



Ellagring med Compressed Air Electricity Storage - CAES

Hvordan håndteres den fluktuerende elproduktion, som vindmøller yder? Et bud er, at udvikle nye CAES-teknologier, hvilket dog kræver betydelig forskning og udvikling. I det følgende beskrives teknologien og nogle af de resultater, der er opnået i et nylig afsluttet projekt

Af Brian Elmegaard, Termiske Energisystemer, Institut for Mekanisk Teknologi, DTU

I den danske energisektor diskuteres det, hvordan man skal håndtere den fluktuerende elproduktion, som vindmøller yder. På ethvert tidspunkt skal den ydede elektricitet til nettet modsvares af forbrug. Derfor kræver det betydelig reguleringsevne at kunne håndtere fluktuationer på mange MW i løbet af kort tid. På nuværende tidspunkt er det kraftværkernes reguleringsevne og import/eksport til nabolandene, der udnyttes til dette formål.

En del teknologier er foreslået som mulige løsninger for en fremtid med endnu mere elproduktion fra fluktuerende, vedvarende ressourcer:

- Ellagring ved anvendelse af brint, batterier, vandkraft eller trykluft
 - Fleksibelt elforbrug fra elbiler, forbrugere eller industri
 - Konvertering af el til varme vha. elpatroner og varmepumper
- Af disse er der i øjeblikket kun få teknologier i drift i stor skala.

Det er primært vandkraft (Pumped Hydro Storage), der udnyttes mange steder i verden.

Compressed Air Electricity Storage (CAES) eller, på dansk, trykluftlagring af el anvendes enkelte steder og er af interesse for danske forhold, da den danske geografi gør det muligt at lagre trykluft i underjordiske kaverne svarende til naturgaslagre.

I det følgende beskrives teknologien og nogle af de resultater, der er opnået i et projekt, som DTU Mekanik, Aalborg Universitet, DONG Energy samt Energi og Miljø Data har udført finansieret af Energinet.dk [1].

CAES-teknologien

Et CAES-anlæg er som illustreret på figur 1 i princippet et gasturbineanlæg, der deles i to dele [3,4]:

Kompressordelen: som komprimerer luft ved anvendelse af en eldrevet motor, samt

Ekspansionsdelen: som producerer el på en generator ved at lade tryklufte ekspandere gennem gasturbinens turbinedel. Desuden

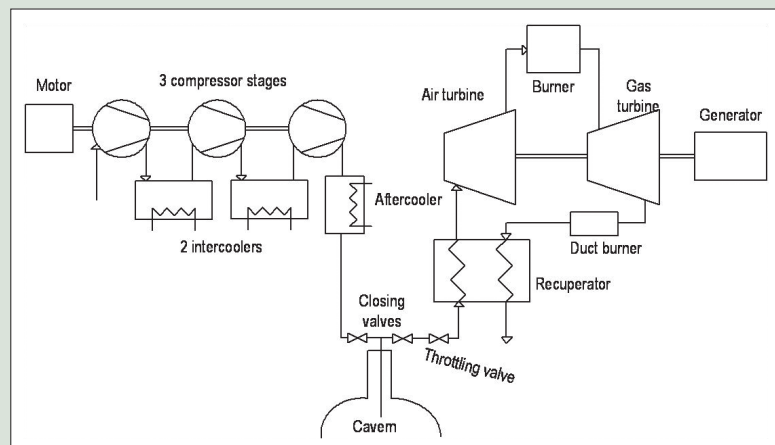
Lageret: et stort volumen som kan indeholde luft ved højt tryk. Kompressordelen vil typisk være mellem- og efterkølet, så luften, der tilføres lageret, er kold. Dermed undgås skader på materialer i konstruktionen og lageret. Samtidig giver det også en langt større energidensitet i lageret. Ekspansionsdelen svarer til en normal gasturbine og får derfor tilført en væsentlig andel energi i form af brændsel, naturgas.

Der findes to CAES-anlæg i drift i verden. Oprindeligt er de etableret for at sikre, at atomkraftværker har kunnet køre ved konstant last, men de bliver nu i højere grad anvendt for at udglatte fluktuerende produktion fra vind.

Det ældste CAES-anlæg er værket ved Huntorf tæt ved Bremen,

der blev sat i drift i 1978. Anlægget består af en kompressordel med en effekt på 60 MW. Ved fyldning fra tomt lager kan det arbejde i 8 timer, hvilket svarer til en lagerkapacitet på 480 MWh forbrug. Ved ekspansion ydes 290 MW i to timer. Lageret består af to kaverne på hver 150.000 m³ udskyldet af salt i undergrunden i 650-800 meters dybde. Lageret arbejder mellem 45 bar (tomt) og 70 bar (fuldt).

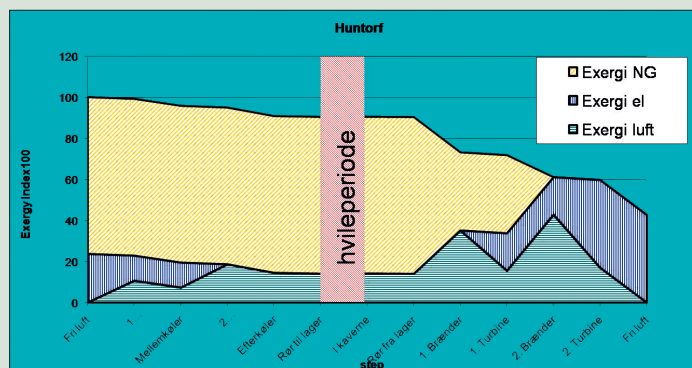
I Alabama, USA, findes McIntosh-anlægget, der er dimensioneret til et noget anderledes driftsmønster: 110 MW kompression



Figur 1. Procesdiagram for et CAES-anlæg [1].



Figur 2. Huntorf CAES-anlæg.
Anvendt med tilladelse fra E.ON Kraftwerke GmbH [2].



Figur 3. Aekivalente elandele (exergi) i Huntorf-anlægget [5].

over 26 timer og udladning ved en ydelse på 60 MW. Det samlede lagervolumen er 540.000 m³.

Virkningsgrader og økonomi

I figur 3 er angivet en opgørelse af energistrømmene i Huntorf-anlægget. Energistrømmene igennem processen er fundet som relative exergistrømme (hvilket både beskriver teoretisk ækvivalent el og primærbrændsel). Det ses tydeligt, at langt det meste af energien tilføres som naturgas, mens bare 25% er el til drift af kompressoren. Igennem kompressordelen mistes en del af exergien i strømmen under kompression og kølinger, mens naturgassen ikke påvirkes, da den ikke tilføres før ekspansionsdelen. I lageret er alt el til kompressoren konverteret til trykluft. Ved ekspansionen tilføres naturgas til brændkammer sammen med trykluft fra kavernen. Forbrændingsprodukterne ledes til turbinen, der driver elgeneratoren. Det ses tydeligt, at en meget stor del af exergien mistes i forbrændingen, altså ved konvertering af brændsel til røggas. Hvis man ser på output ift. input findes en virkningsgrad på omkring 40%.

I figur 4 ses en beregning af både exergistrømme og økonomi for et mere moderne CAES-anlæg foreslået af Alstom. Det ses, at der tilføres el ved en relativt lav pris. For hver af anlæggets dele er der en omkostning grundet investering, drift og vedligehold. Disse omkostninger samt naturgassens pris tillægges den el, som ydes af turbinen. Samtidig er der tab af exergi i hver del.

Når der både tages hensyn til priser og omkostninger har den ydede el en pris pr. MWh på mere end tre gange den pris, som el tilføres kompressoren med. Der kræves altså en betydelig fluktuation i pris, for at et CAES-anlæg vil være rentabelt at investere i.

En komplikation ved beregning af et CAES-anlægs virkningsgrad er, at man bør skelne mellem tab i konvertering fra el til lager til el og fra naturgas til el for at afgøre lagervirkningsgraden.

Virkningsgrad for anlægget kan derfor opgøres på flere måder, der alle giver mening og er mere eller mindre anvendelige i forskellige sammenhænge:

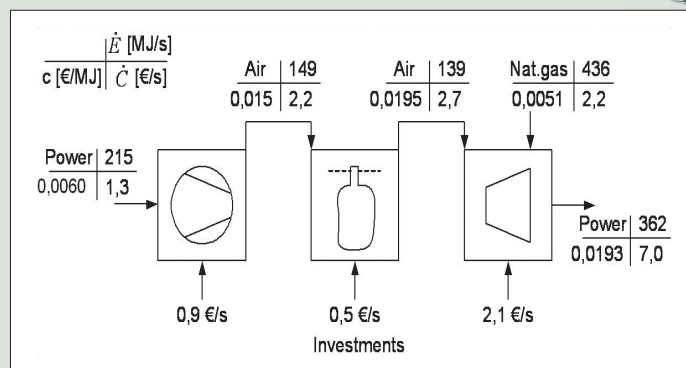
Samlet ydelse delt med samlet forbrug: Hvis man ser på output ift. input findes en virkningsgrad på omkring 55%.

Procesopdelt: Hvis man ser på kompressionsdelen ses en virkningsgrad på 69%, som må tilskrives tab i el til lager. Samlet output fra turbinedel ift. samlet input er omkring 62%. Hvis de to tal ganges findes en virkningsgrad for el til el på 43%.

Procesopdelt, hvor forbrænding belaster naturgas: Hvis tabet i forbrændingen i stedet antages kun at belaste naturgasanvendelsen, findes der en virkningsgrad for ellagringen på 55%.

Det er altså åbenlyst, at denne type anlæg, som har to vidt forskellige input, kan beskrives ved flere virkningsgrader for lagringen. Det kan ikke umiddelbart siges, at den ene er mere korrekt end de andre. Dog ses det under alle omstændigheder, at der er betydelige tab ved lagring af el. Disse tab samt omkostninger til anlægget skal naturligvis dækkes for at gøre anlægget rentabelt.

Resultaterne og andre studier viser, at CAES vurderet ud fra



Figur 4. Aekivalent el og omkostning i CAES-system [1].

teknisk stade, virkningsgrad, energidensitet, økonomi m.m. er konkurrencedygtig med andre teknologier for ellagring, men også at andre teknologier ud fra en samfundsøkonomisk synsvinkel for nuværende er at foretrække [6].

CAES i det danske elsystem

I det danske elsystem vil andelen af vindkraft øges betydeligt fremover. Lagring af el kan derfor være et fornuftigt alternativ til andre løsninger, f.eks. forbedring af kapaciteten for import og eksport.

I øjeblikket er det ikke rentabelt, idet der ikke er ret mange timer og ret meget el med tilstrækkeligt stor forskel på salgs- og købspris pr. MWh, der kan udnyttes.

Nye CAES-teknologier studeres og integration med varmelagring i f.eks. fjernvarmesystemer eller dedikerede termiske lagre kan give en betydelig forbedring af virkningsgraden, samtidig med at naturgasforbruget kan reduceres. At optimere og modne disse løsninger vil kræve betydelig forskning og udvikling i en årrække. Specielt vil lagring af varme ved høj temperatur for at opnå reelt adiabatisk CAES uden brændselsforbrug være en stor udfordring.

Afrunding

CAES er en spændende teknologi, der har været i drift i 30 år, efter sigende med fornuftigt resultat. Og teknisk er det en velfungerende løsning for ellagring.

Studier af det nuværende danske system viser, at CAES ikke umiddelbart er en rentabel løsning. Samtidig vil enhver lagring af store mængder elektricitet, inkl. CAES, kræve store investeringer, medføre betydelige tab af el i processen samt stille krav til betydelige volumener og/eller arealer. For at få tilstrækkeligt med driftstimer på et sådant anlæg må det derfor forventes, at store prisvariationer er en forudsætning.

E-mail-adresse

Brian Elmegaard: be@mek.dtu.dk

Referencer

- Henrik Lund, Georges Garabeth Salgi, Brian Elmegaard, and Anders N Andersen. Optimal operation strategies of compressed air energy storage (caes) on electricity spot markets with fluctuating prices. *Applied Thermal Engineering*, 29(5-6), 2009.
- Brian Elmegaard, Nicklas Szameitat, and Wiebke Brix. Compressed air energy storage (caes) - possibilities in denmark. In *Proceedings of ECOS 2005*, 2005.
- F. Crotogino, K-U. Mohmeyer, and R. Scharf. Huntorf caes: More than 20 years of successful operation. In *SMRI Spring Meeting 2001*, 2001.
- Septimus Van Der Linden. The case for caes. *Modern power systems*, 2002.
- Jacob Vester. Optimering af compressed air energy storage. Master's thesis, Danmarks Tekniske Universitet, Institut for Mekanisk Teknologi, 2008.
- G Salgi and H Lund. System behaviour of compressed-air energy-storage in denmark with a high penetration of renewable energy sources. *Applied Energy*, 85(4), 2008.