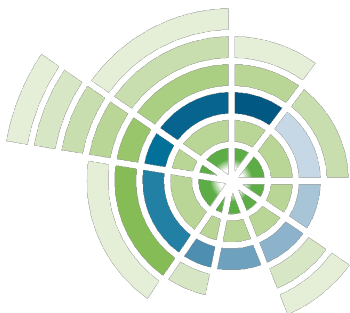




Investeringshorisontens indflydelse på fjernvarmesektoren

Hvordan investerer
fjernvarmesektoren frem
mod 2030?



Grøn Energi er fjernvarmens tænketank. Vi omsætter innovation og analyser til konkret handling til gavn for den grønne omstilling, vækst og beskæftigelse i fjernvarmebranchen. Grøn Energi bygger på et dynamisk fællesskab mellem Dansk Fjernvarme, de toneangivende danske eksportvirksomheder, rådgivere, interesseorganisationer samt universiteter.

Dato: 2. august 2017

Udarbejdet af: Christian Holmstedt Hansen

Kontrolleret af: Hanne Kortegaard Støchkel og Nina Detlefsen

Beskrivelse: Analysen beskriver betydningen for investeringer i fjernvarmesektoren, ved at regne med forskellige investeringshorisonter og afkastkrav. Det analyseres hvilke konsekvenser investeringerne har på energisystemet i år 2030, både i form af brændseffektivitet, teknologier og grøn omstilling.

Grøn Energis medlemmer:



Opsummering

Grøn Energi har analyseret konsekvenserne for investeringerne i fjernvarmesektoren, ved at regne med forskellige investeringshorisonter/afskrivningsperioder og afkastkrav. Baggrunden for dette er at belyse konsekvenserne for fjernvarmesektoren, hvis investeringerne i fjernvarmesektoren tages ud fra en anden investeringshorisont end de 20-30 år som i dag er normen. Analysen er baseret på modelberegninger i perioden 2016-2030 i Balmorel-modellen.

I dette afsnit beskrives de vigtigste resultater fra analysen omhandlende investeringer, produktion og effektivitet. Sammenligner man de to yderpunkter i analysen, en investeringshorisont på 5 år, med en horisont på 25 år, så ser man allerede i 2030 markante forskelle i energisystemet. Ved den helt korte investeringshorisont er der tale om et system som i 2030 er mindre effektivt og som i højere grad er baseret på fossile brændsler. Ved den lange investeringshorisont ser man derimod et mere effektivt system som er mere fleksibelt og som bruger færre fossile brændsler. Forskellene i fjernvarmesystemerne vil have konsekvenser for en række parametre, heriblandt varmeprisen og dermed konkurrenceforholdet til den individuelle varmforsyning.

Derudover bevirker en kortere investeringshorisont ifølge analysen:

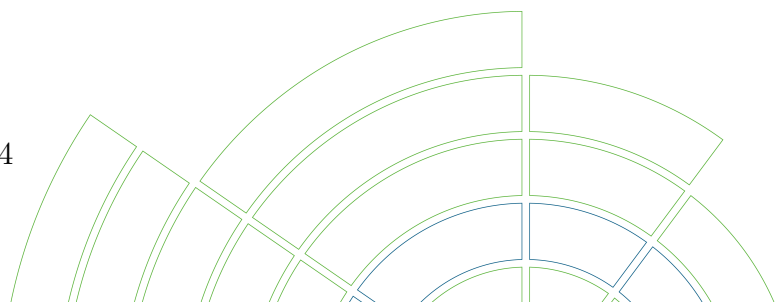
Lavere brændselseffektivitet: Investeringshorisonten påvirker i høj grad investeringerne. Ved en kort investeringshorisont (5-10 år) investerer modellen mindre i kraftvarmekapacitet og andre brændselseffektive teknologier. Ved de korte investeringshorisonter ender man i 2030 med en brændselseffektivitet som er lavere end i dag. Ved de længere investeringshorisonter (20-25 år) ser brændselseffektiviteten ud til at stige til et niveau som er væsentligt højere end i dag. En høj brændselseffektivitet har historisk sikret fjernvarmens mulighed for at konkurrere med individuelle opvarmningsformer. Kortsigtede investeringsbeslutninger kan altså, på lang sigt, forværre konkurrenceforholdet mod individuel opvarmning. Hvis den kollektive varmforsyning ikke længere kan konkurrere, på grund af forringet effektivitet, går man som samfund glip af fjernvarmens andre fordele, som behov for lavere varmeproduktionskapacitet, mulighed for at udnytte overskudsvarme, billigere brændsler og kollektiv grøn omstilling.

Færre investeringer: Størrelsen af investeringerne i fjernvarmesektoren afhænger meget af investeringshorisont og forrentningskrav. Ved en kort investeringshorisont eller et højt krav til forrentning investeres der markant mindre end i scenarier med lang investeringshorisont og/eller et lavt forrentningskrav. I denne analyse spænder størrelsen af de totale investeringer i fjernvarmesektoren i årene 2020-2030, fra ca. 8 mia. kr. til ca. 37 mia. kr. Flere investeringer sikrer i denne sammenhæng lavere varmepriser og kan skabe vækst og eksport, fordi Danmark er blandt de førende producenter af fjernvarmeteknologi. Derudover kan investeringerne være med til at hæve innovationsniveauet, hvilket kan have positive afledte effekter på andre brancher.

Mindre grøn omstilling: Solvarme er en teknologi som er meget afhængig af investeringshorisonten. Det skyldes at det er en langsigtet, kapitalintensiv investering som til gengæld har meget lave driftsomkostninger og ingen brændselsomkostninger. Dette passer dårligt med korte investeringshorisonter. Resultaterne viser enten ingen, eller meget begrænsede investeringer i solvarme. Derimod peger resultaterne på større investeringer i solvarme ved de længere tidshorisonter, hvor solvarmen og sæsonlagre er med til at øge andelen af VE i fjernvarmen markant.

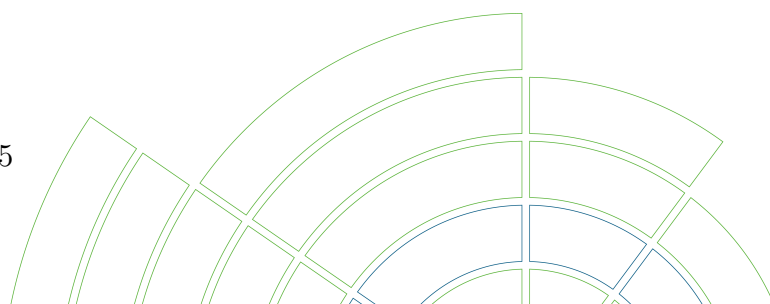
Mindre fleksibelt energisystem: Investeringer i lagerkapacitet er færre ved kortere investeringshorisonter. Sammen med færre investeringer i kraftvarme, gør det at sammenhængen med elsystemet vil blive mindre. Der vil altså være mindre kapacitet til rådighed som fleksibelt kan producere el, når der er brug for det, og mindre kapacitet som kan forbruge og lagre el når der er en meget høj andel af strøm i systemet fra vind og solceller.

Centralisering af affald: I modellen sker der en centralisering af affaldsforbrændingen. Særligt ved de lange tidshorisonter investeres der kun i kapacitet til affaldsforbrænding i de centrale områder og kun som kraftvarme. Ved de korte investeringshorisonter investerer modellen ikke i kraftvarmekapacitet på affald, men kun i kedler både i store decentrale og centrale områder. For affald er det altså meget tydeligt at der investeres i mindre effektive teknologier ved kortere investeringshorisonter.



Indhold

Opsummering	3
Indhold	5
Introduktion	6
Fjernvarmens effektivitet	8
Kapacitet i dag	10
Investering og produktion i referencescenariet	11
Investeringer i de fem scenarier	14
Investering i de centrale områder	14
Investering i de store decentrale områder	16
Investering i de små decentrale områder	18
Produktion i de fem scenarier	20
Produktion i de centrale områder	20
Produktion i de store decentrale områder	22
Produktion i de små decentrale områder	24
Totale investeringer i modellen	26
Emissioner i de fem scenarier	28
CO ₂ -udledning	28
SO ₂ og NO _x -udledning	29
Bilag A Appendiks	31
Investering i kedler, centrale områder	31
Investering i kedler, store decentrale områder	32
Investering i kedler, små decentrale områder	33
Investering i kraftvarme, centrale områder	34
Investering i kraftvarme, store decentrale områder	35
Investering i kraftvarme, små decentrale områder	36
Investering i lager	37
Investering i solvarme	40
Investering i varmepumper og elkedler	43



Introduktion

Fjernvarmesektoren oplever i disse år stor usikkerhed omkring sektorens rammevilkår. En af disse usikkerheder er reguleringen af varmeforsyningen. I en ny regulering af varmeforsyningen kan der blive ændret på reglerne som i praksis kan ændre på tidshorisont og afkastkrav. Det handler f.eks. om en ændring af afskrivningsmulighederne, eller investering af kommerciel kapital i fjernvarmesektoren som kan tænkes at stille andre krav til investeringshorisont end hvad der i dag er normen.

Med baggrund i dette har Grøn Energi udarbejdet en analyse, med det formål at undersøge hvordan en ændret investeringshorisont (afskrivningsperiode) påvirker investeringerne i fjernvarmesektoren.

Til beregningerne af produktion og investeringer i fjernvarmesystemet er Balmorel modellen anvendt. Modelberegningerne er foretaget for årene 2016, 2020, 2025 og 2030. 2016 anses for et basisår i beregningerne, mens modellen har lov at investere i årene 2020, 2025 og 2030 ud fra økonomiske beregninger.

Generelt er grundantagelserne og data i denne analyse de samme som er anvendt i den tidligere analyse fra Grøn Energi kaldet “Energiforsyning 2030”. Det betyder at teknologidata for nye anlæg generelt bygger på Energistyrelsens teknologikatalog, at PSO-tariffen er fjernet og at kraftvarmekravet udfases gradvist, således at kraftvarmekravet for de små decentrale områder er ophævet i 2020, mens det er ophævet i 2025 for de store decentrale områder og i 2030 for de centrale områder. Brændselspriserne i modellen følger IEA’s 450 ppm-scenarie. CO₂-prisen er i 2030 sat til 15 €/ton.

Desuden har modellen mulighed for at dekommissionere (skrotte) gamle anlæg fra år og med 2025. Dette vil modellen gøre hvis et anlæg har store variable driftsomkostninger og så store faste omkostninger at det vil være billigere at skrotte anlægget og eventuelt investere i et andet anlæg.

Der er lavet modelberegninger for fem scenarier, hvor afskrivningsperioden er sat til hhv. 5, 10, 15, 20 og 25 år med en dertilhørende diskonteringsrente på 4 %. I analysen kaldes disse kørsler henholdsvis 5Y, 10Y, 15Y, 20Y og 25Y. Diskonteringsrenten kaldes også for en kalkulationsrente og kan opfattes som det minimale afkastkrav en investor kræver af investeret kapital. I et tænkt scenarie med en afskrivningsperiode på 13 år (t) og en diskonteringsrente på 4 % (k) giver dette en annuitetsfaktor, α , på 0,1, ud fra Formel 1

$$\alpha_{T,k} = \frac{1 - (1 + k)^{-t}}{k} \quad (1)$$

En potentiel investering ansues i dette tilfælde over en periode på 13 år med en omkostning på 10 % af investeringsomkostningerne i hvert af årene. Har investoren et afkastkrav på 0 % svarer den samme annuitetsfaktor til en afskrivningsperiode på 10 år. Har investoren i stedet et afkastkrav på 8 % kræver det en afskrivningsperiode på 21 år for at kunne foretage den samme investering (samme

annuitetsfaktor). Øges afskrivningsperioden ikke til 21 år i dette tilfælde, så vil annuitetsfaktoren α stige, hvilket gør investeringen mindre økonomisk attraktiv i forhold til den eksisterende varmeproduktion.

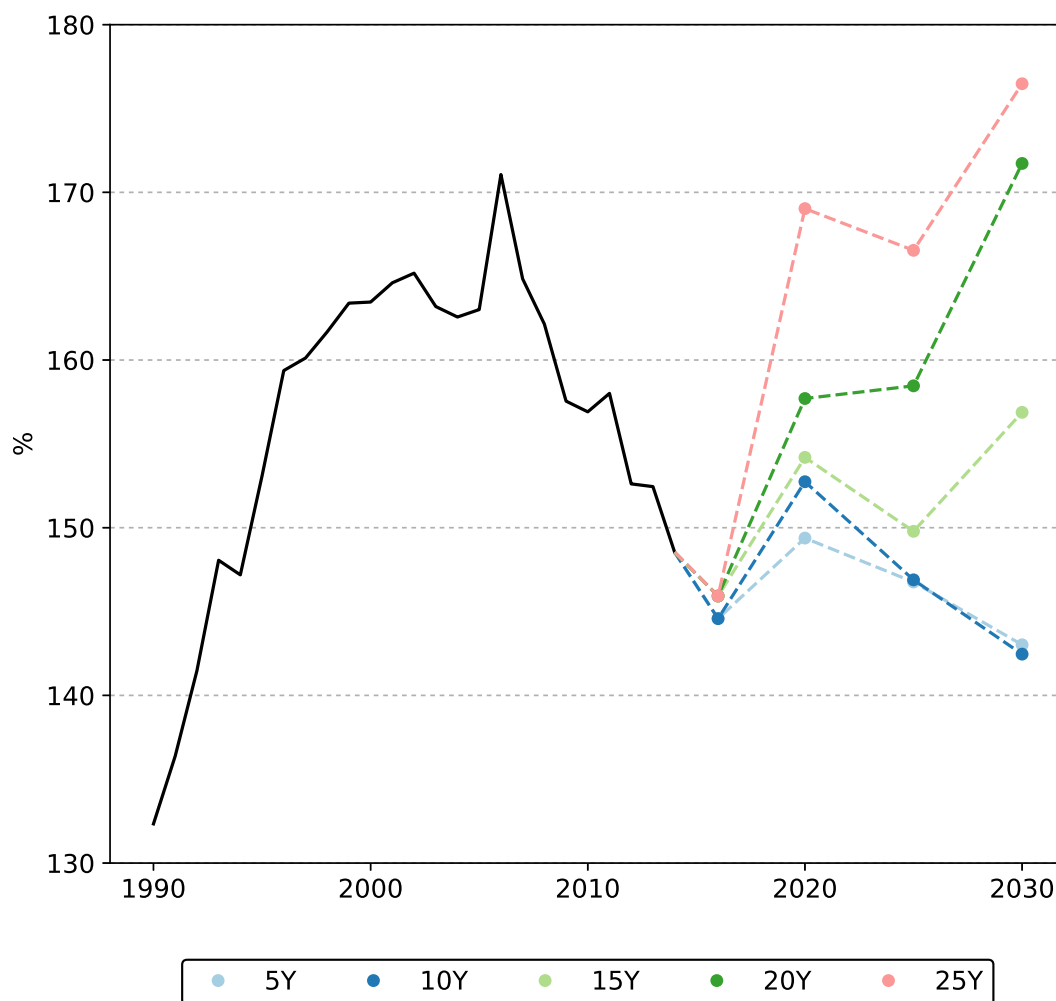
En investering i et nyt produktionsapparat skal sammenlignes med det produktionsapparat der er tilgængeligt i dag. Hvor fordelagtig en ny investering er vil afhænge af hvor stor en andel af investeringen et selskab skal bære et givent år.

I modellen behandles dette som en en ét-årig betragtning af investeringen. Modellen investerer efter om kapitalomkostningen for en investering i et givet år, eksempelvis 2020, kan sikre en lavere pris i dette år, sammenlignet med situationen uden investeringen.

Størrelsen af annuitetsfaktoren og dermed trade-offet mellem afskrivningsperiode og afkastkrav har stor betydning for hvilke investeringer der kan være rentable. Har en investor et højt afkastkrav og/eller en kort tidshorisont vil investeringer som har høje investeringsomkostninger, men lave driftsomkostninger, sjældent være rentable. Et eksempel på dette kunne være en investering i solvarme på et fjernvarmeværk.

Fjernvarmens effektivitet

Dette afsnit indeholder modelresultater for analysen vedrørende fjernvarmens effektivitet. Resultaterne viser udviklingen i brændselseffektiviteten for fjernvarmen (hvor meget brændsel der forbruges til at producere varme). De historiske data kommer fra Energistyrelsens Energistatistik. Resultaterne for 2016, 2020, 2025 og 2030 er modelresultater som er beregnet ved 200%-metoden¹.



Figur 1: Udvikling i fjernvarmens effektivitet

Figur 1 viser at brændselseffektiviteten i fjernvarmesektoren har været faldende siden 2008. Den faldende effektivitet er sammenfaldende med faldende elpriser der gør at kraftvarmeproduktion er mindre attraktivt. Fortsætter de lave elpriser er det ikke sikkert at kraftvarmeproduktionen er nok til at opretholde en tilstrækkelig høj effektivitet i fjernvarmen. Modellen viser ingen tegn på øget effektivitet i 2016, hvor modellen ikke må investere i ny teknologi. Ser man udviklingen i fjernvarmens effektivitet frem mod 2030 så er der store forskelle mellem scenarierne.

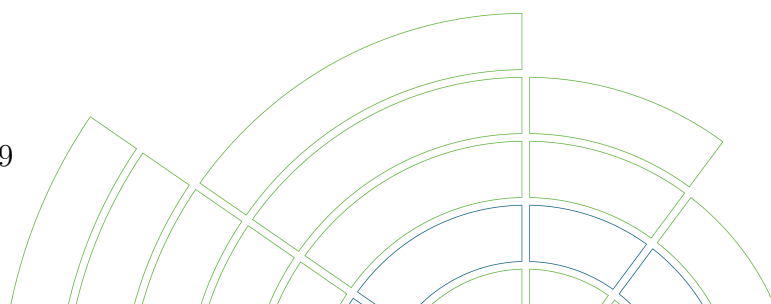
¹200%-metoden er en metode til at fordele brændslet ved kraftvarmeproduktion mellem varme og el. Metoden allokerer følgende mængde brændsel til varmeproduktion:

Brændsel til varme [MWh] = $\frac{\text{Varmeproduktion [MWh]}}{200\%}$. Resten af brændslet allokeres til el-produktionen.

I scenarierne med investeringshorisonter på 5 og 10 år ender effektiviteten på et lavere niveau end i dag, primært fordi der ikke investeres i solvarme. Effektiviteten stiger i disse scenarier fra 2016-2020 fordi modellen i et begrænset omfang investerer i nye og mere effektive teknologier. I 2025 bliver der dog skrottet noget kraftvarmekapacitet, både pga. alder og fordi det er for dyrt at have stående. Desuden investeres der ikke i ny kraftvarmekapacitet og kun i meget begrænset omfang i solvarme (slet ikke i scenariet med afskrivningsperiode på 5 år). I disse to scenarier går fjernvarmen altså mod at være mere kedelbaseret og mindre effektiv.

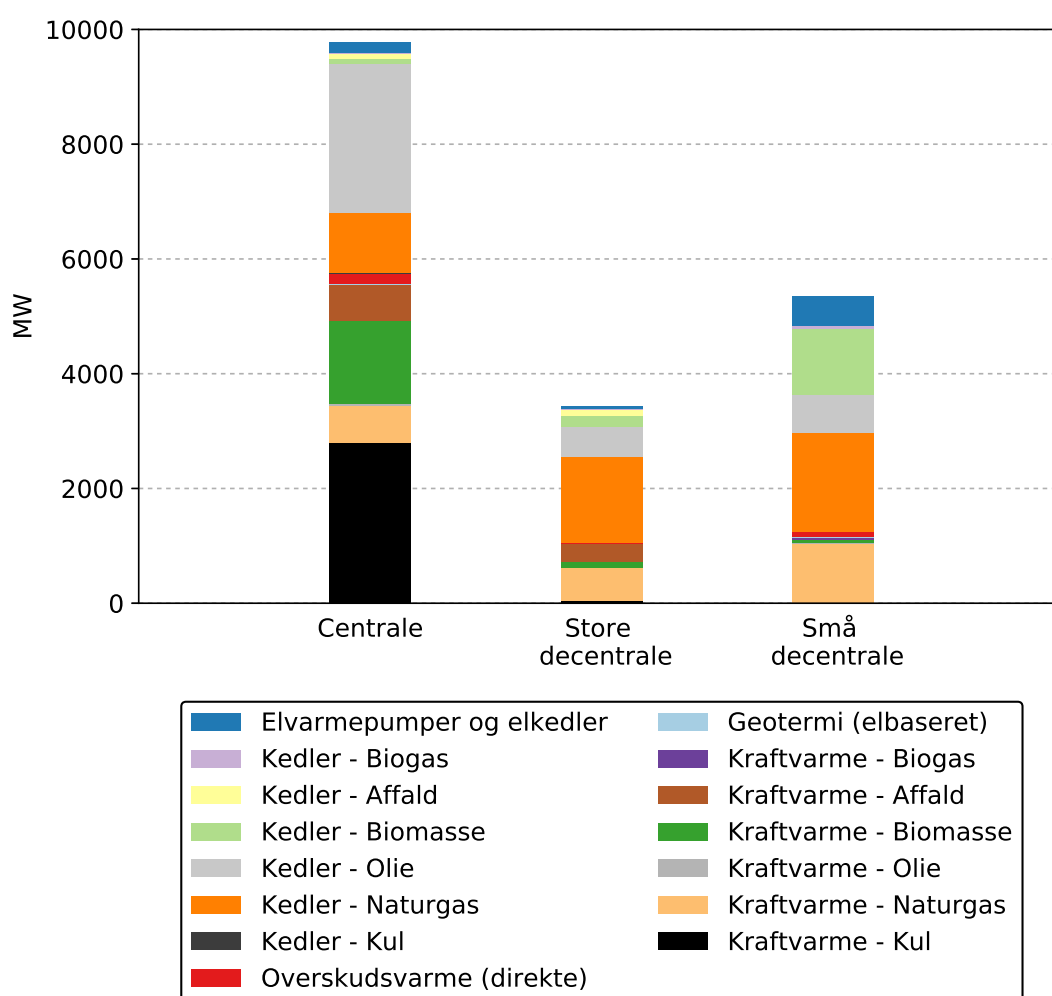
I de tre resterende scenarier er effektiviteten stigende fra udgangspunktet i 2016. Meget af stigningen er solvarmedrevet. De scenarier hvor der investeres mest i solvarme er også de scenarier hvor effektiviteten i 2030 er højest. Dette ses særligt i scenarierne med 20 og 25 års investeringshorisont hvor solvarmeudbygningen er klart størst. Derudover investerer modellen også i mere kraftvarmekapacitet og varmelagre i disse scenarier, som gør at solvarmen og kraftvarmekapaciteten bedre kan udnyttes.

Det er nødvendigt at have en høj udnyttelse af brændslet i fjernvarmen fordi der er et ledningstab som skal opvejes. Det kan blive svært at konkurrere med den individuelle varmforsyning hvis man ikke har den høje effektivitet i fjernvarmen, som sikrer lave varmepriser og dermed er en del af fjernvarmens berettigelse. Dette skal ses i sammenhæng med de andre fordele ved fjernvarmen; begrænset samtidighed i forbrug som sænker behovet for varmeproduktionskapacitet og det at fjernvarmen kan udnytte varmekilder og billigere brændsler som ikke er muligt ved individuelle løsninger.



Kapacitet i dag

Figur 2 viser den varmeproduktionskapacitet som er tilgængelig for modellen i basisåret, 2016. Figuren er taget med i analysen for at sætte størrelsen af modellens investeringer i perspektiv sammenlignet med kapaciteten i dag. Varmeproduktionskapaciteten i basisåret består i de centrale områder primært af kraftvarmekapacitet baseret på kul, naturgas, biomasse og affald. Ligeledes er der et større antal oliekedler til spids- og reservelast. De små og store decentrale områder har en stor andel af kedelkapacitet primært på naturgas og olie, men også på biomasse i de små områder. Desuden er der en større naturgasbaseret kraftvarmekapacitet og i de store decentrale områder også kraftvarmekapacitet på affald og biomasse. I de små decentrale områder er der også en vis varmekapacitet på elvarmepumper og elkedler.



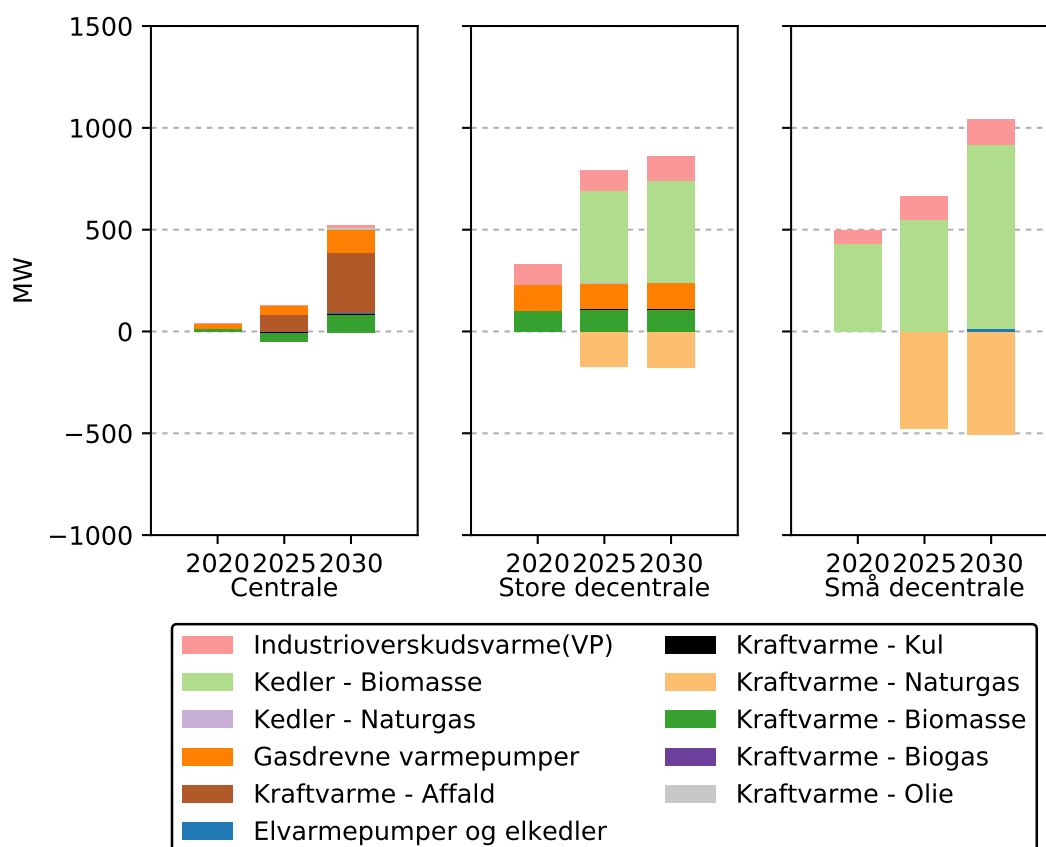
Figur 2: Varmekapacitet i 2016

Solvarmekapaciteten i modellen er i 2016 ca. 1,25 mio. m². Ca. 85 % af solvarmekapaciteten står i de små decentrale områder, mens den resterende kapacitet primært står i de store decentrale områder.

Investering og produktion i referencescenariet

Dette afsnit indeholder modelresultater for investeringer i referencescenariet. Resultaterne viser investeringer i varmeproduktionskapacitet og lagerkapacitet i år 2020, 2025 og 2030.

Figur 3 viser modellens investeringer i det scenarie hvor afskrivningsperioden er sat til 25 år og diskonteringsrenten er sat til 4 %, her kaldet referencescenariet. Dette var standardforudsætningen i “Energiforsyning 2030”.



Figur 3: Akkumuleret investering og dekommissionering af varmekapacitet i referencescenariet

I de **centrale områder** investerer modellen, i 2020, i under 50 MW kapacitet, fordelt på biomassekraftvarme, gasdrevne varmepumper og industrioverskudsvarme hvortil der skal bruges en varmepumpe. I 2025 investerer modellen i ca. 80 MW affaldsbaseret kraftvarme og ca. 50 MW gasdrevne varmepumper. Desuden skrotter modellen ca. 50 MW ældre biomassekraftvarme. I 2030 investerer modellen primært i **biomassekraftvarme**, **affaldskraftvarme** og **gasdrevne varmepumper**, i alt ca. 350 MW. I alt investerer modellen dermed i ca. 500 MW varmekapacitet i de centrale områder i referencescenariet.

I de **store decentrale områder** investerer modellen, i 2020, i ca. 100 MW **biomassekraftvarme**, ca. 125 MW **gasdrevne varmepumper** og i ca. 100 MW **industrioverskudsvarme** hvortil der skal bruges en varmepumpe. I 2025 skrotter modellen ca. 175 MW naturgasfyret kraftvarmekapacitet. Derudover investerer modellen i ca. 450 MW **biomassekedler**. I 2030 investerer modellen i en

mindre mængde industrioverskudsvarme på varmepumper, og biomassekedler. Når begrænsningen på investering i biomassekedler ophæves, så investerer modellen meget i biomassekedler. Dette sker i 2020 i de små decentrale områder, i 2025 i de store decentrale områder og i 2030 i de centrale områder.

I de **små decentrale områder** investerer modellen, i 2020, i ca. 500 MW varmekapacitet. Størstedelen er **biomassekedler**, resten er **industrioverskudsvarme** hvortil der skal bruges en varmepumpe. I 2025 investerer modellen i yderligere ca. 100 MW biomassekedler og ca. 50 MW industrioverskudsvarme. Modellen skrotter desuden ca. 500 MW naturgasfyret kraftvarmekapacitet. I 2030 investerer modellen i yderligere ca. 450 MW biomassekedler.

Figur 4 viser modellens investeringer i **solvarmekapacitet**, i referencescenariet. Modellen investerer meget i solvarme da det generelt er en rentabel investering ved afskrivningsperioden på 25 år som er anvendt i referencescenariet. Kapaciteterne skal sammenholdes med en eksisterende kapacitet på ca. 1,25 mio. m² i dag. Særligt i de centrale områder investerer modellen massivt i solvarme, ca. 3 mio. m² i 2020 og yderligere ca. 2 mio. m² i 2030. Dette resultat kan virke urealistisk blandt andet på grund af tilgængeligheden af areal, men resultatet skal blot ses som en konstatering af at solvarme er en særdeles økonomisk attraktiv investering.

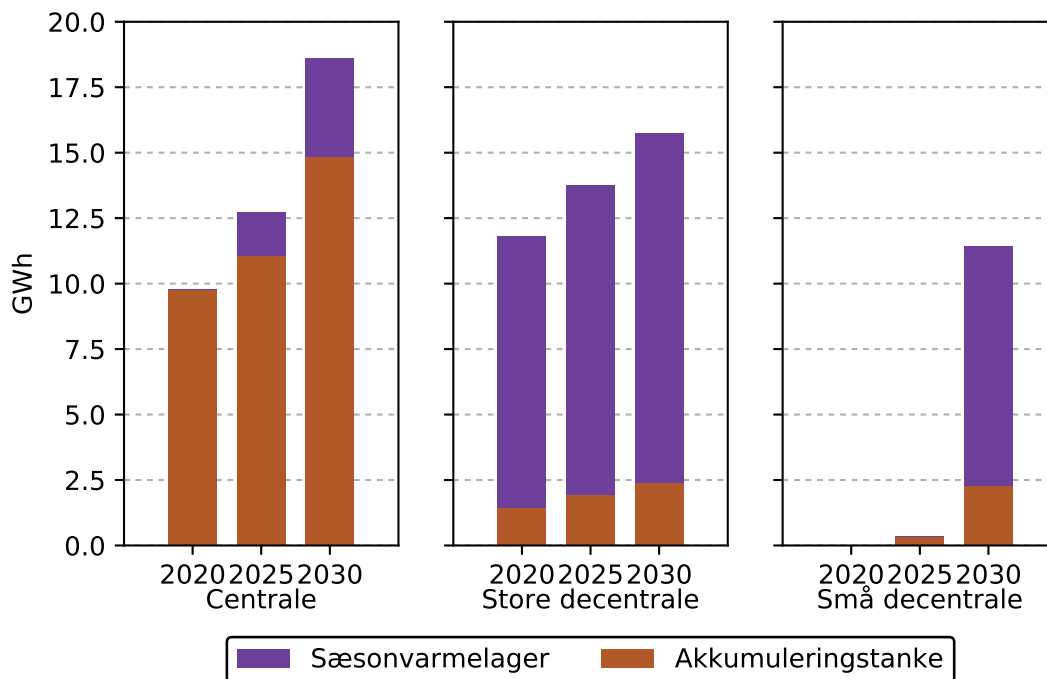


Figur 4: Akkumuleret investering i solvarmekapacitet i referencescenariet

I de decentrale områder investerer modellen samlet i næsten 6 mio. m². Igen er der tale om en markant forøgelse af den eksisterende kapacitet.

Figur 5 viser modellens investeringer i **lagerkapacitet** i referencescenariet. Modellen investerer, i de centrale områder, i ca. 20 GWh lagerkapacitet hvor ca. 80 % er akkumuleringstanke. Det omvendte er tilfældet i de decentrale områder

hvor der samlet investeres i ca. 20 GWh sæsonvarmelager og ca. 5 GWh akkumuleringsstanke. Tallene skal sammenlignes med en tilgængelig kapacitet i modellen, i 2016, på ca. 40 GWh som hovedsageligt består af akkumuleringsstanke.



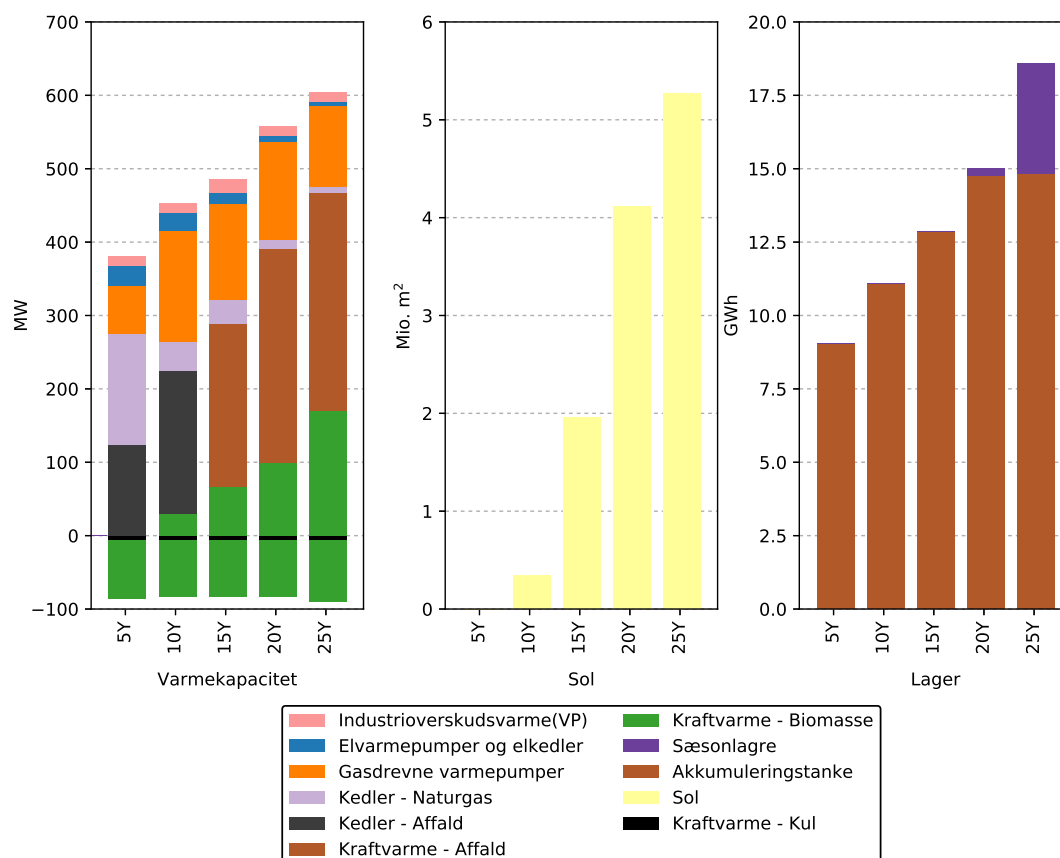
Figur 5: Akkumuleret investering i lagerkapacitet i referencescenariet

Resume: I referencescenariet investerer modellen primært i kraftvarmekapacitet (biomasse og affald) og gasdrevne varmepumper i de centrale områder. I de store decentrale områder investerer modellen i biomasse (kedler og kraftvarme), gasdrevne varmepumper og udnytter industrioverskudsvarme. I de små decentrale områder investerer modellen i biomassekedler og udnytter industrioverskudsvarme. Desuden er der en markant udbygning af den eksisterende solvarme og lagerkapacitet i referencescenariet.

Investeringer i de fem scenarier

Dette afsnit indeholder modelresultater for analysen vedrørende investeringer. Resultaterne viser de samlede investeringer i varmeproduktionskapacitet og lagerkapacitet i år 2020, 2025 og 2030 for alle fem scenarier i analysen.

Investering i de centrale områder



Figur 6: Akkumulerede investeringer i centrale områder, for 2020-2030

Figur 6 viser akkumulerede investeringer i de centrale områder for 2020-2030. Modellen investerer ikke i biomassekedler i de centrale områder, selvom den må investere i dem i 2030. I stedet investerer modellen i **biomassekraftvarme**, da der i de centrale områder er et stort nok varmebehov til at der kan investeres i store kraftvarmeanheder. Modellen investerer i mere kapacitet jo længere investeringshorisonten er. Udviklingen er jævnt stigende ved investeringshorisonter fra 5 til 20 år, voksende fra en investering på 0 MW til 100 MW. I det resterende scenarie investerer modellen i ca. 170 MW. Desuden dekommissionerer modellen, i alle scenarier, ca. 80 MW biomassekraftvarme som er urentabelt at beholde.

Modellen investerer i varmepumper som udnytter **industrioverskudsvarme** i alle scenarierne. Kapacitetsudbygningen for denne teknologi er ca. 15 MW i alle scenarier. Desuden investerer modellen i **eldrevne varmepumper**, men de akkumulerede investeringer er faldende ved længere investeringshorisonter og sker udelukkende i 2030, hvor forventningerne til teknologien gør at det er

blevet billigere at investere i dem i modellen. Der er tale om mindre investeringer på maksimalt 30 MW i alt. Modellen investerer i stedet i kraftvarmekapacitet og gasdrevne varmepumper. Modellen investerer mindst i **gasdrevne varmepumper** i scenariet med kortest investeringshorisont, ca. 65 MW, mens modellen investerer mest i scenariet med en investeringshorisont på 10 år, 150 MW. Ved en investeringshorisont på 15 og 20 år investerer modellen i 130 MW og i 110 MW i scenariet med længst investeringshorisont. I scenariet med en investeringshorisont på 5 år investeres der i ca. 150 MW **naturgaskedler**. Dette er langt mere end i de resterende scenarier hvor investeringerne er på mellem 10 MW og 40 MW.

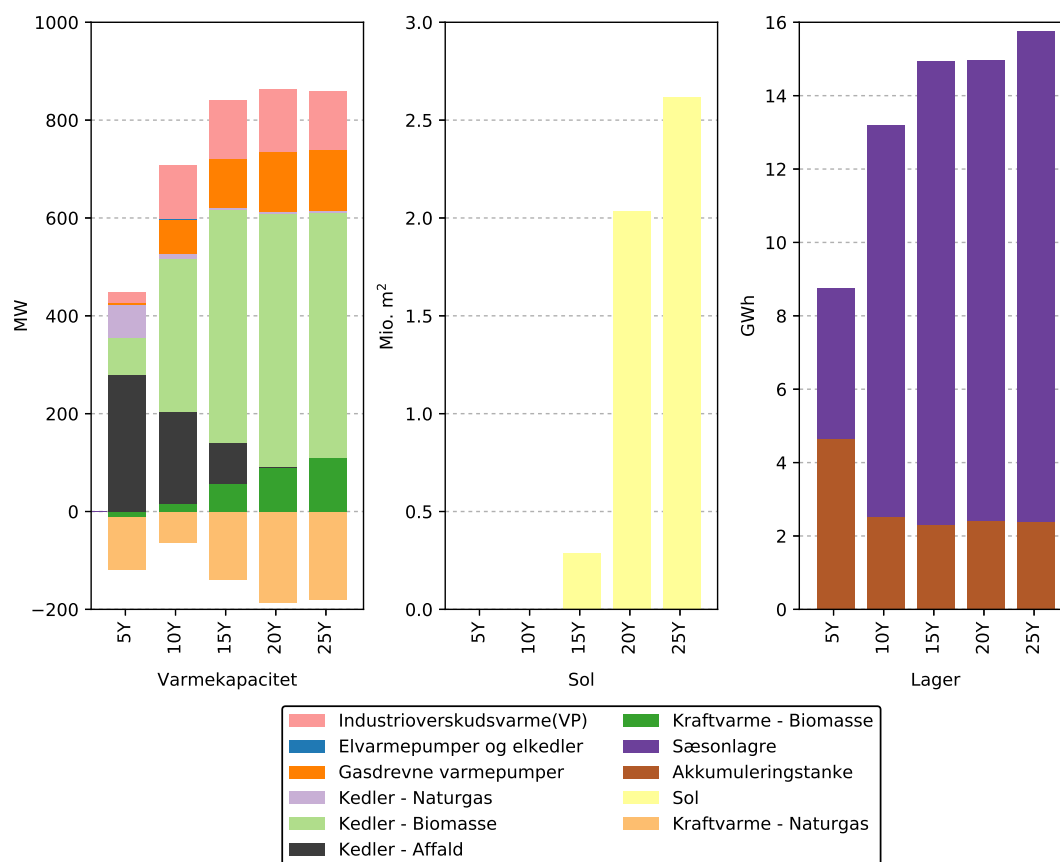
I scenarierne med 5 og 10 års investeringshorisont investerer modellen i **affaldskedler**, mens den i de resterende scenarier investerer i **affaldsbaseret kraftvarme**. Det ser dermed ud til at kraftvarme på affald bliver mere økonomisk attraktivt end kedelbaseret affaldsforbrænding når investeringshorisonten er over 10-15 år i de centrale områder. Kapaciteterne for affaldskedler er mellem 125 MW og 200 MW mens investeringerne i kraftvarmekapacitet ligger mellem 220 MW og 300 MW.

Solvarmekapaciteten udvides mest i de centrale områder, både når man sammenligner med den eksisterende kapacitet og udbygningen i de decentrale områder. Modellen investerer i alle scenarier, undtagen det med kortest investeringshorisont. I scenariet med en investeringshorisont på 10 år er investeringen dog kun på ca. 0,35 mio. m². I de resterende scenarier investerer modellen i henholdsvis ca. 2, 4 og 5 mio. m². En meget kraftig forøgelse af kapaciteten i dag.

Modellens investering i **akkumuleringstanke** i de centrale områder er tæt på lineært stigende mellem en investeringshorisont på 5 og 20 år. Investeringsstørrelsen er mellem 9 GWh og 15 GWh, afhængig af scenariet. Modellens investeringer i **sæsonvarmelagre** foregår næsten kun i scenariet med længst investeringshorisont. Investeringen er her på næsten 4 GWh.

Resume: I de centrale områder investerer modellen meget i kapacitet på naturgas og affald, og også biomassekraftvarme i scenarierne med længere investeringshorisonter. Ved de korte investeringshorisonter investerer modellen i affaldskedler, naturgaskedler og i gasdrevne varmepumper. I scenarierne med længere investeringshorisonter investerer modellen i stedet i affaldskraftvarme og mere i gasdrevne varmepumper end naturgaskedler. Solvarmeudbygningen er meget stor, særligt i scenarierne med 20 og 25 års investeringshorisont, hvor modellen også investerer i sæsonvarmelagre. Der er desuden en stor udbygning af akkumuleringstanke.

Investering i de store decentrale områder



Figur 7: Akkumulerede investeringer i store decentrale områder, for 2020-2030

Figur 7 viser akkumulerede investeringer i de store decentrale områder for 2020-2030. Også her er der store forskelle på hvor meget modellen investerer i de forskellige scenarier. Størrelserne af investeringer er ca. lige store i de tre scenarier med længst investeringshorisont, mens der investeres i ca. halvt så meget varmekapacitet i scenariet med kortest investeringshorisont. Hvilke teknologier modellen investerer i varierer mere i de store decentrale områder end det er tilfældet i de små decentrale områder.

Modellen investerer i mellem 110 MW og 130 MW varmekapacitet i varmepumper som udnytter **industrioverskudsvarme** i scenarierne med investeringshorisont fra 10-25 år. Til sammenligning investerer modellen kun i ca. 20 MW af denne kapacitet i scenariet med en investeringshorisont på 5 år. Et lignende resultat ses for investeringerne i **gasdrevne varmepumper**. Modellen investerer nærmest ikke i gasdrevne varmepumper i scenariet med kortest investeringshorisont, men investerer mere i teknologien, jo længere investeringshorisonten er. Allerede med en investeringshorisont på 10 år investerer modellen i 70 MW, stigende til 125 MW i scenariet med længst investeringshorisont. Det modsatte er gældende for investeringer i **naturgaskedler**. Modellen investerer i ca. 70 MW kapacitet i scenariet med en investeringshorisont på 5 år og i en ubetydelig mængde kapacitet i de resterende scenarier.

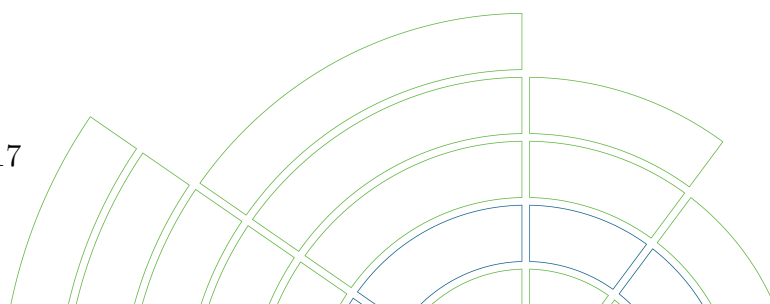
Derudover investerer modellen i affaldsbaserede kedler, biomassekedler og **biomassekraftvarme**. Kraftvarme investeringerne er stigende med investeringshorisonten, fra 0 MW til ca. 110 MW. Den samme tendens er gældende for biomassekedlerne. I de to scenarier med kortest investeringshorisont investerer modellen i henholdsvis ca. 75 MW og ca. 300 MW kapacitet på **biomassekedler**, mens modellen i de resterende scenarier investerer i ca. 500 MW kapacitet. Til gengæld investerer modellen mest i **affaldskedler** i scenarierne med kort investeringshorisont. Fra næsten 300 MW i scenariet med en investeringshorisont på 5 år, faldende til næsten 90 MW i scenariet med en investeringshorisont på 15 år.

Modellen dekommissionerer derudover en andel af den tilgængelige **naturgaskraftvarmekapacitet**, varierende fra ca. 60 MW til ca. 190 MW. Modellen dekommissionerer mest i de to scenarier med længst investeringshorisont, hvor der investeres i billigere varmeproduktion som fortrænger naturgas kraftvarmekapacitet.

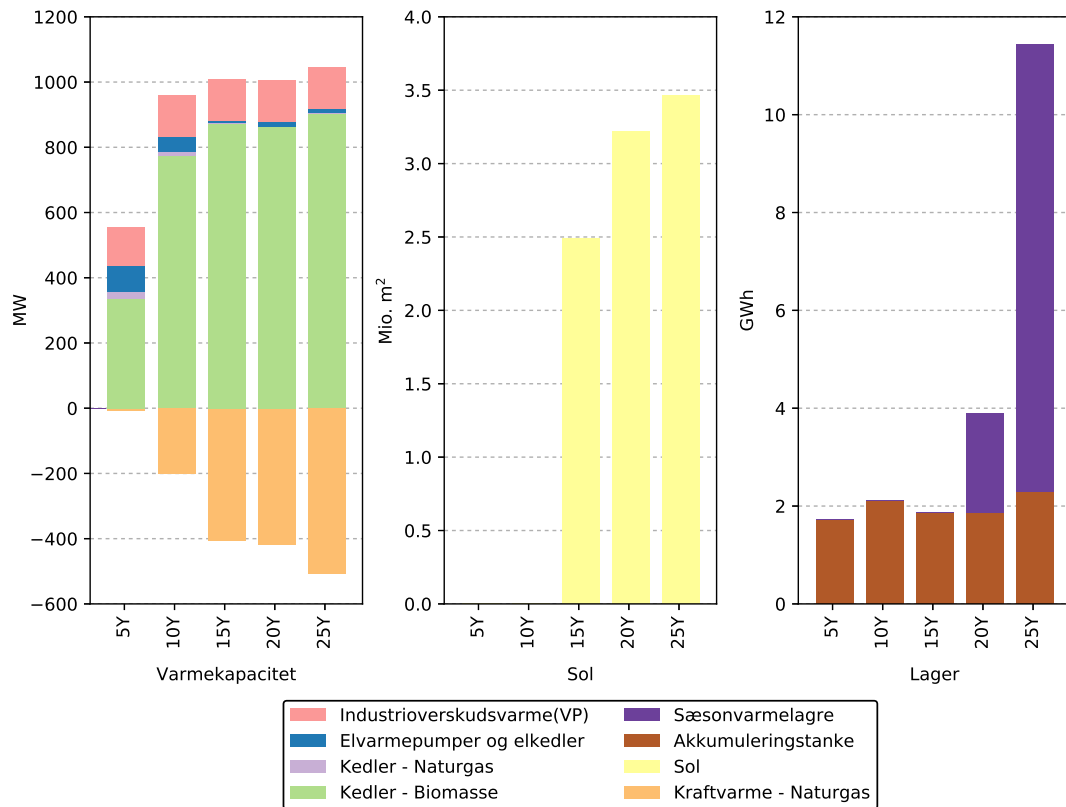
Solvarmekapaciteten udvides også markant i de store decentrale områder, men kun i scenarierne med afskrivningsperioder på 20 og 25 år. Modellen investerer her i mellem 2 mio. m² og 2,5 mio. m² i de store decentrale områder. I scenarierne med 5 og 10 års afskrivningsperiode investerer modellen ikke i solvarme. I det sidste scenarie (investeringshorisont på 15 år) investerer modellen kun meget lidt i solvarme, ca. 0,3 mio. m².

Modellens investering i **akkumuleringstanke** er også i de store decentrale områder relativt robust over scenarierne. Investeringerne er på ca. 2 GWh, undtagen i scenariet med kortest investeringshorisont hvor modellen investerer i godt 4 GWh. Modellen investerer i **sæsonvarmelagre** i alle scenarier. Investeringerne er større jo længere investeringshorisonten er. Investeringerne varierer fra ca. 4 GWh lagerkapacitet i sæsonvarmelagre til ca. 13 GWh.

Resume: I de store decentrale områder investerer modellen meget i kapacitet på biomassekedler, gasdrevne varmepumper og kapacitet som udnytter industrioverskudsvarme ved de længere investeringshorisonter. Ved de kortere investerer modellen mere i kedler på affald og naturgas. Modellen investerer kun i biomassekraftvarme i scenarierne med længere investeringshorisonter. Solvarmeudbygningen er markant i scenarierne med 20 og 25 års investeringshorisont, mens modellen investerer i akkumuleringstanke og sæsonvarmelagre i alle scenarier.



Investering i de små decentrale områder



Figur 8: Akkumulerede investeringer i små decentrale områder, for 2020-2030

Figur 8 viser akkumulerede investeringer i de små decentrale områder for 2020-2030. Meget naturligt investerer modellen i mest varmekapacitet i scenariet med en afskrivningsperiode på 25 år. Den største forskel, i størrelsen af investeringer, er mellem scenarierne med afskrivningsperioder på 5 og 10 år. Overordnet investerer modellen i de samme teknologier i alle scenarier, men der er betydelige forskelle i investeringernes størrelse. Modellen investerer mest i **biomassekedler** i de små decentrale områder. I scenariet med kortest investeringshorisont drejer det sig om ca. 350 MW, mens modellen i de resterende scenarier investerer i mellem 775 MW og 900 MW biomassekedler.

Modellen investerer i et begrænset omfang i **naturgaskedler**, og primært i scenarierne med kort investeringshorisont. Derudover investerer modellen i ca. 80 MW **elvarmepumper** i scenariet med kortest investeringshorisont og ca. 50 MW i scenariet med en afskrivningsperiode på 10 år. I de resterende scenarier investerer modellen kun i ca. 10 MW elvarmepumper. Investeringerne ligger udelukkende i 2030, hvor teknologien i modellen er blevet billigere end i 2020. I scenarierne med længere investeringshorisont har modellen givetvis allerede investeret i anden kapacitet i disse områder i de tidligere år.

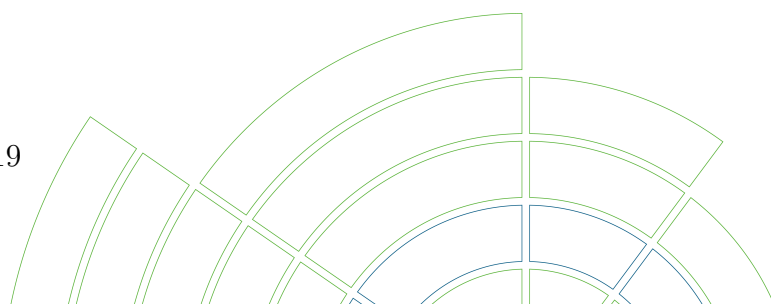
Investeringer i **industrioverskudsvarme** på varmepumper er relativt robuste. Modellen investerer i ca. 125 MW i alle scenarierne. Modellen dekommissionerer derudover en andel af den tilgængelige **naturgaskraftvarmekapacitet**. Modellen dekommissionerer mere af kapaciteten jo længere afskrivningsperioden er. Fra

tæt på 0 MW i scenariet med kortest afskrivningsperiode og op til ca. 500 MW i scenariet med længst afskrivningsperiode. Særligt med en afskrivningsperiode på 15 år eller længere skrotter modellen meget naturgasfyret kraftvarmekapacitet. Det skyldes at modellen i disse scenarier investerer i ny og billigere kapacitet i stedet for at beholde naturgaskraftvarmen.

Solvarmekapaciteten udvides markant i scenarierne med afskrivningsperioder mellem 15 og 25 år. Modellen investerer her i mellem 2,5 mio. m² og 3,5 mio. m² i de små decentrale områder. I scenarierne med 5 og 10 års afskrivningsperiode investerer modellen ikke i solvarme i disse områder. Ved så kort en afskrivningsperiode er solvarme ikke en økonomisk attraktiv investering.

Modellens investering i **akkumuleringstanke** er relativt robust over scenarierne. Investeringerne er på ca. 2 GWh. Modellen investerer kun i **sæsonvarmelagre** i de to scenarier som har længst afskrivningsperiode. I scenariet med en afskrivningsperiode på 20 år investerer modellen i ca. 2 GWh sæsonvarmelagre, mens investeringen i sæsonvarmelagre i scenariet med længst afskrivningsperiode er på ca. 9 GWh.

Resume: I de små decentrale områder investerer modellen i høj grad i biomassekedler, i udnyttelse af industrioverskudsvarme og også i solvarme i scenarierne med investeringshorisonter fra 15-25 år. Det er også i høj grad disse teknologier varmen produceres på i 2030. Modellen skrotter også en del naturgasbaseret kraftvarmekapacitet, mere i scenarierne med lang tidshorisont.



Produktion i de fem scenarier

Dette afsnit indeholder modelresultater for analysen vedrørende den varmeproduktion den eksisterende og nye varmekapacitet giver anledning til i modellen. Figurerne viser varmeproduktionen i år 2016 og 2030 for alle fem scenarier i analysen.

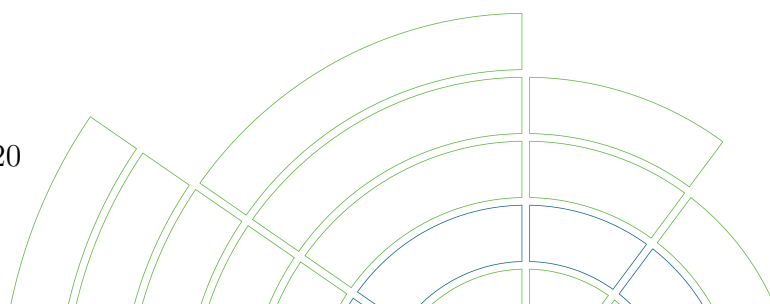
Produktion i de centrale områder

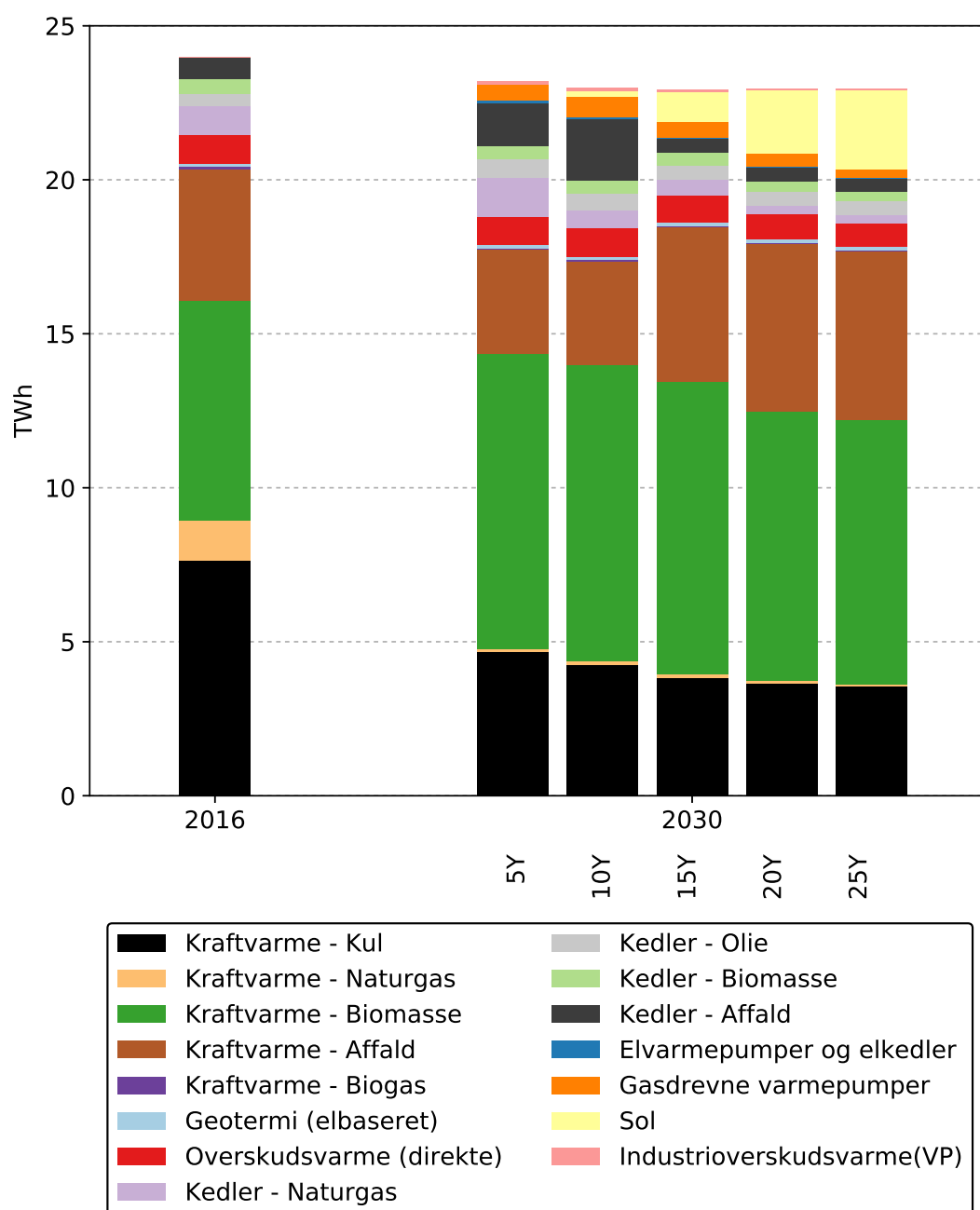
Figur 9 viser varmeproduktionen i de centrale områder. I 2016 består produktionen hovedsageligt af varme fra kraftvarmeanheder, ca. 32 % fra kul, ca. 30 % fra biomasse, ca. 18 % fra affald og ca. 5 % fra naturgas. De resterende 15 % dækkes af overskudsvarme og kedler på naturgas, biomasse, affald og olie.

I alle scenarierne sker der en omstilling af kraftvarmeanheder fra kul til biomasse. Disse er eksogent lagt ind og er derfor ikke bestemt af modellen. Desuden udfases naturgaskraftvarmen næsten af modellen. I 2030 dækker den kulbaserede kraftvarme 15-20 % af varmeproduktionen, men mindst i scenarierne med lang investeringshorisont. Biomassekraftvarme dækker 37-42 % af varmeproduktionen, men igen mindst i scenarierne med lang investeringshorisont. Produktionen på kedler er for de fleste brændsler uændret. Dog stiger varmeproduktionen på affaldskedler i de to scenarier med kortest investeringshorisont. Det samme er gældende for varmeproduktionen på naturgaskedler i scenariet med kortest investeringshorisont. Udbygningen af gasdrevne varmepumper er lav, set i forhold til den totale varmeproduktion, med kun 1-3 % af varmeproduktionen.

Produktionen fra solvarmeanlæg ses mest i scenarierne med investeringshorisonter på 15-25 år. Her dækker solvarmen henholdsvis 4, 9 og 11 % af varmeproduktionen. Andelen af affaldskraftvarme falder i scenarierne med investeringshorisonter på 5-10 år til ca. 15 % (modsvares af en stigende produktion på affaldskedler), men stiger til 22-24 % i de resterende scenarier. Solvarmen fortrænger dermed kraftvarmeproduktion på biomasse og kul.

Resume: I de centrale områder produceres varmen fortsat primært på kraftvarmeanheder, men mindre på kul og naturgas end i 2016. Varmen produceres mindre på kulkraftvarme jo længere investeringshorisonten er, og mere på affaldskraftvarme. I scenarierne med investeringshorisonter fra 15-25 år er der en markant udbygning af solvarmekapaciteten. Solvarmen fortrænger en del kedelbaseret varme fra både naturgas og affald, og kraftvarme på biomasse og kul.

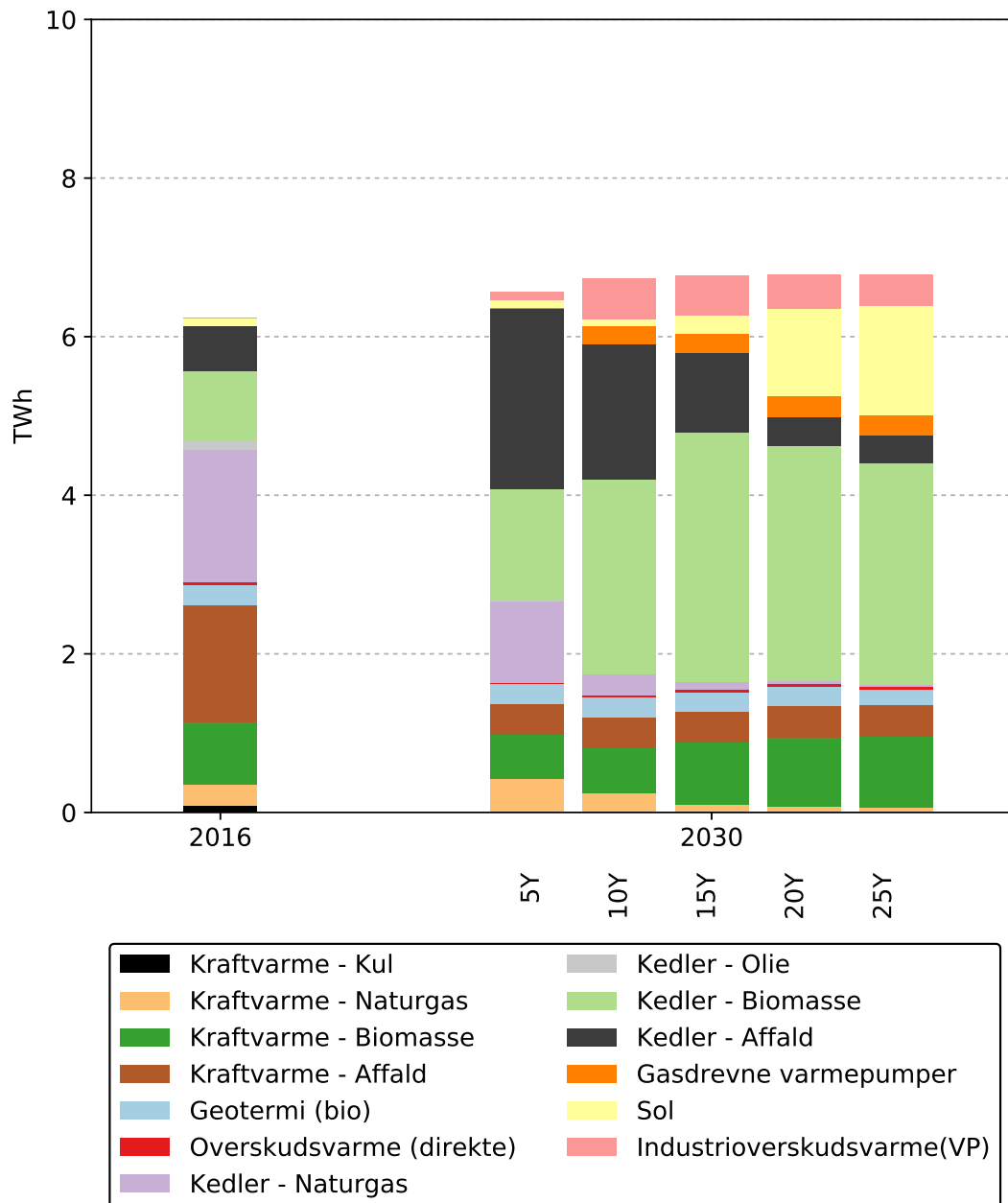




Figur 9: Varmeproduktion i de centrale områder fordelt på brændsler og type i år 2016 og år 2030

Produktion i de store decentrale områder

Figur 10 viser varmeproduktionen i de store decentrale områder. I 2016 består produktionen i hoveddele af ca. 25 % kedelbaseret naturgas, ca. 5 % kraftvarmebaseret naturgas, ca. 30 % biomasse (ligeligt fordelt mellem kedler og kraftvarme) og ca. 35 % affald (10 % kedel og 25 % kraftvarme).



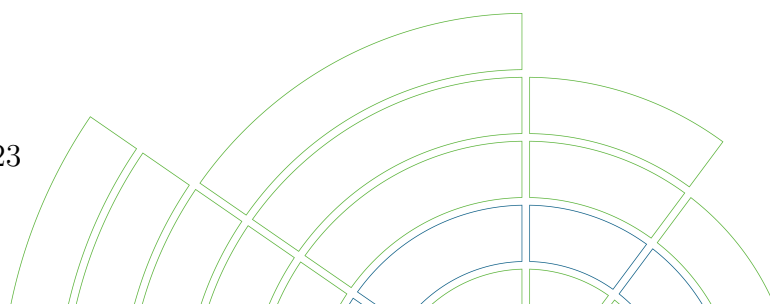
Figur 10: Varmeproduktion i de store decentrale områder fordelt på brændsler og type i år 2016 og år 2030

I alle scenarierne falder andelen af den affaldsbaserede varmeproduktion på kraftvarmeanheder fra 25 % i 2016 til 6 % i 2030. Affaldet bruges i stedet i de centrale områder. Varmeproduktionen på naturgaskedler falder ligeledes kraftigt fra 2016 til 2030. I scenariet med kortest investeringshorisont halveres produktion næsten, mens den falder til få procent i de resterende scenarier. Varmeproduktionen

fra naturgaskraftvarme stiger ca. 2 %-point i scenariet med kortest investeringshorisont. I de resterende scenarier (10-25 års investeringshorisont) er andelen af produktion enten status quo eller faldende til 1-2 % af varmeproduktionen. De gasdrevne varmepumper står i 2030 for ca. 3-4 % af varmeproduktionen i scenarierne med en investeringshorisont fra 10-25 år. Samme tendens er gældende for udnyttelse af industrioverskudsvarme som i 2030 står for 6-8 % af varmeproduktionen i de store decentrale områder.

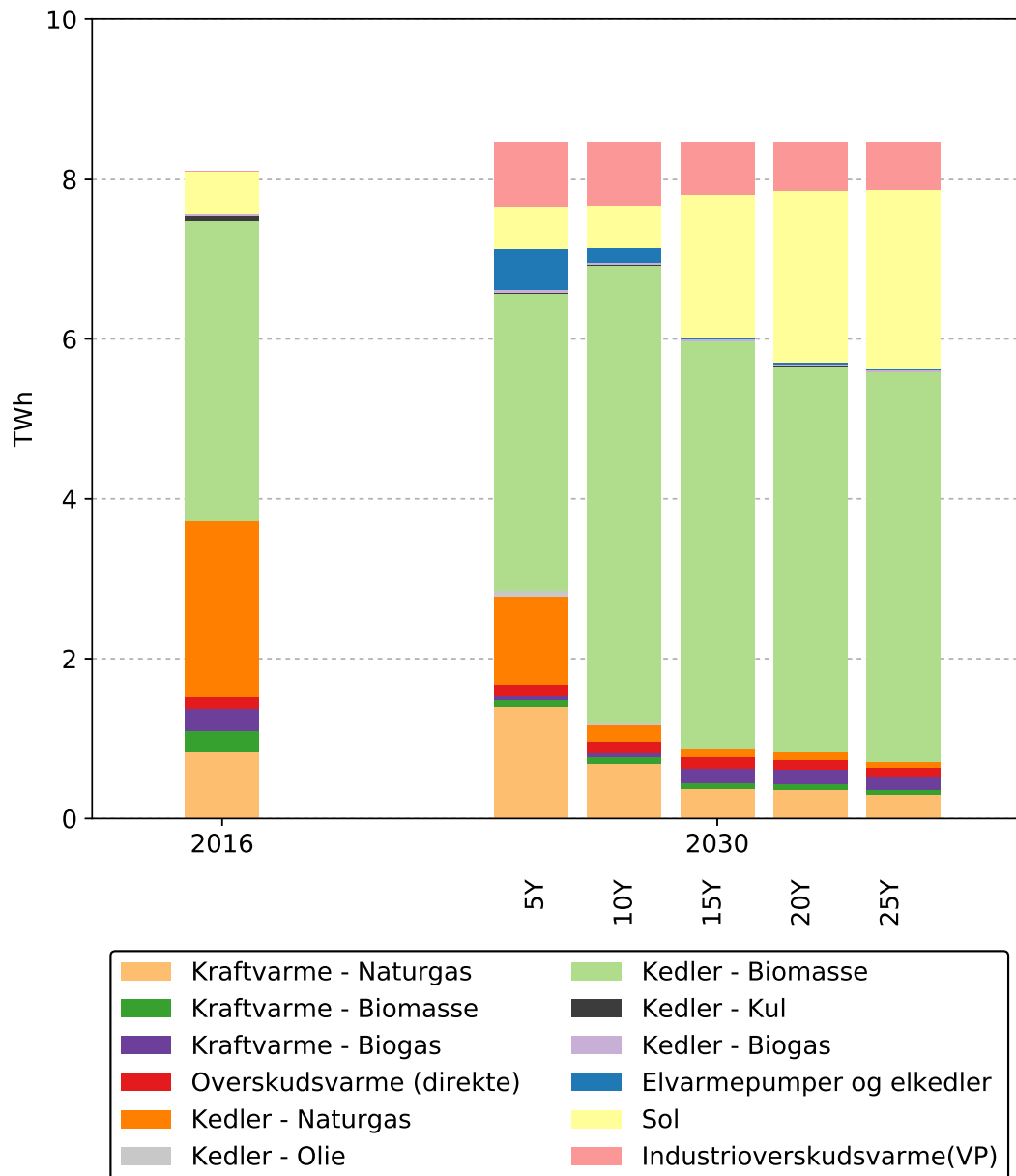
Solvarmen ses primært i de to scenarier med længst investeringshorisont. Her fylder solvarme hele 16-20 % af varmeproduktionen. Andelen af varmeproduktion fra biomassebaseret kraftvarme falder 3-5 %-point i de tre scenarier som har kortest investeringshorisont, men er ellers uændret. Den resterende varmeproduktion er kedelbaseret (46-62 % afhængig af scenariet). Affaldsandelen er høj ved de korte investeringshorisonter, mens biomasse andelen er højest ved de lange investeringshorisonter. Desuden er andelen af kedelbaseret varmeproduktion generelt højest i scenarierne med kortest investeringshorisont.

Resume: I de store decentrale områder produceres varmen primært på biomasse, affald og solvarme. I scenariet med kortest tidshorisont produceres mere af varmen på naturgas end i de andre scenarier, mest på kedler, men også som kraftvarme. Andelen fra solvarme er meget lav. Resten af varmen produceres her primært på affalds- og biomassekedler. Når investeringshorisonten stiger, så falder andelen af varmen som produceres på naturgas kraftigt. Biomasse andelen er stigende, mest på kedler, men også som kraftvarme. Desuden falder andelen af varmen fra affaldskedler, mens solvarmeandelen stiger.



Produktion i de små decentrale områder

Figur 11 viser varmeproduktionen i de små decentrale områder. I 2016 består produktionen i hoveddele af ca. 50 % kedelbaseret biomasse, ca. 25 % kedelbaseret naturgas, ca. 15 % gasbaseret kraftvarme og ca. 5 % solvarme.

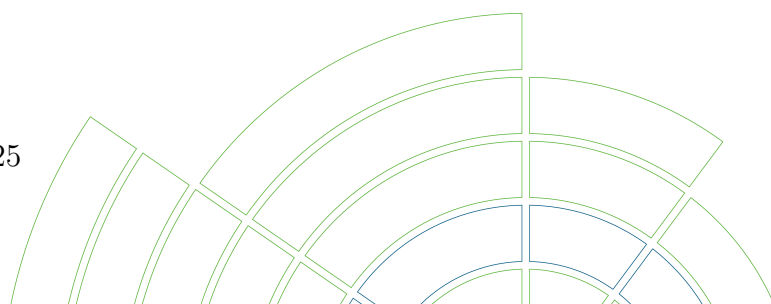


Figur 11: Varmeproduktion i de små decentrale områder fordelt på brændsler og type i år 2016 og år 2030

I alle scenarierne udbygges kapaciteten til at udnytte industrioverskudsvarme sådan at 7-10 % af varmeproduktionen i de små decentrale områder dækkes af dette. Andelen af varmeproduktionen som dækkes af solvarme stiger kraftigt, til 21-26 %, i scenarierne med investeringshorisont på 15-25 år. I disse scenarier stiger andelen af varmen produceret på biomassekedler ca. 10 %-point, mens andelen fra naturgaskraftvarme falder til ca. 5 %. I scenariet med en investeringshorisont på 10 år produceres varmen i højere grad på biomassekedler (stiger til

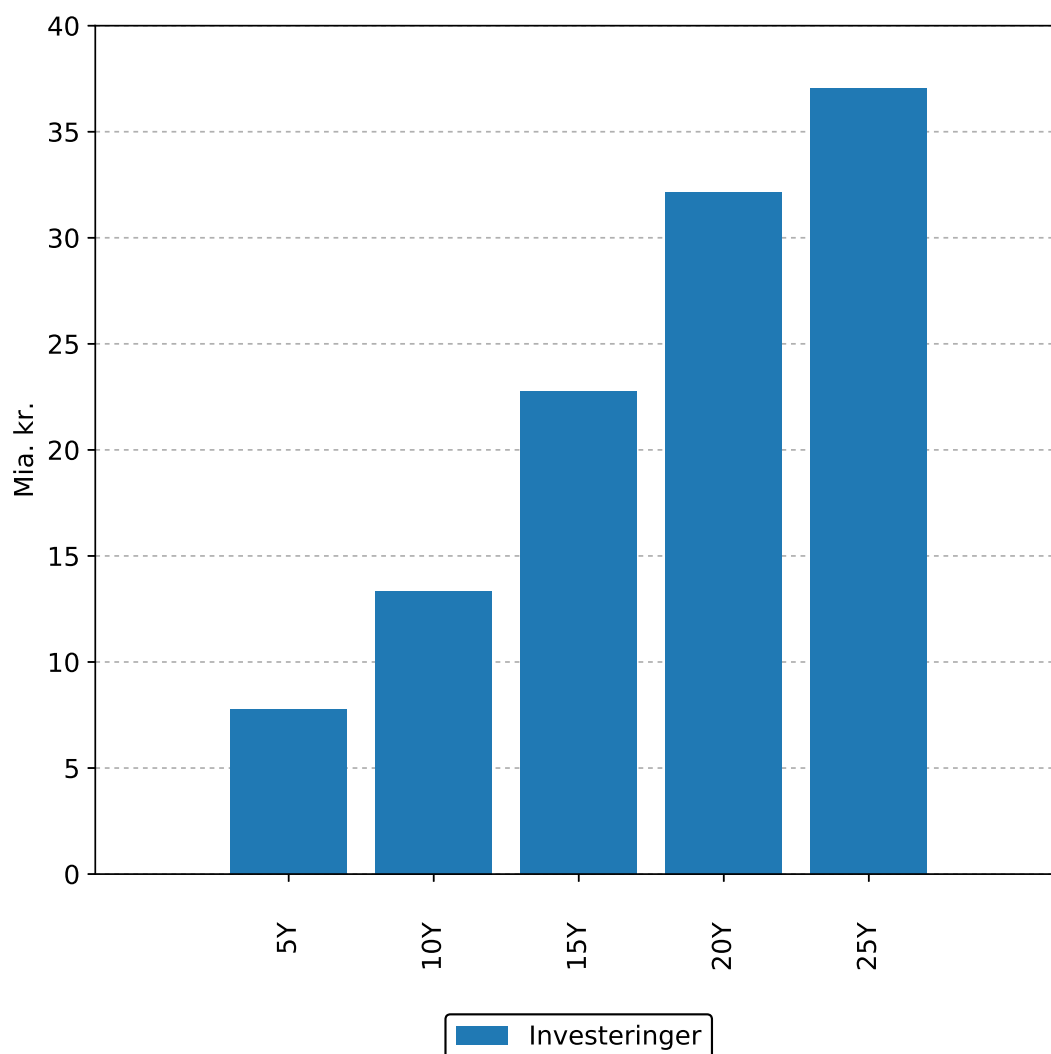
68 %), elvarmepumper (stiger til 2 %) og naturgaskraftvarme (falder til 8 % af varmeproduktionen). Scenariet med kortest investeringshorisont er det mest naturgasbaserede scenarie i de små decentrale områder. Andelen af varmeproduktionen på naturgaskedler falder til 13 % af varmeproduktionen, mens andele fra naturgaskraftvarme stiger til 17 %. Andelen af varmeproduktionen fra biomassekedler er steget svagt mens andelen fra elvarmepumper er steget til 6 %.

Resume: I de små decentrale områder produceres varmen i alle scenarier primært på biomassekedler, solvarme og ved udnyttelse af industrioverskudsvarme. Ved scenarierne med kort investeringshorisont er der dog også en del varmeproduktion på naturgaskedler og naturgaskraftvarme. I disse scenarier er der altså tale om en langsommere grøn omstilling.



Totale investeringer i modellen

Dette afsnit indeholder modelresultater for analysen vedrørende de totale investeringsomkostninger i modellen. Resultaterne viser de akkumulerede investeringsomkostninger for 2020-2030 for alle fem scenarier i analysen.

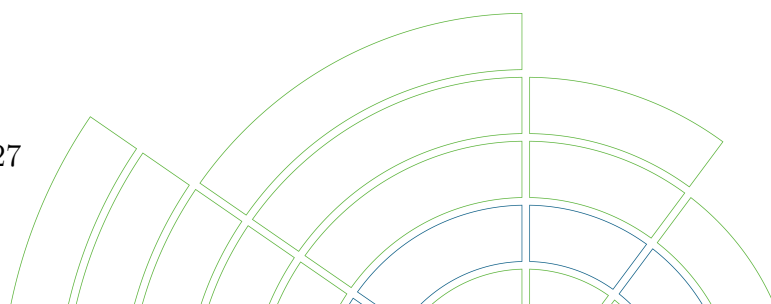


Figur 12: Akkumulerede investeringsomkostninger i varmekapacitet i de fem scenarier, for 2020-2030

Figur 12 viser som forventeligt at modellen investerer mere når investeringshorisonten er længere. Investeringerne er jævnt stigende med investeringshorisonten. I scenariet med en investeringshorisont på 5 år investerer modellen samlet for ca. 8 mia. kr., mens modellen investerer for ca. 37 mia. kr. i scenariet med 25 års investeringshorisont. Der er altså meget stor forskel på hvor meget modellen investerer for i de forskellige scenarier.

Modellen investerer kun i ny teknologi hvis investeringen resulterer i en lavere varmepris end ved den eksisterende teknologi. Så selvom det kan virke som meget store investeringsbeløb, så investerer modellen kun fordi det resulterer i lavere

priser for selskabet og dermed forbrugeren. De store investeringer vil desuden bidrage til vækst og eksport af dansk fjernvarmeteknologi.

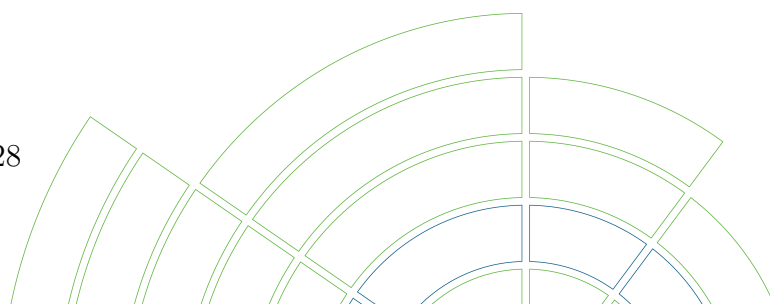


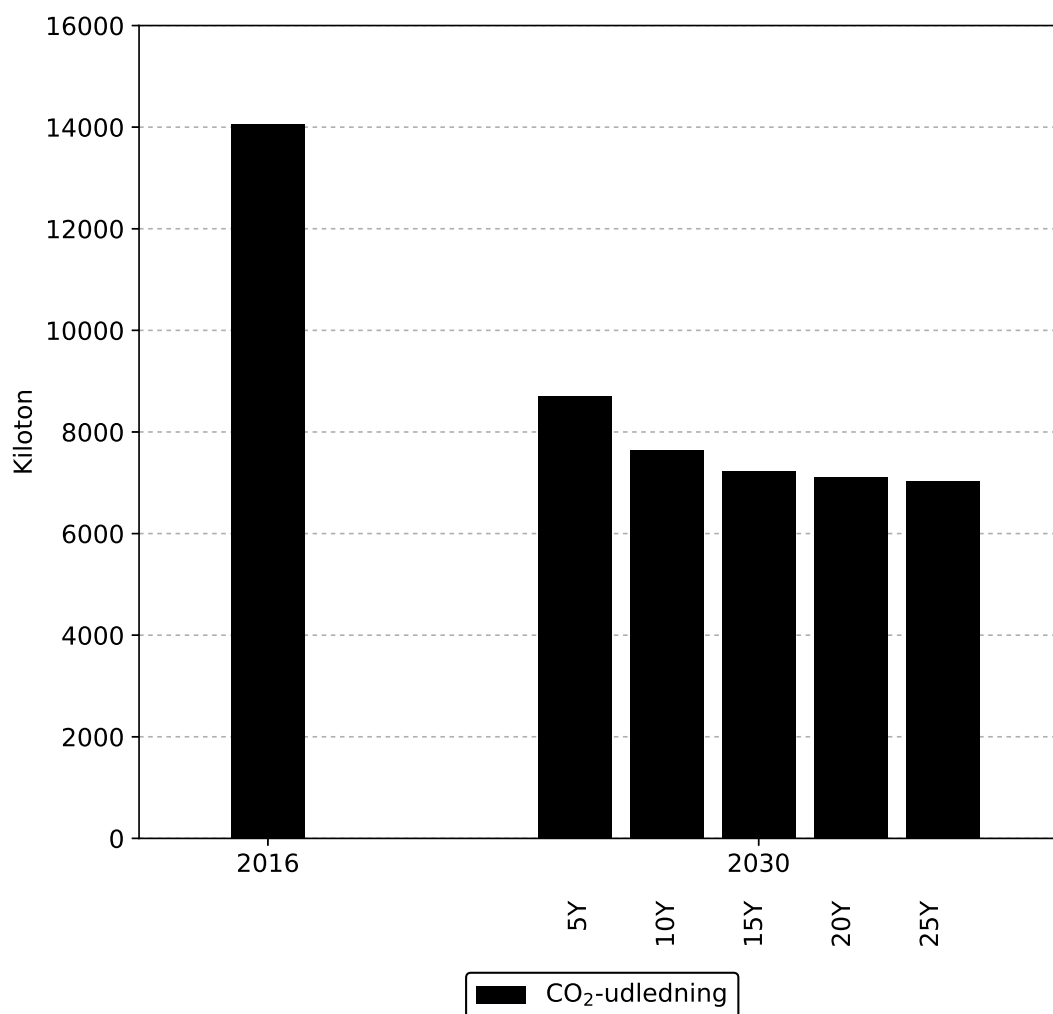
Emissioner i de fem scenarier

Dette afsnit indeholder modelresultater for analysen vedrørende de emissioner den eksisterende og nye varmekapacitet giver anledning til i modellen. Figurerne viser CO₂, SO₂ og NO_x-udledninger i år 2016 og 2030 for alle fem scenarier i analysen.

CO₂-udledning

Figur 13 viser CO₂-udledningen fra varmeproduktionen i år 2016 og i år 2030 for de fem scenarier i analysen. Overordnet viser grafen en reduktion i udledningen af CO₂ fra 2016-2030. En stor del af denne reduktion er omstillingen af en række store centrale kraftværker fra kul, eller gas, til biomasse. Omstillingerne er lagt eksogent ind i modellen, da de i dag er planlagte. Figuren viser også at der er forskelle i CO₂-udledningen mellem scenarierne. CO₂-udledningen er afgjort højest i scenariet med en investeringshorisont på 5 år og er faldende jo længere investeringshorisonten er. Forskellen fra scenariet med en investeringshorisont på 15 og 25 år er dog begrænset, med fald i udledningen på 1-2 %. De største fald i CO₂-udledning sker altså mellem scenarierne fra 5-10 år og 10-15 år. Set i forhold til udledningen i scenariet med kortest investeringshorisont (5 år), er reduktionen i udledning på henholdsvis ca. 12 % og ca. 17 %. Til sammenligning er reduktionen mellem scenariet med en investeringshorisont på 5 år og 25 år, ca. 19 %.

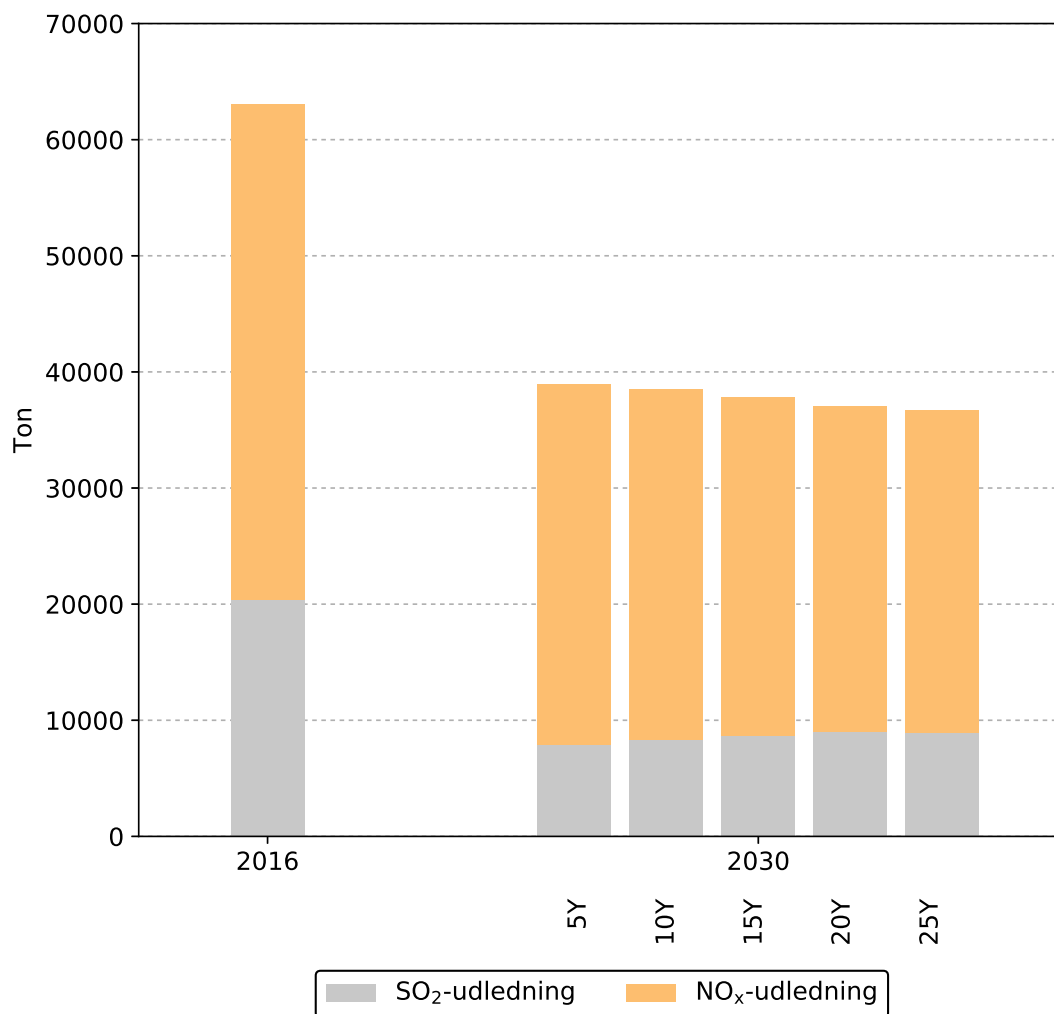




Figur 13: CO₂-emmissioner fra varmeproducerende enheder

SO₂ og NO_x-udledning

Figur 14 viser SO₂ og NO_x-udledninger fra varmeproduktionen i år 2016 og i år 2030 for de fem scenarier i analysen. Ligesom ved CO₂-udledningen ses der også et generelt fald i udledningen af SO₂ og NO_x fra 2016-2030. Den samlede udledning af SO₂ og NO_x er faldende jo længere investeringshorisonten er, men i langt mindre grad end ved CO₂-udledningen. Det skal dog bemærkes at SO₂-udledningen stiger svagt jo længere investeringshorisonten er (men er for alle scenarier lavere end niveauet i 2016), mens NO_x-udledningen (som er større), er faldende. Sammenlignes scenariet med en investeringshorisont på 5 år, med scenariet med en investeringshorisont på 25 år, ser man at SO₂-udledningen er ca. 14 % højere, mens NO_x-udledningen er ca. 11 % lavere. Men fordi udledningen af NO_x er større end udledningen af SO₂ resulterer det i et samlet fald i udledningen.

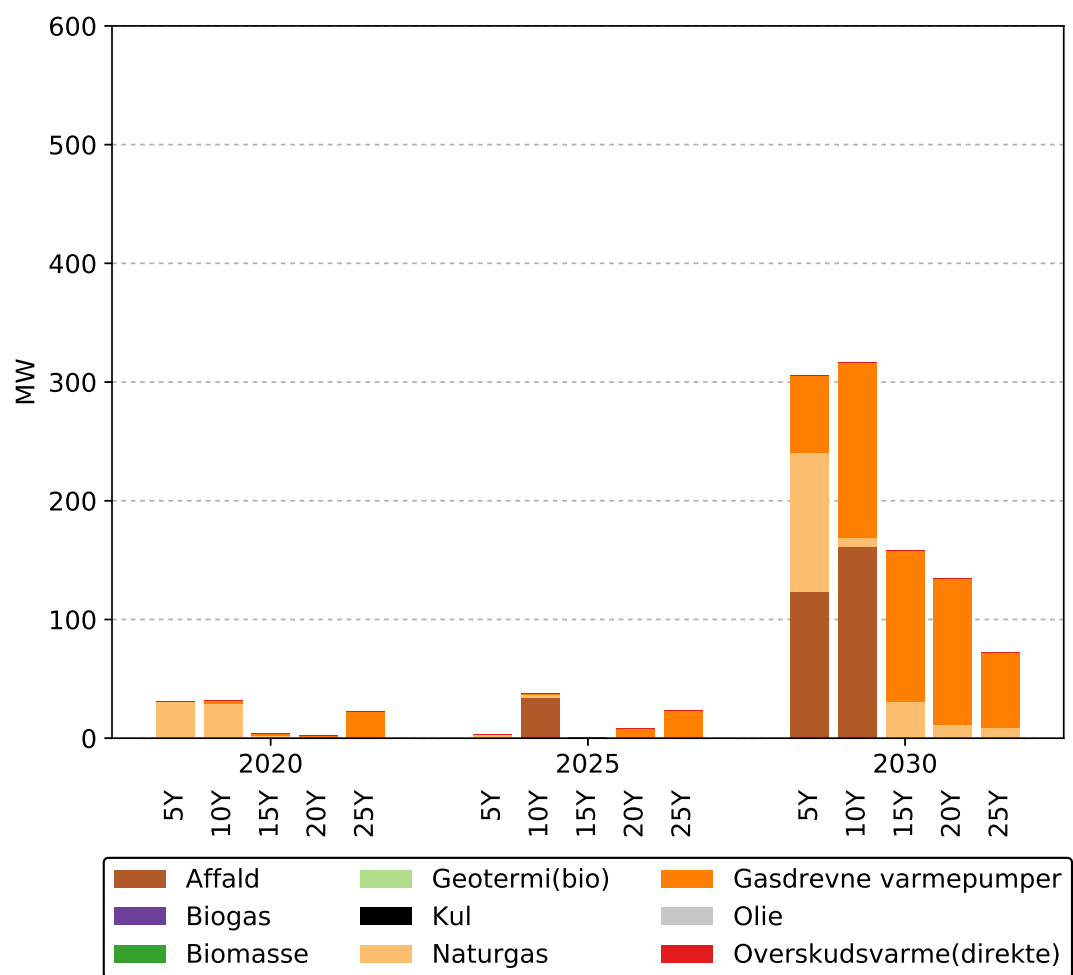


Figur 14: Emmisioner fra varmeproducerende enheder, SO₂ og NO_x i ton

Resume: Den samlede udledning fra varmeproducerende enheder kan ud fra denne analyse siges at være højere i scenarierne med kort investeringshorisont, sammenlignet med scenarierne med længere investeringshorisont. Dette underbygger konklusionen om at der er en lavere grad af grøn omstilling i scenarierne med kort investeringshorisont, særligt når man ser på CO₂-udledning.

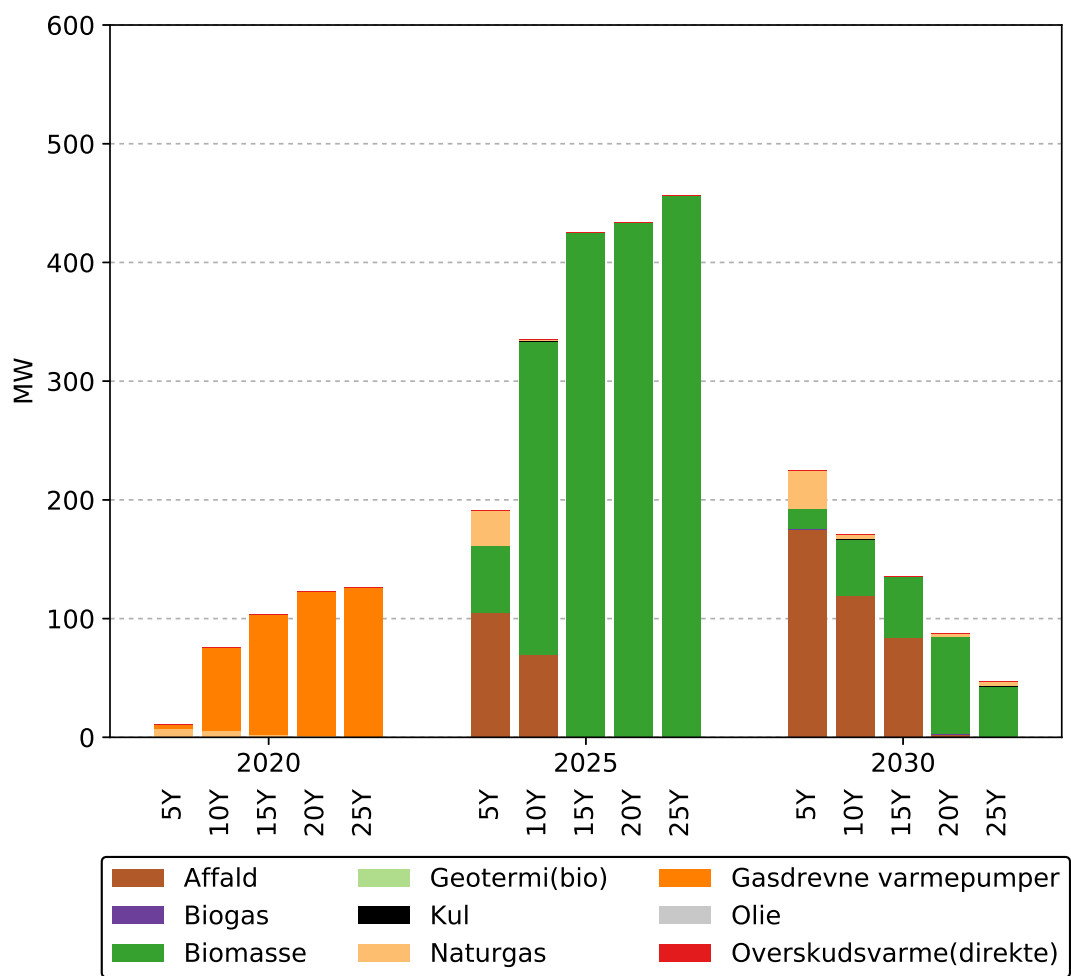
A Appendiks

Investering i kedler, centrale områder



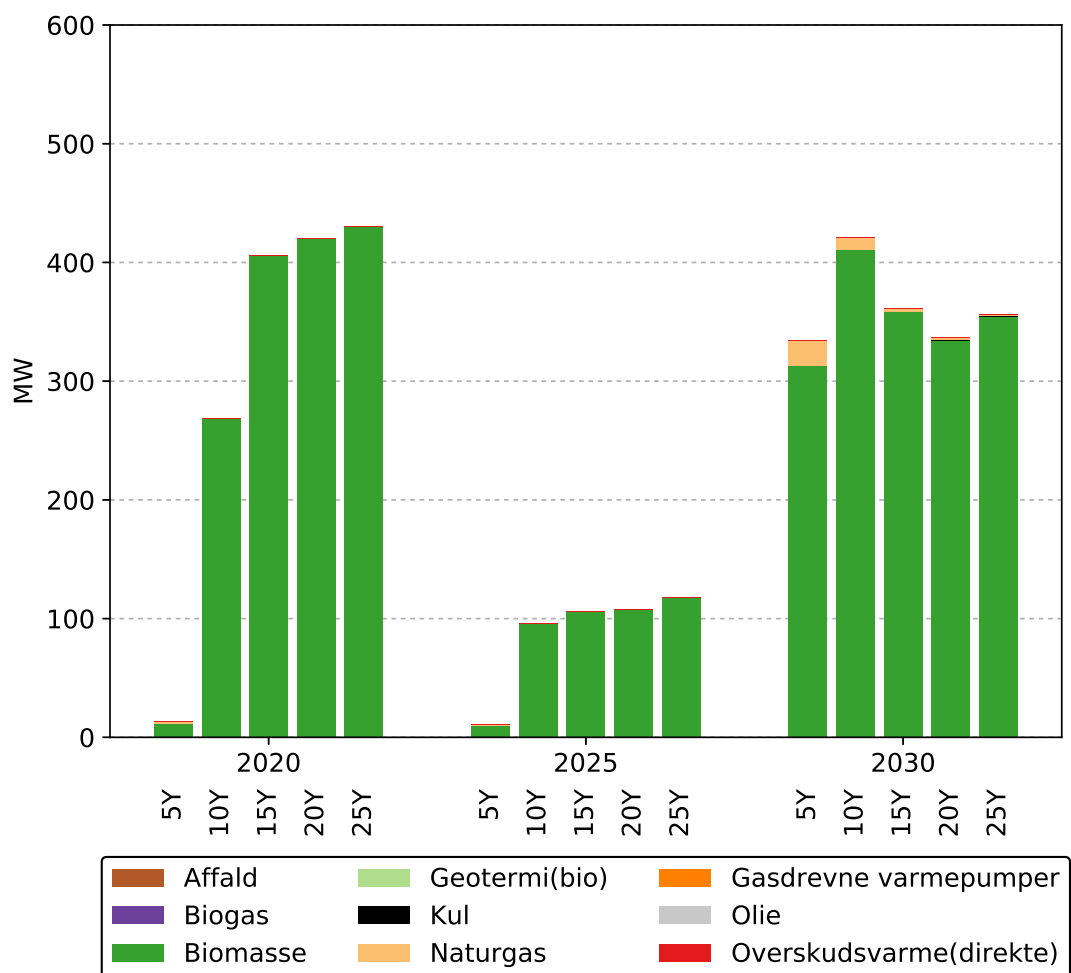
Figur 15: Investering i varmekapacitet på kedler, centrale områder

Investering i kedler, store decentrale områder



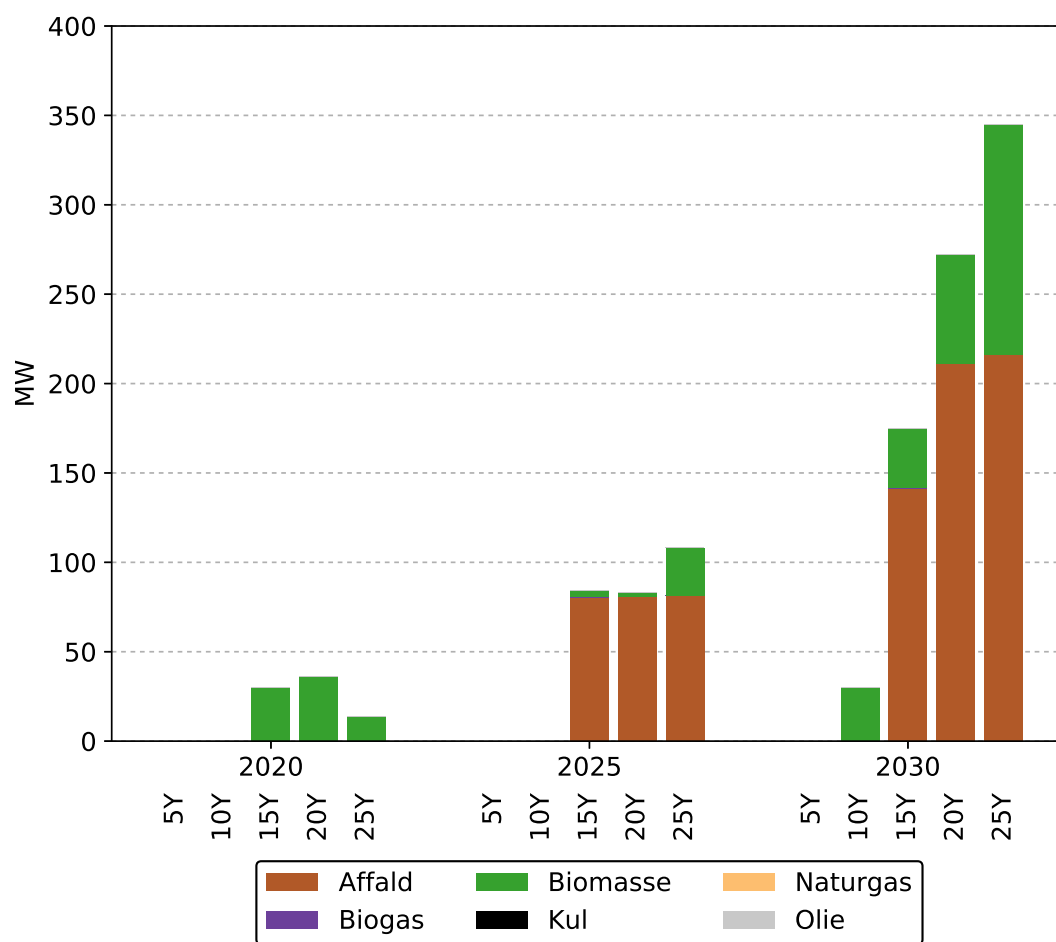
Figur 16: Investering i varmekapacitet på kedler, store decentrale områder

Investering i kedler, små decentrale områder



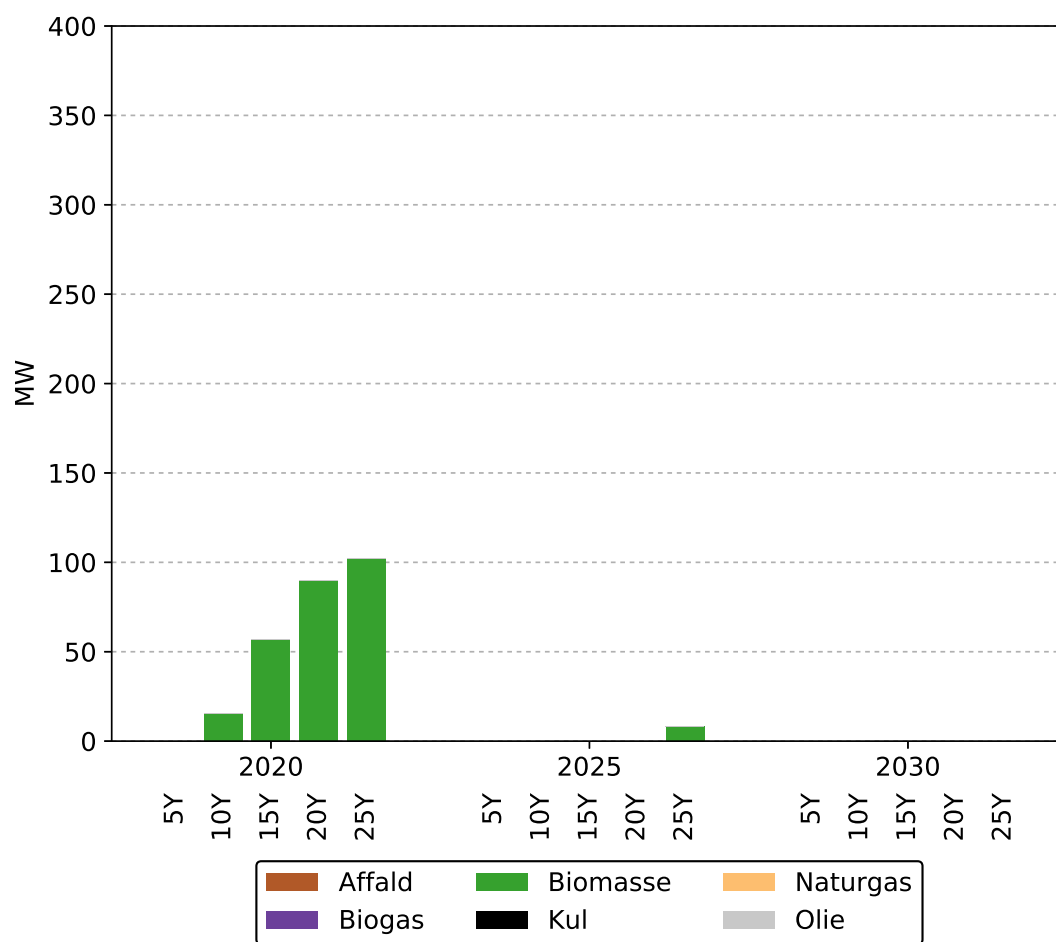
Figur 17: Investering i varmekapacitet på kedler, små decentrale områder

Investering i kraftvarme, centrale områder



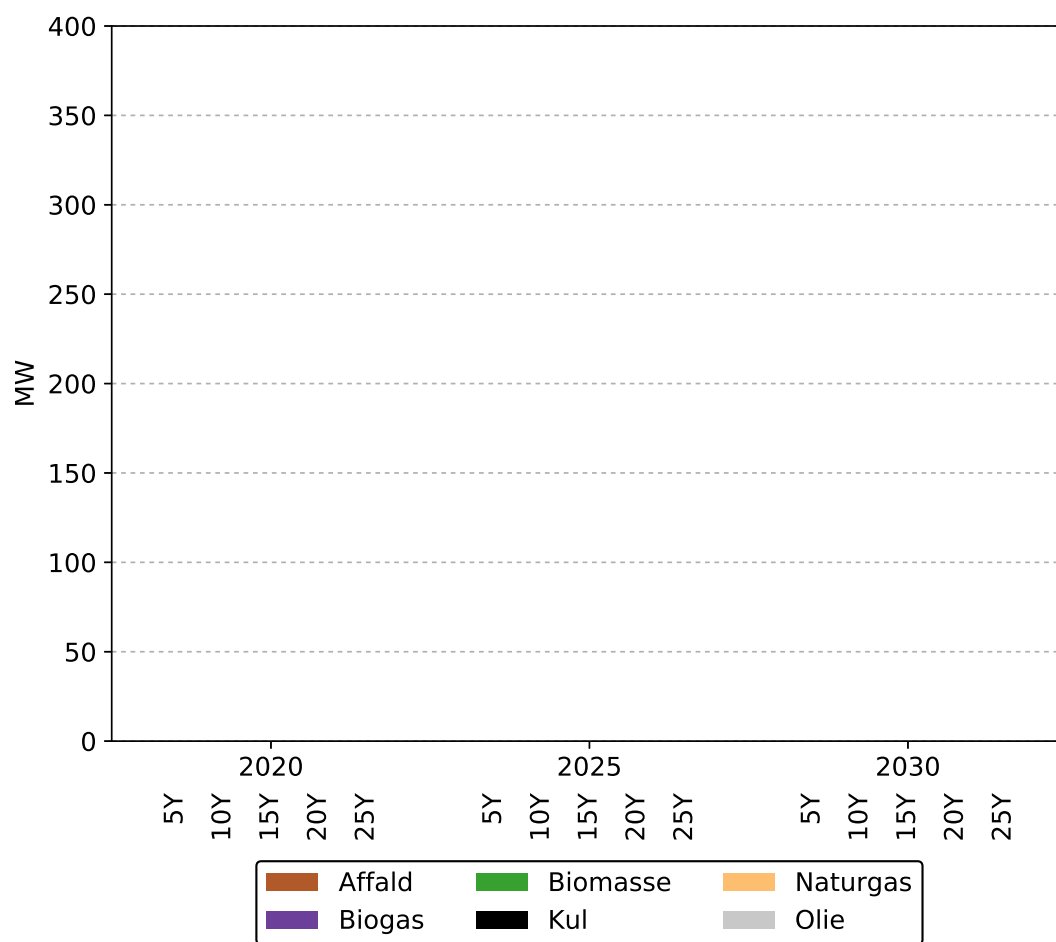
Figur 18: Investering i varmekapacitet på kraftvarmeanheder, centrale områder

Investering i kraftvarme, store decentrale områder



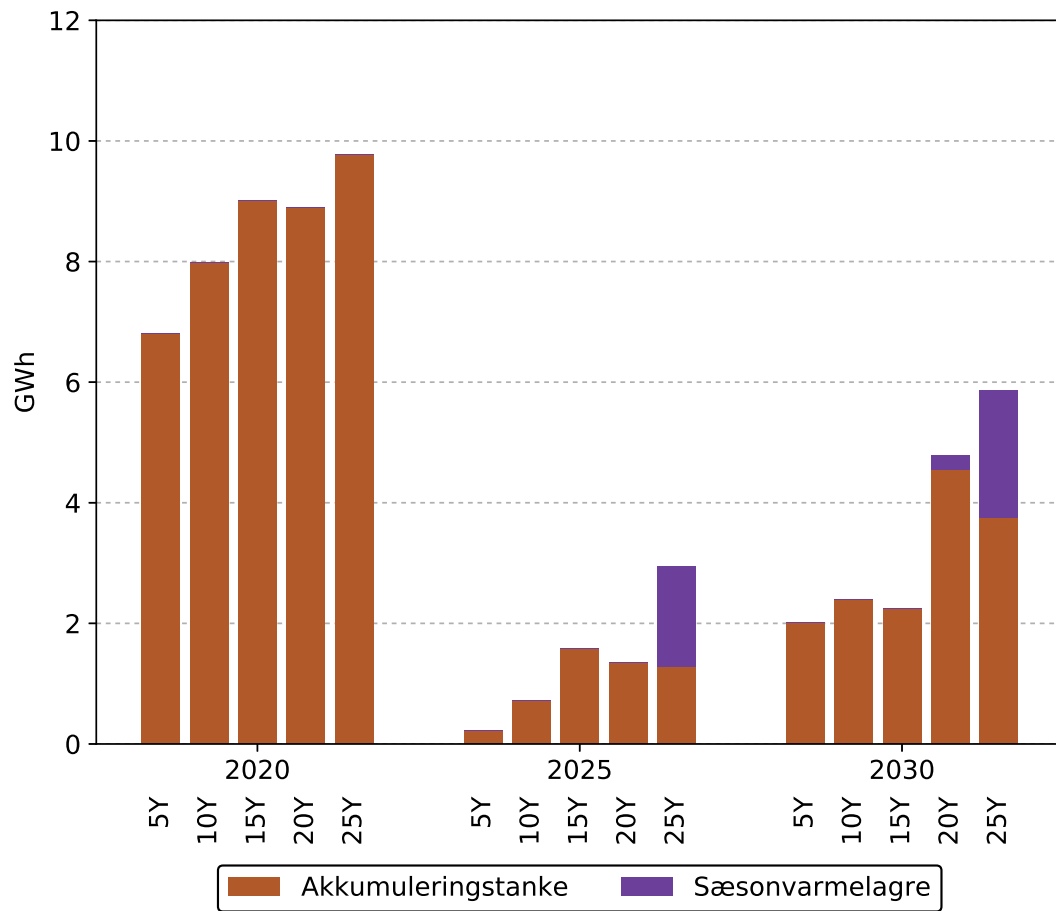
Figur 19: Investering i varmekapacitet på kraftvarmeanheder, store decentrale områder

Investering i kraftvarme, små decentrale områder

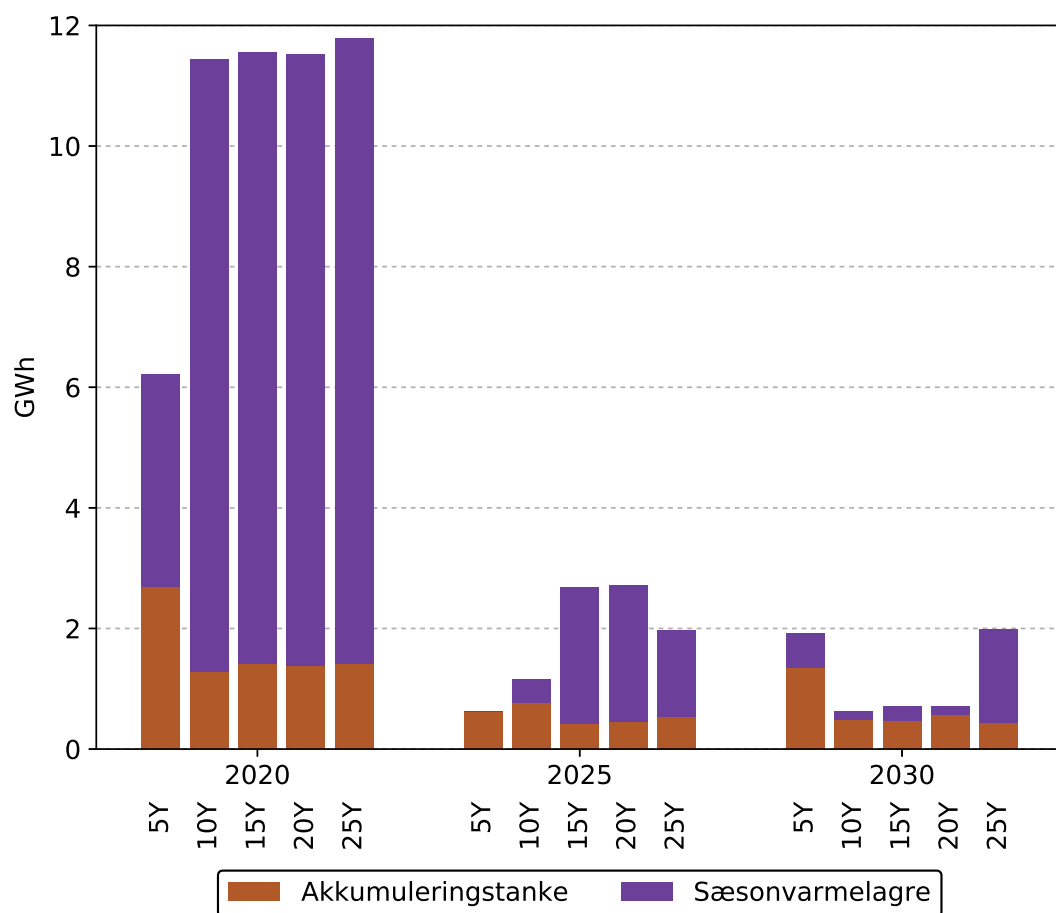


Figur 20: Investering i varmekapacitet på kraftvarmeanheder, små decentrale områder

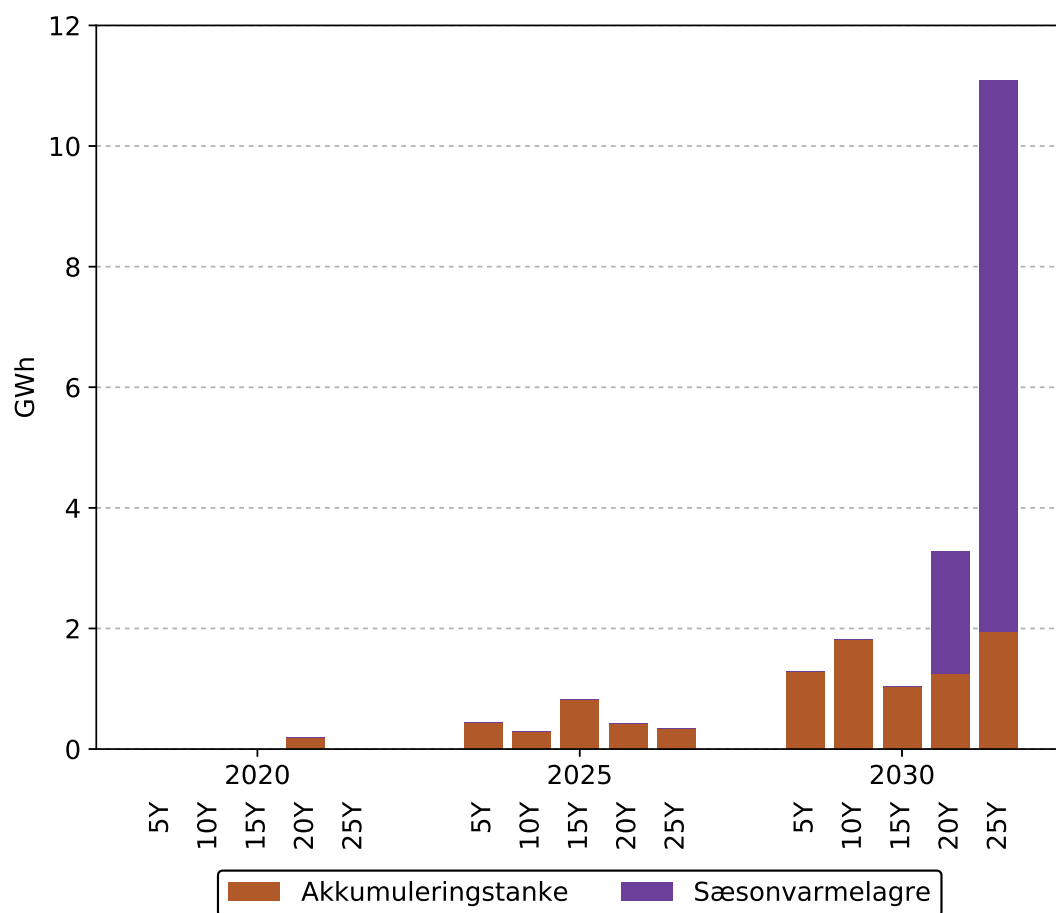
Investering i lager



Figur 21: Investering i lagerkapacitet, centrale områder

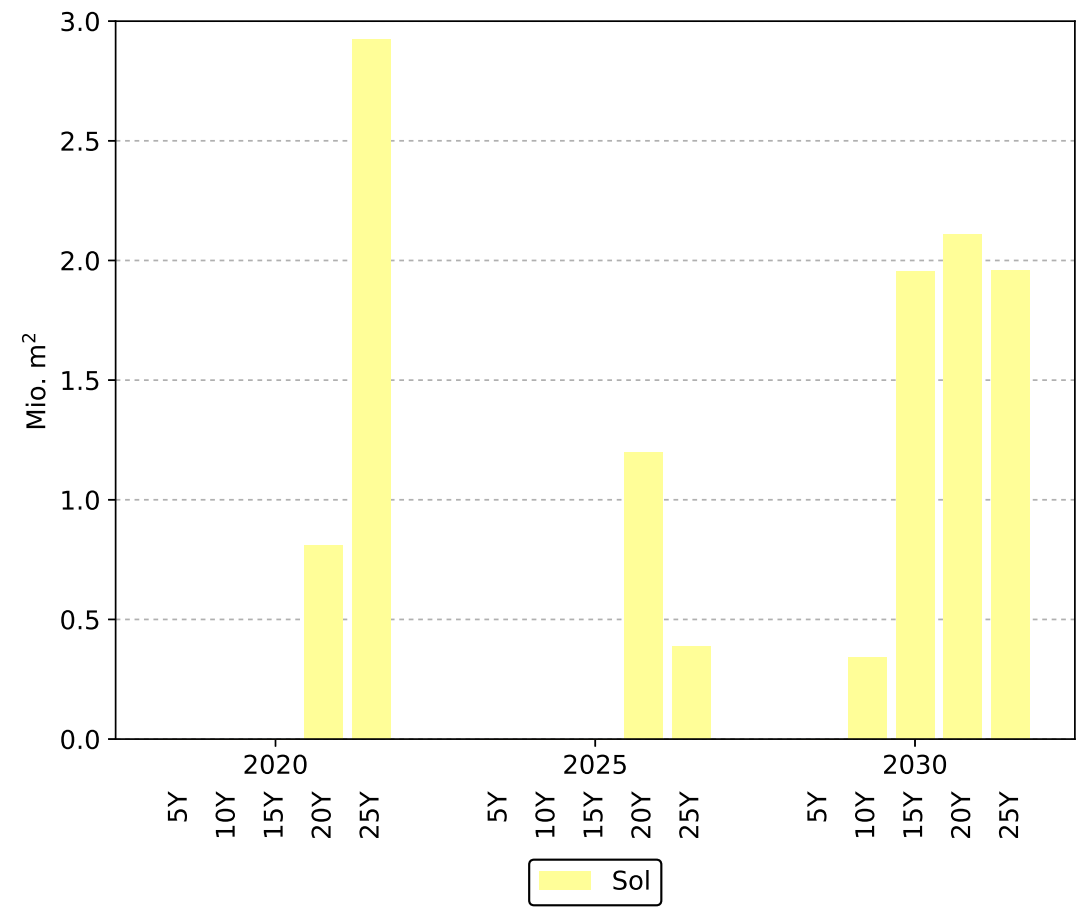


Figur 22: Investering i lagerkapacitet, store decentrale områder

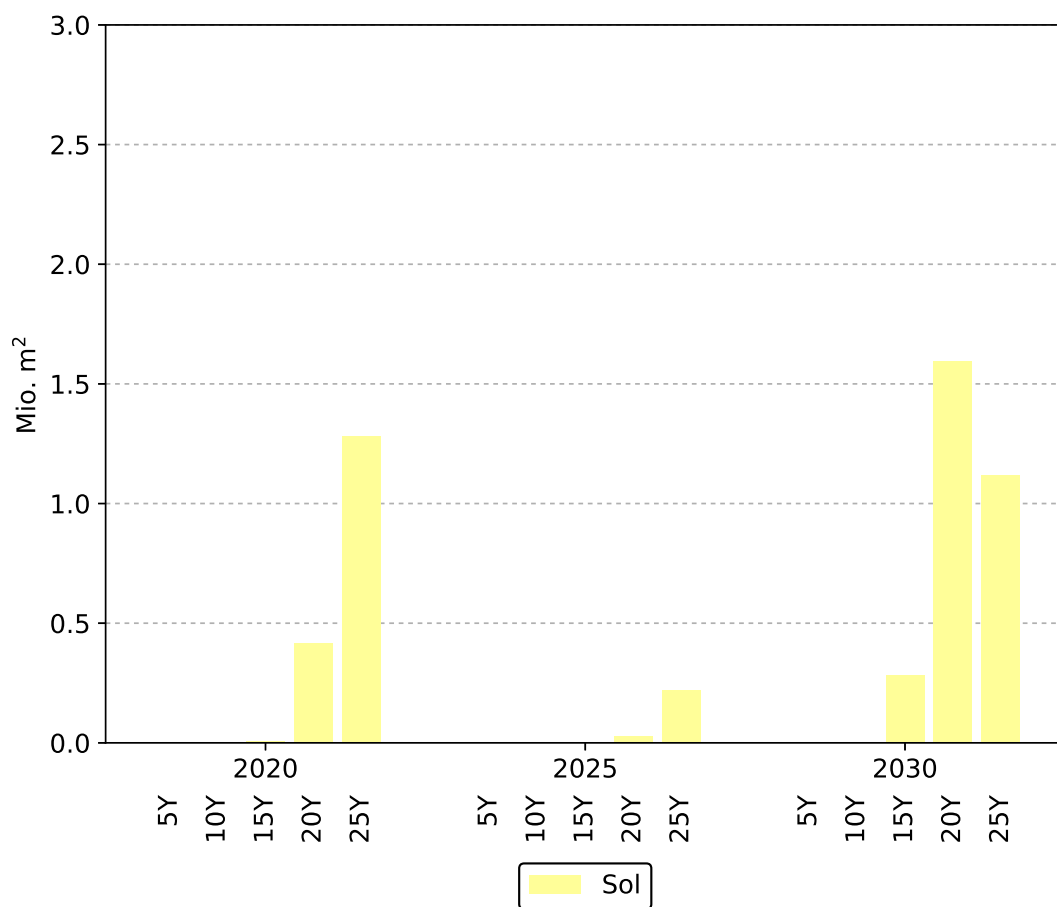


Figur 23: Investering i lagerkapacitet, små decentrale områder

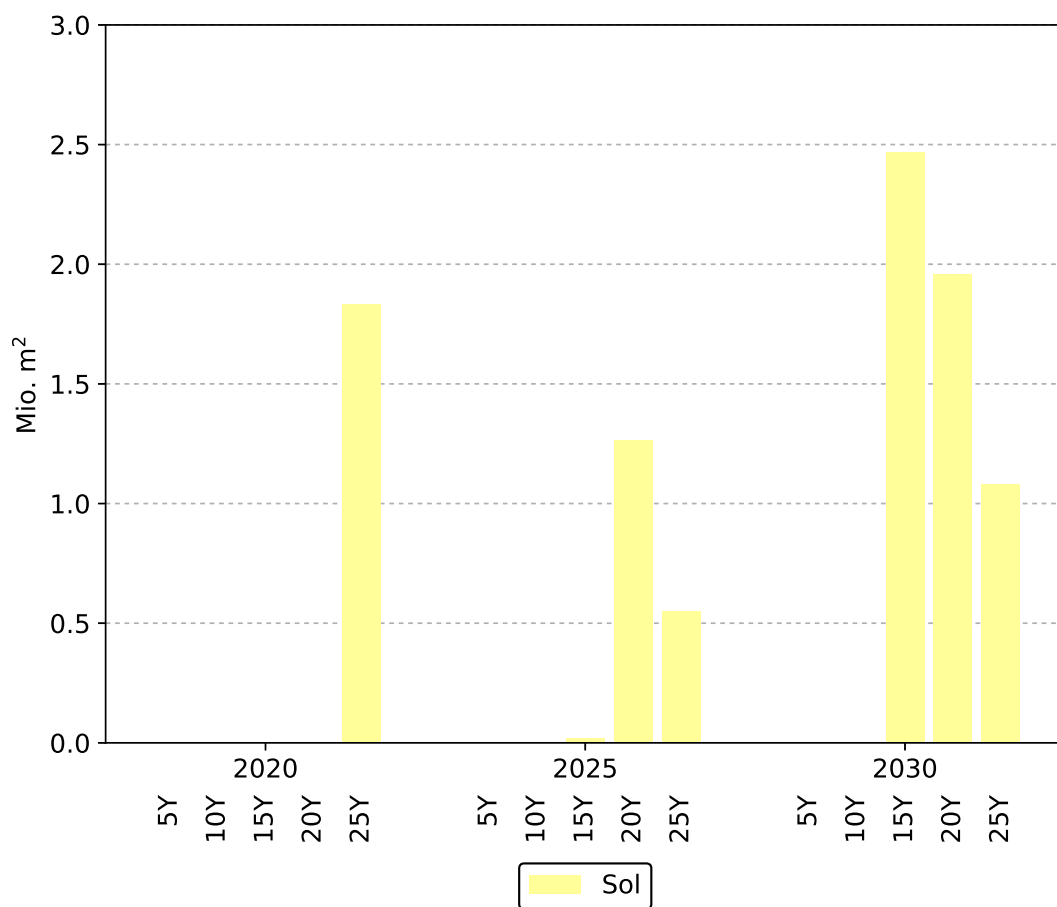
Investering i solvarme



Figur 24: Investering i solvarme, centrale områder

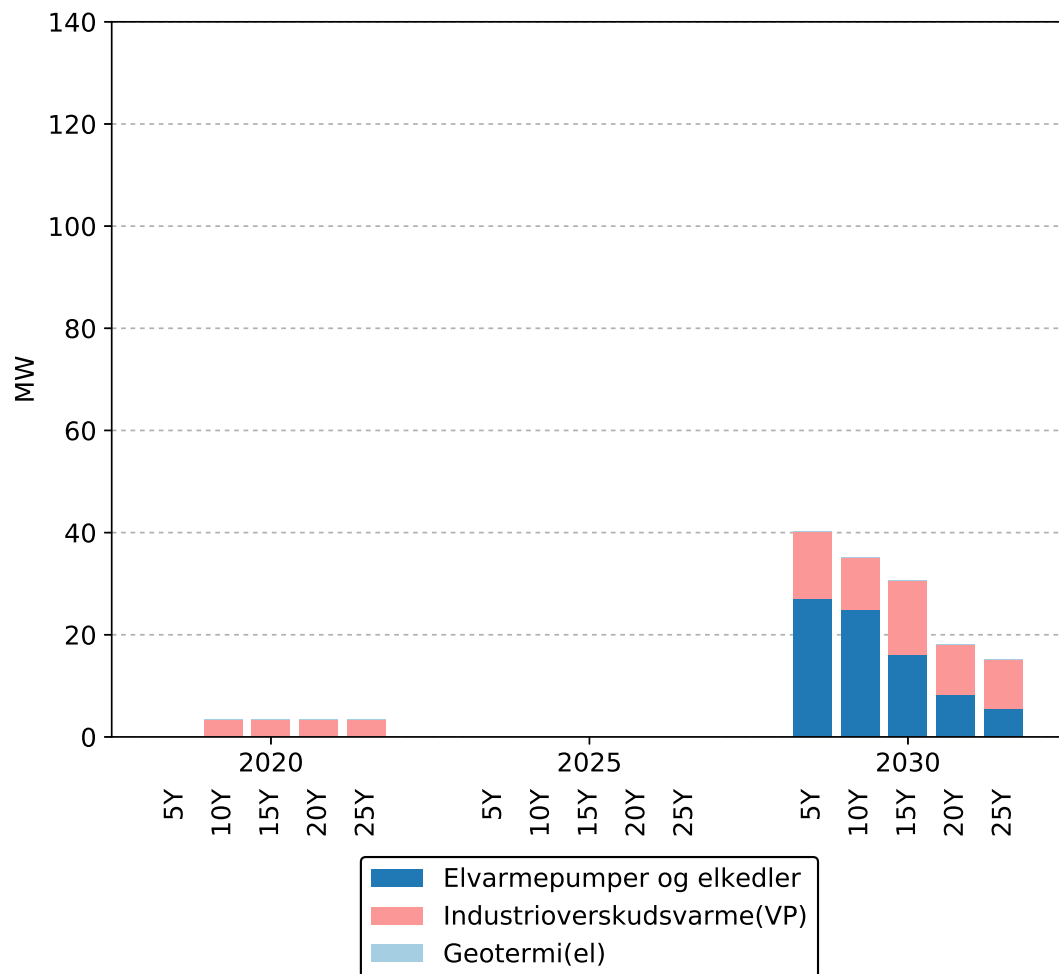


Figur 25: Investering i solvarme, store decentrale områder

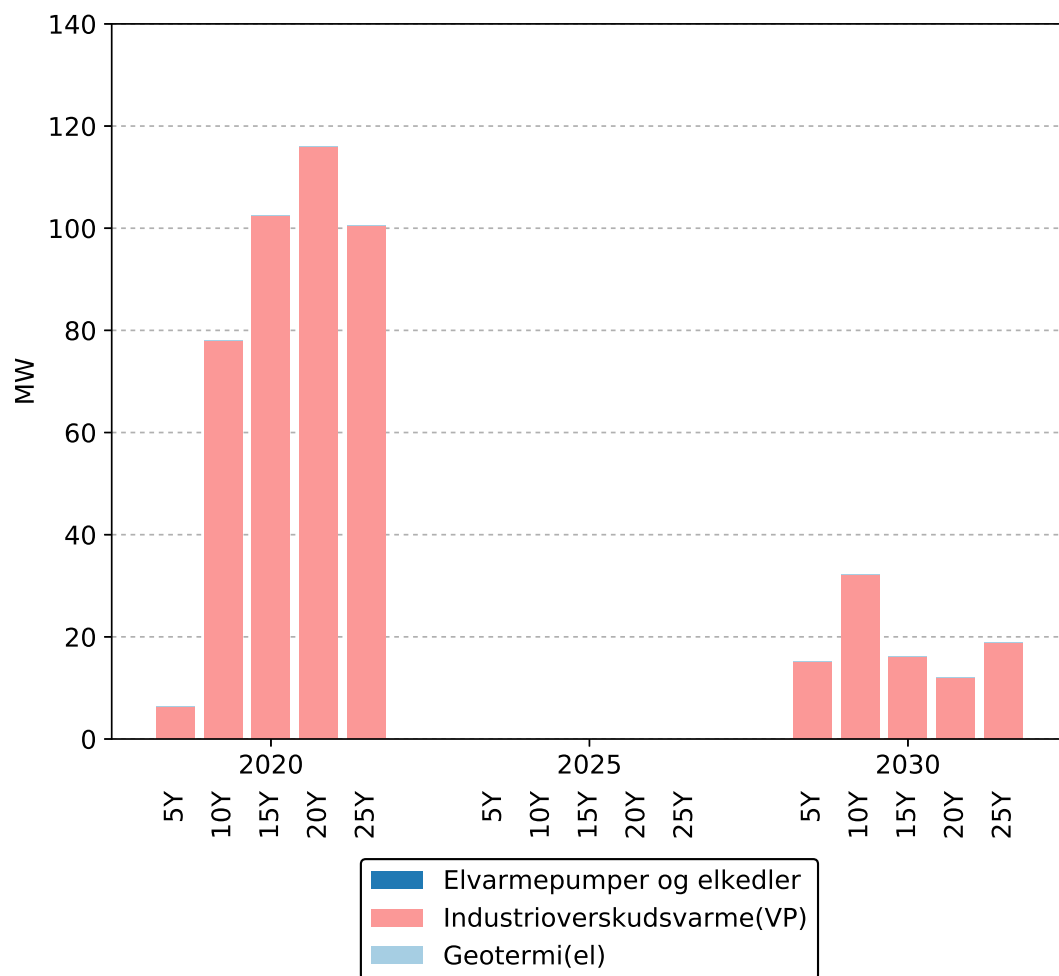


Figur 26: Investering i solvarme, små decentrale områder

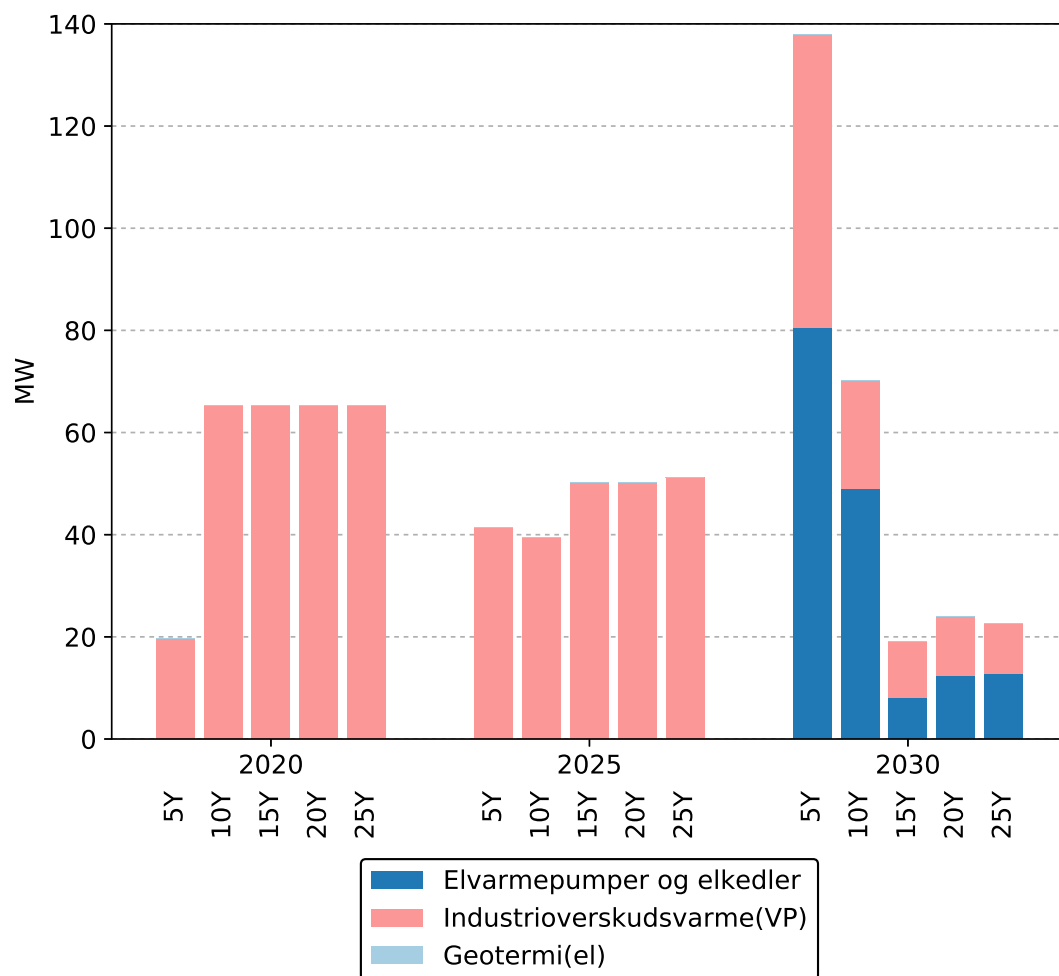
Investering i varmepumper og elkedler



Figur 27: Investering i varmepumper og elkedler, centrale områder



Figur 28: Investering i varmepumper og elkedler, store decentrale områder



Figur 29: Investering i varmepumper og elkedler, små decentrale områder