

Umhverfis- og samgöngunefnd Alþingis

Skrifstofa Alþingis
101 Reykjavík
Netfang: nefndasvid@althingi.is

Reykjavík, 21. apríl 2023

E-2023-116/00.11

Efni: **Frumvarp til laga um breytingu á lögum um hollustuhætti og mengunarvarnir, nr. 7/1998 (geymsla koldíoxíðs), 889. mál.**

Landsvirkjun vísar til umsagnarbeiðnar umhverfis- og samgöngunefndar Alþingis, dags. 31. mars sl., um frumvarp til laga um breytingu á lögum um hollustuhætti og mengunarvarnir, nr. 7/1998 (geymsla koldíoxíðs), 889. mál, vegna innleiðingar á tilskipun um geymslu koldíoxíðs í jörðu nr. 2009/31/EB (hér eftir CCS tilskipunin).

Landsvirkjun þakkar tækifæri til umsagnar og vill koma eftirfarandi athugasemdum á framfæri.

Á fyrri stigum þessa máls hefur Landsvirkjun ítrekað gert athugasemdir við að ranglega sé verið að túlka CCS tilskipunina á þann veg að hún eigi að gilda um það þegar verið er að skila koldíoxíði til baka í jarðhitakerfi að hagnýtingu lokinni í sömu jarðlög og það kom upphaflega úr (endurniðurdæling) eins og gert er við hefðbundna nýtingu jarðhita. Landsvirkjun ítrekar enn á ný þessa sömu athugasemd og telur afar mikilvægt að gerðar séu breytingar á því frumvarpi sem hér er til umsagnar svo ekki sé hægt að túlka lög og tengdar reglugerðir á þann hátt að lagðar séu óþarfar og verulega íþyngjandi kröfur á hefðbundna nýtingu jarðhita og það að ósekju. Samþykkt frumvarpsins í óbreyttri mynd myndi leggja óþarfa kröfur á hefðbundna jarðhitanytingu á Íslandi sem draga myndi úr samkeppnishæfni hennar og hamla árangri landsins í loftslagsmálum. Landsvirkjun vill sérstaklega benda á að önnur lönd innan ESB þar sem stunduð er hefðbundin nýting jarðhita, t.d. Ítalía og Portúgal, túlka gildissvið CCS tilskipunarinnar á þann veg að hún nái ekki til endurniðurdælingar koldíoxíðs við hefðbundna jarðhitanytingu.

Með þetta í huga tekur Landsvirkjun heilshugar undir þau varnaðarorð sem komu fram í máli þingflokksformanns Framsóknar í fyrstu umræðu um frumvarpið á Alþingi 28. mars síðastliðinn. Í máli þingflokksformannsins kom m.a. fram að greina þyrfti á milli annars vegar hefðbundinnar nýtingar jarðhita, sem er Íslendingum þjóðhagslega mikilvæg og fellur undir lög nr. 57/1998 um rannsóknir og nýtingu á auðlindum í jörðu (auðlindalög), og hins vegar nýrrar tækni við mögulega geymslu aðflutts koldíoxíðs í jörðu í viðskiptalegum tilgangi, sem réttilega fellur undir CCS tilskipunina. Í máli formannsins kom einnig fram að ef frumvarpið yrði samþykkt í óbreyttri mynd myndi það koma til með að auka kostnað, seinka leyfisveitingum og hamla árangri landsins í loftslagsmálum enda kæmi það til með að draga verulega úr hagkvæmni þess að draga úr koldíoxíðslosun jarðvarmavirkjana ef nauðsynlegt reyndist að fylgja flóknu og kostnaðarsömu regluverki sem sett er í allt öðrum tilgangi en að standa vel að rekstri jarðvarmavirkjana. Landsvirkjun tekur að öllu leiti undir þessar ábendingar.

Hefðbundin nýting jarðhita heyrir undir auðlindalög og vill Landsvirkjun vekja athygli á því að hugtakið jarðhiti er ekki háð því í hvaða eðlisfræðilega formi jarðhitinn er. Samkvæmt auðlindalögum merkir jarðhiti „*annars vegar jarðvarmaforða í bergi í jarðskorpunni og hins vegar stöðugan straum varma úr iðrum jarðar sem ekki telst grunnvatn.*“ Hér má nefna að með dómi Héraðsdóms Reykjavíkur í máli nr. E-979-2019 var talið hafið yfir vafa að „*jarðhiti getur eðli málsins samkvæmt ekki verið háður því í hvaða eðlisfræðilega formi jarðhitinn er*“ og staðfesti Landsréttur þessa túlkun með dómi í máli nr. 723/2019. Ekki sé því hægt að gera greinarmun á jarðhita út frá efnasambandi né efnisham í

lagalegum skilningi. Nýtingarleyfi jarðhita á grundvelli auðlindalaga innifelur heimild til upptöku þeirra efnasambanda sem upp úr jörðu kemur með orkunni, sem vísast til sem jarðhiti óháð því hvort um sé að ræða vatn, koldíoxíð, brennisteinsvetni eða önnur efnasambönd sem upp koma úr jörðu og eru óaðskiljanlegur hluti jarðhita. Um þetta er nánar fjallað í 3. lið viðauka umsagnarinnar.

Við innleiðingu tilskipunar um geymslu koldíoxíðs í íslensk lög árið 2021 var gildissviði tilskipunarinnar haldið utan við hagnýtingu jarðhita með nefndarálitum umhverfis- og samgöngunefndar, dags. 2. mars 2021. Í því álit kom fram að „niðurdæling koldíoxíðs í sama berggrunnssvæði og það er ættað úr, t.d. háhitasvæði með orkuveri og nálægu niðurdælingarsvæði eða niðurdæling innan t.d. olíu- eða jarðgasvinnslusvæðis fellur ekki undir umrædda tilskipun ESB. Um þetta fyrirkomulag niðurdælingar er notað hugtakið endurniðurdæling (e. re-injection). Nefndin minnir á þessa staðreynd en telur ekki þörf á að hugtakið sé skilgreint í lögnum.“

Í greinargerð með frumvarpi því sem hér er til umræðu er gengið í berhöggi við fyrrgreint nefndarálit umhverfis- og samgöngunefndar Alþingis en þar segir að „[r]áðuneytið [taki] undir framangreint álit framkvæmdastjórnarinnar og ESA varðandi þá niðurstöðu að verkefni Landsvirkjunar falli undir gildissvið tilskipunar nr. 2009/31/EB.“ Landsvirkjun gerir athugasemd við notkun orðsins „álit“ í fyrrgreindum textabút og áréttar að um er að ræða „leiðbeiningar“ sem komu frá skrifstofu loftlagsmála framkvæmdastjórnar ESB og var ekki borin undir aðrar einingar (t.d. DG Energy) eða kjörna fulltrúa framkvæmdastjórnarinnar. Umræddar leiðbeiningar hafa enga lagalega þýðingu, og fela ekki í sér endalega stjórnvaldsákvörðun eða túlkun ESB eða ESA. Leiðbeiningar voru veittar án nokkurs formlegs ferlis, þar sem ekki var gætt andmælaréttar, málið rannsakað eða leitað álita eða umsagna. Landsvirkjun telur mjög varhugavert ef íslensk stjórnvöld ætli sér að taka svo verulega íþyngjandi ákvörðun sem byggð er á grundvelli leiðbeininga sem hafa ekki bindandi áhrif. Ef fallist yrði á leiðbeiningar ESA myndi það þýða verulega kostnaðaraukningu á jarðvarmavirkjanir og yrði kostnaður það mikill við að auka hlutfall koldíoxíðs sem skilað er til baka að ekki yrði forsvaranlegt að ráðast í slíkar aðgerðir. Niðurstaðan yrði því sú að stöðva fyrirhugaðar aðgerðir við að draga úr losun þúsunda tonna koldíoxíðs og hamla árangri Íslands í loftlagsmálum. Eðlilegra væri líkt og vegna losunarheimilda í fluginu að íslensk stjórnvöld gæti hagsmuna Íslands í þessu sambandi og breyti löggjöfinni ekki einhliða án formlegrar málsmeðferðar hjá ESA eða að undangenginni niðurstöðu EFTA dómstólsins.

Að mati fyrirtækisins er sú afstaða sem ráðuneytið lætur í ljós í greinargerð frumvarpsins varhugaverð og skapar réttaróvissu. Svo virðist sem ráðuneytið byggi á því að leiðbeiningar ESA feli í sér endanlega stjórnvaldsákvörðun, sem er misskilningur og hefur Landsvirkjun fengið það staðfest með álit frá Gjermund Mathiesen, lögmanni hjá Kvale lögmannsstofu í Noregi, en Gjermund er fyrrum framkvæmdastjóri hjá ESA. Texti greinargerða hafa vægi við túlkun lagaákvæða og kann það að vera óvenjulegt og óheppilegt að tekin sé afstaða til tiltekens verkefnis hjá tilteknum lögaðila í lögskýringargögnum.

Með hliðsjón af ofangreindri umfjöllun í greinargerð með frumvarpi þessu telur Landsvirkjun að ef frumvarpið verði samþykkt óbreytt sé ljóst að áður nefnd viðurkenning umhverfis- og samgöngunefndar á réttmætu gildissviði CCS tilskipunarinnar í íslenskum rétti frá 2021 verði felld niður með fyrrgreindum neikvæðum afleiðingum. Til að afstýra því leggur Landsvirkjun til að bætt verði við 1. gr. frumvarpsins nýjum málslið sem tekur til 3. mgr. 33. gr. a laga um hollustuhætti og mengunarvarnir nr. 7/1998 þannig að þeirri málsgrein sé breytt:

úr:

„Ákvæði þessa kafla taka ekki til verkefna í rannsóknar-, þróunar- eða prófunarskyni ef um er að ræða verkefni sem snúa að ...“ geymslu á minna en 100 kílótonnum af koldíoxíði.“

Í svohljóðandi:

„Ákvæði þessa kafla taka ekki til verkefna í rannsóknar-, þróunar- eða prófunarskyni ef um er að ræða verkefni sem snúa að ...“ geymslu á minna en 100 kílótonnum af koldíoxíði. **Ákvæði þessa kafla taka jafnframt ekki til nýtingar eða endurniðurdælingar jarðhita, sem fer eftir ákvæðum laga um rannsóknir og nýtingu á auðlindum í jörðu.**“

Enn fremur biðlar Landsvirkjun til umhverfis- og samgöngunefndar að árétta í nefndarálitum að í greinargerð með frumvarpinu hafi ráðuneytið mistúlkað óbindandi leiðbeiningar ESA líkt og um formlega ákvörðun hafi verið að ræða og að slíkar leiðbeiningar feli ekki sjálfkrafa í sér bindandi stjórnvaldsákvörðun þar sem gætt hafi verið að rannsóknarskyldu, andmælarétti eða öðrum meginreglum stjórnvölduráttar áður en ákvörðun er tekin. Í svo veigamiklu máli fyrir íslenska hagsmuni er mikilvægt að íslensk stjórnvöld hafi látið á málið reyna á viðeigandi vettvangi samkvæmt EES samningnum eða fyrir EFTA dómstólnum, áður en að löggjafarvaldið er framselt til alþjóðastofnana, eða til sérfræðinga sem starfa þar líkt og á við í þessu tilviki.

Landsvirkjun telur mikilvægt fyrir hagsmuni Íslands og árangur þess í loftslagsmálum að framangreindar tillögur að breytingum á frumvarpinu verði samþykktar. Hér er ekki einungis um að ræða hagsmunamál fyrir rekstraraðila jarðvarmavirkjana á Íslandi heldur jafnframt miklir hagsmunir íslenskra stjórnvalda í að tryggja að sérstaða jarðhita sé viðurkennd og að ekki sé lagður steinn í götu markmiða stjórnvalda um samdrátt í losun gróðurhúsalofttegunda á beinni ábyrgð íslenskra stjórnvalda. **Það vekur furðu að olíu- og gasiðnaður falli utan gildissviðs CCS tilskipunarinnar, en að lagt sé til að jarðhiti falli undir tilskipunina**, eins og nánar er fjallað um í 2. lið hér að neðan. Augljóst er að hér hafa hagsmunaaðilar innan ESB haft áhrif á gildissvið tilskipunar án þess að hagsmunir ríkja þar sem jarðhiti er nýttur í endurnýjanlega orkuframleiðslu hafi komist að. Ef frumvarpið er samþykkt óbreytt er sú hættu fyrir hendi að núverandi endurniðurdæling á jarðhitavökva frá jarðvarmavirkjunum í rekstri verði talin falla undir tilskipunina og þar með setja rekstur þeirra í uppnám.

Í viðauka við umsögn þessa gefur að líta frekari rökstuðning fyrir sjónarmiðum Landsvirkjunar. Einnig eru viðhengd fylgiskjöl sem innihalda álit sem fyrirtækinu hafa borist frá eftirtöldum aðilum og álitin sjálf:

- International Energy Agency Geothermal (IEA Geothermal) sem samanstendur af skipuðum fulltrúum opinberra aðila á sviði orkumála hvers aðildarríkis sem tekur þátt
- European Geothermal Energy Council (EGEC) sem er samráðsvettvangur orkufyrirtækja og hagaðila í jarðhita innan Evrópu
- Electricidade Dos Azores (EDA), raforkufyrirtæki Azoreyja í Portúgal
- Det Norske Veritas (DNV), ráðgjafastofa sem m.a. sérhæfir sig í ráðgjöf á sviði CCS mála

Virðingarfyllst,

Kristín Linda Árnadóttir
Aðstoðarforstjóri

Jóna Bjarnadóttir
Framkvæmdastjóri
Samfélag og umhverfi

Viðauki við umsögn Landsvirkjunar um frumvarp til laga um breytingu á lögum um hollustuhætti og mengunarvarnir, nr. 7/1998 (geymsla koldíoxíðs), dagsett 21. apríl 2023.

1. Jarðvarmafyrirtæki innan ESB fylgja ekki ákvæðum tilskipunarinnar

Til eru dæmi um jarðvarmavirkjanir á eldvirkum svæðum á Ítalíu og í Portúgal þar sem koldíoxíði hefur verið skilað til baka í jarðhitakerfi um langt skeið að hagnýtingu lokinni. Rekstraraðilar hafa þar sumir hverjir einnig í hyggju að auka hlutfall þess koldíoxíðs sem skilað er til baka líkt og Landsvirkjun. Þarlend stjórnvöld hafa ekki túlkað umrædda tilskipun um geymslu koldíoxíðs eins og ráðuneytið hefur lagt upp með heldur hafa talið að um óskyld mál sé um að ræða í lagalegu samhengi. Umrædd ríki hafa lagt þann skilning í málið að um nýtingu jarðhita fari samkvæmt auðlindarétti viðkomandi ríkja eins og fram kemur í hjálögðum álitum IEA Geothermal, EGEC og EDA og tekið er saman í næstu efnisgreinum.

Að ósk Landsvirkjunar tók IEA Geothermal málið til efnislegrar umfjöllunar á 49. fundi framkvæmdastjórnar IEA Geothermal 18.-19. apríl sl. Afstaða IEA Geothermal var borin undir atkvæðagreiðslu og meðfylgjandi álit var samþykkt einróma af fulltrúum aðildarríkjanna. Þar kemur fram að endurniðurdæling jarðhita á eldvirku svæði í sama jarðhitakerfi teljist ekki geymsla koldíoxíðs og eigi ekki að falla undir CCS tilskipunina. Þar segir orðrétt „the committee are of the view that the process of reinjection of geothermal fluid, including carbon dioxide gas, is substantively different from a carbon capture and storage operation, and our advice is to reject the adoption of CCS policy in these circumstances.“ og ennfremur að „in a volcanic geothermal system, this return back to the underground should not be subject to CCS policy, as it is not a method to reliably store carbon gases underground“ (IEA Geothermal, 19. apríl 2023). Nánari útlistun á tæknilegum forsendum er að finna í viðauka bréfs IEA Geothermal.

EGEC tók fram í sínu álitu sambærilega afstöðu og IEA Geothermal eða að: „Geothermal energy is not covered by the CCS Directive, as it is a renewable energy sources as mentioned in the Renewable Energy Directive. The criteria of the CCS Directive are not applicable for geothermal technologies. Geothermal operates in Iceland, and for some parts of Europe, in volcanic areas which naturally release greenhouse gas emissions into the atmosphere.“ Þá tók EGEC einnig fram varðandi eftirlitskröfur að „the MRV requirements of the CCS Directive for safe storage are not applicable to active central volcanic systems, because the volcanic activity in these areas makes it impossible to guarantee the safe storage of CO₂, as the geological conditions are constantly changing and unpredictable.“ og að lokum tók EGEC fram: „we urge the members of the Icelandic Parliament to not include geothermal capacity within the framework of the CCS Directive. Geothermal power plants should not be subject to the CCS Directive, as this legislation is not applicable for geothermal operations.“

Í minnisblaði EDA sem Landsvirkjun hefur heimild til að deila með Alþingi, voru dregnir fram fimm efnisþættir þess eðlis að CCS tilskipunin eigi ekki við jarðhita. Í fyrsta lagi að EDA geymir ekki koldíoxíð í jörðu með endurniðurdælingu heldur er jarðhitinum skilað til baka inn í sama jarðhitakerfi. Í öðru lagi að endurniðurdæling með koldíoxíði hafi verið stunduð um árabíl. Í þriðja lagi að koldíoxíðið er ekki aðalefnasamband jarðhitans heldur eitt af ótal efnasamböndum sem fer gegn leyfisskilyrði tilskipunarinnar að koldíoxíð eigi að vera yfirgnæfandi þáttur niðurdælingarinnar. Í fjórða lagi að koldíoxíðið er ekki afurð iðnaðarferla heldur er náttúrulegt í jörðu og órjúfanlegur þáttur jarðhitans og í fimmta lagi að virkar megineldstöðvar geta ekki talist öruggir geymslustaðir koldíoxíðs í ljósi þess að jarðhitageymirinn getur ekki talist lokaður geymir heldur er sprunginn og jarðhitinn leitar upp til yfirborðs og myndar yfirborðsummerki. Að lokum tekur EDA fram „EDA Renováveis considers that the reinjection of CO₂ performed during the geothermal utilization for power generation is completely unrelated with the Carbon Capture Storage Directive 2009/31/EC, from the 23rd of April 2009. We therefore fully support the claim presented by Landsvirkjun against the creation of legislation binding the CCS Directive to all geothermal reinjection of CO₂.“ EDA kemur einnig inn á í álitu sínu mikilvægi þess að skapa rétta hvata í regluverki Evrópusambandsins til góðra verka. Að þessu sögðu vill Landsvirkjun einnig benda á að í fjórða lið formála tilskipunarinnar kemur fram að tilskipunin eigi ekki að draga úr stuðningi við uppbyggingu endurnýjanlegra orkugjafa sem rétt eins og EDA kemur inn á er augljóst að yrði ef frumvarpið yrði að lögum að óbreyttu. Máli EDA til stuðnings

hefur komið fram að ítölsk stjórnvöld hafi bannað CCS verkefni á skjálfta- og eldvirkum svæðum: „Additionally, CO₂ storage is not permitted in seismically active areas in Italy, and in Greece in areas where the storage complex extends beyond Greek territory”¹ á þeim forsendum að geymslan geti ekki talist örugg út frá skilyrðum CCS tilskipunarinnar rétt eins og að framan greinir.

2. Gildissvið CCS tilskipunarinnar nær ekki til olíu- og gasiðnaðar

CCS tilskipunin nær ekki til endurniðurdælingar koldíoxíðs á olíu- og gasvinnslusvæðum skv. 20. gr. í formála tilskipunarinnar. Með þetta í huga leitaði Landsvirkjun álitis alþjóðlega ráðgjafafyrirtækisins DNV um að hvaða marki fyrirtækið teldi endurniðurdælingu koldíoxíðs við jarðvarmavinnslu heyra undir tilskipunina. Landsvirkjun fékk DNV til verksins þar sem fyrirtækið er í dag skrifstofu loftlagsmála hjá framkvæmdastjórn ESB til ráðgjafar við rýni á leiðbeiningarskjölum tilskipunarinnar og veitir stjórnvöldum innan ESB ráðgjöf um túlkun og framkvæmd tilskipunarinnar. Fyrirtækið þekkir efnið því afar vel svo og ástæðu þess að endurniðurdæling koldíoxíðs á olíu- og gasvinnslusvæðum fellur ekki undir CCS tilskipunina.

Í hjálögðu minnisblaði DNV kemur fram álit ráðgjafans að þegar um er að ræða endurniðurdælingu jarðhita í sama jarðhitakerfi þá eigi tilskipunin ekki við: „DNV considers that reinjection of geothermal is not in itself included in the scope of the CCS Directive, and that it is not intended that the CCS Directive shall apply.“ Ef rekstraraðili jarðvarmavirkjunar hefur hins vegar í hyggju að flytja að nýtt koldíoxíð eða selja losunarheimildir þá eigi ákvæði tilskipunarinnar við að þeirra mati: „DNV considers that the CCS Directive may apply if the CO₂ is injected into another aquifer system from which geothermal production is not contemplated or occurring. The CCS Directive may also be considered to apply if CO₂ is injected into the geothermal system, and the operator intends to monetize credits based on emissions avoided from the surface facilities.“ (DNV, Memo No. 1893439, 19. apríl sl.).

3. Hefðbundin nýting jarðhita fer eftir auðlindalögum

Í ljósi alls framangreinds telur Landsvirkjun ljóst að umrædd hefðbundin nýting á jarðhita eigi ekki undir CCS tilskipunina, heldur beri að fylgja ákvæðum auðlindalaga. Hér kemur því til álita nefndarinnar að gera út um hvort um hagnýtingu jarðhita eigi áfram að miða við lagalegar forsendur auðlindaréttar sem á sér langan aðdraganda í íslenskum rétti eða hvort CCS tilskipunin sem ekki er sett í þeim tilgangi að ná utan um hagnýtingu jarðhita eigi að gilda og taka yfir með hvaða hætti hagnýting jarðhita skuli fara fram hér á landi þrátt fyrir verulegar takmarkanir á forsendum þess efnis í tilskipuninni sjálfri eins og að framan greinir.

Landsvirkjun vill vekja athygli á þeim misskilningi í málinu, eins og að framan greinir, að hugtakið jarðhiti getur eðli máls samkvæmt ekki verið háður því í hvaða eðlisfræðilega formi jarðhitinn er. Samkvæmt 5. mgr. 2. gr. auðlindalaga merkir jarðhiti „annars vegar jarðvarmaforða í bergi í jarðskorpunni og hins vegar stöðugan straum varma úr iðrum jarðar sem ekki telst grunnvatn.“ Héraðsdómur Reykjavíkur (mál nr. E-979/2019) taldi í umræddu máli það hafið yfir vafa að „jarðhiti getur eðli málsins samkvæmt ekki verið háður því í hvaða eðlisfræðilega formi jarðhitinn er.“ Landsréttur (nr. 723/2019) staðfesti dóm Héraðsdóms Reykjavíkur í umræddu máli. Ekki sé hægt að gera greinarmun á jarðhita út frá efnasambandi né efnisham í lagalegum skilningi. Nýtingarleyfi jarðhita á grundvelli 6. gr. auðlindalaga innifelur heimild til upptöku þeirra efnasambanda sem upp úr jörðu kemur með orkunni, sem vísast til sem jarðhiti óháð því hvort um sé að ræða vatn, koldíoxíð,

¹ http://www.co2geonet.com/media/73750/co2geonet_state-of-play-in-europe_2021.pdf
<https://www.researchgate.net/publication/270283679> Implementation of the EU CCS Directive in Europe Results and Development in 2013

brennisteinsvetni eða öll önnur efnasambönd sem upp kemur úr jörðu og er óaðskiljanlegur hluti jarðhita. Sambærileg skoðun kemur fram í álitum EGEC og framkvæmdastjórn IEA Geothermal.

Orkustofnun annast eftirlit með leitar- og vinnslusvæðum jarðhita skv. 21. gr. auðlindalaga. Þá er lögð sú krafa á leyfishafa skv. 25. gr. að haga vinnslu sinni með þeim hætti að nýting verði sem best þegar til lengri tíma er litið. Í því sambandi skal m.a. ekki tekinn meiri jarðvarmi en þörf er. Á þessum lagagrundi er kveðið á um í nýtingarleyfum útgefnum af Orkustofnun kröfu um losun skilju- og/eða þéttivökva aftur í jörðu. Engar takmarkanir eru á hvaða efnasambönd er að finna í þeim vökva sem skilað er til baka í jörðu. Hið rétta er að nýtingarleyfin setja jafnframt ákvæði um leyfilegan niðurdrátt þar sem leyfishafi á það á hættu að leyfisveitandi krefjist mótvægisáðgerða falli þrýstingur út fyrir leyfileg mörk. Áður en slíkum vikmörkum er náð á leyfishafi að endurskoða reiknilíkanið, leggja til mótvægisáðgerðir með því að færa til eða minnka vökvatöku eða auka djúplosun. Af ákvæðum nýtingarleyfa er því ljóst að Orkustofnun telur sig það stjórnvald sem fer með eftirlit með þrýstingsjafnvægi auðlindarinnar. Það að auka hlutfall koldíoxíðs sem skilað er til baka veitir beinan stuðning við þrýsting í jarðhitakerfinu. Orkustofnun hefur jafnframt sett sérstakar reglur um viðbúnað og viðbrögð við jarðskjálftavá vegna losunar á vökva í jörðu um borholur (Reglur OS nr. 2016-R01-01). Reglurnar eru óaðskiljanlegur hluti nýtingarleyfa útgefnum af Orkustofnun. Ekki er gerður greinarmunur á þeim efnasamböndum sem í losun til jarðar felur enda ljóst að ótal efnasambönd eru í jarðhitunum og mikill breytileiki í hlutföllum efnasambanda milli jarðhitakerfa.

Framangreind yfirferð um íslenskan auðlindarétt leiðir að þeirri niðurstöðu að hvað varðar hagnýtingu jarðhita þá innifelur auðlindaréttur nú þegar þann skilning að upptaka efna, s.s. koldíoxíðs, telst til jarðhita. Með vísan til 25. gr. auðlindalaga kveður Orkustofnun á um losun vökva aftur í jörðu innan staðarmarka nýtingarleyfis til þess að viðhalda þrýstingi jarðhitakerfisins með það að markmiði að nýting verði sem best þegar til lengri tíma er litið. Ástæða þessa er sú að orkuforði í bergi er mörgum stærðargráðum hærra heldur en vinnslumiðilsins og með því að tryggja jafnvægi í þrýstingi eru meiri líkur til langs tíma litið að hámarka hagnýtingu auðlindarinnar fyrir komandi kynslóðir.

4. Útvíkkun CCS tilskipunar að ósekju dregur úr samkeppnishæfni jarðvarmavirkjana

Landsvirkjun hefur lagt mat á þann kostnaðarauka sem innleiðing CCS tilskipunarinnar hefur í för með sér fyrir þeistareykjastöð. Kostnaðarverð Landsvirkjunar um að auka hlutfall koldíoxíðs sem skilað er til baka er talið vera 145 USD/tonn CO₂ án tilskipunar en 239 USD/tonn CO₂ undir tilskipuninni. Þetta samsvarar um 65% aukningu kostnaðar ef endurniðurdæling fellur undir tilskipunina sem dregur verulega úr samkeppnishæfni jarðvarmavirkjana.

Forsendur Landsvirkjunar við mat á kostnaðarverði byggja á kostnaðaráætlun verkhönnunar sem fór í gegnum kostnaðarlíkan Landsvirkjunar í samræmi við vinnulýsingu fyrirtækisins og hefur verið rýnd af sérfræðingum Landsvirkjunar. Kostnaðarlíkan Landsvirkjunar er staðlað líkan til að reikna út kostnaðarverð fyrir fjárfestingar í virkjunum og liggja til grundvallar ákvarðanatöku um næstu fjárfestingar í virkjunarkostum og tengdum verkefnum. Ráðgjafar Landsvirkjunar í verkhönnun voru Carbfix, Mannvit og Trimeric. Kostnaðarmat verkhönnunar er metið með ±25% nákvæmni með alþjóðlega viðurkenndri aðferð kenndri við AACE Class 3. Tilgangur verkhönnunar er að ákveða tilhögun verkefnis og hanna alla verkhluta í aðalatriðum, en meginþættir kerfisins eru gasþvottaturn, lagnir frá gasþvotti að niðurdælingarstað, niðurdælingarholur og vöktunarholur.

Áætlun um stofnkostnað innifelur allan kostnað við undirbúning, framkvæmd og gangsetningu, fram að afhendingu í rekstur. Áætlun um rekstrarkostnað innifelur kostnaðarliði raforku til gasþvottakerfis aflstöðvar, viðhalds- og vöktunarkostnað. Að teknu tilliti til CCS tilskipunar er gert ráð fyrir kostnaðarauka stofnkostnaðar vegna aukinna rannsókna og áhættumats vegna geymsluleyfis, ásamt kostnaðarauka rekstrar vegna aukinnar vöktunar og umsýslu. Kostnaðarmatið er þó háð þeim kröfum sem leyfisveitandi setur fyrir starfsleyfi undir tilskipun. Óvissa ríkir um það fyrirkomulag sem skal fylgja við ráðstöfun og greiðslu tryggingargjalds vegna niðurdælingar sem fellur undir CCS



tilskipunina og af þeim sökum tóku framangreindir útreikningar ekki mið af þeim kostnaði sem af tryggingagjaldinu leiðir sem talinn er geta reynst umtalsverður. Það liggur ljóst fyrir að ef tryggingargjaldið bætist við kostnaðarmat verkefnisins verður það til hækkunar á ofangreindu kostnaðarverði.

Til að varpa ljósi á stærðargráðu mögulegra þjóðhagslegra áhrifa tilskipunarinnar er hægt að yfirfæra kostnaðarverð niðurdælingar á þeistareykjum á alla losun jarðvarmavirkjana á Íslandi. Sé miðað við þau stækkunaráform sem liggja fyrir má búast við að losun jarðvarmavirkjana á Íslandi fari í um 200 þúsund tonn CO₂ á ári hverju. Aðgerð C.1 í aðgerðaráætlun Íslands í loftslagsmálum gerir ráð fyrir verulegum samdrætti í losun jarðvarmavirkjana. Að því gefnu að vilji standi til að skila til baka öllu koldíoxíði í jörðu fæli það í sér um 2,7 milljarða króna kostnaðarauka vegna CCS tilskipunar á ári fyrir íslenskt hagkerfi.

Fylgiskjal 1

International Energy Agency Geothermal (IEA Geothermal)

To whom it may concern,

19 April 2023

The International Energy Agency Geothermal Technology Collaboration Programme (IEA Geothermal) is a global platform fostering the uptake of geothermal energy as a reliable and sustainable source of renewable energy. The platform has 13 member countries and is committed to increasing the use of geothermal energy as part of the global net zero carbon energy future, recognizing that geothermal has a significant contribution to make to this future.

We understand that the Icelandic Parliament is considering the adoption of the EU CCS Directive (2009/31/EC) and applying this to geothermal power processes which use geothermal fluids containing dissolved gases (including co-produced carbon dioxide) that then are returned underground back into the geothermal reservoir from whence they came. The Koldís project being undertaken by Landsvirkjun is the project that we have been made aware of that is being considered for adoption of this EU CCS directive.

Having discussed the matter at our 49th Executive Committee meeting held on the 18th / 19th April 2023, the committee are of the view that the process of reinjection of geothermal fluid, including carbon dioxide gas, is substantively different from a carbon capture and storage operation, and our advice is to reject the adoption of CCS policy in these circumstances.

Volcanic / magmatic derived geothermal systems involve the movement of heated fluids that contain chemical species (including gases) from heat sources through the mantle / crust to the earth's surface. A geothermal system is best considered to be a fluid transport system rather than a reliable location to store carbon. In the attached appendix, we have provided some additional description of these geothermal fluid transport processes.

Motion 49/4 was put and approved unanimously at the 49th Executive Committee meeting.

That the Executive Committee of IEA Geothermal resolved to lodge a letter of support for Landsvirkjun that carbon dioxide is present in the fluids, both produced and in the reinjected water (as part of the Koldís project) that is returned back to the natural underground environment, and that this process reduces greenhouse gas emissions that would otherwise occur to the atmosphere. Importantly, in a volcanic geothermal system, this return back to the underground should not be subject to CCS policy, as it is not a method to reliably store carbon gases underground.

We trust this material is of assistance to any party that might be considering the application of the EU CCS Directive to a geothermal power plant drawing energy from fluids derived from active volcanic geothermal systems.

Thank you for your attention to this matter.

Sincerely,



Kasumi Yasukawa, Chair,
International Energy Agency Geothermal Technology Collaboration Programme

Appendix – Commentary on gases in volcanic geothermal systems

- 1) Geothermal reservoirs hosted in volcanic settings should be viewed generally as active gas and liquid transport systems rather than as reliable, long-term, passive storage sites for carbon.
- 2) Geothermal reservoirs associated with high temperature volcanic / magmatic environments often contain gases, including H₂S and CO₂. The dynamics of these systems involve the transport of heat, water, chemical species and gases over thousands of years. Various chemical reactions involving mineral deposition and dissolution occur as the fluids flow. These vary from field to field.
- 3) Gases are transported from deep underground to the atmosphere through geothermal systems as part of the earth's natural and dynamic geological processes. The movement of these gases is influenced by the creation or expansion of fractures generated naturally by earthquakes and thermal stresses from heating and cooling of the rock.
- 4) Geothermal production fluids containing energy, minerals and gases flow from the reservoir, through wells to the surface facility (typically a power plant). Energy, and in some circumstances minerals and gases, are extracted from the fluids. The fluids are then typically returned back into the reservoir. This is for reasons of sustainable reservoir management (fluid recharge) and the avoidance of adverse surface environmental effects. Where practicable, this practice includes reinjection of some of the gas emissions.
- 5) Fluids (including gases) that are returned to the underground rejoin the naturally-convecting geothermal reservoir fluids. They disperse dynamically through fractures and porous aquifers in accordance with natural and induced pressure gradients, and may eventually reach the surface thermal features along with the in-situ fluids. Because the fracture network dynamically changes with time, the entrained gases are not sufficiently contained to be considered appropriately located for long term carbon storage in the normal sense of a CCS scheme.
- 6) In summary, carbon capture and storage requirements don't align with these geothermal systems that are naturally transporting rather than storing carbon gases.

Fylgiskjal 2

European Geothermal Energy Council (EGEC)

To the attention of: Members of Parliament in Iceland - Environment and Communications Committee

Cc: Committee Secretary

April 2023

Dear Members of the Environment and Communications Committee in Iceland,

Call to not include geothermal capacity within the framework of the CCS Directive

We, the European Geothermal Energy Council (EGEC), are writing to express our concerns on the potential impact of the implementation for the Carbon Capture and Storage (CCS) Directive. It should not be imposed for the operations of geothermal power plants in Iceland.

EGEC, the European Geothermal Energy Council, is a non-profit international association promoting the European geothermal industry, representing over 180 members across 28 countries.

Geothermal energy is a reliable, renewable source of energy that provides a growing contribution to the European energy mix. On mainland Europe alone, there are over 150 geothermal power plants in operation, producing more than 7TWh of electricity and 350 heating systems supplying 60 TWh of heat annually.

We understand that the Ministry of Environment, Energy and Climate has proposed to include geothermal operations in an amendment to the Implementation Act to transpose the CCS Directive into Icelandic legislation including normal operations of geothermal power plants if carbon dioxide is re-injected.

Geothermal energy is not covered by the CCS Directive, as it is a renewable energy source as mentioned in the Renewable Energy Directive.

The criteria of the CCS Directive are not applicable for geothermal technologies. Geothermal operates in Iceland, and for some parts of Europe, in volcanic areas which naturally release greenhouse gas emissions into the atmosphere.

In Iceland, geothermal power plants extract a variety of chemical compounds from the subsurface, including CO₂, which is in general reinjected into the geothermal reservoir to maintain pressure and optimize energy production. The reinjection of geothermal which has always included some CO₂ is already regulated under local Resource act.

Importantly, the MRV requirements of the CCS Directive for safe storage are not applicable to active central volcanic systems, because the volcanic activity in these areas makes it impossible to guarantee the safe storage of CO₂, as the geological conditions are constantly changing and unpredictable.

In conclusion, we urge the members of the Icelandic Parliament to not include geothermal within the framework of the CCS Directive. Geothermal power plants should not be subject to the CCS Directive, as this legislation is not applicable for geothermal operations.

Thank you for your attention to this matter.

We welcome your support for geothermal. We remain at your disposal should you require further information.

Your sincerely,

A handwritten signature in blue ink, consisting of several overlapping loops and a long horizontal stroke at the bottom.

Philippe Dumas
Secretary General, European Geothermal Energy Council (EGEC)

Fylgiskjal 3

Electricidade Dos Azores (EDA)

MEMORANDUM

5th of April 2023

Following the videocall meeting on the 4th of April 2023 between representatives from the European Geothermal Energy Council (EGEC), and the companies Landsvirkjun (Iceland), ENEL (Italy), and EDA Renováveis (Azores), this memorandum reflects the position of EDA RENOVÁVEIS regarding the reinjection of CO₂ performed under the geothermal utilization and how we consider that it is unrelated with the Carbon Capture Storage (CCS) Directive 2009/31/EC, from the 23rd of April 2009.

1. Problematic of the need to reinject CO₂ in the Azores

We exploit the high-temperature geothermal resources of the Azores for power generation. We operate three ORC binary power plants utilizing resources ranging from 240-300°C. In São Miguel Island, we exploit the Ribeira Grande geothermal field (230-245°C), operating the power plants of Pico Vermelho 10 MW, and Ribeira Grande 13 MW; in Terceira Island, we exploit the Pico Alto geothermal field (270-315°C), operating the Pico Alto power plant (3,5 MW). We are in active volcanic areas that are currently dormant, and the geothermal fluid circulating in the high-temperature reservoirs of Ribeira Grande and Pico Alto contains abundant gases of magmatic origin (mainly CO₂).

As a result of the power conversion, part of the gases contained in the geothermal steam are released to the atmosphere at the power plants – mainly CO₂. Considering the last 5-years, the Pico Vermelho power plant has been operating with the average direct emission factor of 51 gCO₂/kWh, whilst the Ribeira Grande and Pico Alto power plants have an average direct emission factor of 261 and 425 gCO₂/kWh, respectively.

Even though the emission factor from our geothermal power plants is significantly lower than the fossil fuel alternative (thermal diesel power plants in the Azores have an emission factor of about 600-660 gCO₂/kWh), and the natural degassing in some of the Azores volcanoes is 10 times higher than the geothermal emissions (for example: Furnas Volcano), the environmental concerns regarding the CO₂ emissions, and the need to meet the threshold of 100 gCO₂/kWh created by

the European Commission through a delegated regulation from the 4th of June 2021, encourages us to take actions to mitigate our geothermal emissions.

We are preparing the first steps towards the reinjection of CO₂, starting by measuring in continuous the gas flow that will be required to capture and process. The next steps will be chemical modelling and investigation of the need to retrofit one or two reinjection wells to be dedicated for the reinjection of the gas-charged water.

We are still in the initial conceptual steps, and the decision to move forward for the systematic reinjection of CO₂ will be based on a Feasibility Study, that will consider the resource operational challenges, the environmental risks, and the economic viability.

2. Geothermal utilization is unrelated with the CCS Directive 2009/31/EC:

We have difficulty understanding how geothermal utilization and reinjection of CO₂ may fall under the CCS Directive. Below we present 5 arguments why we consider that geothermal is unrelated with the scope of the CCS Directive:

- a) We do not store CO₂ – we just bring the gases back into the natural stream from where they were initially taken from.

Carbon Capture and Storage consists of the capture of CO₂ from industrial installations, its transport to a storage site, and its injection into a geological formation underground for the purpose of permanent storage. This applies to storage in sedimentary rocks (like for example evaporites - salt caverns).

In the Azores, like in most of the worldwide high-temperature geothermal projects in active volcanic areas, the CO₂ is not permanently stored in the rock formations like in the sedimentary rocks, but it is simply returned to the same natural flow from where it was initially tapped. The geothermal fluid circulates through fractures in the rock formations hosting the reservoir and it flows towards the Ocean following the hydraulic gradient that is mainly controlled by the tectonics, and by the structure and slope of the volcano. This natural flow already occurs independently of the existence or not of geothermal utilization. In fact, the geothermal utilization corresponds to no more than a simple bypass of the underground flow: only a small part of the geothermal fluid is tapped in the production wells and then it is utilized in the power plant where the heat is converted into electricity.

Downstream the power plant, more than 95% of the geothermal fluid is reinjected back to the same high-temperature reservoir, mixing it again with the natural stream of geothermal fluid (hot water and steam) that flows towards the Atlantic Ocean.

Even in the case of mineralization of the CO₂ while reinjecting the geothermal fluid into basaltic rocks (forming calcite), this is a natural process that already naturally occurs within the high-temperature reservoir independently of the geothermal utilization. Calcite is one of the most common secondary minerals encountered in basaltic-hosted geothermal reservoirs, resulting from the natural hydrothermal alteration of primary minerals during hot water-rock interaction and from the deposition from the saline geothermal fluid in open-spaces within the rock (in fractures forming veinlets and veins, and in vesicles forming lineaments or amygdales). Therefore, not only the conversion of CO₂ into solid rock is a very secure process to mitigate the CO₂ emissions (it is a replication of a natural process already occurring within the geothermal reservoirs), but it is also completely unrelated to the storage of pressurized liquid CO₂ in confined reservoirs in sedimentary rocks under the scope of Carbon Capture Storage Directive.

b) Reinjection of CO₂ has been under implementation for many years.

During production, part of the CO₂ is released from the brine to the steam fraction upon boiling, but a significant part of the CO₂ remains dissolved in the brine that is reinjected back to the high-temperature reservoir downstream the power plant.

In the Azores, since reinjection has been implemented to comply with environmental regulations and to contribute for the pressure support of the reservoir, the reinjectate has always included some CO₂, and the mixture is reinjected back to the same reservoir from where it was initially tapped, where it mixes with the natural stream of geothermal water that flows through fractures in the reservoir rocks until it eventually discharges in the Atlantic Ocean.

c) The CO₂ is not the major component of the reinjectate fluid.

According with the Article 12 of the CCS Directive 2009/31/EC, the CO₂ stream shall consist essentially of CO₂. This is clear not the case of the reinjected fluid in the Azores: the brine contains salts and dissolved gases, and the CO₂ is only one of the many

components, and it is not anywhere near the dominant constituent of the reinjected fluid, as shown in Table 1 below.

Table 1: percentage of CO₂ in the total salinity of geothermal fluid reinjected in the geothermal fields of Ribeira Grande (PV9 and CL4) and Pico Alto (PA8)

Well	Total salinity (mg/l)	CO ₂ (mg/l)	H ₂ S	%CO ₂ in the reinjectate
PV9	4700-5000	330-380	2,6-42	8%
CL4	4700-4800	930-1000	7,5-25	20%
PA8	2400	300-450	5,5-25	13%

d) The CO₂ is not a result of any industrial process.

The CO₂ found in the geothermal fluid is a natural gas of magmatic origin, inherent to the nature of the resource and the geological conditions where it occurs, and it is the same that is released in the natural geothermal manifestations of the active dormant volcanoes (fumaroles, hot springs, CO₂-rich cold springs, and soil CO₂ degassing areas).

The natural degassing in some of the Azores's volcanoes is 10 times greater than the geothermal emissions from our power plants.

e) CCS storage cannot apply to active volcanic areas: there is no suitable confined reservoirs, how to monitor leakage when there is no permanent storage?

High-temperature geothermal systems are characterized by a reservoir covered by a cap rock that is semi-impermeable, usually composed of clay, which protects the high-temperature reservoir from cooling caused by the infiltration of cold shallow groundwater. However, the cap rock has good vertical permeability in many places where there is seepage of hot water and steam towards the surface, originating hot springs, fumaroles, CO₂-rich cold springs, and soil CO₂ degassing areas, that are typical of active (dormant) volcanic systems.

By the nature of the resource, geothermal projects are in these areas. It is unrealistic to monitor storage and leakage in volcanic geothermal systems in the sense of the objectives of the CCS Directive, in part because there is no permanent storage – the high-temperature geothermal reservoirs are characterized by a natural flow of hot water following the hydraulic gradient (in the case of volcanic islands like the Azores, towards

the Ocean), and in part because there is no suitable reservoirs for permanent storage – the high-temperature reservoirs area not confined like in the sedimentary reservoirs that are used for storage of CO₂ under the CCS Directive.

3. The European Commission legislation must not penalize projects that are already contributing for the reduction of the CO₂ emissions.

The average geothermal direct emission factor in the Azores is about 1/3 of the fossil fuel alternative (thermal diesel power plants in the Azores have an emission factor of about 600-660 gCO₂/kWh), and the natural degassing in some of the Azores's volcanoes is 10 times higher than the geothermal emissions. Nonetheless, we acknowledge the need to mitigate the geothermal emissions to contribute for the decarbonization of the power generation.

To reduce the overall greenhouse gas emissions from power generation, the European Commission created a delegated regulation from the 4th of June 2021, imposing a threshold of 100gCO₂/kWh (life-cycle emissions) as a criterion to distinguish geothermal projects that are environmentally sustainable. We consider this limit to be very restrictive as it excludes most of the geothermal projects in active volcanic areas (where there is abundant naturally occurring degassing of magmatic origin), and this may block the access of new investments to funding mechanisms within the EU, and banks as well (through the green bonds).

The capture and reinjection of CO₂ that is currently emitted to the atmosphere is the fastest way to mitigate the geothermal emissions. If in addition to the threshold of 100 gCO₂/kWh the European Commission creates legislation imposing that all the geothermal reinjection of CO₂ falls under the CCS Directive, the European Commission will be penalizing even further the geothermal projects in volcanic areas, like the Azores.

EDA Renováveis was already concerned that the reinjection of CO₂ is going to increase the operational costs of the geothermal utilization. The issue brought to us by Landsvirkjun regarding the possibility that in Iceland the reinjection of CO₂ falling under the Carbon Capture and Storage Directive 2009/31/EC, from the 23rd of April 2009, made our concerns grow exponentially, as this requirement may be also transported to the European Union, and create additional mandatory requirements that would strangle even further the economic viability of the geothermal projects in the Azores.

4. Conclusion

EDA Renováveis considers that the reinjection of CO₂ performed during the geothermal utilization for power generation is completely unrelated with the Carbon Capture Storage Directive 2009/31/EC, from the 23rd of April 2009. We therefore fully support the claim presented by Landsvirkjun against the creation of legislation binding the CCS Directive to all geothermal reinjection of CO₂.

Carlos Bicudo (Member of the Board of Directors)
António Franco (Geothermal Geologist)

Fylgiskjal 4

Det Norske Veritas (DNV)

TECHNICAL MEMO

Applicability of EU CCS Directive to enhanced hydrocarbon recovery operations and geothermal utilization operations

Memo No:
1893439
Revision No:
0
Date of issue:
2023-04-19

To: Landsvirkjun
Háaleitisbraut 68
103 Reykjavík
Iceland

From: DNV Energy Systems
Risk Management Advisory

Prepared by: Jørg Aarnes
Elisabeth Rose

Attn: Alma Stefánsdóttir

Approved by: Sverre Gravdahl

Applicable contract(s) governing the provision of this Report: DNV Short Form Agreement for Advisory Services (CGM 2e) with Appendix A, signed by Bjarni Pálsson and Sverre Gravdahl.

Copyright © DNV 2023. All rights reserved. This memo can be distributed, but must be referenced appropriately.

1 INTRODUCTION

The European Commission services contracted DNV for gathering views and inputs for a technical update of the four Guidance Documents¹ to reflect the global state of the art of CCS and removing ambiguities identified during the implementation of the first CCS deployments in the European Economic Area (EEA). The mission of DNV is to support operators and competent authorities in the practical implementation of permitting procedures of the Carbon Capture and Storage Directive 2009/31/EC. In light of this background, DNV has been commissioned by Landsvirkjun to author a memo to provide clarification around the applicability of the CCS Directive for Enhanced Hydrocarbon Recovery (EHR) projects and reinjection of geothermal. In this memo, we provide first an interpretation of Recital 20 in the CCS Directive regarding the applicability of the Directive to EHR projects. Next, we provide an overview of CO₂ EHR operations in Europe that are known to the authors. Finally, we provide an interpretation of the applicability of the CCS Directive to answer the question: Under what conditions would reinjection of geothermal be required to apply for a storage permit under regulations transposing the CCS Directive?

2 REVIEW OF THE APPLICATION AND EXECUTION OF RECITAL 20 IN CCS DIRECTIVE

Recital 20 in the CCS Directive reads as follows:

Enhanced Hydrocarbon Recovery (EHR) refers to the recovery of hydrocarbons in addition to those extracted by water injection or other means. EHR is not in itself included in the scope of this Directive. However, where EHR is combined with geological storage of CO₂, the provisions of this Directive for the environmentally safe storage of CO₂ should apply. In that case, the provisions of this Directive concerning leakage are not intended to apply to

¹ https://climate.ec.europa.eu/document/download/54e016d9-752e-41c1-901a-0994f5234a49_en?filename=ccs_cd_update_en.pdf

quantities of CO₂ released from surface installations which do not exceed what is necessary in the normal process of extraction of hydrocarbons, and which do not compromise the security of the geological storage or adversely affect the surrounding environment. Such releases are covered by the inclusion of storage sites in Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council of 13 October 2003 establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community, which requires surrender of emissions trading allowances for any leaked emissions.

The intent of this section is to provide commentary to assist in the interpretation of this recital and its applicability. For this purpose, when using the term EHR we refer to projects where EHR (i.e. incremental oil or gas production relative to secondary recovery by water injection) is achieved through injection of CO₂, i.e. by CO₂-EHR.

Recital 20 states that *EHR is not in itself included in the scope of this Directive*. DNV considers that there are three key reasons for this.

- **Non-alignment with purpose.** EHR projects typically recycle CO₂ that is produced along with produced hydrocarbons, and re-inject the CO₂ along with any new purchased CO₂, see e.g. Annex A to ISO 27916². This implies that almost all CO₂ that is purchased ultimately remain safely stored within the hydrocarbon field. However, the purpose of EHR is to produce more hydrocarbons, and generally the amount of CO₂ injected is less than the emissions that result from combustion of the incremental hydrocarbons produced³. EHR operations therefore do not generally align with the purpose of the CCS Directive, per Article 1, i.e. contribute to the fight against climate change.
- **Regulated under petroleum regulations.** EHR operations are currently, in jurisdictions permitting EHR, regulated by existing petroleum regulations.
- **Inclusion within the EU ETS-system.** The driver for EHR projects is to maximise hydrocarbon production, and generally not to achieve climate change mitigation. Geological storage of CO₂, on the other hand, is driven by the objective to mitigate climate change where the commercial benefit is linked to emission reduction credits. In Europe, such benefits are achieved by excluding geological stored CO₂ from emissions to be covered under the EU ETS. The monitoring and reporting guidelines (MRG)⁴ for greenhouse gas emissions from the capture, transport and geological storage of carbon dioxide accompanying the EU ETS Directive, per its Article 14, do not incorporate a life-cycle emissions perspective that takes into account emissions from any incremental hydrocarbon production. This issue may therefore need to be addressed for any application of the CCS Directive to EHR projects, to ensure that any reduced quotas under EU ETS reflect emissions avoided from a life-cycle perspective, and include emissions from any downstream combustion of incremental production. It is noted that the MRG do include considerations of additional emissions occurring from EHR operations (see Section 2.3). These are intended to apply when EHR is combined with geological storage of CO₂ per recital 20.

The main implication of doing EHR under petroleum regulations is that there is no recognition of any greenhouse gas emission reductions, and therefore also not any commercial benefits from emission reductions under the EU ETS.

The phrasing in Recital 20 “*where EHR is combined with geological storage of CO₂*” is a bit fuzzy. In general, since nearly all CO₂ that is injected as part of EHR operations is ultimately generally safely stored, one could argue that any (CO₂-)EHR project is also a CO₂ storage project. However, DNV would apply the following interpretation to this phrase:

² <https://www.iso.org/standard/65937.html>

³ The Oil and Gas Industry in Energy Transitions p. 141, <https://www.iea.org/reports/the-oil-and-gas-industry-in-energy-transitions>. “In the United States, between 300 kg and 600 kg of CO₂ is injected in EOR processes per barrel of oil produced (boe). The level of scope 1 and 2 CO₂ emissions but is around 600 kg CO₂/boe.

⁴ 2010/345/: Commission Decision of 8 June 2010 amending Decision 2007/589/EC as regards the inclusion of monitoring and reporting guidelines for greenhouse gas emissions from the capture, transport and geological storage of carbon dioxide, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TEXT/PDF/?uri=CELEX:32010D0345&from=en>

*EHR is combined with geological storage of CO₂ when long-term (permanent) storage of CO₂ to contribute to the fight against climate change (alignment with Article 1 of the CCS Directive) is a **primary objective** along with the objective to enhance hydrocarbon recovery. A general implication of being a primary objective is that the operator seeks opportunities to maximise the amount of CO₂ stored beyond what is incentivised by the economic benefit from incremental hydrocarbon production, i.e. the balance between the cost of purchased CO₂ and earnings made.*

With this interpretation in mind, one can identify two main types of EHR operations that would qualify (i.e. may require application of EU CCS Directive):

1. Operations where CO₂ is injected in the aquifer support (water-leg) part of a hydrocarbon bearing formation, and the CO₂ injection operation is managed and monitored for the purposes of assuring long-term storage. There may be some pressure influence that helps maintain reservoir pressure (and limit the need for water injection), but the primary driver is economic savings from reduced CO₂ emissions (e.g. under EU ETS), or alternatively the fee that an emitter would pay to the EHR operator for storage. This would in EU require that storage is performed in accordance with CCS Directive and that emissions accounting is performed in alignment with the MRG to the EU ETS Directive. The operator may need to argue that emissions from incremental production does not offset the calculated emissions avoided.
2. Operations where an EHR operator seeks to maximise the amount of CO₂ injected into the hydrocarbon field, and it can be demonstrated that the amount of CO₂ injected exceeds the life-cycle emissions of the EHR operations, including those stemming from the combustion of incremental hydrocarbon production. For this case, the primary driver for the CO₂ injection is both to maximise hydrocarbon production (and associated earnings) and maximise amount of CO₂ stored (and achieve emission reduction economic benefits and/or meet applicable greenhouse gas emission reduction or carbon intensity targets).

3 OVERVIEW OF EHR PROJECTS IN EUROPE

There are no EHR operations in Europe that have received a storage permit under the CCS Directive, and there are no EHR operations in Europe that would fall into one of the two types of projects described in Section 2 where EHR is combined with geological storage of CO₂ in accordance with DNV's interpretation. The projects that exist (see Table 1) have been permitted under the petroleum regulations, and to DNV's knowledge have not sought to claim emission reductions for injected CO₂ under the EU ETS. The CCS Directive is therefore not directly relevant for these projects.

Table 1: Enhanced hydrocarbon recovery projects in Europe.

EHR operation	Country	Description
MOL – Multiple fields	Hungary	The Hungarian oil company MOL reports a long and successful experience with CO ₂ injection for EOR and reinjection of geothermal. Injection of CO ₂ for EOR began in the early 1970's in the Szank field, and this CO ₂ EOR operation is still active today ⁵ . MOL's CO ₂ EOR operations at fields such as Nagylengyel, Lovászi, Kiskunhalas, Pusztaföldvár, Szank and Budafa having added nearly 20 million barrels of oil production by 2011 ⁶ . The primary goal of the CO ₂ injection was to ensure the disposal of carbon dioxide-rich waste gas coming from neighbouring gas fields. The secondary goals were enhanced oil recovery and the protection of the environment from CO ₂ pollution. Screening identified potential for commercial application of CO ₂ EOR in three additional fields: Kiskundorozsma, Ásotthalom and Öttömös-Kelet.

⁵ <https://co2re.co/FacilityData>

⁶ https://network.bellona.org/content/uploads/sites/3/CCS_Roadmap_for_Hungary.pdf



Turkish Petroleum - Raman Bati	Turkey	Largest and most productive field in Turkey. Current production is 7000 barrels of oil per day from 300 wells. Immiscible CO ₂ injection: production is enhanced through an immiscible process where the gas does not dissolve into the oil but rather pushes the remaining oil; this is often combined with water injection.
-----------------------------------	--------	--

Turkey is not part of EU and hence not required to transpose the CCS Directive. Hungary, however, have as far as DNV can see transposed the CCS Directive into national legislation, but not yet awarded any storage permits.

4 GEOTHERMAL RE-INJECTION PROJECTS WITH CO₂

DNV has been informed that re-injection of geothermal fluids back into the same geothermal reservoirs has on Iceland included carbon dioxide, in the form of dissolved carbon dioxide in effluent fluids. For geothermal power plants to re-inject the carbon dioxide, which has been separated from the fluid in the production process and is often emitted from the process, the concentration of gas in the effluent fluids is simply increased prior to re-injection. Geothermal use of aquifers is mentioned in the CCS Directive, but only in relation to the evaluation of competing uses of the subsurface, and considerations of interactions between such operations and operations for geological storage of CO₂. The (re-)injection of CO₂ as part of reinjection of geothermal operations is therefore not explicitly contemplated. Therefore, as for EHR operations, DNV considers that reinjection of geothermal is not in itself included in the scope of the CCS Directive, and that it is not intended that the CCS Directive shall apply. However, as discussed for EHR operations in Section 2, DNV considers that a situation would arise where the CCS Directive applies if:

*Long-term (permanent) storage of CO₂ to contribute to the fight against climate change (alignment with Article 1 of the CCS Directive) is a **primary objective** along with geothermal heat and power production.*

Normal operations of geothermal power plants today would generally not meet this criterion, and would therefore not fall within the scope of the CCS Directive. This assumes that any dissolved CO₂ that is produced with reservoir brines is re-injected into the same aquifer system that it was produced from (i.e. the re-injection operation is a closed loop where all fluids and gases produced are returned back into the same geothermal system) and any associated CO₂ emissions avoided are not monetized, or that any CO₂ that is released from the brines are vented at surface.

DNV considers that the CCS Directive may apply if the CO₂ is injected into another aquifer system from which geothermal production is not contemplated or occurring. The CCS Directive may also be considered to apply if CO₂ is injected into the geothermal system, and the operator intends to monetize credits based on emissions avoided from the surface facilities.