

Beställt av
Göteborgs Stad

Utfört av
Rikard Edland

Elin Svensson

Anette Winter

Mikael Odenberger (Chalmers Tekniska Högskola)

Datum
2021-04-29

Version
Slutversion



Göteborgs Stads Energiplan – Utvärdering och perspektiv

Innehållsförteckning

Innehållsförteckning	2
1 Introduktion	3
2 Metod för potentialuppskattning	5
3 Bedömning av åtgärderna i relation till målen	6
3.1 Delmål 1 – Energianvändning i bostäder och lokaler	6
3.1.1 Indikator 1a – MWh/invånare	6
3.1.2 Indikator 1b och 1c – kWh/m ² bostäder och lokaler	7
3.1.3 Bedömning av åtgärderna	9
3.2 Delmål 2 – Göteborgs Stad producerar enbart energi av förnybara källor	12
3.2.1 Indikator 2a – 100% förnybar elproduktion i Göteborg Energis produktionsanläggningar	12
3.2.2 Indikator 2b – förnybar fjärrvärmeproduktion i Göteborg Energis produktionsanläggningar	13
3.2.3 Bedömning av åtgärderna	14
3.3 Delmål 3 – Göteborgs Stad minskar klimatpåverkan från transporter	15
3.3.1 Indikator 3a – Utsläpp av växthusgaser från transporter i Göteborg minskar med 90% jämfört med 2010	15
3.3.2 Indikator 3b – Vägtrafikarbete minskar med 25% till 2030 jämfört med 2020 ____	17
3.3.3 Indikator 3c – Andelen fossilfria fordon som ägs av Göteborg Stad är 100% år 2023	17
3.3.4 Bedömning av åtgärderna	18
3.4 Effektfrågan	20
4 Systemperspektiv och energisystemets utveckling	23
4.1 Vätgas	24
4.2 Elektrifiering i industri- och transportsektorn	28
4.3 Infångning och lagring av (fossil eller biogen) koldioxid	30
4.4 Ökad konkurrens om biomassa	32
4.5 Relevanta projekt att följa	35
5 Sammanfattande reflektioner	42
6 Referenser	44

1 Introduktion

Göteborgs Stad håller för närvarande (April 2021) på att ta fram *Göteborgs Stads Energiplan 2022–2030* som är ett av kommunens styrande dokument. Syftet med Energiplanen är att driva på genomförandet av åtgärder som dels leder till att kommunen kan ha en trygg och säker energiförsörjning, dels till att tre specifika delmål i *Göteborgs Stads miljö- och klimatprogram 2021–2030* [1] uppnås. Energiplanen blir också en gemensam utgångspunkt som visar riktningen för Göteborgs Stads arbete med energifrågor.

Vid rapportens författande har 72 åtgärder föreslagits, varav de flesta har som syfte att bidra till att uppnå de tre relevanta målen i *Göteborgs Stads miljö- och klimatprogram 2021–2030* (från och med nu förkortat MKP). Åtgärderna är kategoriserade i nio åtgärdsrubriker (Tabell 1) och de tre relevanta målen från MKP är presenterade i Tabell 2 tillsammans med indikatorer

CIT Industriell Energi har fått i uppdrag av Göteborgs Stad att göra en bedömning av åtgärderna och Energiplanen i sin helhet. Den här rapporten beskriver först Energiplanen och åtgärderna i relation till delmålen i MKP och diskuterar sedan Energiplanen i relation till utvecklingen av energisystemet.

Tabell 1. Åtgärdsrubriker i Energiplanen

#	Åtgärdsrubrik
1	Flexibelt och kapacitetssäkert energisystem
2	Energieffektivisering av den kommunala sektorn
3	Energieffektivisering av den privata sektorn
4	Förnybar el
5	Förnybar och återvunnen värme
6	Förnybar och återvunnen kyla
7	Energieffektiva och fossilfria resor, transporter och arbetsmaskiner
8	Utökad tillgång till laddplatser och fossilfria fordonsbränslen
9	Koldioxidinfångning och lagring

Tabell 2. Delmålen i Göteborgs Stads miljö- och klimatprogram 2021–2030.

Delmål 1 – Göteborgs Stad minskar energianvändningen i bostäder och lokaler			
Indikator	Värde 2010	Nuvärde	Målvärde
a) Primärenergianvändning per invånare inom kommunens gränser	18 MWh/inv	16 MWh/inv (2018)	12 MWh/inv (2030)
b) Genomsnittlig primärenergianvändning per kvadratmeter i Göteborgs Stads bostäder	106 kWh/m ² (2009)	94 kWh/m ² (2017)	76 kWh/m ² (2030)
c) Genomsnittlig primärenergianvändning per kvadratmeter i Göteborgs Stads lokaler där verksamheten kan relateras till yta	183 kWh/m ²	180 kWh/m ² (2017)	134 kWh/m ² (2030)
Delmål 2 – Göteborgs Stad producerar enbart energi av förnybara källor			
Indikator	Värde 2010	Nuvärde	Målvärde
a) Andelen el som produceras av förnybara bränslen i Göteborg Energi AB:s produktionsanläggningar	1,6 %	20 % (2018)	100 % (2025)
b) Andelen fjärrvärme som produceras av förnybara bränslen i Göteborg Energi AB:s produktionsanläggningar	35 %	69 % (2018)	100 % (2025)
Delmål 3 – Göteborgs Stad minskar klimatpåverkan från transporter			
Indikator	Värde 2010	Nuvärde	Målvärde
a) Utsläpp av växthusgaser från transporter i Göteborg	999 900 ton	945 600 ton (2017)	99 990 ton (2030)
b) Vägtrafikarbete, det vill säga antal körda kilometer med alla typer av motoriserade vägfordon per vardagsdygn, i Göteborg	Kräver utredning	-	Minskning med 25% jämfört med 2010 (2030)
c) Andel av Göteborgs Stads fordon som är fossilfria	-	55 % (2019)	100 % (2023)

2 Metod för potentialuppskattning

Metodiken för att bedöma potentialen som Energiplanens åtgärder har för att nå delmålen är att först analysera delmålet och försöka kvantifiera vad målen innebär i förändrad energianvändning (ex. MWh) eller konkreta utsläppsminskningar (ex. kton CO₂e). Sen diskuteras åtgärderna och en bedömning görs. För några åtgärder har beräkningar gjorts för att få en uppskattning av vilken effekt de kan tänkas ha, och ibland har andra rapporter refererats till för att få fram ett värde. Många åtgärder är dock av ”utredningstyp” (till exempel att bolag ska utreda sin effektiviseringspotential och sätta mål, eller att pilotprojekt ska startas) vilket gör att många åtgärders potential är svåruppskattad. De flesta bedömningar är därmed kvalitativa och beskriver exempelvis hur en grupp med åtgärder kan bidra till målen.

För att kvantifiera hur många MWh Delmål 1 handlar om har data för Göteborgs befolkning (historik och prognos) tagits från Göteborgs Stads statistikdatabas [2], och data för Göteborgs Stads bostadsarea och lokalarea har fått från miljöförvaltningen för åren 2009–2019, se Tabell 3. För areauppskattningen 2030 har kvoten mellan area och befolkning 2019 använts tillsammans med befolkningsprognosen 2030. För bostadsarea blev kvoten 10,7 m²/inv och för lokalarean 5,8 m²/inv. Enligt datan i tabellen nedan kan man urskilja en trend som visar att kvoten mellan area och invånare har minskat mellan åren. Om trenden skulle fortsätta linjärt kommer bostadsarean inte att öka markant jämfört med 2019 (6 270 000 m²), och lokalarean kommer minska (3 124 928 m²).

Tabell 3. Befolkning inom Göteborg samt Göteborgs Stads bostadsarea och lokalarea (där verksamheten kan relateras till yta)

År	Befolkning [#]	Bostadsarea [m ²]	Lokalarea [m ²]
2009	507330	5898700	3129300
2010	513751	5926100	1372000*
2011	520374	5931900	2980600
2012	526089	5964300	3091800
2013	533271	5976000	3130500
2014	541145	5993000	3081200
2015	548190	6019000	3069200
2016	556640	6050000	3088900
2017	564039	6145000	3088900
2018	571868	6185000	3070000
2019	579281	6211000	3358000
2030	644647	6911849	3736916

*Avvikande värde. Arealen 3000000 har använts i uppskattningarna

Göteborgs Energis årsredovisningar ligger till grund för att kvantifiera antal MWh som Delmål 2 handlar om. För Delmål 3 har information fått direkt från miljöförvaltningen (till exempel antal fordon och fordonstyp i Stadens egen fordonsflotta) eller från Energiplanen och dess bilagor.

3 Bedömning av åtgärderna i relation till målen

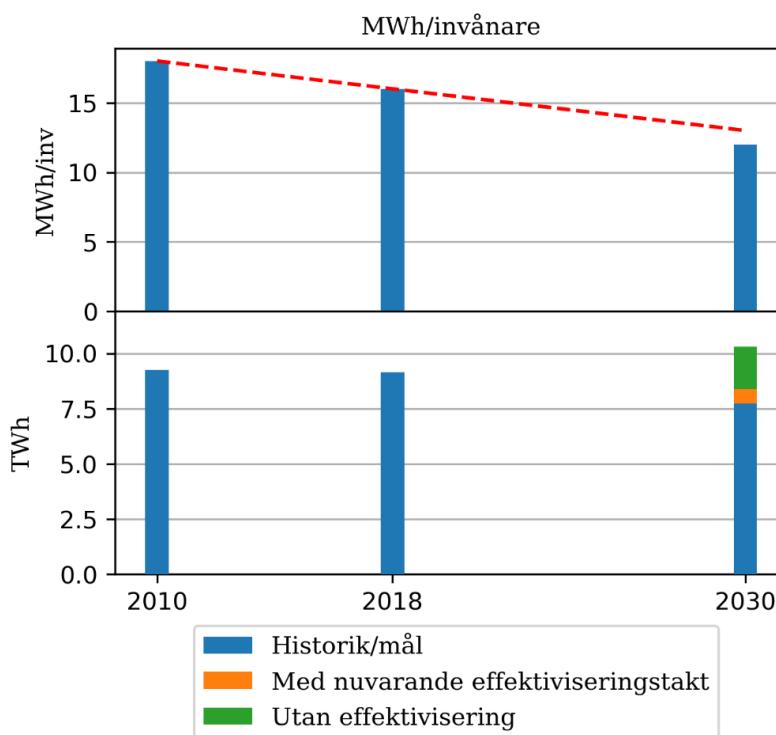
3.1 Delmål 1 – Energianvändning i bostäder och lokaler

3.1.1 Indikator 1a – MWh/invånare

Den första indikatorn är den mest övergripande indikatorn då det är summan av mängden primärenergi som används till byggnader, offentlig verksamhet och övriga tjänster¹ delat på befolkningen inom Göteborgs kommun. Primärenergin har räknats ut i enlighet med Boverkets Byggregler (BBR), dvs att byggnadens energianvändning multipliceras med viktningsfaktorer, beroende på vilken eller vilka energibärare som används. El har till exempel faktorn 1,8, medan fjärrvärme

¹ Se bilaga till miljö- och klimatprogrammet för en beskrivning av vilken statistik från Statistiska Centralbyråns kommunala och regionala energistatistik som är inkluderad.

har faktorn 0,7 och fjärrkyla har faktorn 0,6. Figur 1 visar hur målet 2030 förhåller sig till utvecklingen mellan 2010 och 2018, och det kan konstateras att om nuvarande trend håller i sig till 2030 kommer inte målet att nås. Omräknat till total primärenergianvändning innebär målet att primärenergianvändningen från Göteborgs invånare ska minska från ca 9,2 TWh till ca 7,7 TWh mellan 2018 och 2030. Om ingen effektivisering sker landar den runt 10,3 TWh om befolkningsprognosen stämmer. Åtgärderna behöver därmed bidra till en minskning med 2,6 TWh. Om nuvarande trend håller i sig kommer primärenergianvändningen 2030 landa runt 8,3 TWh, och då saknas fortfarande 0,6 TWh. Det räcker alltså inte bara med att effektiviseringstakten fortsätter utan åtgärderna behöver bidra till att takten accelererar. En diskussion och bedömning av åtgärderna kommer i avsnitt 3.1.3

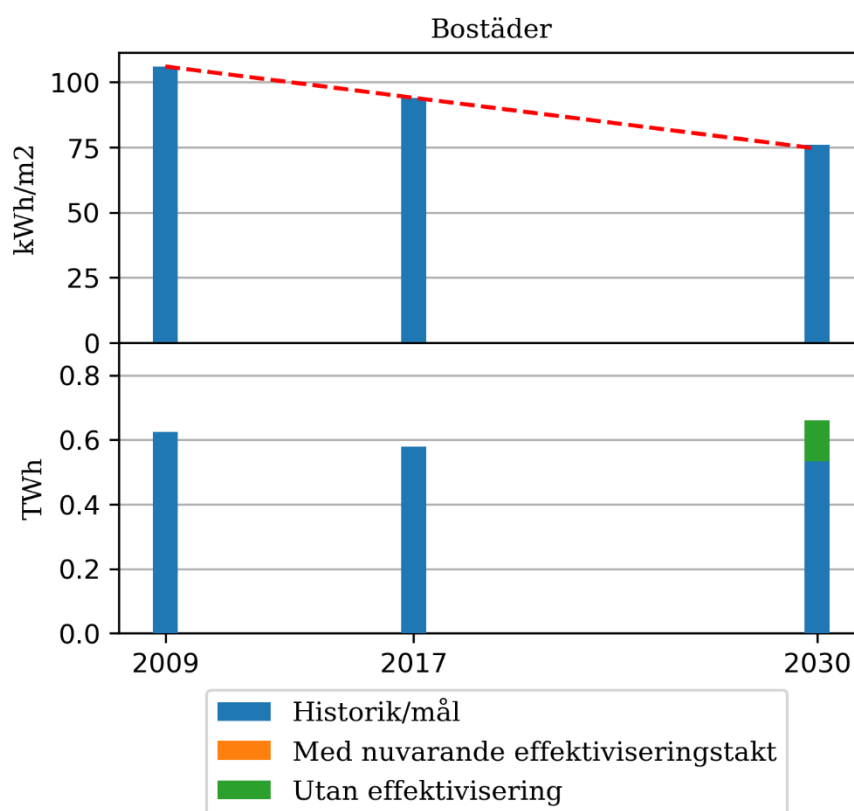


Figur 1. Övre: Energianvändning per invånare för 2010 och 2018 jämfört med målet 2030. Nedre: Energianvändning per invånare multiplicerat med antal invånare. Värdena för 2030 är baserade på prognosen för befolkningsökning.

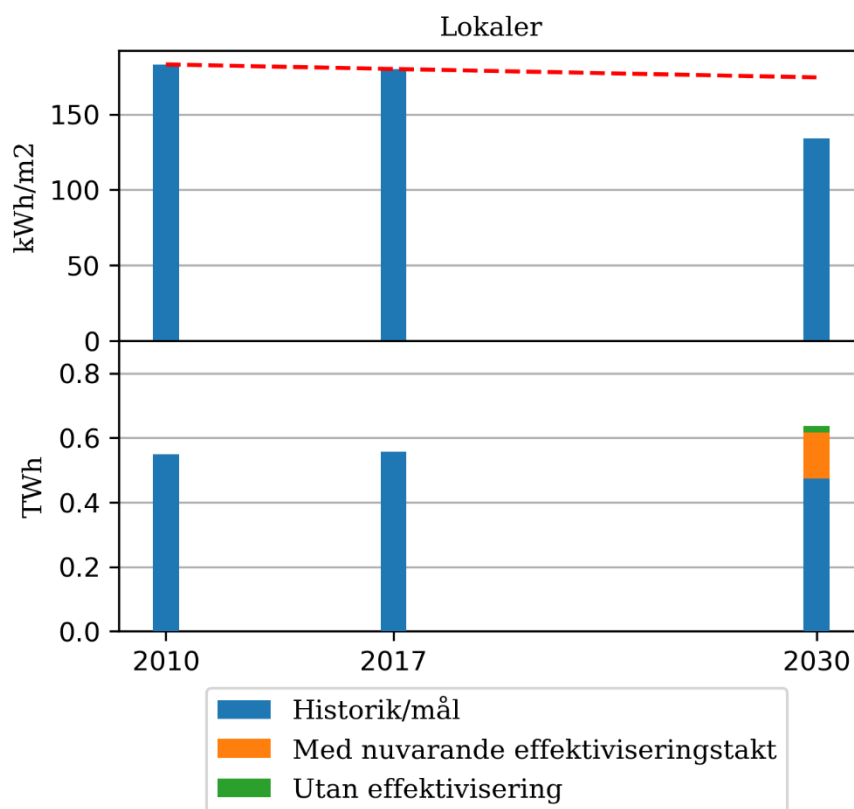
3.1.2 Indikator 1b och 1c – kWh/m² bostäder och lokaler

Figur 2 visar att om trenden för energieffektivisering i Göteborgs Stads **bostäder** mellan 2009 och 2017 fortsätter kommer målet 2030 att nås. Omvandlat till total mängd primärenergi till Göteborgs stads bostäder behöver energieffektiviseringen stå för en minskning från 0,58 TWh år 2017 till 0,53 TWh år 2030. Om befolkningen ökar utan att någon effektivisering sker blir primärenergianvändningen 0,66 TWh år 2030.

Figur 3 visar att om trenden för energieffektivisering i Göteborgs Stads **lokaler** mellan 2010 och 2017 fortsätter kommer målet 2030 inte att nås. Omvandlat till total mängd primärenergi behöver energieffektiviseringen stå för en minskning från 0,56 TWh år 2017 till 0,47 TWh år 2030, förutsatt att lokalarean ökar med en ökande befolkning. Om lokalarean ökar utan att någon effektivisering sker blir primärenergianvändningen 0,63 TWh. Om nuvarande effektiviseringstakt håller i sig landar energianvändningen på 0,62 TWh och då saknas fortfarande 0,15 TWh.



Figur 2. Övre: Energianvändning per bostadsarea för Göteborgs Stads bostäder 2009 och 2017 jämfört med målet 2030. Nedre: Energianvändning per bostadsarea multiplicerat med bostadsarea. Värdena för 2030 är baserade på prognosen för befolkningsökning och en specifik boyta på 10.7 m²/invånare.



Figur 3. Övre: Energianvändning per area för Göteborgs Stads lokaler 2010 och 2017 jämfört med målet 2030. NB: idrottshallar och Liseberg ingår inte i den inkluderade arean. Nedre: Energianvändning per lokalarea multiplicerat med lokalarea. Värdena för 2030 är baserade på prognosen för befolkningsökning och en specifik boyta på 5.8 m²/invånare.

3.1.3 Bedömning av åtgärderna

Under åtgärdsrubrik 2 (energieffektivisering av den kommunala sektorn) fokuserar majoriteten av åtgärder på att bolag och nämnder ska utreda effektiviseringspotentialen, sätta upp mål, se över att styrsystem är korrekt inställda, och arbeta med beteendeförändring. Dessa åtgärder kommer med hög sannolikhet bidra till att effektiviseringstakten åtminstone fortsätter vilket är det som behövs när det gäller målet för bostäder. Det är ändå av vikt att målet om 76 kWh/m² för bostäder är tydligt för bolagen som ska sätta interna mål. För lokaler är målet på 134 kWh/m² utmanande.

Under åtgärdsrubrik 4 finns fyra åtgärder om att öka mängden solpaneler på byggnader. Om mer el (eller värme) genereras och används lokalt i byggnader minskar mängden energi som behöver levereras till byggnaderna, vilket i sin tur minskar primärenergitalet (enligt Boverkets Byggregler (BBR)). Potentialen för solgenererad el från solceller på Framtidens tak beräknas kunna vara över 50 GWh/år 2030 [3], vilket i storleksordning motsvarar en tredjedel av målet för lokaler. För hela Göteborg är uppskattningen ca 350 GWh/år. Den solgenererade

elen måste dock användas inom byggnaden för att den ska minska byggnadens primärenergital, det som går ut på nätet kan inte tillgodoräknas.

Åtgärdsrubrik 5 fokuserar på fjärrvärme och handlar både om att fler ska kunna och vilja välja fjärrvärme istället för andra uppvärmningsalternativ, och om att producera fjärrvärme från förnybara eller återvunna källor. Genom en övergång till fjärrvärme finns potential att minska bostäders och lokalers primärenergital eftersom uppvärmning med fjärrvärme kan vara mer resurseffektivt än att värma med el (speciellt med tanke på att det framtida effektbehovet troligtvis kommer öka). Eftersom Boverkets regler viktat fjärrvärmens med en primärenergifaktor på 0,7, medan el har 1,8, innebär det att direktverkande elpannor och värmepumpar med låga COP-värden (under 2,6) kan bytas ut mot fjärrvärme för att öka resurseffektiviteten (enligt definitionen av primärenergi). Boverkets primärenergital för fjärrvärme tar dock inte hänsyn till lokala förutsättningar och hur fjärrvärmemixen ser ut i just Göteborg. Göteborg Energi anger till exempel ett betydligt lägre värde på 0,13 för fjärrvärme. Det är dock Boverkets siffror som används i delmålet. Dessa kan visserligen komma att ändras, men om en sådan ändring i byggreglerna sker kommer även siffrorna i delmålet att uppdateras. Det går därmed inte att nå målet bara genom att få till en ändring i hur fjärrvärmens viktas. Om ett lägre värde används för fjärrvärme i framtiden skulle dock incitamentet till utbyggnad av fjärrvärme öka. Hur Göteborg Energis primärenergiviktning för fjärrvärmens ser ut i framtiden kommer bero på vilka beslut som tas inom raffinaderierna och hur mycket som kan återvinnas från deras processer för leverans till fjärrvärmennätet (se också avsnitt 4). Här är viktigt att ha en beredskap för olika utvecklingar.

Åtgärdsrubrik 6 handlar om fjärrkyla. Göteborg Energi har ett genomsnittligt system-COP för sin fjärrkyla på ca 8,5 (för ett normalår). Denna siffra beräknas som all levererad kyla delad på all relaterad elförbrukning (inklusive belysning). Användning av absorptionskylmaskiner och frikyla gör att detta blir betydligt bättre än användning av klassiska kylaggregat som ofta har ett lägre COP (eller EER som ofta används för kylmaskiner) runt 1,5–3,5. Göteborg Energi har uppskattat att användningen av fjärrkyla kommer öka med ca 100 GWh fram till 2030. Om den kylan skulle genereras med lokala kylmaskiner skulle det kräva ca 30–70 GWh el, vilket motsvarar 50–120 GWh primärenergi. Om Boverkets primärenergiviktning för fjärrkyla (0,6) används motsvarar 100 GWh fjärrkyla 60 GWh primärenergi. Potentiell primärenergibesparing kan alltså anses vara i storleksordningen 0–60 GWh. Om Göteborg Energis system-COP används blir resultatet att det skulle krävas ca 12 GWh el, vilket motsvarar drygt 20 GWh primärenergi (alltså en besparing på 100 GWh). Oavsett hur energibesparingen beräknas så är det oklart hur stor andel av den sparade energin som Göteborgs

Stads bostäder och lokaler står för, men med tanke på att åtgärderna driver på att fjärrkyla ska användas så kommer andelen troligtvis vara betydande. Om primärenergibesparingen från fjärrkyla i Göteborgs Stads bostäder och lokaler blir ca 50 GWh skulle det motsvara en tredjedel av effektiviseringsmålet för lokalerna.

En åtgärd som rör indikator 1a (MWh/invånare) men inte 1b och 1c (kWh/m²) är åtgärden om att trafikkontoret ska energi- och effekteffektivisera gatubelysningen. En inventering av ljuskällor erhöles från trafikkontoret och en bedömning av energibesparingen baserat på om alla ljuskällor byttes till LED har gjorts. De nämnda åtgärderna är sammanställda i Tabell 4 nedan. Summan av potentialen för att installera solceller och använda fjärrkyla i stället för lokala kylmaskiner uppgår till 80–170 GWh. Det är i samma storleksordning som de 160 GWh som krävs för att nå målet för lokaler. Det ska dock påpekas att det är oklart hur mycket av den solgenererade elen som kan användas internt i byggnaderna och hur stor andel av fjärrkylan som går till Göteborgs Stads bostäder/lokaler. Även om bara 50% av de uppskattade potentialerna kan tillgodoräknas så utgör de ändå en väsentlig del av målen (ca 20–40% av Delmål 1c, Tabell 1). Med tanke på att arbetet med energieffektivisering kommer drivas på av åtgärderna under åtgärdsrubrik 2 finns det goda förutsättningar för att nå Delmål 1b och c med de föreslagna åtgärderna. Om en högre andel av byggnaderna får fjärrvärme (framför allt om fjärrvärmens produceras i hög utsträckning från återvunnen värme) eller värmepumpslösningar med höga COP istället för direktverkande el eller värmepumpar med ett COP under 3 skulle även det kunna utgöra en viktig del av det som krävs för att nå målen. Det är rekommenderat att bolagen och nämnderna fokuserar extra på energianvändningen i lokaler eftersom det i nuläget inte finns någon trend som visar på att primärenergianvändningen minskar märkvärt.

Tabell 4. Åtgärder som anses vara relevanta för delmål 1 där potentialuppskattningar har gjorts. Elbesparingar har omvandlats till primärenergianvändning genom att multiplicera med 1.8.

Åtgärd	Uppskattad besparing i primärenergi [GWh/år]
2.7 Trafikkontoret ska energi- och effekteffektivisera gatubelysningen.	25–35
4.1/4.2/4.4/4.5 Ökad användning av solceller	50–100
6.1/6.2/6.3 Ökad användning av fjärrkyla	0–60

För Delmål 1a (Tabell 1) inkluderas mycket mer än bara Göteborgs Stads bostäder och lokaler (till exempel gatu- och vägbelysning, avfallshantering, och den privata

bostadssektorn) och det är vanskligt att ge en uppskattning kring hur bra åtgärderna i Energiplanen driver på delmålet. Skulle målen för Göteborgs Stads bostäder och lokaler uppfyllas sparar ca 0,29 TWh vilket är 11% av de 2,6 TWh som behövs för att nå Delmål 1a. Enligt Göteborgs Statistikdatabas äger allmännyttiga bostadsföretag ca 26% av bostäderna i Göteborg, medan bostadsrättsföreningar och fysiska personer äger 29% respektive 20%. Energieffektivisering av den privata sektorn är därmed viktig för att nå målet. Åtgärderna under Åtgärdsrubrik 3 (Energieffektivisering av den privata sektorn) ämnar öka energieffektiviseringen även i den privata sektorn genom kompetensspridning. Dessa åtgärder är i dagsläget vagt formulerade (”samverka med aktörer”, ”verka för att upprätthålla och utveckla påverkan”) vilket är rimligt eftersom Göteborgs Stad inte har direkt rådighet över den privata sektorn. För att uppnå Delmål 1a är det däremot viktigt att Göteborgs Stad aktivt driver på att kunskapsspridningen sker ordentligt och att energieffektiviseringsåtgärder implementeras. Ett förslag till ytterligare åtgärder, för den privata sektorn som skulle kunna komplettera de huvudsakligen mjuka åtgärder som finns i energiplanen, är att i högre utsträckning använda sig av prestandabaserade avtal (till exempel med villkor om energiprestanda, energieffektivisering eller hållbarhet) – både vid upphandling och exempelvis för avtal som Göteborg Energi har med sina kunder.

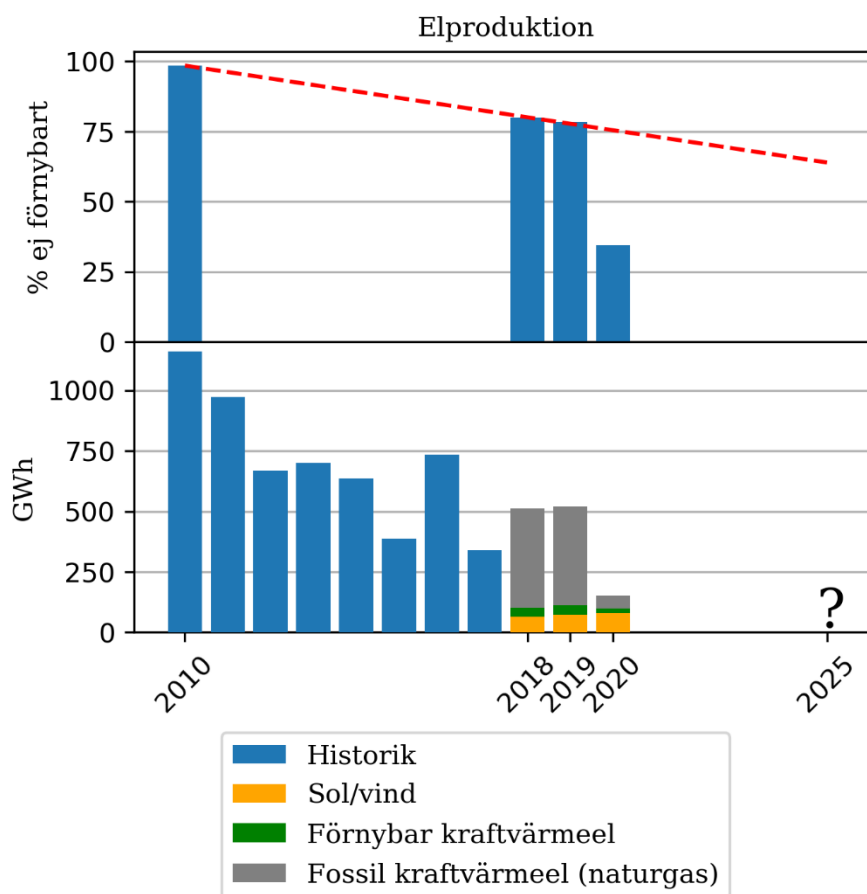
3.2 Delmål 2 – Göteborgs Stad producerar enbart energi av förnybara källor

3.2.1 Indikator 2a – 100% förnybar elproduktion i Göteborg Energis produktionsanläggningar

Figur 4 visar andelen av Göteborg Energis elproduktion som inte har varit förnybar (övre) de senaste åren och total mängd producerad el (nedre). Om trenden för förnybar el mellan 2010 och 2018 håller i sig skulle målet om 100% förnybar elproduktion inte nås utan landa på 36% (64% ej förnybart). Det kan dock påpekas att omställningen i den här typen av system ofta sker i diskreta steg, där en anläggning byts ut till något nytt, vilket kan göra det mindre relevant att enbart titta på trender. I nuvarande teknikpark och planer ligger dock inte några sådana större nedläggningar eller idrifttaganden av nya (större) anläggningar. I figuren har även data för år 2019 och 2020 inkluderats. År 2020 var ett varmt år och mängden kraftvärmeel var därför ovanligt låg, vilket resulterade i en relativt hög andel förnybar elproduktion. Som referens har år 2021 varit betydligt kallare och mer fossilt bränsle har använts under perioden januari-mars än under hela 2020.

För att nå 100% förnybar elproduktion krävs antingen att kraftvärmeverken (framför allt Rya kraftvärmeverk) drivs med biobränslen eller förnybar vätgas, eller

att Göteborg Energis kraftvärmeverk lägger ned och att elbehovet täcks av import, lokalt producerad sol- och vindkraft och eventuellt energilager. Det är svårt att uppskatta hur mycket kraftvärmeel Göteborg Energi kan tänkas producera i framtiden (det styrs främst av värmebehovet idag), men med tanke på ett ökat elbehov, intermittent produktion (både lokalt och högre upp i nätet), och eventuella begränsningar i överföring till lokalnätet, är det troligt att Rya kan komma att fylla en viktig roll. Rya har en hög elproduktionskapacitet (261 MW el) och om den kapaciteten behövs kommer biogas utgöra en viktig faktor för att nå målet om 100% förnybart. Om elproduktionen ska bestå av sol- och vindkraft ökar behovet av energilager eller förstärkning av överföringskapaciteten. Fram till 2025 bedöms dock inte Göteborg Energis intermittenta elproduktion driva på en ökad överföringskapacitet.

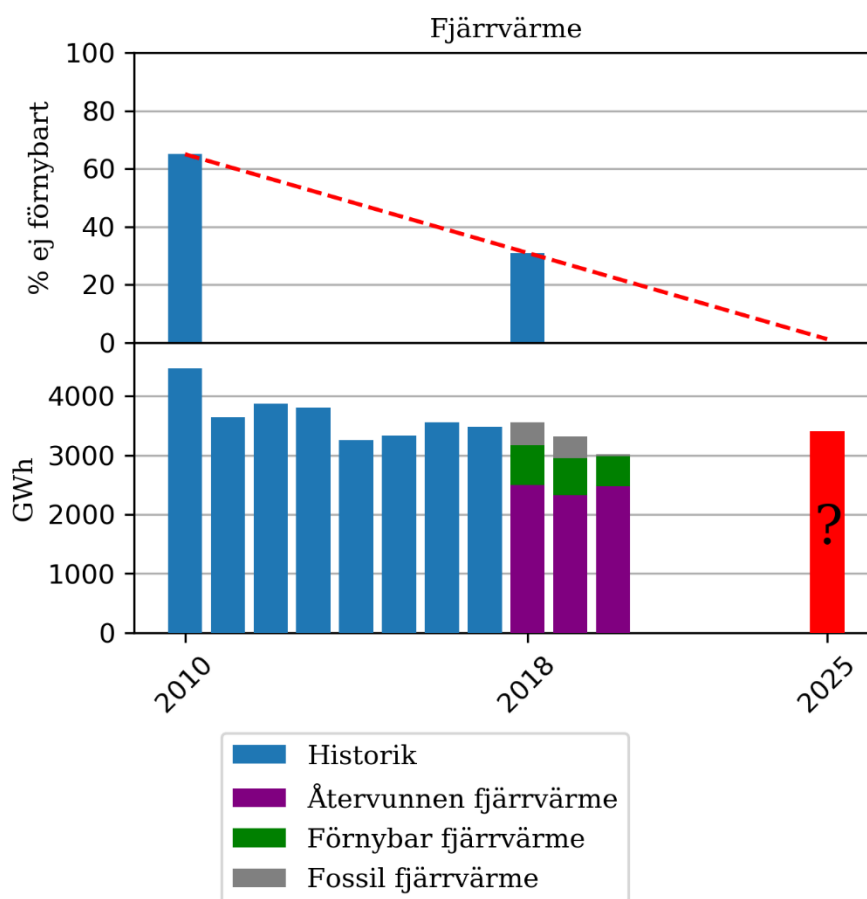


Figur 4. Historiska data över Göteborg Energis elproduktion. Övre: Andel ej förnybar elproduktion. Undre: Producerad el för samma period. Frågetecknet innebär att det är svårt att uppskatta hur mycket el Göteborg Energi kommer producera 2025.

3.2.2 Indikator 2b – förnybar fjärrvärmeproduktion i Göteborg Energis produktionsanläggningar

Figur 5 visar andelen fossilbaserad fjärrvärmeproduktion i Göteborg Energis anläggningar (övre) och levererad fjärrvärme (nedre). Om trenden mellan 2010 och

2018 håller i sig kommer målet om 100% förnybar fjärrvärmeproduktion att nås, vilket är positivt (även om de få datapunkterna knappast utgör ett säkert underlag). Som påpekats ovan säger den historiska trenden också lite om framtida större förändringar i anläggningsparken. Som framgår av den nedre figuren står den återvunna värmen för en stor andel av leveransen och för att biobränslet ska räcka till är därmed överskottsvärme från industrin en viktig pusselbit för att kunna uppnå målet. Till år 2025 kommer det troligtvis inte att ske några större förändringar i tillgänglig värme, men på sikt kan fjärrvärmeleveransen från raffinaderierna och Renova att förändras (både minska och öka, se avsnitt 4 för en diskussion kring effekten av framtida utvecklingsmöjligheter). Det är därför viktigt att ha en god beredskap inför olika scenarier.



Figur 5. Historiska data över Göteborg Energis fjärrvärmeproduktion och leverans. Övre: Andel ej förnybar fjärrvärmeproduktion från Göteborg Energis anläggningar. Undre: Levererad fjärrvärme för samma period. Den röda stapeln är en grov uppskattning av levererad fjärrvärme 2030 (medelvärde för levererad värme under 2016–2020) och frågetecknet indikerar att det är oklart hur mycket av den levererade värmen som är förnybart producerad i Göteborg Energis anläggningar.

3.2.3 Bedömning av åtgärderna

Göteborg Energi är tydliga i sina årsredovisningar med att de ska ha 100% förnybar produktion av både el och fjärrvärme 2025, och det finns även två

specifika åtgärder i Energiplanen om att produktionen av respektive energibärare ska vara förnybar. Bedömningen är därmed att det inte råder någon brist på målsättning eller drivkraft.

En potentiell utmaning är att ha en produktionskapacitet av el och fjärrvärme som bygger på förnybara och återvunna energiflöden som alltid kan täcka behovet. Att kunna producera tillräckligt med förnybar el om överföringen från regionnätet (eller från stamnätet till regionnätet) på längre sikt når sin begränsning kan kräva en stor tillgång till biobränslen, grön vätgas, alternativt stora energilager. Det här bedöms inte vara något problem till 2025 men kan utgöra ett hinder framför allt efter 2030.

Åtgärderna under fem åtgärdsrubriker i Energiplanen utgör tillsammans bra förutsättningar för att Delmål 2 om 100% förnybar el- och värmeproduktion i Göteborg Energis anläggningar ska nås. Förutom Åtgärdsrubrik 4, som handlar om förnybar elproduktion i staden och åtgärdsrubrik 5 som handlar om förnybar och återvunnen fjärrvärme, så bidrar åtgärderna under åtgärdsrubrik 2 och 3 genom effektivisering som kan minska behovet av el- och fjärrvärmeproduktion (eller åtminstone motverka ökningen som en ökad befolkning bidrar med). Energiplanen har dessutom en hel åtgärdsrubrik (åtgärdsrubrik 1) som till stor del fokuserar på att kapa oönskade effektoppar vilket minskar risken att produktionsbehovet överskrider den förnybara kapaciteten.

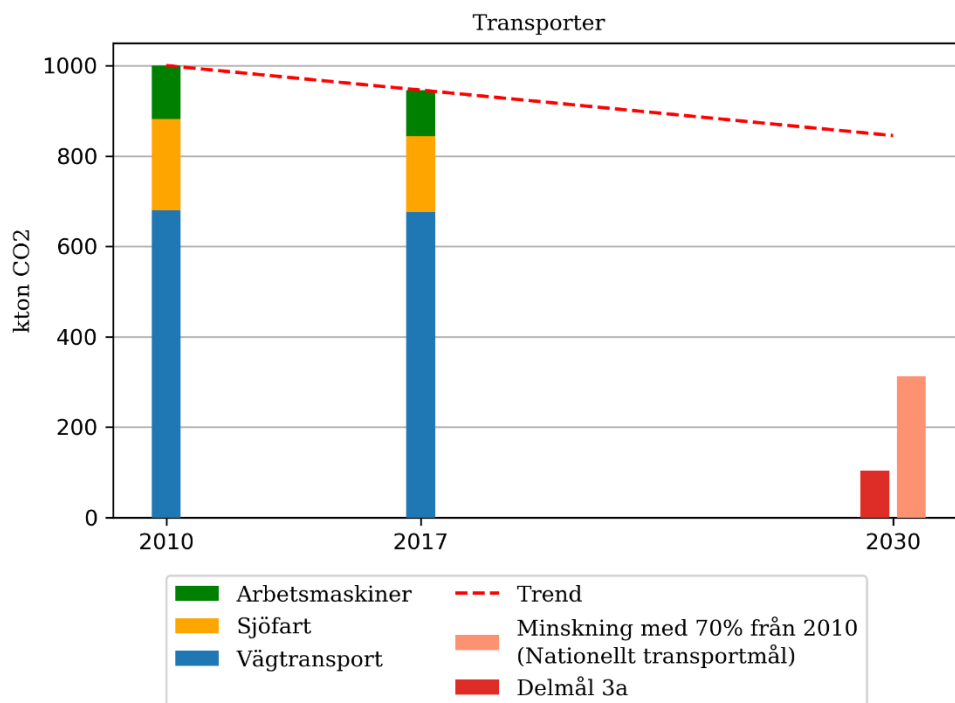
3.3 Delmål 3 – Göteborgs Stad minskar klimatpåverkan från transporter

3.3.1 Indikator 3a – Utsläpp av växthusgaser från transporter i Göteborg minskar med 90% jämfört med 2010

Det här delmålet är hårdare än det nationella målet om att utsläppen från transporter ska minska med 70% till 2030 jämfört med 2010. Anledningen till att Göteborgs Stad har satt ett hårdare mål än det nationella är att Göteborg anses ha goda förutsättningar för att minska utsläppen med hjälp av kollektivtrafik och stadsplanering. Figur 6 visar hur Delmål 3a förhåller sig till utsläppen från transportsektorn i Göteborg 2010, 2017, samt vad utsläppen skulle bli om de minskade med 70% jämfört med 2010. Det är uppenbart att små årliga förbättringar inte kommer göra att målet nås utan en mer genomgripande omställning av transportsektorn behövs. För att nå målet om en minskning med 90% behöver utsläppen minska med ca 850 kton jämfört med 2017 års nivåer.

Reduktionsplikten implementerades 2018 och kommer bidra betydligt till en utsläppsminskning. I det här uppdraget har en grov uppskattning gjorts av vilken

effekt reduktionsplikten skulle ha om reduktionsnivåerna för 2030 gällde idag – dvs förutsatt att transportmönster, fordonstyper, bränsleförbrukning m.m. är oförändrade. Uppskattningen baseras på antal bensin- och dieseldrivna personbilar i Göteborg, genomsnittlig (nationell) körsträcka, genomsnittlig bränsleförbrukning, samt CO₂-utsläpp per liter bensin/diesel. Med dessa antaganden skulle reduktionsplikten bidra till att utsläppen från personbilar i Göteborg minskar med ca 100 kton. Reduktionsplikten påverkar även resterande del av transportsektorn och kommer minska de fossila utsläppen ytterligare (det är däremot svårare att uppskatta eftersom bränsleförbrukningen för exempelvis lastbilar beror på hur tungt de är lastade). Reduktionsplikten (eller över huvud taget förnybara drivmedel) kommer inte att räcka för att nå varken det nationella 70%-målet eller det Göteborgsspecifika målet om 90% utan minskat vägtrafikarbete och elektrifiering behöver också ske [4]. En prognos [5] spår att antalet laddbara bilar i Göteborgs kommun kommer vara ca 70 000 år 2030. Om alla dessa var elbilar och ersätter lika många av dagens bensin/diesel-bilar skulle utsläppen minska med uppskattningsvis 130 kton (enligt beräkningar i detta projekt). Den relativa ”vinsten” av att ersätta bensin- och dieselbilar med elbilar minskar ju högre inblandning av biodrivmedel som sker på grund av reduktionsplikten. I ett framtida scenario då det finns lika många bilar år 2030 som år 2020, fast 70 000 bensin- och dieselbilar har ersatts med elbilar och reduktionsplikten har minskat utsläppen från resterande bilar, skulle utsläppen från personbilar vara ca 200 kton lägre än 2020. För att kunna minska utsläppen med 90% till 2030 krävs att Göteborg ligger i framkant och underlättar en snabbare omställning än snittet i landet. En diskussion och bedömning av åtgärderna görs i 3.3.4.



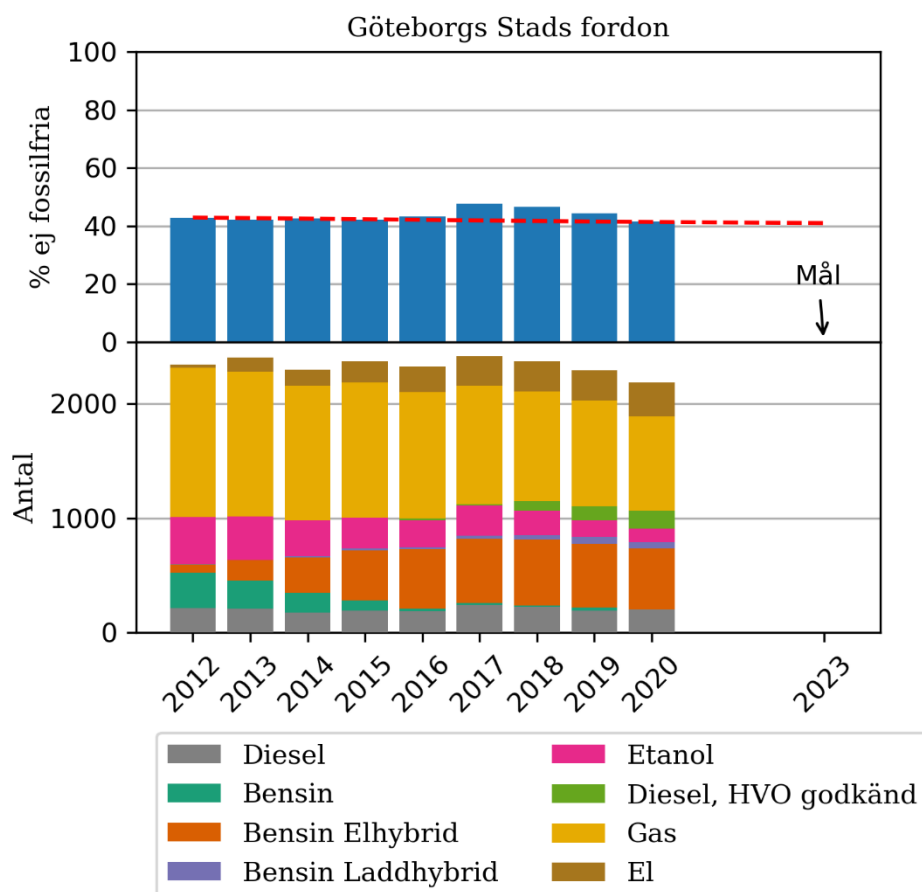
Figur 6. Växthusgasutsläpp från transporter i Göteborg. Källa: Energiplanen och miljö- och klimatprogrammet

3.3.2 Indikator 3b – Vägtrafikarbete minskar med 25% till 2030 jämfört med 2020

Vägtrafikarbetet, dvs antal körda kilometer med alla typer av motoriserade vägfordon per vardagsdygn, har inte ett fastställt nuvärde i nuvarande version av miljö- och klimatprogram och därför har ingen figur tagits fram. En diskussion och bedömning av åtgärderna görs i 3.3.4.

3.3.3 Indikator 3c – Andelen fossilfria fordon som ägs av Göteborg Stad är 100% år 2023

Figur 7 visar information om Göteborgs Stads fordonsflotta. Den övre delen visar andel fossildrivna fordon (inklusive laddhybrider) och den nedre delen visar totalt antal och fördelning av fordon. Även om trenden av fossilfria fordon inte indikerar att målet kommer nås så har andelen rena bensin- och dieslbilar minskat de senaste åren och ser ut att ha ersatts av hybridbilar. För att nå målet om 100% fossilfrihet till 2023 behöver även dessa bytas ut mot helt fossilfria alternativ. Notera att gasfordonen räknas som fossilfria, vilket bygger på att Göteborgs Stad har upphandlat om 100% biogas.



Figur 7. Göteborgs Stads fordon (exklusive arbetsmaskiner). Laddhybrider, elhybrider och etanol har inte räknats som fossilfria.

3.3.4 Bedömning av åtgärderna

De relevanta åtgärdsrubrikerna för Delmål 3 är främst åtgärdsrubrik 7 (energieffektiva och fossilfria resor och transporter) och 8 (utökad tillgång till laddplatser och fossilfria fordonbränslen) som tillsammans inkluderar 20 åtgärder (vid rapportens författande). Under åtgärdsrubrik 7 återfinns 10 åtgärder varav 7 är relaterade till minskat bilåkande och 3 till fossilfri drift. Åtgärder för minskat åkande har fördelen att de bidrar både till en förbättring av indikator 3a och 3b. Under åtgärdsrubrik 8 återfinns 10 åtgärder varav 8 handlar om laddstationer och tillgänglighet av el, 1 handlar om tillgänglig förnybar vätgas och 1 handlar om biogas.

Som nämnt tidigare krävs en stor omställning av transportsektorn för att minska utsläppen med 70% jämfört med 2010 (det nationella målet), och att minska det ytterligare till 90% (Delmål 3a) blir ytterligare en utmaning. Skillnaden mellan en minskning med 70% och 90% är ca 200 kton. Lite grovt skulle man kunna tänka att dessa extra 200 kton CO₂ ska minskas genom ytterligare minskning av bilåkandet jämfört med vad som krävs för det nationella målet eftersom anledningen till att

Göteborgs Stad har satt ett tuffare mål är att Göteborg anses ha goda förutsättningar för att minska utsläppen genom kollektivtrafik och stadsplanering.

Åtgärder där det har gjorts uppskattningar (antingen i det här arbetet eller i tidigare arbeten) är inkluderade i Tabell 5. De enklaste åtgärderna att uppskatta är de som rör Göteborgs Stads egen fordonsflotta. Åtgärd 7.1 och 7.2 handlar om att kommunen ska använda fordon och arbetsmaskiner som drivs på el-, vätgas- eller biogas som är förnybart producerat. År 2019 släpptes 3,8 kton CO₂e ut från Göteborgs Stads egna fordon (exklusive tunga fordon och arbetsmaskiner), och drygt 5 kton CO₂e från tunga fordon och arbetsmaskiner. Dessa åtgärder kan därmed stå för en minskning i storleksordningen 10 kton CO₂e, vilket är ca 1% av vad som krävs för att nå Delmål 3a. Åtgärderna ska enligt Energiplanen vara implementerade år 2023 vilket innebär att de starkt bidrar till att Delmål 3c kan nås. Åtgärd 7.4 och 7.7 går in på att uppmuntra till cykelåkande. Baserat på rapporten ”Resvaneundersökning 2017” [6] och Naturvårdsverkets vägledning om cykelåtgärder till klimatklivet [7] har en grov uppskattning gjorts som resulterar i en utsläppsminskning på ca 1 kton. Övriga uppskattningar i Tabell 5 är tagna från IVL:s rapport om minskade utsläpp i Göteborg från 2017.

Tabell 5. Åtgärder där beräkningar har gjorts, antingen inom detta projekt eller i andra projekt.

Åtgärd	Uppskattad potential [kton CO ₂]
7.1/7.2 Göteborgs Stad ska i den egna verksamheten, i så stor utsträckning som möjligt, använda fossilfria fordon och arbetsmaskiner	10
7.4/7.7 Stadens bolag och förvaltningar ska säkerställa att behovet av användarvänliga cykelparkeringar är tillgodosett och erbjuda information och prova-på aktiviteter för cykel	1
7.6 Parkeringsbolaget och stadens bostadsförvaltande bolag ska höja kostnaden för att parkera i Göteborg	25 (med en höjning av 20 kr/dag) [8]
7.9 Göteborgs Stads ska införa miljözon 3	10–20 [8]

Andra åtgärder som är värda att nämna är 7.7 och 7.12 som uppmuntrar till minskat bilresande genom ett ökat användande av bilpool. En sammanställning av studier [9] visar att CO₂-utsläppen för en individ kan väntas minska med 0–60%

(beroende på stad och omständigheter) om individen väljer bilpool istället för egen bil. För cykelpooler är resultaten mer varierande eftersom effekten beror på om pool-cyklarna ersätter privata cyklar eller något annat (energin som behövs för den digitala infrastrukturen för bokning, upplåsning etc kan ha en negativ påverkan). Det är dock osäkert hur många som kommer välja bilpool eller cykelpool, och därför har ingen konkret uppskattning gjorts för dessa åtgärder i det här arbetet.

Sammantaget bedöms det att Delmål 3a kommer bli svårt att nå eftersom det finns många hinder och osäkerheter (tillgänglighet av el, laddstationer, biogas, vätgas, samt svårigheter att ändra beteende), men om den nationella satsningen om en utsläppsminskning med 70% drivs på som planerat av exempelvis reduktionsplikten och elektrifiering finns ändå möjligheten att målet nås. Det finns en bred uppsättning åtgärder i Energiplanen som rör ett flertal relevanta aspekter (förutom möjligen stadsplanering). För att uppnå en högre utsläppsminskning än 70% är det viktigt att det satsas på Delmål 3b (minskat vägtrafikarbete). Potentialen för att nå Delmål 3b är dock svår att uppskatta eftersom det inte finns något nuvärde att relatera minskningen med 25% till. Delmål 3c har Göteborgs Stad egen rådighet över och det bedöms att det kan nås till 2023 om åtgärd 7.1 implementeras. Det kan dock noteras att detta endast motsvarar ca 1% av Delmål 3a.

3.4 Effektfrågan

Att undvika en framtida effektbrist (av framför allt el) är en central del i Energiplanen och en förutsättning för att Göteborgs Stad ska lyckas med flera av målen. För att undvika att effektbrist uppstår i staden finns ett antal alternativ:

- Energieffektivisera - både för att ”göra plats” åt nya behov och för att avveckling av fossilbaserad produktion inte ska leda till effektbrist.
- Kapa oönskade effekttoppar, exempelvis med ”smart” styrning
- Producera mer el lokalt
- Investera i energilager
- Bygga ut överföringskapaciteten från regionnätet till lokalnätet
- Verka för att det ska finnas tillräckligt med effekt i regionnätet

Energiplanen tar upp åtgärder som rör i stort sett alla dessa alternativ. Åtgärderna om energieffektivisering (åtgärdsrubrik 2 och 3), fjärrvärme (åtgärdsrubrik 5) och elproduktion (åtgärdsrubrik 4) bidrar till att parera effektbehovsökningen som en ökad befolkning bidrar med. Den mest relevanta åtgärdsrubriken är dock rubrik 1 (flexibelt och kapacitetssäkert energisystem) som är skapt just för ändamålet att undvika effektbrist. Av de tolv åtgärder som finns med under rubriken fokuserar

åtta på att kapa önskade effekttoppar, tre om ökad biogasproduktion och energilagring, och en om förstärkning av regionnätet. Eftersom åtgärderna handlar om att utveckla nya lösningar, så som att utveckla elnätstaxor och starta pilotprojekt, så har ingen konkret potentialuppskattning gjorts. Däremot konstaterade en studie [10] att lokalnätet i Göteborg är tillräckligt för att klara omställningen av transportsektorn om smart styrning (exempelvis nattladdning) implementeras.

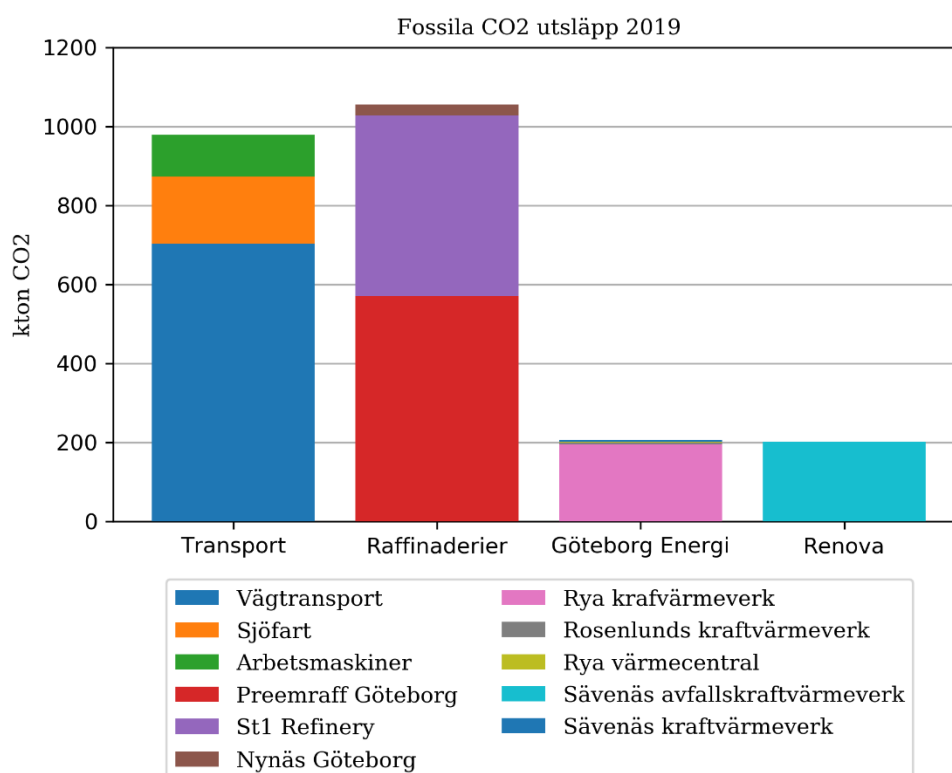
Om raffinaderierna i Göteborg skulle satsa på elektrifiering, dvs ett varaktigt ökat elbehov med ett ökat kontinuerligt flöde av el över dygnet, finns en risk att det inte räcker med att förskjuta annat effektbehov i tiden för att klara sig med nuvarande nätkapacitet. I så fall behövs en förstärkning av överföringskapaciteten. I dagsläget har dock raffinaderierna i Göteborg inte annonserat några planer för en stor elektrifiering innan 2030 och därmed finns det en god möjlighet att de föreslagna åtgärderna räcker för att uppnå målen som Göteborgs Stad har till 2030. På sikt är det dock sannolikt att raffinaderierna kommer att vilja elektrifiera en del av sina processer som en del i att uppnå sina egna klimatmål, vilket då kan innebära mycket stora effektbehov. Det är därför viktigt att ha en dialog med dem, dels för att se till att de faktiskt har möjlighet att elektrifiera, dels för att förbereda elsystemet på det ökade effektbehovet. Det enda scenariot där raffinaderierna finns kvar i Göteborg och är klimatneutrala utan en stor ökning i effektbehov år 2045 är om de gör en mycket omfattande satsning på CCS.

Kostnaden av en begränsad överföringskapacitet i ett svenskt perspektiv undersöktes i en del av en avhandling [11]. I avhandlingen användes modellering för att optimera kostnaden för ett elsystem om överföringskapaciteten från regionnätet till städer var 100%, 75%, 50% och 0% av städernas maxbehov. Regionen som undersöktes var elprisområde SE3 där städerna Stockholm, Göteborg, och Uppsala behandlas som en nod och utbytet med regionen (SE3) studeras. Ansatsen påbjuder att elbalansen klaras inom staden även i de fall då det finns överföringsbegränsningar mellan stad och region, vilket innebär att energilagring och ökad lokal elproduktion behövde investeras i för fallen under 100%. Årsmedelvärdet för marginalkostnaden för el ökade från ca 50 EUR/MWh vid en överföringskapacitet på 100% till ca 55 EUR/MWh då överföringskapaciteten var 75% av toppbehovet, vilket inte är en stor ökning. Det var först när överföringskapaciteten kom ned på 50% som marginalkostnaden ökade markant till drygt 70 EUR/MWh. För en helt isolerad stad (0% överföringskapacitet) blev marginalkostnaden drygt 100 EUR/MWh. Detta i sig är ett tydligt tecken på att dimensionering av överföringskapacitet är relaterat till ganska få timmar per år med hög belastning men de flesta timmar är systemet relativt lågt belastat.

För att undvika höga kostnader är det därmed viktigt att kvoten mellan överföringskapacitet och stadens maximala effektbehov inte blir alltför låg. Av åtgärderna att döma är Göteborgs Stads strategi att undvika en kraftig ökning av stadens maximala effektbehov, vilket bedöms vara tillräckligt till 2030 om åtgärderna resulterar i att exempelvis smart styrning relaterat till effekttoppar faktiskt blir effektivt implementerat. Anledningen till att åtgärderna bedöms räcka är delvis att nätet i dagsläget redan har en god kapacitet. Med tanke på en ökad befolkning, en elektrifierad fordonsflotta, en potentiell kraftig elektrifiering av raffinaderierna, samt övriga möjliga framtida effektslukare (t ex serverhallar) kan det dock bli viktigt att kunna förstärka överföringskapaciteten på sikt. Eftersom ledtiderna för beslut kring omfattande infrastrukturprojekt är långa är det därför av stor vikt att redan idag förbereda och skapa förutsättningar för eventuell förstärkning av överföringskapaciteten så att effektförsörjningen i regionen och Göteborg inte blir begränsande för vare sig klimatmål eller tillväxt.

4 Systemperspektiv och energisystemets utveckling

För att uppnå klimatmålen och minska/eliminera de fossila utsläppen behöver många industrier och sektorer ställa om sin verksamhet. Industrins och transportsektorns omställning kommer innebära stora förändringar och investeringar i nuvarande infrastruktur, men det är inte säkert vilken väg de olika industrierna tar och inte heller hur fordonsflottan ser ut i framtiden även om mycket pekar på en snabb elektrifiering av personbilstransporter. I det här avsnittet diskuteras de olika utvecklingarna som redan har påbörjats i liten skala men som kommer växa i framtiden och påverka energisystemet i Göteborg. Extra fokus läggs på raffinaderierna eftersom dessa är de största punktkällor av fossil CO₂ inom Göteborg (se Figur 8), och som dessutom sätter staden i en unik situation jämfört med andra stora svenska städer. Besluten som raffinaderierna tar för att reducera utsläppen av växthusgaser kan få stora konsekvenser för Göteborgs energisystem i form av ökat effektbehov eller förändrad tillgång på fjärrvärme. Besluten avgör också vilka roller som Göteborgs Stad kan tänkas få för att bidra till klimatomställningen.



Figur 8. Fossila utsläpp från anläggningar inom Göteborgs kommun 2019. Källor: Naturvårdsverket, Utsläpp i siffror [12] och Energiplanen (för transport)

4.1 Vätgas

Vätgas kan tillämpas inom ett antal områden och spås bli en viktig del av det framtida energisystemet. Relevanta användningsområden inom Göteborg kan vara:

- I raffinaderierna för att avlägsna syre i bioråvaror, för svavelrening och för hydrokrackning, eller för produktion av elektrobränslen
- Som drivmedel för fordon
- För energilagring som i vissa fall behöver kompletteras med teknik som använder vätgasen (ex. återgår till el) efter lagring
- Som bränsle i kraftvärmeverk

Raffinaderierna använder redan idag stora mängder vätgas. Preem (i Göteborg och Lysekil) och St1 står idag själva för 72% av Sveriges produktion och användning av ca 180 000 ton vätgas per år (motsvarande ca 6 TWh vätgas per år) [13]. Idag förser raffinaderierna sig själva med vätgas och det är troligt att de gör det till stor del framöver också. Samtidigt är det mycket troligt att raffinaderiernas vätgasbehov kommer att öka –till och med kraftigt, i takt med att raffinaderierna ställer om mot produktion av mer klimatneutrala drivmedel. Ett viktigt styrmedel i det här sammanhanget är reduktionsplikten som kräver successivt ökade nivåer av inblandning av biodrivmedel i bensin och diesel. Fortsatta satsningar på biodrivmedel innebär att vätgasbehovet skulle öka drastiskt jämfört med idag. Detta då biobaserade råvaror naturligt innehåller mer syre än de fossila råvaror som används idag och vätgas används för att ta bort syret, som man vill undvika att få in i många av processerna och slutprodukterna. I grova drag kan man uppskatta att biodrivmedelsproduktion kräver 3-4 gånger mer vätgas än produktion av motsvarande fossila drivmedel [13]²). Även produktion av så kallade elektrobränslen, vilket är en ny möjlighet för drivmedelstillverkning, kräver stora mängder vätgas.

En del av den vätgas som behövs i raffinaderierna utvinns ur vätgasrika sidoströmmar från raffinaderiets processer. När den återvunna vätgasen inte räcker för att täcka behoven behöver ytterligare vätgas produceras. Den process som används för vätgasproduktion i raffinaderierna idag är ångreformerings av metan (naturgas). Detta är en process i vilken det bildas stora mängder fossil koldioxid, vilket i sig inte är förenligt med framtida utsläppsmål och kriterier för de förnybara drivmedel som vätgasen ska användas för. Detta gör det nödvändigt att se på alternativa produktionstekniker. Ångreformerings är en process som kräver mycket

² Preem har till exempel som målbild att producera 5 miljoner m³ biodrivmedel per år 2030 (vid båda sina raffinaderier), vilket motsvarar ett totalt vätgasbehov på cirka 5 TWh per år.

energi i form av bränsle och ånga, men också avger mycket överskottsvärme vid hög temperatur. Om raffinaderierna väljer att producera sin vätgas på något annat sätt kommer det att ha stor påverkan för el- och fjärrvärmesystemen. I grova drag kan man beskriva alternativen för att producera vätgas med lägre klimatpåverkan som följande:

- Elektrolys av vatten (med hjälp av el med noll eller litet klimatavtryck). Att spjälka vatten till vätgas (och syrgas) kräver stora mängder el (en typisk verkningsgrad på 65% ger ett elbehov på ca 1,5 TWh el för att producera 1 TWh vätgas). Samtidigt genereras stora mängder överskottsvärme, men vid betydligt lägre temperaturer än traditionell ångreformerings. Mängd och temperatur beror på vilken typ av elektrolysör som används, men som exempel kan nämnas att en typisk drifttemperatur för en PEM (Proton Exchange Membrane)-elektrolysör är omkring 80°C. Det finns uppskattningar som visar att man skulle kunna återvinna omkring 20% av insatt el för en PEM-elektrolysör i form av fjärrvärme vid ca 62°C [14]. Detta kan användas för att värma upp returvattnet i fjärrvärmenätet, men är inte tillräckligt för att uppnå de framledningstemperaturer som används idag (65-100°C). Ett tillägg av storskalig elektrolys av vatten kommer alltså att öka eleffektbehovet markant. Enligt uppgift skulle en elektrolysör med kapacitet på ca 20 MW (eleffekt, kontinuerlig drift) endast täcka ca 5-15 % av Preems vätgasbehov (idag) [15], vilket innebär ett eleffektbehov på omkring 200 MW för att täcka hela behovet av vätgas genom elektrolys för raffinaderiet idag. Ett motsvarande behov för St1, och dessutom 3-4 gånger högre vätgasbehov vid en övergång till biodrivmedelsproduktion skulle då innebära tillkommande eleffektbehov över 1 GW. Samtidigt finns en risk att den överskottsvärme som bildas har så pass låg temperatur att den blir svår att utnyttja för fjärrvärme. Å andra sidan är elektrolys främst av intresse då elen är billig, och då kan värmepumpning vara ett bra sätt att utnyttja den lågvärdiga värmen. Det finns också elektrolystekniker som möjliggör drift vid högre temperaturer, vilket då visserligen kräver uppvärmning med ånga, men å andra sidan både minskar elbehovet och ger överskottsvärme vid högre temperaturer.
- Ångreformerings av (fossil) metan med CCS – ibland kallat blå vätgas som dock innebär att exempelvis biodrivmedel som producerats med sådan vätgas inte helt kan räknas som helt förnybara. För att klara höga krav på utsläppsreduktion erfordras avskiljning och infångning av koldioxid, vilket kräver mycket värme vid hög temperatur. För att undvika en stor ökning av bränsleanvändningen i raffinaderiet för att generera värmen till CCS-processen är det en fördel om behovet kan täckas med överskottsvärme från processerna i så stor utsträckning som möjligt. Det kan i så fall

innebära att mindre överskottsvärme blir tillgängligt för fjärrvärmeleveranser även om det inte nödvändigtvis är värme vid samma temperaturnivåer som är aktuella att utnyttja.

Koldioxidinfångningsprocessen själv genererar dock också överskottsvärme, som skulle kunna användas för fjärrvärme, speciellt om värme vid lägre temperaturer kan utnyttjas. Se också avsnitt 4.3 för en utförligare diskussion kring detta. Även elbehovet ökar något vid CCS.

- Biobaserad vätgas. Det finns också olika processer för att producera vätgas från bioråvara [16], till exempel genom ångreformeringsprocesser av biogas (istället för naturgas) eller termokemisk omvandling av biomassa, dvs förgasning. I takt med att raffinaderierna övergår till en större andel biobaserad produktion kommer också en större del av den internt genererade bränngasen, som används för att täcka energibehovet i processen, att ha ursprung från biomassa. Det i sin tur gör att klimatavtrycket även av den konventionella ångreformeringsprocessen minskar något, även om råvaran till vätgasproduktionen till viss del fortfarande är fossil. En övergång till biovätgas kan ge stor påverkan på både el och värmebalanser, men hur beror på vilken process som används. I dagsläget ser heller inte biovätgasen ut att få någon större roll i raffinaderierna som i första hand vill utnyttja biomassan som en möjlig råvara för drivmedel. Om vätgasproduktion från biobaserad råvara kombineras med CCS skapas möjlighet till negativa utsläpp under förutsättningen att biomassa fortsätter att betraktas som klimatneutral (se också avsnitt 4.3).

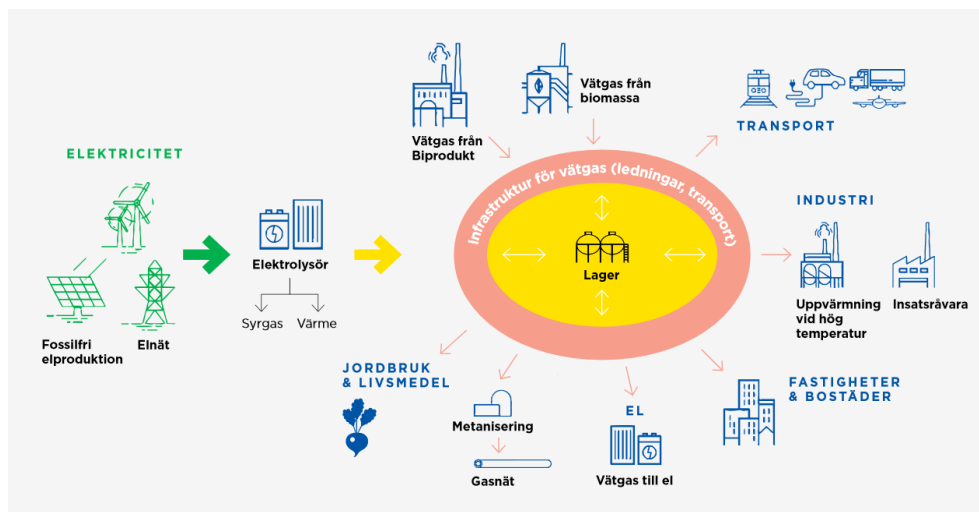
Att minska utsläppen från vätgasproduktion är alltså en viktig aspekt när det gäller raffinaderierna. Om de nya teknikerna ersätter nuvarande ångreformeringsprocesser påverkas temperaturnivåer och energibalanser i raffinaderiet, och förutsättningarna för fjärrvärmeleveranser kan påverkas. Det är dock viktigt att inte glömma bort att vätgasproduktionen bara är en del av utsläppen från deras anläggningar och att även de andra utsläppen behöver åtgärdas för att klimatmålen ska nås. CCS (se avsnitt 4.3) eller ett byte till biobaserad råvara (se avsnitt 4.4) – eller en kombination – kommer därför behövas på raffinaderierna. Det är i dagsläget inte klart vilka vägval som kommer att tas, och hur de här olika utvecklingsvägarna kommer att kombineras.

Vätgas spås också få en viktig roll utanför den tunga industrin, och produktionsteknikerna är då i princip samma som de som nämnts ovan (ångreformeringsprocesser av metan med eller utan CCS, elektrolys av vatten, samt biovätgas). Till exempel kan vätgas användas för energilagring i ett alltmer intermittent elsystem. När det finns ett överskott av elproduktion från vind och sol kan vätgas produceras via elektrolys, för att sedan användas för att generera el (och

värme) vid behov. Ett sådant system byggs nu för demonstration i projektet Zero Emission Hydrogen Turbine Center [17]. El kan genereras från vätgasen antingen via bränsleceller eller i gasturbiner. Även om det förstås skapar förluster att först producera vätgas från förnybar el för att sedan återigen omvandla vätgasen till el, så finns det ett värde i att på så sätt kunna använda vätgasen för energilagring – producera när det finns tillgång till förnybar el, och använda när el- och/eller effektbehov finns. En ökning av bränslecellsdrivna fordon (främst aktuellt för tunga fordon i Sverige) och en ökning i elektrobränsleproduktion kommer även ge upphov till ett ökat vätgasbehov.

I januari 2021 lämnade Fossilfritt Sverige över en rapport kallad ”Strategi för fossilfri konkurrenskraft – vätgas” [13] till regeringen. Ett förslag i strategin är att regeringen bör ha som mål att ha 3 GW installerad elektrolyseffekt till 2030, vilket kan jämföras med EU:s vätgasstrategi [18] där ett mål är att ha 40 GW förnybar elektrolyseffekt installerad 2030. Som referens kan också nämnas att år 2019 installerades ca 25 MW elektrolyseffekt globalt (dvs, storleksordningen en faktor 1000 mindre i jämförelse med vad som nämns i målen för 2030) [19]. Som jämförelse kan också nämnas Preem och Vattenfalls genomförbarhetsstudie för elektrolysören på 18-20 MW eleffekt som nämndes tidigare (detta motsvarar ungefär en fördubbling av det eleffektbehov raffinaderiet har idag). En sådan elektrolysör skulle bli Europas största anläggning för elektrolys kopplat till raffinaderiet men trots denna ”rekord”-stora anläggning, skulle det bara motsvara 5-15 % av det nuvarande vätgasbehovet i raffinaderiet [15]. Nästa steg handlar dock inte om en satsning i Göteborgsraffinaderiet, utan en utredning om ännu mer storskalig, fossilfri vätgasproduktion i raffinaderiet i Lysekil där man siktar på storleksordningen 200-500 MW. Framför allt St1 har också visat intresse för produktion av elektrobränslen vilket även det skulle öka behovet av vätgas producerad genom elektrolys.

Hur mycket av de 3 GW installerad effekt som nämns i Fossilfritt Sveriges vätgasstrategi som kan hamna i Göteborg och vilken användning (raffinaderier, energilagring, drivmedel) vätgasen får i så fall får är oklart, men strategin visar Västsverige och Göteborg som ett potentiellt ”vätgaskluster” där vätgas produceras, distribueras och används inom ett begränsat regionalt område. Figur 9 är en illustrativ bild på vätgasens potentiella roll i samhället.



Figur 9. Illustration av vätgasens möjliga roll i ett vätgaskluster. Källa: Fossilfritt Sveriges vätgasstrategi [13]

Fossilfritt Sveriges vätgasstrategi pekar särskilt ut kapacitetsbegränsningar i elsystemet som en utmaning för storskaliga satsningar på vätgas från elektrolys – särskilt i storstadsområden, i elområde 3 och 4. Elnätsutmaningar kommer dock inte bara från ett ökat vätgasbehov. Elektrifieringsfrågan tas därför upp i ett eget avsnitt (se avsnitt 4.2).

Göteborgs Stads roll i vätgasfrågan kan vara att samordna projekt så att inte alla möjliga parter jobbar på var sitt håll. Man kan peka ut strategiska områden där det finns lämplig infrastruktur för att installera elektrolysörer (el, vatten, vätgasdistribution), och vara tidigt med i diskussioner med företag för att kunna initiera dialog upp mot regionnät/överföringskapacitet. Göteborgs Stad skulle även kunna utvärdera möjligheten att vara med och investera i infrastrukturen (exempelvis vätgasledning) för att minska risken för involverade parter. En ytterligare roll kan vara att bidra till utveckling och testning av teknik för användning av vätgas t.ex. i fordon som används i kommunens bolag och förvaltningar.

4.2 Elektrifiering i industri- och transportsektorn

Elektrifieringen av transportsektorn och industrin kommer bli en stor utmaning för elsystemet, men det är svårt att uppskatta hur omfattande elektrifieringen blir. En uppskattning av det framtida eleffektbehovet för industrin i Västra Götaland landade på en ökning med mellan 65% och 450% till 2045 [20]. Den stora spridningen beror på besluten som kan tänkas tas inom de olika industrierna för att nå de mål de satt upp om nettonollutsläpp till 2045. För Göteborg och fram till och med år 2030 är det främst besluten som tas inom raffinaderierna som kommer

påverka hur stor ökningen i eleffektbehov för stadens industri blir, även om andra industrier troligen också kommer få ett något ökat behov. Som diskuterats i avsnitt 4.1. kan raffinaderierna effektbehov komma att öka kraftigt om de genomför en storskalig satsning på elektrolytisk vätgas. På sikt kan det handla om flera hundra MW, men till 2030 troligen en mer måttlig ökning. Detta kan relateras till topplatsen i hela systemet som ligger kring 5-10 GW.

Intresseorganisationen Power Circle gjorde 2017 en analys av elbilsläget i Göteborg samt en prognos [5] som visade att det kommer finnas ca 70 000 laddbara fordon i Göteborg år 2030, vilket är betydligt högre än dåvarande antal på 2462. Vid årsskiftet 2020/2021 var antalet laddbara bilar (el + laddhybrid) 9188 i Göteborgs kommun [21] vilket ligger ungefär i linje med Power Circles prognos. Det är samtidigt viktigt att vara försiktig med den här typen av prognosen på ny teknik, där exempel från bl.a. solceller och vindkraft konstant har överträffat de mest optimistiska prognoserna. Det viktiga här är att ha en beredskap för olika utvecklingar. Ett scenario för en mycket optimistisk utveckling skulle då kunna baseras på studier som visar att bilar i Sverige har en livslängd på ca 16 år. Om alla nya bilar är elbilar kan ca 50% av fordonsflottan bestå av elbilar 2030.

Ett potentiellt hinder för elektrifiering är överföringskapaciteten för Göteborgs lokalnät. En rapport kallad PussEl [10] konstaterar att elektrifiering av en stor andel av fordonsflottan skulle kunna ske till 2030 utan ett ökat behov av nätkapacitet, om nattladdning och annan smart laddinfrastruktur implementeras. Forskning från Chalmers visar också att uppemot 85% av laddbehovet för elbilar är flexibelt och att smarta laddningsstrategier kan göra det möjligt att uppnå 62% solel i laddmixen jämfört med 24% om bilarna laddades direkt när de parkeras [22]. Resultaten visar att smarta system för laddning minskar behovet av stationära batterier och spetslastanläggningar i stadens el- och värmesektor, och att sektorskoppling är en viktig strategi för att utnyttja flexibilitetsmöjligheter i stadens el-, fjärrvärme och transportsystem. Fordonsbatterier skulle i framtiden också kunna fungera som flexibla energilager och på så sätt hjälpa till att avlasta elnätet. Det kräver dock att utbytet mellan fordon och elsystem kan optimeras och styras utifrån både elnätets, fastigheters och användares behov. I ett nyligen beviljat projekt kommer den här tekniken att utvecklas och testas i olika demonstrationsmiljöer i Göteborg [23].

När det gäller nätkapacitet för elektrifiering av industrin är en utmaning att om inte överföringskapaciteten är tillräcklig finns inget incitament till storskalig elektrifiering, men däremot finns det heller inget incitament för elnätsägarna att bygga ut kapaciteten om det inte är säkert att den behövs. Det är dock värt att påminna om de studier som diskuteras i avsnitt 3.4 som visar att smart integrering av lokal elproduktion och laddning (inklusive s.k. vehicle to grid) drastiskt kan

minska behovet av överföringskapacitet. En tät dialog mellan relevanta aktörer (till exempel Preem, St1 och Göteborg Energi samt Vattenfall och Svenska Kraftnät) är därmed avgörande för att få till en smidig elektrifiering. Göteborgs Stad kan ha en viktig roll i att se till att den dialogen förs.

4.3 Infångning och lagring av (fossil eller biogen) koldioxid

Utveckling av lösningar för CCS (carbon capture and storage) kan komma att bli en viktig del av omställningen till nettonollutsläpp i Göteborg. Staden kan få en central roll, både eftersom det finns många närliggande industrier där CCS är intressant och eftersom staden ligger logistiskt bra till för att skicka infångad koldioxid till Nordsjön (CCS). De större punktutsläppen av koldioxid i staden där CCS kan bli aktuellt är framför allt Preem, St1 och Renova, som tillsammans står för drygt hälften av stadens utsläpp av fossil koldioxid. Många av de hinder som CCS har stått inför har undanröjts. Återstående problem ligger bland annat i ansvarsfördelningen kring CCS-infrastrukturen, dvs vem ska finansiera och ansvara för transport av infångad koldioxid. Göteborgs Stad har en viktig roll i utvecklingen av CCS-lösningar i att tydligt bidra i dialog och diskussion och peka ut strategiska områden för ny infrastruktur. Detta täcks också in på ett bra sätt av de åtgärder som föreslås i Energiplanen under åtgärdsrubrik 9. Utöver detta är det bra om man kan bidra till att ledtiderna för mark- och planbeslut inte blir för långa. Möjligen kan man även, liksom för vätgasinfrustrukturen, undersöka möjligheterna att dela på risker och stödja ansökningar för finansiering av infrastruktur för CCS, då denna behövs också för att införa CCS vid de egna anläggningarna.

Raffinaderierna är stora punktutsläppare av koldioxid, både från vätgas-anläggningarna (se avsnitt 4.1), och från andra processer. I vätgasproduktionen bildas koldioxid i den kemiska reaktionen där metan reformeras till koldioxid och vätgas. Det gör att koldioxidkoncentrationen är högre från den processen än från en vanlig förbränningsprocess. Övriga utsläpp på raffinaderierna sker främst från förbränning av de bränningsgaser som utgörs av restströmmar från de olika processtegen. Så länge oljeråvaran är fossil kommer även dessa restströmmar (som ej går att undvika och inte har något marknadsvärde och därmed måste förbrännas) att vara det, och CCS kan vara en lösning för att få ner utsläppen till atmosfären. I takt med att raffinaderierna övergår till en större andel biobaserad produktion (se också avsnitt 4.4) kommer en större del av de internt genererade restgaserna att ha ursprung från biomassa, och en större del av förbränningsutsläppen kommer därmed ha biogent ursprung. CCS på dessa skulle då innebära negativa utsläpp.

För att driva en process för koldioxidinfångning krävs stora mängder energi, vanligtvis i form av värme vid hög temperatur. I raffinaderierna kan detta

energibehov täckas antingen genom ökad bränsleanvändning, exempelvis förbränning av naturgas/bränningsgas för ångproduktion (där utsläppen från förbränning också kan fångas in), eller genom att använda överskottsvärme som idag används för andra ändamål, som fjärrvärme. En del av den energi som används för att driva koldioxidinfångningen kommer dock kunna återvinnas vid lägre temperaturer. En CCS-process behöver inte heller köras konstant över året, och det kan finnas möjlighet att anpassa driften utifrån exempelvis säsongsvariationer och en avvägning om var värmen gör bäst nytta: för fjärrvärmeproduktion eller CCS (se t.ex. [24] där detta har studerats). Ytterligare möjligheter kan finnas kopplat till sänkta temperaturer i fjärrvärmesystemet, vilket skulle kunna göra det möjligt att bättre utnyttja överskottsvärme från koldioxidinfångningsprocessen eller andra överskottsvärmekällor, eventuellt med hjälp av värmepumpning. Frågeställningen kring lägre värmtemperaturer, återvunnen värme, värmepumpning och möjlighet att frigöra mer högvärdig värme för CCS har studerats för just Göteborg och de två raffinaderierna i ett examensarbete från 2020 [25]. I projektet ”Preem CCS” har CCS testats kopplat till Preems raffinaderi i Lysekil, men projektet innehåller också ett arbetspaket som syftar till att ta fram färdplaner för CCS för båda Preems raffinaderier.

För Göteborgs Stads egen verksamhet är CCS kanske allra mest relevant just för Renovas avfallsförbränningsanläggning i Sävenäs. Även med ökad återanvändning och återvinning av material i samhället kommer sannolikt alltid en viss del fossilt avfall (t.ex. vissa plaster) gå till förbränning. För att kunna uppskatta framtida nivåer av fossilt innehåll i avfallet är det dock viktigt att följa utvecklingen av olika cirkulära lösningar, så som returraffinaderier för plast [26]. I och med att en stor andel av avfallet är biogent skulle en koldioxidanläggning även medföra negativa utsläpp och därmed kunna kompensera för utsläpp från andra anläggningar och sektorer som är svårare att få bukt med. All koldioxidinfångning kräver energi – i form av värme och/eller el beroende på teknik- och systemlösning. För Renovas del skulle ca en tredjedel av energin från förbränning av avfallet krävas för att avskilja 90% av koldioxiden från rökgaserna. Om det finns möjlighet att utnyttja mer lågtempererad värme, genom exempelvis ett fjärrvärmenät med lägre temperaturer, skulle möjligheten att återvinna värme från CCS-processen öka och ”energistraffet” skulle därmed inte bli lika högt. Analyser visar också att det kan vara fördelaktigt med säsongsanpassad drift där koldioxidinfångningen endast körs under sommarhalvåret då fjärrvärmebehovet är som lägst. De negativa utsläppen från CCS på den biogena delen av avfallet under den driftperioden skulle då kunna kompensera för de fossila utsläpp som uppstår under vinterhalvåret så att avfallsförbränningen ger netto-noll-utsläpp över året [27].

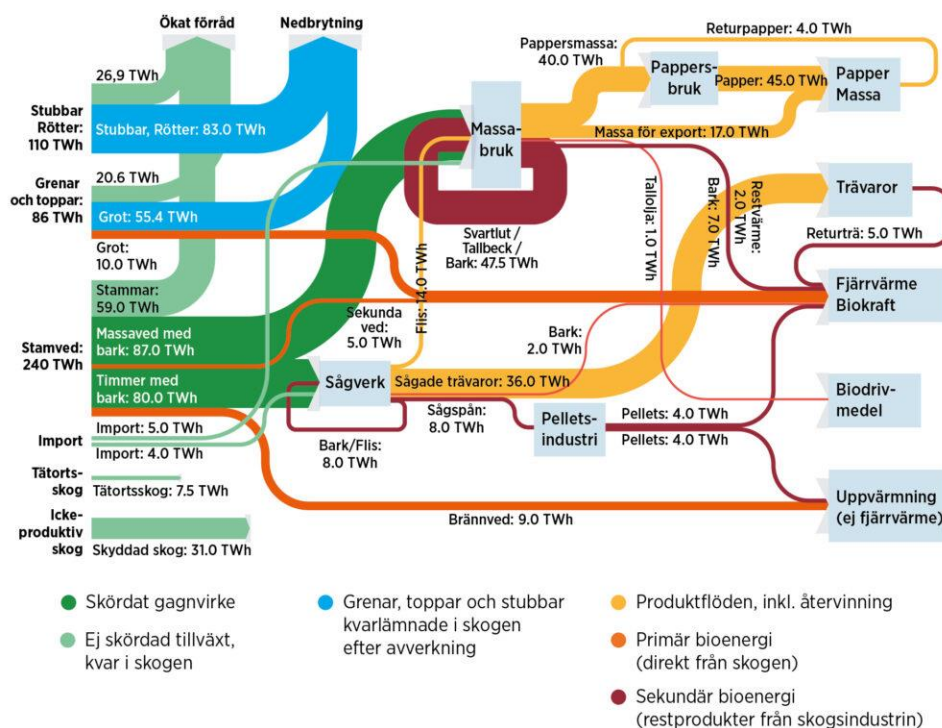
När det gäller CCS på rena biokraftvärmeverk (BECCS eller Bio-CCS) för att uppnå negativa utsläpp finns det andra kommuner/kommunala energibolag som är drivande i fråga om teknikutveckling och uppskalning, framför allt Stockholm (Stockholm Exergi). Göteborgs Stad bör följa utvecklingen och det är fördelaktigt att även driva på de åtgärder om utredning och pilotprojekt som finns med i Energiplanen relaterat till CCS.

Ett viktigt fokusområde kan vara att stödja dels en utveckling kopplat till avfalls-CCS, där Renova ligger långt framme, dels satsningarna för att etablera en infrastruktur för koldioxid i regionen (oavsett fossilt eller biogent ursprung), som då möjliggör CCS inte bara för de utsläpp som staden har direkt rådighet över utan också för utsläpp från andra aktörer. I dagsläget finns inget styrmedel som uppmuntrar negativa utsläpp, men diskussion förs kring hur sådana styrmedel kan utformas [28]. Här har Göteborgs Stad en viktig roll att engagera sig och bidra med inspel – inte minst kring vikten av att utforma sådana styrmedel för att hantera CCS på anläggningar som Renovas där utsläppen har både fossilt och biogent ursprung. En annan viktig fråga för att få till stånd storskaliga CCS-lösningar är investeringsstöd – både för infångningsanläggningar och infrastruktur. Här kan också staden ha en viktig roll, som nämnts i första stycket i avsnittet.

Det är också viktigt att fortsatt medverka i relevanta projekt och nätverk kring CCS. Det finns redan idag ett flertal nätverk och projekt där CCS-frågan drivs och utvecklas där Göteborg och/eller stadens bolag medverkar. Här kan nämnas projektet CinfraCap kring infrastruktur för transport och mellanlagring av koldioxid i Göteborgs hamn, samt arbetet med att ta fram en färdplan för Bio-CCS i fjärrvärmesektorn. Se avsnitt 4.5 för mer information om dessa projekt.

4.4 Ökad konkurrens om biomassa

Många studier visar att det finns en stor potential för hållbar (främst skogsbaserad) biomassa i Sverige (se t.ex. [29]). Vi har mycket produktionsskog som brukas för massaved och sågtimmer. Figur 10 visar hur ungefär hälften av den stamved som avverkas idag blir olika typer av biprodukter som kan användas som energi – för el- och fjärrvärmeproduktion, för pelletsproduktion och för att försörja industrier med processvärme. Det handlar till exempel om bark och spån. Men även om en stor del av restprodukterna redan används för el- och värmeproduktion finns ändå ett överskott, som det idag inte lönar sig att plocka ut ur skogen.



Figur 10. Bioenergi från skogen. Källa: Svebio blogg: <https://www.svebio.se/press/blogginlagg/argumentet-om-de-kortlivade-produkterna/>

Biomassan spelar en viktig roll för att nå ambitiösa klimatmål i princip i alla sektorer (inte minst för raffinaderi- och el/fjärrvärmesektorn) och efterfrågan på biomassa kommer sannolikt öka. För att skogen då ska räcka så långt som möjligt behöver den utnyttjas effektivt, och det inte är självklart hur den används bäst.

Förutom traditionell användning förväntas biomassa för drivmedelsproduktion få en allt större roll (inte minst driver reduktionsplikten på en sådan utveckling). För exempelvis tunga, långväga transporter och för flyg, kommer biomassa sannolikt kunna erbjuda konkurrenskraftiga alternativ som drivmedel i flytande eller gasform under lång tid framöver. Men biomassa har också potential att användas som råvara för nya material och för kemikalier. Skogsbaserad biomassa kan omvandlas till bränslen, drivmedel och kemikalier på olika sätt, via termokemiska eller biokemiska processer. Exempel på termokemiska processer är förbränning, förgasning (t.ex. som i GoBiGas) och pyrolys. Exempel på biokemiska processer är hydrolys och fermentering, och rötning. Anläggningar där stora mängder biomassa används skapas också förutsättningar för negativa utsläpp genom infångning av den biogena koldioxid som bildas. Biomassan har några principiellt värdefulla egenskaper, oavsett förädlingsform: 1) de gröna kolatomerna, molekylerna, 2) möjlighet att lagra tills behov finns, och 3) energiinnehållet. Medan det finns flera andra alternativ till hållbar energitillförsel (såsom vindkraft), så blir det viktigt att utnyttja just det gröna kolet, och lagringsegenskaperna hos biomassan så bra som möjligt.

Samtidigt finns det viktiga geografiska aspekter kring biomassa. I princip finns det mesta av råvaran (skogen) på ett ställe, industrin (t.ex. raffinaderier och massa- och pappersbruk) på ett annat, och slutanvändarna (av t.ex. biodrivmedel, fjärrvärme och el) på ett tredje. Det är framför allt i södra Sverige kraftvärmeverken finns och där är konkurrensen om skogsråvaran stor. Å andra sidan visar resultat från projekt kring optimal lokalisering av biodrivmedelsanläggningar ([30]) att kostnaden för transport av råvara och produkter inte spelar så stor roll för lönsamheten. Vad som är viktigare är att lägga biodrivmedelsanläggningar där det finns möjligheter till integration med annan industri, där man kan bygga stora anläggningar och där konkurrensen om råvaran inte är för stor.

När det gäller biomassa är alltså systemperspektivet viktigt just för att ha koll på att biomassan används så effektivt som möjligt. Här är det viktigt att undvika att mål för en sektor (t ex kraftvärme) leder till användning av biomassa som gör det svårare att nå mål i andra sektorer/regioner. Här finns risk för målkonflikter när det gäller målen om 100% förnybarhet i Göteborg Energis produktionsanläggningar för el och fjärrvärme.

Det har genomförts projekt för att skapa en bättre systemförståelse av interaktionen mellan fjärrvärmesystemet, skogsbiomassasystemet och biodrivmedelssystemet. I en studie från Energiforsk 2017 [31] analyserades tillgängligheten av och konkurrensen om biobränsle med ett fjärrvärmeperspektiv. Den här studien ger en bra förståelse för målkonflikter mellan el/fjärrvärme, biodrivmedel och minskade utsläpp. Samtidigt bör det nämnas att studien inte inkluderar biomassa för andra ändamål, så som råvara för kemiindustrin. I princip bör dock de övergripande slutsatserna gälla även för dessa användningsområden. Om mer skogsråvara ska användas till drivmedel så skulle det kunna minska tillgången på biobränsle för fjärrvärmebranschen, men det är inte alls säkert. Fjärrvärmebranschen använder restprodukter från skogen och skogsindustrin som än så länge inte har så mycket annan avsättning. Dessutom kan biodrivmedelsproduktion (och andra typer av bioraffinaderier för produktion av exempelvis biokemikalier) ge upphov till överskottsvärme som kan användas till fjärrvärme. Fast om mer fjärrvärme produceras från överskottsvärme istället för från biokraftvärmeverk, så leder det färre drifttimmar för kraftvärmeverken och därmed minskad elproduktion från kraftvärmeverken (räknat som energi över året). Det här gör att det finns en målkonflikt, inte primärt kopplat till fjärrvärme, utan mellan produktion av biobaserad el och biodrivmedel. Kapaciteten i befintliga kraftvärmeverk finns ju dock kvar, och kan vara tillgänglig vid effekttoppar. Resultaten från studien [31] visar dock att så länge biodrivmedelsproduktionen hålls under ca 10-15 TWh per år (vilket kan jämföras med det reduktionspliktsscenario som tagits fram av Energimyndigheten där det uppskattas behövas ca 40 TWh biodrivmedel år 2030

[32]), så är det mer kostnadseffektivt att integrera nya anläggningar med befintlig sågverks- och massa- och pappersindustri snarare än med fjärrvärmesystem. Där gör å andra sidan integrationen att potentialen för industrins egenproduktion av förnybar el i mottrycksturbiner minskar. Så åter igen finns en målkonflikt mellan biodrivmedel och biobaserad el.

Det är viktigt att Göteborgs Stad följer utvecklingen kring beslut om styrmedel som rör biomassa och biodrivmedel (till exempel reduktionsplikten). När det gäller användning av biomassa för energiändamål, t.ex. i fjärrvärmesystemet, är det viktigt att i första hand utnyttja restprodukter från annan användning där man först har tagit tillvara på så mycket som möjligt av biomassans struktur, molekyler och gröna kolatomer. Alternativt när det går att utnyttja överskottsvärme från anläggningar från olika typer av bioraffinaderier. Biomassa har dock troligen även framöver en viktig roll för energiändamål, då biokraftvärme ger en möjlighet att balansera annan icke-planerbar el- och värmeförsörjning. Fjärrvärme är en viktig del i att nå riktigt låga koldioxidnivåer, oavsett om den producerade fjärrvärmen kommer från biokraftvärme eller från överskottsvärme från bioraffinaderier.

4.5 Relevanta projekt att följa

Övergång till en koldioxidneutral industri i Norge och Sverige - processlösningar och stödjande infrastruktur	CCS, elektrifiering, biomassa
Chalmers, Cementsa, Stockholm Exergi, Preem, Göteborg Energi	2019-2023
Projektet syftar till att analysera och beskriva hur svensk basindustri och kraftvärmeanläggningar kan uppnå klimatneutralitet till 2045. Analysen kommer att ha fokus på byte av bränsle från fossilt till biomassa, elektrifiering samt tillämpning av koldioxidavskiljning och lagring från fossila och biobaserade utsläpp (CCS och BECCS).	
https://research.chalmers.se/project/9176	

Transformativ omställning mot nettonegativa utsläpp inom svensk raffinaderi- och kemiindustri	Vätgas, elektrifiering, CCS, biomassa
Chalmers, Borealis, Preem	2019-2021
Projektet syftar till att skapa en förståelse för olika utvecklingsvägar som kan bidra till en transformativ omställning av raffinaderier och petrokemiska industrier till att bli negativa utsläppskällor av klimatgaser.	
https://research.chalmers.se/project/9475	

Vätgas på västkusten (ett projekt inom Klimatledande processindustri)	Vätgas, (elektrifiering)
Adeso BioProducts, Borealis, Chalmers, Göteborg Energi, Inovyn, Linde Gas AB, Perstorp, Preem, Nordion Energi, Nouryon, Rabbalshede Kraft, RISE, Siemens Energy, St1, Vattenfall	2021-03-01 – 2021-11-31
Syftet med projektet är att kartlägga tänkbara scenarier för det framtida behovet av koldioxidneutral vätgas på västkusten. Projektet avser utreda vätgasinfrastruktur kopplat till elnätinfrastruktur och identifiera utmaningar som kräver regional samordning. Projektets resultat syftar till att tjäna som underlag för vidareutveckling av en samordnad strategi kring vätgas för industri-, kraft- och värmesektorn på västkusten.	
https://www.johannebergsciencepark.com/klimatledandeprocesssteknik	

Regeringens nationella vätgasstrategi	Vätgas, (elektrifiering)
	Redovisas senast 31 juli 2021.
Regeringen har gett Energimyndigheten i uppdrag att ta fram förslag till en övergripande strategi för vätgas. Målet med strategin och åtgärdsförslagen är utveckla och tillvarata möjligheterna med vätgas och elektrobränslen och underlätta för omställningen till fossilfrihet.	
https://www.regeringen.se/pressmeddelanden/2021/02/regeringen-tar-fram-nationell-vatgasstrategi/	

Zero Emission Hydrogen Turbine Center (Vätgasturbincenter med nollutsläpp)		Vätgas, elektrifiering, effektfrågan
	Siemens Energy, Länsstyrelsen Östergötland, Finspång kommun, Chalmers, University of Bologna, Linde Group	2019-2022
<p>I projektet skapas en demonstrationsanläggning för att visa hur vätgas och gasturbiner, förnybar energiproduktion och energilagring samverkar i ett framtida flexibelt och hållbart energisystem. Överskottsel från fabrikstester och el från solceller kommer att lagras i ett batteri samt kommer att användas till att producera vätgas som används som bränsle till gasturbiner.</p>		
https://www.zehhc.org/		

Mistra Electrification		Elektrifiering, effektfrågan
	Energiforsk, Chalmers, IVL Svenska Miljöinstitutet, University of Exeter, Lunds universitet och Sveriges lantbruksuniversitet, SLU. Svenska Kraftnät, Stockholm Exergi, Fortum, Nordion Energi, Göteborg Energi, Vattenfall, Hitachi ABB, Egain och Utilifeed	2021-2025
<p>Mistra Electrification (tidigare Mistra Electric Transition) är ett forskningsprogram med tre primära mål: Att beskriva tekniskt genomförbara och kostnadseffektiva lösningar som leder till ett fossilfritt energisystem, med särskilt fokus på elektrifiering och att koppla samman olika sektorer. Att analysera hur fossilfria tekniker och infrastrukturer kan implementeras i den takt som krävs för att nå Sveriges utsläppsmål. Att visa hur energiomställningen kan stötta en positiv samhällsekonomisk utveckling. Istället för att fokusera på el, värme, transporter och industri var för sig, är ansatsen elektrifiering och sektorkopplingar. Mistra Electrification kommer dock särskilt att studera transport- och industrisektorerna, kopplingarna dem emellan och dess förhållande till elsystemet, för att öka förståelsen för hur varje sektor kan bidra till en omställning.</p>		
https://www.mistra.org/nyhet/50-msek-till-mistra-electric-transition-forskning-om-ett-hallbart-energisystem/		

Forsknings-och demonstrationsprojekt för Vehicle to everything (V2X) -tekniker	Elektrifiering, effektfrågan
Chalmers, Polestar, CTEK, Ferroamp, Göteborg Energi	2021-2024
<p>Projektet tar ett unikt helhetsgrepp över flexibla energilagrar i fordon vilket kommer leda till snabbare marknadsintroduktion för produkter som integrerar fordon och elnät på ett smart sätt. Aktörerna i projektet ska, förutom att ta fram tekniska lösningar, även titta närmare på vilka olika barriärer, nyttor och potentiella affärsmodeller som finns för att underlätta integrationen av laddfordon med elsystemet. Den slutliga demonstrationen av tekniken kommer att ske på Chalmers campus för att göra det möjligt att delta på den lokala energimarknaden, samt utanför Polestars kontor i Göteborg. Både Vehicle-to-grid (V2G) och Vehicle-to-home (V2H) kommer att demonstreras.</p>	
https://www.energimyndigheten.se/nyhetsarkiv/2021/nytt-projekt-for-snabbare-integration-mellan-laddfordon-och-elnet/	

CinfraCap	CCS
Nordion Energi, Göteborg Energi, Renova, Göteborgs Hamn, Preem och St1	Förstudie Q1 2021
<p>CinfraCap står för Carbon Infrastructure Capture. Projektet har fokus på själva transporten av infångad koldioxid; hur den kan göras på ett så klimatsmart och kostnadseffektivt sätt som möjligt. Med CinfraCap vill man få en mer heltäckande bild av logistikkedjan för redan infångad koldioxid från olika anläggningar i Västsverige, från förvätskning och mellanlagring via distribution till fartyg och vidare transport till slutlagring. Själva gränssnittet för CinfraCap blir vid staketgränsen till aktuell anläggning i Västsverige som fångar in koldioxid, till lastarmen på de fartyg som sedan transporterar flytande koldioxid vidare för slutförvaring.</p>	
https://www.goteborgshamn.se/hamnens-projekt/cinfracap/	

Preem CCS		CCS
	Sintef, Chalmers, Preem, Equinor, Aker Solutions	2019-2021
	<p>Detta är ett svensk-norskt demonstrationsprojekt för infångning och lagring av koldioxid genom CCS vid Preems raffinaderi i Lysekil. Syftet är att undersöka möjligheterna att upprätta en fullskalig anläggning för att fånga in och lagra koldioxid på raffinaderiets vätgasanläggning, som kan minska koldioxidutsläppen från raffinaderiet med upp till 500 000 ton per år. Demonstrationsanläggningen är ett steg i ambitionen att upprätta en fullskalig anläggning år 2025. Projektet ska också utvärdera lösningarna och kostnaderna längs hela CCS-värdekedjan – från infångning vid raffinaderiet i Lysekil, till transport och till slut lagring av gaserna vid en lagringsplats utanför den norska västkusten. I ett arbetspaket tas färdplaner mot nettonoll fram för båda Preems raffinaderier.</p>	
	https://www.preem.se/om-preem/hallbarhet/ccs/	

Bio-CCS Stockholm Exergi		CCS
	Stockholm Exergi	Fördjupad förstudie 2020. Mål: investeringsbeslut, halvårsskiftet 2022, uppstart fullskala 2025.
	<p>Stockholm Exergi inledde 2016 utredningsarbetet för en möjlig anläggning för avskiljning av koldioxid ur rökgaserna från det biobränsleeldade kraftvärmeverket i Värtan (KVV8), så kallad Bio Energy Carbon Capture and Storage (bio-CCS). De tidiga utredningarna resulterade i valet av en teknisk lösning baserad på tekniken Hot Potassium Carbonate (HPC). Fortsatta studier genomfördes med stöd från Energimyndigheten och i maj 2020 fattade Stockholm Exergi beslut om att inleda en fördjupad förstudie med syfte att uppföra en fullskalig bio-CCS-anläggning. Men för att nå dit är det flera bitar som ska komma på plats, det handlar om att söka och få de tillstånd som krävs för att driva anläggningen, att slutligt avgöra hur anläggningen ska utformas för bästa energieffektivitet, att teckna avtal för transport och lagring av koldioxiden och att säkerställa finansieringen.</p>	
	https://www.stockholmexergi.se/minusutslapp/beccs/	

Bio-CCS i fjärrvärmesektorn		CCS
	Energiforsk, Profu, Chalmers, Linköpings universitet, IVL, RISE och fjärrvärmeföretagen	?
	<p>Projektet ska utveckla en färdplan som visar hur fjärrvärmesektorn kan bidra till att Sverige uppnår nettonollutsläpp av växthusgaser senast år 2045. Färdplanen ska ge konkret vägledning för hur fjärrvärmeföretag kan implementera bio-CCS och visa hur bio-CCS från och med 2030 kan drivas på affärsmässiga grunder. Färdplanen ska också visa hur fjärrvärmesektorn och andra sektorer kan samverka för att minska kostnader och investeringsrisker kring infrastruktur för transport och lagring av koldioxid.</p>	
	https://energiforsk.se/program/bio-ccs-i-fjarrvarmesektorn/om-projektet/	

Newest CCUS		CCS
	Carbon Clean, Scottish Carbon Capture & Storage (SCCS), Sintef, the University of Edinburgh, the University of Sheffield, University of Stuttgart, TNO, m.fl.	Sep 2019 – Aug 2022
	<p>Newest-CCUS är ett projekt som finansieras av ERA-NET Accelerating CCS Technologies. Syftet med projektet är att accelerera utveckling och implementering av tekniker för koldioxidinfångning specifikt för avfallskraftvärme. Fokus är på att öka teknikmognaden för olika tekniker genom en kombination av pilotstudier och modellering. Projektet utreder också potentialen för negativa utsläpp från avfallssektorn.</p>	
	https://www.newestccus.eu/	

Langskip (Longship) and the Northern Lights project	CCS
Northern Lights (Equinor, Shell, Total), Norcem cement, Fortum Oslo Varme,	Byggfas 2021-2024
<p>Den norska regeringen har beslutat att stötta det norska fullskaleprojektet för CCS, som kallas Langskip. Detta inkluderar finansiering för transport- och lagringsprojektet Northern Lights, för infångning av koldioxid vid Norcems cementfabrik, och möjligen vid Fortum Oslos avfallskraftvärmeverk förutsatt att de säkrar tillräckligt med egen finansiering.</p> <p>Northern Lights är ett samarbete mellan Equinor, Shell och Total, som utvecklar en öppen lösning för koldioxidtransport och lagring.</p> <p>Infrastrukturlösningen bygger på transport med fartyg från olika koldioxidkällor (i Norge såväl som andra länder) till en terminal i Västnorge varifrån koldioxiden transporteras med pipeline för permanent lagring i en underhavsreservoar. Första fasen av projektet ska avslutas under 2024 och då ska det finnas kapacitet att lagra upp till 1,5 miljoner ton CO₂ per år. I mars 2021 bildade man ett bolag, för att sälja koldioxidtransport och -lagring som en service för CCS i industriell skala.</p>	
<p>https://ccsnorway.com/no/</p> <p>https://northernlightscs.com/</p>	

CCS vid Fortum Oslo Varme	CCS
Fortum Oslo Varme	
<p>CCS vid Fortum Oslo Varmes avfallskraftvärmeverk i Klemetsrud är en av två infångningsanläggningar som ingår i det norska fullskaleprojektet för CCS (Langskip), förutsatt att man säkrar egen finansiering. Projektet siktar på att bygga världens första fullskaliga koldioxidinfångning kopplat avfallskraftvärme. Projektet har genomfört detaljerade genomförbarhetsstudier, kört en pilotanläggning i 5500 timmar, och demonstrerat stabil infångning. CCS vid anläggningen kommer att generera negativa utsläpp då 50% av avfallet har biologiskt ursprung.</p>	
<p>https://www.fortum.com/about-us/media/press-kits/carbon-removal/fortum-oslo-varme-and-our-carbon-capture-project</p>	

5 Sammanfattande reflektioner

Den övergripande bedömningen är att Energiplanen täcker in nästan alla relevanta områden och att den utgör goda förutsättningar för att driva på de tre delmålen i miljö- och klimatprogrammet som Energiplanen har listat upp, samt målet om en trygg och säker energiförsörjning. Det ska dock påpekas att målbilden i sig omfattar aktiviteter, strukturer och processer där staden har begränsad rådighet vilket kan utgöra en stor utmaning för att nå målen (som är ambitiöst satta). Eftersom många åtgärder är av ”utredningstyp” eller ”kompetensspridningstyp” är det omöjligt att säga om åtgärderna i sig kommer räcka eftersom det beror på vad diverse utredningar kommer fram till och i vilken utsträckning ökad kompetens (om exempelvis energieffektivisering) verkligen påverkar beteenden och beslut. Utöver att gå före och visa vägen för energieffektivisering, förnybar produktion, och fossilfria fordon, behöver Göteborgs Stad se till att hålla en tät dialog med den lokala industrin och den privata sektorn.

Om man jämför nuvärden för de indikatorer som är angivna i miljö- och klimatprogrammet (t ex MWh/invånare) med historiska värden från 2009/2010 så ser man att ingen av indikatorerna (förutom kWh/m² bostäder och 100% förnybar och återvunnen fjärrvärme) kommer nå sitt målvärde om utvecklingen det kommande decenniet följer samma takt som det förra decenniet. Energiplanen måste därför bidra till att energieffektiviseringen ökar och att växthusgasutsläppen minskar betydligt snabbare än vad som har skett hittills.

För delmålens indikatorer som är starkt kopplade till Göteborgs Stads egen verksamhet (Delmål 1b, 1c, 2a, 2b, och 3c) finns många bra och tydliga åtgärder i Energiplanen, varav vissa är formulerade på ett sådant sätt att de innebär att ett målvärde ska nås (till exempel att Göteborg Energi ska producera 100% förnybar fjärrvärme i sina anläggningar). Även om Göteborgs Stad har stor rådighet över den egna verksamheten kommer några av dessa målvärden bli svåra att nå eftersom de är ambitiöst satta – exempelvis 134 kWh/m² för Göteborgs Stads lokaler. Däremot finns det en bred uppsättning åtgärder som underlättar arbetet genom att arbeta på flera fronter samtidigt. Att få ner primärenergitalet för lokaler kommer till exempel underlättas om användningen av fjärrkyla och takintegrerade solceller ökar. Bedömningen är att Göteborgs Stad har goda möjligheter att nå dessa målvärden. Lyckas kommunen med att uppnå de målvärden som rör sin egen verksamhet motsvarar det 10% av Delmål 1a (12 MWh/invånare), 100% av Delmål 2 (förnybar el- och värmeproduktion), och 1% av Delmål 3a (utsläppsminskning med 90% från transporter).

De mest utmanande delmålen att nå blir de som är beroende av den privata sektorn där kommunen inte har direkt rådighet. För att nå Delmål 1a räcker det som sagt inte med att Göteborgs Stad minskar energianvändningen i Allmännyttans bostäder och lokaler utan bostadsrättsföreningar och privata ägare behöver också energieffektivisera. Även om det finns med åtgärder om kompetensspridning så finns det ingen garanti att den privata sektorn har samma ambition som kommunen. Gällande Delmål 3a (utsläpp från transporter ska minska med 90%) utgör Göteborgs Stads egen fordonsflotta en minimal andel av totala antalet fordon i Göteborg, och här behövs både ett minskat bilåkande och ökade möjligheter att använda fossilfria energibärare. Energiplanen täcker in åtgärder som underlättar mycket av det som behöver ske.

Gällande den privata sektorn är det också viktigt att följa utvecklingen av raffinaderierna³. Deras beslut för hur de ska bli klimatneutrala kommer påverka Göteborg, oavsett om det gäller satsningar på storskalig elektrifiering eller CCS. I dagsläget finns det dock stora osäkerheter kring hur industrin kommer att ställa om för att minska utsläppen, både kring teknikval (för t.ex. elektrolys eller koldioxidinfångning), men också för hur olika processlösningar och utvecklingsvägar (elektrifiering, biobaserad råvara, CCUS) kan kombineras och integreras. Det ligger i både raffinaderiernas och kommunens intresse att kommunicera och förstå varandras påverkan på (och av) energisystemet (framför allt eleffektbehov och leveranser av värme till fjärrvärmesystemet).

³ Notera att raffinaderierna har planer och visioner för klimatneutralitet till 2045 vilket gör det osannolikt att uppnå det övergripande målet om att "Göteborgs klimatavtryck ska vara nära noll" i miljö- och klimatprogrammet redan 2030.

6 Referenser

- [1] Göteborgs Stad, “Göteborgs Stads miljö- och klimatprogram 2021-2030,” 2020, <https://goteborg.se/wps/wcm/connect/4578bcdd-0a21-4d90-98c5-8ec4e68b366b/Göteborgs+Stads+miljö-+och+klimatprogram+2021-2030.pdf?MOD=AJPERES>.
- [2] Göteborgs Stad, “Statistikdatabas Göteborgs Stad.” [Online]. Available: <http://statistikdatabas.goteborg.se/pxweb/sv/>. [Accessed: 01-Apr-2021].
- [3] R. Palmgren, “Solceller i Göteborg Samarbetsprojekt mellan Göteborg Energi och Framtiden,” 2016.
- [4] Trafikverket, *Scenarier för att nå klimatmålet för inrikes transporter*. 2020.
- [5] Power Circle, “En analys av Elbilsläget i Göteborg,” 2017, [https://www4.goteborg.se/prod/Intraservice/Namndhandlingar/SamrumPortal.nsf/32D01ECE3B04FE66C12582F0003DBFDD/\\$File/279_Bilaga_2.pdf?OpenElement](https://www4.goteborg.se/prod/Intraservice/Namndhandlingar/SamrumPortal.nsf/32D01ECE3B04FE66C12582F0003DBFDD/$File/279_Bilaga_2.pdf?OpenElement).
- [6] Kommunalförbund Göteborgsregionens, Göteborgs Stad, Region Halland, Trafikverket, Västra Götalandsregionen, and Västtrafik, “Resvaneundersökning 2017,” 2018, <https://goteborg.se/wps/wcm/connect/2d77832c-4521-432a-819f-6740ebcd320b/Resvaneundersökning-2017-final.pdf?MOD=AJPERES>.
- [7] Naturvårdsverket, “Klimatklivet – Vägledning om cykelåtgärder,” 2019, <https://www.naturvardsverket.se/upload/stod-i-miljoarbetet/bidrag-och-ersattning/bidrag/klimatklivet/191016-vagledning-klimatinvesteringar-cykelatgarder.pdf>.
- [8] IVL, “Minskade utsläpp från trafik och arbetsmaskiner i Göteborg,” 2017, <https://www.ivl.se/download/18.34244ba71728fcb3f3fa3d/1591705756882/C262.pdf>.
- [9] C. Wilson, L. Kerr, F. Sprei, E. Vrain, and M. Wilson, “Potential Climate Benefits of Digital Consumer Innovations,” *Annu. Rev. Environ. Resour.*, vol. 45, pp. 113–144, 2020.
- [10] ABB, AB Volvo, Sweco, Göteborg Energi Elnät, Vattenfall, and Volvo Cars, “PussEl - vad behövs för att elektrifiera transposystemet i Göteborg,” 2018.
- [11] V. Heinisch, “Decentralization in energy systems - Low-carbon technologies and sector coupling on the household, community and city scales,” Chalmers University of Technology, 2021.
- [12] Naturvårdsverket, “Utsläpp i siffror,” 2019. [Online]. Available: <https://utslappisiffror.naturvardsverket.se/Alla-utslapp-till-luft/>. [Accessed: 31-Mar-2020].
- [13] Fossilfritt Sverige, “Strategi för fossilfri konkurrenskraft - vätgas,” 2021, <https://fossilfritt Sverige.se/wp-content/uploads/2021/01/Vatgasstrategi-for-fossilfri-konkurrenskraft-1.pdf>.

- [14] W. J. Tiktak, “Heat Management of PEM Electrolysis,” Delft University, 2019.
- [15] A.-K. Jannasch, H. Phil, M. Persson, E. Svensson, S. Harvey, and H. Wiertzema, “Opportunities and barriers for implementation of Power-to-X (P2X) technologies in the West Sweden Chemicals and Materials Cluster’s process industries,” 2020, [https://www.johannebergsciencepark.com/sites/default/files/Möjligheter och hinder P2X_final.pdf](https://www.johannebergsciencepark.com/sites/default/files/Möjligheter_och_hinder_P2X_final.pdf).
- [16] F. Pröjts Erlandsson, “A future introduction of biohydrogen to the Swedish energy system,” Lund University, 2020.
- [17] ZEHTC, “ZEHTC - Zero Emission Hydrogen Turbine Center.” .
- [18] European Commission, “A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe,” 2020, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1594897267722&uri=CELEX:52020DC0301>.
- [19] International Energy Agency (IEA), “Hydrogen,” 2020, <https://www.iea.org/reports/hydrogen>.
- [20] CIT Industriell Energi, “Kartläggning av effektbehov i västra götaland,” 2020, https://chalmersindustrietechnik.se/app/uploads/2020/09/Slutrapport_final.pdf .
- [21] Trafikanalys, “Fordon i län och kommuner vid årsskiftet 2020/2021,” 2021, <https://www.scb.se/hitta-statistik/statistik-efter-amne/transporter-och-kommunikationer/vagtrafik/fordonsstatistik/>.
- [22] V. Heinisch, L. Göransson, R. Erlandsson, H. Hodel, F. Johnsson, and M. Odenberger, “Smart electric vehicle charging strategies for sectoral coupling in a city energy system,” *Appl. Energy*, vol. 288, p. 116640, 2021.
- [23] “Nytt projekt för snabbare integration mellan laddfordon och elnät.” .
- [24] Å. Eliasson and E. Fahrman, “Utilization of Industrial Excess Heat for CO₂ Capture Effects on Capture Process Design and District Heating Supply,” Chalmers, 2020.
- [25] E. Nouri, “Investigation of system effects of return flow temperature in a district heating system containing waste heat sources,” Chalmers, 2020.
- [26] Kemiföretagen i Stenungsund 2030, “Plastreturaffinaderi.” [Online]. Available: <http://kemiforetagenistenungsund.se/vart-arbete/returaffinaderi/>.
- [27] J. Andersson, “An investigation of carbon capture technologies for Sävenäs waste-to-energy plant,” Luleå University of Technology, 2020.
- [28] L. Zetterberg, L. Källmark, and K. Möllersten, “Incitament och finansiering av Bio-CCS i Sverige,” 2019, <https://www.ivl.se/download/18.34244ba71728fcb3f3fae3/1591706081124/C417.pdf>.
- [29] P. Börjesson, “Potential för ökad tillförsel och avsättning av inhemsk

biomassa i en växande svensk bioekonomi,” 2016.

- [30] f3 centre, “Biodrivmedelsaktörer samverkar i projektserien BeWhere Sweden | f3 centre,” 2017. .
- [31] A. K. Riekkola, E. Wetterlund, and E. Sandberg, “Biomassa, systemmodeller och målkonflikter,” Energiforsk, 2017.
- [32] Energimyndigheten, “Komplettering till Kontrollstation 2019 för reduktionsplikten,” 2019.