



Vätgasens roll i det regionala energisystemet

- tekno-ekonomiska förutsättningar för Power-to-Power

Resultat från examensarbete på Linköpings Universitet, 2020

Alltmer intermittent elkraft byggs idag i Sverige för att öka andelen förnybar el i energisystemet. Detta leder till mer ojämn elproduktion, vilket skapar problem i form av mer volatila och oförutsägbara elpriser. Ett sätt att dämpa effekten av den ökande intermittenta kraften är att använda förnybar vätgasproduktion som lastutjämning. På detta sätt kan vätgasen potentiellt bli en viktig del i den fossilfria energimixen. Att använda vätgas som energilager i en Power-to-Power-applikation (P2P) möjliggör även utnyttjandet av prisarbitrage på elmarknaden. Ett ökat klimatfokus har återuppväckt intresset för hur vätgasproduktion kan göras lönsamt. Några tecken på att satsningar sker är att flera länder satsar stora pengar på vätgas-tekniker och infrastruktur, där flertalet samarbeten över nationella gränser har etablerats.

Detta resultatblad sammanfattar ett examensarbete som genomförts på Linköpings Universitet i nära samarbete med Tekniska verken i Linköping. Arbetets slutsats är att en P2P-applikation med vätgaslagring inte bedöms



bli lönsam i en svensk kontext inom en nära framtid, men att ett Power-to-Gas-fall visar lönsamhetspotential.

Denna studie syftar till att undersöka de tekno-ekonomiska förutsättningarna för produktion av förnybar vätgas där lönsamheten av arbitragehandel på elmarknaden Elspot bedöms. Detta

innefattar en gedigen granskning av kommersiella tekniker lämpade för Linköpings energisystem. Tre fall konstruerades med olika uppsättningar av ingående komponenter, se Tabell 1 nedan.

En driftoptimering utfördes som tog fram övre och undre prisgränser för produktion respektive konvertering av vätgas mot spotpriset. Optimeringsverktyget Problemlösaren i Excel an-

Tabell 1. En kombination av olika tekniska komponenter utgör de fall som undersöks för P2P-applikationer.

	Dimension	Fall 1	Fall 2	Fall 3
P2G	1 MW	Alkalisk elektrolys (n=0,60)	Ångreforming av biogas (n=0,63)	Alkalisk elektrolys (n=0,60)
Lagring	5000 kg	Komprimerad gas (n=0,50)	Komprimerad gas (n=0,50)	Komprimerad gas (n=0,50)
G2P	2,5 MW	PEM-bränslecell (n=0,44)	PEM-bränslecell (n=0,44)	Gasturbin 100% vätgas (n=0,26)

vändes för att få fram dessa gränser, se Tabell 2. Visual Basic (VBA) användes sedan för att genomföra en lagersimulering som visualiserar lagersaldot för alla årets timmar. För att få fram kostnaden för varje kilogram producerad vätgas användes nuvärdesberäkningen Levelised Cost of Energy (LCOE), vilket även underlättade jämförelsen av de tre fallen. Vilka effekter i form av växthusgasutsläpp de olika anläggningarna medför utvärderades också genom beräkningssättet konsekvensanalys. Där jämfördes effekten i form av nettoutsläpp i koldioxidekvivalenter för integrering av respektive anläggning.

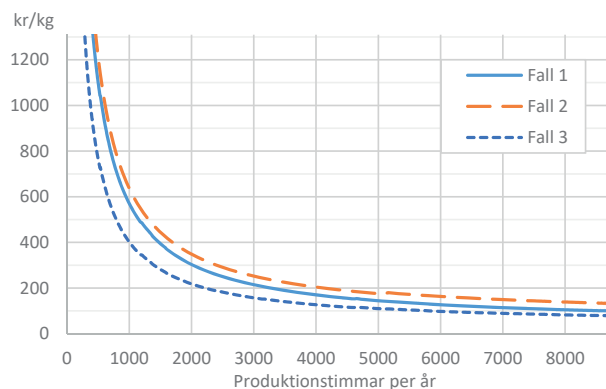
Resultaten visar på att det finns kommersiella tekniker som kan integreras med det befintliga energisystemet på ett resurseffektivt sätt, däremot är de ekonomiska förutsättningarna inte lika bra och P2P-lösningarna är idag långt ifrån lönsamma. Anledningen tros vara en kombination av otillräckliga elprisfluktuationer samt låg total systemverkningsgrad (som högst 14%) för samtliga konstruerade fall. De årliga intäkterna från elförsäljningen motsvarar cirka 1 procent av de årliga kostnaderna för anläggningen, och LCOE landade på cirka 1500 kronor.

Tabell 2. Resultat av driftoptimering för Fall 1, baserat på data från åren 2017–2019.

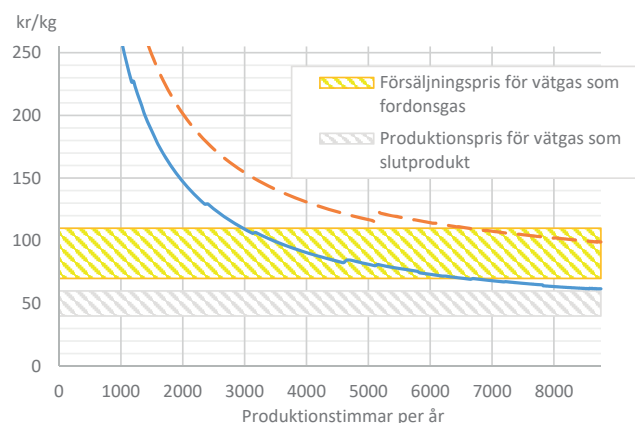
	Fall 1		
	2019	2018	2017
Prisgräns produktion, kr/MWh	203	234	190
Antal produktionstimmar, h	347	225	207
Årlig produktionskostnad, kr	36 305	31 125	29 404
Prisgräns försäljning, kr/MWh	803	956	726
Antal försäljningstimmar, h	37	24	22
Årlig intäkt, kr	82 801	75 854	48 371
Årligt resultat, kr	46 496	44 730	18 968

Resultaten från investeringskalkyleringen visar på att en högre utnyttjandegrad leder till en lägre LCOE, Se Figur 1 och Figur 2. Lagersimuleringen visar på att säsongslagring krävs för denna typ av anläggning då fluktuationerna inte är tillräckligt stora på en daglig, veckovis eller månatlig basis, se Figur 3. Känslighetsanalys på LCOE och driftoptimeringen visar inte heller på lönsamhetsmöjligheter i P2P-fallen även vid gynnsamma justeringar på parametrarna investeringskostnad, elpris och verkningsgrad. Ur ett klimatperspektiv visar samtliga fall, med ett undantag, på en minskade växthusgasutsläpp i regionen.

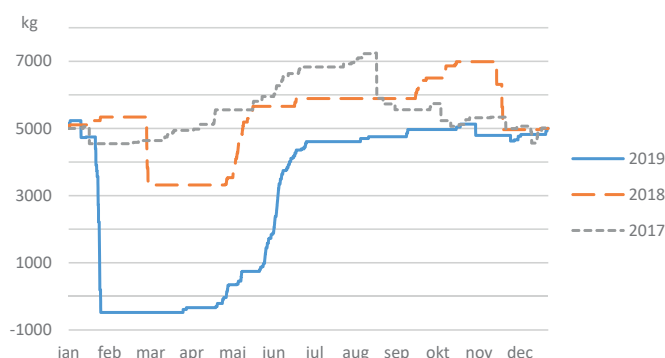
Slutsatsen som dras av resultaten från fallstudien är att, trots goda tekniska förutsättningar och positiv inverkan på lokala växthusgasutsläpp, kan en P2P-applikation med vätgaslagring inte göras lönsam i en svensk kontext inom en nära framtid. Däremot visar ett Power-to-Gas-fall potential för lönsamhet, då dess investeringskostnad är mindre.



Figur 1. LCOE som en funktion av antalet produktionstimmar per år för respektive fall.



Figur 2. LCOE som en funktion av antalet produktionstimmar för P2G, inklusive lagring. Det gula fältet symboliserar det intervall inom vilket försäljningspriset för fordonsgas förväntas vara accepterat för fordon enligt litteraturen. Priset för lätta fordon förväntas vara bland de högre. Det grå fältet symboliserar produktionskostnadsintervallet i dagsläget, även dessa är hämtade ur litteraturen.



Figur 3. Simulering av lagernivå (utan fysiska begränsningar) baserat på optimerade prisgränser i Fall 1.

LÄS MER:

Mattsson, Helen, Linberg, Jonatan (2020) "Vätgasens roll i det regionala Energisystemet – Tekno-ekonomiska förutsättningar för Power-to-Power. Ex.-arb. Univ., Linköping.

Kontakt: e-post: Emelie.Algebrant@tekniskaverken.se