



Wasserstoff in Kanada

Status Quo, Debatten und Potenziale

Franziska Teichmann, Raffaele Piria, Jens Honnen und Jakob Eckardt

Diese Studie wurde im Rahmen des Vorhabens „Unterstützung des Energiedialoges mit den Vereinigten Staaten von Amerika (USA) und dem US-Bundesstaat Kalifornien sowie die Unterstützung der bilateralen Energiebeziehungen mit Kanada, Australien und Neuseeland“ im Auftrag des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) und auf Anfrage des Referats IIA2 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) erstellt.

Die Verantwortung für den Inhalt liegt ausschließlich bei den Autorinnen und Autoren.

Impressum

Herausgeber: adelphi consult GmbH
Alt-Moabit 91
10559 Berlin
+49 (030) 8900068-0
office@adelphi.de
www.adelphi.de

Autoren: Franziska Teichmann, Raffaele Piria, Jens Honnen und Jakob Eckardt

Gestaltung: adelphi

Bildnachweis: © [Yanliang Tao](#), [Shutterstock.com](#)

Stand: März 2021

© 2021 adelphi

Zusammenfassung

Kanada hat das Potenzial, ein großer Wasserstoffexporteur zu werden. Der Wille dazu wurde in der lang erwarteten föderalen Wasserstoffstrategie von Dezember 2020 festgehalten.

Diese Studie befasst sich mit den energiepolitischen und -wirtschaftlichen Entwicklungen und Debatten zum Thema Wasserstoff in Kanada. Im ersten Kapitel wird der kanadische Wasserstoffsektor und Pilotprojekte beschrieben, im zweiten Kapitel wird die kürzlich veröffentlichte kanadische Wasserstoffstrategie beleuchtet. Die heterogenen Interessen und Politik der größten Provinzen werden in Kapitel 3 erläutert. Im vierten Kapitel werden ausführlich die Voraussetzungen und Potenziale für die Wasserstoffproduktion in Kanada betrachtet, einschließlich dem Potenzial für erneuerbare Energien (EE), den Produktionskosten und den zukünftigen Exporten. Kapitel 5 geht auf Kooperationspotenziale mit Deutschland ein.

Der kanadische Wasserstoffsektor produziert heute schon rund 3 Mio. Tonnen Grauwasserstoff pro Jahr, sodass Kanada zu einem der zehn größten Produzenten weltweit zählt. Geringe Mengen werden heute bereits in die USA exportiert. Zum Einsatz kommt Wasserstoff in Kanada vor allem in der Chemieproduktion und in den vielen Ölraffinerien. Schon seit den 1980er Jahren entwickeln kanadische Unternehmen Wasserstofftechnologien, zu den bekanntesten Unternehmen zählen Hydrogenics/Cummins und Ballard Power Systems.

Schon heute gibt es in Kanada eine Vielzahl von Demonstrationsprojekten und Forschungsprogrammen zu Wasserstoff. In Betrieb sind eine Reihe kleinerer Elektrolyseprojekte mit einer gesamten Kapazität von rund 23,4 Megawatt. Mit dem Quest Projekt von Shell ist seit 2015 außerdem eines der weltweit ersten Blauwasserstoffprojekte in Betrieb. Geplant ist darüber hinaus eine Vielzahl von Projekten mit größeren Kapazitäten, u.a. auch mit deutscher Unternehmensbeteiligung in Québec.

Im Dezember 2020 veröffentlichte Kanada seine lang erwartete Wasserstoffstrategie, die über drei Jahre erarbeitet wurde. Kanada begreift Wasserstoff darin als Chance, Wirtschaftswachstum, Versorgungssicherheit, Klimaschutz und Luftreinhaltung zu vereinen und insbesondere den Öl- und Gassektor zukunftsfähig aufzustellen. Bis 2050 will Kanada einer der drei größten Produzenten von Wasserstoff weltweit werden, bis zu 20,5 Millionen Tonnen heimischen Wasserstoff verbrauchen und große Mengen exportieren. Ein explizites Budget und Unterstützung für Demonstrationsprojekte wurde für diese ehrgeizigen Ziele allerdings nicht angekündigt, nur über den bereits vorher angekündigten 1,5 Mrd. kanadische Dollar (1 Mrd. EUR) schweren „Low-carbon and Zero-emissions Fuels Fund“ sollen Mittel bereitgestellt werden. Obwohl sich die Strategie technologieneutral gibt und nicht auf den Herstellungsweg, sondern die Emissionsintensität abzielt, liegt der Fokus eher auf der Erzeugung aus fossilen Energien (v.a. Erdgas, aber auch Öl und Kohle) und der sich damit bietenden wirtschaftlichen Perspektive für Kanadas angeschlagene fossile Energieindustrie. Auch die Elektrolyse wird als vielversprechende Erzeugungsart bezeichnet. Aufgrund der günstigen und großen Gasreserven Kanadas sei diese allerdings preislich zumindest auf absehbare Zeit unterlegen. Der Ausbau von EE-Kapazitäten für die Elektrolyse wird eher nebensächlich thematisiert.

Wie der Fokus auf Blauwasserstoff mit dem Ziel der Klimaneutralität bis 2050 zusammengeht, wird nicht im Detail beschrieben. Dadurch und durch die sehr hohe anvisierte heimische Nachfrage scheint die Strategie v.a. eine Zukunftsvision für die kanadischen Provinzen mit großen fossilen Ressourcen zu sein. Dementsprechend kam eindeutige Kritik aus der Klima- und Umweltbewegung, die bereits vor der Veröffentlichung in einem breiten Bündnis an den Energieminister für die Fokussierung auf Grünwasserstoff appelliert hatten. Die Umsetzung liegt nun

bei den Provinzen, für diese wird die Erarbeitung von regionalen „Blueprints“ empfohlen. Das fossilgeprägte Alberta zeigte sich sehr zufrieden mit der Strategie. Das EE-starke Québec bezeichnete sich als nicht konsultiert und entwickelt eine eigene auf Grünwasserstoff fokussierende Strategie. Damit ist klar, dass die Provinzen je nach wirtschaftlichen und politischen Interessen einen eigenen Weg verfolgen werden.

Dies ist möglich, da in Kanada die föderale Ebene im Bereich Energie relativ wenige Zuständigkeiten hat und die Energiepolitik maßgeblich von den Provinzen und Territorien gestaltet wird. Trotz der unterschiedlichen Voraussetzungen ist der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft ein Konsensthema in der kanadischen Energiepolitik, welches Provinzen und föderale Regierung zusammenbringt. Dabei hat Alberta, der größte Öl- und Gasproduzent in Kanada und heute schon großer Grauwasserstoffproduzent, v.a. ein Interesse am Ausbau seines Erdgasabsatzes. Die Provinzregierung erkennt Wasserstoff als neue strategische Chance zum Ausbau der Erdgaswertschöpfungskette und möchte mittel- und langfristig auch Absatzmärkte in den USA, Asien und Europa aufbauen. British Columbia besitzt große Gasvorkommen aber auch sehr gute Bedingungen für Wind- und Wasserkraft sowie einen Technologiesektor mit führenden Unternehmen entlang der Wasserstoffwertschöpfungskette. Die Provinz hat daher großes Interesse am Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft, die angekündigte Strategie ist noch nicht veröffentlicht. Ontario besitzt keine fossilen Energievorkommen und einen durch Kernkraft und EE fast klimaneutralen Strommix. Ein im November 2020 veröffentlichtes Diskussionspapier soll als Grundlage für eine Strategie dienen. In Québec besteht das Interesse an Wasserstoff schon seit langer Zeit. Mit seinem fast vollständig auf EE basierendem Strommix sieht sich Québec als Grünwasserstoffproduzent. Diverse Demonstrationsprojekte sind bereits in Betrieb oder angekündigt.

Warum die kanadische Wasserstoffstrategie die großen kanadischen EE-Potenziale nicht prominent benennt oder beziffert ist unklar. Wie mehrere Studien zeigen, hat Kanada ein so großes EE-Potenzial, dass langfristig der gesamte eigene Energiebedarf gedeckt werden kann und erhebliche Überschüsse für den Export von Grünwasserstoff genutzt werden könnten. Je nach Annahme über den heimischen Energiebedarf und das tatsächlich erschließbare EE-Potenzial liegt das Exportpotenzial in einer Größenordnung zwischen 25 und 35 Mio. Tonnen Wasserstoff pro Jahr, welches mehr als einem Drittel des deutschen Endenergieverbrauchs entspricht. Dabei sind die Produktionspotenziale besonders im östlichen Kanada ausgeprägt, wo es große ungenutzte Wasserkraft- und Windenergieressourcen in dünn besiedelten Gebieten gibt. Mittelfristig sind bei relativ kleinen Mengen die Produktionskosten für Grünwasserstoff aus Ostkanada im weltweiten Vergleich vermutlich besonders niedrig. Das große Potenzial für günstigen Blauwasserstoff ist hingegen vor allem im westlichen Kanada (Alberta, British Columbia, Saskatchewan) ausgeprägt, wo sich die Exporte eher Richtung Asien und ggf. USA orientieren würden. Damit dieser günstige Blauwasserstoff nach Europa gelangt, müssten nochmal 4.000 Kilometer Pipelines zur Ostküste gebaut werden. Das Potenzial zur Produktion von Blauwasserstoff in Ostkanada ist insgesamt begrenzt.

Für einen schnellen Markthochlauf von Grünwasserstoff bietet Ostkanada optimale Bedingungen, die im weltweiten Vergleich vermutlich zu den günstigsten gehören. Gründe hierfür sind die günstigen Strompreise sowie bestehende Überkapazitäten, die günstigen Bedingungen für den Ausbau der Windkraft und grundsätzlich gute wirtschaftliche Bedingungen. Bei wachsenden Volumina wird Kanada hinsichtlich der EE-Erzeugungskosten mit den weltweit besten PV-Standorten voraussichtlich nicht konkurrieren können. Jedoch könnte Grünwasserstoff aus Kanada durch andere Vorteile, wie die niedrigen Kapitalkosten und die hohe Investitionssicherheit relativ günstig in der Merit-Order der potenziellen Lieferanten verortet sein, falls Importe nach Europa per Schiff grundsätzlich in Frage kommen. In der Betrachtung möglicher

zukünftiger Lieferländer liegen ostkanadische Häfen für den Schiffstransport nach Europa relativ nah. Der Import über den Nordatlantik nach Europa ist zudem geopolitisch weniger vulnerabel als andere Routen und Kanada ist ein wichtiger, stabiler politischer und wirtschaftlicher Partner für Deutschland und Europa. Ein zukünftiger Wasserstoffhandel würde die Beziehung weiter vertiefen und könnte eine klimapolitische Signalwirkung erzeugen.

Kooperationspotenziale mit Deutschland gibt es an vielen Stellen. Im bestehenden Energiedialog und einer möglichen zukünftigen Energiepartnerschaft kann das Thema (Grün)Wasserstoff eine zentrale Rolle einnehmen. Das Interesse an kanadischem Grünwasserstoff könnte politisch bekundet und eine zukünftige Lieferbeziehung in der Anbahnung konkreter Demonstrationsprojekte vorbereitet werden. Besonders die in der kanadischen Wasserstoffstrategie anvisierte Etablierung lokaler Hubs in den nächsten Jahren bietet dafür Anknüpfungspunkte. Auch die Zusammenarbeit im Bereich Zertifizierung ist in Anbetracht der Fokussierung der kanadischen Strategie auf Blauwasserstoff wichtig. Wenn die Anforderungen an die Klimabilanz des Wasserstoffs nicht hoch genug sind, könnte es zu erheblichen zusätzlichen Treibhausgasemissionen kommen. Weitere Kooperationspotenziale gibt es entlang der gesamten Wertschöpfungskette.

Inhalt

1 Der Wasserstoffsektor in Kanada	2
1.1 Produktion und Anwendungen	2
1.2 Kanadische Wasserstoffindustrie	2
1.3 Pilotprojekte und Forschungsprogramme	6
2 Die kanadische Wasserstoffstrategie	9
2.1 Einordnung und Überblick	9
2.2 Ziele und Vorgehen	10
2.3 Treiber	11
2.4 Anwendungsbereiche	12
2.5 Produktion	14
2.6 Klimaschutz	15
2.7 Export	16
2.8 Resonanz	16
3 Heterogene Interessen und Politik der Provinzen	18
3.1 Alberta	18
3.2 British Columbia	19
3.3 Ontario	19
3.4 Québec	20
4 Kanada als potenzieller Wasserstoffexporteur	22
4.1 Potenzial für Grünwasserstofferzeugung	22
4.1.1 Einschätzung des EE-Erzeugungspotenzials	23
4.1.2 Regionale Verteilung des EE-Potenzials	29
4.1.3 Einschätzung des langfristigen Exportpotenzials für Grünwasserstoff aus Kanada	30
4.2 Blauwasserstofferzeugung	32
4.3 Produktionskosten	33
4.4 Perspektiven für Kanadas Wasserstoffexporte nach Europa	36
5 Kooperationspotenziale mit Deutschland	40

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildung 1: Ausgewählte Unternehmen der Wasserstoffwertschöpfungskette in Kanada	4
Abbildung 2: Pilotprojekte zur Grün- und Blauwasserstoffproduktion in Kanada	6
Abbildung 3: Windgeschwindigkeit in 120 Meter Höhe (NREL 2017)	25
Abbildung 4: Solarbestrahlung (Global Solar Atlas 2019)	26
Abbildung 5: Konservative Einschätzung des EE-Potenzials Kanadas	28
Abbildung 6: Regionale Verteilung des potenziellen EE-Überschusses (konservative Einschätzung)	29
Abbildung 7: Vergleich der H ₂ -Produktionskosten in der kanadischen Wasserstoffstrategie	34
Tabelle 1: Ausgewählte Akteure in Kanadas Wasserstoffindustrie	5
Tabelle 2: Zeitrahmen für den Einsatz verschiedener Wasserstoffanwendungen	13
Tabelle 3: LCOH für Wasserstoff in EUR/kg H ₂ in 2050 (Brändle et al. 2020)	36
Tabelle 4: Entfernung potenzieller Wasserstofflieferanten vom Hafen Hamburg	38

Abkürzungsverzeichnis

a	Annum/Jahr
BZ	Brennstoffzelle
CAD	Kanadische Dollar
CCS	Carbon Capture and Storage (CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung)
CCUS	Carbon Capture, Usage and Storage
CHFCA	Canadian Hydrogen and Fuel Cell Association
CO₂	Kohlenstoffdioxid
CO₂eq.	CO ₂ -Äquivalent
DAC	Direct Air Capture
EE	Erneuerbare Energien
EOR	Enhanced Oil Recovery
EUR	Euro
GW	Gigawatt
H₂	Wasserstoff
kg	Kilogramm
kWh	Kilowattstunden
LCOH	Levelized Cost of Hydrogen
LNG	Liquified Natural Gas
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
Mt	Millionen Tonnen
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden
NGO	Nichtregierungsorganisation
NRC	National Research Council
NRCan	Natural Resources Canada
PV	Photovoltaik
SMR	Steam Methane Reforming (Erdgas-Dampfreformierung)
SMoRe	Small Modular Reactors
THG	Treibhausgas
TW	Terrawatt
TWh	Terrawattstunde

Terminologie

- Grüner Wasserstoff** Wasserstoff durch Elektrolyse mit Strom aus Erneuerbaren Energien. Die Produktion ist klimaneutral. Die Life-Cycle-Klimabilanz hängt von der Emissionsintensität der Produktionsverfahren für die Komponenten der benötigten Anlagen ab.
- Grauer Wasserstoff** Wasserstoff aus fossilen Energien ohne CO₂-Abscheidung. Die Gewinnung erfolgt in Kanada und weltweit ganz überwiegend durch die Methan-Dampfreformierung („Steam Methane Reforming“, SMR), vor allem in China auch aus der Kohlevergasung. Die Produktion von grauem Wasserstoff ist sehr emissionsintensiv.
- Blauer Wasserstoff** Wasserstoff aus fossilen Energien mit CO₂-Abscheidung und Speicherung (CCS) oder Nutzung (CCU). In Kanada gibt es eine einzelne Demonstrationsanlage (siehe Kapitel 1.3). Aufgrund der Methanemissionen und der nach dem CCS-Verfahren verbleibenden CO₂-Emissionen ist blauer Wasserstoff nicht klimaneutral.

1 Der Wasserstoffsektor in Kanada

1.1 Produktion und Anwendungen

Kanada ist mit einer Produktion von 3 Mio. Tonnen (Mt) pro Jahr einer der 10 größten Wasserstoffproduzenten weltweit. Die Produktion beschränkt sich fast ausschließlich auf die Grauwasserstoffherzeugung aus Erdgas durch Dampfreformierung (Steam Methane Reforming: SMR). Die Wasserstoffproduktion ist für 4% der kanadischen Treibhausgas(THG)-Emissionen verantwortlich. Gut drei Viertel der Produktion erfolgt in Westkanada, zumeist in Zusammenhang mit der dortigen Öl- und Gasindustrie (CEC 2020a, CEC 2020b, Layzell et al. 2020b).

In 2019 war Kanada weltweit der zweitgrößte Wasserstoffexporteur nach den Niederlanden. Es handelte sich aber um geringe Mengen, die ausschließlich in benachbarte US-Bundestaaten gingen: 22.400 Tonnen mit einem Wert von knapp 50 Mio. EUR, was 0,7% der kanadischen Produktion und 0,2% des US-Verbrauchs entspricht (World Bank 2020). Mit einer Gesamtlänge von 147 Kilometern hat Kanada das sechstgrößte Wasserstoffpipelinennetzwerk der Welt, das jedoch weit kleiner ist als das der USA mit 2.600 Kilometer (PNNL 2016a).

Wasserstoff kommt in Kanada vor allem in der Chemieproduktion, insbesondere in der Herstellung von Ammoniak und Methanol, sowie in Ö Raffinerien zum Einsatz (NRCan 2019). In der Energieerzeugung spielt Wasserstoff praktisch noch keine Rolle. Die Beimischung von Wasserstoff ins Erdgasnetz wird in einem ersten großen Pilotprojekt getestet (siehe Kapitel 1.3). Noch nicht angewendet und mit vielen offenen Fragen verbunden ist die Anwendung von Mikro-Kraft-Wärme-Kopplung mit Brennstoffzellen (BZ). Eine für Kanada interessante Möglichkeit ist der Einsatz von BZ in der Energieversorgung von entlegenen Siedlungen, der bereits in zwei Pilotprojekten erprobt wird (NRCan 2019).

Der Einsatz von BZ-PKW ist bislang überschaubar. Im Jahr 2019 waren es mit weniger als unter 180 Fahrzeugen nicht einmal 0,01% der Neuzulassungen (Statistics Canada 2020a). Der Markt für batteriebetriebene Elektrofahrzeuge ist deutlich größer. Diese machten 2019 einen Anteil von 1,6% und in der ersten Hälfte von 2020 2,4% der Neuzulassungen aus (Statistics Canada 2020b). Wasserstofftankstellen gibt es bisher nur vereinzelt in British Columbia und Québec. Der Ausbau wird aber durch die kanadische Regierung gefördert (Fuel Cells Works 11.09.2020 & 14.03.2020, NRCan 2020d & f). Obwohl Ballard und Hydrogenics/Cummins BZ für Busse herstellen, ist noch kein einziger in Kanada im Einsatz. Ein neues Investitionsprogramm der Infrastructure Canada Bank soll das aber bald ändern (Electric Autonomy 2.10.2020). Im weltweiten Vergleich steht Kanada mit fast 500 wasserstoffbetriebenen Gabelstaplern an zweiter Stelle. Im kanadischen Schienenverkehr wiederum verkehren überwiegend Dieselloks und kaum Hochgeschwindigkeitszüge. Obwohl die Antriebstechnik für den weltweit ersten BZ-Zug in Deutschland von Hydrogenics/Cummins stammt, sind bis auf eine Machbarkeitsstudie in Ontario keine Pilotprojekte in Kanada geplant (NRCan 2019, Abotalebi et al. 2020, IWR 01.10.2018).

1.2 Kanadische Wasserstoffindustrie

Bereits seit den 1980er Jahren sind kanadische Unternehmen in der Entwicklung von Wasserstofftechnologien aktiv. Unter den weltweit führenden Ländern ist Kanada in der Entwick-

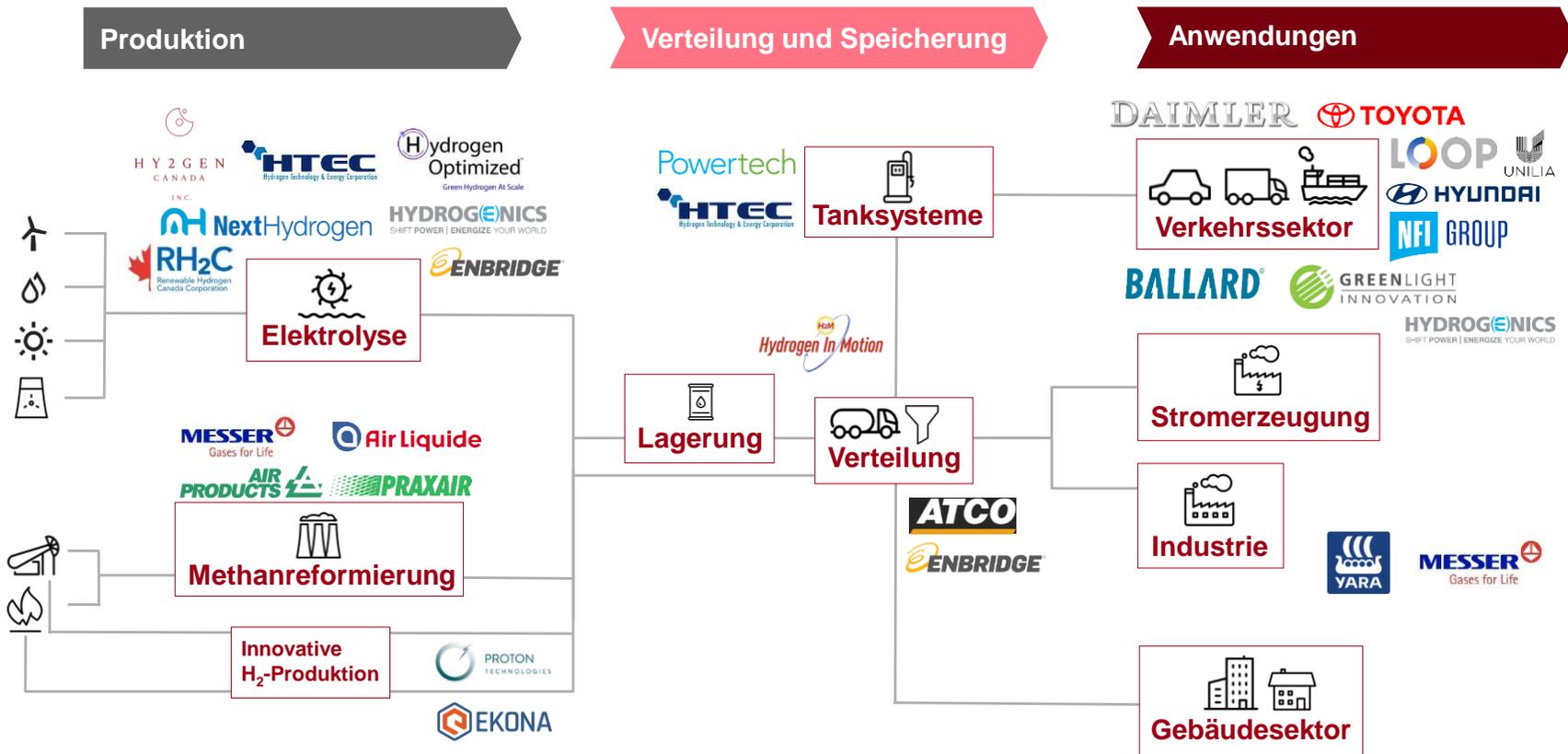
lung und Produktion von BZ und BZ-Fahrzeugsystemen. Darüber hinaus gibt es wichtige Unternehmen in den Bereichen Elektrolyseure und deren Komponenten, Wasserstofftanksysteme und Wasserstoffindustrieanwendungen (NRCan 2019). Aber auch Dienstleistungsunternehmen in der Forschung, Prüfung und Beratung gehören zur kanadischen Wasserstofftechnologieindustrie, die über einhundert Firmen zählt (NRCan 2019). Der Großteil der über 1.600 Beschäftigten entfällt auf British Columbia (80%). Drei Viertel der Unternehmen haben weniger als 25 Beschäftigte (NRCan 2019). Im Jahr 2017 wurde ein Umsatz von 207 Mio. kanadischen Dollar (CAD) (rund 141 Mio. EUR¹) erwirtschaftet (CEC 2020a). Der Tech-Sektor arbeitet eng mit Forschungsorganisationen wie dem National Research Council zusammen.

Der starke kanadische Wasserstofftechnologiesektor lebt vor allem von Exporten, die 80% des Umsatzes ausmachen (CHFCA 2018). Die größten Abnehmerländer sind China (40%), die USA (9%) und Deutschland (8%). So sind kanadische BZ-Technologien in 80% der weltweiten Anwendungen im Einsatz, z.B. in BZ-Passagierzügen in Deutschland (NRCan 2020a). Mehr als die Hälfte der weltweit eingesetzten BZ-Busse haben kanadische Bauteile. Die inländische Nachfrage ist bisher gering, hat jedoch in den letzten Jahren in Bereichen wie dem öffentlichen Nahverkehr und Schwerlastverkehr, Wasserstofftankstellen und Power-to-Gas kontinuierlich zugenommen (NRCan 2019). Laut der kanadischen Wasserstoffstrategie wurde der Technologiesektor durch abnehmende F&E Ausgaben in den letzten Jahren in seiner anfänglichen Vorreiterrolle geschwächt und verliert zunehmend Fachkräfte an andere Länder (NRCan 2020a).

Kanadische und in Kanada aktive Unternehmen sind in allen Teilen der Wasserstoffwertungskette aktiv (siehe Abbildung 1). Ausgewählte Akteure des Sektors werden in Tabelle 1 vorgestellt.

¹ Alle Umrechnungen auf Basis des Durchschnitts der letzten fünf Jahre (1,4636 bzw. gerundet 1,5). Aufgerufen über <https://www.boerse.de/historische-kurse/Euro-CAD/EU0009654664> (Stand vom 16.10.2020).

Abbildung 1: Ausgewählte Unternehmen der Wasserstoffwertschöpfungskette in Kanada



Quelle: © adelphi. Vektorgrafiken von Ralf Schmitzer, the Noun Project. Auswahl basiert v.a. auf der Mitgliederliste des kanadischen Wasserstoff- und Brennstoffzellenverbandes CHFCA.

Tabelle 1: Ausgewählte Akteure in Kanadas Wasserstoffindustrie

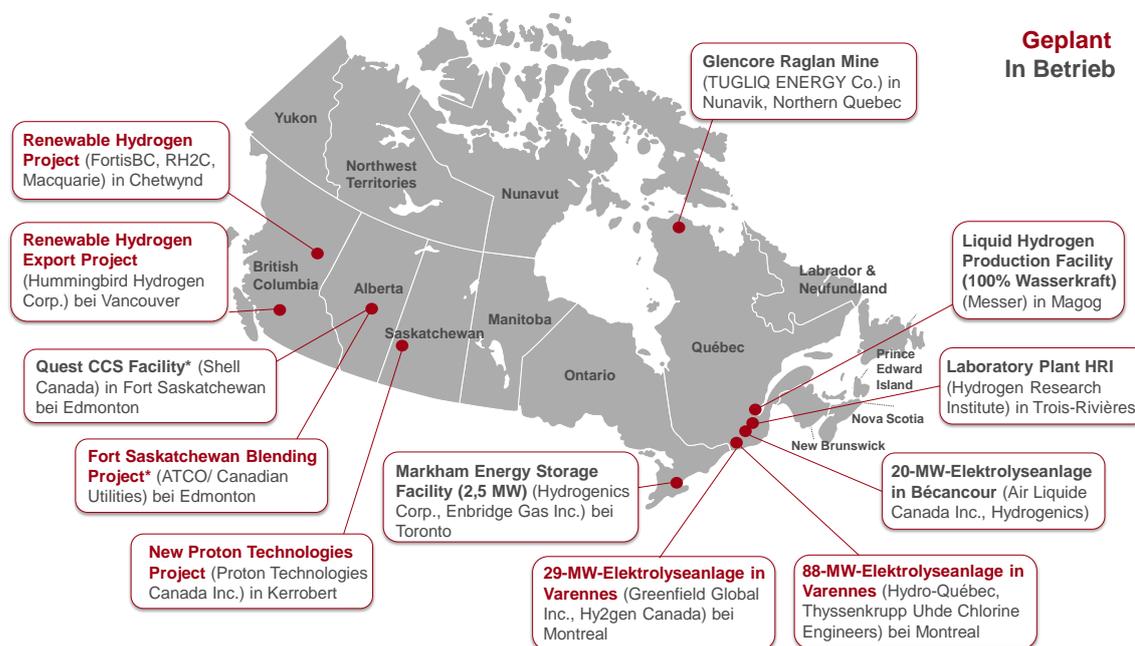
Unternehmen	Aktivitäten
Air Liquide Canada (Montreal, QC)	Hersteller und Lieferant von Gasen für Industrieabnehmer, u.a. Grauwasserstoff. Ein Grünwasserstoff-Pilotprojekt ist im Bau
Air Products Canada (Mississauga, ON)	Hersteller und Lieferant von Gasen für Industrieabnehmer. Besitzt 90% der Grau-H ₂ -Produktionskapazitäten in Kanada (2016)
ATCO (Calgary, AB)	Aktiv in der Gas-, Strom-, Bau- und Logistikwirtschaft. Beteiligt am zukünftig größten Projekt zur Beimischung von Wasserstoff ins Erdgasnetz in Saskatchewan
Ballard Power Systems (Burnaby, BC)	Weltweiter Vorreiter in der Entwicklung und Herstellung von BZ. Entwickelt gemeinsam mit Siemens BZ-Zugantriebe
Daimler (Burnaby, BC)	Seit 2011 entwickelt die Mercedes-Benz Canada Fuel Cell Division BZ-Antriebssysteme für den Verkehr
Ekona Power (Vancouver, BC)	Start-up: Entwicklung eines neuartigen Pyrolyse-Verfahrens zur Gewinnung von Wasserstoff aus Erdgas, mit Emissionsreduktionen um bis zu 90% im Vergleich zur konventionellen Produktion
Enbridge (Calgary, AB)	Betreiber des größten Pipelinesystems in Kanada und USA; Gasversorger mit 3,8 Mio. Kunden in Kanada. Beteiligt an einem PtG Projekt zur Beimischung von Grünwasserstoff ins Erdgasnetz
Greenlight Innovation (Burnaby, BC)	Globaler Anbieter von elektrochemischen Prüf- und Montagegeräten, u.a. für Elektrolyseure und BZ mit Abnehmern in der Automobilindustrie und BZ-Produktion
HY₂GEN Canada (Montreal, QC)	Projektentwickler, Produzent und Lieferant für Grünwasserstoff. Tochterunternehmen des deutschen Unternehmen HY ₂ GEN
Hydrogenics/Cummins (Mississauga, ON)	Großer Entwickler und Hersteller von Elektrolyseuren und BZ-Produkten. Seit 2019 mehrheitlich im Besitz von Cummins
Hydrogen in Motion (Vancouver, BC)	Kleines Unternehmen, das innovative H ₂ -Speicherungs- und Verteilungslösungen (z.B. mobile H ₂ -Speichertanks) anbietet
Hydrogen Optimized (Collingwood, ON)	Technologieanbieter und Projektentwickler für Grünwasserstoff, Partnerschaft mit ABB
Hyundai Canada (Markham, ON)	Anbieter eines der ersten BZ-Autos für den kanadischen Markt (Hyundai Nexö)
HTEC (Hydrogen Technology and Energy Corporation) (Vancouver, BC)	Kleiner Anbieter von Wasserstofflösungen in den Bereichen Produktion, Verteilung und Speicherung - insbesondere beteiligt an der Entwicklung von Tanksystemen und Elektrolyseuren
Loop Energy (Burnaby, BC)	Kleiner Anbieter von emissionsfreien BZ-Antriebssystemen für Pick-Ups, Kleinlaster, LKWs und Busse
Messer Canada (Montreal, QC)	Großer Hersteller und Lieferant von Gasen für den Industrie- und Gesundheitssektor. Anbieter von Elektrolyseuren, Purifizieranlagen und wasserstoffbetriebenen Industrieanwendungen
New Flyer (NFI Group) (Winnipeg, MB)	Nordamerikas größter Hersteller von Autobussen. Beteiligt an Pilotprojekten mit BZ-Bussen
Next Hydrogen Corporation (Mississauga, ON)	Kleiner Anbieter von Anlagen für die Produktion von Grünwasserstoff durch alkalische Elektrolyse
Powertech Labs (Surrey, BC)	Tochter von BC Hydro, führend in der Entwicklung, Prüfung und Zertifizierung von Wasserstoff-Tanksystemen
Praxair Canada (Mississauga, ON)	Hersteller und Lieferant von Industriegasen, u.a. Grauwasserstoff. Fusion mit dem deutschen Konzern Linde in 2019
Proton Technologies (Calgary, AB)	Kleiner Entwickler einer innovativen Technologie zur direkten und emissionsfreien Extrahierung von Wasserstoff aus Erdölreserven

RH₂C (Sidney, BC)	Kleiner Projektentwickler von Grünwasserstoffherzeugungsanlagen aus Wind- und Wasserkraft
Toyota Canada (Toronto, ON)	Anbieter eines der ersten kommerziellen, auf Masse produzierten BZ-Autos für den kanadischen Markt (Toyota Mirai)
Unilia (früher: OverDrive Fuel Cell Engineering) (Burnaby, BC)	Kleines Beratungsunternehmen für die Entwicklung und Herstellung von BZ-Technologien
Yara Canada (Regina, SK)	Großer Hersteller wasserstoffbasierten Ammoniaks

1.3 Pilotprojekte und Forschungsprogramme

In Kanada gibt es eine Vielzahl von Demonstrationsprojekten und Forschungsprogrammen zu Wasserstoff. Abbildung 2 zeigt Pilotprojekte zur Wasserstoffproduktion, die bereits laufen oder geplant sind. In Betrieb sind eine Reihe kleinerer Elektrolyseprojekte mit einer gesamten Kapazität von rund 23,4 MW. Mit dem Quest Projekt von Shell ist seit 2015 außerdem ein Projekt mit SMR und CCS in Betrieb (IEA 2020a). Nachfolgend werden einige der laufenden und geplanten Projekte kurz beschrieben.

Abbildung 2: Pilotprojekte zur Wasserstoffproduktion in Kanada



*Blauer Wasserstoff mit CCS. Quelle: eigene Darstellung, IEA 2020a, NRCan 2019a, GTAI 2020a&b, Roy & Demers 2019, RH₂C 2020, Hummingbird Hydrogen 2020, CHFCA 2018, Hy2Gen Canada 2020, LBS 2020, Drolet et al. 1996, IRENA 2019, ATCO 21.07.2020, Government of Saskatchewan 24.06.2020, thyssenkrupp 18.01.2021.

In **British Columbia** entwickeln ein Projektentwickler, Strom- und Gasverteiler und Investor (Renewable Hydrogen Canada (RH₂C), FortisBC, Macquarie Capital) das *Renewable Hydrogen Project* in Chetwynd. Gespeist aus einem Windpark und grünem Netzstrom sollen pro Tag rund 60 Tonnen Wasserstoff produziert und in das Gasnetz eingespeist werden. (RH₂C 2020,

The Energy Mix 19.01.2020). Weiter im Süden der Provinz will das Unternehmen Hummingbird Hydrogen im *Renewable Hydrogen Export Project* klimaneutralen Wasserstoff aus Biomasseresten produzieren, verflüssigen und anschließend nach Japan und Korea exportieren (Hummingbird Hydrogen 2020, Roy und Demers 2019).

In **Québec** stellte das Gasunternehmen Air Liquide zusammen mit Hydrogenics/Cummins Anfang 2021 den Bau einer *20-MW-Elektrolyseanlage* in *Bécancour* fertig. Hier werden nun jährlich rund 3.000 Tonnen grüner Wasserstoff aus Wasserkraftstrom für Industriekunden und Wasserstofftankstellen in der Region produziert. Exporte in den Nordosten der USA sind ebenfalls vorgesehen (Air Liquide 26.01.2021, NRCan 2019, Air Liquide 12.06.2020). In Varennes bauen Greenfield Global Inc und Hy2Gen Canada Inc., Tochter der deutschen Hy2Gen AG, eine *29-MW-Elektrolyseanlage* für die Grünwasserstoffproduktion aus Wasserkraft. Die Produktion soll ab Mitte 2022 beginnen und bei steigender Nachfrage auf bis zu 80 MW vergrößert werden (Roy & Demers 2019, Greenfield Global 20.11.2019). Auch Hydro-Québec und thyssenkrupp Uhde Chlorine Engineers entwickeln in Varennes eine *88-MW-Elektrolyseanlage*, um jährlich circa 11.000 Tonnen Grünwasserstoff herzustellen, der für die Biokraftstoffproduktion aus Abfällen eingesetzt werden soll (thyssenkrupp 18.01.2021). Zudem entwickelt Hy2Gen Canada in der Region um Montreal drei weitere industrielle Großanlagen zur Grünwasserstoffproduktion mit einer angestrebten Kapazität von insgesamt 450 MW, von denen aber noch keine Details veröffentlicht wurden (Hy2Gen Canada 2020). Bereits zwischen 1989 und 1997 fand das *Euro-Québec Hydro-Hydrogen Pilot Project* statt – eine gemeinsame Machbarkeitsstudie der Provinz Québec und der Europäischen Gemeinschaft, die den transatlantischen Transport von Wasserstoff testen sollte, aber abgesehen von Teilprojekten nie vollständig umgesetzt wurde (LBS 2020, Drolet et al. 1996).

In **Ontario** begann in 2018 der Betrieb des ersten großen kanadischen PtG-Energiespeicherprojekts von Enbridge Gas und Hydrogenics/Cummins, das zur Netzstabilität und Frequenzregelung beiträgt. Die *Markham Energy Storage Facility* produziert in Abstimmung mit Ontarios Independent Electricity System Operator grünen Wasserstoff aus überschüssigem EE-Netzstrom (2,5-MW-Elektrolyseleistung, max. 1.000 kg H₂/Tag), speichert diesen vor Ort und kann ihn in das lokale Gasnetz einspeisen oder bei Bedarf rückverstromen (Cummins 12.11.2020, Gas Technology 30.03.2020, NRCan 2019).

In **Alberta** stellt Shell seit 2015 blauen Wasserstoff für die Ölsand-Bitumenveredlung her, indem die bei SMR anfallenden CO₂-Emissionen zu rund 80% unterirdisch in der *Quest CCS Facility* gespeichert werden (etwa 1 Mio. Tonnen CO₂ pro Jahr). Das CCS-Projekt hat einen Umfang von 1,35 Mrd. CAD (922 Mio. EUR) und wurde mit 745 Mio. CAD (509 Mio. EUR) durch die Regierung Albertas und mit 120 Mio. CAD (82 Mio. EUR) durch die kanadische Regierung gefördert (IRENA 2019, Global News 10.07.2020, Shell Canada Energy 2019). Am gleichen Ort wird der Gasversorger ATCO im Rahmen des *Fort Saskatchewan Blending Project* ab Mitte 2021 bis zu 5% Wasserstoff in das Gasnetz einspeisen. Dieses Projekt ist das kanadaweit größte dieser Art und wird durch das Programm Emissions Reduction Alberta (ERA) mit 2,8 Mio. CAD (1,9 Mio. EUR) gefördert (ATCO 21.07.2020; CBC News 21.07.2020). Ebenfalls durch das ERA-Programm gefördert werden zwei Technologieentwicklungsprojekte zur emissionsarmen und kostengünstigen Herstellung von türkisfarbigem Wasserstoff aus Erdgas durch Tri-Generation-Pyrolysis (Ekona Power Inc.) bzw. Stoßwelle und Kompressionsenergie (Standing Wave Reformers Inc.) (GTAI 2020a, Globe Newswire 21.07.2020, ERA 2020a, ERA 2020b).

In **Saskatchewan** wird das *New Proton Technologies Project* entwickelt. Es ist das weltweit erste Pilotprojekt zur Gewinnung von emissionsarmem Wasserstoff aus bestehenden Ölservois. Hierbei wird Sauerstoff in das Reservoir eingespritzt, um Kohlenwasserstoffe und

Wasser unterirdisch aufzubrechen. Der abgespaltene Wasserstoff wird anschließend extrahiert, während das CO₂ im Boden eingeschlossen bleibt. Sollte sich die Technologie als effektiv und emissionsfrei erweisen, könnten aufgegebene Ölfelder in der Region wieder für die Wasserstoffproduktion nutzbar gemacht werden. Langfristig plant das Unternehmen Proton Technologies den Bau einer industriellen Wasserstoffproduktionsanlage mit einer Kapazität von 500 Tonnen pro Tag, bei zu erwartenden Kosten von 0,10 CAD/kgH₂ (0,07 EUR/ gH₂). Der produzierte Wasserstoff soll in großen Mengen weltweit exportiert werden. Das Vorhaben wird durch die Regierung von Saskatchewan im Rahmen ihres neuen Saskatchewan Petroleum Innovation Incentive (SPII)-Programm gefördert (Government of Saskatchewan 24.06.2020, Global News 24.06.2020, Proton Technologies 2020).

Forschungsinstitute/-programme

In Kanada gibt es mehrere renommierte Forschungsinstitute zur Wasserstoff- und BZ-Technologie, darunter den staatlichen National Research Council of Canada (NRC), welcher laut dem kanadischen Wasserstoff- und BZ-Verband CHFCA führend in der angewandten Forschung zur Unterstützung der kanadischen Wasserstoffindustrie ist. NRCs Energy, Mining and Environment Research Centre mit Sitz in Vancouver, British Columbia, betreibt mehrere Forschungsprogramme sowie ein Hydrogen Laboratory zur Erforschung von BZ und der klimaneutralen Produktion von Wasserstoff. Bereits seit 1982 wird das NRC durch staatliche Förderung in der Wasserstoff- und Brennstoffzellenforschung unterstützt (NRCan 2019; NRC 2020). Auf akademischer Ebene gibt es an der Université du Québec bereits seit 1994 das mit führende Hydrogen Research Institute, was z.B. auch eine eigene kleine Elektrolyseanlage zu Forschungszwecken betreibt (*Laboratory Plant HRI*). Auch die University of British Columbia hat an ihrem Clean Energy Research Centre einen Schwerpunkt zu Wasserstoff- und BZ-Forschung gesetzt (UBC CERC o. D.). Weitere Forschungsaktivitäten zum Thema Wasserstoff finden u.a. an der University of Toronto in Ontario, der Simon Fraser University in British Columbia und dem Red River College in Manitoba statt (CHFCA 2016).

Insgesamt wurden von der kanadischen Regierung in 2017 rund 23,9 Mio. CAD (16,3 Mio. EUR) für F&E im Bereich Wasserstoff ausgegeben (CHFCA 2018). Im weltweiten Vergleich liegt Kanada damit allerdings weit hinter den Spitzenreitern USA, Japan, China und Europa (IEA 2019).

2 Die kanadische Wasserstoffstrategie

2.1 Einordnung und Überblick

Mit der Veröffentlichung der nationalen Wasserstoffstrategie (im Folgenden „Strategie“ genannt) am 16. Dezember 2020 hat Kanada seine Bestrebungen zur Entwicklung einer Wasserstoffwirtschaft offengelegt (NRCan 2020a). Die Strategie wurde im Auftrag der föderalen Regierung und in enger Konsultation mit Stakeholdern aus der Privatwirtschaft, Nichtregierungsorganisationen (NGOs) und allen Regierungsebenen von zwei kanadischen Beratungsunternehmen² über die letzten drei Jahre erarbeitet. Eine Sprecherin des zuständigen Ministeriums der zweitgrößten Provinz Québec, die über große EE-Kapazitäten verfügt und auf Grünwasserstoff setzt, erklärte, dass Québec in die Erarbeitung der föderalen Strategie nicht miteinbezogen wurde (Reuters 16.12.2020).

In der 140 Seiten starken Strategie wird Wasserstoff als Chance dargestellt, Wirtschaftswachstum, Versorgungssicherheit, Klimaschutz und Luftreinhaltung zu vereinen und insbesondere auch den Öl- und Gassektor zukunftsfähig aufzustellen. Bis 2050 will Kanada einer der drei größten Produzenten von Wasserstoff weltweit werden, bis zu 31% des heimischen Endenergiebedarfs mit Wasserstoff decken und große Mengen exportieren. Obwohl die Strategie einen technologieneutralen Eindruck erweckt und nicht auf den Herstellungsweg, sondern die Emissionsintensität abzielt, liegt der Fokus eher auf der Erzeugung aus fossilen Energien (v.a. Erdgas, aber auch Öl und Kohle). Die Elektrolyse wird ebenfalls als vielversprechende Erzeugungsart bezeichnet, allerdings werden die Kostennachteile gegenüber Wasserstoff aus fossilen Energien hervorgehoben. Der Ausbau von EE-Kapazitäten für die Elektrolyse wird eher nebensächlich thematisiert.

Das Ziel der Klimaneutralität bis 2050 wird an vielen Stellen genannt. Da die Strategie aber auf Wasserstoff fokussiert, ist keine klare Vision einer klimaneutralen Wirtschaft in Kanada enthalten. Bezüglich des Herstellungsmix für Wasserstoff wird mittel- und langfristig davon ausgegangen, dass sich – regional unterschiedlich – die günstigsten emissionsarmen Erzeugungsarten durchsetzen, in Regionen mit großen Erdgasreserven wie Alberta und British Columbia v.a. Blauwasserstoff, in anderen Regionen auch Grünwasserstoff. Die Entwicklung der Wasserstoffnachfrage- und -produktion wird durch zwei Szenarien illustriert³. Das „transformative Szenario“ berechnet die maximale heimische Wasserstoffnachfrage von 20,5 Mt. Die damit verbundenen Emissionsminderungen von insgesamt 190 Mt CO₂-eq/a (annum, Jahr) sollen zur Erreichung der Klimaneutralität beitragen. Offen bleibt unter anderem, wie sich die restlichen benötigten Emissionsminderungen i.H.v. 540 Mt CO₂-eq/a zusammensetzen, wie hoch die THG-Emissionen (inklusive der Methanemissionen) aus der Produktion des Blauwasserstoffs sein werden, für welche Mengen und zu welchen Kosten CO₂ aus der Atmosphäre entfernt wird (Direct Air Capture) und wie die Öl- und Gasindustrie bis 2050 klimaneutral werden soll.⁴

² Zen („Zen and the Art of Clean Energy Solutions“) und IBET („Institute for Breakthrough Energy + Emission Technologies“), beide ansässig in Vancouver.

³ Die Strategie arbeitet mit zwei Szenarien für die Entwicklung der Wasserstoffnachfrage und -Produktion, einem „inkrementellen Szenario“ und einem „transformativen Szenario“. Das transformative Szenario ist laut der Strategie kompatibel mit dem Ziel der Klimaneutralität bis 2050 und beruht auf den Annahmen, dass Wasserstoff in allen ausgewählten Sektoren zur Anwendung kommt und der Gesamtendenergieverbrauch dem von heute entspricht. Das inkrementelle Szenario geht von einem deutlich geringeren Einsatz von Wasserstoff aus und ist laut der Strategie nicht mit der Klimaneutralität kompatibel.

⁴ Vgl. Strategie ab Seite 82.

Durch den Fokus auf Blauwasserstoff und den hohen Annahmen für die zukünftige Wasserstoffnachfrage in Kanada, scheint die Strategie v.a. eine Zukunftsvision für Provinzen mit großen fossilen Ressourcen zu sein. Die Spezifizierung und Analyse regionaler „Blueprints“, also im Endeffekt von Strategien auf Provinzebene, wird empfohlen. Damit ist klar, dass die Provinzen je nach wirtschaftlichen und politischen Interessen einen eigenen Weg verfolgen werden.

Zu sehen ist die Strategie auch im Kontext der gesamten Klimapolitik Kanadas. Sie folgt auf eine Reihe ambitionierter klimapolitischer Maßnahmen, die die Regierung unter PM Trudeau durchgesetzt oder angekündigt hat. Dazu gehören der vorgezogene Ausstieg aus der Kohleverstromung bis 2030 (2018), die Einführung einer für alle Provinzen verpflichtenden CO₂-Bepreisung (2019) sowie die geplante Einführung des Clean Fuel Standard (CFS) zur Minderung der Emissionsintensität von Kraft- und Brennstoffen (2022) und die im angepassten Klimaplan angekündigte Erhöhung des CO₂-Preises auf 170 CAD/t CO₂ (ca. 116 EUR) bis 2030 (adelphi 2021b). Grüner Wasserstoff könnte sich also stärker als in der Strategie präsentiert durchsetzen, wenn der CO₂-Preis in Kombination mit einer unzureichenden Entwicklung bei der CCUS-Technologie ausreichend Wirkung entfaltet, Provinzen wie Québec auf Grünwasserstoff setzen und eindeutige Signale von kanadischen Verbrauchern oder von wichtigen Handelspartnern wie Deutschland kommen.

2.2 Ziele und Vorgehen

Die in der Studie für 2050 entworfene Vision beinhaltet u.a. folgende Meilensteine:

- Kanada ist unter den drei größten Produzenten von sauberem Wasserstoff
- Endverbraucherkosten für Wasserstoff: 1,50 bis 3,50 CAD/kg (ca. 1 bis 2,4 EUR)
- Wasserstoff deckt 31% des Endenergieverbrauchs (20,5 Mt/a)
- Der Sektor erwirtschaftet 47 Mrd. CAD (ca. 32 Mrd. EUR) und schafft 358.000 Arbeitsplätze
- Es fahren mind. 5 Mio. BZ-Fahrzeuge

Für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft schlägt die Strategie regional differenzierte „Blueprints“ vor, die auf den jeweiligen ökonomischen und geographischen Voraussetzungen einzelner Provinzen aufbauen sollen. Kurzfristig soll der Aufbau über sog. „early deployment hubs“ vorangetrieben werden, die sich zu lokalen „selbsttragenden Wasserstoffwirtschaften“ entwickeln sollen. Die Strategie empfiehlt das „Alberta Industrial Heartland“ aufgrund seiner hohen Erdgasreserven, geeigneten CCUS-Standorte und bestehenden Pipelineinfrastruktur als einen der ersten Hubs. Weitere Hubs könnten um Häfen in British Columbia, Ontario, Québec und Atlantik-Kanada, in der Region zwischen Montréal und Detroit und an geeigneten Elektrolysestandorten in Manitoba, Québec und British Columbia entstehen. Mittel- und langfristig sollen diese Hubs und industriellen Cluster weiter expandieren, neue Wirtschaftssektoren und Regionen erschließen und so eine nationale Wasserstoffwirtschaft etablieren.

Ein explizites öffentliches Finanzierungsbudget für Wasserstoffprojekte ist nicht Teil der Strategie. Somit beschränkt sich die öffentliche Förderung auf einen Teil der im Rahmen des Clean Fuel Standard angekündigten 1,5 Mrd. CAD (ca. 1 Mrd. EUR) („Low-carbon and Zero-emissions Fuels Fund“), die u.a. für Biokraftstoffe und Wasserstoff zur Verfügung stehen (Government of Canada 11.12.2020). Auch hinsichtlich politischer Maßnahmen zur Unterstützung des Aufbaus einer Wasserstoffwirtschaft bleibt die Strategie unkonkret. Zwar wird darauf hingewiesen, dass der Wasserstoffsektor in den nächsten fünf bis zehn Jahren temporäre Unterstützung zur Verringerung des Investitionsrisikos und Erhöhung der Investitionsbereitschaft

benötigen wird. Jedoch fehlen konkrete Zusagen zu geplanten wirtschafts- und ordnungspolitischen Maßnahmen. Stattdessen soll nach Veröffentlichung der Strategie ein *Strategic Steering Committee* mit mehreren Arbeitsgruppen die Umsetzung der Strategie und der 32 Empfehlungen im Austausch mit verschiedenen Stakeholdern vorantreiben.

2.3 Treiber

Energie- und Exportwirtschaft

Die Strategie stellt die wirtschaftlichen Vorteile einer Wasserstoffwirtschaft in den Vordergrund. Das große internationale Interesse an Wasserstoff könne außerdem Kanadas Exportwirtschaft stärken. Aufgrund seiner vielseitigen Energiereserven, guten Infrastrukturvoraussetzungen (u.a. Hafeninfrastruktur, Erdgasnetz), gut ausgebildeten Fachkräfte und eng mit dem US-Markt verflochtenen Energiesystems sieht sich Kanada gegenüber Wettbewerbern im Vorteil.

Mit dem Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft kann Kanada auch zur Diversifizierung seiner heimischen Öl- und Gasindustrie beitragen. Die Energieindustrie macht mit 10,2% des Bruttoinlandsprodukts einen beachtlichen Anteil der kanadischen Wirtschaft aus. Kanada ist der weltweit drittgrößte Exporteur von Erdöl und der sechstgrößte von Erdgas (NRCan 2020h). Im Jahr 2019 arbeiteten 0,9% der Erwerbstätigen (169.000 Beschäftigte) in der Öl- und Gasindustrie (NRCan 2020h). Allerdings ist die Industrie seit Jahren durch niedrige Marktpreise in einer Krise. Der Nachfrageeinbruch in Folge der Corona-Pandemie hat den Sektor weiter geschwächt. Wasserstoff soll der Öl- und Gasindustrie eine Zukunftsperspektive in Zeiten des Klimaschutzes schaffen. Durch die Produktion von fossil-basiertem Wasserstoff können die kanadischen Energiereserven weiter ausgebeutet werden.

Auch Kanadas Technologieunternehmen sollen von einem wachsenden Wasserstoffmarkt profitieren. Besonders der heute noch wenig entwickelte Heimatmarkt soll gestärkt werden. Bei Entwicklung einer globalen Wasserstoffwirtschaft werden sich dann auch signifikante Exportpotenziale ergeben. Laut Strategie soll diese „Verbreitung von kanadischen Technologien in aufstrebenden Märkten maximiert werden“. Besonders vielsprechend für künftige kanadische Innovationen seien die Voraussetzungen für den BZ-Sektor, die CCUS-Industrie und Unternehmen, die an Wasserstofferzeugungs- und -speicherlösungen arbeiten.

Klimaschutz und Luftreinhaltung

Wasserstoff wird in der Strategie als entscheidend für die Dekarbonisierung Kanadas betrachtet. Bis 2030 hat sich Kanada zu Emissionsreduktionen von 30% im Vergleich zu 2005 verpflichtet, bis 2050 will das Land komplett klimaneutral sein (Government of Canada 2019). Tatsächlich schwanken die THG-Emissionen Kanadas seit 2005 auf einem sehr hohen Niveau ohne einen klaren Reduktionstrend. 2018 lagen sie über 20% höher als in 1990 (UNFCCC 2021, Government of Canada 2020a). Nach einem Rückgang in Folge der Finanzkrise sind die Emissionen in den drei emissionsintensivsten Sektoren (Öl und Gas, Verkehr, Gebäude) in den letzten Jahren weiter angestiegen. Neben der direkten Elektrifizierung soll nun Wasserstoff die Dekarbonisierung vorantreiben.

Auch um die durch Schadstoffe verursachte Luftverschmutzung zu vermeiden, will Kanada zunehmend auf Wasserstoff in der Energienutzung umsteigen und damit die Luftreinhaltung gewährleisten.

Versorgungssicherheit

Die Strategie hebt auch die Rolle von Wasserstoff für die Versorgungssicherheit hervor. Als tägliche und saisonale Speicherlösung soll er zukünftig die variable EE-Stromerzeugung ausgleichen. Da er aus verschiedensten Energiequellen gewonnen werden und sowohl auf Straßen, Schienen als auch über Pipelines transportiert werden kann, bietet Wasserstoff zudem ein hohes Maß an Flexibilität für die Energieversorgung unterschiedlicher Regionen Kanadas. Die dezentrale Wasserstoffherzeugung sei auch eine klimafreundliche und sichere Lösung für die Energieversorgung entlegener Siedlungen.

2.4 Anwendungsbereiche

Die folgende Betrachtung der Anwendungsbereiche bezieht sich auf das „transformative Szenario“, das die Ambitionen der kanadischen Strategie am besten verdeutlicht. Bis 2030 soll die Wasserstoffnachfrage bei 4 Mt pro Jahr liegen – ein Drittel über der derzeitigen Produktion von 3 Mt Wasserstoff (H₂)/a. Für 2050 wird mit einem Verbrauch von 20,5 Mt H₂/a gerechnet.

Prinzipiell soll Wasserstoff vorrangig in energieintensiven Anwendungen zum Einsatz kommen, wo er gegenüber emissionsarmen Alternativen im Vorteil ist. Generell sei eine direkte Elektrifizierung dem Einsatz von Wasserstoff zu bevorzugen. Die mäßige Ambition bei der Elektrifizierung wird aber im prognostizierten Endenergiebedarfsmix von 2050 deutlich: Wasserstoff (31%), Strom (30%), Biokraftstoffe (12%), emissionsarme Kraftstoffe (12%), darunter synthetische Kraftstoffe und durch CO₂-Abscheidung und -Speicherung (CCS) kompensierte erdölbasierte Kraftstoffe, Erdgas (6%) und sonstige Energieträger (9%).

Auch die Bedarfsprognose weicht von dem Prinzip der vorrangigen Elektrifizierung ab. Mit 52% soll der größte Anteil des Wasserstoffbedarfs in 2050 auf die Beimischung in Gasnetze entfallen (10,6 Mt-H₂/a). Diese Menge würde zu einem erheblichen Teil für die Gebäudewärme⁵ verbraucht werden, die in vielen Fällen effizienter durch Wärmepumpen bereitgestellt werden könnte. Der Wasserstoff im Gasnetz soll auch in der Prozesswärmebereitstellung für die Öl- und Gasindustrie, Stahl- und Zementproduktion und andere dampfbasierte Verfahren zum Einsatz kommen. Dabei könnte laut der Strategie der Wasserstoffanteil in den Gasnetzen 86% erreichen. Der zweitgrößte Anteil der Wasserstoffnachfrage in 2050 fällt mit 35% (7,2 Mt/a) auf den Grundstoffbedarf, der vor allem durch die Produktion von emissionsarmen Kraftstoffen, die Erdölraffinerie, die Ammoniak- und Methanolproduktion sowie als Grundstoff in der Metall- und Stahlindustrie entsteht.

Der drittgrößte Anteil am Wasserstoffverbrauch kommt mit 13% aus dem Verkehrssektor (2,7 Mt/a). BZ-Fahrzeuge sollen dort zur Anwendung kommen, wo sie gegenüber batteriebetriebenen Fahrzeugen im Vorteil sind. Das seien Bereiche, wo Voraussetzungen wie große Reichweiten, eine verbesserte Leistung bei Kälte oder eine zügige Betankung erfüllt werden müssen. Insbesondere zählen dazu der Mittel- und Schwerlast-, Fern-, Schienen- und Seeverkehr sowie Materialtransporter im Bergbausektor. Die Strategie geht von einem Anteil von 25% von BZ-Fahrzeugen im PKW-Sektor aus.

Ein weiterer Anwendungsbereich für Wasserstoff, der von der Strategie beschrieben wird, aber nicht Teil der Nachfragemodellierungen ist, ist der Stromsektor. Wasserstoff soll zukünftig als Speicherlösung für die Stromerzeugung in stationären Anwendungen, in entlegenen Gebieten und für den Reservestrom zum Einsatz kommen.

⁵ 2017 entfiel 44% des Erdgasverbrauchs in Kanada auf Wohn- und Gewerbegebäude (NRCan 2020i)

Die Strategie enthält einen Plan für den Einsatz von verschiedenen Wasserstoffanwendungen bis 2050. Tabelle 2 zeigt in welchem Zeitraum welche Technologien erst in Pilotphasen und dann kommerziell eingesetzt werden sollen.

Tabelle 2: Zeitrahmen für den Einsatz verschiedener Wasserstoffanwendungen

	2025 – 2030	2025 – 2030	2030 – 2050
Pilotphase	<ul style="list-style-type: none"> • LKWs • Hafenlogistik • stationäre Stromerzeugung • Reservestrom • Prozesswärme • Beimischung ins Gasverteilnetz • Öl- und Gasveredelung • synthetische Kraftstoffe • Chemieproduktion 	<ul style="list-style-type: none"> • Fernbusse • Kleinlaster • Schienenverkehr • Seeverkehr • Bergbaufahrzeuge • EE-Speicherung • Hafensterzeugung • Beimischung ins Gasübertragungsnetz • H2-Pipelines • Synthetische Kraftstoffe 	
Kommerzieller Einsatz	<ul style="list-style-type: none"> • PKWs und leichte Nutzfahrzeuge • Busse 	<ul style="list-style-type: none"> • LKWs • Hafenlogistik • Prozesswärme • Beimischung ins Gasverteilnetz • Öl- und Gasveredelung • Chemieproduktion 	<ul style="list-style-type: none"> • Fernbusse • Bergbaufahrzeuge • Kleinlaster • Schienenverkehr • Seeverkehr • Stationäre Stromerzeugung • Reservestrom • EE-Speicherung • Hafensterzeugung • Beimischung ins Übertragungsnetz • H2-Pipelines • Synthetische Kraftstoffe

Die in der Strategie berechnete inländische Wasserstoffnachfrage erscheint grundsätzlich unter Berücksichtigung kanadischer Ziele und Szenarien sowie internationaler Kennwerte relativ hoch. Einige Argumente sprechen dafür, dass die Wasserstoffnachfrage in 2050 bei weniger als 20 Mt/a liegen wird. Zum einen geht die Strategie von einem stabilen Energieverbrauch bis 2050 aus, was aus mehreren Gründen unwahrscheinlich erscheint. Kanada hat sich zur Klimaneutralität verpflichtet. In Europa herrscht ein breiter Konsens, dass Klimaneutralität mit einer starken Reduktion des absoluten Energieverbrauchs einhergehen wird. Ganz konkret hat sich die kanadische Regierung auch zur Reduktion der Energieintensität um 3% p.a. verpflichtet.⁶ Beides spricht für einen substantiell niedrigeren Energieverbrauch in 2050. Auch die

⁶ Durch den Beitritt zum Three Percent Club hat sich Kanada zur Reduktion der Emissionsintensität um 3% p.a. verpflichtet (Government of Canada 22.7.2020). Ausgleichend wirkt das BIP Wachstum, allerdings geht die CER Leitstudie in ihrem Hauptszenario nur von 1,4% p.a. aus, sodass der Gesamtenergieverbrauch in 2050 um 45% niedriger läge.

Leitstudie des Canada Energy Regulator *Canada's Energy Future 2020* geht von einer Reduktion um 20% bis 2050 aus, explizit ohne Klimaneutralität zu erreichen (CER 2020a). Dieser niedrigere Gesamtenergieverbrauch, würde dann auch die Höhe des Wasserstoffverbrauchs verringern. Auch der Blick ins Nachbarland USA lässt einen niedrigeren Wasserstoffverbrauch vermuten. Eine Studie des US National Renewable Energy Laboratory (NREL) berechnet die maximal mögliche Wasserstoffnachfrage in den USA unter der Annahme eines Preises von null. Im Verhältnis der Primärenergieverbräuche beider Länder läge die kanadische Nachfrage von 20 Mt/a fast 30% über diesem maximalen Nachfragepotenzial.

2.5 Produktion

In der Strategie setzt sich Kanada das Ziel, einer der drei größten Wasserstoffproduzenten weltweit zu werden. Eine konkrete Produktionsmenge wird nicht genannt, es sollen aber mehr als der jährliche heimische Bedarf von 20,5 Mt werden, sodass Exportpotenziale erschlossen werden können. Die Strategie empfiehlt, tendenziell jede Wasserstofferzeugungsart zu nutzen, solange die Klimaziele erreicht werden. Allerdings wird betont, dass fossil-basierter Wasserstoff im kanadischen Kontext, bedingt durch große und günstige fossile Energiereserven und gute CCUS-Voraussetzungen, gegenüber Wasserstoff aus Elektrolyse im Vorteil sei.

Kurz- und mittelfristig soll auf kostengünstige, emissionsarme Erzeugungsarten fokussiert werden. Die Blauwasserstoffproduktion habe den Vorteil, perspektivisch die kostengünstigste aller klimafreundlichen Erzeugungsvarianten zu sein. Aufgrund Kanadas hervorragender Voraussetzungen, könne Blauwasserstoff außerdem die heimische Nachfrage über Jahrzehnte decken. Für die Produktion von 20,5 Mt/a Blauwasserstoff würde allerdings 62% mehr Erdgas benötigt als derzeit in Kanada produziert wird. Zudem müssten 236 Mt CO₂/a unterirdisch gespeichert werden.

Langfristig soll aber vermehrt auf erneuerbare oder emissionsfreie Erzeugungsarten umgestiegen werden. Für die vollständige Deckung der angenommenen 20,5 Mt H₂/a durch Elektrolyse wären laut Strategie 1.065 TWh/a notwendig. Das entspricht 164% der derzeitigen Stromerzeugung und 243% der derzeitigen EE-Erzeugung. Diese Mengen, folgert die Strategie, können aufgrund des unzureichenden EE-Potenzials und der Variabilität der EE-Erzeugung zukünftig nicht dargestellt werden. Diese Einschätzung ist überraschend, da sie Kanadas großes Potenzial für die EE-Produktion, welches den inländischen Energieverbrauch übersteigt, nicht berücksichtigt. Wie in Kapitel 4 detailliert dargestellt, ist Kanada gut ausgestattet, um Grünwasserstoff zu exportieren, nachdem der eigene Energiebedarf mit EE gedeckt ist.

Letztlich folgert die Strategie, dass Kanada auch langfristig auf ein diverses Wasserstoffangebot aus fossilen Energien und Elektrolyse zugreifen wird, um den zukünftigen Bedarf zu decken. Zunehmende Quoten für Wasserstoff aus Elektrolyse in von der Regierung geförderten Projekten sollen allerdings dabei helfen, den Kostennachteil von elektrolysebasiertem Wasserstoff gegenüber Blauwasserstoff zu überwinden. Dafür schlägt die Strategie einen Quotenanteil für Grünwasserstoff von 50% für 2050 vor.⁷ So wird deutlich, dass die kanadische Regierung auch jenseits von 2050 eine zentrale Rolle für Blauwasserstoff vorsieht.

⁷ Vgl. Seite 38: "Transition to increasing hydrogen with low to net-zero content is needed over time. Set increasing thresholds for renewable content in government supported projects over time (e.g. 33% now to 50% by 2050)."

2.6 Klimaschutz

Klimaschutz und das Ziel der Klimaneutralität bis 2050 ist einer der zentralen Treiber der Strategie. Durch den Fokus auf Blauwasserstoff, teilweise uneindeutige Aussagen zur Emissionsintensität bzw. den verbleibenden CO₂-Emissionen nach CCUS und den Methanleckagen wird das Ambitionsniveau relativiert. Je nach den Mengen der nach CO₂-Abscheidung verbleibenden CO₂-Emissionen, den Methanemissionen aus Förderung, Verarbeitung und ggfs. Transport und den entweichenden Emissionen bei der CO₂-Speicherung ist SMR mit CCS mit erheblichen THG-Emissionen verbunden. Ob das als „low-carbon“ benannt werden kann, hängt von der Definition des „low-carbon“-Begriffs und von den konkreten Verfahren für SMR und CCS ab. Als klimaneutral können Prozesse mit signifikanten THG-Emissionen nicht betrachtet werden.

Für Blauwasserstoff wird ein CO₂-Abscheidungsziel von 90% für 2030 genannt (was 10% CO₂-Restemissionen impliziert), allerdings nicht eindeutig erläutert, wie Blauwasserstoff langfristig, auch unter Berücksichtigung zusätzlicher THG-Emissionen, klimaneutral werden soll. Auch die Möglichkeit zur Grauwasserstoffherzeugung wird offengehalten, indem auf die Option zum Emissionsausgleich durch die – noch unausgereifte – Direct Air Capture (DAC) Technologie verwiesen wird. Ob die großskalige Anwendung von DAC in Anbetracht von Kosten und zusätzlichem Energieverbrauch machbar ist, wird allerdings nicht diskutiert.

Beim Vergleich von Emissionsintensitäten zwischen Elektrifizierung und Wasserstoff sowie zwischen Grün- und Blauwasserstoff überschätzen die angelegten Werte von Elektrifizierung und Grünwasserstoff deren Emissionsintensität. Während die Strategie beim Vergleich von Emissionsintensitäten richtigerweise zeigt, dass Grünwasserstoff deutlich emissionsärmer als Blauwasserstoff ist (Abbildung 17, Seite 36), werden beide Arten an anderer Stelle gleichgesetzt (Seite 79). Für den Vergleich mit der Emissionsintensität der direkten Elektrifizierung wird dann die durchschnittliche Emissionsintensität der kanadischen Stromerzeugung angelegt. Dieser Wert ergibt sich aus dem Durchschnitt von sehr heterogenen Regionen: So liegt die Emissionsintensität des Strommixes in vier Provinzen (Québec, British Columbia, Manitoba und Prince Edward Island) mit insgesamt 41% der Bevölkerung aufgrund v.a. von Wasserkraft bereits heute schon ein Vielfaches unter dem kanadischen Durchschnitt. Aber auch in Provinzen mit emissionsintensiverer Stromerzeugung (Alberta, Saskatchewan und Nova Scotia) sollte dieser Wert durch den Kohleausstieg und andere klimapolitische Maßnahmen sinken und langfristig im Einklang mit dem Ziel der Klimaneutralität null betragen, sodass sowohl direkte Elektrifizierung als auch die Produktion von netzgebundenem Wasserstoff sehr viel emissionsärmer bzw. klimaneutral werden. So gelangt die Strategie zu dem Schluss, dass die Dekarbonisierung Kanadas nur mit erheblichen Mengen an fossilem Wasserstoff zu schaffen sei.

Vor dem Hintergrund der großen anvisierten Rolle von Blauwasserstoff, dem Klimaneutralitätsziel sowie dem Ziel Kanadas, ein großer Produzent und Exporteur zu werden, ist die Einführung einer verlässlichen Zertifizierung besonders wichtig. Nur so können heimische als auch internationale Konsumenten die Herkunft und Umweltauswirkung von kanadischem Wasserstoff nachverfolgen. Auch die kanadische Strategie benennt diese Notwendigkeit und schlägt die Einführung von technologieneutralen Emissionsschwellenwerten vor (Seite 110). Eine entsprechende Methodologie zur Kennzeichnung der Emissionsintensität verschiedener Wasserstoffprodukte soll in Abstimmung mit Partnerländern als Grundlage für den internationalen Handel erarbeitet werden.

Für die Einstufung als „low-carbon“ Wasserstoff übernimmt die Strategie den Grenzwert des europäischen CertifHy i.H.v. 36,4 gCO₂-eq/MJ, der 60% niedriger als die Produktion von Wasserstoff aus SMR ohne CCS liegt. Mit einem so hohen Grenzwert wird zwischen Verfahren mit erheblichen Unterschieden in der Emissionsintensität nicht unterschieden. So würde blauer Wasserstoff mit 40% der Restemissionen nach CCS und grüner Wasserstoff mit nahezu keinen Emissionen als genauso „sauber“ gelten. Außerdem könnten bei einem so hohen Grenzwert die Zertifizierer bzw. Produzenten auf eine aufwendige Messung der Restemissionen grundsätzlich verzichten, da auf Grundlage der angewendeten Technologie in vielen Fällen davon ausgegangen werden kann, dass der Grenzwert erfüllt wird. Ohne Messungen würde aber auch kein Anreiz bestehen, die Emissionen weiter zu reduzieren.

Sehr wichtig für die Bestimmung der Emissionsintensität des Blauwasserstoffs ist es, neben den bei CCS verbleibenden Restemissionen noch die weiteren entstehenden Emissionen einzurechnen. Einerseits können erhebliche Methanemissionen bei der Förderung, Verarbeitung und dem Transport des Erdgases entstehen, ein viel potenteres THG als CO₂. Innerhalb der nächsten Jahre könnte sich das satellitengestützte Monitoring hierbei wesentlich verbessern, sodass der Einbezug tatsächlicher Methanemissionen möglich wird (Elkind et al. 2020). Andererseits müssen die (potenziell hohen) CO₂-Leckagen überwacht und eingerechnet werden, die sowohl bei der Überführung in die Lagerstätte als auch bei der langfristigen Speicherung entstehen. Auch die Verwendung des CO₂ für die Enhanced Oil Recovery (EOR) oder anderen industriellen Prozessen müsste bei der Zertifizierung des Blauwasserstoffs berücksichtigt werden, da dadurch der Klimaeffekt eingeschränkt wäre.

2.7 Export

Kanada sieht ein großes Potenzial im Export von Wasserstoff und Wasserstofftechnologien. Für das Jahr 2050 zitiert die Strategie ein potenzielles Exportvolumen für Wasserstoff von 50 Mrd. CAD (ca. 34 Mrd. EUR), ohne Zielmengen oder -preise zu benennen. Wasserstoff soll laut Strategie die Exporte von Öl, Erdgas und Brennstoffen in Zukunft ergänzen. Obwohl sich Kanada zur Klimaneutralität bis 2050 bekennt, geht die Strategie davon aus, dass fossile Energieexporte auch weiterhin eine große Rolle spielen werden.⁸

Vielversprechende Märkte seien Kalifornien und die Staaten im Nordosten der USA, Japan, Südkorea, China, und Europa, wovon insbesondere Deutschland, die Niederlande, das Vereinigte Königreich und Portugal benannt werden. Der europäische Markt könne zukünftig vor allem gut über Atlantik-Kanada bedient werden.

Eine ausführliche Analyse des kanadischen Wasserstoffexportpotenzials befindet sich in Kapitel 4.

2.8 Resonanz

Ein Blick auf die öffentliche Resonanz zur Strategie verstärkt das sich aus der bisherigen Analyse abzeichnende Bild: Die Strategie orientiert sich v.a. an der Zukunftsperspektive für die

⁸ Vgl. Seite 88 : „With worldwide demand for hydrogen increasing, there is a significant opportunity for Canada to become a supplier of low CI hydrogen as a new carbon-free energy export commodity complementing Canada’s energy exports of crude oil, natural gas, and transportation fuels“

bestehende fossile Energieindustrie und der davon geprägten Provinzen, und geht eher nebensächlich auf Interessen von EE-Industrie und EE-zugewandten Provinzen sowie den Klimaschutz ein.

So äußerte sich die Energieministerin Albertas sehr positiv über die Strategie, die viele wirtschaftliche Vorteile für Alberta bringe und im Einklang mit den Wasserstoffplänen der Provinz stehe (Griwkowsky 2020). Alberta sei zudem an der Konzeptionierung der Strategie beteiligt gewesen. An anderer Stelle wurde die Strategie als ein positiver Schritt in Richtung einer Wasserstoffwirtschaft bezeichnet, die im Sinne der Provinz und Nation sei (Alter 2020). Der Öl- und Gasindustrie nahe Medien bemerkten positiv, dass die Strategie überwiegend auf Blauwasserstoff setzt (McCall 2020). Auch bei Technologieunternehmen, wie z.B. Ballard Power, die von einer steigenden Wasserstoffnachfrage profitieren würden, wurde die Strategie sehr positiv aufgenommen (Burgess 2020). Das Pembina Institute äußerte sich positiv über die Strategie, da die Blauwasserstofferzeugung gleichzeitig den Klimaschutz voranbringen und eine wirtschaftliche Chance für Beschäftigte in vom Strukturwandel betroffenen Regionen darstellen könne (Pembina Institute 2020).

Eine Sprecherin des Energieministeriums der zweitgrößten Provinz Québec erklärte der Presseagentur Reuters, dass die föderale Regierung Québec nicht konsultiert hätte, und dass Québec dabei sei, eine eigene Wasserstoffstrategie zu entwickeln. Ein Sprecher des föderalen Ministeriums NRCan dementierte, dass Québec nicht konsultiert wurde (Reuters 16.12.2020).

Eindeutige Kritik kam aus der kanadischen Klima- und Umweltbewegung, die bereits im November 2020 in einem Sammelschreiben an den kanadischen Energieminister appelliert hatte, den Fokus der Strategie im Sinne des Klimaschutzes nicht auf fossil-basierten, sondern auf grünen Wasserstoff zu legen (Environmental Defence Canada et al. 2020). Nach Veröffentlichung der Strategie kritisierte der Umweltverband Environmental Defence den starken Fokus auf Wasserstoff aus fossilen Energien und die fehlenden Ambitionen für den Aufbau einer Grünwasserstoffwirtschaft (Environmental Defence Canada 2020). Die progressive David-Suzuki-Stiftung kritisierte, dass die Strategie ein „Rettungspaket für die fossile Industrie darstellt, die sich im Sinne der Dekarbonisierung der Wirtschaft aber zurückentwickeln muss“ (David Suzuki Foundation 2020). Vertreter der Umwelt-NGOs Équiterre und Wilderness Committee kritisierten, dass die Strategie im Widerspruch mit den klimapolitischen Ambitionen der Regierung stehe, da sie die kanadische Abhängigkeit von fossilen Energien verfestige (Équiterre 2020; McCartney 2020). Weitere Kritik kam aus einem auf Nachhaltigkeit ausgerichteten Medienkanal, der den geplanten Einsatz von Wasserstoff in Wirtschaftszweigen, wo eine direkte Elektrifizierung effizienter wäre, kritisch beleuchtete (Alter 2020). Das in der Strategie befürwortete Verhältnis zwischen Wasserstoff- und Stromanwendungen zielt mehr darauf ab, gute wirtschaftliche Aussichten für Gasfirmen zu schaffen, anstatt Emissionsreduktionen anzustoßen.

3 Heterogene Interessen und Politik der Provinzen

In Kanada hat die föderale Ebene im Bereich Energie relativ wenige Zuständigkeiten. Die Energiepolitik wird maßgeblich von den Provinzen und Territorien gestaltet. In diesem Abschnitt wird die Wasserstoffpolitik in den vier bevölkerungsreichsten Provinzen Alberta, British Columbia, Ontario und Québec, die gemeinsam 86% der Bevölkerung Kanadas ausmachen, umrissen.

Sowohl der von der Fossilindustrie geprägte Westen Kanadas als auch die Provinzen im östlichen Kanada, die über große EE-Ressourcen verfügen, könnten von einer steigenden Nachfrage nach Wasserstoff profitieren. Daher ist die Förderung der Wasserstoffwirtschaft ein seltenes Konsensthema in der Umwelt- und Wirtschaftspolitik, das Westkanada, den Rest des Landes und die föderale Regierung zusammenbringt (The Transition Accelerator 2020).

Allerdings ergeben sich aufgrund der sehr unterschiedlichen Voraussetzungen und Interessenslagen in den verschiedenen Provinzen teils konträre Präferenzen bezüglich der Wasserstoffherzeugung sowie des Verhältnisses zwischen direkter Elektrifizierung und Wasserstoffanwendungen. Während die westlichen Provinzen mit großen Öl- und Gasvorkommen – Alberta, Saskatchewan und British Columbia – großes Interesse an der Produktion von blauem Wasserstoff haben, sind die Provinzen mit hohen EE-Stromanteilen (v.a. Wasserkraft und Wind), niedrigen Strompreisen und großen Frischwasserreserven (Québec, die atlantischen Provinzen, aber auch British Columbia als Provinz mit Gasreserven und viel Wasserkraft) an der Herstellung von grünem Wasserstoff interessiert.

3.1 Alberta

Alberta ist mit Abstand der größte Öl- und Gasproduzent in Kanada (NRCan 2019) sowie einer der größten Grauwasserstoffproduzenten weltweit, hauptsächlich für die starke heimische Petrochemie und Erdölraffinerie. Die Intention, eine Wasserstoffstrategie zu veröffentlichen, hat die rechtspopulistische, teils klimaskeptische Provinzregierung unter Premier Kenney in ihrer im Oktober 2020 veröffentlichten „Getting Alberta back to Work – Natural Gas Vision and Strategy“ angekündigt (Alberta Government 2020).

Diese Erdgasstrategie fokussiert in erster Linie auf den Ausbau des Erdgasabsatzes in der Petrochemie und anderen Industriesektoren, auf das Plastik-Recycling und auf den Ausbau von Pipelines und Flüssiggas (Liquefied Natural Gas, LNG)-Terminals, um Albertas Erdgas besseren Zugang zu Märkten in Nordamerika, Asien und Europa zu verschaffen.

Wasserstoff wird am Ende der Strategie als „neue strategische Chance, Albertas Erdgaswertschöpfungskette auszubauen“ eingeführt. Durch seine langjährige Erfahrung in der Produktion und Nutzung von Grauwasserstoff, die sehr günstigen Erdgaspreise und guten Voraussetzungen für die Nutzung seiner CO₂-Speicherstätten könnte Alberta zukünftig den weltweit kostengünstigsten Blauwasserstoff produzieren. Bis 2030 soll blauer Wasserstoff großskalig hergestellt werden und in mehreren Sektoren in der Provinz zum Einsatz kommen. Beispielsweise soll Wasserstoff als Grundstoff in der Ölsandextraktion genutzt werden. Dadurch sollen Emissionen in der Ölsandindustrie eingespart und so eine Expansion des Sektors ermöglicht werden (Reuters 04.09.2020). Bis 2040 sollen Wasserstoff und seine Derivate (Ammoniak, Methanol) in andere Provinzen, in die USA, nach Asien und Europa exportiert werden (Alberta

Government 2020). Das abgeschiedene und gespeicherte CO₂ könne außerdem zur verbesserten Ölgewinnung verwendet werden.

Albertas Erdgasstrategie stellt zwar ein wachsendes globales Interesse für sauberen Wasserstoff fest. Ambitionierte klimapolitische Versprechungen oder Zielsetzungen sind allerdings nicht Teil der Strategie und das, obwohl Alberta eine der Regionen mit den besten Wind- und Solarressourcen Kanadas ist. Es bleibt abzuwarten, ob die angekündigte Wasserstoffstrategie der Provinz auch Grünwasserstoff oder Nachhaltigkeitskriterien für den Blauwasserstoff erwägen wird.

3.2 British Columbia

British Columbia hat sowohl sehr gute Bedingungen für Wind- und Wasserkraft als auch große Gasvorkommen. Die Provinz wird seit 30 Jahren von progressiven Parteien regiert und hat im Vergleich mit anderen Provinzen ambitionierte Klimaziele: -40% THG-Emissionen bis 2030 und -80% bis 2050 (ggü. 2007). British Columbia besitzt nicht nur große Potenziale für die Produktion von Grün- und Blauwasserstoff (vgl. Kapitel 4), sondern würde auch durch seinen Technologiesektor von einer wachsenden Wasserstoffwirtschaft profitieren: Die Provinz ist die Heimat führender Technologieunternehmen entlang der Wasserstoffwertschöpfungskette (u.a. Ballard, HTEC, Renewable Hydrogen Canada Corporation, siehe Kapitel 1).

Wasserstoff könnte in British Columbia eine Brücke zwischen den klimapolitischen Zielen der Provinz und den Interessen der starken Gasindustrie schlagen. Im Jahr 2019 hat die Regierung eine sehr detaillierte Wasserstoffstudie mitherausgebracht, auf deren Grundlage bis Ende 2020 eine Wasserstoffstrategie erarbeitet werden sollte. Diese ist zum Zeitpunkt des Redaktionsschlusses der vorliegenden Studie noch nicht erschienen. Die Studie enthält ausführliche Daten über die Potenziale, Herstellungskosten und die CO₂-Emissionen für unterschiedliche Formen der Wasserstofferzeugung in British Columbia. Mit derzeitigen Gas- und Strompreisen sei blauer Wasserstoff nicht nur absolut günstiger, sondern biete auf Grundlage des heutigen Strommixes auch niedrigere Emissionsreduktionskosten als grüner Wasserstoff. Letzterer habe aber das größere Emissionsreduktionspotenzial und sei deshalb langfristig vorzuziehen (Zen et al. 2019).

Mögliche Anwendungsbereiche werden im Personen- und Güterverkehr, im Industrie- und Wärmesektor und in der stationären Stromerzeugung identifiziert, Ausbauprogramme sind geplant. Im September 2020 hat die Provinzregierung angekündigt, 10 Wasserstofftankstellen und eine Partnerschaft (Hydrogen BC) zwischen verschiedenen Stakeholdern in der provinziellen Wasserstoffwertschöpfungskette zu fördern (BC Gov News 2020).

3.3 Ontario

Die bevölkerungsreichste Provinz (39% der Gesamtbevölkerung) hat keine eigenen fossilen Energiequellen und einen Strommix mit 60% Kernkraft und 36% Erneuerbaren Energien, davon 26% Wasserkraft und 7% Wind. Zwei von insg. drei Kernkraftwerken sind im Besitz der Provinz. Deren inflexible Fahrweise führt häufig zu Abregelungen und Stromexporten in die USA, die keine kostendeckenden Preise erwirtschaften. Sechs der 18 derzeit betriebenen Reaktoren sollen bis 2024 stillgelegt werden, die anderen 12 werden für längere Laufzeiten bis

Mitte des Jahrhunderts kostenintensiv instandgesetzt (CNSC 2020, WNISR 2020, HBC & OCTIA 2020). Ontario ist auch Sitz von Technologieherstellern im Bereich Wasserstoff, unter anderem Hydrogenics/Cummins.

Vor dem Hintergrund dieser Interessenlage war Ontario traditionell ein Befürworter einer vergleichsweise ambitionierten Klimapolitik und offen für Lösungen, die den fossilen Energieverbrauch durch Strom ersetzen, wie z.B. die Elektrolyse. Unter den vorigen Regierungen der progressiven Liberal Party (2003-2018) hatte Ontario den Ausstieg aus der Kohleverstromung umgesetzt und sich am gemeinsamen THG-Emissionshandel mit Québec und Kalifornien beteiligt. Die seit 2018 regierende rechtspopulistische Administration unter Premier Doug Ford hat die bisherige Klimapolitik Ontarios sehr stark geschwächt und einen Konfliktkurs gegenüber klimapolitisch fortschrittlichen Institutionen innerhalb und außerhalb Kanadas gefahren. So klagte die Ford-Regierung gegen die von der föderalen Regierung beschlossene CO₂-Bepreisung. Außerdem verabschiedete sie sich unter Hinnahme hoher Kosten für die eigenen Steuerzahler aus dem Emissionshandelssystem mit Québec und Kalifornien und beendete das Programm zur Förderung emissionsarmer Fahrzeuge, dass auch für BZ-Fahrzeuge galt (The Star 9.9.2020, The Conversation 10.12.2019, CBC News 29.12.2019).

Im November 2020 hat Ontario ein Diskussionspapier veröffentlicht, das als Grundlage für eine Wasserstoffstrategie für die Provinz dienen soll (Ontario 2020). Im Diskussionspapier wird der mögliche Beitrag von Wasserstoff zur Dekarbonisierung und zum Wiederaufbau der Wirtschaft betont. Der Einsatz von Wasserstoff aus Elektrolyse wird im Schwerlast- und Seeverkehr, in Industrieprozessen, als Energiespeicher und in Wärmenetzen vorgeschlagen. Im Vorteil sieht sich die Provinz aufgrund ihrer emissionsarmen Stromressourcen, einem gut ausgebauten Erdgasnetz, einer Reihe von führenden Unternehmen in der Branche und ihrer strategischen Lage für den Handel über die Großen Seen. Die Provinz hat Stakeholder aufgefordert, ihr Feedback zum Diskussionspapier zu geben, mit dem dann die Wasserstoffstrategie in 2021 erarbeitet werden soll.

3.4 Québec

Mit seinen großen Wasserkraftkapazitäten ist Québec der größte Produzent von erneuerbarem Strom in Kanada. Der Strommix basiert mit 95% Wasserkraft und 4% Wind fast vollständig auf erneuerbaren Energien. Québec fördert keine fossilen Energien. Ölimporte aus Alberta und den USA machen 41% seines Endenergieverbrauchs aus und werden v.a. im Transport eingesetzt. Die in 2018 gewählte konservative Regierung (Coalition Avenir Québec) versprach massive Investitionen, um den Ölverbrauch bis 2030 um 40% zu senken und die „Batterie Nordamerikas“ zu werden (CER 2020e, The Energy Mix 30.5.2019, TEQ 2020, Hydro Québec 2019). Über die bestehenden EE-Kapazitäten hinaus, haben Québec und die angrenzenden Provinzen an der Ostküste gemeinsam große EE-Ressourcen, die weit über den eigenen Bedarf hinausgehen und für wachsende Exporte genutzt werden können (siehe auch Kapitel 4).

Das Interesse an Wasserstoff besteht in Québec schon seit langer Zeit. Seit Jahrzehnten ist Québec in Forschungs- und Pilotprojekten zu Wasserstoff aktiv. Die Energiewendestrategie für die Jahre 2018-2023 sieht Pilotprojekte für BZ-Anwendungen, synthetische Kraftstoffe und Wasserstofftankstellen im Transportsektor und eine Machbarkeitsstudie zur Produktion von grünem Wasserstoff in Québec vor (TEQ 2018). Eine Koalition aus Automobilherstellern und Energieunternehmen namens Hydrogène Québec versucht ebenfalls Wasserstoffanwendungen im Verkehr voranzubringen. Im Jahr 2018 wurde ein Hydrogen Steering Committee ge-

gründet, um Wasserstoffpotenziale für die Provinz zu erforschen. Die im Juli 2020 vom Komitee vorgestellte Studie sieht grünen Wasserstoff als zukünftigen Ersatz von Brennstoffen im Flotten- und Schwerlastverkehr (komplementär zur Elektrifizierung), im Industriesektor sowie bei der Versorgung von nicht netzgebundenen Regionen. Durch Pilotprojekte und Innovation Hubs soll die Wasserstoffwertschöpfungskette erprobt und neue Industriekapazitäten geschaffen werden (TEQ 2020).

Eine eigene Wasserstoffstrategie der Provinzregierung ist für Ende 2021 angekündigt. Es ist zu erwarten, dass sie eindeutig auf Grünwasserstoff setzen wird. Eine Sprecherin des Energieministeriums Québecs erklärte, dass die föderale Regierung bei der Erstellung der nationalen Strategie nicht konsultiert wurde, was die föderale Regierung dementierte (Reuters 16.12.2020).

4 Kanada als potenzieller Wasserstoffexporteur

Kanada hat das Potenzial, ein großer Wasserstoffexporteur zu werden. Wie in Kapitel 2 beschrieben, betont die kanadische Wasserstoffstrategie vor allem das erhebliche Potenzial für die Produktion von blauem Wasserstoff. Dies wird mit den wirtschaftlichen Interessen der Gasindustrie, den großen und preisgünstigen Gasreserven, umfangreichen potenziellen CO₂-Speicherstätten sowie der bestehenden Infrastruktur und dem Know-How in der Gasindustrie begründet. Obwohl die Strategie es weder prominent benennt noch beziffert, hat Kanada auch ein besonders großes Potenzial zur Produktion und zum Export von grünem Wasserstoff, insbesondere auch nach Europa. Dieses Kapitel betrachtet das Potenzial für Wasserstoffherzeugung und -export, mit einem Fokus auf Grünwasserstoff.

Nicht näher betrachtet wird in diesem Kapitel das Potenzial der Wasserstoffproduktion aus Kohle sowie aus Kernkraft. Kohle muss hier nicht weiter betrachtet werden, da Kanada den Kohleausstieg bis 2030 beschlossen hat. Die Kernkraft wird in der Strategie zwar als eine potenzielle Quelle für klimaneutralen Strom für die Elektrolyse erwähnt. Jedoch geht der Canadian Energy Regulator von stark sinkenden Anteilen an der Stromerzeugung aus (CER 2020a). Bis 2024 werden 6 der 19 Reaktoren schließen. Die übrigen Reaktoren werden bis dahin ein Durchschnittsalter von 40 Jahren erreicht haben (WNISR 2020). Ein Neubau von traditionellen Reaktoren wird nicht erwogen. Die föderale Regierung ist an der Entwicklung von innovativen Small Modular Reactors (SMoRe) interessiert und veröffentlichte im November 2018 eine entsprechende Roadmap mit Fokus auf der Versorgung abgelegener Regionen ohne Netzanbindung (NRCan 2018). Im Dezember 2020 folgte ein Aktionsplan, wonach erste Demonstrationsprojekte bis Ende der 2020er Jahre in Betrieb genommen werden sollen (Government of Canada 2020b). Der Plan wird von den Regierungen der Provinzen Ontario, New Brunswick und Saskatchewan unterstützt. Allerdings befinden sich alle Demonstrationsprojekte in einem sehr frühen Stadium; keines davon wird in absehbarer Zukunft genehmigt werden. Angesichts ihrer fehlenden Wirtschaftlichkeit (WNISR 2020), der jüngsten Rückschläge in den USA (S&P Global 2020) und der großen, preisgünstigen EE-Potenziale in Kanada, erscheint es unwahrscheinlich, dass SMoRe eine bedeutende Rolle im kanadischen Energiesystem spielen werden. Die Produktion von Wasserstoff aus Strom von SMoRe wird von NRCan v.a. für abgelegene Gegenden dennoch als Option erwogen (NRCan 2020a). Auch neue innovative Methoden zur Herstellung von emissionsarmem Wasserstoff (bspw. die Extraktion von Wasserstoff aus verwaisten Öl-Bohrlöchern, siehe Kapitel 1.3) wird nicht betrachtet.

4.1 Potenzial für Grünwasserstoffherzeugung

Der größte Teil dieses Kapitels geht auf das EE-Erzeugungspotenzial ein, da dieses der wichtigste Faktor für das langfristige Produktionspotenzial für Grünwasserstoff einer Region ist. Ein limitierender Faktor kann die Verfügbarkeit von Süßwasser sein. Dies könnte im trockenen Norden Kanadas sowie im Süden der Prärieprovinzen Alberta, Saskatchewan und Manitoba aufgrund des teils semiariden Klimas eine Rolle spielen. Bei großskaliger Grünwasserstoffproduktion könnte es dort zu Ressourcenkonkurrenzen kommen. Das könnte durch den Ausstieg aus der wasserintensiven Ölsandgewinnung teils ausgeglichen werden (AER 2019,

World Bank 2016, Jordaan 2012). In den ostkanadischen Regionen mit den besten Grünwasserstoffpotenzialen sowie am pazifischen Küstenstreifen herrscht humides bis vollhumides Klima. Dort ist die nachhaltige Verfügbarkeit von Süßwasser absehbar nicht gefährdet.

2018 betrug die Gesamtstromerzeugung in Kanada 641 TWh, davon wurden knapp 50 TWh (netto) in die USA exportiert. Der Bruttostromverbrauch lag also auf dem gleichen Niveau wie in Deutschland im gleichen Jahr (588 TWh). Dabei hat Kanada mit 38 Millionen weniger als halb so viele EinwohnerInnen wie Deutschland (83 Millionen). Der höhere Energieverbrauch liegt zum Teil an der energieintensiven Öl- und Gasförderung, die allein 14% des Endenergiebedarfs ausmacht. Jedenfalls schlägt sich der höhere Energieverbrauch nicht in einer höheren Wirtschaftskraft nieder. Das Gegenteil ist der Fall: Das in Kaufkraftparität gemessene Bruttoinlandsprodukt pro Kopf ist in Kanada zirka 10% niedriger als in Deutschland (NRCan 2020h, AG Energiebilanzen 2020, World Bank 2019b).

4.1.1 Einschätzung des EE-Erzeugungspotenzials

Vor allem dank Wasserkraft hat Kanada bereits heute einen hohen EE-Anteil. In 2018 bestand der Stromerzeugungsmix aus 60% Wasserkraft, 7% anderen EE (vor allem Windkraft), 15% Kernkraft, 7% Kohle und 11% Gas, Öl und anderen. Dabei gibt es große regionale Unterschiede. So liegt der kombinierte Wasser- und Windkraftanteil in Manitoba, Newfoundland & Labrador und Québec zwischen 96% und fast 100% der Stromerzeugung, in Alberta nur bei 8%. Der fossile Anteil schwankt zwischen 89% in Alberta und 0,4% in Québec. 18 von 19 Kernreaktoren liegen in Ontario, wo die Kernkraft einen Erzeugungsanteil von 57% hat. Ein Drittel der Reaktoren soll bis 2024 schließen (NRCan 2020h).

In Teilen Kanadas – Manitoba im Zentrum, Québec sowie Newfoundland & Labrador im Osten – gibt es erhebliche Überkapazitäten. Um die Jahrtausendwende wurden große Investitionen in neue Wasserkraftwerke unter der Annahme beschlossen, größere Mengen Strom in Teile der USA exportieren zu können, wo die Großhandelsstrompreise erheblich höher sind. Weil mehrere Übertragungsleitungen nach New England und New York State aufgrund lokaler Widerstände und Transitkonflikte nicht gebaut wurden, kam der erwartete Zuwachs der Stromexporte in die US-Metropolen bislang nicht zustande. So blieb insbesondere Hydro-Québec – der vertikal integrierte Konzern im Eigentum der Provinzregierung – auf den Überkapazitäten sitzen. Allein in 2019 wurden in bestehenden Wasserkraftwerken in Québec mehr als 40 TWh mangels Nachfrage nicht erzeugt, obwohl die Wasserressourcen verfügbar waren (Hydro-Québec 2019, Ferris 2017).

Die Strompreise sind in Kanada insgesamt sehr niedrig. Im April 2019 schwankten die Endkundenpreise für Haushalte zwischen umgerechnet 5,6 EURct/kWh in Montreal (Québec) und 12,9 EURct/kWh in Regina (Saskatchewan), einschließlich Steuern⁹. Die niedrigsten Endkundenpreise für Großabnehmer weisen Manitoba und Québec auf. Im April 2020 bezahlten Großabnehmer in Montreal 3,3 EURct/kWh zuzüglich (moderaten) Steuern¹⁰, einer der niedrigsten Preise unter den OECD-Ländern. Nichtsdestotrotz erzeugte Hydro-Québec in den letzten Jahren regelmäßig erhebliche Gewinne für die Staatskasse (NRCan 2020h, Hydro-Québec 2020a, Hydro-Québec 2020b, IEA 2020b).

Die niedrigen Strompreise und die Überkapazitäten in Teilen Kanadas sind ein Hauptgrund, warum die immensen und günstigen Wind- und Solarpotenziale bislang kaum verwertet wurden. So waren Ende 2019 in Kanada 13,4 Gigawatt (GW) Wind und 3 GW Solar-PV in Betrieb.

⁹ Bei allen Preisangaben in diesem Kapitel wurde ein Wechselkurs 1 EUR = 1,5 CAN angenommen.

¹⁰ Großabnehmer sind Verbraucher mit ≥ 50 MW Entnahmekapazität und $\geq 30,6$ GWh jährlichem Verbrauch

Der Zubau lag jedoch seit 2016 teils deutlich unter 1 GW pro Jahr für Wind und unter 200 MW für PV (NRCan 2020h).

Das sind sehr bescheidene Werte, wenn das außergewöhnlich große EE-Erzeugungspotenzial berücksichtigt wird. Die Abbildungen 3 und 4 geben einen Überblick über die sehr großzügigen Wind- und Solarressourcen Kanadas. Aus Abbildung 3 wird ersichtlich, dass sehr ausgedehnte Regionen über eine durchschnittliche Windgeschwindigkeit von über 8 m/s in 120 Meter Höhe verfügen. Dazu kommen einige Flächen (allerdings oft Offshore) mit über 10 m/s. Das ist vergleichbar mit den Bedingungen in Norddeutschland.

Abbildung 3: Windgeschwindigkeit in 120 Meter Höhe (NREL 2017)

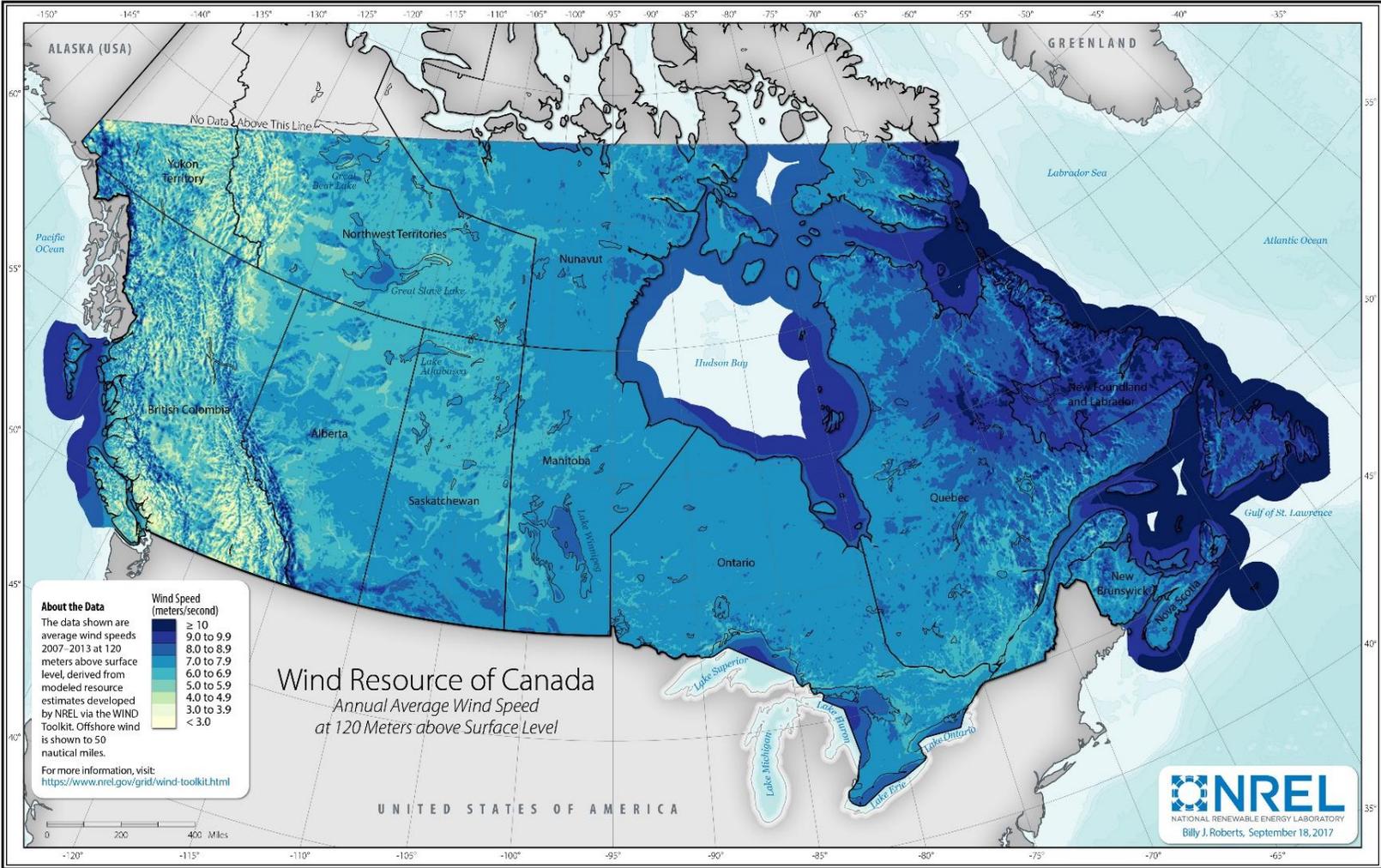
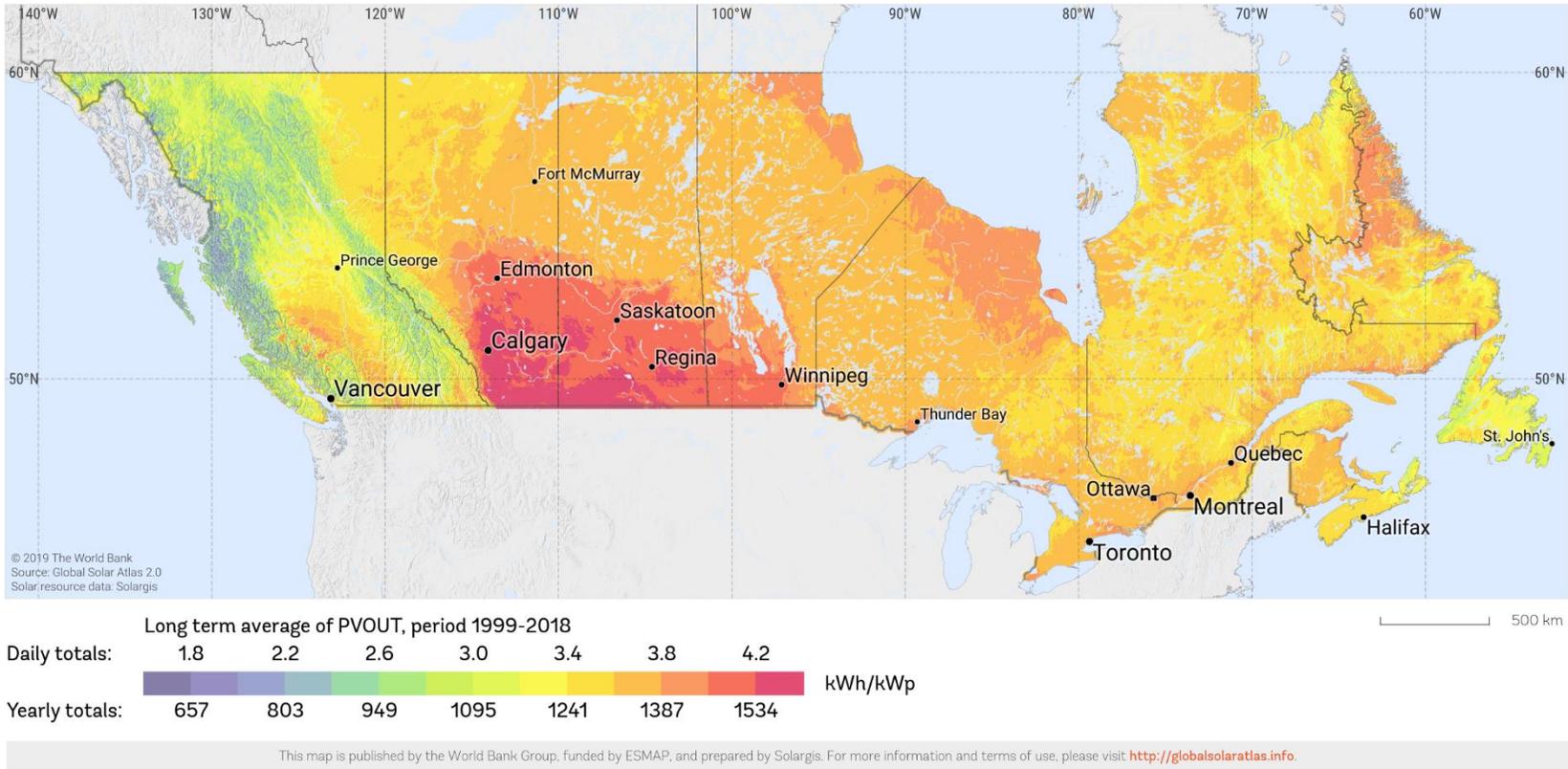


Abbildung 4: Solarbestrahlung (Global Solar Atlas 2019)



Bei Betrachtung beider Karten ist es wichtig, sich die Dimensionen des Landes zu vergegenwärtigen. Äußerst günstige Windressourcen besitzt zum Beispiel die Insel Newfoundland am östlichsten Punkt Kanadas. Newfoundland ist größer als Bayern und Baden-Württemberg zusammen, hat aber mit knapp einer halben Million weniger EinwohnerInnen als Nürnberg. Die Solarkarte zeigt, dass Kanada – anders als vielleicht erwartet – eindeutig bessere Solarressourcen als Deutschland aufweist. Der Teil Kanadas mit einer jährlichen PV-Erzeugung über 1.241 kWh/kWp ist um ein Vielfaches größer als Deutschland. Solche Bestrahlungswerte werden in Deutschland nur in ganz wenigen Standorten erreicht. Freiburg und Konstanz liegen zum Beispiel deutlich darunter. Eine Bestrahlung über 1.534 kWh/kWp wird in ausgedehnten Regionen von Alberta und Saskatchewan erreicht. Im Vergleich werden in Apulien und Kalabrien solche Werte nur in den besten Standorten erreicht (Global Solar Atlas 2019).

Ein Blick auf wissenschaftliche Studien, die das EE-Erzeugungspotenzial in Nordamerika oder Teilen davon einschätzen, zeigt einen klaren Konsens über Kanadas Potenzial, nach Deckung des eigenen Bedarfs erhebliche Mengen an erneuerbaren Energien zu exportieren (Zozmann et al. 2021, Aghahosseini et al. 2019). Im Folgenden beziehen wir uns auf eine wissenschaftliche Studie, die das EE-Potenzial Kanadas besonders detailliert und unter Berücksichtigung stringenterer Restriktionen als andere Quellen beziffert (vgl. Barrington-Leigh und Ouliaris 2016). Diese Quelle nutzt teils veraltete Annahmen über die Produktivität und Kosten der EE-Technik, weswegen ihre Einschätzungen über das Erzeugungspotenzial noch teilweise konservativ sind.

In dieser Quelle wurden bei Onshore-Wind alle Gebiete mit Windstärke unter 7m/s in 80 Meter Höhe sowie alle Naturschutzgebiete und von First Nations genutzte Gebiete abgezogen. Weitere Restriktionen sind eine maximale Entfernung von 75 Kilometer zu größeren Straßen und Siedlungen sowie ein Mindestabstand von 5 Kilometer zu Siedlungen, der um ein Vielfaches großzügiger ist, als in Deutschland und Europa üblich. Im nächsten Schritt wurden drei Viertel der resultierenden Fläche ausgeschlossen, um weiteren Restriktionen Rechnung zu tragen. So ergibt sich eine geeignete Fläche von 60.000 km² – nur etwas kleiner als Niedersachsen und Schleswig-Holstein zusammen. Insgesamt könnten hier laut den Autoren 1.382 TWh/a (23 GWh/km²/a) erzeugt werden. Im Vergleich dazu schätzten im Jahr 2013 Wissenschaftler des Fraunhofer-IWES für Deutschland einen Ertrag pro Fläche von 59 GWh/km²/a (UBA 2013). Diese Vergleiche suggerieren, dass die Annahmen von Barrington-Leigh und Ouliaris (2016) zum Erzeugungspotenzial aus Onshore-Wind (sehr) konservativ sind.

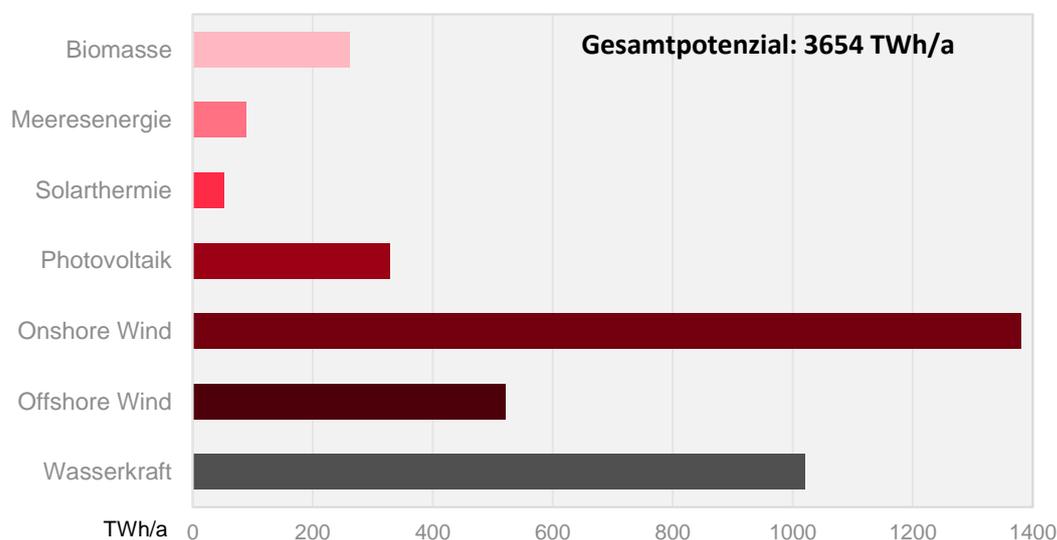
Für Offshore Wind berechnen Barrington-Leigh und Ouliaris (2016) ein Erzeugungspotenzial von 522 TWh/a. Auch hier erscheint die Berechnung aus heutiger Sicht eindeutig konservativ. Ausgeschlossen werden alle Standorte mit einer Wassertiefe von über 30 m, was schon heute technisch überschritten wird. Der größte Teil der herkömmlichen Offshore-Windanlagen, die sich 2019 in Europa im Bau befanden, wiesen Wassertiefen von über 30 Meter und teils bis deutlich über 50 Meter auf. Dazu kommt der sich abzeichnende Beginn der großskaligen Nutzung von schwimmenden Anlagen, die Wassertiefen von bis 200 Meter für die Windkraft zugänglich machen (WindEurope 2020). Darüber hinaus schließen die Autoren alle nördlichen Gewässer Kanadas einschließlich der Hudson Bay sowie zusammenhängende Wasserflächen kleiner als 25 km² aus. Von der verbleibenden Wasserfläche werden weitere 50% ausgeschlossen, um weiteren Raumnutzungen Rechnung zu tragen. Der größte Teil der Offshore-Wind Potenziale liegt an der Atlantikküste sowie in den Great Lakes.

Die Wasserkrafterzeugung lag 2018 bei rund 380 TWh¹¹, mit großen regionalen Unterschieden. Barrington-Leigh und Ouliaris (2016) schätzen das wirtschaftlich vertretbare Erzeugungspotenzial auf 1.020 TWh/a, unter Annahmen von einem Kapazitätsfaktor von 60% bei neuen Wasserkraftwerken. Je nach geographischer Lage und Nähe zu bestehender Infrastruktur können hohe Investitionen erforderlich sein. Dazu kommt, dass besonders große Wasserkraftprojekte auch zu Widerstand in der Bevölkerung führen können (Nisbet 2020).

Für die Solarenergie schätzen die Autoren das Potenzial auf 329 TWh/a, davon 308 TWh/a für großskalige Freiflächenanlagen und 21 TWh/a für Anwendungen in entlegenen Regionen, die nicht mit dem Hauptnetz verbunden sind. Gebäudeintegrierte PV wird von dieser Potenzialanalyse aus Kostengründen grundsätzlich ausgeschlossen.¹² Im Vergleich dazu wird für Deutschland ein technisches Ausbaupotenzial für Solar-PV zwischen 293 GW und 1.126 GW berechnet (jeweils BMWi 2015 und Fraunhofer ISE 2020a). Diese Werte entsprechen einem Erzeugungspotenzial in Deutschland zwischen 280 und 1.075 TWh/a, wenn man einen im Vergleich zu 2020 unveränderten Kapazitätsfaktor annimmt. Angesichts der besseren Solarressourcen Kanadas und vor allem der enormen Flächen scheint daher auch die Berechnung des Solarpotenzials sehr konservativ.

Schließlich schätzen Barrington-Leigh und Ouliaris (2016) das Energieerzeugungspotenzial aus Biomasse auf 262 TWh/a, aus Meeresenergie auf 88 TWh/a sowie von Solarwärme auf 52 TWh/a. Letztere wird wie auch Solar-PV in ihrem Modell ausschließlich in abgelegenen Gebieten ohne Anschluss an das Hauptstromnetz verwendet. Für Geothermie wird kein praktikables Potenzial gesehen, weil sich die guten Ressourcen im Westen und Norden Kanadas überwiegend in zu dünn gesiedelten Gebieten befinden.

Abbildung 5: Konservative Einschätzung des EE-Potenzials Kanadas



Quelle: Barrington-Leigh und Ouliaris (2016)

¹¹ Eigene Berechnung auf Basis von einem angegebenen Wasserkraftanteil von 59,6% und einer Gesamtstromerzeugung i.H.v. 641,1 TWh in 2018 (NRCan 2020b).

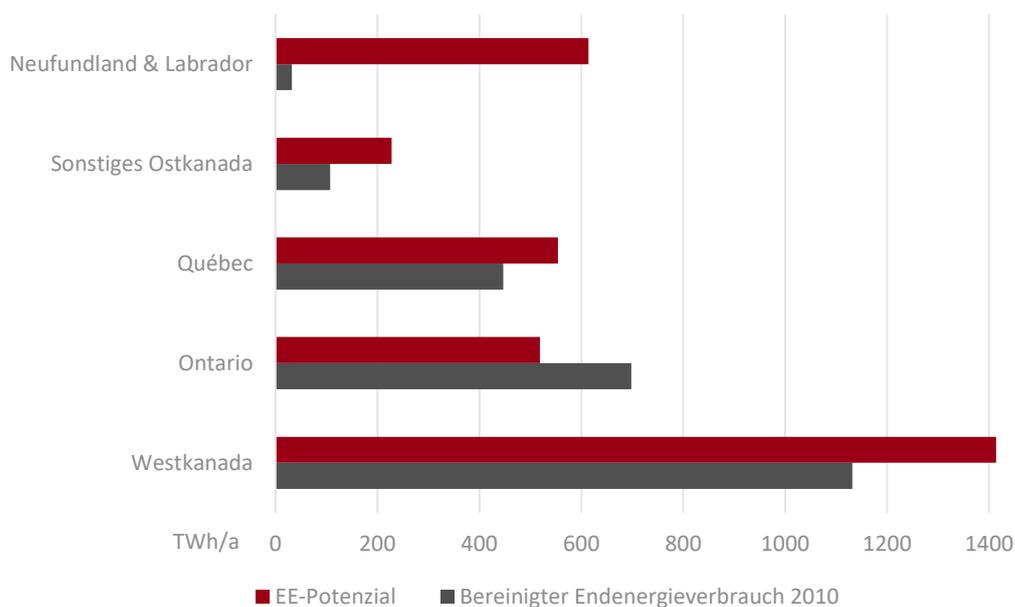
¹² Als Grundlage für diesen Ausschluss weist diese Quelle auf eine Annahme für PV-Erzeugungskosten im Bereich von umgerechnet 11-16 EURct/kWh. Der durchschnittliche Endkundenpreis für fertig installierte Aufdachanlagen von 10-100 kW_p in Deutschland lag bereits 2019 unter 11 EURct/kWh, nach dem er seit mehr als 15 Jahren jedes Jahr gesunken war (Fraunhofer ISE 2021):

Es ergibt sich nach Barrington-Leigh und Ouliaris (2016) ein gesamtes EE-Erzeugungspotenzial in Höhe von 3.654 TWh/a¹³. Dieses muss aus den obengenannten Gründen als eine konservative Einschätzung betrachtet werden.

4.1.2 Regionale Verteilung des EE-Potenzials

Die regionale Verteilung des EE-Potenzials ist sehr ungleich. Abbildung 6 vergleicht die oben beschriebenen EE-Potenziale mit dem durch dieselben Autoren bereinigten Endenergieverbrauch¹⁴ im Jahr 2010. Dieser Kennwert hat eine beschränkte Aussagekraft hinsichtlich der Einschätzung des langfristigen Wasserstoffexportpotenzials Kanadas. Das liegt daran, dass das Ziel der Klimaneutralität, wenn es ernsthaft verfolgt wird, dafürspricht, dass der Energieverbrauch bis 2050 deutlich sinken sollte, insbesondere in den westkanadischen Provinzen mit ihrer energieintensiven Öl- und Gasförderung (mehr dazu im folgenden Abschnitt 4.1.3). An dieser Stelle kann aber der Verbrauch von 2010 als Grundlage für eine grobe und tendenziell konservative Einschätzung für das mittelfristige Exportpotenzial einzelner Regionen in Kanada gesehen werden.

Abbildung 6: Regionale Verteilung des potenziellen EE-Überschusses (konservative Einschätzung)



Quelle: eigene Darstellung mit Daten aus Barrington-Leigh und Ouliaris (2016). „Sonstiges Ostkanada“ schließt New Brunswick, Nova Scotia und Prince Edward Island ein; „Westkanada“ schließt Alberta, British Columbia, Manitoba und Saskatchewan mit ein. Die nördlichen Provinzen Northwest Territories, Nunavut und Yukon (fast 10 Mal größer als Deutschland, 110.000 Einwohner) sind in dieser Betrachtung nicht berücksichtigt, da schwer zugänglich.

¹³ Die Quelle enthält leicht voneinander abweichende Zahlen, zwischen 3.654 und 3.670 TWh/a.

¹⁴ Durch diese Bereinigung reduzieren die Autoren den Endenergieverbrauch um 20% in Vergleich zum „Total End-Use Demand“ aus der offiziellen Statistik des Canada Energy Regulators. Unter anderem sollen damit laut den Autoren der Energieverbrauch in Pipelines und Doppelzahlungen im Industriesektor bzw. bei Biomasse bereinigt werden.

Die meisten Provinzen können ihren gesamten Endenergieverbrauch mit EE decken und haben darüber hinaus ein teils erhebliches Überschusspotenzial. Auffällig ist das enorme Überschusspotenzial der kleinen Provinz Newfoundland & Labrador. Auch die anderen ostkanadischen Provinzen (Québec sowie New Brunswick, Nova Scotia und Prince Edward Island) haben ein erhebliches Potenzial. Hingegen ist das EE-Potenzial Ontarios erheblich kleiner als sein Energieverbrauch in 2010. Die vier westkanadischen Provinzen weisen zusammen ebenfalls ein großes Überschusspotenzial auf, wobei Albertas Defizit durch die potenziellen Überschüsse von Saskatchewan, British Columbia und Manitoba mehr als ausgeglichen wird. Die nördlichen Territorien Northwest Territories, Nunavut und Yukon (110.000 Einwohner, neun Mal größer als Deutschland) sind in dieser Betrachtung nicht berücksichtigt.

4.1.3 Einschätzung des langfristigen Exportpotenzials für Grünwasserstoff aus Kanada

Um das langfristige Grünwasserstoffexportpotenzial Kanadas (bis 2050) einzuschätzen, müssen Annahmen über mehrere Einflussfaktoren getroffen werden, die aufgrund des betrachteten langen Zeitraums unvermeidlich einen hohen Grad an Unsicherheit aufweisen.

Eine grobe Einschätzung ergibt nach Deckung des gesamten, durch Energieeffizienz reduzierten Energieverbrauchs Kanadas durch EE, ein Exportpotenzial für Grünwasserstoff in der Größenordnung zwischen 25 und 35 Mt H₂/a. Das entspricht einem unteren Heizwert zwischen 843 und 1.171 TWh/a. Eine Grundannahme ist, dass Kanada sein Ziel der Klimaneutralität bis 2050 erreicht und dabei ausschließlich auf Erneuerbare Energien, sowohl für die Stromerzeugung als auch für die Wasserstoffproduktion setzt. Würde auch die Nutzung von Kernkraft und/oder fossile Energieträger mit CCS zugelassen, würde das Exportpotenzial dementsprechend noch weiter steigen.

Diese Einschätzung beruht darüber hinaus auf folgenden Annahmen:

- Das EE-Erzeugungspotenzial in Höhe von 3.654 TWh/a laut Barrington-Leigh und Ouliaris (2016) wird vollständig ausgeschöpft. Diese Potenzialberechnung ist eindeutig konservativ (siehe Kapitel 4.1.1). Allerdings bedeutet diese Annahme fast eine Verneunfachung der derzeitigen EE-Stromerzeugung.
- Bis 2050 erreicht der Wasserstoffanteil am kanadischen Energieverbrauch 31%, wie in der kanadischen Wasserstoffstrategie erwogen wird. Die Übernahme dieses aus unserer Sicht sehr hohen Anteils wirkt sich auf unsere Einschätzung des Exportpotenzials konservativ aus, denn ein niedrigerer Wasserstoffanteil würde mit geringeren Energieverlusten einhergehen und daher den Gesamtenergieverbrauch senken.¹⁵
- Anders als in der kanadischen Wasserstoffstrategie angenommen (siehe Kapitel 2), sinkt der kanadische Energieverbrauch bis 2050 signifikant. Das ergibt sich aus unserer Sicht zwingend aus der Annahme der Klimaneutralität. 2019 verursachte die Öl- und Gasförderung allein 14% des Endenergieverbrauchs Kanadas, die in diesem Szenario vollständig oder weitestgehend ausfallen würde.¹⁶ Zudem hat sich Kanada als Mitglied des „Three Percent Club“ verpflichtet, seine Energieintensität um jährlich 3% zu reduzieren. Bei dem

¹⁵ Unsere Einschätzung nimmt eine Gesamteffizienz von Elektrolyse und Wasserstoffkompression von 65% an. Ein Wasserstoffanteil am Endenergieverbrauch von 31% erscheint im Vergleich zu einer viel detaillierteren Analyse des Wasserstoffnachfragepotenzials aus dem Nachbarland USA auffällig hoch (adelphi 2021a, NREL 2020). Siehe auch das Kapitel 2.4 der vorliegenden Studie für eine Darstellung der sehr großzügigen Annahmen der Wasserstoffstrategie.

¹⁶ Auch bei 100% Erneuerbare Energien könnte ein Restbedarf an Erdöl bleiben, falls Wasserstoff nicht den gesamten Grundstoffbedarf decken kann.

vom Canadian Energy Regulator prognostizierten durchschnittlichen Wachstum des Bruttoinlandsprodukts von 1,41% pro Jahr müsste der absolute Energieverbrauch bis 2050 um mehr als die Hälfte sinken. Der Energieverbrauch Kanadas ist heute einer der höchsten weltweit. Das kann nur teilweise durch das harsche Klima und die großen Entfernungen erklärt werden. Bei Umsetzung der Klimaneutralität muss davon ausgegangen werden, dass die günstigen Emissionseinsparungen durch Energieeffizienz bis 2050 intensiv genutzt werden. Die Bandbreite des Exportpotenzials in unserer Einschätzung ergibt sich aus den folgenden zwei Szenarien bezüglich der Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Kanada:

- a) Der Endenergieverbrauch Kanadas sinkt von 2019 bis 2050 um 18% auf 2.020 TWh/a, in Anlehnung an die Annahme des „Evolving Scenario“ aus der Studie Energy Future 2020 des Canadian Energy Regulators (CER 2020a).¹⁷ Dieses Szenario ist mit dem Ziel der Klimaneutralität explizit nicht kompatibel. Einschließlich der Energieverluste bei der Produktion und Kompression des Wasserstoffs ergibt sich ein Energieverbrauch in Höhe von 2.357 TWh/a.
 - b) Der Endenergieverbrauch Pro-Kopf Kanadas sinkt bis 2050 auf ein Niveau, das 10% höher ist als das Niveau von Deutschland in 2019. In Anlehnung an die CER Studie Energy Future 2020 wird ein Bevölkerungswachstum von 27% zwischen 2020 und 2050 angenommen. Daraus ergibt sich ein Endenergieverbrauch in Höhe von 1.587 TWh/a und zuzüglich der Energieverluste für die Produktion und Kompression des Wasserstoffs ein Energieverbrauch in Höhe von 1.852 TWh/a.¹⁸
- Es werden hier keine Annahmen über Netzverluste sowie über die Energieverluste getroffen, die sich durch Speicherzyklen (außer für Wasserstoff) ergeben. Bei einem so hohen Anteil von Wasserstoff und hohen Wasserkraftkapazitäten dürften die Speicherverluste in Kanada vergleichsweise gering bleiben. Nichtsdestotrotz führt das Fehlen dieser Annahme zu einer Überschätzung des Exportpotenzials, die allerdings durch die konservativen Annahmen hinsichtlich des EE-Potenzials und des Wasserstoffanteils ausgeglichen werden.

Das so berechnete Exportpotenzial zeigt, dass ein klimaneutrales Kanada – selbst nach Deckung des eigenen Energiebedarfs ausschließlich aus EE – in der Lage wäre, einen beträchtlichen Anteil des langfristigen Wasserstoffimportbedarfs der EU zu decken. Die oben genannten 25 und 35 Mt H₂/a bzw. 843 bis 1.171 TWh/a – entsprechen zirka einem Zehntel der derzeitigen Nettoenergieimporte der EU (ca. 10.000 TWh/a) und mehr als einem Drittel des deutschen Endenergieverbrauchs (ca. 2.500 TWh/a).¹⁹ Durch Energieeffizienz und den massiven EE-Ausbau kann der EU-Importbedarf selbst bei vollständigem Ausstieg aus der eigenen Förderung fossiler Energieträger gesenkt werden.

Mehrere Faktoren könnten dazu führen, dass das Grünwasserstoffexportpotenzial Kanadas nicht ausgeschöpft wird oder werden kann. Unter anderem könnte Kanada eher auf Blauwasserstoff setzen (siehe Kapitel 2 sowie den folgenden Abschnitt 4.2). Deutschland und Europa könnten Grünwasserstoff aus anderen Ländern preisgünstiger beziehen als aus Kanada. An-

¹⁷ Die Reduktion um 18% stammt aus dem aus dem Evolving Scenario. Die absoluten Werte sind dort höher, weil sie sich auf den Endenergieverbrauch von fossilen Rohstoffen beziehen, einschließlich für nicht-energetische Zwecke wie Grundstoffe oder Schmiermittel. Daher nutzen wir hier stattdessen die Werte für „Total primary and secondary energy, Energy use, final demand“ von Statistics Canada.

¹⁸ Aufgrund der kalten Winter und der großen Entfernungen ist der Energiebedarf für Raumwärme und Transport in Kanada objektiv höher als in Deutschland. Allerdings gehen nahezu alle Szenarien für Deutschland und Europa davon aus, dass die Erreichung der Klimaneutralität substantielle Energieeinsparungen voraussetzt, daher sollte der Pro-Kopf-Verbrauch in Deutschland bis 2050 noch deutlich sinken.

¹⁹ Laut Eurostat betragen im Jahr 2017 die Nettoenergieimporte der EU-27 (ohne Vereinigtes Königreich) 882 Mtoe, was 10.045 TWh entspricht.

dere Abnehmer, insbesondere der energiehungrige und klimapolitisch ambitionierte Nordosten der USA werden vermutlich einen Teil des EE-Exportpotenzials Ostkanada für sich in Anspruch nehmen (siehe Kapitel 4.2 und 4.4).

4.2 Blauwasserstoffherzeugung

Durch die Verfügbarkeit von großen Erdgasvorkommen und CO₂-Speicherstätten bieten Teile Kanadas sehr gute Bedingungen für die Produktion von blauem Wasserstoff aus Erdgas. Das wichtigste Produktionsverfahren, das Steam Methane Reforming (SMR) ist ausgereift (Layzell et al. 2020a, vgl. IEA 2019).

Kanada ist heute der weltweit viertgrößte Produzent von Erdgas. Es besaß Ende 2017 insgesamt 1.220 Tcf Reserven, die nach heutigem Stand der Technik wirtschaftlich abbaubar sind. Das Land könnte damit das heutige Produktionsniveau für rund 300 Jahre halten (NRCan 2020a, b & 2020c). Die größten Reserven liegen im Western Canadian Sedimentary Basin, welches Teile von Manitoba, Saskatchewan, Alberta, British Columbia und den Northwest Territories umschließt. Alberta dominiert die Erdgasproduktion und produzierte in 2018 doppelt so viel wie British Columbia. Kleinere Mengen werden in Saskatchewan gefördert. Weitere Reserven und kleinere Fördermengen gibt es noch in Ontario, New Brunswick und Nova Scotia (CER 2020b). Vom produzierten Erdgas wird rund die Hälfte exportiert, bisher fast ausschließlich via Pipeline in die USA. Kleinere LNG-Import- und Exportterminals versorgen Industriekunden und lokale Märkte in abgelegenen Regionen, die nicht an das Hauptgasnetz Kanadas angeschlossen sind. Angesichts der steigenden und preiswerteren Fracking-Produktion in den USA interessieren sich kanadische Erdgasproduzenten zunehmend für Exportchancen. Daher wurden in den letzten Jahren diverse LNG Exportterminals geplant. Bisher ist allerdings noch kein Exportterminal, sondern nur ein großer Importterminal an der Ostküste in New Brunswick in Betrieb, welcher die kanadische und den nördlichen Teil der US-Ostküste versorgt (NRCan 2020e, CER 2020b).

Kanada ist führend im Einsatz und der Erforschung von CCS, welches von der Regierung als eine Dekarbonisierungstechnologie verfolgt und von der Ölindustrie auch für die Enhanced Oil Recovery (EOR) benutzt wird. Die potenziellen CO₂-Lagerstätten sind sehr groß und über das Land verteilt, insbesondere auch nahe der großen Erdgasvorkommen des Western Canadian Sedimentary Basins. Diverse Demonstrationsprojekte und Machbarkeitsstudien werden vorgebracht. Drei große CCS-Projekte sind in Betrieb (Quest, Boundary Dam, Alberta Carbon Trunk Line), zwei davon in Alberta und eins in Saskatchewan (NRCan 2015, Global CCS Institute 2019, Enhance Energy 2020).

Würde die Produktion von Blauwasserstoff so stark, wie in der Wasserstoffstrategie angekündigt, ansteigen, müssten die CCS-Kapazitäten massiv ausgebaut werden. Die Strategie benennt eine mögliche Erhöhung der heute gespeicherten 4 Mt CO₂/a um über 6.000% auf 236 Mt (NRCan 2020a). Ob dieser massive Ausbau umsetzbar ist, ist fraglich. Selbst ein Bruchteil dieses Ausbaus würde der globalen CCS-Industrie zu verlässlicheren neuen Erkenntnissen über Kosten, Restemissionen und Lebensdauer der Anlagen verhelfen.

Eine Restriktion für Blauwasserstoff in Kanada könnte die Akzeptanz in der Bevölkerung sein. Meinungsumfragen zu Blau- oder Grünwasserstoff sind nicht verfügbar, aber die Erkenntnisse in Bezug auf fossile Infrastruktur sind ein relevanter Indikator. Umfragen zeigen große regionale Abweichungen (CBC 2020). Der starken Unterstützung in den von der fossilen Energieförderung geprägten Provinzen Alberta und Saskatchewan steht eine eindeutige Ablehnung in Québec gegenüber. Dort stößt das Pipeline-Projekt Gazoduq, das Erdgas aus Westkanada

zu einem geplanten LNG-Terminal in Québec zwecks Export führen sollte, vor allem aus klimapolitischen Gründen auf heftigen Widerstand (National Observer 11.11.2020, Greenpeace 2020). Eine breite öffentliche Ablehnung von CCS-Projekten gibt es bisher allerdings nicht, möglicherweise begründet in der Abhängigkeit von und Akzeptanz der fossilen Energieindustrien in den betreffenden Regionen sowie einer geringen Bevölkerungsdichte (Whitmarsh et al. 2019, Sharp 2008, Public Policy Forum 21.07.2020, Tcvetkov 2019).

Um Blauwasserstoff aus Westkanada nach Europa zu exportieren, müssten Pipelines mit einer Länge von etwa 4.000 Kilometer über Québec bis zur kanadischen Ostküste gebaut werden. Solche transkontinentalen Wasserstoff-Pipelines werden in der kanadischen Wasserstoffstrategie erwogen, es gibt aber keine konkreten Pläne. Ob solche Projekte in Québec Unterstützung finden, erscheint sehr fraglich, umso mehr angesichts des hohen Grünwasserstoffproduktionspotenzials in Québec und den umliegenden Provinzen.

Potenzielle Blauwasserstoffexporte in die Pazifikregion müssten aus British Columbia an der Pazifikküste starten. In Teilen dieser Provinz spielt die Gasförderung eine große wirtschaftliche Rolle. Die Haltung der Bevölkerung zu Erdgasprojekten ist jedoch ambivalent, wobei eine neue Umfrage zeigt, dass Erneuerbare Energien eine deutlich stärkere Unterstützung als Erdgas erfahren (CEC 2021, Newswire 29.1.2020)

4.3 Produktionskosten

Bis in die 2030er Jahre werden die Produktionskosten für Grünwasserstoff in Ostkanada bei relativ kleinen Mengen im weltweiten Vergleich vermutlich niedrig sein. Dafür sprechen drei Argumente, die sich aus der Analyse in Kapitel 4.1 ergeben. Die bislang sehr niedrigen Strompreise für Großabnehmer; die erheblichen Mengen an Strom, die in bestehenden Wasserkraftwerken erzeugt werden könnten, aber mangels Nachfrage derzeit nicht erzeugt werden (40 TWh allein in Québec in 2019); und, drittens, das große Potenzial an „low hanging fruits“ bei Wind- und Wasserkraft, wofür Kanada im weltweiten Vergleich sehr günstige Bedingungen bietet.

Außerdem schneidet Kanada ähnlich wie die USA im internationalen Vergleich hinsichtlich weiterer Faktoren sehr gut ab, die sich auf die Aussichten für einen schnellen Ausbau der Grünwasserstoffproduktion auswirken: niedrige Kapitalkosten, gute Infrastruktur, die Verfügbarkeit hoch qualifizierter Arbeitskräfte und sehr gute allgemeine Bedingungen hinsichtlich der „Ease of Doing Business“ (adelphi et al. 2019, adelphi 2021).

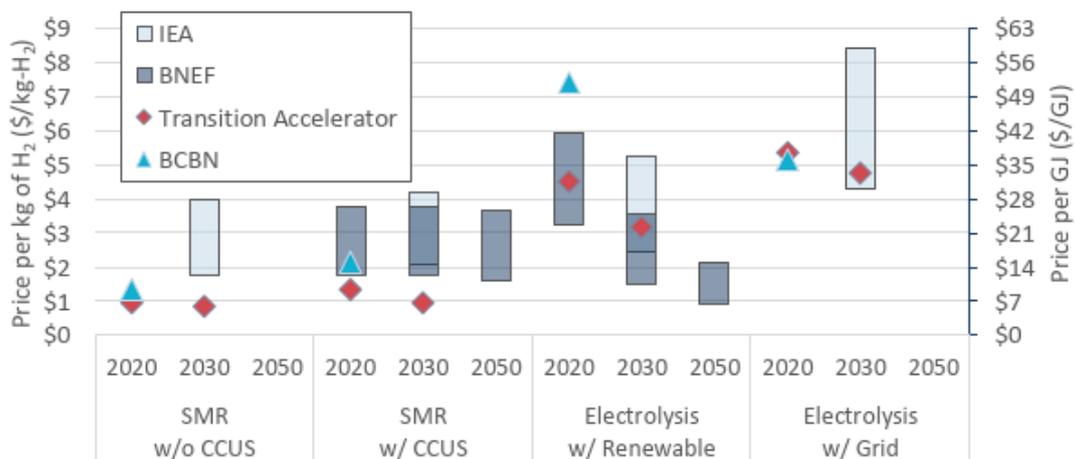
Auch wenn Kanada deutlich bessere und größere Solarressourcen als Deutschland hat (siehe Kapitel 4.1), kann es nicht mit den weltweit günstigsten PV-Standorten konkurrieren, die langfristig die günstigsten Stromerzeugungskosten haben werden. Deshalb dürfte in einer langfristigen Perspektive bis 2050 die Grünwasserstoffproduktion in Kanada nicht zu den weltweit preiswertesten gehören, könnte aber im globalen Grünwasserstoffangebot mit anderen Merkmalen punkten (siehe Kapitel 4.4.).

Aufgrund des regional günstigen Erdgases sowie der verfügbaren CO₂-Speicherstätten sind auch für Blauwasserstoff die Produktionskosten in Kanada günstig. In einem Vergleich der Wasserstoffproduktionskosten von den am Pazifik grenzenden Staaten kann Kanada zu günstigeren Preisen als Australien und Chile produzieren (APEREC 2018).

In den dieser Arbeit vorliegenden kanadischen Studien mit Angaben zu Wasserstoffkosten sind die Kostenangaben oft nicht besonders transparent und beruhen teils auf Annahmen, die den Trend zur Kostenreduktion bei Grünwasserstoff nicht realistisch abbilden. Abbildung 7

stammt aus der kanadischen Wasserstoffstrategie und stellt deren Narrativ über die Wasserstoffkosten in Kanada dar. Abgebildet werden die Kostenannahmen aus vier Quellen für verschiedene Herstellungswege heute, in 2030 und in 2050. Allerdings ist die direkte Vergleichbarkeit eingeschränkt: Erstens sind die dargestellten Produktionskosten geographisch nicht vergleichbar. Während sich IEA und BNEF auf globale Durchschnittskosten beziehen, berechnet die Studie des Transition Accelerators Kosten für Alberta und Gesamtkanada und die BCBN-Studie nur für British Columbia. Zweitens werden keine Hinweise auf die jeweils zugrundeliegenden Annahmen gegeben, wie Strompreise, Kapitalkosten, Effizienz und Auslastung der Elektrolyseure, Erdgas- und CO₂-Preise sowie Restemissionen der CCUS-Anlagen und Methanemissionen.

Abbildung 7: Vergleich der H₂-Produktionskosten in der kanadischen Wasserstoffstrategie



Quellen: NRCan 2020a. Preise in Kanadischen Dollars.

Die in der Grafik dargestellten Kostendegressionen für Grünwasserstoff von BNEF werden ohne Begründung als nicht direkt auf Kanada anwendbar bezeichnet. Darauf basierend wird die Aussage getroffen, dass die fossilbasierte Herstellung im kanadischen Kontext günstiger wäre. Aber auch wenn Kanada nicht mit den weltweit günstigsten PV-Standorten konkurrieren kann, bietet das Land für Wasserkraft und Wind im weltweiten Vergleich doch sehr günstige Bedingungen.

Bestehende kanadische Wasserkraftkapazitäten sind teilweise schon beschrieben und verursachen nur niedrige Betriebskosten. Insbesondere in Regionen mit großen bestehenden Wasserkraftkapazitäten besteht die Möglichkeit, günstigen Überschussstrom zu nutzen. Allein in Québec wurden 2019 mehr als 40 TWh mangels Nachfrage nicht erzeugt, obwohl die Wasserressourcen verfügbar waren. Neue Wasserkraftkapazitäten wären mit teils hohen, stark standortabhängigen und damit schwierig zu verallgemeinernden Investitionskosten verbunden, die deutlich über den Investitionskosten für Wind liegen können (Olateju und Kumar 2016).

Die Stromgestehungskosten für Onshore-Wind in Kanada sind in den letzten 25 Jahren um über 60% gesunken, der globalen Entwicklung folgend (IRENA 2020a & b). Laut BNEF ist die Erzeugung aus Onshore-Wind schon heute die günstigste Stromerzeugungsart in Kanada. Auch eine Studie des Canadian Energy Research Institute bescheinigt, dass Windstrom in vielen Provinzen am günstigsten ist (Windpower Monthly 29.04.2020, CERl 2018). Für neue

Onshore-Windenergieanlagen wurden in Alberta in drei Auktionsrunden für Differenzkontrakte zwischen Dezember 2017 und Dezember 2018 Gebote für insgesamt 1,3 GW bezuschlagt, die mit einem gewichteten Durchschnittspreis von 24,7 bis 26,5 EUR/MWh²⁰ zu den weltweit niedrigsten zählten (Menziés und Marquardt 2019). Wie in Abbildung 3 ersichtlich, zählt Alberta eher nicht zu den kanadischen Provinzen mit den besten Windressourcen. Weitere Kostendegressionen sind in den nächsten Jahren zu erwarten.

Nicht berücksichtigt wurden die Auktionsergebnisse aus Alberta in einer neuen Studie, die die Kosten- und Emissionsintensität von Blau- und Grünwasserstoff in den drei „Maritimen“ Provinzen Ostkanadas New Brunswick, Nova Scotia und Prince Edward Island vergleicht (Zen 2020).²¹ Für Grünwasserstoff aus diesen Provinzen kommt die Studie für 2030 auf Erzeugungskosten zwischen zirka 2,1 und 6 EUR/kg H₂. Obwohl diese Region sehr gute Windressourcen hat (besser als Alberta, siehe Abbildung 3 oben), nimmt Zen (2020) für 2030 Stromgestehungskosten von 44 EUR/MWh für Onshore-Wind und 100 EUR/MWh für Offshore-Wind an. Als einzige Quelle für diese Werte gibt Zen interne Einschätzungen des vertikal integrierten Stromversorgers Nova Scotia Power an, dessen derzeitiger Stromerzeugungsmix zwar mehr als 500 MW Onshore-Windkapazitäten enthält, aber zu 74% fossil ist, davon 63% Kohle (Nova Scotia Power 11.2.2021).

In Europa bewegen sich die Stromgestehungskosten von derzeit sich im Bau befindenden Offshore-Windparks bei 50 bis 70 EUR/MWh (Riepein et al. 2020). Im November 2020 wurde die finale Investitionsentscheidung für die ersten zwei Slots des größten Offshore-Windparks der Welt, Dogger Bank im Vereinigten Königreich, für Preise zwischen 50 und 53 EUR/MWh, einschließlich Netzanbindung, getroffen (Dogger Bank 2020). Auch die Annahmen für die Kosten der Elektrolyseure sind bei Zen (2020) mit gut 600 EUR/kW in 2030 konservativ.

Die Kosten für Blauwasserstoff aus dieser Region liegen laut dieser Studie in 2030 bei zirka 2,2 EUR/kg H₂. Im Vergleich zu Westkanada sind die Gaspreise in dieser Region deutlich höher und die Bedingungen für CO₂-Speicherung weniger günstig. Eine frühere Studie des gleichen Beratungsinstituts zu British Columbia an der Pazifikküste kommt für Blauwasserstoff in jener Provinz auf deutlich geringere Kosten im Bereich von zirka 1,5 EUR/kg H₂ (Zen 2019).

Eine Analyse des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln hat EE-Produktionspotenziale von Kanada für PV und Onshore Wind in bis zu vier Klassen nach Qualität der Ressource unterteilt. Daraus werden das Produktionspotenzial und die Wasserstoffherstellungskosten (Levelized Cost of Hydrogen, LCOH) für Elektrolyse mit EE-Strom berechnet. Die Analyse bestätigt die obigen Einschätzungen: Kanada hat ein sehr großes Potenzial allein für die Herstellung von Wasserstoff aus PV und Onshore Wind. Während Kanada großes Potenzial in der 4. Ressourcenklasse von PV hat (also den vergleichsweise teuersten Flächen), gibt es bei Onshore Wind in den beiden günstigsten Ressourcenklassen ein Potenzial, was den eigenen Bedarf laut Wasserstoffstrategie von 20 Mt in 2050 um ein Vielfaches übersteigt.²²

²⁰ CAN Dollar 37,35 bis 40,14. Der Umrechnungskurs bezieht sich auf den jeweiligen Tag der Bezuschlagung.

²¹ Diese drei Provinzen werden in Abbildung 6, Kapitel 4.1.2, oben als sonstiges Ostkanada subsumiert. Diese Studie des Beratungsinstituts *Zen and the Art of Clean Energy Solutions* wurde unter anderem vom Gasversorger Heritage Gas sowie von der Regierung der traditionell durch fossile Energieförderung geprägten Provinz Nova Scotia gesponsort. Dasselbe Beratungsinstitut war auch an der Entwicklung der kanadischen Wasserstoffstrategie beteiligt.

²² Selbstverständlich wäre eine vollständige oder auch nur weitgehende Nutzung dieser gesamten Ressourcen nicht plausibel. Auf eine Analyse der Annahmen hinter der Berechnung dieser im Vergleich mit den oben genannten Quellen eher niedrigen LCOH muss hier verzichtet werden.

Tabelle 3: LCOH für Wasserstoff in EUR/kg H₂ in 2050 (Brändle et al. 2020)

Ressourcen-Klasse	Potenzial (GW)	H ₂ Potenzial (Mt/a)	LCOH (EUR/kg) ²³
CAN PV 1	4.335	119,07	2,53
CAN Onshore 1	2,6	0,2	1,77
CAN Onshore 2	2.781	168,81	2,23
CAN Onshore 3	10.619	494,95	2,87

Quelle: eigene Darstellung nach Brändle et al. 2020

4.4 Perspektiven für Kanadas Wasserstoffexporte nach Europa

Wie in dieser Studie gezeigt, hat Kanada, selbst nach Deckung des eigenen Energiebedarfs ausschließlich durch Erneuerbare Energien, das mittel- und langfristige Potenzial, erhebliche Mengen Energie aus erneuerbaren Quellen zu exportieren. Das könnte in Form von EE-Stromexporten in die USA oder in Form von Grünwasserstoffexporten entweder per Pipeline in die USA oder per Schiff in andere Länder geschehen. Dabei ist das Potenzial für EE-Stromerzeugung und Grünwasserstoffproduktion insbesondere in Ostkanada, in der Nähe der Atlantikküste, immens.

Das Blauwasserstoffpotenzial liegt hingegen vor allem im westlichen Kanada (Alberta, British Columbia, Saskatchewan), wo sich die großen günstigen Gasreserven und gut gelegene potenzielle CO₂-Speicherstätten befinden. In Abwesenheit einer hinreichenden Bepreisung für die verbleibenden CO₂-Emissionen sowie für die Methanleckagen kann Blauwasserstoff in absehbarer Zeit günstiger als Grünwasserstoff produziert werden. Allerdings müsste der günstige Blauwasserstoff zirka 4.000 Kilometer an die Atlantikküste transportiert werden. Plausiblere Exportziele für Blauwasserstoff aus Westkanada sind daher der Pazifikraum und Teile der USA via Pipeline, falls dort Importbedarf besteht. Die Erdgasvorkommen in New Brunswick und Nova Scotia und CO₂-Speicherstätten an der Ostküste könnten auch zur Produktion und dem Export von Blauwasserstoff genutzt werden, allerdings würden dafür weniger günstige Preise als im westlichen Kanada erzielt (vgl. Kapitel 4.3). Zudem ist die Erdgasförderung begrenzt und hat seit 2008 um rund 80% abgenommen, gemeinsam haben beide Provinzen nur einen Anteil von 0,5% an der gesamten kanadischen Produktion (Zen 2020, CER 2020c & 2020d). Das Potenzial zur Produktion von Blauwasserstoff in Ostkanada ist daher insgesamt begrenzt.

Das Interesse der Politik an Wasserstoff(exporten) ist hoch. Die föderale Wasserstoffstrategie orientiert sich zwar im Wesentlichen an den Interessen der Provinzen mit fossiler Energieförderung und setzt eher auf Blauwasserstoff. Aber die Orientierung der föderalen Politik könnte sich durch die Einwirkung kanadischer Akteure, internationaler Partner wie der USA unter Biden oder Deutschlands sowie der Provinzen mit hohem EE-Potenzial in Richtung Grünwasserstoff weiterentwickeln. Die zweitgrößte Provinz Québec will 2021 eine eigene Wasserstoffstrategie veröffentlichen, die voraussichtlich klar auf Grünwasserstoff setzen wird. Die dort

²³ Umrechnung auf Basis des durchschnittlichen Wechselkurses USD/EUR der letzten fünf Jahre von 0,9182. (Quelle Börse.de, zuletzt besucht am 19.1.2021).

bestehenden Stromüberschüsse könnten durch Elektrifizierung und Wasserstoffproduktion für den internen Bedarf teils aufgebraucht werden. Aber das EE-Ausbaupotenzial ist in Québec und den anliegenden ostkanadischen Provinzen sehr groß und zum Teil schnell erschließbar.²⁴

Grundsätzlich muss dieses Potenzial natürlich zur Dekarbonisierung Nordamerikas beitragen. Allein schon deshalb liegt es in Deutschlands Interesse, mit Kanada und eventuell den ostkanadischen Provinzen beim Ausbau einer (tatsächlich) klimaneutralen Wasserstoffproduktion zusammenzuarbeiten. Das könnte Kanada bei der Erreichung des Klimaneutralitätsziels unterstützen und große Chancen für deutsche Know-How- und Technologieanbieter ergeben (siehe Kapitel 5).

Fraglich ist, ob Importe von Wasserstoff oder anderen wasserstoffbasierten Molekülen aus Kanada für Deutschland und Europa tatsächlich relevant werden. Die nationale Wasserstoffstrategie der deutschen Bundesregierung geht davon aus, dass Deutschland auch langfristig ein großer Energieimporteur bleiben wird und der überwiegende Teil der deutschen Wasserstoffnachfrage importiert werden muss. EU-weit ist das Verhältnis zwischen EE-Potenzial und Energieverbrauch günstiger als nur in Deutschland. Doch erwägt auch die Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa der Europäischen Kommission (COM 2020) großskalige Importe, allerdings in erster Linie aus benachbarten Regionen wie Nordafrika, aber auch aus der Ukraine und anderen östlichen Nachbarn.

Es gibt aber auch Stimmen, die betonen, dass die EU, insbesondere in Zusammenarbeit mit Norwegen und dem Vereinigten Königreich, das technische Potenzial hätte, sich selbst vollständig mit erneuerbaren Energien zu versorgen. Das mag technisch möglich sein, jedoch könnten Importe für die EU aus drei Gründen sinnvoll sein: Erstens aus wirtschaftlichen Gründen, falls die niedrigeren Produktionskosten außerhalb Europas die zusätzlichen Kosten durch Transport und Verflüssigung bzw. Umwandlung kompensieren. Der relevante Maßstab sind dabei nicht die Kosten der in Europa bereits heute erschlossenen EE-Ressourcen, sondern die deutlich höheren Marginalkosten, die für die Deckung der letzten paar Hunderten TWh/a durch heimische EE-Ressourcen in Europa anfallen würden. Zweitens setzen die Szenarien mit einer 100% Versorgung aus heimischen EE in Europa eine sehr intensive Nutzung der Ressourcen auf dem dicht besiedelten Kontinent und seinen Gewässern voraus. Naturschutz auf Land und See, die Opportunitätskosten wegen des Verzichts auf Alternativnutzungen sowie die öffentliche Akzeptanz könnten die Ausschöpfung des gesamten EE-Ausbaupotenzials in Europa stärker einschränken als in sehr dünn besiedelten Weltregionen wie Kanada. Drittens könnten geopolitische Erwägungen sowie die Dynamik weltklimapolitischer Verhandlungen dafürsprechen, dass die EU und Deutschland Grünwasserstoff – oder direkt EE-Strom – aus Ländern beziehen, deren Wirtschaft heute von der Förderung fossiler Energien geprägt ist, um diesen Ländern einen Anreiz zu geben, die globale Energiewende zu unterstützen, und um wirtschaftliche Ungleichgewichte in politisch sensiblen Weltregionen zu mildern.

Importe via Wasserstoff- oder Ammoniakpipelines wären wirtschaftlich tendenziell viel günstiger. Denn im Fall eines Transports per Schiff würden die Transport- und ggf. Umwandlungskosten einen großen Teil des Grenzübergangspreises aus deutscher Sicht ausmachen. Aus europäischer Sicht sind Pipelines für Importe aus sonnen- und windreichen Regionen in Nordafrika, eventuell dem mittleren Osten sowie Osteuropa, Russland und Zentralasien eine denkbare Option, aber nicht aus Nordamerika. Allerdings unterliegen auch die Pipeline-Optionen einer Reihe von Einschränkungen: Hohe Investitionskosten und -Risiken, lange Entwicklungs-

²⁴ Die Schnelligkeit der Erschließbarkeit ergibt sich aus einer Reihe von Faktoren, die für Teile des Windpotenzials in Ost-Kanada sehr günstig sind. U.a. gibt es große Potenziale in der Nähe bestehender Infrastruktur, die Verfügbarkeit von Personal und Know-How sollte aufgrund bereits bestehender Windindustrie groß sein, das Länderrisiko ist insgesamt gering und das « Ease of Doing Business » Rating im internationalen Vergleich hoch.

und Realisierungszeiten, Bedienbarkeit von Nachfragezentren nur entlang der Pipeline Route. Außerdem können Pipelines geopolitisch vulnerabel sein und sie schaffen gegenseitige Abhängigkeiten. Unter Umständen mildern Staaten und wirtschaftliche Akteure solche Risiken durch die Schaffung alternativer Versorgungs- bzw. -Absatzwege. Aus solchen Überlegungen wurden zum Beispiel in mehreren europäischen Ländern LNG-Importterminals gebaut oder erwogen und LNG-Importverträge geschlossen, die wirtschaftlich nicht zu erklären wären. Ähnliche Erwägungen könnten auch im Rahmen der Transition zu einer dekarbonisierten Volkswirtschaft eine Rolle spielen und einen globalen Handel an Wasserstoff per Schiff begünstigen.

Angenommen, dass Importe von Wasserstoff oder wasserstoffbasierten Molekülen nach Deutschland und Europa per Schiff eine Rolle spielen werden, kann die Attraktivität Kanadas als potenzieller Lieferant unter Berücksichtigung der Kosten für die Grünwasserstoffproduktion, der Kosten für den Transport und geopolitischer Überlegungen beurteilt werden.

Die Kosten für die Grünwasserstoffproduktion sind in relativ moderaten Mengen und mittelfristig (bis 2030) besonders günstig, solange es in Ostkanada Stromüberschüsse und schnell erschließbare, hochwertige Windressourcen gibt. Die niedrigen Kapitalkosten, die gut ausgebaute Infrastruktur, die Verlässlichkeit für Investoren, die hochqualifizierten Arbeitskräfte, das Interesse der Politik sind weitere Faktoren, die für die Möglichkeit eines schnellen Markthochlaufs bei günstigen Kosten sprechen.

Preiserhöhend könnte allerdings die Erfahrung von „stranded assets“ in Wasserkraftwerken mit Überkapazitäten wirken. Dadurch könnten Hydro Quebec und andere potenzielle Investoren zögern, in zusätzliche Stromerzeugungskapazitäten zu investieren, bevor klare Preissignale entstehen. Umso wichtiger erscheint eine intensive Kommunikation aus Deutschland als potenzieller Importeur. Auch der Trend zur Elektrifizierung im eigenen Land sowie die potenziell wachsende Nachfrage nach EE-Strom bzw. Wasserstoff oder wasserstoffbasierten Molekülen aus den USA könnten die Preise für EE-Strom in Ostkanada nach oben treiben. Die USA haben zwar immense eigene EE-Ressourcen, aber für die Verbrauchszentren in US-Nordosten ist Ostkanada näher und potenziell per Pipelines oder Stromkabel zugänglicher als die sonnen- und windreiche Region im mittleren Westen der USA (adelphi 2021).

Ein relevanter Anteil der Transportkosten per Schiff sind nicht entfernungsabhängig, da sie durch Prozesse wie die Verflüssigung und Wiederverdampfung des Wasserstoffs bzw. die Umwandlung in und aus Ammoniak, LOHC oder anderen Molekülen sowie durch die Beladung und Entladung entstehen. Der entfernungsabhängige Kostenanteil wird eine unterschiedliche Rolle spielen, je nachdem welche Moleküle in welchem Zustand transportiert werden und je nach technischen Fortschritt und Skaleneffekten in den entsprechenden Technologien. Diese Faktoren können hier nicht vertieft werden. Aus Tabelle 4 ist aber ersichtlich, dass für Nordseehäfen wie Hamburg die ostkanadischen Häfen ein relativ naher potenzieller Lieferant sind. Signifikant näher sind unter den potenziellen Wasserstoffexporteuren nur Island, Marokko und der westliche Mittelmeerraum. Eine ähnliche Entfernung weisen Mauretanien und das zentral-östliche Mittelmeer auf. Deutlich entfernter sind potentielle Lieferanten aus dem Mittleren Osten, der US-Südküste, Südamerika sowie aus dem südlichen und östlichen Afrika.

Tabelle 4: Entfernung potenzieller Wasserstofflieferanten vom Hafen Hamburg

Starthafen	Seemeilen	Vulnerabilitäten bzw. Kosten- und Zeitfaktor
Reykjavik, Island	1.234	

Agadir, Marokko	1.829	
Algier, Algerien	2.026	
Nouadhbou, Mauretanien	2.477	
St. Johns, Newfoundland, Kanada	2.516	
Halifax, Nova Scotia, Kanada	2.975	
Tobruk, Libyen	3.118	
Quebec City, Kanada	3.273	
Port Said, Ägypten	3.527	
Jeddah, Saudi Arabien (Rotes Meer)	4.250	Suezkanal
Houston, USA	5.262	
Walvis Bay, Namibia	5.798	
Ju'aymah Terminals, Saudi-Arabien (Persischer Golf)	6.689	Golf von Aden, Suezkanal
Antofagasta, Chile	7.218	Panamakanal
Rio Gallegos, Argentinien	7.533	
Perth, Australien	9.828	Golf von Aden, Suezkanal

Quelle: Sea-distances.org/, für St John's: eigene Berechnung

Auch geopolitisch gibt es einige Überlegungen, die für Kanada als Lieferant sprechen. Die Nord-Atlantik Route erscheint geopolitisch weniger vulnerabel als manche anderen Routen, die zum Beispiel den Golf von Aden und den Suezkanal überqueren. Suezkanal und Panamakanal sind auch ein Kosten- und Zeitfaktor. Für Kanada als potenzieller Lieferant sprechen auch seine politische Stabilität, demokratischen Grundwerte, hohen Menschenrechtsstandards, Verpflichtung zu Klimaneutralität, sowie die traditionelle Allianz mit Europa. Das erhebliche Grünwasserstoffexportpotenzial Kanadas erweitert die strategischen Optionen für die EU und Deutschland und reduziert daher die potenzielle Abhängigkeit von Importen aus anderen, teils politisch weniger stabilen Weltregionen.

Abschließend kann festgestellt werden, dass mittelfristig und in moderaten Mengen Ostkanada zu den Weltregionen mit dem preisgünstigsten und am schnellsten erschließbaren Grünwasserstoffexportpotenzial zählen dürfte. Das liegt an den günstigen Strompreisen und bestehenden Überkapazitäten bei Wasserkraftwerken, an dem großen, einfach zu erschließenden Windkraftpotenzial sowie an den allgemein positiven Bedingungen für Investitionen. Auch wenn langfristig Kanadas Grünwasserstoffherzeugung nicht zu den günstigsten zählen wird, sprechen Argumente wie die hohe Investitionssicherheit, niedrige Kapitalkosten und geopolitische Überlegungen für eine langfristige Lieferbeziehung. Ein zukünftiger Wasserstoffhandel würde die stabile Beziehung weiter vertiefen und könnte eine klimapolitische Signalwirkung erzeugen.

5 Kooperationspotenziale mit Deutschland

Mit Kanada führt Deutschland seit einigen Jahren einen Energiedialog, der aller Voraussicht nach demnächst mit einer Energiepartnerschaft formalisiert wird. Neben traditionellen Energiewendethemen wie dem Ausbau und der Integration von Erneuerbarer Energien, Strukturwandel und Energieeffizienz kann das Thema (Grün)Wasserstoff dort eine zentrale Rolle im politischen Dialog und der Anbahnung von Kooperationsprojekten einnehmen.

Wie in der Studie gezeigt, ist Kanada ein möglicher Wasserstofflieferant für Deutschland. Klimapolitisch sinnvoll und wirtschaftlich aussichtsreich wäre die Nutzung der großen bestehenden EE-Kapazitäten und -Potenziale für die Anbahnung eines Imports von Grünwasserstoff von der kanadischen Ostküste. Folglich könnte auch der Dialog mit potenziellen Lieferanten auf Ebene der Provinzen zielführend sein.

Wie die kanadische Wasserstoffstrategie zeigt, ist Kanada motiviert, seine Position als Energieexporteur auch langfristig und mit einer Klimaneutralitätsagenda im Hintergrund zu halten. Es ist also wahrscheinlich, dass Kanada auf internationaler Bühne und in multilateralen Formaten als Advokat für den Aufbau einer globalen Wasserstoffwirtschaft auftreten wird. Hierbei wäre eine Koordination und Abstimmung zwischen Kanada und Deutschland, insbesondere auch um den Fokus auf klimaneutralen bzw. grünen Wasserstoff zu stärken, sinnvoll und würde gemeinsame Interessen unterstützen.

Laut der kanadischen Wasserstoffstrategie soll der Aufbau der Wasserstoffindustrie in den nächsten Jahren v.a. durch regionale Hubs und mit Demonstrationsprojekten vorangetrieben werden. Hierbei könnten sich Möglichkeiten für die Zusammenarbeit bei der Skalierung der Wasserstoffproduktion oder für gemeinsame Demonstrationsprojekte ergeben. Insbesondere in Regionen an der Ostküste könnten gemeinsame Projekte aufgebaut und perspektivisch für den Export von Grünwasserstoff nach Deutschland genutzt werden.

In Québec gibt es bereits eine Reihe von Demonstrationsprojekten, auch mit deutscher Beteiligung. Hier könnte besonders der im Eigentum der Provinzregierung stehende Energieversorger Hydro-Québec Interesse an einem Kooperationsprojekt zur Nutzung der enormen bestehenden Wasserkraftkapazitäten haben. Auch eine Studie im Auftrag der staatlichen Agentur Transition énergétique Québec empfiehlt den Aufbau von Demonstrationsprojekten in Produktion und Anwendung, um sich als führende Region zu etablieren. Als besonders erfolgversprechend wird dabei auch die Herangehensweise durch internationale Kollaborationen gesehen (Tanguy et al. 2020).

Vielversprechend könnte auch eine Kooperation Deutschlands mit New Foundland and Labrador zur Nutzung der riesigen Windpotenziale sein. Dafür könnten u.a. die Erfahrungen aus dem Ramea Wind-Wasserstoff-Diesel-Projekt genutzt werden (Energy Storage Activity 26.5.2017). Auch für die Maritimen Provinzen an der Ostküste (Nova Scotia, New Brunswick, Prince Edward Island) wird der Aufbau von regionalen Hubs empfohlen, in denen Technologien erprobt werden können (vgl. Zen 2020).

Konkreten Demonstrationsprojekten vorausgehend könnte auch eine Machbarkeitsstudie zur Untersuchung der Wertschöpfungskette von Grünwasserstoff, mit dem Export von der Ostküste Kanadas nach Deutschland, durchgeführt werden. Vorbild könnte das vom BMBF und zwei australischen Ministerien geförderte Projekt „HySupply“ sein. Durch die Bestimmung des größten Potenzials für die Produktion und den Export von Grünwasserstoff nach Deutschland – abhängig von EE-Ressourcen und dem Zugang zu Exportinfrastruktur – könnten konkrete Geschäftsmodelle identifiziert und der Grundstein für einen zukünftigen Handel gelegt werden.

Besonders wichtig für die Zusammenarbeit ist, den Fokus der kanadischen Strategie auf Blauwasserstoff mindestens langfristig infrage zu stellen, kritisch die in kanadischen Quellen teils implizit angenommene Klimaneutralität des Blauwasserstoffs zu hinterfragen und auf die langfristig ausschließliche Nachfrage nach Grünwasserstoff hinzuweisen. Daran schließt die Notwendigkeit für die Zusammenarbeit im Bereich Zertifizierung von Wasserstoff an. Aufgrund Kanadas Ziel, auch langfristig Blauwasserstoff zu exportieren, ist es von großer Bedeutung, heute schon transparente und ehrgeizige Nachhaltigkeitsstandards sowie verlässliche Zertifizierungsverfahren international zu etablieren. Hinsichtlich der THG-Emissionsintensität des Produktes ist es wichtig, dass auch das Monitoring von Restemissionen nach dem CCUS-Prozess sowie von Methanemissionen verlässlich und nachprüfbar gestaltet wird. Wenn die Anforderungen an die Klimabilanz des Wasserstoffs nicht hoch genug sind, könnte es zu erheblichen zusätzlichen THG-Emissionen aus der partiellen Anwendung von CCS, durch Entweichen aus den CO₂-Speicherstätten oder Methanleckagen kommen. Wiederum würde eine starke Nachfrage nach Grünwasserstoff bzw. Wasserstoff mit der geringsten THG-Intensität, einen Anreiz für den EE-Ausbau oder für den konsequenten und effektiven Einsatz von CCS-Verfahren in Kanada bieten. Einen Anknüpfungspunkt bietet hier die Wasserstoffstrategie, die die kanadische Führung und Teilnahme in internationalen Zertifizierungsanstrengungen empfiehlt.

Weitere Kooperationspotenziale gibt es entlang der gesamten Wertschöpfungskette. Durch die in beiden Ländern führenden Unternehmen und Forschungseinrichtungen könnten gemeinsame Projekte bspw. in den Bereichen Elektrolyse, Speicherung, Umwandlung und Transport von Wasserstoff sowie in vielfältigen Anwendungsbereichen erprobt werden. Für den industriellen Anwendungsbereich bieten sich als gemeinsame Themen insbesondere der Einsatz von Wasserstoff zur Dekarbonisierung energieintensiver Prozesse in der Stahl- und Zementindustrie sowie in der chemischen Industrie an. Auch Wasserstoff im Bereich Schwerlasttransport, Flug- und Schienenverkehr wären interessante Kooperationsfelder. Die internationale Kooperation wird von der kanadischen Strategie empfohlen (Pillar 3, Seite 108).

Die Zusammenarbeit in Forschungs- und Entwicklungsprojekten hat mit Kanada bereits Tradition. Von 2009 bis 2019 lief die vom BMBF finanzierte „Deutsch-Kanadische Brennstoffzellenkooperation“, die sich in ihrer letzten Projektphase mit der Diagnose und Entwicklung von Komponenten für automobiler BZ beschäftigte (Zamel et al. 2020). Aktuell fördert das BMBF gemeinsam mit dem Natural Sciences and Engineering Research Council of Canada Vorhaben im Bereich der grünen Wasserstofftechnologien (BMBF 9.12.2020).

Für deutsche Technologieanbieter, Unternehmen in den Bereichen Anlagen- und Maschinenbau sowie dem EE-Sektor ergeben sich durch den Aufbau einer kanadischen Wasserstoffindustrie neue Chancen und Kooperationsmöglichkeiten, aber auch eine erhöhte Konkurrenz mit kanadischen Unternehmen (vgl. Kapitel 1.2). Obwohl kanadische Elektrolyseure weltweit eingesetzt werden, zeigt die kürzliche Auftragsvergabe für einen deutschen Elektrolyseur an eine Konzerntochter von thyssenkrupp in Québec, dass deutsche Unternehmen mit dem wirtschaftlichsten Angebot erfolgreich sind. Umgedreht ergibt sich für deutsche Technologieanbieter aber durch den starken kanadischen Sektor auch ein Wettbewerbsdruck, wie der umfangreiche Einsatz kanadischer Technologie weltweit deutlich macht.

Literaturverzeichnis

Alle Internetquellen wurden zuletzt zwischen dem 1. Oktober 2020 und dem 15. Februar 2021 abgerufen.

- Abotalebi; Dr. E., Dr. Y. Zhao, Dr. A. Raj, Dr. J.G. Petrunic 2020: Rail Innovation in Canada: Top 10 Technology Areas for Passenger and Freight Rail. Transport Canada, CUTRIC-CRITUC Low-Carbon Smart Mobility Knowledge Series No. 1 2020. Zugriff unter: <https://cutric-crituc.org/wp-content/uploads/2020/06/CUTRIC-Rail-Innovation-in-Canada-Top-10-Technology-areas-for-Passenger-and-Freight-Rail.pdf>
- adelphi 2021a: Wasserstoff in den USA. Potenziale, Diskurs, Politik und transatlantische Kooperation. Berlin: adelphi. Zugriff unter: <https://www.adelphi.de/de/publikation/wasserstoff-in-den-usa>
- adelphi 2021b: Energiepolitik in Kanada. Berlin: adelphi. Wird Anfang 2021 veröffentlicht.
- adelphi, Navigant, GIZ und dena 2019: Grüner Wasserstoff: Internationale Kooperationspotenziale für Deutschland. Zugriff unter: <https://www.adelphi.de/de/publikation/gr%C3%BCner-wasserstoff-internationale-kooperationspotenziale-f%C3%BCr-deutschland>
- AG Energiebilanzen 2020: Stromerzeugung nach Energieträgern 1990 - 2020 (Stand Dezember 2020). Zugriff unter: https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&file-Name=ausdruck_strez_abgabe_dez2020_anteile_.pdf
- Aghahosseini, A., Bogdanov, D., Barbosa, L., und Breyer, C 2019: Analysing the feasibility of powering the Americas with renewable energy and inter-regional grid interconnections by 2030, in: Renewable and Sustainable Energy Reviews, 105, 187-205. Zugriff unter: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.046>.
- Air Liquide 26.01.2021: Air Liquide inaugurates the world's largest low-carbon hydrogen membrane-based production unit in Canada. Zugriff unter: <https://energies.airliquide.com/air-liquide-inaugurates-worlds-largest-low-carbon-hydrogen-membrane-based-production-unit-canada>
- Air Liquide 12.06.2020: Toward a hydrogen-powered society. Zugriff unter: <https://www.airliquide.com/magazine/energy-transition/toward-hydrogen-powered-society>
- AER (Alberta Energy Regulator) 2019: AER releases annual Alberta Water Use Report. Zugriff unter: https://context.capp.ca/energy-matters/2019/itn_aer-alberta-water-use-report
- Alberta Government 2020: Getting Alberta back to work: natural gas vision and strategy. Zugriff unter: <https://open.alberta.ca/publications/getting-alberta-back-to-work-natural-gas-vision-and-strategy>
- Alter, L. 2020: Canada Announces Blue and Green Hydrogen Strategy, in: Treehugger. Zugriff unter: <https://www.treehugger.com/canada-announces-blue-green-hydrogen-strategy-5093207>
- APERC (Asia Pacific Energy Research Centre) 2018: Perspectives on Hydrogen in the APEC Region. Zugriff unter: <https://aperc.or.jp/file/2018/9/12/Perspectives+on+Hydrogen+in+the+APEC+Region.pdf>

- ATCO 21.07.2020: Atco to Build Alberta's First Hydrogen Blending Project with ERA Support. Zugriff unter: <https://www.atco.com/en-ca/about-us/news/2020/122900-atco-to-build-alberta-s-first-hydrogen-blending-project-with-era.html>
- Barrington-Leigh, C. and M. Ouliaris 2016: The renewable energy landscape in Canada: a spatial analysis. Renewable and Sustainable Energy Reviews Volume 75, August 2017, Pages 809-819. Zugriff unter: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.061>
- BC Gov News 2020: Province invests in hydrogen to help transition to cleaner energy. Zugriff unter: <https://news.gov.bc.ca/releases/2020EMPR0046-001696>
- BMBF (Bundesministerium für Bildung und Forschung) 9.12.2020: Bekanntmachung. Zugriff unter: <https://www.bmbf.de/foerderungen/bekanntmachung-3274.html>
- Burgess, M. 2020: Industry welcomes the Canadian Hydrogen Strategy, in: H2 View. Zugriff unter: <https://www.h2-view.com/story/industry-welcomes-the-canadian-hydrogen-strategy/>
- Brändle, Gregor; M. Schönfisch; S. Schulte 2020: Estimating Long-Term Global Supply Costs for Low-Carbon Hydrogen, EWI Working Paper No. 20/04 & Excel Tool. Zugriff unter: <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/news/policy-brief-h2-kosten/>
- CBC News 21.07.2020: Hydrogen-injected natural gas to heat homes in Alberta city next year. Zugriff unter: <https://www.cbc.ca/news/canada/calgary/alberta-hydrogen-home-heating-1.5657736>
- CBC News 29.12.2019: A look at some key questions about the Ford government's climate change plan. Zugriff unter: <https://www.cbc.ca/news/canada/toronto/ford-government-climate-change-year-in-review-1.5409125>
- CEC (Clean Energy Canada) 2021: Poll: British Columbians prefer the province invest in clean energy over LNG. Zugriff unter: <https://cleanenergycanada.org/poll-british-columbians-prefer-the-province-invest-in-clean-energy-over-lng/>
- CEC 2020a: A new hope: How hydrogen can deliver climate solutions and clean energy competitiveness for Canada. Zugriff unter: https://cleanenergycanada.org/wp-content/uploads/2020/10/CEC_Report_Hydrogen2020.pdf
- CEC 2020b: Media brief: Hydrogen as part of Canada's energy transition. Zugriff unter: <https://cleanenergycanada.org/hydrogen-as-part-of-canadas-energy-transition/>
- CER (Canada Energy Regulator) 2020a: Canada's Energy Future 2020. Zugriff unter: <https://www.cer-rec.gc.ca/en/data-analysis/canada-energy-future/2020/index.html>
- CER 2020b: Canada's Role in the Global LNG Market – Energy Market Assessment. Zugriff unter: <https://www.cer-rec.gc.ca/en/data-analysis/energy-commodities/natural-gas/report/2017-lng-market/canadas-role-in-global-lng-market-energy-market-assessment-canada-lng-landscape.html>
- CER 2020c: Provincial and Territorial Energy Profiles – New Brunswick. Zugriff unter: <https://www.cer-rec.gc.ca/en/data-analysis/energy-markets/provincial-territorial-energy-profiles/provincial-territorial-energy-profiles-new-brunswick.html>
- CER 2020d: Provincial and Territorial Energy Profiles – Nova Scotia. Zugriff unter: <https://www.cer-rec.gc.ca/en/data-analysis/energy-markets/provincial-territorial-energy-profiles/provincial-territorial-energy-profiles-nova-scotia.html>

- CER 2020e: Provincial and Territorial Energy Profiles – Québec. Zugriff unter: <https://www.cer-rec.gc.ca/en/data-analysis/energy-markets/provincial-territorial-energy-profiles/provincial-territorial-energy-profiles-quebec.html>
- CERI (Canadian Energy Research Institute) 2018: A comprehensive guide to electricity generation options in Canada. Abrufbar unter: <https://ceri.ca/studies/a-comprehensive-guide-to-electricity-generation-options-in-canada>
- CHFCA (Canadian Hydrogen and Fuel Cell Association) 2018: Canadian Hydrogen and Fuel Cell Sector Profile 2018. Zugriff unter: <http://www.chfca.ca/wp-content/uploads/2019/10/CHFC-Sector-Profile-2018-Final-Report.pdf>
- CHFCA 2016: Member Directory – Academic Members. Zugriff unter: <http://www.chfca.ca/members/member-directory/>
- CNSC (Canadian Nuclear Safety Commission) 2020: Nuclear power plants. Zugriff unter: <http://www.nuclearsafety.gc.ca/eng/reactors/power-plants/index.cfm>
- COM (Europäische Kommission) 2020: Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen: Eine Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa. Zugriff unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX%3A52020DC0301&qid=1613156931960>
- Cummins 12.11.2020: In its second year, North America's first multi-megawatt power-to-gas facility shows hydrogen's Potenzial. Zugriff unter: <https://www.cummins.com/news/2020/11/12/its-second-year-north-americas-first-multi-megawatt-power-gas-facility-shows/>
- David Suzuki Foundation 2020: Canada's hydrogen strategy gets half of equation right. Zugriff unter: <https://david Suzuki.org/press/canadas-hydrogen-strategy-gets-half-of-equation-right/>
- Dogger Bank 2020: Dogger Bank Wind Farm A and B reaches financial close. Zugriff unter: <https://doggerbank.com/press-releases/dogger-bank-wind-farm-a-and-b-reaches-financial-close/>
- Drolet, B.; J. Gretz, D. Kluyskens, F. Sandmann, R. Wurster 1996: The euro-québec hydrogen pilot project (EQHHPP): demonstration phase. Zugriff unter: [https://doi.org/10.1016/0360-3199\(95\)00083-6](https://doi.org/10.1016/0360-3199(95)00083-6)
- Electric Autonomy 02.10.2020: Federal government announces \$1.5-billion for zero-emission buses and charging infrastructure. Zugriff unter: <https://electricautonomy.ca/2020/10/01/federal-investment-zev-bus-charging/>
- Elkind, J., Blanton, E., Denier Van der Gon, H., Kleinberg, R. und Leemhuis, A. 2020: Nowhere to Hide: Implications for Policy, Industry, and Finance of Satellite-Based Methane Detection. New York City: Columbia Center on Global Energy Policy. <https://www.energypolicy.columbia.edu/research/commentary/nowhere-hide-implications-policy-industry-and-finance-satellite-based-methane-detection>
- Energy Storage Activity 26.5.2017: Wind-Hydrogen-Diesel on Ramea Island. Zugriff unter: <http://energystorageactivity.ca/region/newfoundland-and-labrador/projects/wind-hydrogen-diesel-ramea-island>
- Enhance Energy 2020: ACTL. Zugriff unter: <https://enhanceenergy.com/actl/>

- Environmental Defence Canada et al. 2020: Hydrogen Strategy for Canada should focus on renewable hydrogen. Zugriff unter: <https://environmentaldefence.ca/report/hydrogen-letter/>
- Environmental Defence Canada 2020: Statement from Julia Levin, Climate and Energy Program Manager, on the federal government's new hydrogen strategy. Zugriff unter: <https://environmentaldefence.ca/2020/12/16/statement-julia-levin-climate-energy-program-manager-federal-governments-new-hydrogen-strategy/>
- Équiterre 2020: Federal strategy on #H2 „The federal government cannot call itself a leader in the clean fuel industry if its hydrogen strategy ... [Tweet, 16.12.2020]. Zugriff unter: <https://twitter.com/equiterre/status/1339275568299319298>
- ERA 2020a: A New Wave In Hydrogen Production, Standing Wave Reformers Inc. Zugriff unter: <https://eralberta.ca/projects/details/a-new-wave-in-hydrogen-production/>
- ERA 2020b: Development and Field Testing of a Tri-Generation Pyrolysis (TGP) System for Low-Cost, Clean Hydrogen Production, Ekona Power Inc. Zugriff unter: <https://eralberta.ca/projects/details/development-and-field-testing-of-a-tri-generation-pyrolysis-tgp-system-for-low-cost-clean-hydrogen-production/>
- Ferris, D. 2017: Canada has too much clean electricity. Anybody want it? Zugriff unter: <https://www.eenews.net/stories/1060061255>
- Fraunhofer ISE 2021: Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, Fassung vom 2.2.2021. Zugriff unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.html>
- Fuel Cells Works 11.09.2020: Government of British Columbia funding \$10 Million for construction of 10 hydrogen fuelling stations in the province. Zugriff unter: <https://fuelcellsworks.com/news/government-of-british-columbia-funding-10-million-for-construction-of-10-hydrogen-fuelling-stations-in-the-province/>
- Fuel Cells Works 14.03.2020: Second Hydrogen Station to be Built in Quebec. Zugriff unter: <https://fuelcellsworks.com/news/second-hydrogen-station-to-be-built-in-quebec/#:~:text=The%20very%20first%20public%20hydrogen,has%20not%20been%20made%20public.>
- Gas Technology 30.03.2020: LDC Focus: Spotlight on Enbridge Gas Inc., Ontario utility embarks on North America's first utility-scale Power to Gas plant project. Zugriff unter: <https://www.plantengineering.com/articles/lcd-focus-spotlight-on-enbridge-gas-inc/>
- Global CCS Institute 2019: Global Status of CCS 2019. Zugriff unter: https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2019/12/GCC_GLOBAL_STATUS_REPORT_2019.pdf
- Global News 10.07.2020: Shell's Quest carbon capture project hits milestone of 5M tonnes. Zugriff unter: <https://globalnews.ca/news/7163101/alberta-shell-quest-carbon-capture-5-million-tonnes/>
- Global News 24.06.2020: World's 1st hydrogen extraction technology of its kind piloted in Saskatchewan. Zugriff unter: <https://globalnews.ca/news/7104460/proton-hydrogen-saskatchewan/>
- Globe Newswire 21.07.2020: \$58 million announced for natural gas innovations worth \$155 million, ERA supports 20 projects that create jobs, attract investment, and reduce emis-

- sions. Zugriff unter: <https://www.globenewswire.com/news-release/2020/07/21/2065101/0/en/58-million-announced-for-natural-gas-innovations-worth-155-million.html>
- Government of Canada 11.12.2020: A Healthy Environment and a Healthy Economy. Zugriff unter: <https://www.canada.ca/en/environment-climate-change/news/2020/12/a-healthy-environment-and-a-healthy-economy.html>
- Government of Canada 22.7.2020: Canada Joins Three Percent Club to Improve Global Energy Efficiency. Zugriff unter: <https://www.canada.ca/en/natural-resources-canada/news/2020/07/canada-joins-three-percent-club-to-improve-global-energy-efficiency.html>
- Government of Canada 2020a: Greenhouse Gas Emissions. Canadian Environmental Sustainability Indicators. Zugriff unter: <https://www.canada.ca/content/dam/eccc/documents/pdf/cesindicators/ghg-emissions/2020/greenhouse-gas-emissions-en.pdf>
- Government of Canada 2020b: SMR Action Plan. Zugriff unter: <https://smractionplan.ca/>
- Government of Canada 2019: Government of Canada releases emissions projections, showing progress towards climate target <https://www.canada.ca/en/environment-climate-change/news/2019/12/government-of-canada-releases-emissions-projections-showing-progress-towards-climate-target.html>
- Government of Saskatchewan 24.06.2020: Saskatchewan Announces First-Of-Its-Kind Hydrogen Project In The World. Zugriff unter: <https://www.saskatchewan.ca/government/news-and-media/2020/june/24/hydrogen-production-project>
- Greenfield Global 20.11.2019: Greenfield Global Inc. And Hy2gen Canada Announce A Joint Venture To Produce Green Hydrogen In Québec. Zugriff unter: <https://greenfield.com/news/2019/greenfield-global-inc-and-hy2gen-canada-announce-a-joint-venture-to-produce-green-hydrogen-in-quebec/>
- Greenpeace 2020: Léger Poll: Quebecers do not want GNL Québec and do not want to see public funds invested. Zugriff unter: <https://www.greenpeace.org/canada/en/press-release/44913/leger-poll-quebecers-do-not-want-gnl-quebec-and-do-not-want-to-see-public-funds-invested/>
- Griwkowsky, C. 2020: Federal hydrogen strategy checks off Alberta boxes, but funding still in question, in: Politics Today. Zugriff unter: <https://www.politicstoday.news/alberta-today/federal-hydrogen-strategy-checks-off-alberta-boxes-but-funding-still-in-question>
- GTAI (Germany Trade and Invest) 2020a: Kanada setzt auf grünen und blauen Wasserstoff. Zugriff unter: <https://www.gtai.de/gtai-de/trade/specials/kanada-setzt-auf-gruenen-und-blauen-wasserstoff-537544.pdf>
- GTAI 2020b: Kanadas Industrie in den Startlöchern für Wasserstoffwirtschaft. Zugriff unter: <https://www.gtai.de/gtai-de/trade/specials/kanadas-industrie-in-den-startloechern-fuer-wasserstoffwirtschaft-537540.pdf>
- HBC (Hydrogen Business Council) & OCTIA (Ontario Clean Technology Industry Association) 2020: Proposed hydrogen transition in Ontario. Zugriff unter: https://mcusercontent.com/13dfca4b1376d04c174d4430a/files/557df80a-3b19-42e5-835a-6d3ae0349a3f/Proposal_for_Hydrogen_Transition_in_Ontario.pdf
- Hummingbird Hydrogen 2020: Hummingbird Hydrogen. Zugriff unter: <https://hh2.ca/>

- Hy2Gen Canada 2020: Projects: Four large scale projects under development, additional projects ramping up. Zugriff unter: <https://hy2gen.com/canada/>
- Hydro-Québec 2020a: Comparison of Electricity Prices in Major North American Cities Rates in effect April 1, 2020. Zugriff unter: <https://www.hydro-quebec.com/data/documents-donnees/pdf/comparison-electricity-prices.pdf>
- Hydro-Québec 2020b: Annual Report 2019. Zugriff unter: <https://www.hydro-quebec.com/data/documents-donnees/pdf/annual-report-2019-hydro-quebec.pdf>
- Hydro-Québec 2019: Setting new sights with our clean energy. Zugriff unter: <https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/strategic-plan.pdf>
- IEA 2020a: Hydrogen Projects Database. Zugriff unter: <https://www.iea.org/reports/hydrogen-projects-database>
- IEA 2020b: Report World Energy Prices. Overview. Zugriff unter: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ea2f7700-2b1e-4611-a5dd-64917e356043/Energyprices2020.pdf>
- IEA 2019: The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities. Zugriff unter: <https://web-store.iea.org/the-future-of-hydrogen>
- IRENA 2020a: Renewable Power Generation Costs in 2019. Zugriff unter: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2019.pdf
- IRENA 2020b: Wind Costs. Zugriff unter: <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Costs/Wind-Costs>
- IRENA 2019: Hydrogen: A renewable energy perspective. Zugriff unter: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Hydrogen_2019.pdf
- IWR 01.10.2018: Hydrogenics liefert für Alstom Brennstoffzellen-Züge. Zugriff unter: <https://www.iwr.de/news/hydrogenics-liefert-fuer-alstom-brennstoffzellen-zuege-news35508>
- Jordaan, S. M. 2012: Land and Water Impacts of Oil Sands Production in Alberta, in: Environ. Sci. Technol. 2012, 46, 7, 3611–3617. Zugriff unter: <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/es203682m>
- Layzell, D.; J. Lof, K. McElheran, M. Narendran, N. Belanger, B. Straatman, S. Sit 2020a: The Future of Freight, Part C: Implications for Alberta of alternatives to Diesel. CESAR Scenarios Vol 5, Issue 1: 1-58. Zugriff unter: https://www.cesarnet.ca/sites/default/files/pdf/cesar-scenarios/CESAR-Scenarios-Future_of_Freight_C.pdf
- Layzell, D.; C. Young, J. Lof, J. Leary, S. Sit 2020b: Towards Net-Zero Energy Systems in Canada: A key role for hydrogen. Transition Accelerator Reports: Vol 2, Issue 3. Zugriff unter: <https://transitionaccelerator.ca/towards-net-zero-energy-systems-in-canada-a-key-role-for-hydrogen/>
- LBS (Ludwig-Bölkow-Stiftung) 2020: Historisches Projekt: Euro-Québec Hydro-Hydrogen Pilot Project. Zugriff unter: <http://ludwig-boelkow-stiftung.org/eqhphp>
- McCall, M. 2020: Ottawa's Hydrogen Strategy has investment and pipeline problems, in: Boe Report. Zugriff unter: <https://boereport.com/2020/12/21/ottawas-hydrogen-strategy-has-investment-and-pipeline-problems/>

- McCartney, P. 2020: FYI when the federal government wants to de-risk something it's you and I who take the risk. Pouring public money into fossil hydrogen when renewable hydrogen ... (Tweet, 16.12.2020). Zugriff unter: https://twitter.com/Climate_Pete/status/1339280466747117568
- Menzies, C. und Marquardt, M. 2019: Auctions for the support of renewable energy in Alberta, Canada. Zugriff unter: http://aures2project.eu/wp-content/uploads/2020/02/AURES_II_case_study_Canada.pdf
- National Observer 11.11.2020: Opposition runs high against Quebec natural gas project rest of Canada hears little about. Zugriff unter: <https://www.nationalobserver.com/2020/11/11/opinion/pushback-quebec-natural-gas-project-canada-fracking-energy>
- Nova Scotia Power 11.2.2021: Where is your energy coming from? Electricity mix year to date, as update on February 11. <https://www.nspower.ca/clean-energy/todays-energy-stats>
- Newswire 29.1.2020: Poll shows British Columbians support LNG. Zugriff unter: <https://www.newswire.ca/news-releases/poll-shows-british-columbians-support-lng-819683635.html>
- NRC (National Research Council Canada) 2020: Energy, Mining and Environment Research Centre. Zugriff unter: <https://nrc.canada.ca/en/research-development/research-collaboration/research-centres/energy-mining-environment-research-centre>
- NRCan (Natural Resources Canada) 2020a: The Hydrogen Strategy. Zugriff unter: <https://www.nrcan.gc.ca/changements-climatiques/hydrogen-strategy/23080>
- NRCan 2020b: Electricity Facts. Zugriff unter: <https://www.nrcan.gc.ca/science-data/data-analysis/energy-data-analysis/energy-facts/electricity-facts/20068>
- NRCan 2020c: Natural Gas Facts. Zugriff unter: <https://www.nrcan.gc.ca/science-data/data-analysis/energy-data-analysis/energy-facts/natural-gas-facts/20067#L3>
- NRCan 2020d: Electric Charging and Alternative Fuelling Stations Locator. Zugriff unter: <https://www.nrcan.gc.ca/energy-efficiency/energy-efficiency-transportation-and-alternative-fuels/electric-charging-alternative-fuelling-stationslocator-map/20487#/find/nearest?fuel=HY>
- NRCan 2020e: Canadian LNG Projects. Zugriff unter: [https://www.nrcan.gc.ca/our-natural-resources/energy-sources-distribution/clean-fossil-fuels/natural-gas/canadian-lng-projects/5683#:~:text=Eighteen%20LNG%20export%20facilities%20have,d\)%20of%20natural%20gas](https://www.nrcan.gc.ca/our-natural-resources/energy-sources-distribution/clean-fossil-fuels/natural-gas/canadian-lng-projects/5683#:~:text=Eighteen%20LNG%20export%20facilities%20have,d)%20of%20natural%20gas)
- NRCan 2020f: Electric Vehicle and Alternative Fuel Infrastructure Deployment Initiative. Zugriff unter: <https://www.nrcan.gc.ca/energy-efficiency/energy-efficiency-transportation/electric-alternative-fuel-infras/electric-vehicle-alternative-fuels-infrastructure-deployment-initiative/18352>
- NRCan 2020g: Energy and the Economy. Zugriff unter: <https://www.nrcan.gc.ca/science-data/data-analysis/energy-data-analysis/energy-facts/energy-and-economy/20062>
- NRCan 2020h: Energy Fact Book 2020-2021. Zugriff unter: https://www.nrcan.gc.ca/sites/nrcan/files/energy/energy_fact/energy-factbook-2020-2021-English.pdf
- NRCan 2020i: Natural Gas Facts. Zugriff unter: <https://www.nrcan.gc.ca/science-data/data-analysis/energy-data-analysis/energy-facts/natural-gas-facts/20067>

- NRCan 2019: 2019 Hydrogen Pathways: Enabling a clean growth future for Canadians. Zugriff unter: <https://www.nrcan.gc.ca/energy-efficiency/energy-efficiency-transportation/resource-library/2019-hydrogen-pathways-enabling-clean-growth-future-canadians/21961>
- NRCan 2018: A Call to Action: A Canadian Roadmap for Small Modular Reactors. Zugriff unter: https://smrroadmap.ca/wp-content/uploads/2018/11/SMRroadmap_EN_nov6_Web-1.pdf
- NRCan 2015: Carbon Capture and Storage: Canada's Technology Demonstration Leadership. Zugriff unter: <https://www.nrcan.gc.ca/energy/publications/16226>
- NREL (National Renewable Energy Laboratory) 2020: The Technical and Economic Potential of the H2@Scale Concept within the United States. Zugriff unter: <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/77610.pdf>
- NREL 2017: Wind Resource Data, Tools, and Maps. Zugriff unter: <https://www.nrel.gov/gis/wind.html#cite>
- Olateju, B. und A. Kumar 2016: A techno-economic assessment of hydrogen production from hydropower in Western Canada for the upgrading of bitumen from oil sands. Energy 115 (2016) 604e614. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.08.101>
- Ontario 2020: Ontario Low-Carbon Hydrogen Strategy. Discussion Paper. Zugriff unter: <https://prod-environmental-registry.s3.amazonaws.com/2020-11/Ontario%20Low-Carbon%20Hydrogen%20Strategy%20-%20discussion%20paper%20%28November%202020%29.pdf>
- Pembina Institute 2020: Strong climate policies will drive clean hydrogen deployment. Pembina Institute reacts to Hydrogen Strategy for Canada. Zugriff unter: <https://www.pembina.org/media-release/canada-hydrogen-strategy>
- PNNL (Pacific Northwest National Laboratory) 2016a: Hydrogen Pipelines. Zugriff unter: <https://h2tools.org/hyarc/hydrogen-data/hydrogen-pipelines>
- PNNL 2016b: Merchant Hydrogen Plant Capacities in North America. Zugriff unter: <https://h2tools.org/hyarc/hydrogen-data/merchant-hydrogen-plant-capacities-north-america>
- Proton Technologies 2020: The Proton Process. Zugriff unter: <https://proton.energy/proton-process/>
- Public Policy Forum 21.07.2020: Carbon Capture, Utilization and Storage: It's Time to Act. Zugriff unter: <https://www.newswire.ca/news-releases/carbon-capture-utilization-and-storage-it-s-time-to-act-813263831.html>
- Reuters 16.12.2020: Canada unveils hydrogen strategy to kick-start clean fuel industry. Zugriff unter: <https://www.reuters.com/article/us-canada-hydrogen-idUSKBN28Q2XC>
- Reuters 04.09.2020: Canada has big plans to use hydrogen to cut emissions - and produce more oil. Zugriff unter: <https://www.reuters.com/article/canada-hydrogen/canada-has-big-plans-to-use-hydrogen-to-cut-emissions-and-produce-more-oil-idUKL1N2FY17G>
- RH2C (Renewable Hydrogen Canada) 2020: Renewable Hydrogen Canada. Zugriff unter: <http://www.renewableh2canada.ca/#>
- Riepein, I., Müsgens, F., Jansen, M. und Staffell, I. 2020: Europe could have subsidy-free Offshore Wind by 2023. Zugriff unter: <https://energypost.eu/europe-could-have-subsidy-free-offshore-wind-by-2023/>

- Roy, J. und M. Demers 2019: The hydrogen option for energy: a strategic advantage for Québec. Zugriff unter: https://hydrogene.quebec/pdf/The%20Hydrogen%20Option%20for%20Energy_A%20Strategic%20Advantage%20for%20Quebec.pdf
- S&P Global 25.8.2020: Utah city abandons small modular reactor project, , S&P Global Market Intelligence. <https://www.spglobal.com/marketintelligence/en/news-insights/latest-news-headlines/utah-city-abandons-small-modular-reactor-project-60077135>
- Sharp, J. 2008: Carbon Capture and Storage: The Views of the Canadian Public. The Pembina Institute/Institute for Sustainable Energy, Environment and Economy. Zugriff unter: <https://www.pembina.org/reports/ccs-discuss-public-views.pdf>
- Shell Canada Energy 2019: Quest Carbon Capture and Storage Project, Annual Summary Report - Alberta Department of Energy: 2018, March 2019. Zugriff unter <https://open.alberta.ca/dataset/c7969bcb-d510-48b4-aef5-7cc6d92d183a/resource/b1480661-2efa-4b9d-a6e6-5ca47021c399/download/quest-annual-summary-alberta-department-of-energy-2018.pdf>
- Statistics Canada 2020a: New Motor Vehicle Registrations Data Visualisation Tool. Zugriff unter: <https://www150.statcan.gc.ca/n1/pub/71-607-x/71-607-x2019028-eng.htm>
- Statistics Canada 2020b: Automotive Statistics. Zugriff unter: <https://www.statcan.gc.ca/eng/topics-start/automotive>
- Tanguy, Philippe A.; L. Fradette, J. Chaouki, M. Neisiani, O. Savadogo 2020: Executive Summary of the Study on the Techno-Economic Potenzial of the Development of Québec's Hydrogen Sector and its Potenzial for the Energy Transition. Report prepared for Transition énergétique Québec. Zugriff unter: <https://transitionenergetique.gouv.qc.ca/fileadmin/medias/pdf/expertises/Executive-summary-study-Potenzial-Quebec-hydrogen-sector.pdf>
- Tcvetkov, P.; A. Cherepovitsyn, S. Fedoseev 2019: Public perception of carbon capture and storage: A state-of-the-art overview. Heliyon 2019 Dec; 5(12): e02845. doi: <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2019.e02845>
- TEQ (Transition énergétique Québec) 2020: Étude sur le potentiel de la filière de l'hydrogène au Québec dans la transition énergétique. Principales conclusions. Zugriff unter: https://transitionenergetique.gouv.qc.ca/fileadmin/medias/pdf/expertises/PPT_webinaire_H2_20200714.pdf
- TEQ 2018: 2018 - 2023 energy transition, innovation and efficiency master plan. Zugriff unter: <https://transitionenergetique.gouv.qc.ca/fileadmin/medias/pdf/plan-directeur/Master-Plan-TEQ-Roadmaps-2018-12-07.pdf>
- The Conversation 10.12.2019: 'New and improved' Doug Ford doesn't extend to the environment. Zugriff unter: <https://theconversation.com/new-and-improved-doug-ford-doesnt-extend-to-the-environment-128432>
- The Energy Mix 19.01.2020: Chetwynd, B.C. Renewable hydrogen plan gets \$200M cash injection from Mayquarie. Zugriff unter: <https://theenergymix.com/2020/01/19/chetwynd-b-c-renewable-hydrogen-plant-gets-200m-cash-injection-from-macquarie/>
- The Energy Mix 30.5.2019: Quebec's Legault promises 40% cut in oil consumption by 2030. Zugriff unter: <https://theenergymix.com/2019/05/30/quebecs-legault-promises-40-cut-in-oil-consumption-by-2030/>

- The Star 9.9.2020: Which Doug Ford will show up when it's time to talk about climate change? Zugriff unter: <https://www.thestar.com/politics/political-opinion/2020/09/09/which-doug-ford-will-show-up-when-its-time-to-talk-about-climate-change.html>
- The Transition Accelerator 2020: Our Work on Hydrogen. Zugriff unter: <https://transitionaccelerator.ca/our-work/hydrogen/>
- thyssenkrupp 18.01.2021: First green hydrogen project becomes reality: thyssenkrupp to install 88 megawatt water electrolysis plant for Hydro-Québec in Canada. Zugriff unter: <https://www.thyssenkrupp.com/en/newsroom/press-releases/pressdetailpage/first-green-hydrogen-project-becomes-reality--thyssenkrupp-to-install-88-megawatt-water-electrolysis-plant-for-hydro-quebec-in-canada-93778>
- UBC CERC (University of British Columbia - Clean Energy Research Centre) o. D.: Hydrogen. Zugriff unter: <http://cerc.ubc.ca/research/hydrogen/#banner>
- UBA (Umweltbundesamt) 2013: Potenzial der Windenergie an Land. Zugriff unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/potenzial_der_windenergie.pdf
- UNFCCC 2021: Time Series - Annex I: GHG total with LULUCF, in kt CO₂ equivalent. Zugriff unter: https://di.unfccc.int/time_series
- Whitmarsh, L.; D. Xenias, C.R. Jones 2019: Framing effects on public support for carbon capture and storage. Palgrave Communications (2019) 5:17. <https://doi.org/10.1057/s41599-019-0217-x>
- WindEurope 2020: Offshore Wind in Europe. Key trends and statistics 2019. Zugriff unter: <https://windeurope.org/about-wind/statistics/offshore/european-offshore-wind-industry-key-trends-statistics-2019/>
- Windpower Monthly 29.04.2020: Renewables 'cheapest option for most of the world'. Zugriff unter: <https://www.windpowermonthly.com/article/1681740/renewables-cheapest-option-world>
- WNISR 2020: Mycle Schneider, Anthony Froggatt et al., World Nuclear industry Status Report 2020. Zugriff unter: <https://www.worldnuclearreport.org/-World-Nuclear-Industry-Status-Report-2020-.html>
- World Bank 2020: Hydrogen exports by country in 2019. Zugriff unter: <https://wits.worldbank.org/trade/comtrade/en/country/ALL/year/2019/tradeflow/Exports/partner/WLD/product/280410>
- World Bank 2019a: Ease of doing business index – Canada. Zugriff unter: <https://data.worldbank.org/indicator/IC.BUS.EASE.XQ?locations=CA>
- World Bank 2019b: GDP per capita, PPP (current international \$). – Germany, Canada. Zugriff unter: https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.PCAP.PP.CD?locations=DE-CA&most_recent_value_desc=true
- World Bank 2016: Thirsty Energy (II) The Importance of Water for Oil and Gas Extraction. Zugriff unter: <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/23635>
- Zamel, Dr. N.; Dr. D. Gerteisen, A. Scherzer, P. D. Schneider, U. Groos 2020: Abschlussbericht für das Verbundvorhaben „Deutsch-Kanadische Brennstoffzellenkooperation: Diagnose und Entwicklung von Komponenten für Automobile Brennstoffzellen“. Zugriff unter: http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-5933979.pdf

Zen (and the Art of Clean Energy Solutions) 2020: Net-Zero Future: A Feasibility Study of Hydrogen Production, Storage, Distribution and Use in The Maritimes. Dunsky Consulting, Redrock Power Systems. Zugriff unter: <https://oera.ca/hydrogenstudy>

Zen (and the Art of Clean Energy Solutions) 2019: British Columbia Hydrogen Study. Institute for Breakthrough Energy and Emission Technologies, G&S Budd Consulting Services. Zugriff unter: <https://bcbioenergy.ca/resources/bcbs-publications/british-columbia-hydrogen-study/>

Zozmann, E, Göke, L., Kendzioriski, M., Rodriguez del Angel, C., von Hirschhausen, C. und Winkler, J. 2021. 100% Renewable Energy Scenarios for North America—Spatial Distribution and Network Constraints, in: Energies 2021, 14(3), 658. Zugriff unter: <https://doi.org/10.3390/en14030658>