

ipcc

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON climate change

# Climate Change 2022

Mitigation of Climate Change

## IPCCAR6 WG3 特記



2022年 4月 18日

SCE-Net エネルギー研究会 FD

原 晋一

WGIII

Working Group III contribution to the  
Sixth Assessment Report of the  
Intergovernmental Panel on Climate Change



# IPCC AR6 WG3(緩和策) 4月4日公開

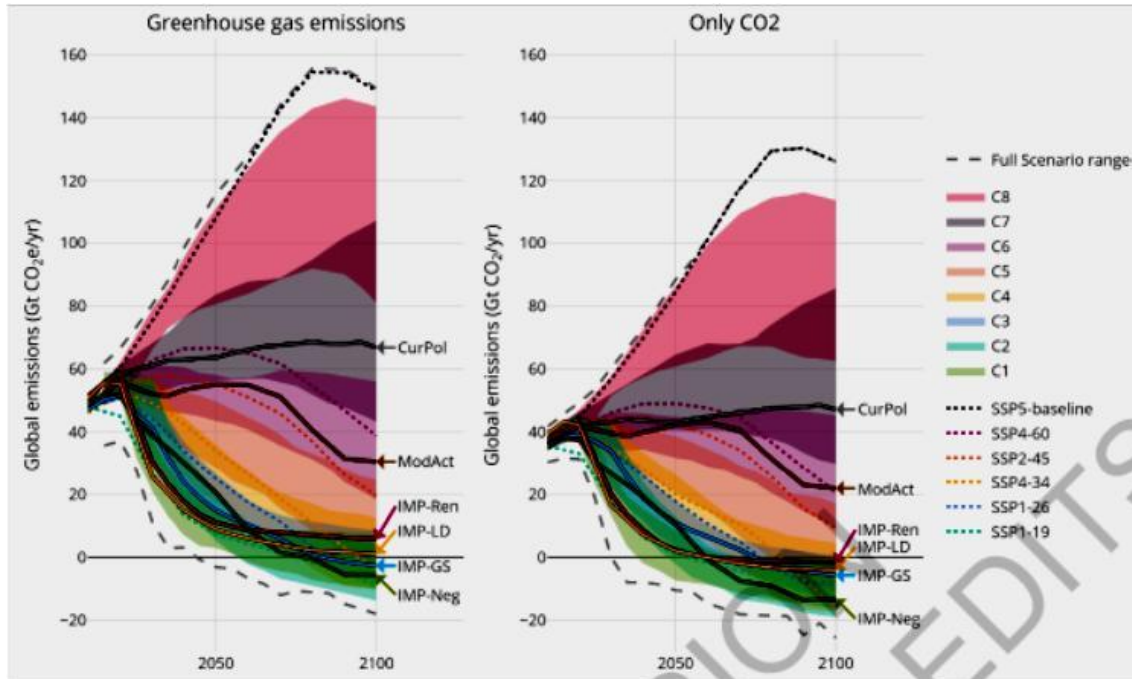
提言要点 (<https://www.carbonbrief.org/in-depth-qa-the-ipccs-sixth-assessment-on-how-to-tackle-climate-change>)

- “Global net anthropogenic [greenhouse gas] GHG emissions during the decade (2010-19) were higher than any previous time in human history (*high confidence*).”
- Although at least 90% of global GHG emissions are covered by climate targets, only 55% are covered by “direct” climate laws.
- Following current climate pledges to 2030 would make it “impossible” to limit warming to 1.5C with “no or limited overshoot” – and “strongly increas[e] the challenge” for 2C.
- “The global economic benefit of limiting warming to 2C is reported to exceed the cost of mitigation in most of the assessed literature (*medium confidence*).”
- In pathways limiting warming to 1.5C with no or limited overshoot, global CO2 emissions peak “at the latest before 2025” and then fall to 48% below 2019 levels in 2030, reaching net-zero by the “early 2050s”. Global GHGs fall 43% by 2030 and 84% by 2050.
- All scenarios limiting warming to 2C or below include “greatly reduced” fossil fuel use, with unabated coal being “completely” phased out by 2050.
- “The deployment of carbon dioxide removal (CDR) to counterbalance hard-to-abate residual emissions is unavoidable if net-zero CO2 or GHG emissions are to be achieved.”
- Accelerated climate action is “critical” to achieving sustainable development.

(他特記)

- PV、WT、Battery コストが大きく低下してきている。

# 各シナリオにおける排出経路と気温の変化



排出経路 記号	
IMP*-SP	Shifting Pathways
-Ren	Renewable
-LD	Low Demand
-Neg	Net Negative (CCS)
-GS	Gradual Strengthening Current Policy
-ModAct	Modelate Action
-CurPol	Current Policy
*: Illustrative Mittigation Pathway	

Pathway	2100年気温	径路記号	零排出年
C1	$\leq 1.5^\circ\text{C}$ , wo OS*	SD, LD	50~'55 ('35~'70)
C2	$\leq 1.5^\circ\text{C}$ , w OS	Neg	55~'60 ('45~'70)
C3	Likely $\leq 2^\circ\text{C}$	Gs	70~'75
C4	$\leq 2^\circ\text{C}$		80~'85
C5	$\leq 2.5^\circ\text{C}$		2100~
C6	$\leq 3^\circ\text{C}$	ModAct	Ditto
C7	$\leq 4^\circ\text{C}$	CurPol	Ditto
C8	$\geq 4^\circ\text{C}$		Ditto

\*: Over Shoot (Over Target Temp. then down to Target T.)

この図は、“Accepted Version Subject to Final Version”版だが、過去のARの図に対応させるため、表示した。

排出パスのネーミングは、排出の状況を表すシミュレーションモデル(IMP)と、パスの区別をする記号とから成っている。

IMPは2°C以下に多く設定されている、

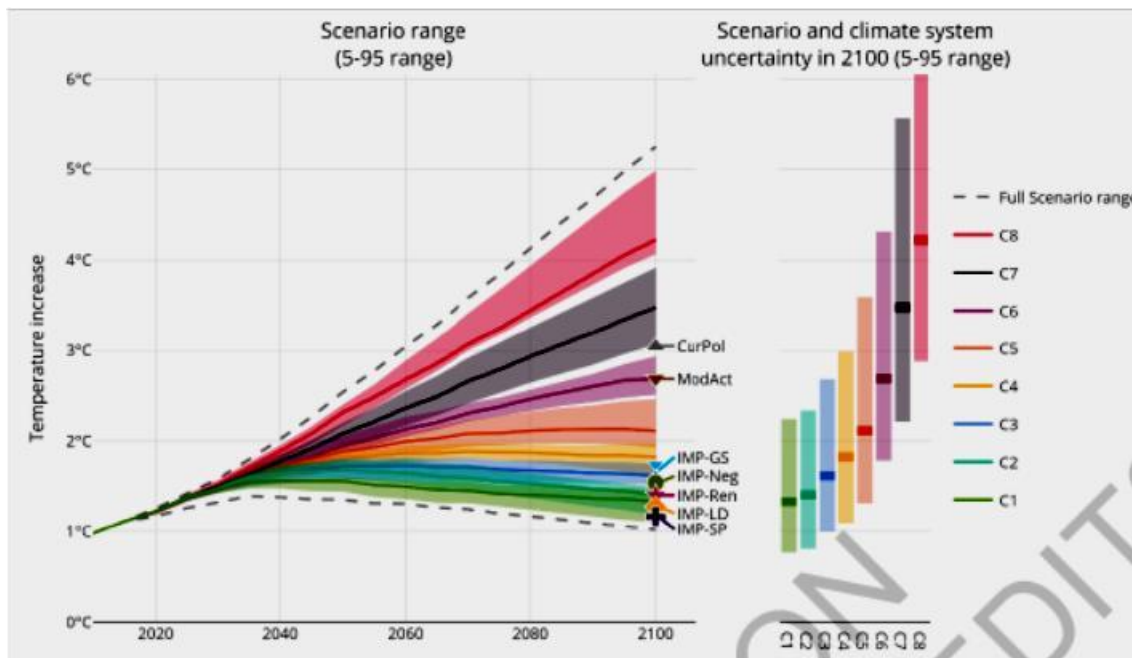
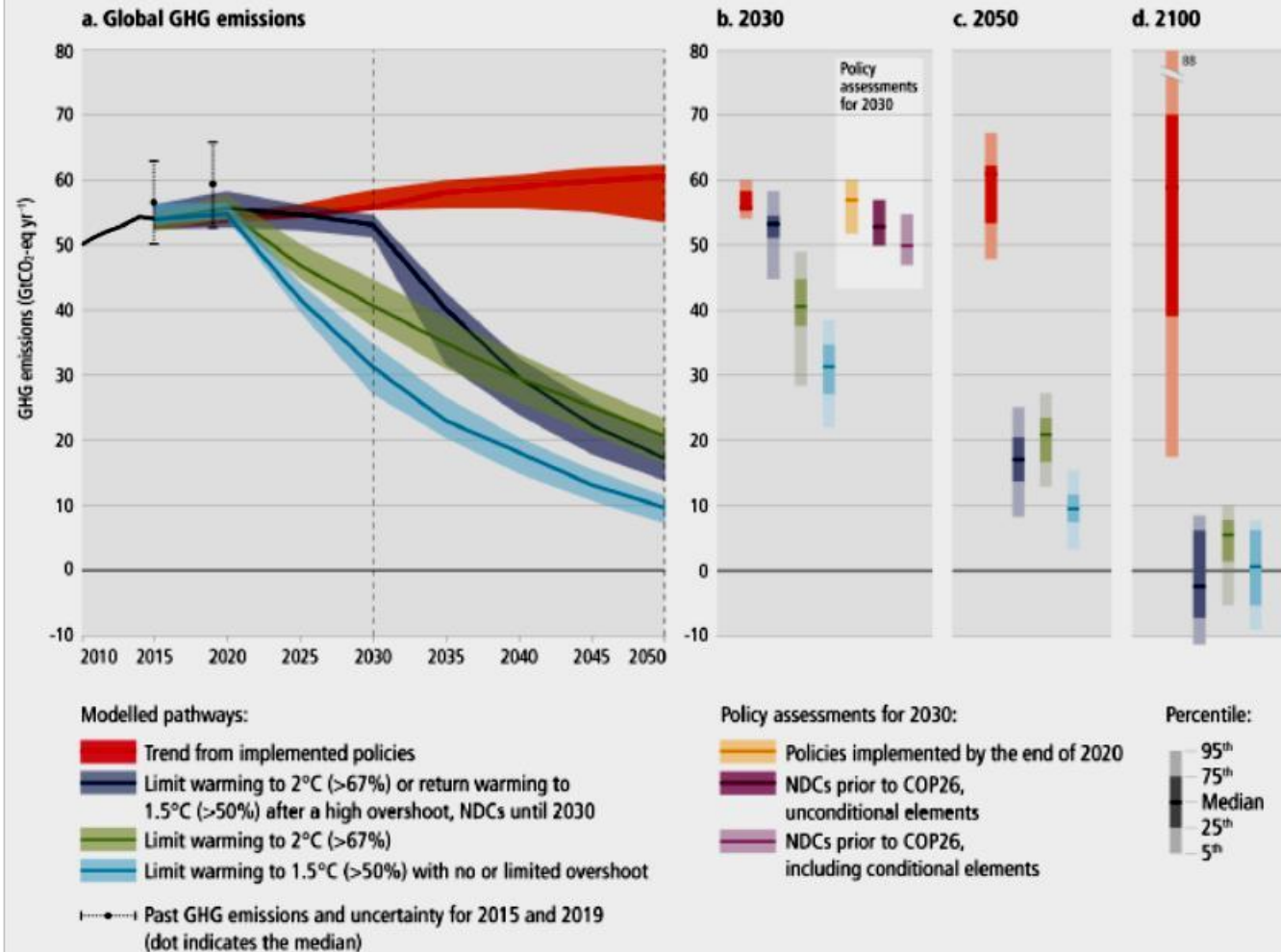


Fig. 3.10

Fig. 3.11

# SPM<sub>(approved)</sub> Emission Pathways

Projected global GHG emissions from NDCs announced prior to COP26 would make it likely that warming will exceed 1.5°C and also make it harder after 2030 to limit warming to below 2°C.

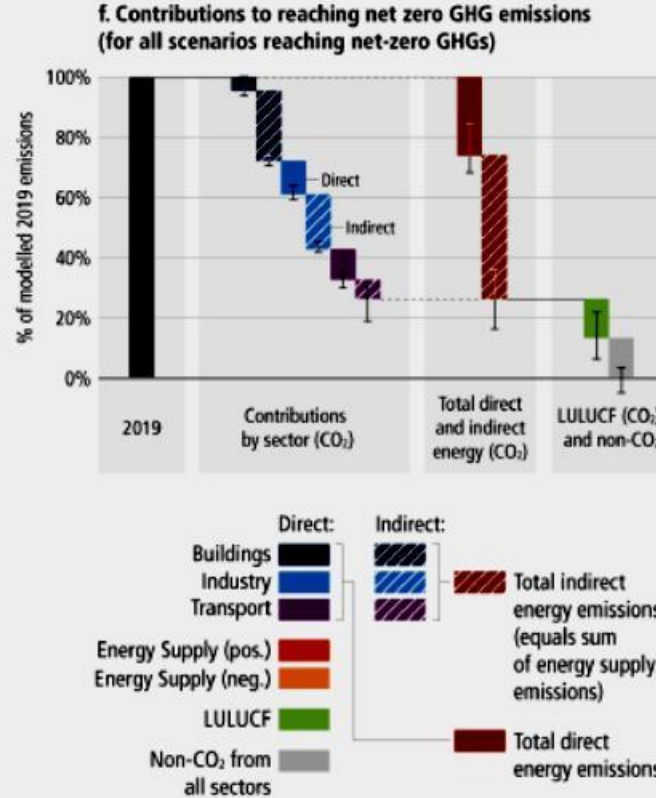
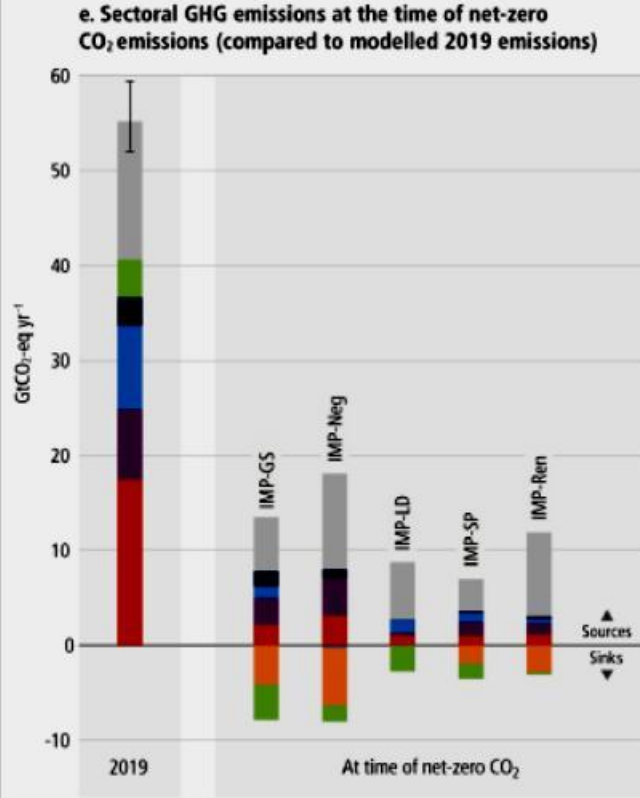


**Figure SPM.4: Global GHG emissions of modelled pathways (funnels in Panel a. and associated bars in Panels b, c, d) and projected emission outcomes from near-term policy assessments for 2030 (Panel b).**

これまでの放射強度やSSPをパラメーターとした図(2100年に6°Cのパスも有る)ではなく、**2°C以下の目標(Net Zero(CDR)が必要)**に的を置いた排出パスの図を提示している。

# Net Zero Emissionへの削減

Net zero CO<sub>2</sub> and net zero GHG emissions are possible through different modelled mitigation pathways.



排出経路 記号	
IMP*-SP	Shifting Pathways
-Ren	Renewable
-LD	Low Demand
-Neg	Net Negative (CCS)
-GS	Gradual Strengthening Current Policy
-ModAct	Modelate Action
-CurPol	Current Policy
*: Illustrative Mitigation Pathway	

Pathway	2100年気温	径路記号	零排出年
C1	≤1.5°C, wo OS*	SD, LD	50~55 ('35~70)
C2	≤1.5°C, w OS	Neg	55~60 ('45~70)
C3	Likely ≤2°C	Gs	70~75
C4	≤2°C		80~85
C5	≤2.5°C		2100~
C6	≤3°C	ModAct	Ditto
C7	≤4°C	CurPol	Ditto
C8	≥4°C		Ditto

\*: Over Shoot (Over Target Temp. then down to Target T.)

Figure SPM.5: Illustrative Mitigation Emissions Pathways (IMPs) and net zero CO<sub>2</sub> and GHG emissions strategies

GS(現状の政策の漸減対策)とNeg(現状政策におけるCCSの実施)による比較的穏やかな緩和策では、CCSや植林増(農地減)が大きくなるとともに、N<sub>2</sub>O増による非CO<sub>2</sub>のGHG増やEV化推進の遅れ等も有り、排出減はそれほど進まない。また、発電の再エネ化の下、ビル関係の電化や、工業における製鉄の電炉化や、輸送におけるEV化等により、間接排出の削減起こり、全排出削減量に対する間接排出削減の割合が50%以上となる。

Fig. TS.6

2019年  
分野別  
及び、  
直・間の  
排出割合

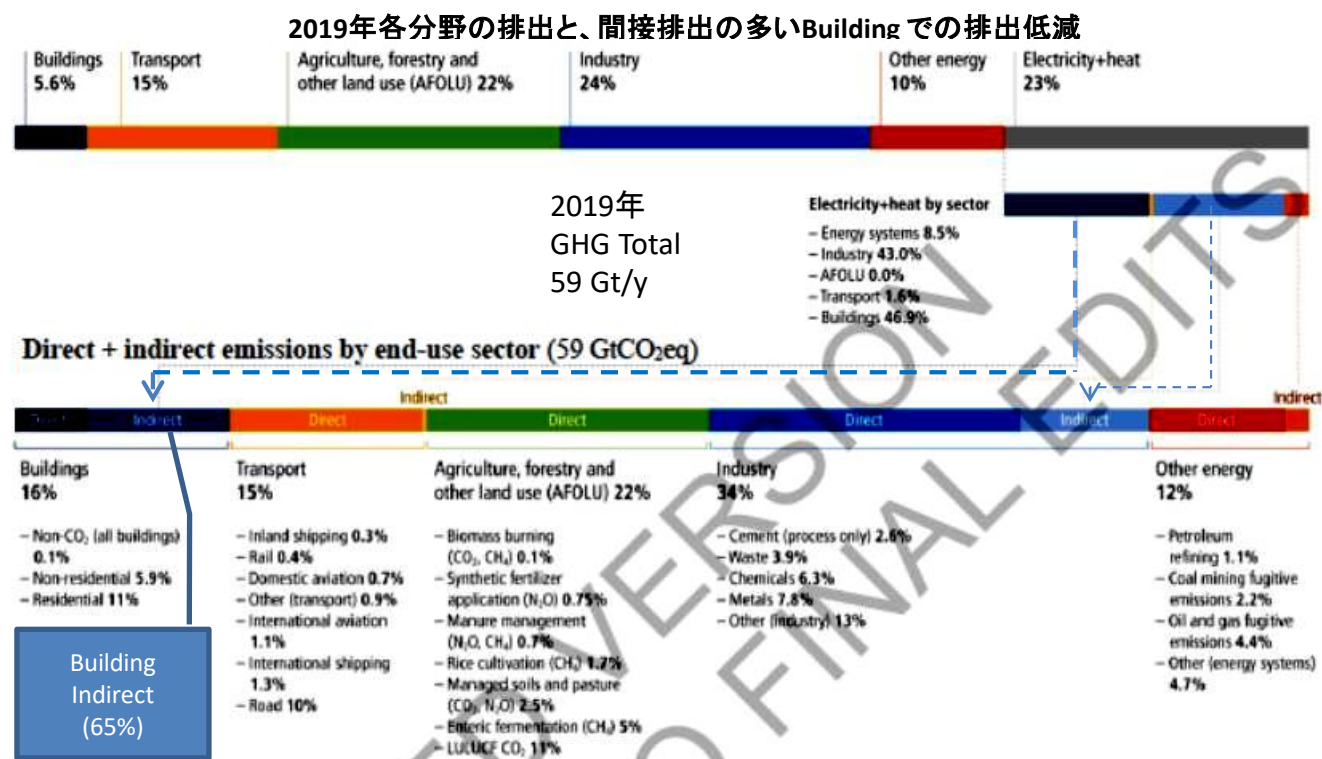
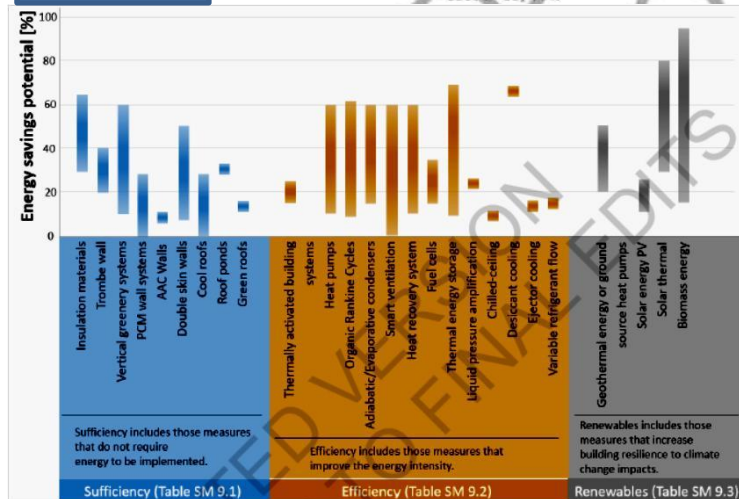


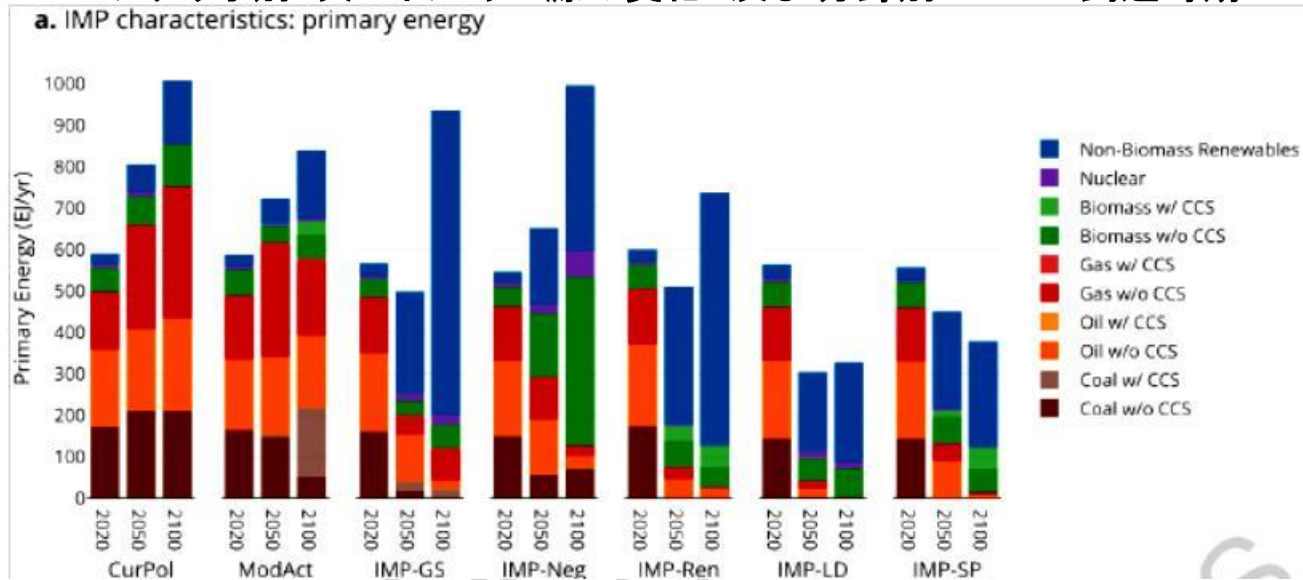
Fig. 9.11

Building  
における  
エネルギー削減  
ポテンシャル

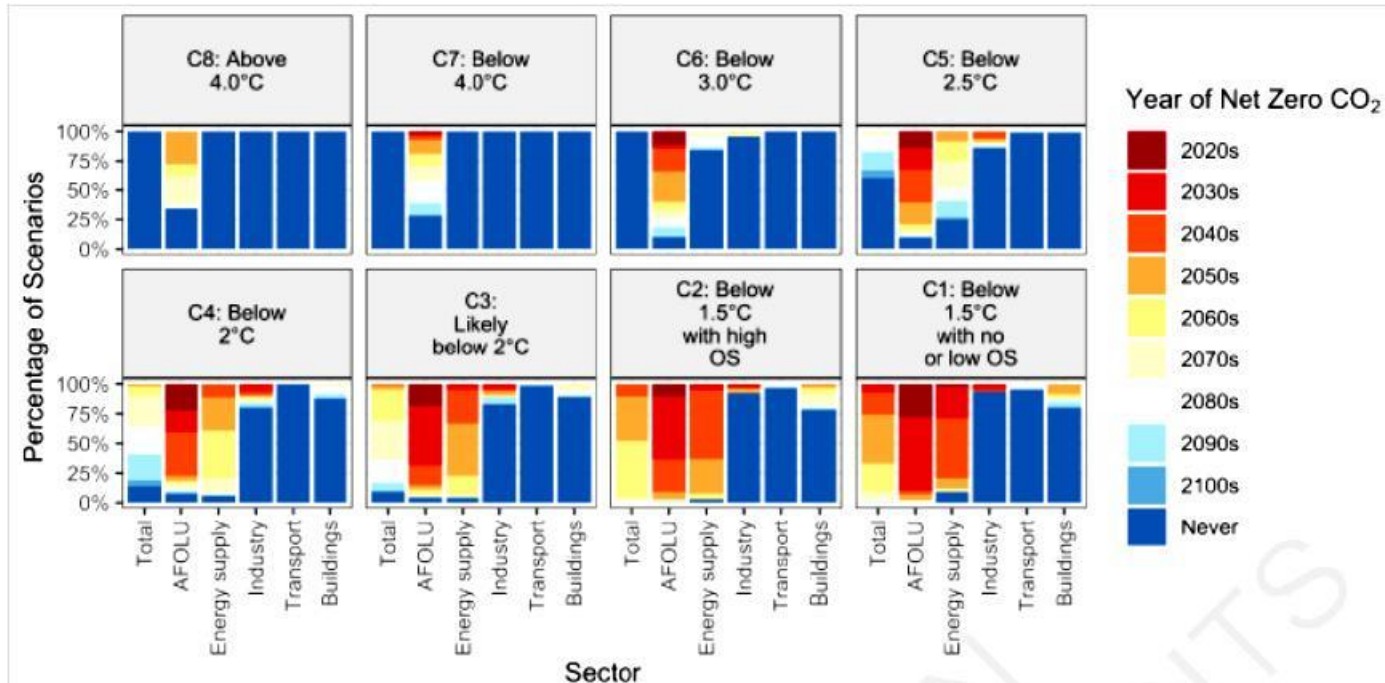


Buildingの削減は50%  
可能と窺える。  
発電部門が全部再エネ  
になれば、全体に対し、  
8%削減可能か。

# シナリオ別1次エネルギー源の変化 及び 分野別Net Zero到達時期



**Figure 3.16: Primary energy use and net emissions at net zero year for the different IMPs**

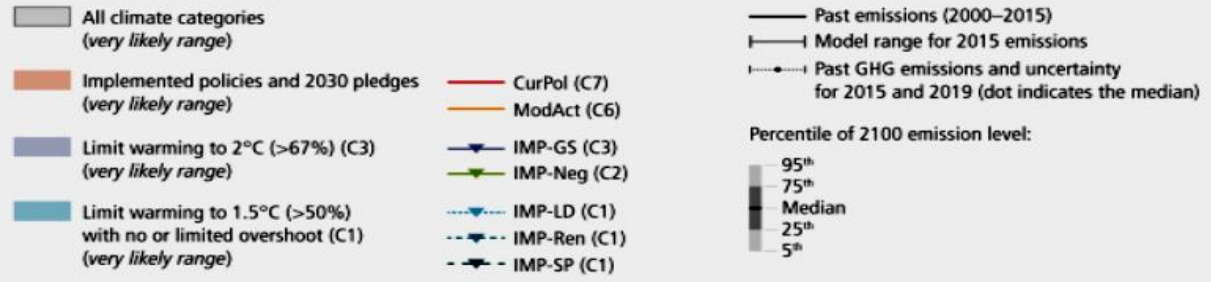
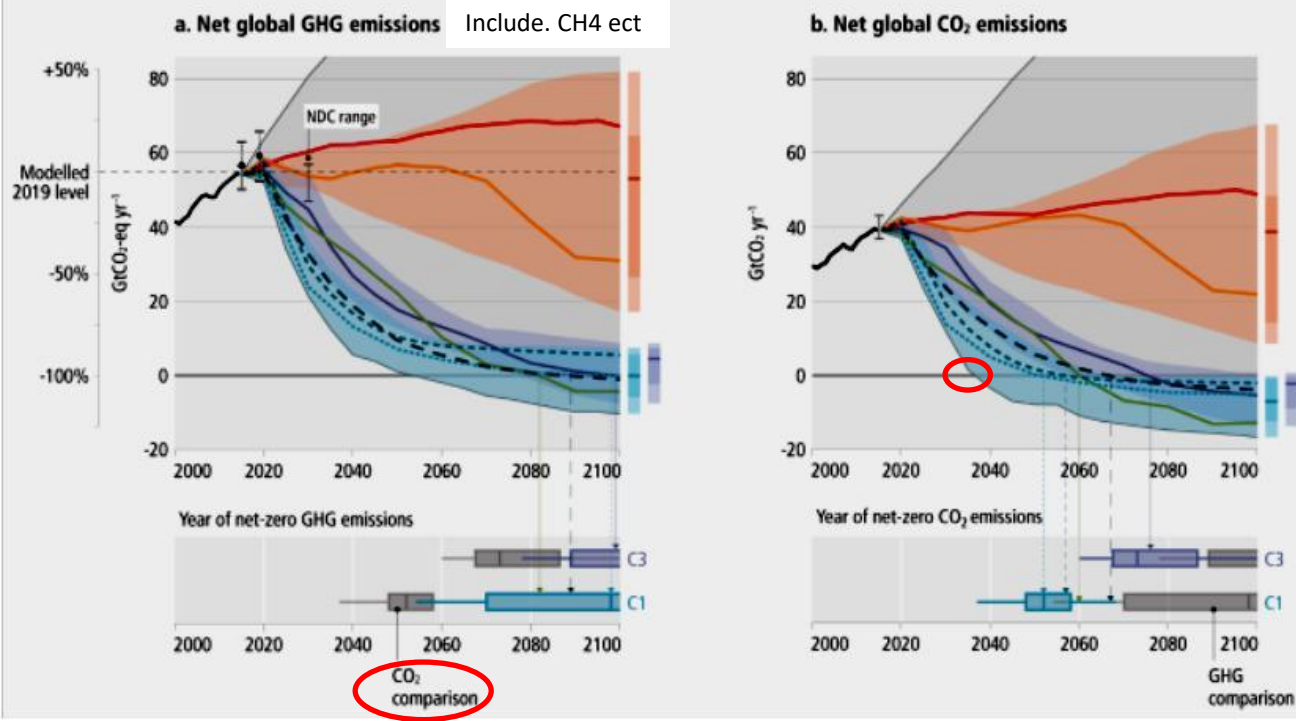


2°C以下目標では、  
農林業分野と、  
発電分野が2030年  
から2050年にかけて  
Net Zeroが必要。

**Figure 3.19: Decade in which sectoral CO<sub>2</sub> emissions first reach net negative values. Each panel is a**

# 1.5°C及び2°C以下に抑えるための排出経路

Modelled mitigation pathways that limit warming to 1.5°C, and 2°C, involve deep, rapid and sustained emissions reductions.

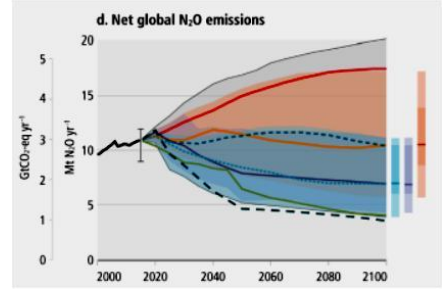
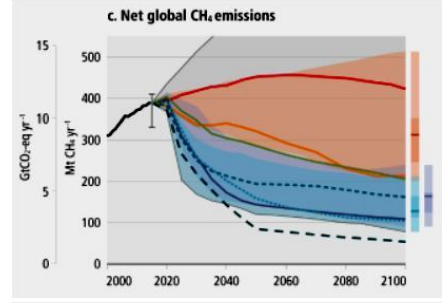


排出経路 記号	
IMP*-SP	Shifting Pathways
-Ren	Renewable
-LD	Low Demand
-Neg	Net Negative (CCS)
-GS	Gradual Strengthening Current Policy
-ModAct	Modelate Action
-CurPol	Current Policy

\*: Illustrative Mittigation Pathway

Pathway	2100年気温	経路記号	零排出年
C1	≦1.5°C, wo OS*	SD, LD	50~'55 ('35~'70)
C2	≦1.5°C, w OS	Neg	55~'60 ('45~'70)
C3	Likely ≦2°C	Gs	70~'75
C4	≦2°C		80~'85
C5	≦2.5°C		2100~
C6	≦3°C	ModAct	Ditto
C7	≦4°C	CurPol	Ditto
C8	≧4°C		Ditto

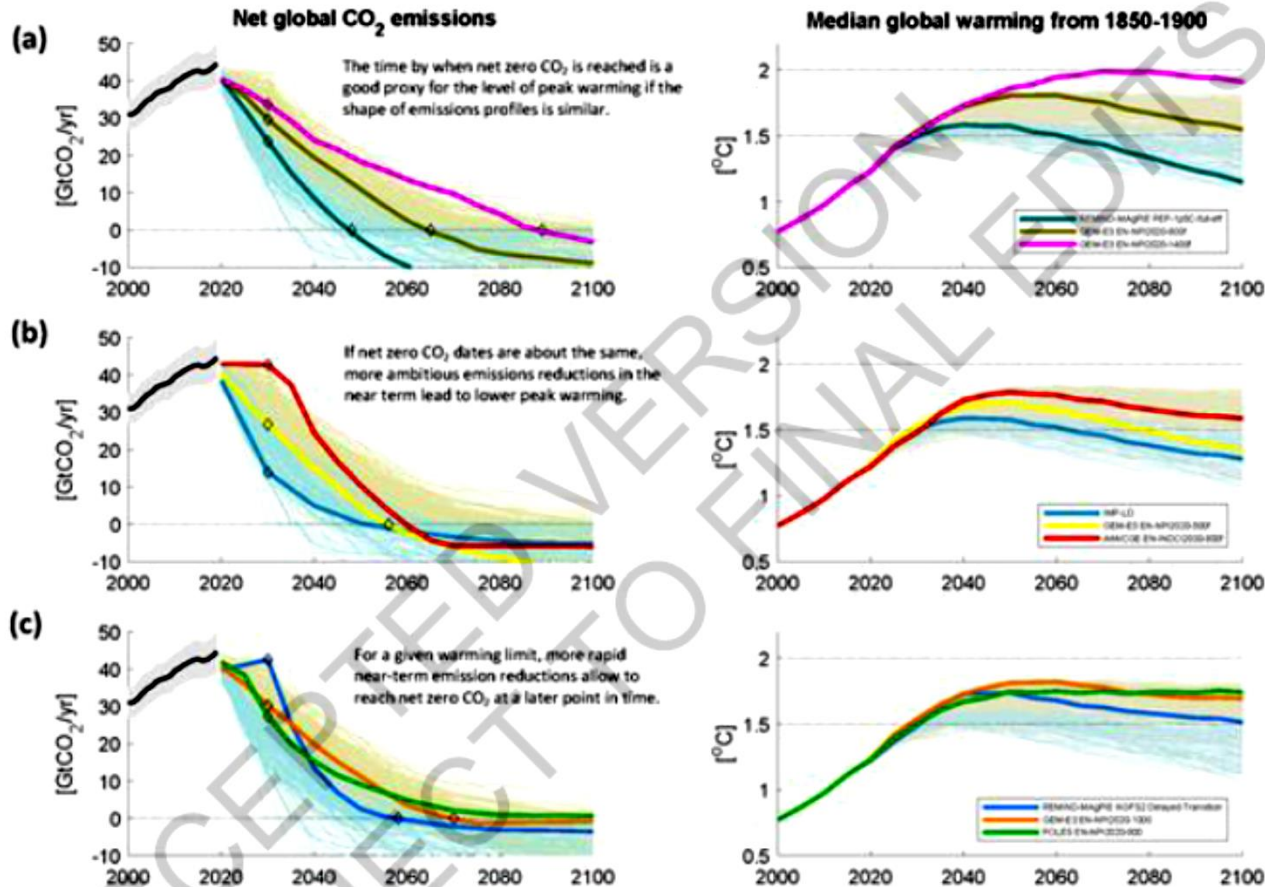
\*: Over Shoot (Over Target Temp. then down to Target T.)



現状の状況では、パリ協定の約束を実行しても2°C上昇を抑えるのは困難。かつ、1.5°C以下にオーバーシュートなしで1.5°C以下にするには、GHG排出を2040年以前にNet Zeroにする必要がある。



# 2°C以下、1.5°C狙いの排出削減活動のピーク温度とCDRへの影響



削減パターンが同じ状態で、Net Zeroとなる時期を設定すると、ピーク気温のレベルはその時期に応じて決まる。

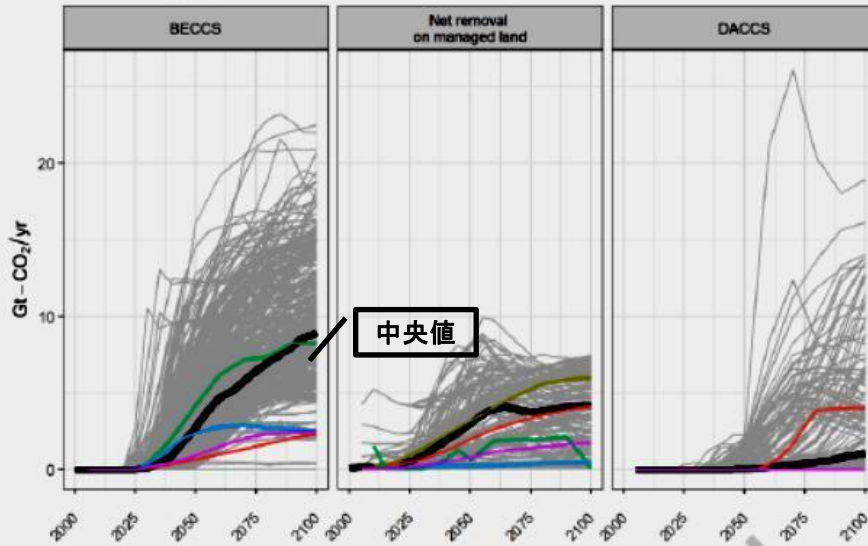
1.5°C近傍目標で、Net Zeroを同時期とし、直近の削減を大きく実施する径路では、ピークの気温を下げられる。

1.5°C近傍目標で、直近の削減を急激にする径路では、Net Zero化の時期を遅らすことが出来る。

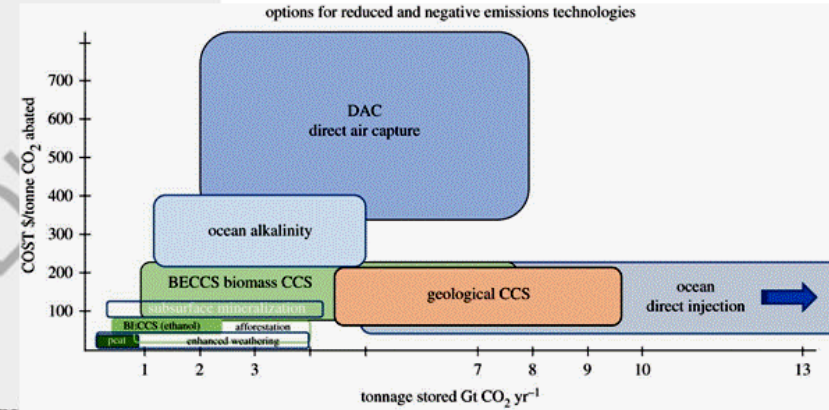
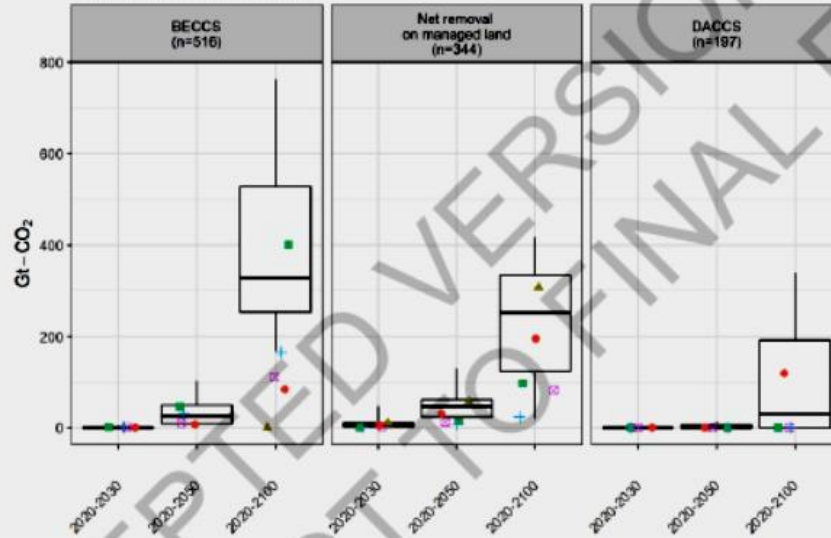
**排出削減活動を出来るだけ早く実行すれば、CDRの使用は少なくて済む。これはCO<sub>2</sub>が大気中に累積するため。**

**Cross-Chapter Box 3 Figure 1: Selected global CO<sub>2</sub> emissions trajectories with similar shape and different net zero CO<sub>2</sub> date (Panel a), different shape and similar net zero CO<sub>2</sub> date (Panel b), and similar peak warming, but varying shapes and net zero CO<sub>2</sub> dates (Panel c). Funnels show pathways limiting warming to 1.5°C with no or limited overshoot (light blue) and likely limiting warming to 2°C (beige). Historic CO<sub>2</sub> emissions from Chapter 2.2 (EDGAR v6).**

Annual CO<sub>2</sub> Sequestration



Cumulative Sequestration



<https://royalsocietypublishing.org/doi/10.1098/rsta.2016.0447>

CDRとしてはBECCSが年間削減量は大きくコストも安価。

Figure 12.3 Sequestration of three predominant CDR methods: BECCS, net CO<sub>2</sub> removal on managed

## CCS ポテンシャル・コスト・CCS付加発電コスト

**Table 6.2 Geologic storage potential across underground formations globally. These represent order-of-magnitude estimates. Data: (Selosse and Ricci 2017)**

Gt-CO2

Reservoir Type	Africa	Australia	Canada	China	CSA	EEU	FSU	India	MEA	Mexico	ODA	USA	WEU
Enhanced Oil Recovery	3	0	3	1	8	2	15	0	38	0	1	8	0
Depleted oil and gas fields	20	8	19	1	33	2	191	0	252	22	47	32	37
Enhanced Coalbed Methane Recovery	8	30	16	16	0	2	26	8	0	0	24	90	12
Deep saline aquifers	1000	500	667	500	1000	250	1000	500	500	250	1015	1000	250

CSA: Central and South America, EEU: Eastern Europe, FSU: Former Soviet Union, MEA: Middle East, ODA: Other Asia (except China and India), WEU: Western Europe.

**Table 6.3 Costs and efficiency parameters of CCS in electric power plants. Data: (Muratori et al. 2017a)**

	Capital Cost [USD kW <sup>-1</sup> ]	Efficiency [%]	CO <sub>2</sub> Capture Cost [USD ton-CO <sub>2</sub> <sup>-1</sup> ]	CO <sub>2</sub> Avoided Cost [USD ton-CO <sub>2</sub> <sup>-1</sup> ]
Coal (steam plant) + CCS	5800	28%	63	88
Coal (IGCC) + CCS	6600	32%	61	106
Natural Gas (CC) + CCS	2100	42%	91	33
Oil (CC) + CCS	2600	39%	105	95
Biomass (steam plant) + CCS	7700	18%	72	244
Biomass (IGCC) + CCS	8850	25%	66	242

**Table 6.4 The costs of electricity generation, hydrogen production, and second-generation liquid fuels production from biomass in 2020. These costs are adapted from (Daioglou et al. 2020), (Bhave et al. 2017), (NREL 2020a), (Lepage et al. 2021), (Witcover and Williams 2020), (NREL 2020b)**

	Unit	Low	Median	High
Bioelectricity with CCS	USD/MWh	74	86	160
Bioelectricity without CCS	USD/MWh	66	84	112
Biohydrogen with CCS*	USD/kg	1.63	2.37	2.41
Biohydrogen without CCS*	USD/kg	1.59	1.79	2.37
Liquid biofuels with CCS	USD/gge	1.34	4.20	7.85
Liquid biofuels without CCS	USD/gge	1.15	4.00	7.60

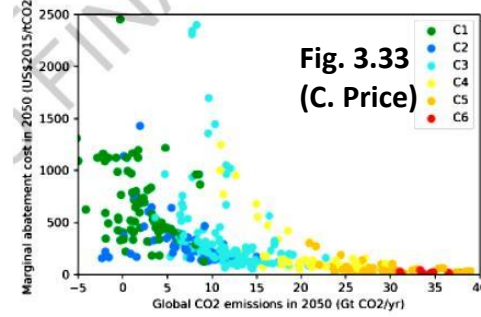
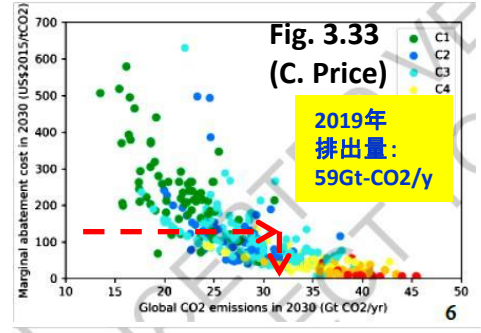
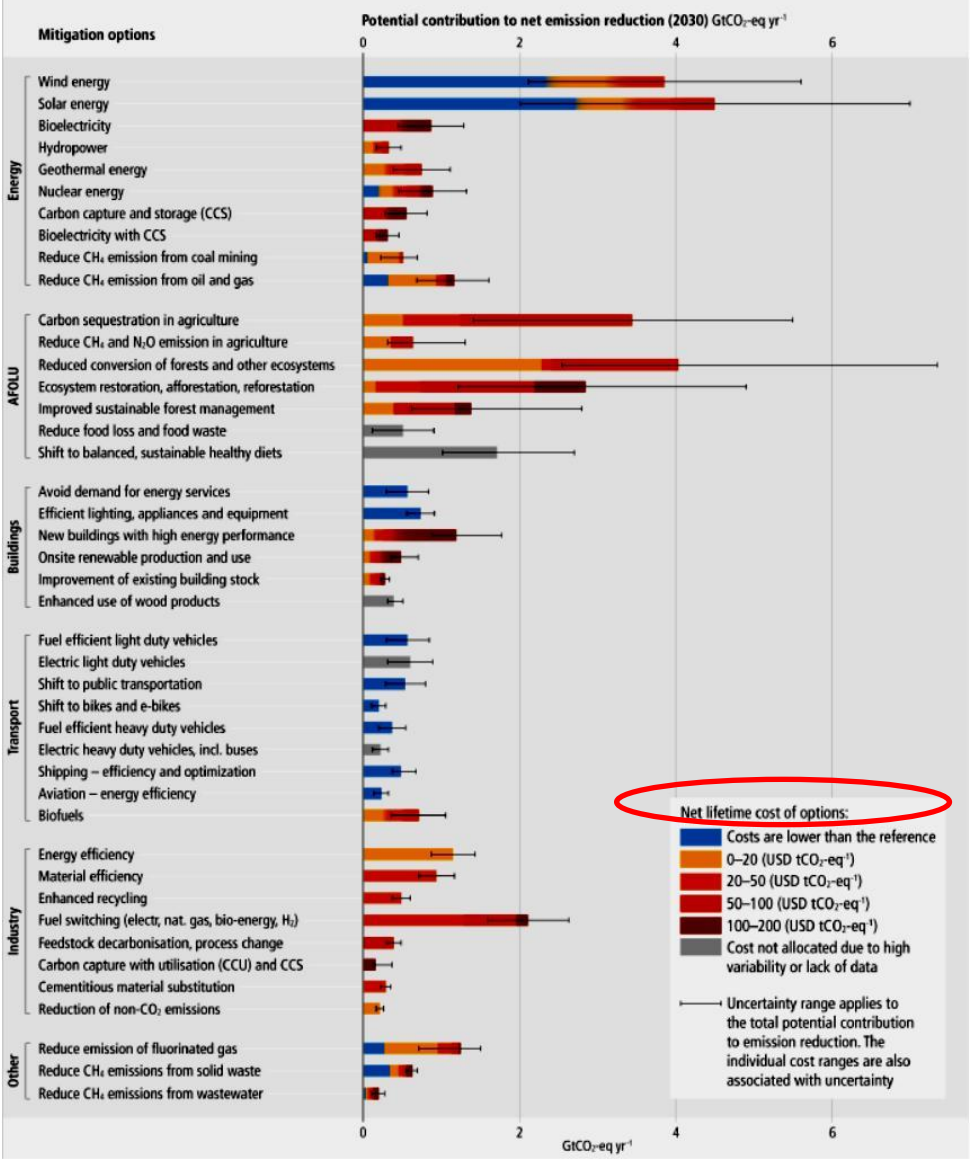
\* Using cellulosic feedstocks

100年以上貯蔵が必要とされている(現排出量の30%として2,000 GT弱) CCSポテンシャルは order-of-magnitudeとなっている深塩水井の容量推測に掛っている。ここに出ているCCSコストは、高目と考えられる。CCS付き各bio発電のコストは低めと考えられる。

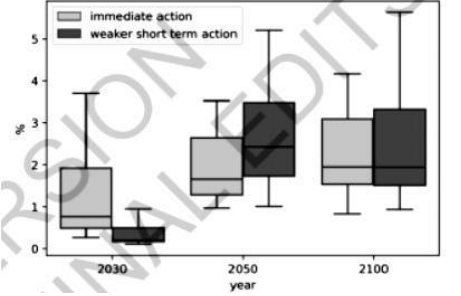
# Cost & Benefit

Intangible Benefit:  
Welfare Well-Being

Many options available now in all sectors are estimated to offer substantial potential to reduce net emissions by 2030. Relative potentials and costs will vary across countries and in the longer term compared to 2030.



**Fig. 3.34 (Loss of GDP)**

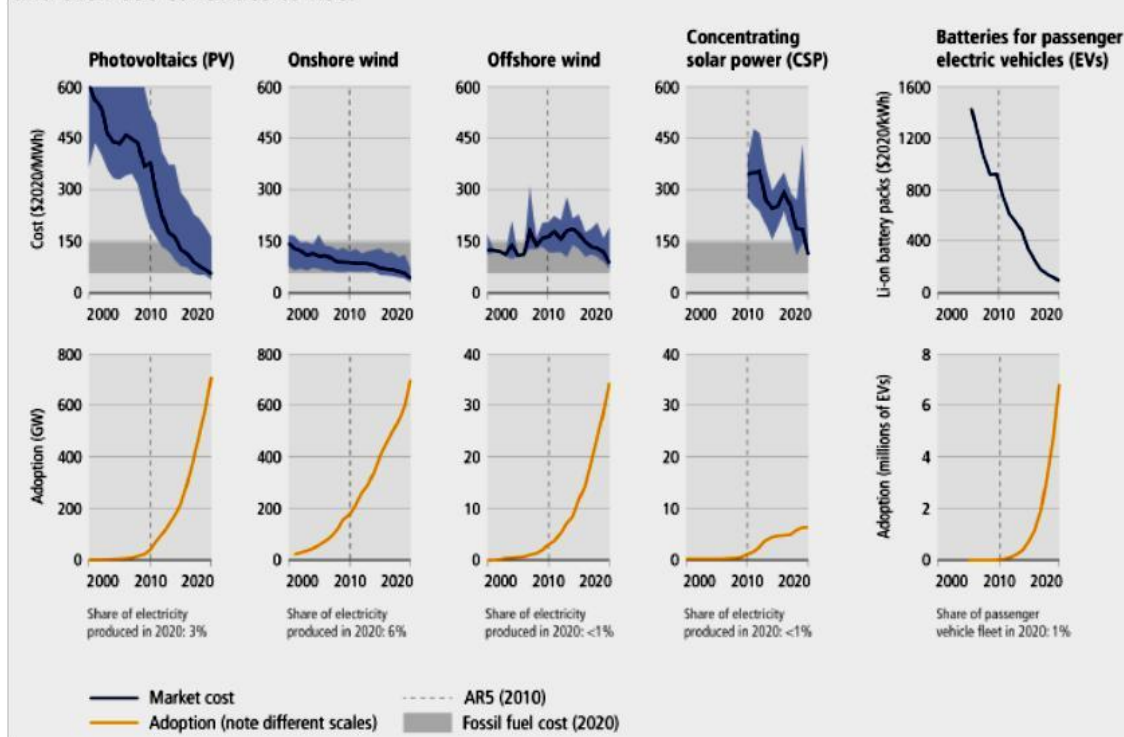


- ・青色柱のLower than Referenceの項目には注意。
- ・SPM C.12では、「コストUS\$100/t-CO<sub>2</sub>で2030年には2019年の約50%の排出量にすることが出来る」としている(19年排出: 59Gt-CO<sub>2</sub>/y)。(上図)
- ・緩和策によるGDPロスは約3%であるが、適応策によるロスは、約1%となっている。(参考)19ページ)

**Figure SPM.7: Overview of mitigation options and their estimated ranges of costs and potentials in 2030.**

# PV、WT、Battery Cost Down

The unit costs of some forms of renewable energy and of batteries for passenger EVs have fallen, and their use continues to rise.



**Figure SPM.3: Unit cost reductions and use in some rapidly changing mitigation technologies**

Learning Rate

生産倍でのコスト低下率 ( $\alpha$ )

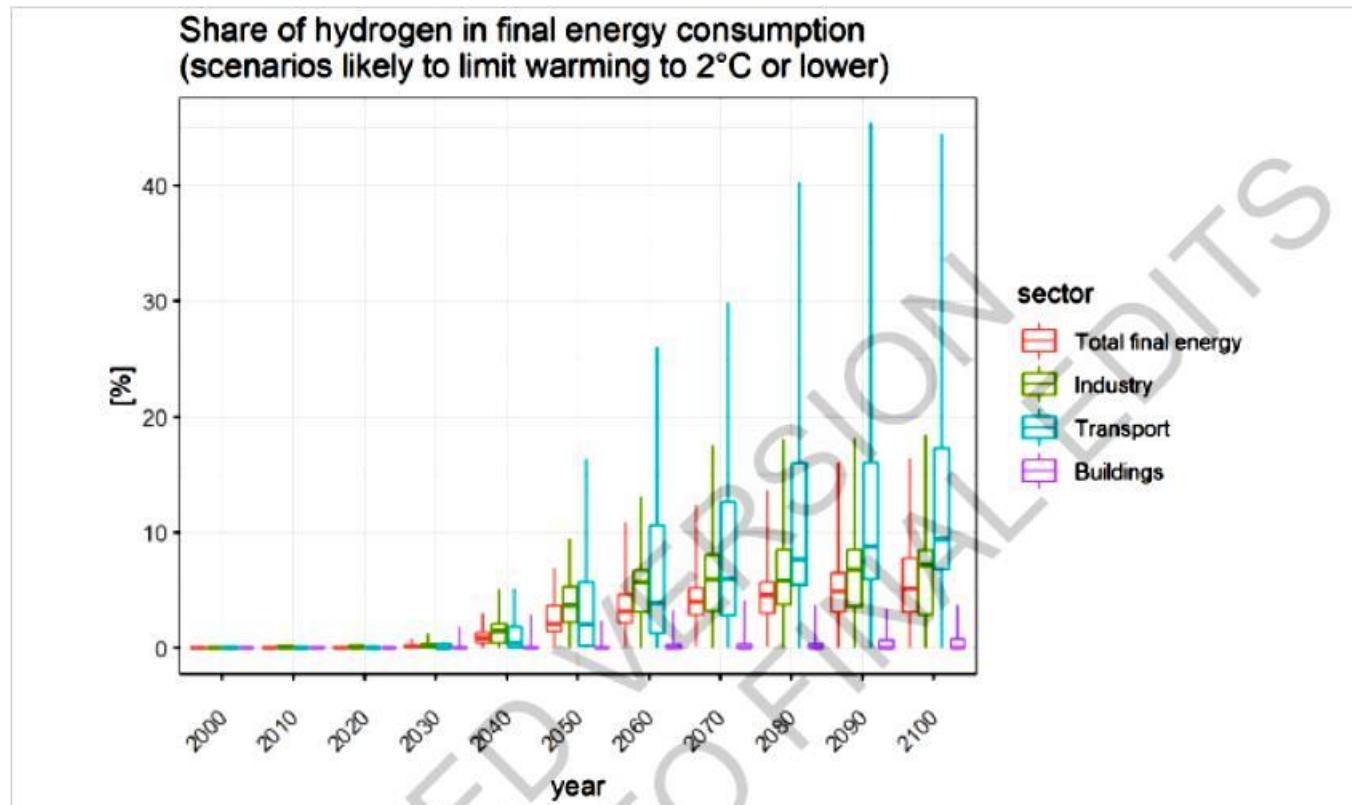
$$\text{Cost}_2/\text{Cost}_1=2^{-\alpha}$$

	Cost1	Cost2	$\alpha$
PV	2010年 300	2012年 250	0.26
WT <sub>onShore</sub>	2017年 130	2020年 120	0.12
Battery	2010年 120	2014年 105	0.19

経験率は一般的に低価格・多数の製品で大きくなる傾向があり、0.3~0.2の値となる。

経験曲線は生産量が大きくなると、直管比において間接費コスト比率が下がるとか、技術改良や、操業のムダの削減等の要因で、製品の単位コストが下がる現象だが、製品生産を国外に頼る場合は、相手任せになる。

# Hydrogen Gas



Box 12.5, Figure 1 Fraction of hydrogen (H<sub>2</sub>, red) in total final energy consumption, and those for each sector. Hinges represent the interquartile ranges and whiskers extend to 5 and 95 percentiles.

国際的には、使用が増加してくるのは、2050年からのこと。  
用途は、工業分野で製品生産時の還元剤として使用されたり、  
輸送分野で、大型輸送における動力源として使用されるとのこと。  
なお、航空機に使用されるともしているが、バイオ燃料と半々の消費としている。

# 水素製造コスト

**Table 6.7 Key performance and cost characteristics of different non-electric hydrogen production technologies (including CCS)**

(1) CSIRO 2021; (2) IEA 2020; (3) IRENA 2019; (4) Hydrogen Council 2020; (5) CCC 2018; (6) BEIS 2021; (7) Ishaq et al. 2021; (8) Al-Mahtani et al. 2021; (9) IEA 2019

Technology	LHV Efficiency (%)		Carbon Intensity (kgCO <sub>2</sub> (kgH <sub>2</sub> ) <sup>-1</sup> )	Cost Estimates* (USD (kgH <sub>2</sub> ) <sup>-1</sup> )	
	Current	Long-term		Current	Long-term
SMR	65 <sup>(5)</sup>	74 <sup>(5,6)</sup>	1.0–3.6 <sup>(5,9)</sup>	1.0–2.7 <sup>(1,2,3,4,5)</sup>	1.5–2.6 <sup>(5)</sup>
Advanced gas reforming	-	81–84 <sup>(5,6)</sup>	0.9–2.9 <sup>(5)</sup>	1.3–2.1 <sup>(5)</sup>	1.2–3.4 <sup>(5,6)</sup>
Hydrogen from coal gasification	54 <sup>(5)</sup>	54 <sup>(5)</sup>	2.1–5.5 <sup>(5,9)</sup>	1.8–3.1 <sup>(1,2,3,4,5)</sup>	2.4–3.3 <sup>(5)</sup>
Hydrogen from biomass gasification	53.6 <sup>(7)</sup>	40–60 <sup>(5)</sup>	Potential to achieve-Negative emission <sup>(5,8)</sup>	4.9 <sup>(5)</sup>	2.9–5.9 <sup>(5,6)</sup>

\*USD per GBP exchange rate: 0.72 (August 2021); LHV: Lower Heating Values; Long-term refers to 2040 and 2050 according to different references

**Table 6.8 Efficiency and cost characteristics of electrolysis technologies for hydrogen production**

(1) CSIRO 2021; (2) IEA 2020; (3) IRENA 2019; (4) Hydrogen Council 2020; (5) CCC 2018; (6) BEIS 2021; (7) IEA 2019; (8) Christensen 2020

Technology	LHV Efficiency (%)		CAPEX (USD kW <sub>e</sub> <sup>-1</sup> )		Cost Estimates* <sup>+</sup> (USD (kgH <sub>2</sub> ) <sup>-1</sup> )	
	Current	Long-term (2,5,6,8)	Current <sup>(7)</sup>	Long-term <sup>(7)</sup>	Current	Long-term
Alkaline Electrolysers	58–77 <sup>(1,2,5,6,8)</sup>	70–82	500–1400	200–700	2.3–6.9 <sup>(1,2,3,5)</sup>	0.9–3.9 <sup>(3,5)</sup>
PEM	54–72 <sup>(1,2,5,6,8)</sup>	67–82	1100–1800	200–900	3.5–9.3 <sup>(1,4,5,6)</sup>	2.2–7.2 <sup>(5,6)</sup>
SOEC	74–81 <sup>(2,6,8)</sup>	77–92	2800–5600	500–1000	4.2 <sup>(5)</sup>	1.6–3.6 <sup>(5)</sup>

\*USD per GBP exchange rate: 0.72 (August 2021); + The cost of hydrogen production from electrolyzers is highly dependent on the technology, source of electricity, and operating hours, and here some values based on the assumptions made in the references are provided.

水電解水素のコスト:  
 US\$0.9/kg-H<sub>2</sub>は、  
 電解エネルギー:  
 3.5kwh/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>と低めで見ても、  
 再エネ発電コスト:  
 US\$0.026/kwhが必要。  
 発電コストとしては低すぎる。  
 (電解エネルギー: 3.5~4.5kwh/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>)

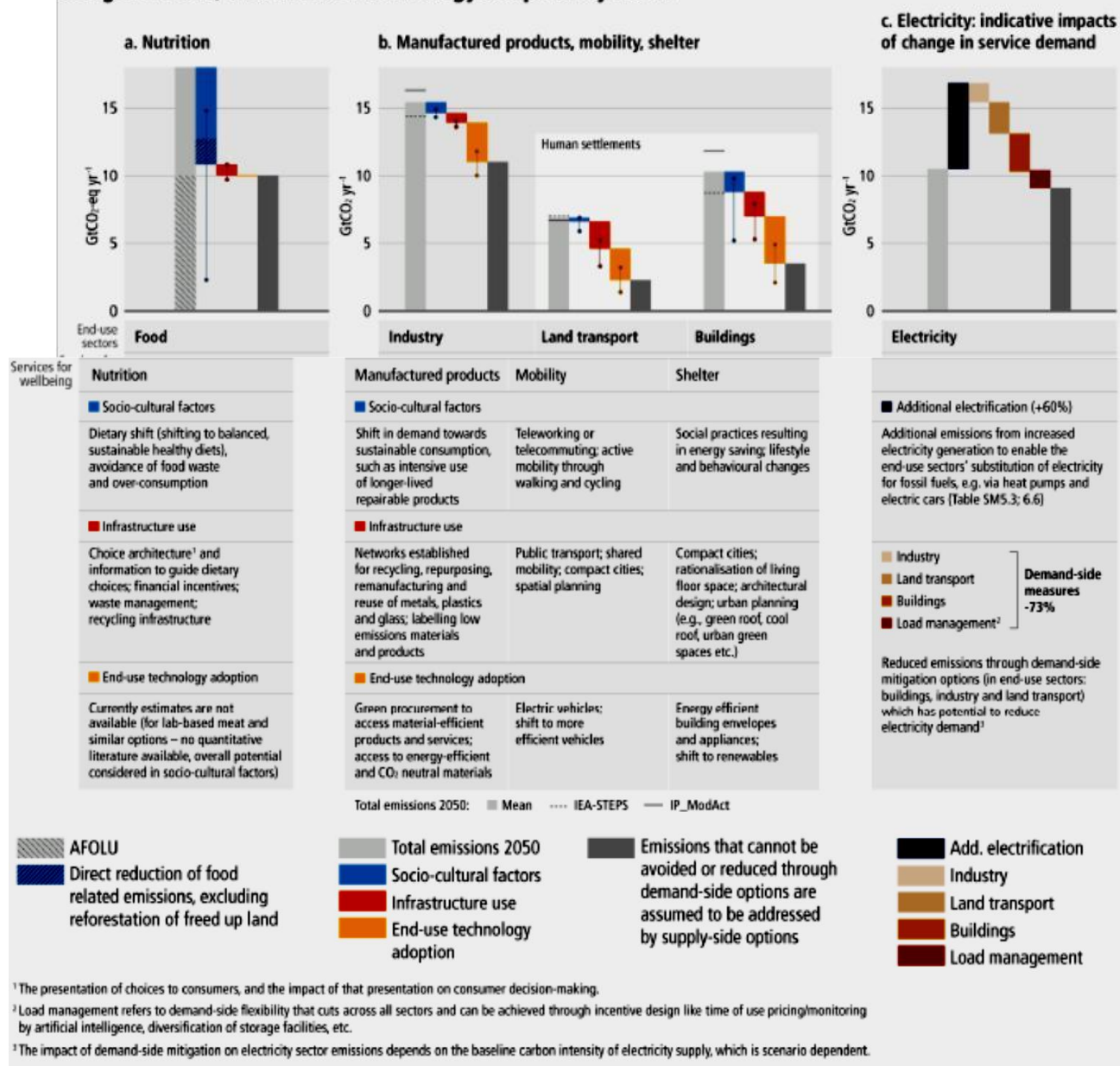
# FDテーマ たたき台

- 今回のWG3報告では、1.5°Cを目指し、悪くても2°C以下に抑える。という考えが前面に出てきて、CDRを大きく浮かび上がらせている。このような状況をもとに、以下小生の頭に浮かぶFDテーマを揚げてみる。
- 何度上昇までなら許容できるか？
- 緩和策を実施し、福祉、快適性が得られる代わりに、GDPは下がるのは、良い方向とは言えそうだが？
- このまま行けば、CCSに頼らざるを得なくなるが、貯蔵ポテンシャル(Order-of-Magnitudeなっているが)としての、Deep Saline Aquifersの8000Gtは信頼に足るのか？
- 温暖化懐疑論は、まだ人々の心の隅で生き残っているように思えるが、これが緩和策の遅れを招いているのではないか？それとも気候変動の被害は大した事はないと考えているのか？
- WG2の報告では、日本への影響は熱帯縞蚊によるジカ熱の発生程度であり、日本は気候変動にはあまり重点を置いた政策は立てていないが、それなら、技術(開発)により世界に緩和策・適応策の道具を提供すればいいように考えられるが、**有望な輸出技術**にはどのようなものがあるのか？

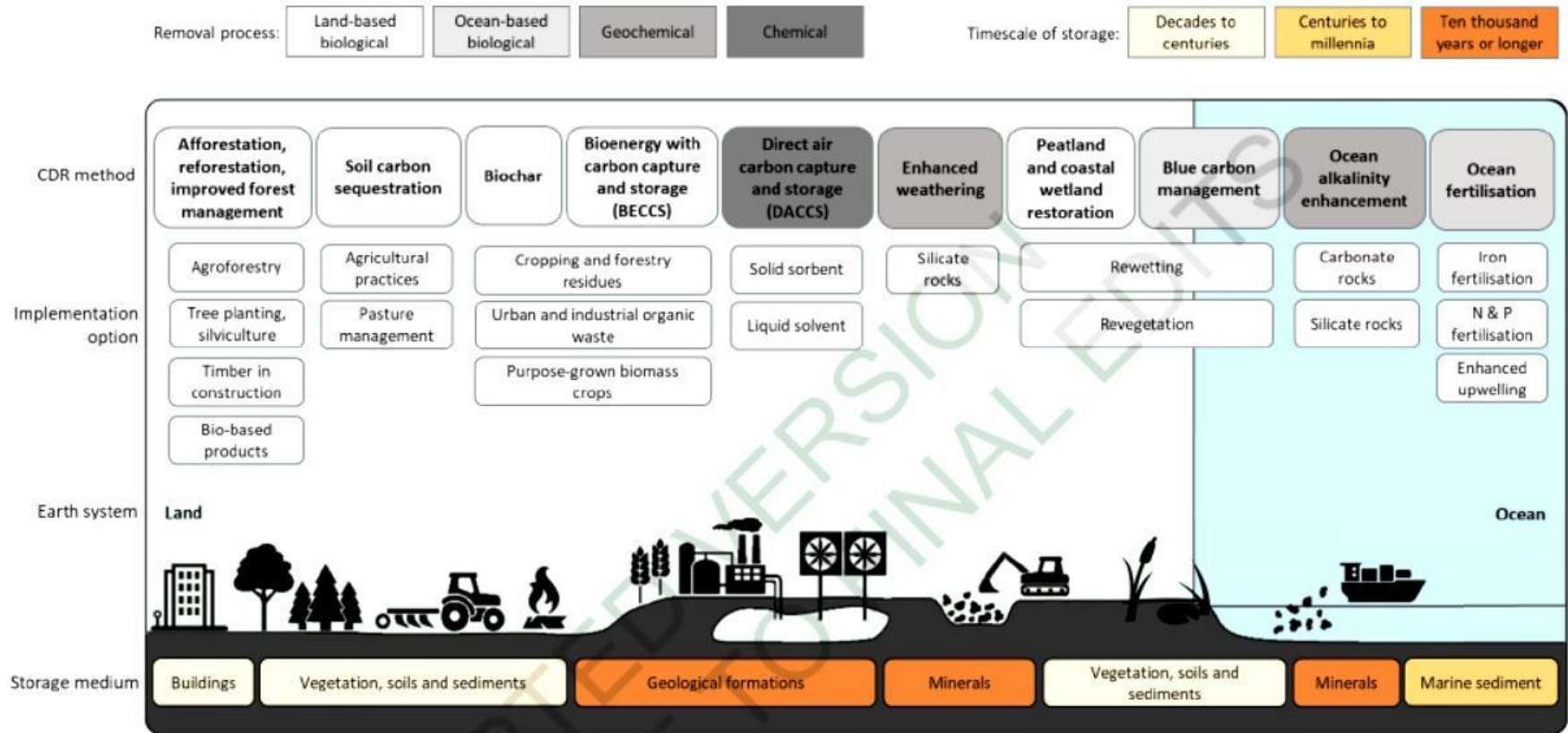


(参考)緩和策  
Fig. SPM 6

**Demand-side mitigation can be achieved through changes in socio-cultural factors, infrastructure design and use, and end-use technology adoption by 2050.**



# (参考) CDR



Cross-Chapter Box 8, Figure 1: Carbon Dioxide Removal taxonomy.

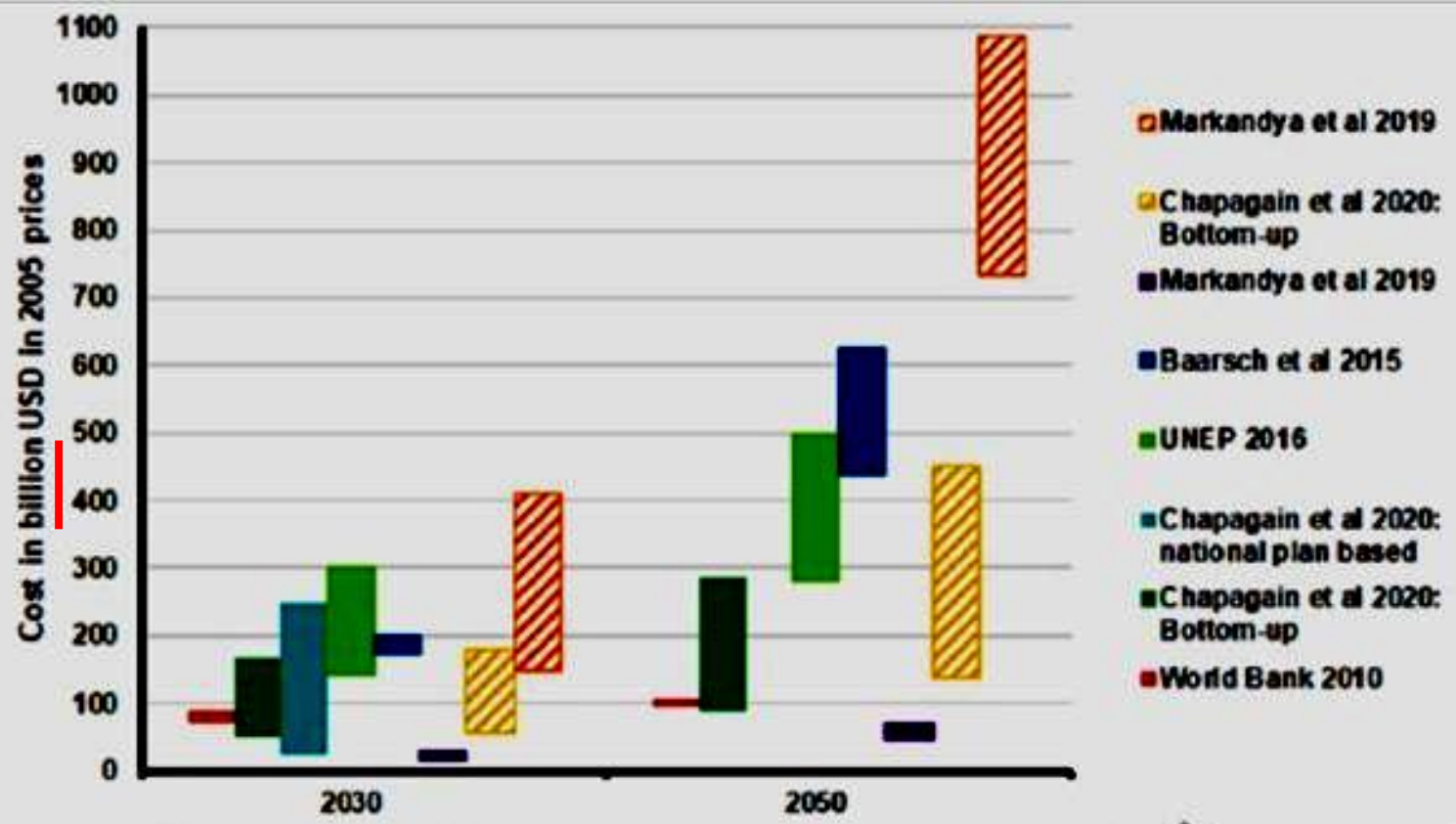
Methods are categorised based on removal process (grey shades) and storage medium (for which timescales of storage are given, yellow/brown shades). Main implementation options are included for each CDR method. Note that specific land-based implementation options can be associated with several CDR methods,

灰色: プロセス

黄色と橙色: 貯蔵 (貯蔵可能期間表示)

白色: 土地利用 (植林、土壌等)

適応策必要額: US\$ 1Trillion (約1% 対Global GDP)



**Figure Cross-Chapter Box FINANCE.1:** Comparison of recent studies that estimated developing country adaptation costs in billion USD (in 2005 prices) per year, for 2030 and 2050. Figure based on Chapagain et al. (2020). Major studies are World Bank (2010), Chapagain et al. (2020), UNEP (2016), Baarsch et al. (2015) and Markandya and González-Eguino (2019). The solid-coloured bars are based on RCP2.6 and pattern-bars are based on RCP 8.5; the width of the bars indicates the range of estimates (maximum and minimum) produced in each study.