400°C samt forholdsmæssigt ud fra carnotfaktorerne ved de respektive temperaturer. Den termiske virkningsgrad er bibeholdt svarende til en lettere forøget totalvirkningsgrad. Elvirkningsgraden ved varmebesparelser modelleres til 25% og varmeevirkningsgraden dermed 76%

Det skal bemærkes, at elvirkningsgraderne er efter fradrag af forbrændingsanlæggets eget forbrug, hvilket giver en reduktion på ca. 3 procentpoint.

Ved 22% og 66% varmebesparelser – og derved ændrede fremløbs- og returløbstemperaturer – anvendes tilpassede virkningsgrader.

Ved anvendelse af geotermi (Se kapitlet *Geotermi i Aalborg Kommune*) regnes med en fast dampvirkningsgrad på 63% svarende til anlægget i Frederikshavn. Elvirkningsgraderne ved de forskellige fjernvarmefremløbstemperaturer mindskes grundet dampudtaget, og her tages udgangspunkt i de tilsvarende tal for Frederikshavn. Varmeevirkningsgraden er dog en del højere, da anlægget modelleres med røggaskondensering, hvorved totalvirkningsgraden overstiger 100%.

⁶ Energistyrelsens *Technology Data for Energy Plants*.

6 Industriel kraftvarme, Nordjyllandsværket, vindkraft, kedler mm

Authors: Poul Alberg Østergaard

I Aalborg Kommune findes en række produktionsanlæg for el og varme omfattende industriel kraftvarme, Nordjyllandsværket, rensningsanlæg og kedelanlæg. Affaldsforbrænding og individuelle varmepumper samt flere af de kommende forsyningsteknologier er beskrevet andre steder i denne baggrundsrapport.

Opgørelsen af fjernvarmeforbrug i Aalborg Kommune indbefattet alle producenter til de respektive fjernvarmenet herunder produktion spidslastkedler og industrielle kraftvarmeanlæg. Fordelingen mellem de enkelte produktionsanlægstyper anvendes dog ikke i modelleringen, da det er modelleringsredskabet for systemanalyserne – EnergyPLAN - der fastlægger driften. Dog specificeres industriel kraftvarme exogent som følger:

- Aalborg Portland indgår med en varmeproduktion til Gruppe 3, hvorimod brændsels- og elforbruget ikke indgår direkte (jvf. håndteringen af industriens energiforbrug)
- Renseanlæg Vest indgår med en varmeproduktion til Gruppe 3 samt en elproduktion.

Mindre spidslastkedler og reservekedler med et årligt forbrug på 30 TJ / 8.3 GWh olie, biogas og naturgas modelleres således som et forbrug der dækkes andet steds fra i systemet. De 30 TJ kan sammenholdes med et brændselsforbrug på 151 TJ / 41.9 GWh på kedler i Ulsted/Hals-områderne.

EnergyPLAN, der anvendes til systemanalyserne opererer på et forholdsvist aggregeret niveau med f.eks. kun et kedelanlæg i Gruppe 1, og kun et decentralt kraftvarmeverk og én kedel i Gruppe 2. Derfor skal disse anlæg angives som gennemsnitlige anlæg for den population der er af anlæg.

Virkningsgraderne for de decentrale kraftvarmeverker (Gruppe 2), samt for kedler i Gruppe 1 og 2, er derfor fastlagt som et vejte gennemsnit af de enkelte anlæg ud fra data fra PlanEnergis opgørelse. Tallene er vejte efter de enkeltes produktion af hhv. el og/eller varme. Disse tal, som vises i tabellen herunder, anvendes alene til referenceberegninger.

Table 49: Virkningsgrader for de decentrale kraftvarmeverker (Gruppe 2), samt for kedler i Gruppe 1 og 2

	Gruppe 1: Kedelanlæg	Gruppe 2: Decentrale kraftvarmeverker
Elvirkningsgrad [%]	-	34,6
Varmevirkningsgrad [%]	76,9	54,8

Installeret effekt på decentrale kraftvarmeverker er taget fra Energistyrelsens producenttælling – i alt 21,6 MW_e i referencesituationen i 2007. Anvendelsen af brændsler på disse anlæg følger i referencen fordelingen fra energibalancen for år 2007 – fx et naturgas-/biobrændselsforbrug på decentrale kraftvarmeanheder i forholdet 604 TJ / 126 TJ.

Nordjyllandsværket har ved kondensdrift en elvirkningsgrad på 47%. Ved fuld varmelast har anlægget en varmereproduktion på 422 MJ/s, en C_v -værdi på 0.14 og en totalvirkningsgrad på 90%. Med en klemeffekt på 410 MW og et egetforbrug på 30MW giver det virkningsgrader på hhv. 39% og 51%. Den maksimale elproduktion ved maksimal varme er 323 MW efter fradrag for egetforbrug.⁷

I 2050 alternativet anvendes et brændselscelleanlæg med virkningsgrader på 54% el og 36% varme.

Investeringsomkostningen sættes til 6 MDKK/MW, og de årlige faste omkostninger sættes til 10% svarende til 20 DKK/MWh.

Ulsted har et fjernvarmenettilkoblet solfangeranlæg med en årlig solvarmereproduktion på 9 TJ / 2.5 GWh.

Varmelagre er som udgangspunkt sat til otte timers gennemsnitsproduktion på anlæggene i de respektive grupper i 2007.

Vindkraft er modelleret ud fra Energistyrelsens stamregister, der angiver i alt 111,414 MW i Aalborg Kommune i 2007. For 2050 referencen anvendes en effekt på 300 MW hvilket er den proportionale værdi ud fra produktion i 2007 og 2050 referencen jvf. Energibalancen fra PlanEnergi.

Det har dog af modeltekniske grunde været nødvendigt at modellere end mindre vindmøllebestand, for at afstemme dem med den angivne vindproduktion i energibalancen. Det gælder for både referencer og scenarier.

Ud over absorptionsvarmepumper til det centrale fjernvarmenet, modelleres også kompressionsvarmepumper. I Stockholm har et tilsvarende kompressionsvarmepumpeanlæg en COP på 2.9 ved en ressourcestemperatur på 2° og en fjernvarmefremløbstemperatur på 80°C, svarende til 3.0 ved en marginalt varmere ressourcestemperatur på 5°C. Ved varmebesparelser kan varmefremløbstemperaturen sænkes til 65°C, og der anvendes en COP på 3.6 bestemt ved proportionalitet mellem carnotfaktorerne ved 5°C-80°C og 5°C-65°C.

⁷ Baseret på samtale med Verner Jensen, Nordjyllandsværket.