



GOBIERNO
DE ESPAÑA

MINISTERIO
DE CIENCIA
E INNOVACIÓN

Ciemat

Centro de Investigaciones
Energéticas, Medioambientales
y Tecnológicas



*Unidad
de Formación*



UNIVERSIDAD
DE LA REPÚBLICA
URUGUAY



TECNOLOGÍAS, OPERACIÓN Y APLICACIÓN DEL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS

23 MAYO – 03 JUNIO DE 2022

**ASPECTOS SOCIO-ECONÓMICOS E IMPACTO
ENERGÉTICO DEL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA**

MIGUEL SANTOS HERRÁN

unidad de Sistemas Eléctricos de Potencia (uSEP) - CIEMAT

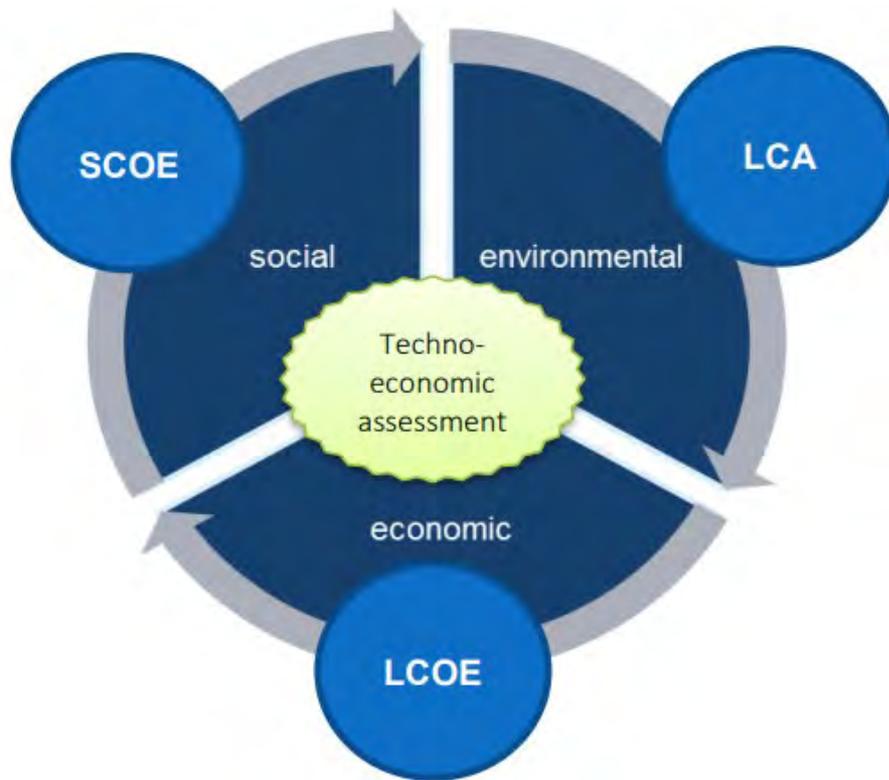
Jueves 02/06/2022

Contenidos

- Introducción. El trilema energético
- Evaluación tecno-económica
 - Aspectos económicos - LCOE
 - Aspectos socioeconómicos - SCOE
 - Aspectos medioambientales - LCA

El trilema de la energía

➤ El “trilema” energético adaptado:



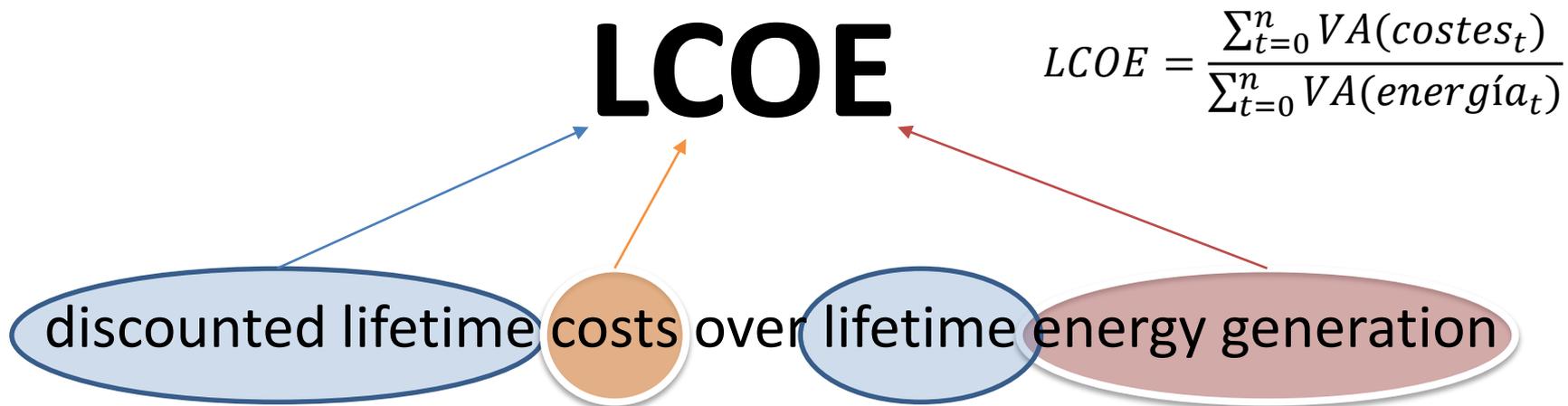
Análisis tecno-económico:

- Técnica para evaluar **pros/contras** del coste y desempeño de una tecnología
- **Combina** el modelado de procesos y el diseño e ingeniería
- Permite identificar el **impacto** de diferentes configuraciones o innovaciones de un sistema
- Se puede implementar a **diferentes niveles**, desde procesos específicos hasta sectores de mercado

Aspectos económicos - LCOE

Levelised Cost of Electricity (LCOE)

- El LCOE se define como los costes totales de capital y operativos asociados a la generación de energía, **descontados al momento actual**, divididos por la generación de electricidad vertida a la red **a lo largo de la vida operativa** de la tecnología, también descontada al presente.



Tasa de descuento: el concepto de coste de capital

El valor temporal del dinero

“Un euro hoy vale más que un euro mañana”



"Deposit all your money."

Reprinted from Funny Times / PO Box 18530 / Cleveland Hts. OH 44118
phone: 216.371.8600 / email: ft@funnytimes.com

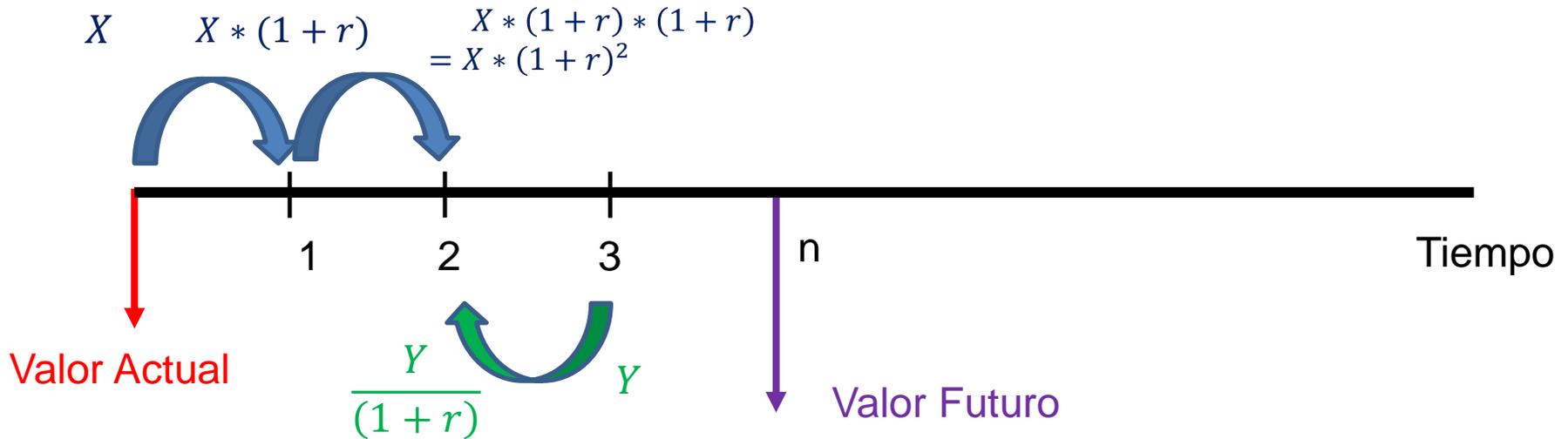
La percepción de riesgo

“Cuanto mayor sea el riesgo, mayor la rentabilidad requerida”



El valor del tiempo

$r =$ tasa de descuento



$$\text{Present Value} = \frac{\text{Future Value}}{(1 + r)^n}$$

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n VA(CAPEX_t + OPEX_t + DECOMM_t)}{\sum_{t=0}^n VA(AEP_t)}$$

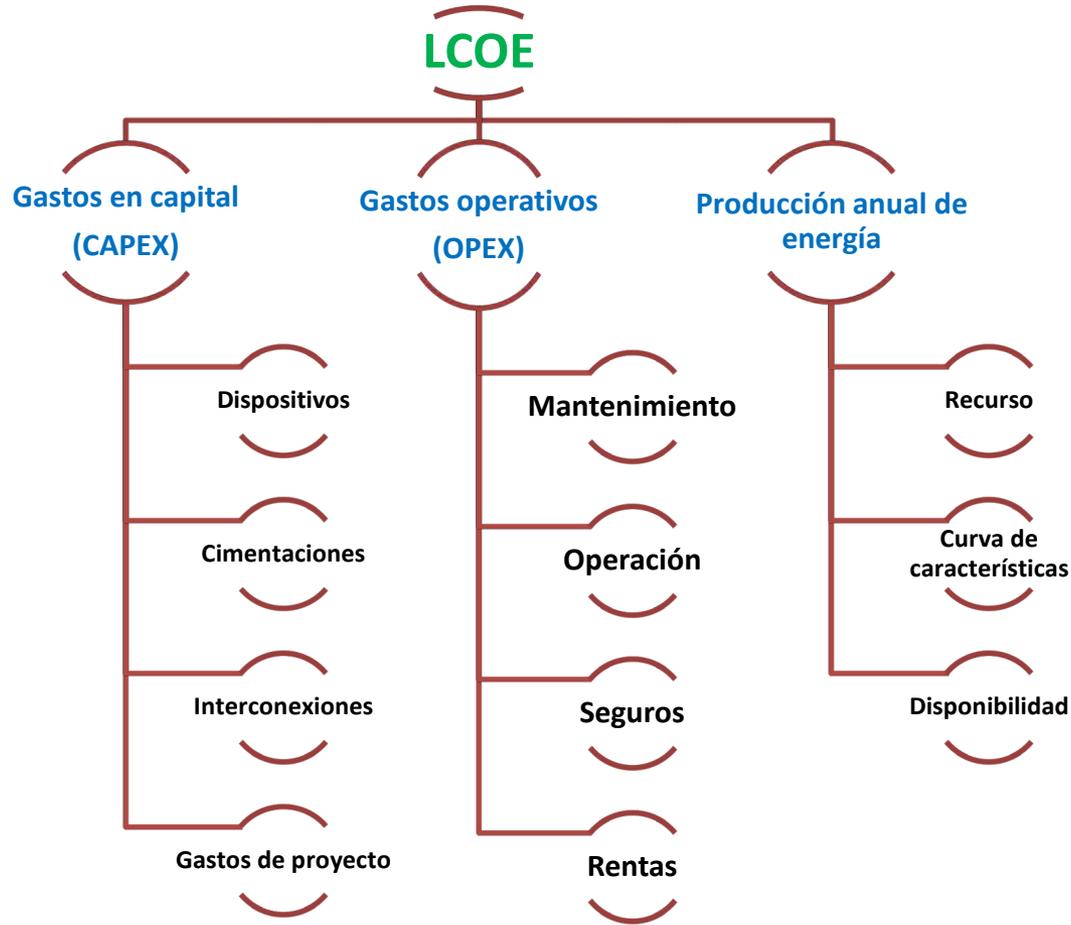
$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{CAPEX_t + OPEX_t + DECOMM_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{AEP_t}{(1+r)^t}}$$

Otros:

amortización / depreciación
impuestos

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n VA(CAPEX_t + OPEX_t + DECOMM_t)}{\sum_{t=0}^n VA(AEP_t)}$$

Componentes en el cálculo del LCOE



$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n VA(CAPEX_t + OPEX_t + DECOMM_t)}{\sum_{t=0}^n VA(AEP_t)}$$

Producción anual de energía

La producción a largo plazo del sistema de generación renovable (turbina de corrientes) será:

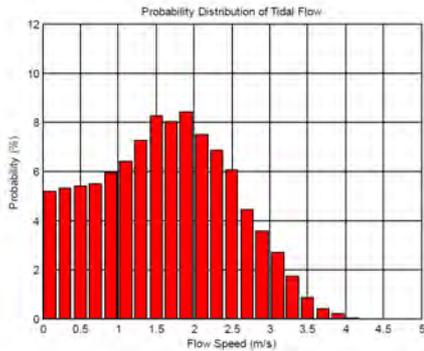
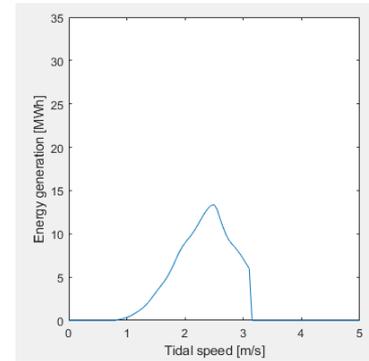
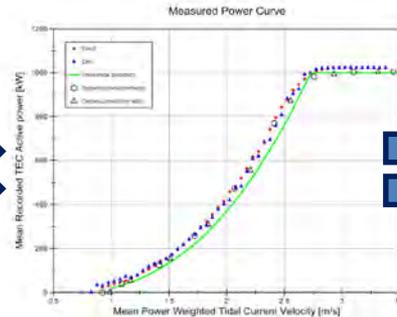


Figure 12 - EMEC Flow Distribution Curve



$\Sigma(\text{curva de producción}) =$
producción anual de
energía (100% dis.)

**Curva de distribución de
flujo
(% / horas)**

**Curva de potencia (kW)
IEC –TC 114
(62600-200)**

**Curva de producción
(kWh)**

$$\text{electricidad producida} = \alpha * \eta * AEP \text{ (100\% dis.)}$$

α = disponibilidad, η = eficiencia de transmisión (i.e. 1 – pérdidas)

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n VA(\text{CAPEX}_t + OPEX_t + \text{DECOMM}_t)}{\sum_{t=0}^n VA(AEP_t)}$$

Gastos en capital (CAPEX)

- Los gastos de capital son gastos en los que se incurre para la compra de terrenos, inmuebles, construcciones y equipos que se usarán en la producción de bienes o servicios que se ofrecen. En otras palabras, el gasto necesario para llevar el proyecto a un estado comercialmente operativo.
- Los componentes principales incluyen:
 - ✓ Gestión de proyectos
 - ✓ Desarrollo de proyecto
 - ✓ sondeos, rentas, ingeniería preliminar, consultoría, evaluación de recurso, etc.)
 - ✓ Costes de ingeniería
 - ✓ Acopio/compras
 - ✓ Equipos, sistemas auxiliares, conexión eléctrica, monitorización, etc.
 - ✓ Transporte e instalación
 - ✓ conexionado eléctrico, montajes, cimentaciones, otras instalaciones.
 - ✓ Pruebas y puesta en marcha
 - ✓ **Desmantelamiento**
 - ✓ Otros

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n VA(CAPEX_t + OPEX_t + DECOMM_t)}{\sum_{t=0}^n VA(AEP_t)}$$

Costes de operación (OPEX): definición y tipos principales

- Costes de operación:
 - los gastos asociados con la operación de la planta de generación
 - normalmente contabilizados en términos de:
 - €/MW anuales
 - % de CAPEX anual
 - €/MWh de energía generada
 - inadecuado para proyectos de demostración
- Tipos de costes de operación

Fijos

constantes independientemente de si se está operando o no:

- Costes administrativos
- Seguro
- Renta/concesión anual
- Mantenimiento planificado
- Otros contratos

Variables

dependen de la producción o de otros factores variables:

- Operación
- Mantenimiento no previsto y reparaciones
- Repuestos
- Gestión y tratamiento de residuos
- ~~Combustible & emisiones de carbono~~
(plantas térmicas)

Vida útil y tasa de descuento

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n VA(CAPEX_t + OPEX_t + DECOMM_t)}{\sum_{t=0}^n VA(AEP_t)}$$

Vida útil

- La vida económica hace referencia al periodo más allá del cual es más barato sustituir o desechar un activo que continuar manteniéndolo.
 - “Tiempo durante el que un activo es eficiente”.
- La vida útil o de diseño puede diferir de la vida económica.
- Normalmente se asumen 20-25 años.
- En ocasiones se requieren reacondicionamientos a mitad de vida útil de los proyectos.

Tasa de descuento

- El retorno de inversión mínimo aceptable.
- Se puede calcular a partir del coste de capital (WACC) o una tasa libre de riesgo + prima.

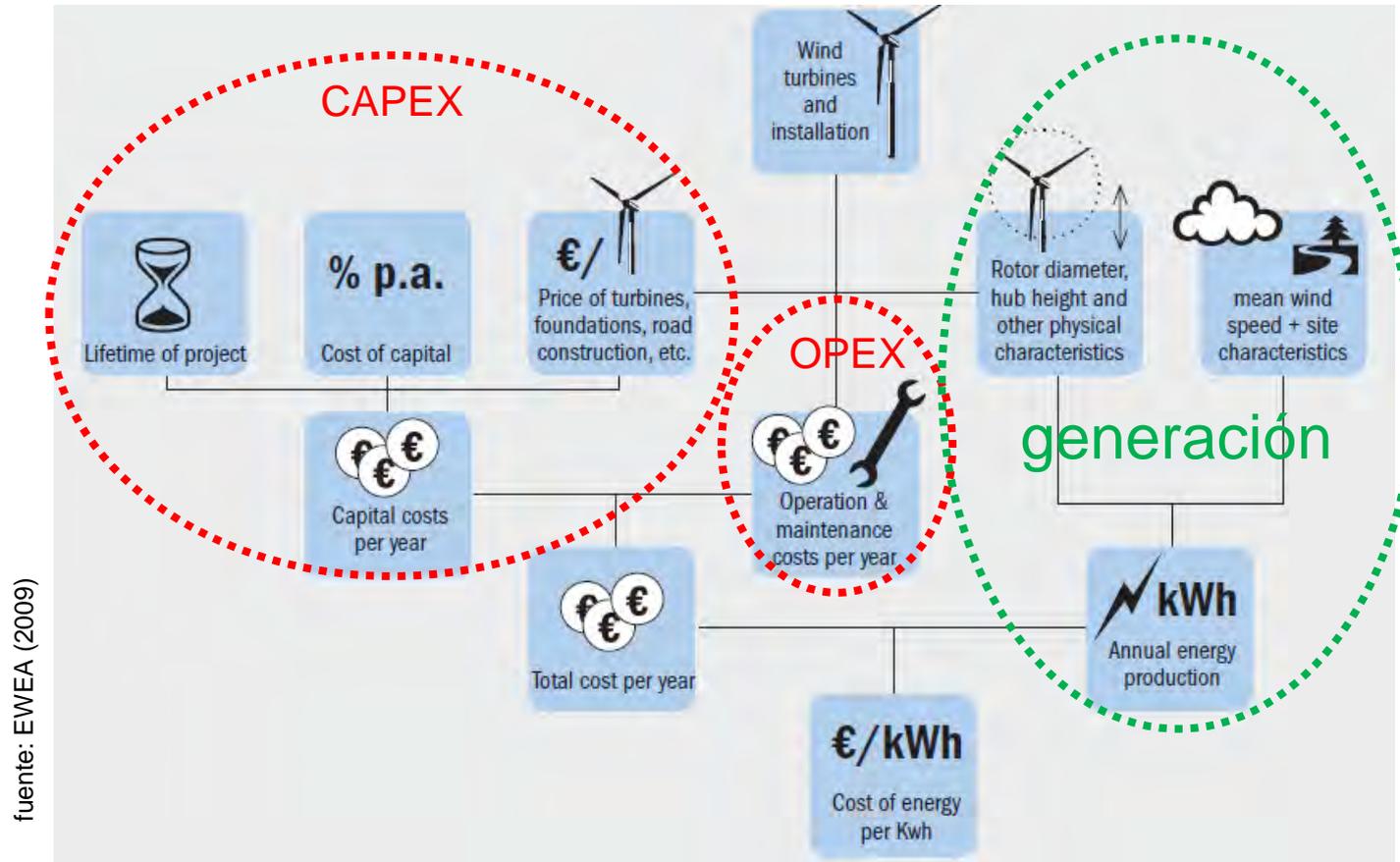
$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{CAPEX_t + OPEX_t + DECOMM_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{AEP_t}{(1+r)^t}}$$

Elección de la tasa de descuento

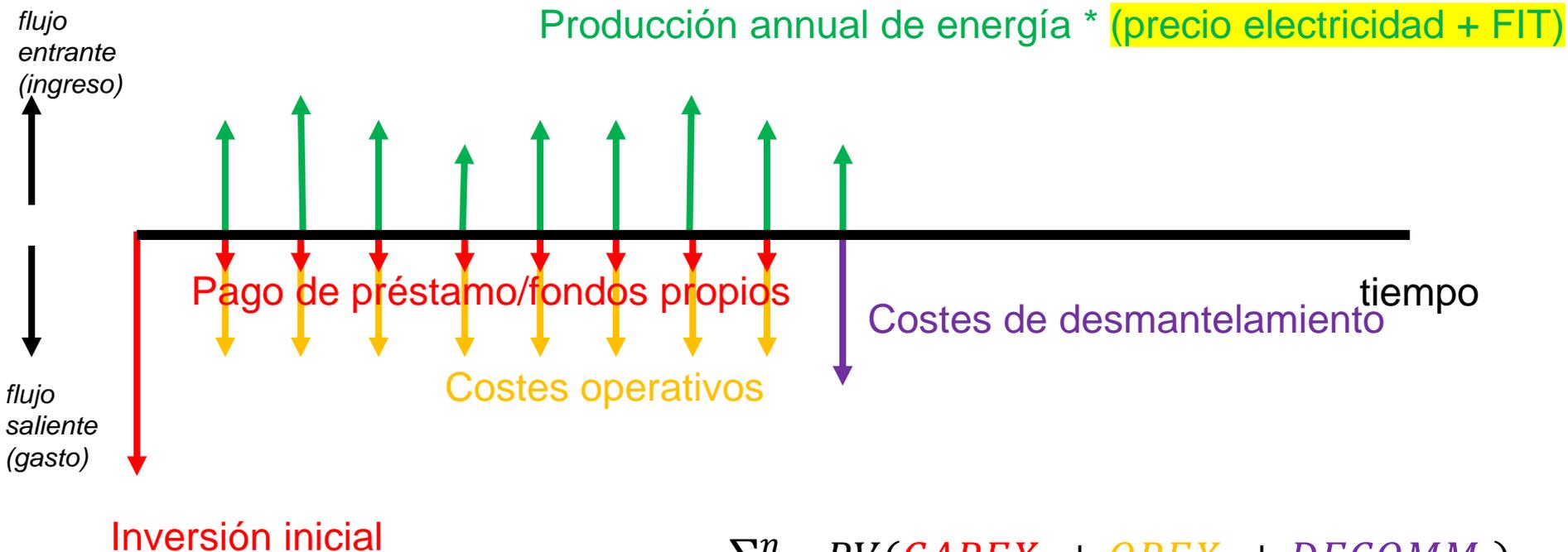
Technology	Risk perception	Discount rate (real, pre-tax) (%)	
		Low	High
Conventional generation			
CCGT	Low	6	9
Low-carbon and renewable generation			
Hydro ROR	Low	6	9
Solar PV	Low	6	9
Dedicated biogas (AD)	Low	7	10
Onshore wind	Low	7	10
Biomass	Medium	9	13
Nuclear (new build)	Medium	9	13
Offshore wind	Medium	10	14
Wave (fixed)	Medium	10	14
Tidal stream	High	12	17
Tidal barrage	High	12	17
CCS, coal	High	12	17
CCS, gas	High	12	17
Wave (floating)	High	13	18

Fuente: Oxera (2011)

Esquema general de costes principales



Flujos de caja en un proyecto de energías renovables

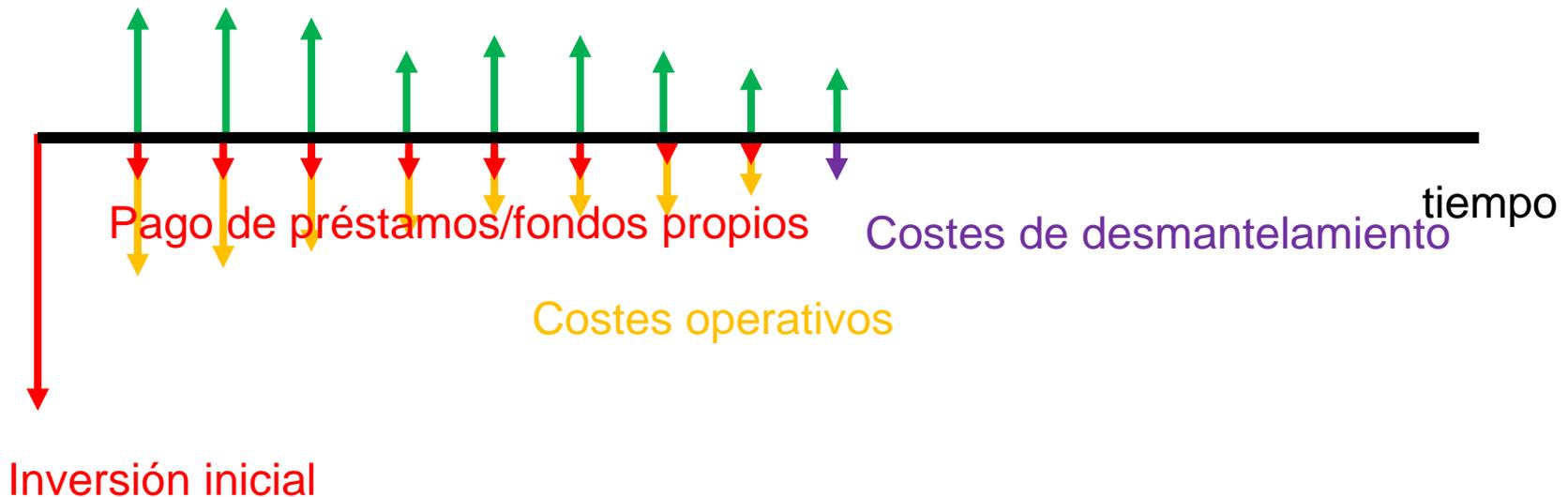


$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n PV(CAPEX_t + OPEX_t + DECOMM_t)}{\sum_{t=0}^n PV(AEP_t)}$$

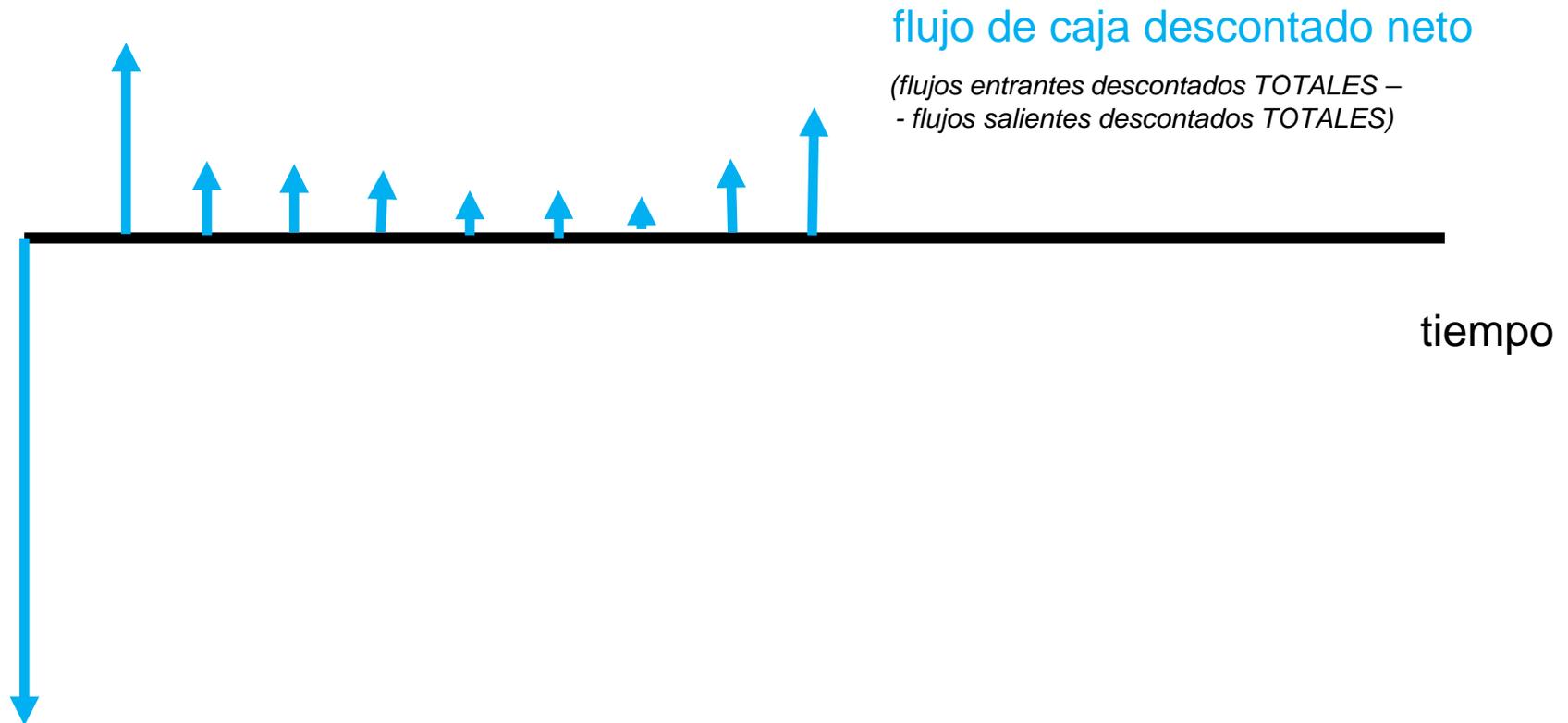
Flujos de caja en un proyecto de energías renovables

DESPUÉS DE DESCONTAR...

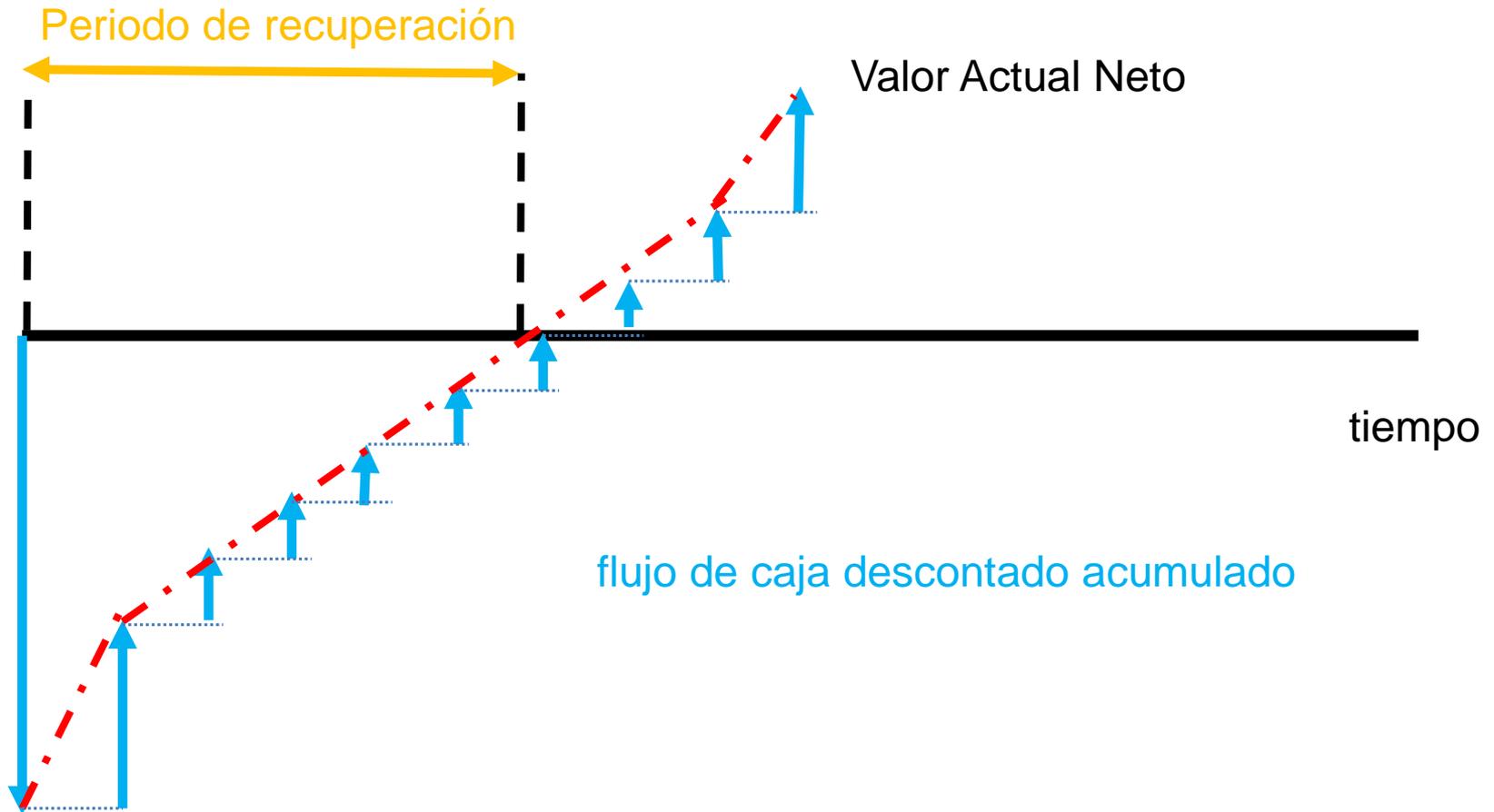
Producción anual de energía * (precio electricidad + FIT)



Flujos de caja en un proyecto de energías renovables



Flujos de caja en un proyecto de energías renovables



Definiciones

- El **Valor Actual Neto (VAN)** es un cálculo que compara la cantidad invertida hoy con el **valor actual** de futuros ingresos producidos por dicha inversión. En otras palabras, se compara la inversión con los flujos de caja futuros tras ser descontados a una cierta tasa de descuento.
- El **periodo de retorno** se refiere al **periodo** del tiempo requerido para recuperar los fondos gastados en una inversión, hasta alcanzar el punto de equilibrio (*break-even*).
- La **Tasa Interna de Retorno (TIR)** es el interés al cual el VAN de todos los flujos de caja (positivos y negativos) de un proyecto e inversión se hace igual a cero. La TIR se usa para evaluar el atractivo de ciertos proyectos o inversiones.

¿Dónde encaja aquí el LCOE?

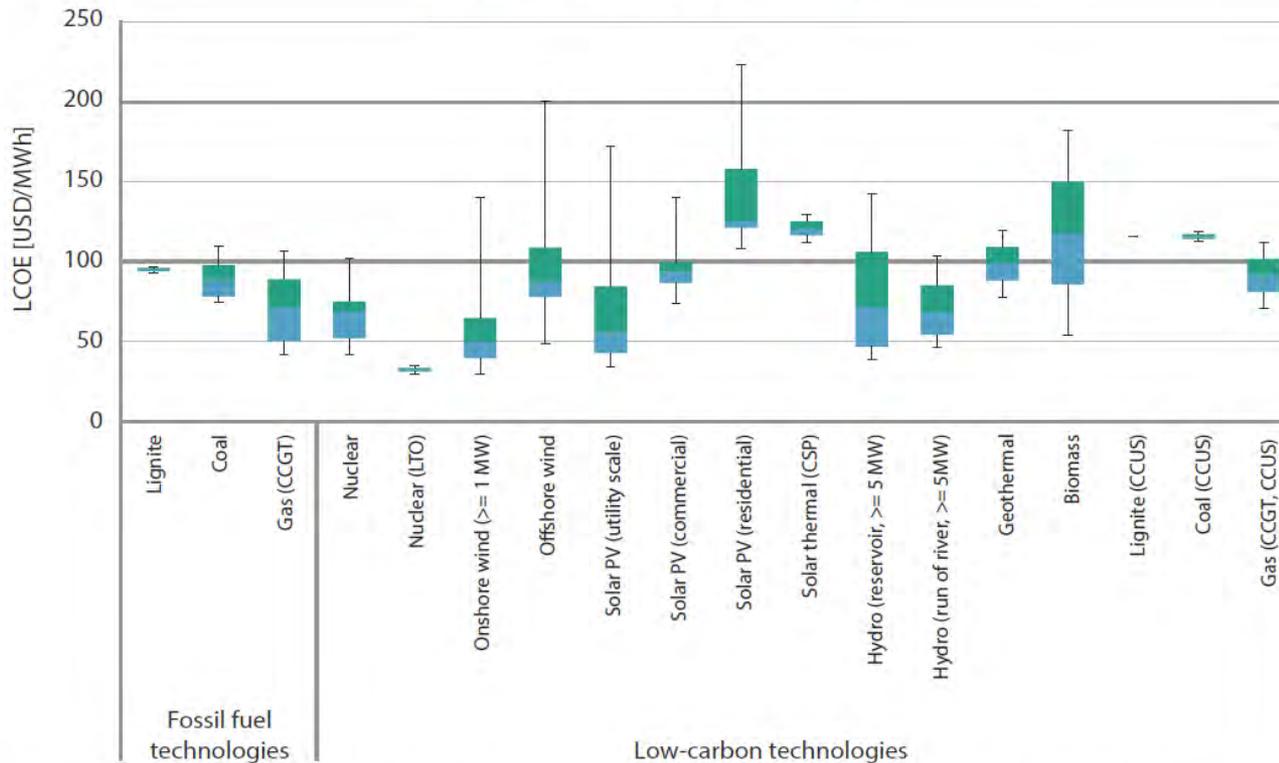
- Es el **precio de la energía** para alcanzar el equilibrio.
- El LCOE es la tarifa que haría el VAN igual a cero (punto de equilibrio).
- El LCOE permite comparar diferentes tecnologías de diversas vidas útiles y capacidades sin necesidad de desarrollar modelos financieros ad-hoc adaptados a cada proyecto.

si $TIR > r$, se acepta el proyecto

si $TIR < r$, se rechaza el proyecto

LCOE para diferente tecnologías de generación

Figure ES1: LCOE by technology



Note: Values at 7% discount rate. Box plots indicate maximum, median and minimum values. The boxes indicate the central 50% of values, i.e. the second and the third quartile.

Fuente: IEA-NEA (2020)

LCOE para tecnologías de almacenamiento → LCOS

- Existe una falta de acuerdo en la definición de un indicador para evaluar los costes del almacenamiento.
- Se habla de coste/kW, coste/kWh, LCOS, costes anualizados, ...
- En algunos casos de incluyen reparaciones/repuestos y desmantelamiento; en otros, no.
- En algunos casos se tiene en cuenta la degradación; en otros, no.
- Los *papers* académicos a menudo se limitan a un pequeño grupo de aplicaciones.
- La industria reclama más transparencia a la hora de definir la metodología del LCOS.

LCOE para tecnologías de almacenamiento → LCOS

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{CAPEX_t + OPEX_t + DECOMM_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{AEP_t}{(1+r)^t}}$$

$$LCOS \left[\frac{\$}{MWh} \right] = \frac{\text{Investment cost} + \sum_n \frac{O\&M \text{ cost}}{(1+r)^n} + \sum_n \frac{\text{Charging cost}}{(1+r)^n} + \frac{\text{End-of-life cost}}{(1+r)^{N+1}}}{\sum_n \frac{NElec_{Discharged}}{(1+r)^n}}$$

LCOE para tecnologías de almacenamiento → LCOS

- Componentes de la fórmula del LCOS

$$LCOS \left[\frac{\$}{MWh} \right] = \frac{\text{Investment cost} + \sum_n^N \frac{O\&M \text{ cost}}{(1+r)^n} + \sum_n^N \frac{\text{Charging cost}}{(1+r)^n} + \frac{\text{End-of-life cost}}{(1+r)^{N+1}}}{\sum_n^N \frac{Elec_{Discharged}}{(1+r)^n}}$$

$$\sum_n^N \frac{Elec_{Discharged}}{(1+r)^n} = Cyc_{pa} \cdot DoD \cdot Cap_{nom,E} \cdot \eta_{RT} \cdot (1 - \eta_{self}) \cdot \sum_{n=1}^N \frac{(1 - Cyc_{Deg})^{(n-1) \cdot Cyc_{pa}} \cdot (1 - T_{Deg})^{(n-1)}}{(1+r)^{n+T_c}}$$

LCOE para tecnologías de almacenamiento → LCOS

- Componentes de la fórmula del LCOS

$$LCOS \left[\frac{\$}{MWh} \right] = \frac{\text{Investment cost} + \sum_n^N \frac{\text{O\&M cost}}{(1+r)^n} + \sum_n^N \frac{\text{Charging cost}}{(1+r)^n} + \frac{\text{End-of-life cost}}{(1+r)^{N+1}}}{\sum_n^N \frac{\text{Elec}_{\text{Discharged}}}{(1+r)^n}}$$

$$\text{Investment cost} = C_P \cdot \text{Cap}_{\text{nom},P} + C_E \cdot \text{Cap}_{\text{nom},E} + \sum_{r=1}^R \frac{C_{P-r} \cdot \text{Cap}_{\text{nom},P}}{(1+r)^{T_c + \text{rep} \cdot T_r}}$$

LCOE para tecnologías de almacenamiento → LCOS

➤ Componentes de la fórmula del LCOS

$$LCOS \left[\frac{\$}{MWh} \right] = \frac{\text{Investment cost} + \sum_n^N \frac{O\&M \text{ cost}}{(1+r)^n} + \sum_n^N \frac{\text{Charging cost}}{(1+r)^n} + \frac{\text{End-of-life cost}}{(1+r)^{N+1}}}{\sum_n^N \frac{Elec_{Discharged}}{(1+r)^n}}$$

$$\sum_n^N \frac{O\&M \text{ cost}}{(1+r)^n} = \sum_{n=1}^N \frac{C_{P-OM} \cdot Cap_{nom,P} + C_{E-OM} \cdot (Cyc_{pa} \cdot DoD \cdot Cap_{nom,E}) \cdot (1 - Cyc_{Deg})^{(n-1) \cdot Cyc_{pa}} \cdot (1 - T_{Deg})^{(n-1)}}{(1+r)^{n+T_c}}$$

LCOE para tecnologías de almacenamiento → LCOS

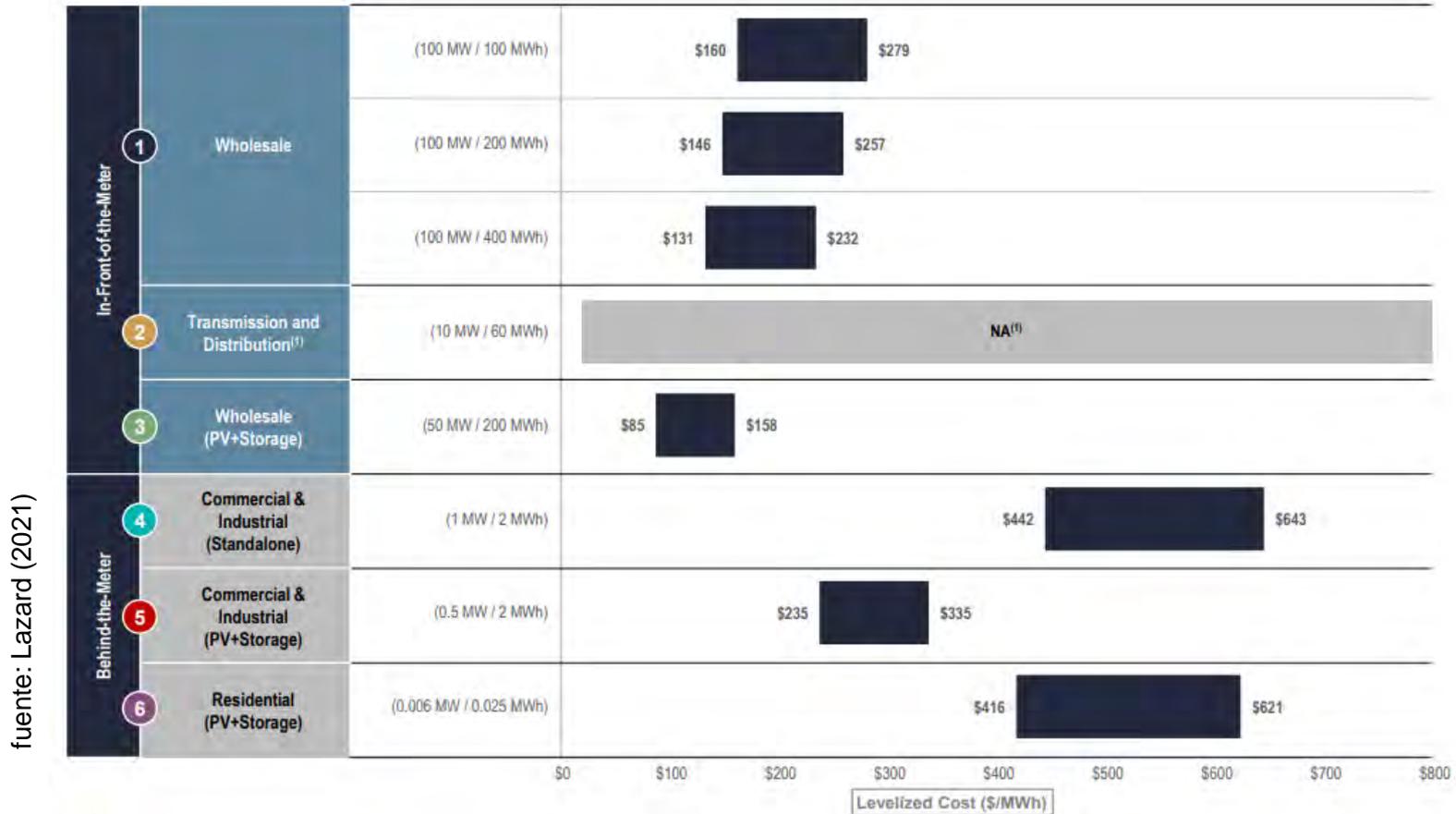
- Componentes de la fórmula del LCOS

$$LCOS \left[\frac{\$}{MWh} \right] = \frac{\text{Investment cost} + \sum_n^N \frac{\text{O\&M cost}}{(1+r)^n} + \sum_n^N \frac{\text{Charging cost}}{(1+r)^n} + \frac{\text{End-of-life cost}}{(1+r)^{N+1}}}{\sum_n^N \frac{\text{Elec}_{\text{Discharged}}}{(1+r)^n}}$$

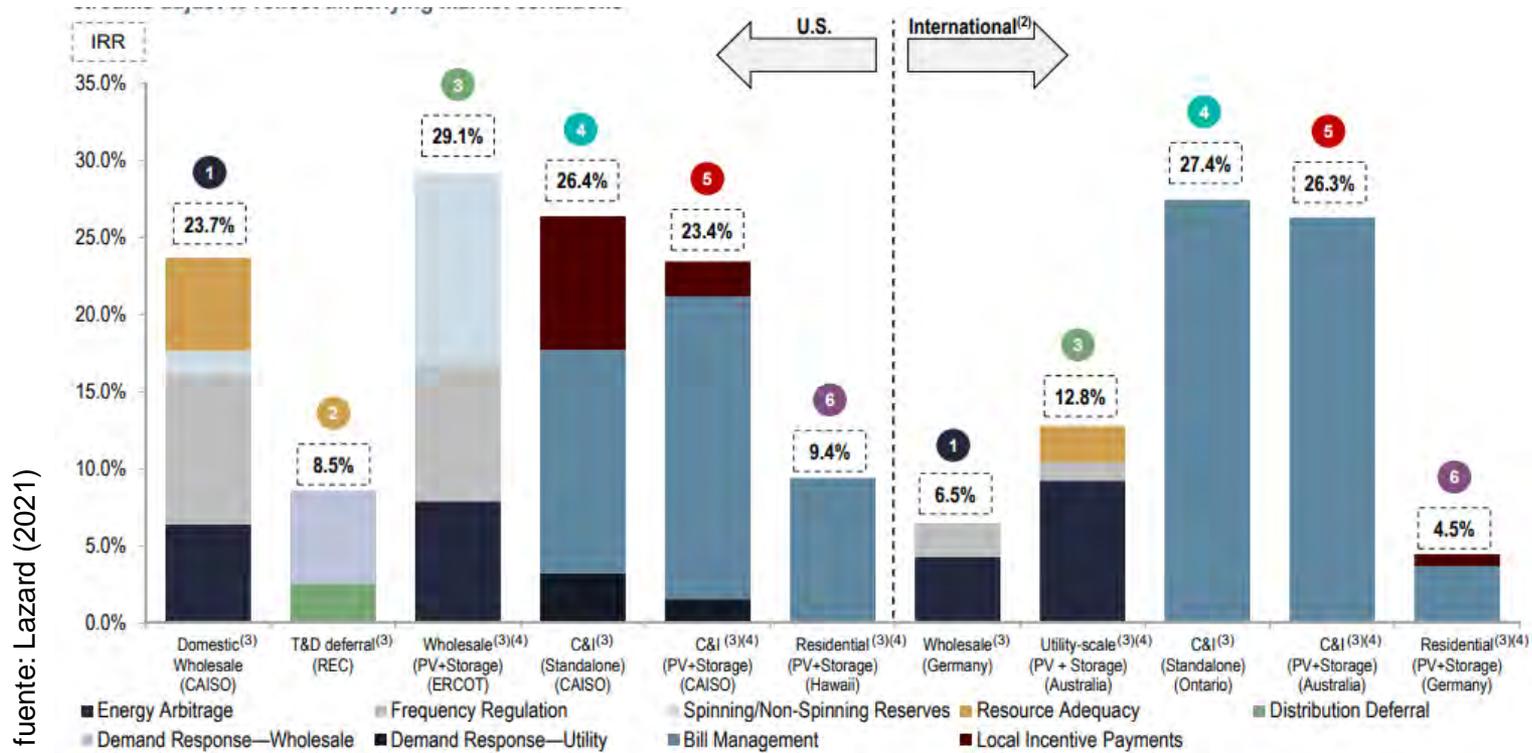
$$\frac{\sum_n^N \frac{\text{Charging cost}}{(1+r)^n}}{\sum_n^N \frac{\text{Elec}_{\text{Discharged}}}{(1+r)^n}} = \frac{P_{el}}{\eta_{RT}}$$

$$\frac{\text{End-of-life cost}}{(1+r)^{N+1}} = \frac{(C_P \cdot \text{Cap}_{\text{nom},P} + C_E \cdot \text{Cap}_{\text{nom},E}) \cdot F_{EOL}}{(1+r)^{N+1}}$$

LCOE para tecnologías de almacenamiento → LCOS



LCOE para tecnologías de almacenamiento → LCOS



Source: Industry interviews, Enovation Analytics, Lazard and Roland Berger.

Note: All figures presented in USD using the following exchange rates: USD 0.69/AUD, USD 0.75/CAD and USD 1.14/EUR.

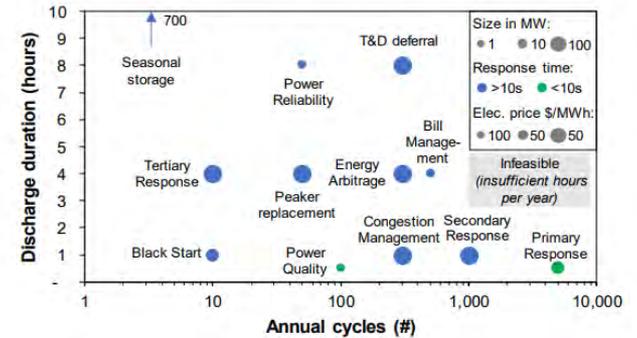
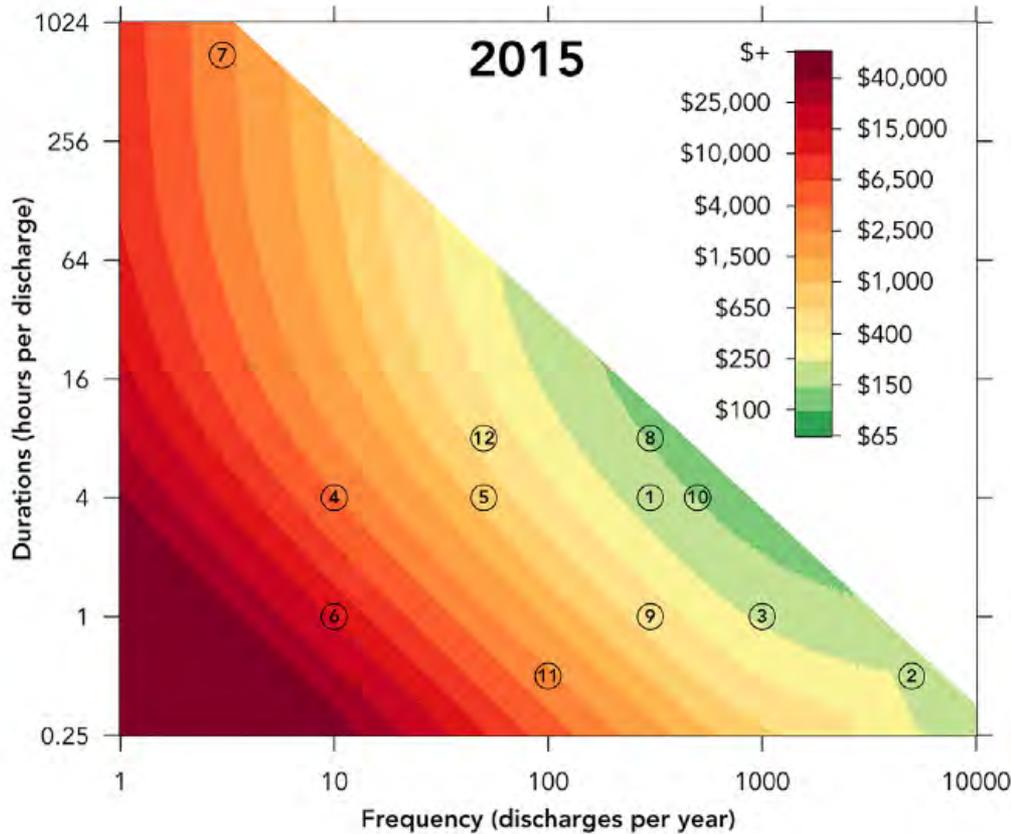
(1) Cost structure representative of the "Average Case" is used in the IRR analysis.

(2) Lazard's Value Snapshot analysis intentionally excluded a Transmission and Distribution use case from its international analysis given the lack of substantive publicly available data for projects deployed for this use case.

(3) Revenues for Value Snapshots use cases 1 – 3 are based on wholesale prices from the 12 months prior to the onset of the COVID-19 pandemic (i.e., February 2019 – February 2020) in order to normalize the underlying data. Revenues for Value Snapshots use cases 4 – 6 are based on the most recent tariffs, programs and incentives available as of 1H 2021.

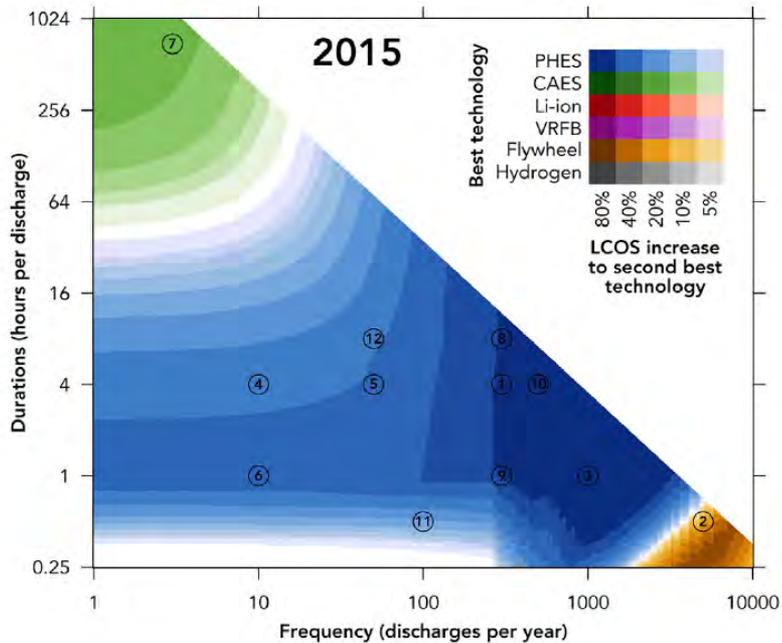
(4) While it is common to model storage and solar separately, this analysis models both as a combined system for consistency with prior LCOS reports.

LCOE para tecnologías de almacenamiento → LCOS



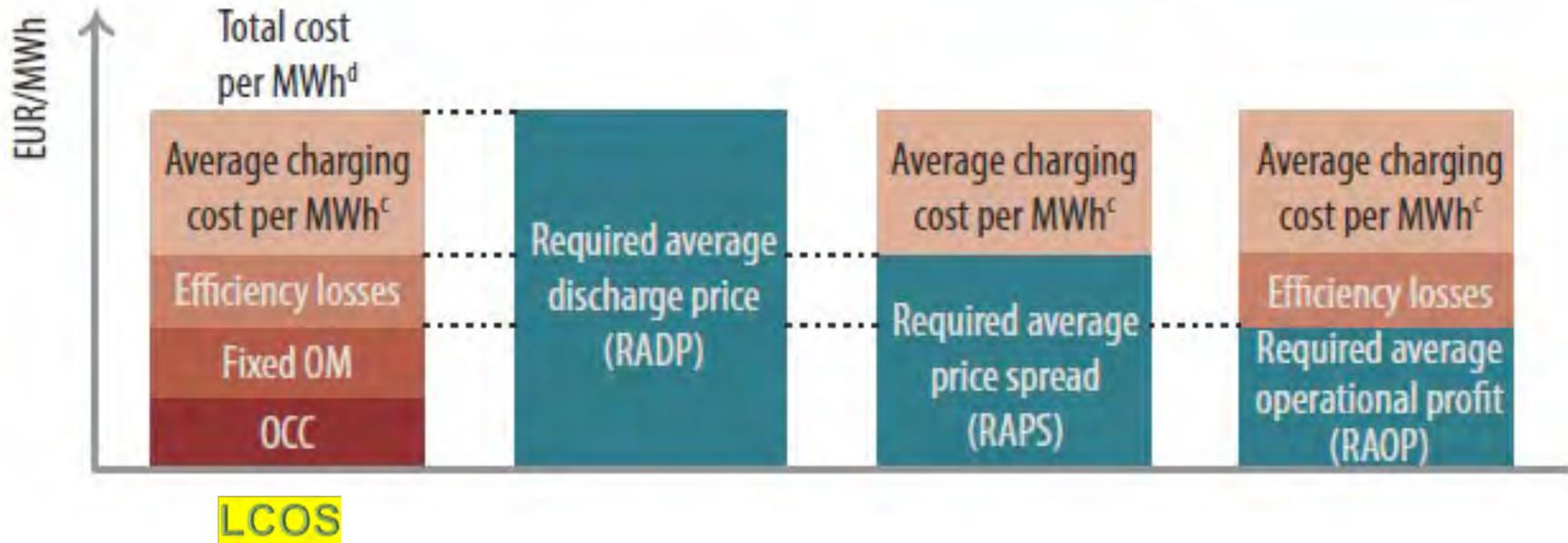
Fuente: Schmidt (2019)

LCOE para tecnologías de almacenamiento → LCOS



Fuente: Schmidt (2019)

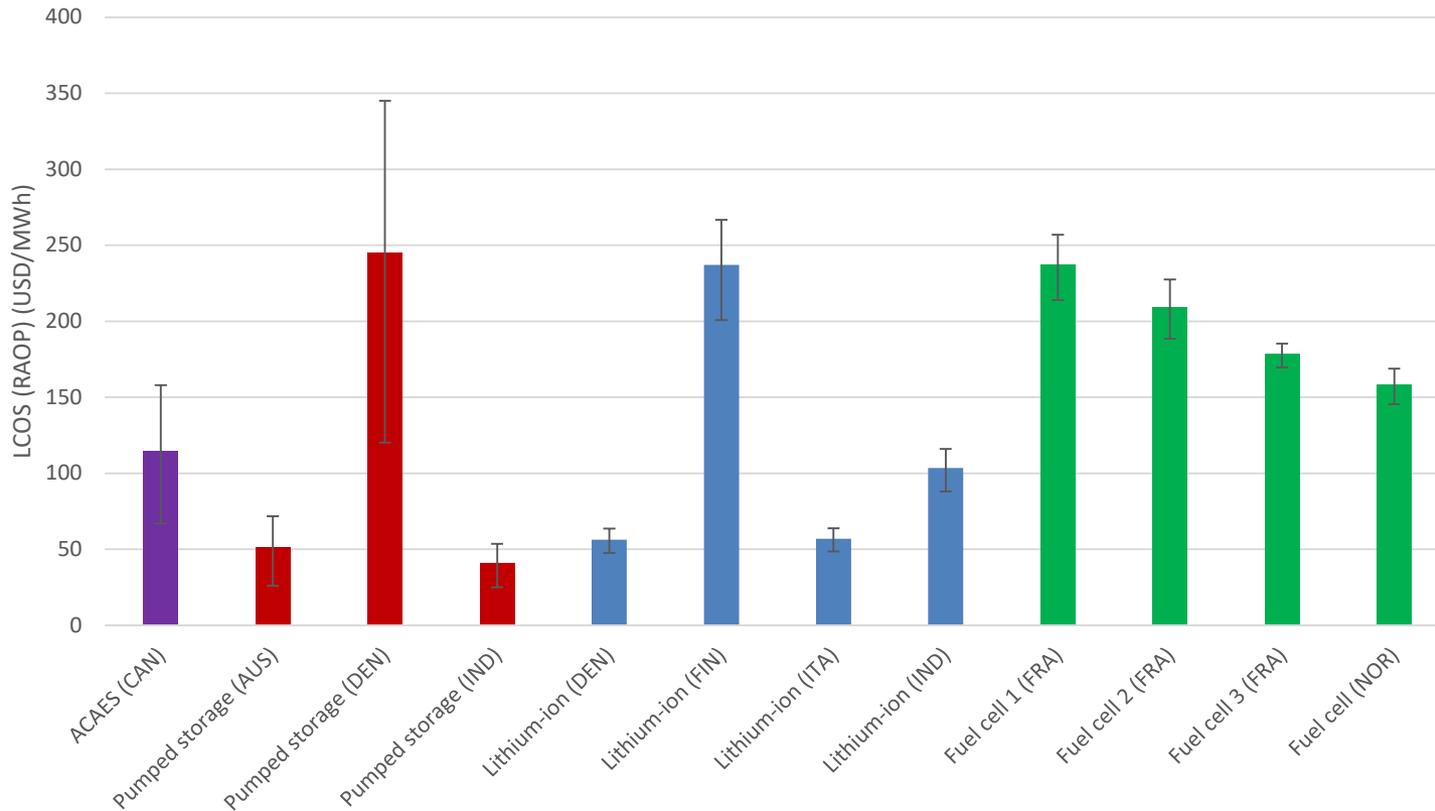
Otros indicadores



Fuente: IEA-NEA (2020)

¿LCOE? para diferente tecnologías de generación

LCOS (RAOP) for storage technologies



Fuente: IEA-NEA (2020)

Costes anualizados



Table ES.2. Summary of compiled 2018 findings and 2025 predictions for cost and parameter ranges by technology type – non-BESS.

Parameter	Pumped Storage Hydropower ^(a)	Combustion Turbine	CAES ^(a)	Flywheel ^(b)	Ultracapacitor ^(c)
Capital Cost – Energy Capacity (\$/kW)	1,700-3,200	678-1,193	1,050-2,544	600-2,400	240-400
	2,638	940	1,669	2,400	400
Power Conversion System (PCS) (\$/kW)	Included in Capital Cost	N/A	N/A	Included in Capital Cost	350 (211)
Balance of Plant (BOP) (\$/kW)					100 (95)
Construction and Commissioning (\$/kW)				480 ^(d)	80 ^(d)
Total Project Cost (\$/kW)	1,700-3,200	678-1,193	1,050-2,544	1,080-2,880	930 (835)
	2,638 ^(d)	940	1,669	2,880	
Total Project Cost (\$/kWh)	106-200		94-229	4,320-11,520	74,480 (66,640)
	165		105	11,520	
O&M Fixed (\$/kW-year)	15.9	13.0	16.7	5.6	1
O&M Variable (cents/kWh)	0.00025	1.05	0.21	0.03	0.03
System Round-Trip Efficiency (RTE)	0.80	0.328	0.52	0.86	0.92
Annual RTE Degradation Factor				0.14%	0.14%
Response Time	FS AS Ternary	From cold start: 10 min Spin ramp rate: 8.33%/min Quick start ramp rate: 22.2%/min	3-10 min	0.25 sec	0.016 sec
Spinning-in-air to full-load generation	5-70 s 60 s 20-40 s				
Shutdown to full generation	75-120 s 90 s 65-90 s				
Spinning-in-air to full load	50-80 s 70 s 25-30 s				
Shutdown to full load	160-360 s 230 s 80-85 s				
Full load to full generation	90-220 s 280 s 25-60 s				
Full generation to full load	240-500 s 470 s 25-45 s ^(e)				
Cycles at 80% Depth of Discharge	15,000	Not Relevant	10,000	200,000	1 million
Life (Years)	>25	20	25	>20	16
MRL	9 (10)	10	8 (9)	8 (9)	9
TRL	8 (9)	9	7 (8)	7(8)	8

ISS^(a)

Redox flow Battery	
8	2025
852	(326-643)
5	(393)
170	(184-329)
0	(211)
20	(75-115)
0	(95)
307	(164-197)
0	(180)
3,226	(2,219-3,804)
10	(2,598)
307	(555-951)
8	(650)
1	(8)
0.03	(0.7)
0.40%	
1 sec	
10,000	
15	(9)
	(8)

Ene
Tec
Cha

July 20

K Mongird
V Viswanath
P Balducci
J Alam
PNNL-2886

(d) 20 percent of capital cost
AS = adjustable speed; FS = fixed speed.

Costes anualizados

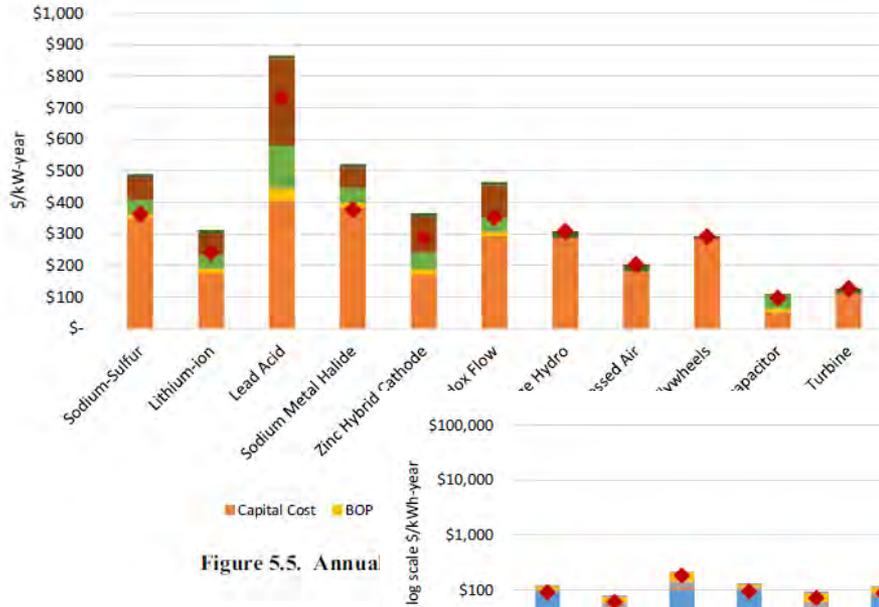


Figure 5.5. Annual

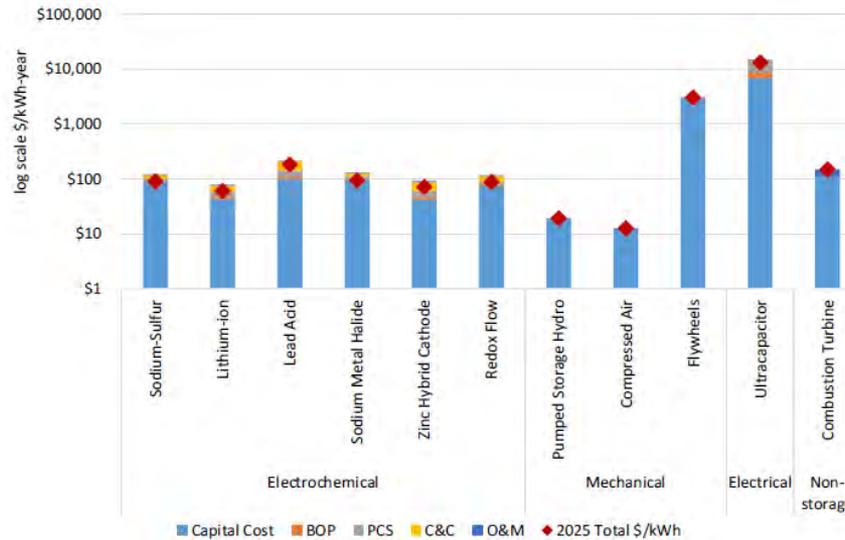
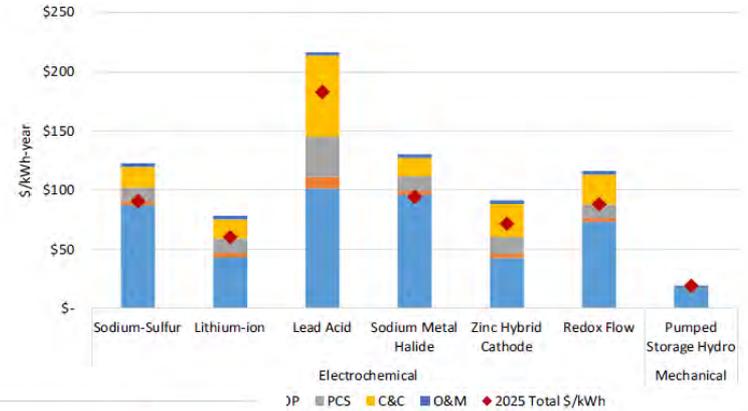


Figure 5.6. Annualized \$/kWh cost of all technologies.

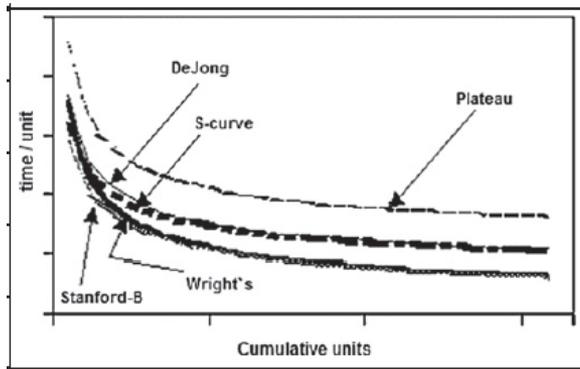


Comparison of battery storage technologies vs. pumped storage hydro by cost

Vías de reducción de costes – curvas de aprendizaje

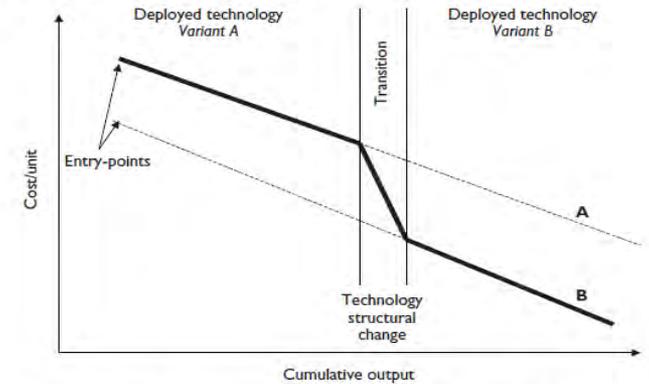
- Aprender investigando (*learning by researching*)
- Aprender haciendo (*learning by doing*)
- Aprender usando (*learning by using*)
- Aprender interactuando (*learning by interacting*)
- Volumen de negocio (*economies of volume*)
- Economía de escala (*economies of scale*)

Curvas de aprendizaje



$$C_m = C_0 * m^{\frac{\ln(PR)}{\ln(2)}}$$

Figure 2.4. Technology Structural Change



The heavy line is the expected behaviour of the experience curve during a shift of technology from variant A to variant B.

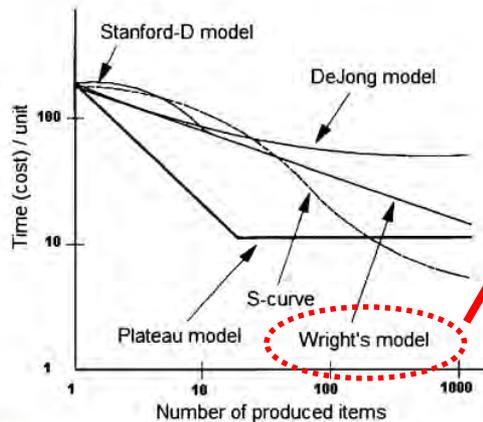
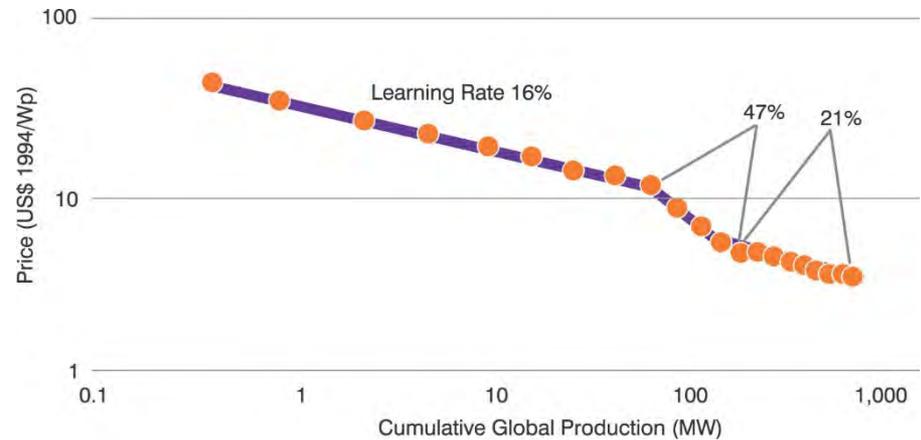


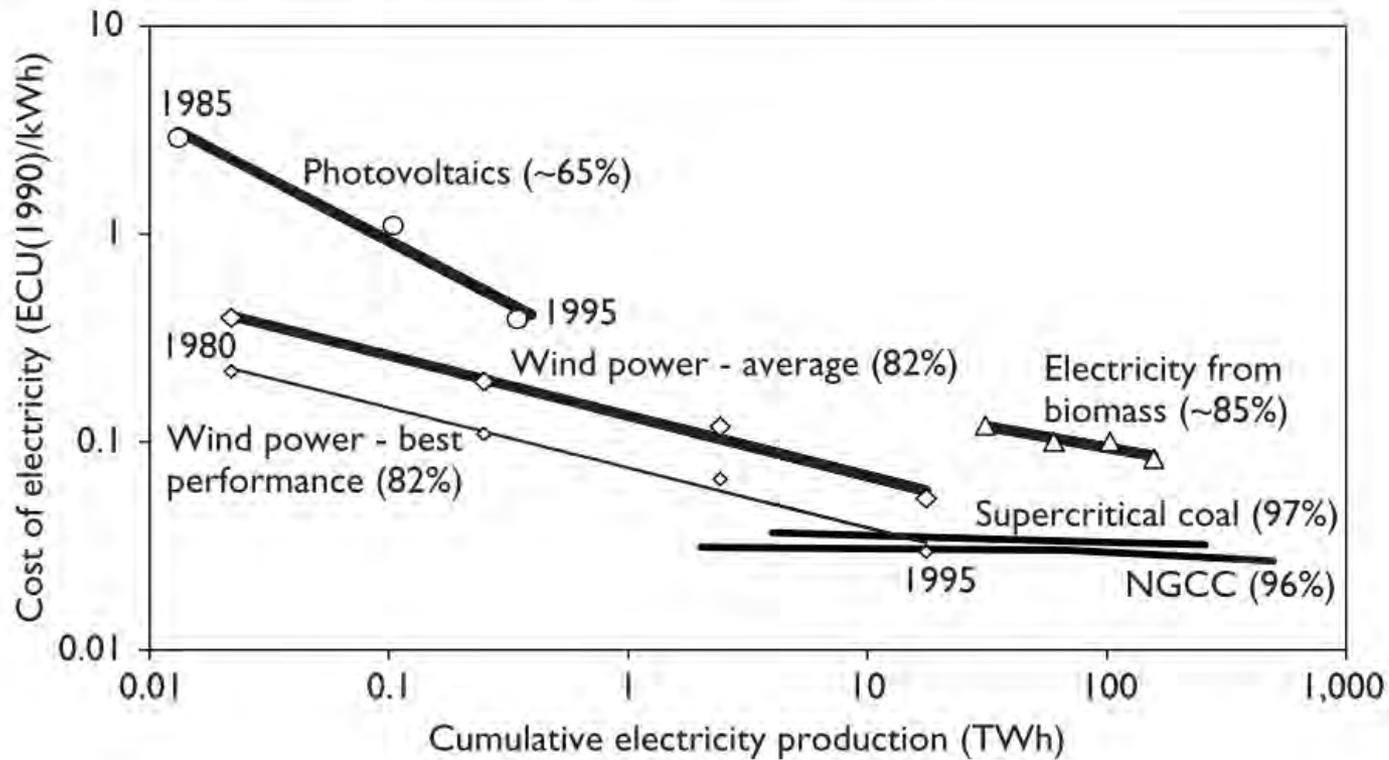
Fig. 1. Profiles from different LC models in logarithm scale (Adapted from Badiru, 1992).



Fuentes: IEA-OECD (2000), Hunt (2006)

Reducción de costes

Figure 1.5. Electric Technologies in EU, 1980-1995



Fuente: IEA-OECD (2000)

Curvas de aprendizaje

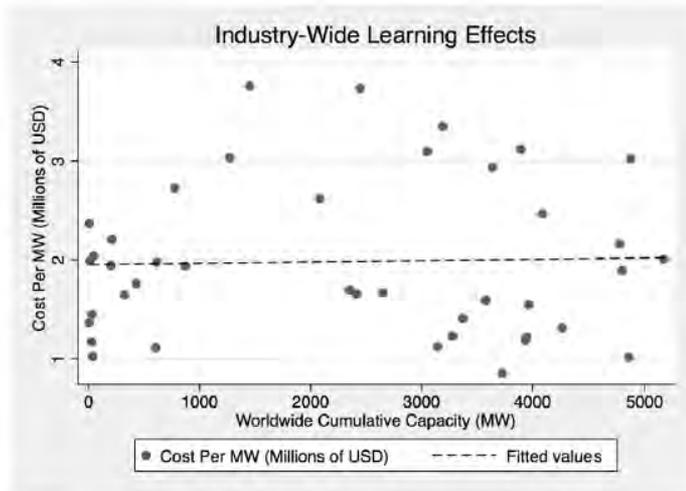
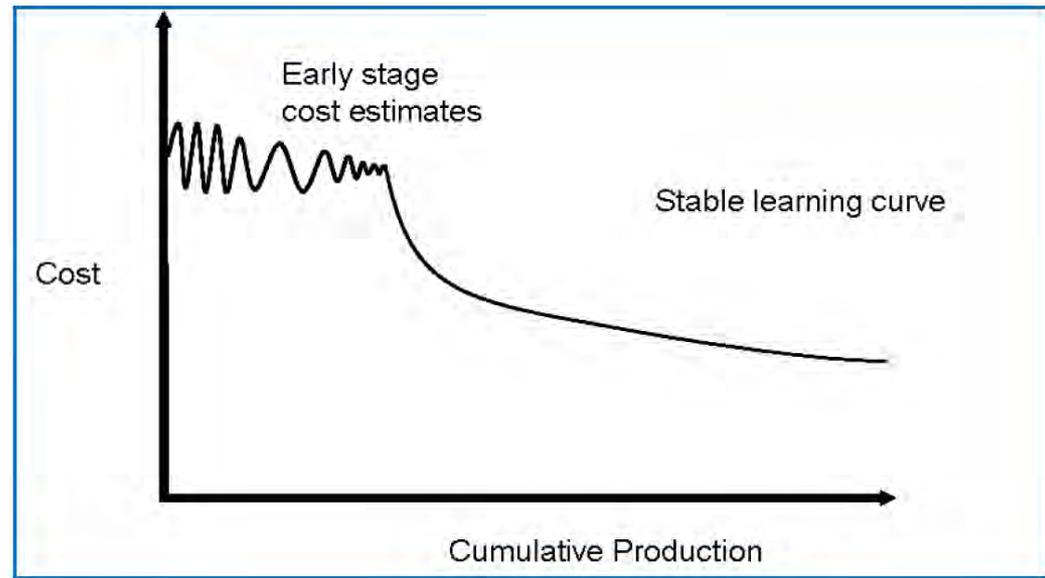


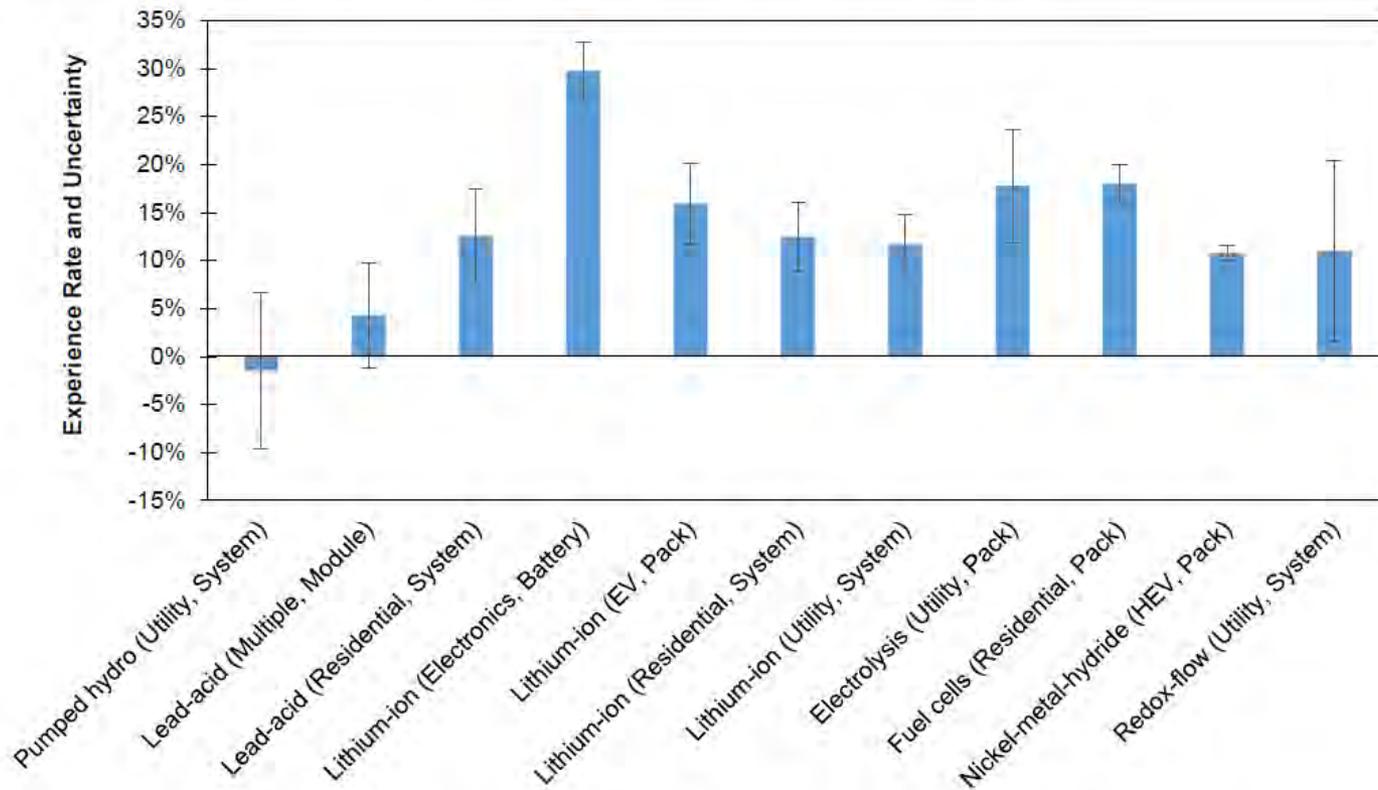
Fig. 2. Industry-wide learning effects: relationship between cost per MW and industry-wide cumulative capacity.



Fuentes: Dismukes (2015), Mukora (2014)

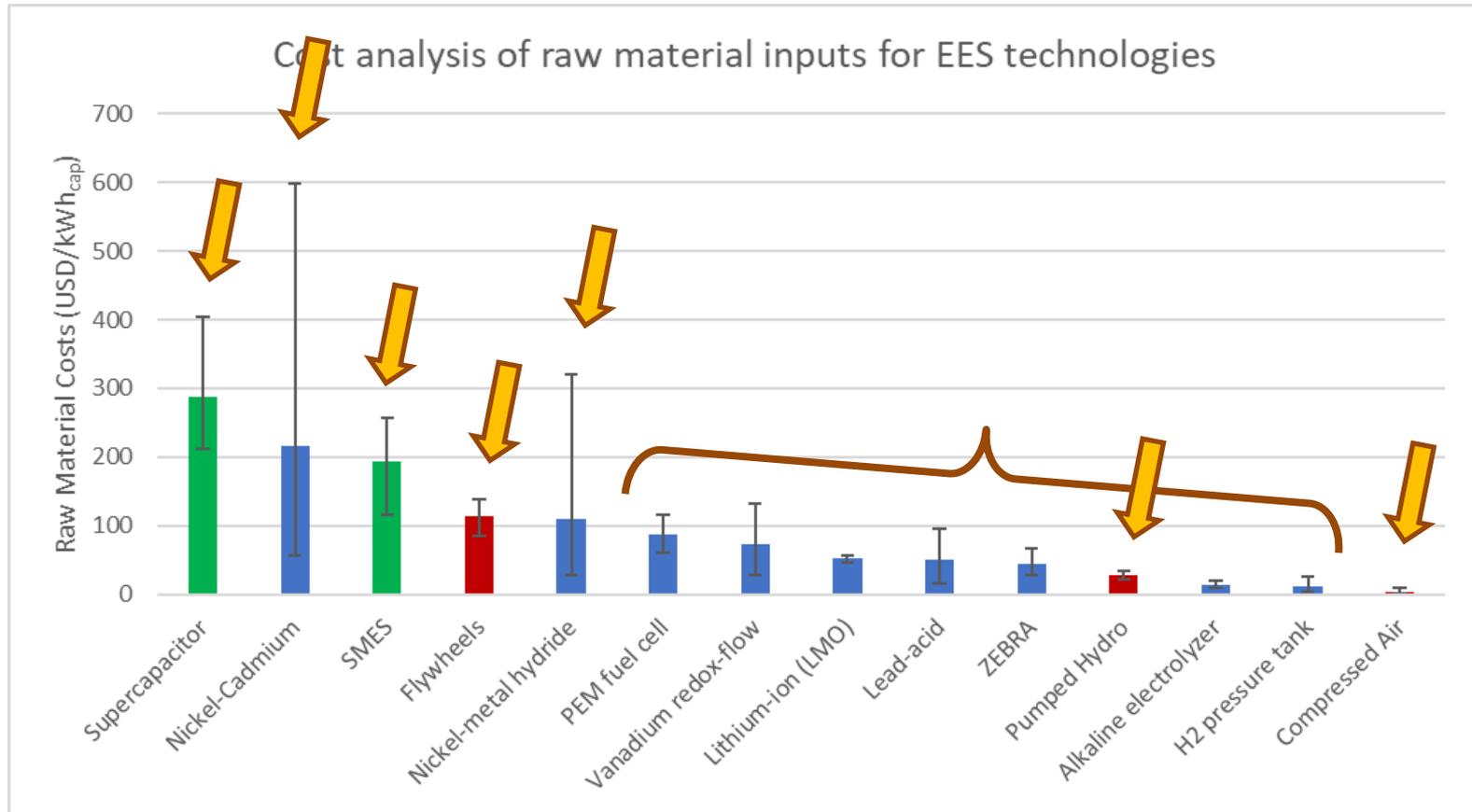
Curvas de aprendizaje en almacenamiento

Supplementary Figure 6. Visualisation of experience rate and uncertainty.



Fuente: Schmidt (2017)

Costes de materias primas



Fuente: Schmidt (2017)

Supercapacitor ⁵¹		US\$/kWh		
Material	min	mid	max	
Ammonium Salts	83	94	104	33%
Aluminium	53	109	202	38%
Activated Carbon	71	77	83	
Plastics	4	8	15	
Total	211	288	404	

Nickel-Cadmium ^{61,62}		US\$/kWh		
Material	min	mid	max	
Nickel Compounds	41	164	451	76%
Cobalt	5	13	25	
Cadmium	4	21	84	
Copper	2	8	18	
Chromium	2	6	13	
Lithium Hydroxide	1	1	2	
Carbon Steel	1	2	3	
Plastics	0	1	2	
Potassium hydroxide	0	1	1	
Nickel	-	-	-	
Lithium	-	-	-	
Total	56	216	599	

Vanadium redox-flow ⁶¹		US\$/kWh		
Material	min	mid	max	
Vanadium	22	61	112	85%
Carbon Steel	1	3	4	
Copper	1	2	4	
Plastics	1	2	3	
Graphite	1	2	3	
Carbon Black	1	1	2	
Sulphuric Acid	0	1	4	
Total	28	72	132	

Lithium-ion (LMO) ⁶⁴		US\$/kWh		
Material	min	mid	max	
Lithium mang. ox.	25	25	25	48%
Carbon, graphite	12	12	12	23%
Copper	3	5	8	
Aluminium	2	3	4	
Binder PVDF	2	2	2	
Lithium hexafluoroph.	1	2	2	
Dimethyl carbonate	1	1	1	
Ethylene carbonate	0	0	0	
Copper	0	1	1	
Thermal insulation	0	0	0	
Stainless Steel	0	0	0	
Polypropylene	0	0	0	
Polyethylenetereph.	0	0	0	
Glycol	0	0	0	
Polyethylene	0	0	0	
Total	47	52	56	

SMES ⁵¹		US\$/kWh		
Material	min	mid	max	
Copper	42	89	131	46%
Carbon Steel	56	83	95	43%
Yttrium	9	12	18	
Barium	6	6	6	
Copper	2	4	5	
Sulphuric Acid	0	0	0	
Total	115	194	256	

Flywheels ⁶¹		US\$/kWh		
Material	min	mid	max	
Carbon	44	44	44	36%
Carbon Steel	21	31	36	27%
Copper	11	23	35	
Plastics	7	14	24	
Yttrium	0	2	6	
Barium	1	1	2	
Copper	0	1	2	
Total	84	113	138	

Lead-acid ^{61,62}		US\$/kWh		
Material	min	mid	max	
Lead oxides	7	25	45	49%
Lead	5	18	32	35%
Plastics	2	5	8	
Antimony	1	3	6	
Sulphuric Acid	0	0	2	
Copper	0	1	1	
Glass	0	0	0	
Total	15	51	95	

ZEBRA ⁶⁵		US\$/kWh		
Material	min	mid	max	
Nickel	13	27	50	63%
Thermal insulation	4	4	4	
Beta-alumina	4	4	4	
Stainless Steel	1	2	3	
Halide salts	2	2	2	
Copper	1	2	3	
Iron	1	1	1	
Steel	0	0	0	
Total	27	43	67	

Nickel-metal hydride ^{61,62}		US\$/kWh		
Material	min	mid	max	
Nickel Compounds	21	83	230	76%
Cerium Metal	4	18	79	
Carbon Steel	2	6	10	
Plastics	1	0	0	
Potassium Hydroxide	0	0	0	
Total	27	109	320	

PEM fuel cell ⁶²		US\$/kWh		
Material	min	mid	max	
Platinum	53	78	106	90%
Graphite	5	6	8	
Nafion	1	1	1	
Polytetrafluoroeth.	0	0	0	
Carbon	0	0	0	
Plastics	0	0	0	
Copper	0	0	0	
Iron	0	0	0	
Steel	0	0	0	
Plastics	0	0	0	
Total	60	87	116	

Pumped Hydro ⁶¹		US\$/kWh		
Material	min	mid	max	
Concrete	11	16	22	57%
Iron	1	2	2	
Wood	0	1	1	
Chromium	0	0	0	
Molybdenum	0	0	1	
Plastics	0	0	0	
Aluminium	0	0	0	
Copper	0	0	0	
Zinc	0	0	0	
Lead	0	0	0	
Manganese	0	0	0	
Magnesium	0	0	0	
Total	21	28	34	

Sodium-sulfur ^{61,62}		US\$/kWh		
Material	min	mid	max	
Alpha-alumina	3	3	3	20%
Aluminium	3	4	6	27%
Beta-alumina	3	3	3	20%
Stainless steel	2	3	3	20%
Copper	1	2	3	
Sodium	0	0	0	
Sulfur	0	0	0	
Glass	0	0	0	
Sand	0	0	0	
Total	12	15	19	

Fuente: Schmidt (2017)

Otros costes

- Los costes de los factores de producción adicionales serían: mano de obra directa, costes indirectos, ventas, I+D, depreciación, beneficio, garantías,... y se encuentran por debajo del **20%** del precio final se sistema para las **tecnologías electroquímicas**, a volúmenes de producción anuales significativos.
- En el caso de **almacenamiento mecánico** como el hidrobombeo, los gastos de planificación, obra civil, infraestructura y logística dominan el costes total, con valores **entre el 50 y el 80%**.
- Sumando estas contribuciones al coste de materias primas, se obtiene:
 - **Electroquímico:** Níquel-metal hidruro: 130 USD/kWh (32 – 384 USD/kWh)
 - **Mecánico:** Hidrobombeo: 98 USD/kWh (64 – 135 USD/kWh)

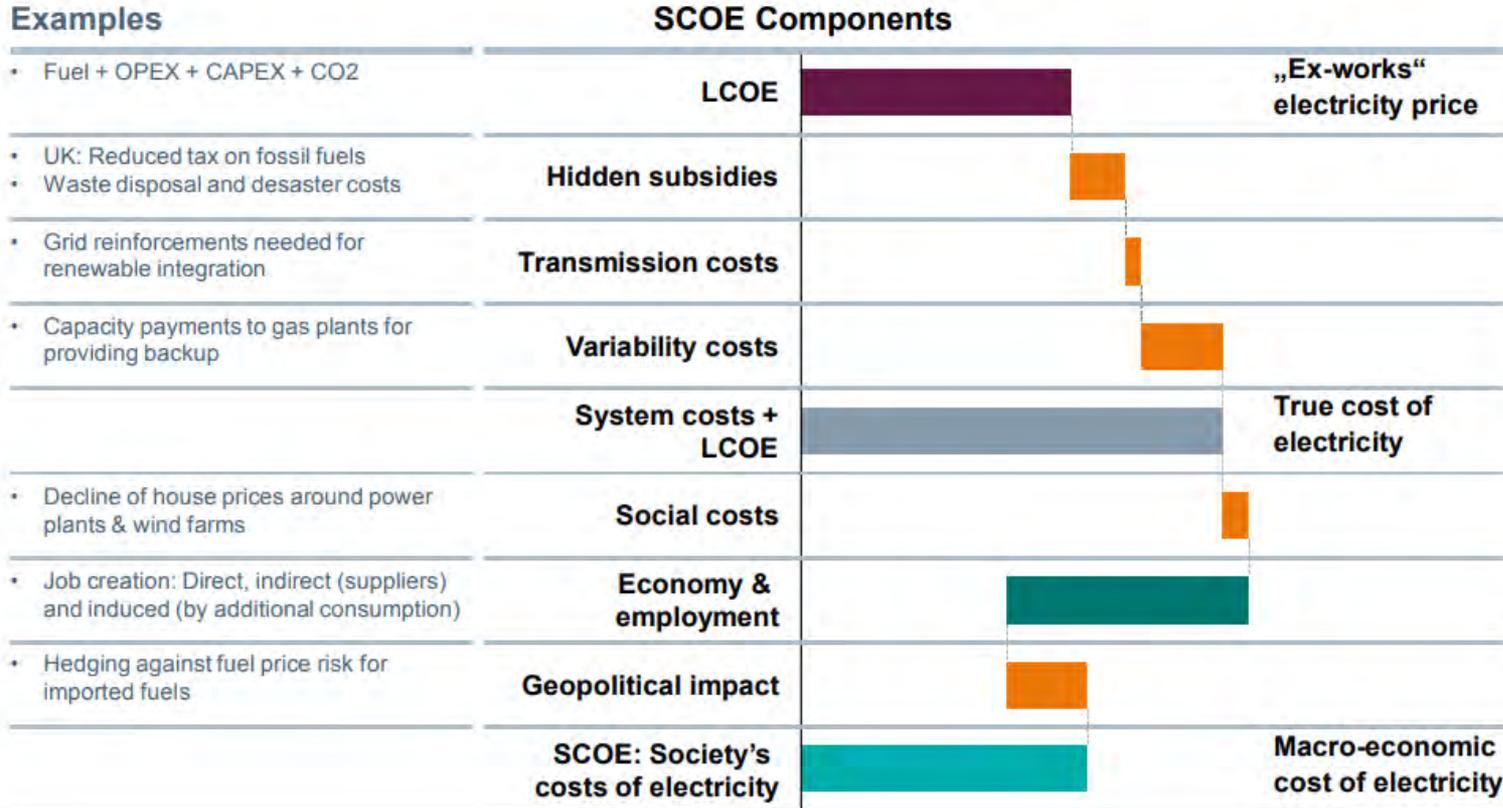
Aspectos socioeconómicos - SCOE

Socio-economic costs of electricity (SCOPE)

- ¿Por qué? Para informar a los responsables (políticos)
 - ... acerca de las soluciones más económicas para satisfacer la demanda eléctrica futura...
 - p.ej. gastos en I+D+i pública, prioridades en infraestructura o nivel de apoyo financiero facilitado a cierta tecnología
 - ... desde un punto de vista social
 - es decir, considerando todos los costes de generación de interés para la sociedad



SCOE – el enfoque de Siemens



Fuente: Siemens (2014)

SCOE – el enfoque de Siemens

SCOE Analysis United Kingdom Projection for 2025

SIEMENS



SCOE: Society's costs of electricity [EUR/MWh]
Projection for United Kingdom in 2025 - Average Scenario

Legend LCOE Split: CAPEX OPEX Fuel CO2

	Nuclear	Coal	Gas	Photovoltaics	Wind On	Wind Off
LCOE	79,2	115,3	82,9	105,2	55,4	95,0
- thereof CO2	0,0	58,4	26,0	0,0	0,0	0,0
Cost subsidies	59,8	2,5	0,5	0,0	0,0	0,0
Transmission	0,0	0,0	0,0	6,6	2,0	2,0
Variability	0,9	0,5	0,0	15,2	14,3	13,4
LCOE + System costs	140,0	118,3	83,5	127,0	71,6	110,4
Social impact	0,1	0,1	0,1	0,0	4,8	0,0
Employment effects	-33,0	-10,5	0,0	-49,4	-16,1	-49,4
Geopolitical impact	0,0	1,7	5,4	0,0	0,0	0,0
SCOE	107,2	109,6	89,0	77,6	60,4	60,9

E W STSCC / CWN / 2014-08-26 / Projection for United Kingdom in 2025 - Average Scenario

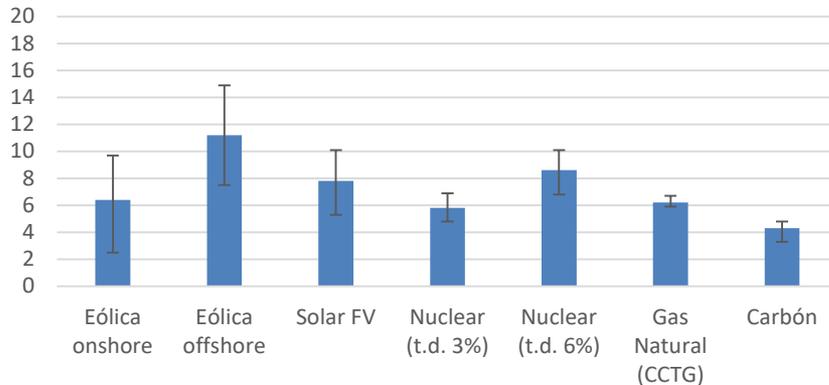
With certain pre-requisites in place, Offshore can be among the most competitive electricity sources in the UK by 2025, while Gas is the most competitive backup.

© Siemens Wind Power 2014. All rights reserved.

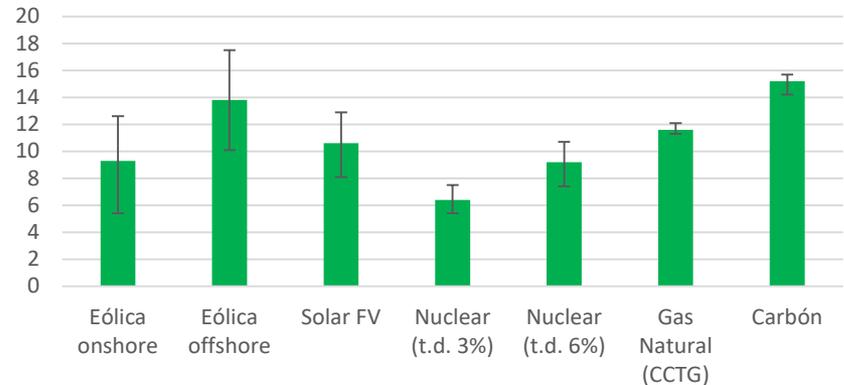
Fuente: Siemens (2014)

Cuantificando el SCOE

Costes a nivel de planta



Todos los costes cuantificables

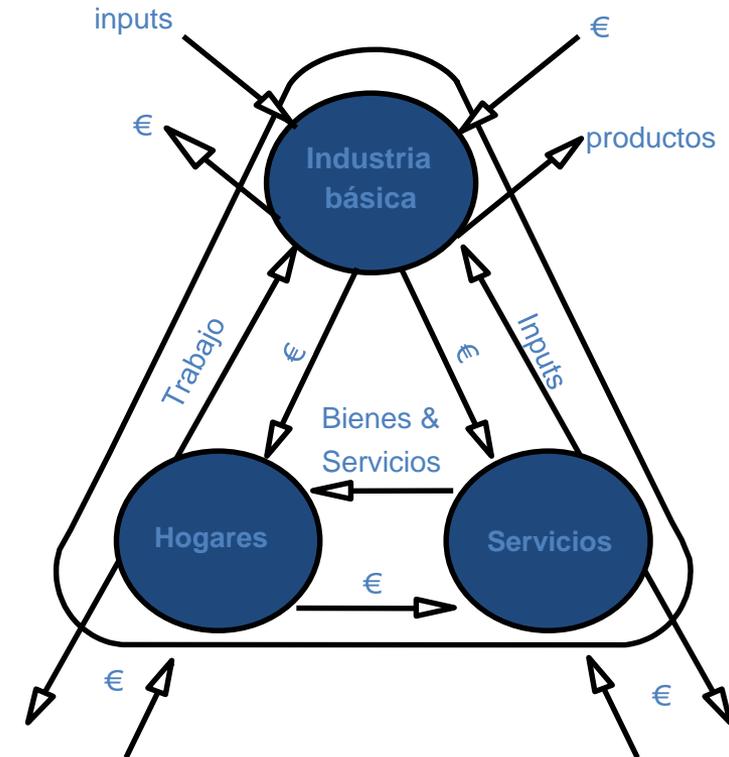


Fuente: Samadi (2017)

Otros métodos – tablas Input-Output

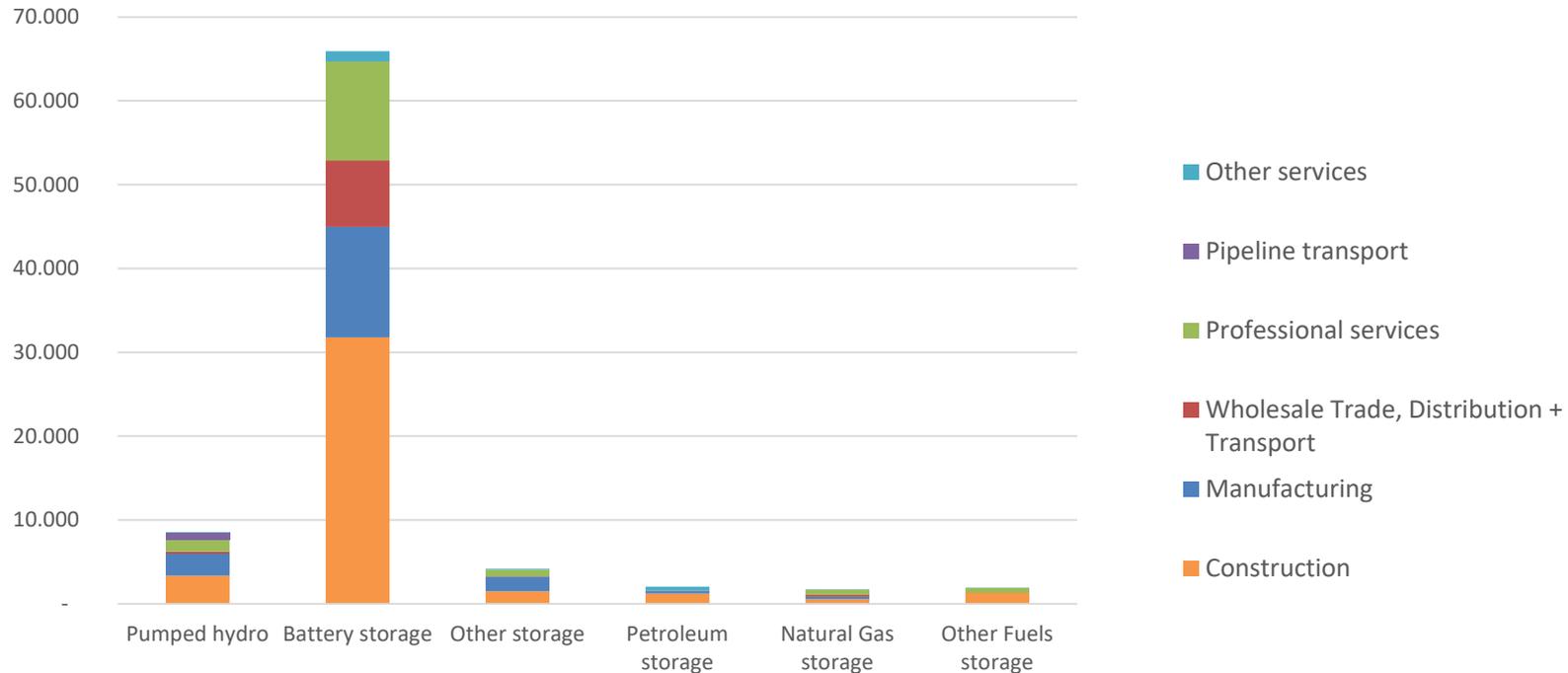
- Sistemas económicos comunitarios:
 - Sectores compran a otros sectores
 - Sectores venden a otros sectores
 - Sectores venden fuera de la economía local
 - Sectores compran fuera de la economía local

Product	Industries' intermediate use																Total intermediate use	Final use							Total use of products
	Agriculture, forestry & fishing	Mining & quarrying	Manufacturing	Energy supply	Water & waste	Construction	Distribution, hotels & catering	Transport, storage & communication	Financial, insurance & real estate	Professional & support activities	Government health & education	Other services	Consumers	Government	Gross capital formation	Exports - Non residents		Exports - RUC	Exports - ROW	Total final use					
Agriculture, forestry & fishing	708	0	1,305	24	0	16	142	5	0	0	10	1	2,768	1,700	0	149	49	1,288	678	3,876	6,640				
Mining & quarrying	0	367	252	1,122	0	250	32	5	0	3	1	1	2,032	43	0	180	0	2,506	328	3,037	5,069				
Manufacturing	1,704	430	12,714	664	266	3,704	3,817	1,560	621	727	5,052	331	31,390	35,877	1,062	5,969	1,504	13,539	14,506	72,833	104,223				
Energy supply	82	135	971	5,662	46	83	191	106	171	54	407	39	7,921	2,740	0	0	16	3,451	5	6,203	14,214				
Water & waste	28	5	131	47	871	22	42	29	54	40	509	39	1,519	866	887	26	5	821	281	2,386	3,904				
Construction	111	120	325	108	78	4,911	850	217	1,978	135	852	89	9,514	178	0	13,584	3	1,819	451	16,044	25,559				
Distribution, hotels & catering	142	10	178	34	21	146	648	235	491	174	968	32	2,582	11,186	0	58	3,000	405	32	14,564	17,146				
Transport, storage & communication	248	197	1,486	168	224	376	2,740	3,268	2,976	1,146	1,817	306	14,990	8,367	788	2,656	429	5,418	2,472	20,177	35,167				
Financial, insurance & real estate	175	252	1,091	287	144	487	1,239	540	5,197	778	1,183	103	11,475	24,206	0	462	61	6,660	3,520	34,917	46,392				
Professional & support activities	173	288	1,077	327	247	1,014	1,822	1,846	3,233	5,179	2,905	638	20,484	1,638	0	3,001	80	7,575	4,830	17,121	37,603				
Government health & education	14	8	115	17	24	112	76	203	445	742	2,388	39	4,182	5,850	33,208	442	33	581	752	40,977	45,160				
Other services	11	7	46	7	9	3	82	126	139	116	521	682	1,749	6,213	622	10	205	287	111	7,498	9,247				
Total intermediate use	3,394	1,828	20,731	8,425	1,631	11,706	11,420	8,184	15,605	9,122	16,245	2,312	110,604	98,959	36,345	26,435	5,488	44,458	28,034	239,719	350,324				
Taxes less subsidies on production	-465	12	207	177	-103	-114	1,215	258	-209	271	72	196	2,279												
Compensation of employees	638	1,452	3,950	1,110	820	4,722	10,914	6,754	5,460	8,088	22,979	2,874	74,777												
Gross operating surplus	1,545	1,044	4,362	3,144	930	2,942	5,451	3,528	19,920	5,140	8,221	1,421	56,646												
Gross value added at basic prices	1,716	2,508	14,028	4,431	1,853	7,778	17,580	10,540	25,598	13,409	20,272	4,901	133,704												
Total output at basic prices	5,110	4,336	34,758	12,856	3,484	19,484	29,080	18,724	41,283	22,621	45,517	7,213	244,389												



Empleo en tecnologías de almacenamiento (USA)

➤ 84.300 empleos en el año 2019

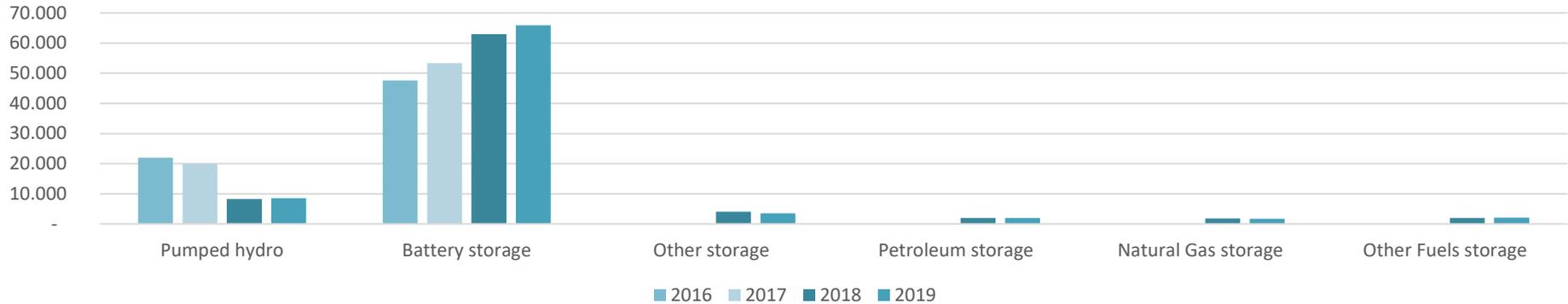


Fuente: 2020 U.S. ENERGY AND EMPLOYMENT REPORT

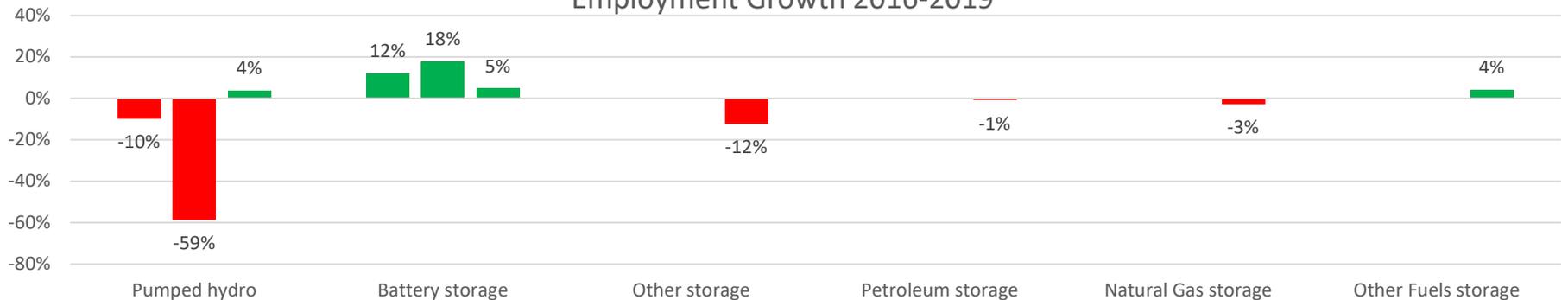
Empleo en tecnologías de almacenamiento (USA)

➤ 84.300 empleos en el año 2019

Fuente: 2020 U.S. ENERGY AND EMPLOYMENT REPORT

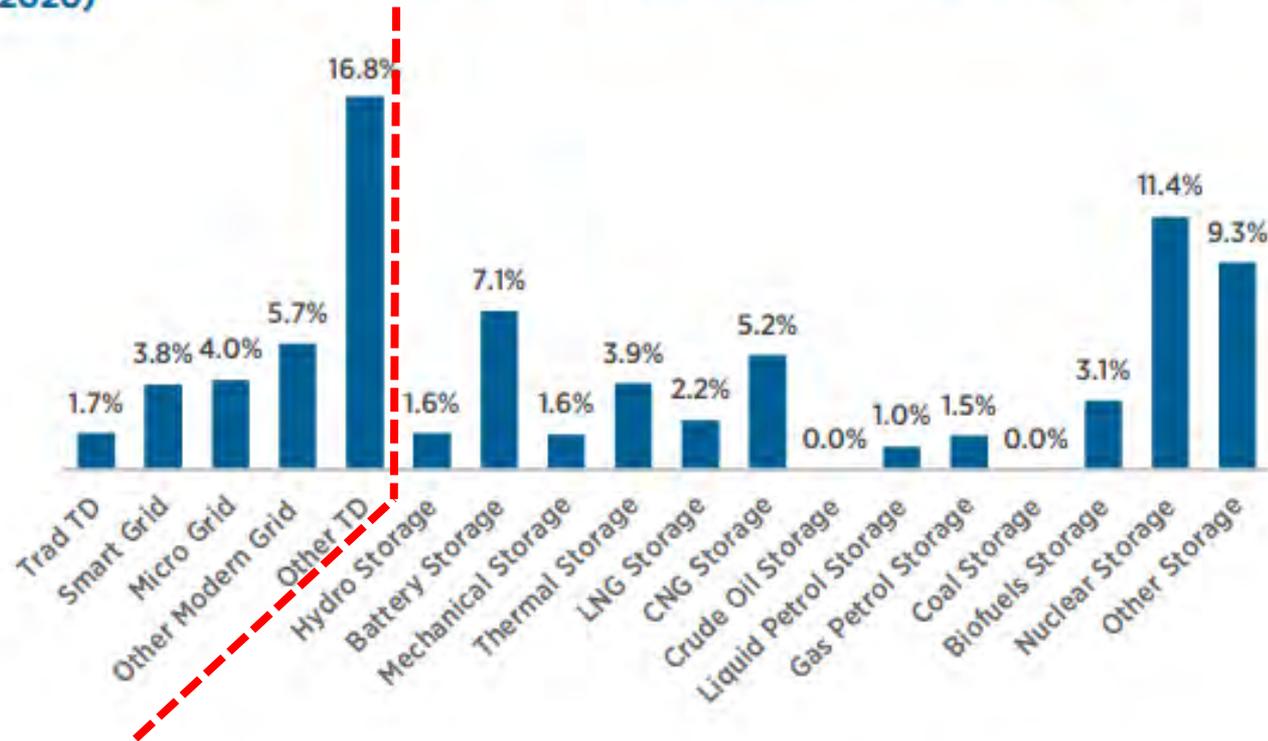


Employment Growth 2016-2019



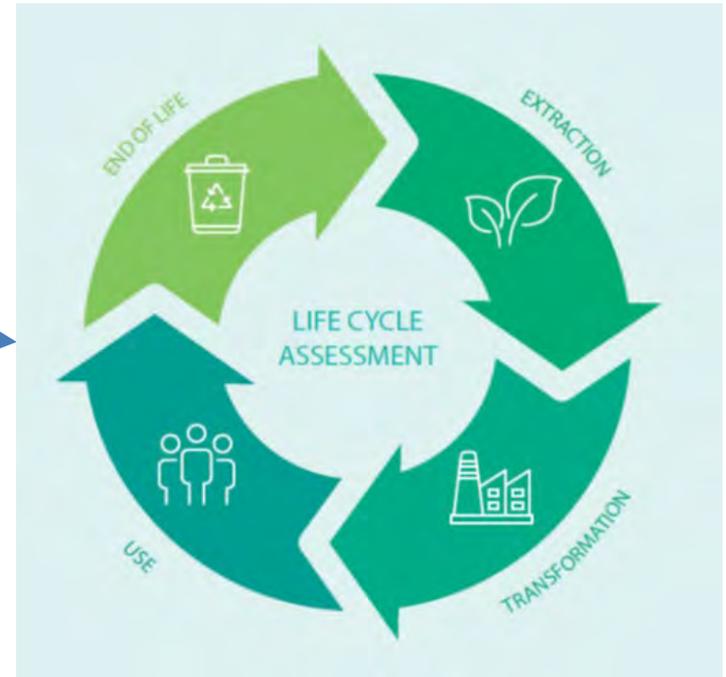
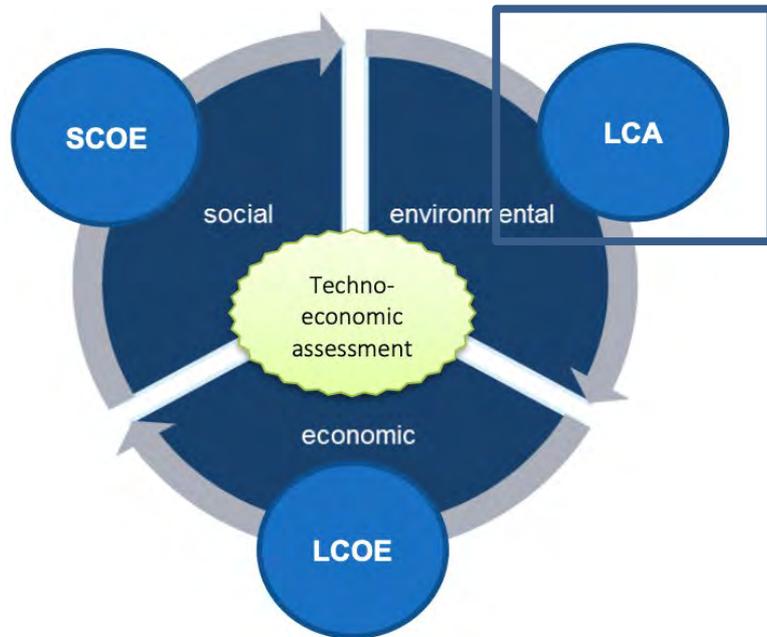
Empleo en tecnologías de almacenamiento (USA)

Figure 79.
TDS Sector - Expected Employment Growth by Detailed Technology (2019-2020)



Aspectos medioambientales - LCA

Análisis de Ciclo de Vida (ACV) Life cycle assessment (LCA)



Análisis de Ciclo de Vida (ACV)

Life cycle assessment (LCA)

- El Análisis de Ciclo de Vida (ACV) es una técnica establecida para identificar y **evaluar las entradas, salidas y potenciales impactos** medioambientales de productos o servicios.
- Su objetivo es facilitar una clara comprensión de los impactos y beneficios de un producto o servicio a lo largo de su vida útil y, en algunos casos, ayudar en la **identificación las ventajas** medioambientales con respecto a **casos de referencia**.
- A diferencia del LCOE y SCOE, en el caso del ACV sí existe un considerable grado de **acuerdo y convergencia** hacia un enfoque/modelo específico, que es el desarrollado por la Organización Internacional para Estandarización (TC207) en sus normas estándar ISO 14040-44.

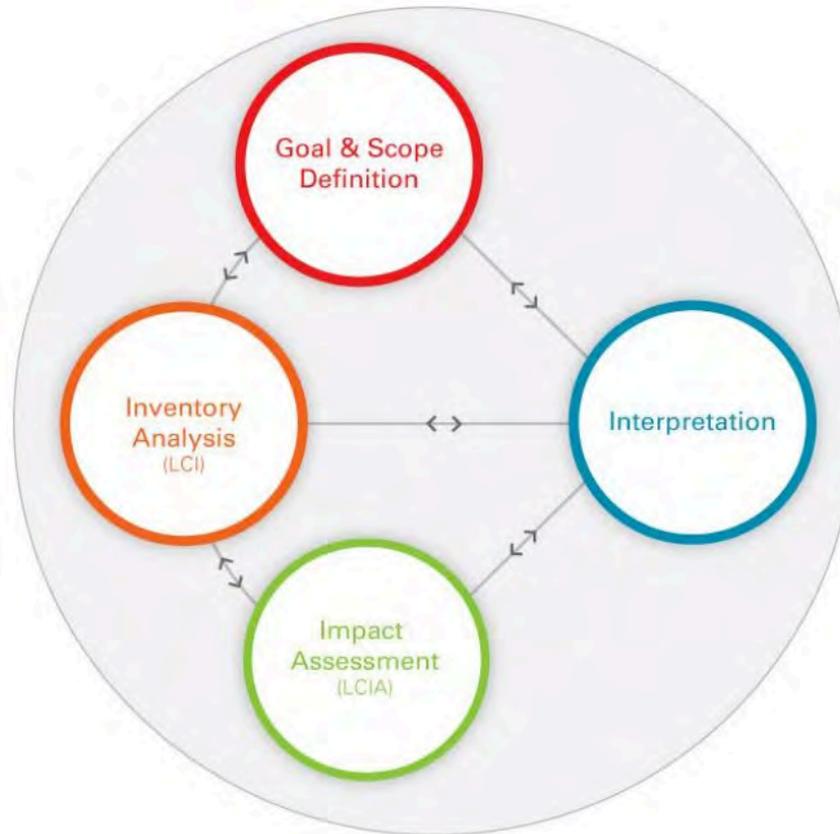
Características del ACV

- Se realiza desde una perspectiva de ciclo de vida completo
- Abarca numerosas cuestiones medioambientales
 - cambio climático, uso de agua dulce, ocupación y transformación del suelo, eutroficación acuática, impactos tóxicos sobre la salud humana, agotamiento de recursos no renovables, efectos eco-tóxicos por metales y compuestos orgánicos sintéticos
- Es cuantitativo
- Se basa en la ciencia

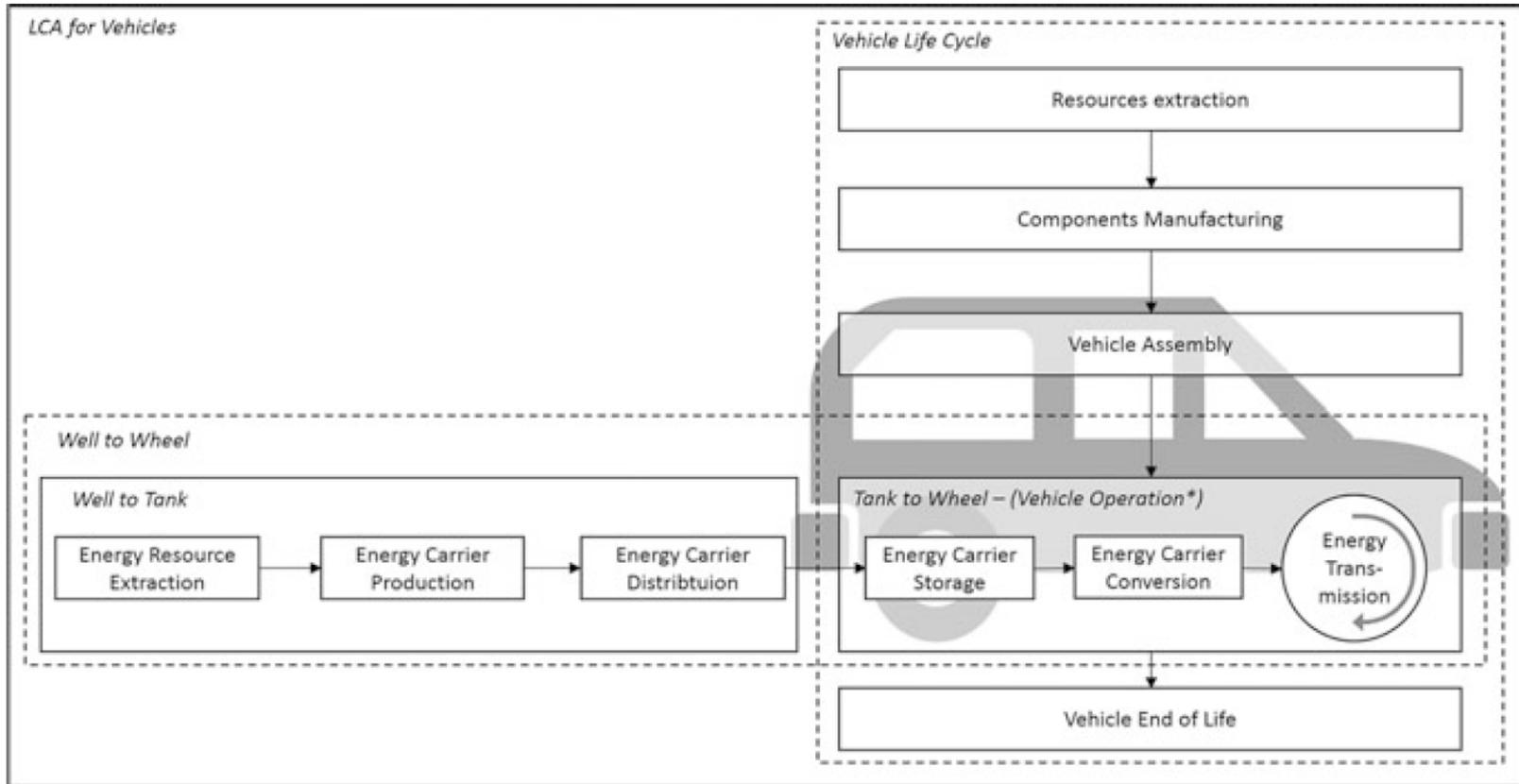
Table 5 Results of LCIA and cumulative energy demand calculation

Impact category		
Climate change (CC)	35	g CO ₂ eq/kWh
Ozone depletion (OD)	3.7	μg CFC-11 eq/kWh
Photochemical oxidant formation (POF)	325	mg NMVOC/kWh
Terrestrial acidification (TA)	404	mg SO ₂ eq/kWh
Freshwater eutrophication (F Eut)	21	mg P eq/kWh
Marine eutrophication (M Eut)	14	mg N eq/kWh
Particulate matter formation (PMF)	184	mg PM10 eq/kWh
Human toxicity (HT)	33	g 1,4-DB eq/kWh
Terrestrial ecotoxicity (T Etox)	4.2	mg 1,4-DB eq/kWh
Freshwater ecotoxicity (F Etox)	906	mg 1,4-DB eq/kWh
Marine ecotoxicity (M Etox)	924	mg 1,4-DB eq/kWh
Ionising radiation (IR)	2.4	Bq ²³⁵ U eq/kWh
Agricultural land occupation (ALO)	915	mm ² /kWh
Urban land occupation (ULO)	393	mm ² /kWh
Natural land transformation (NLT)	8.5	mm ² /kWh
Water depletion (WD)	241	cm ³ /kWh
Metal depletion (MD)	26	g Fe eq/kWh
Fossil depletion (FD)	10	g oil eq/kWh
Cumulative energy demand (CED)	493	kJ/kWh

Características del ACV



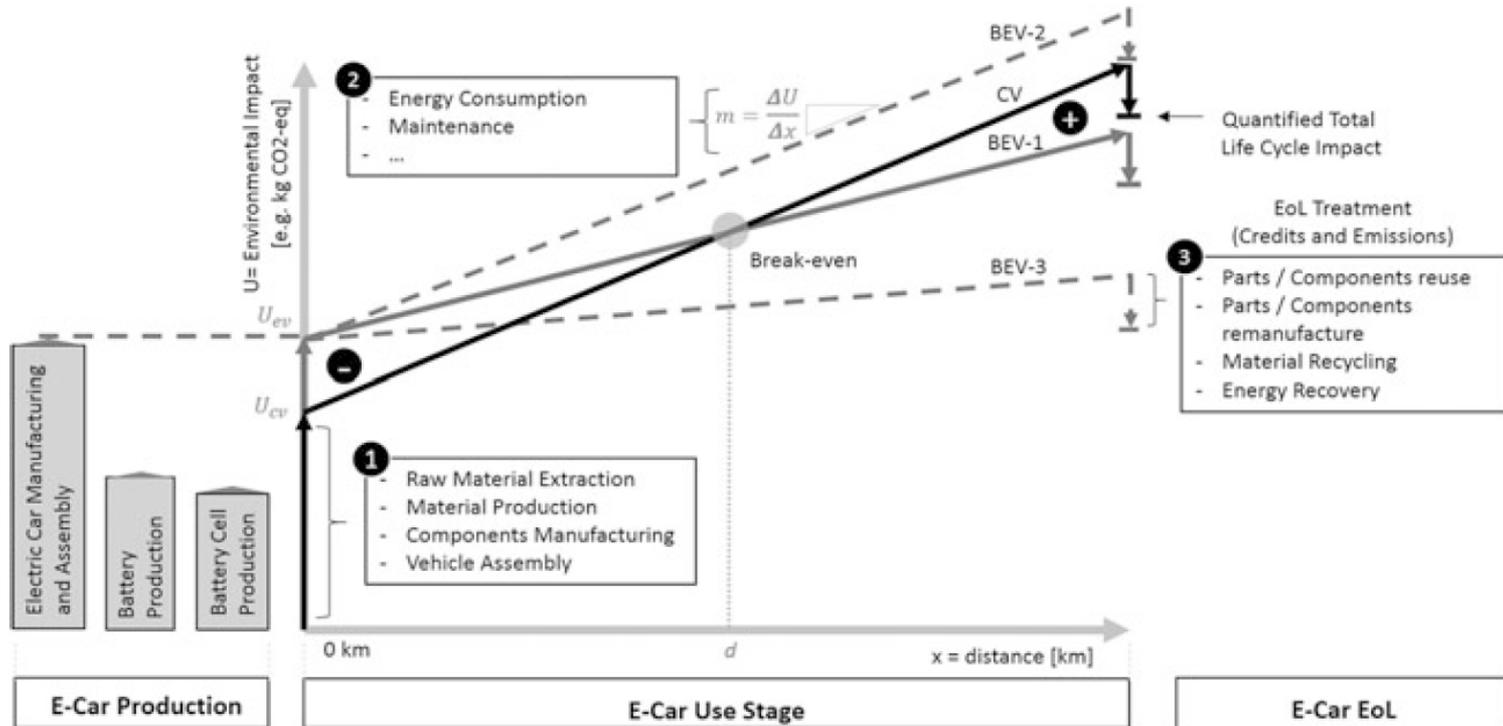
ACV de la movilidad eléctrica



Fuente: Cerdas (2018)

ACV de la movilidad eléctrica

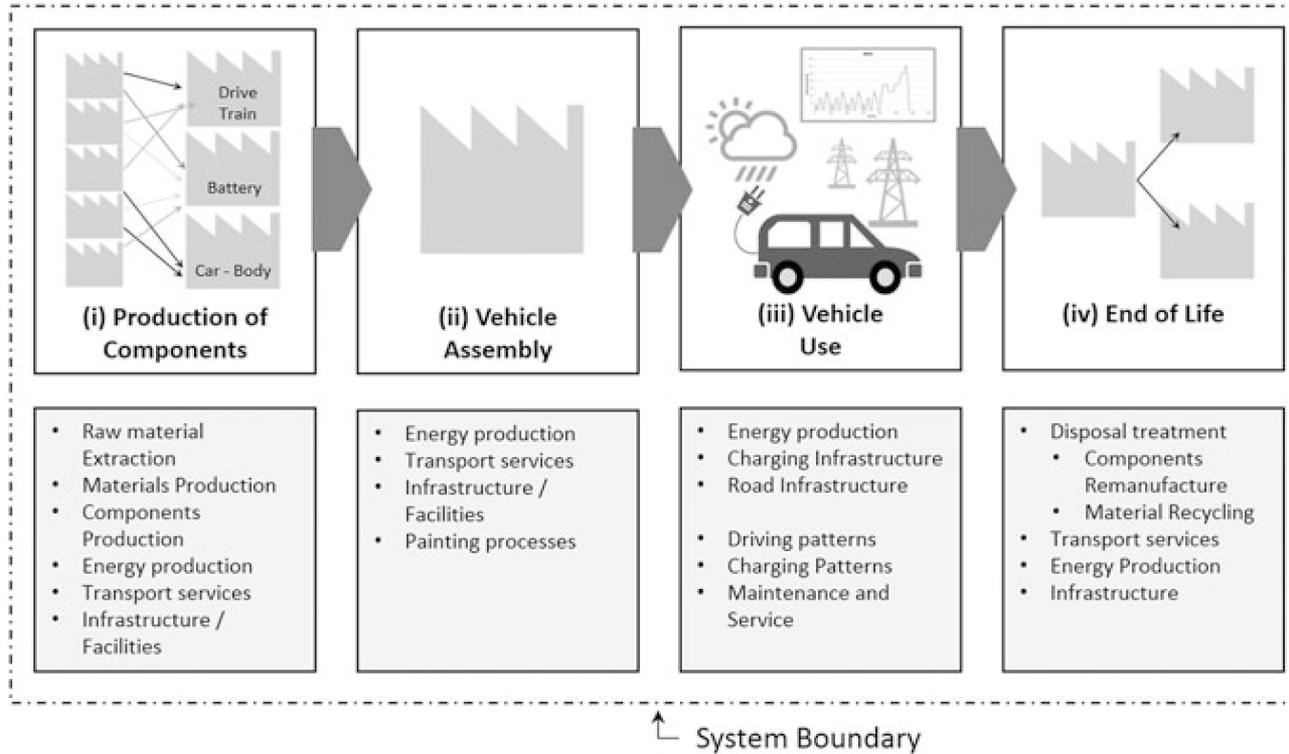
➤ Definición del objetivo



Fuente: Cerdas (2018)

ACV de la movilidad eléctrica

➤ Alcance



Fuente: Cerdas (2018)

ACV de la movilidad eléctrica

➤ Inventario

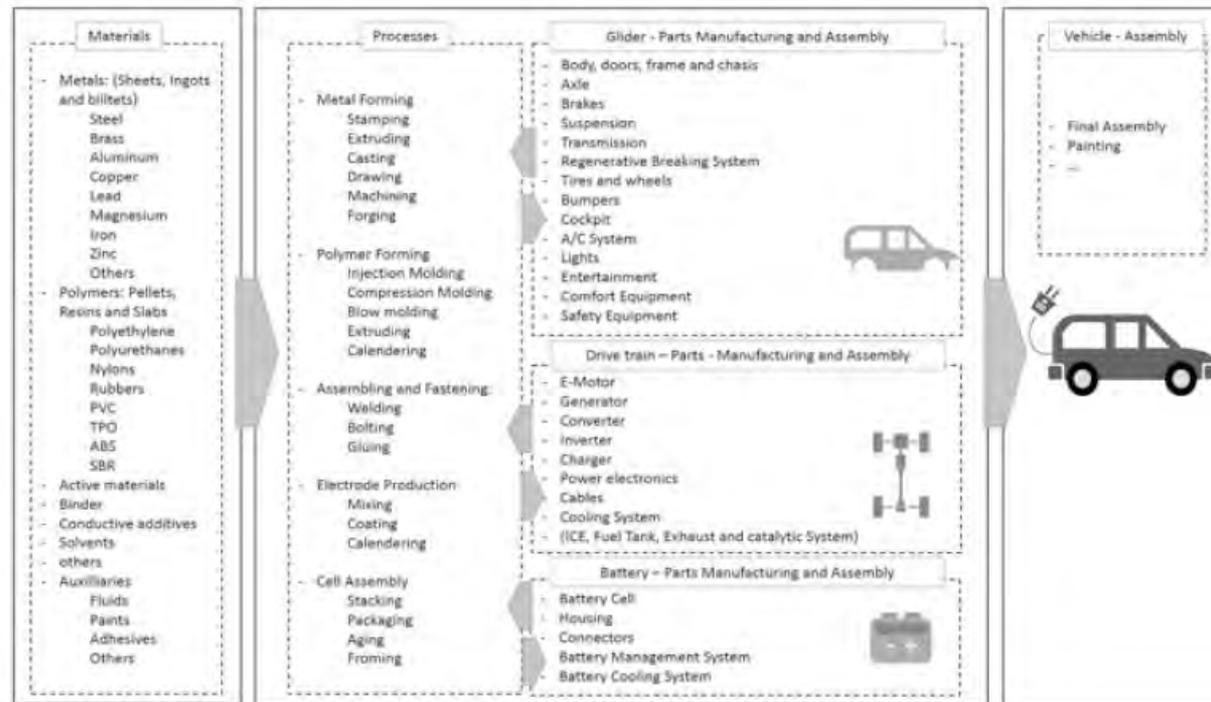
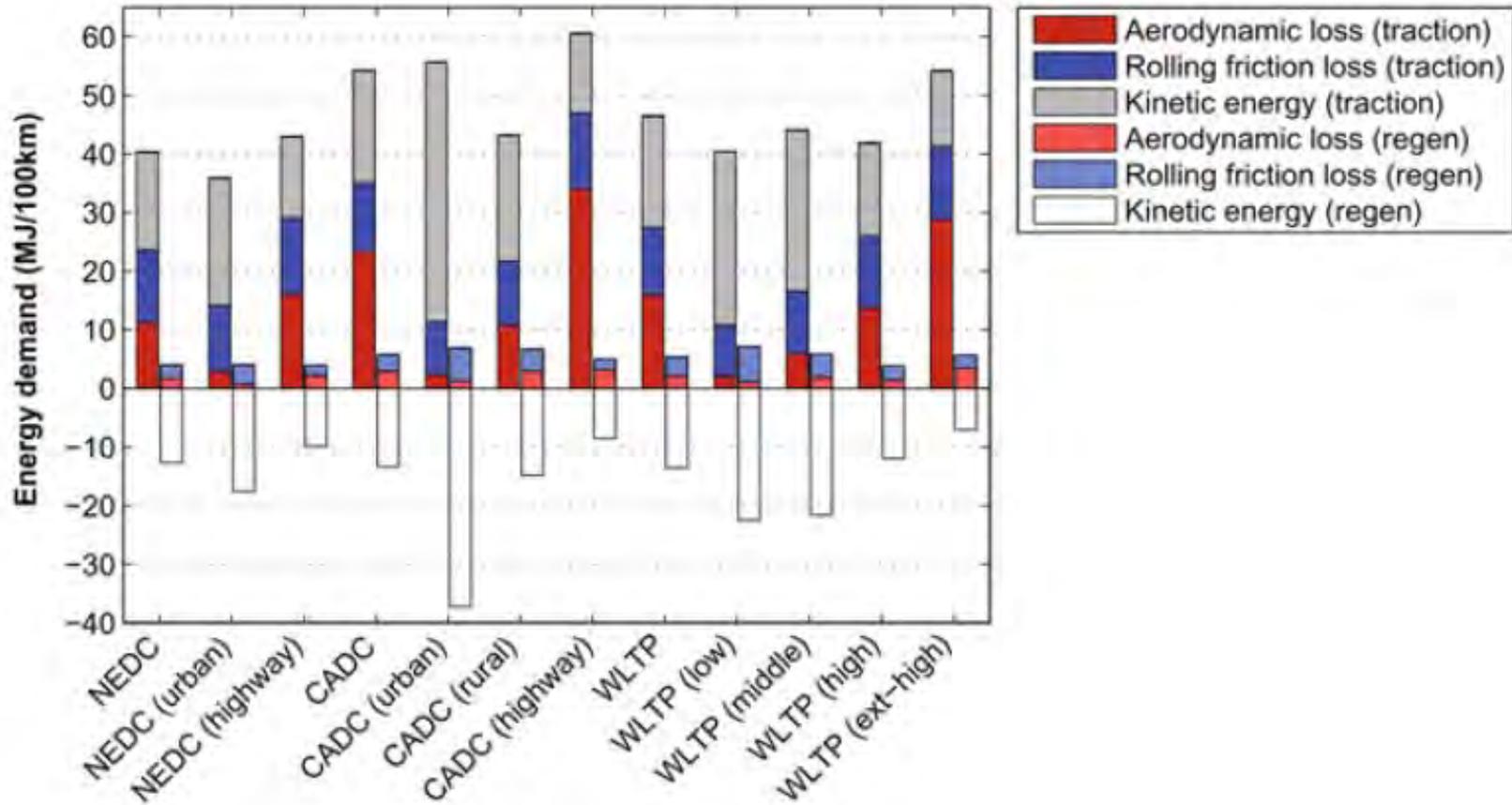


Fig. 27.5 Data collection plan for the production stage of EV

Fuente: Cerdas (2018)

ACV de la movilidad eléctrica

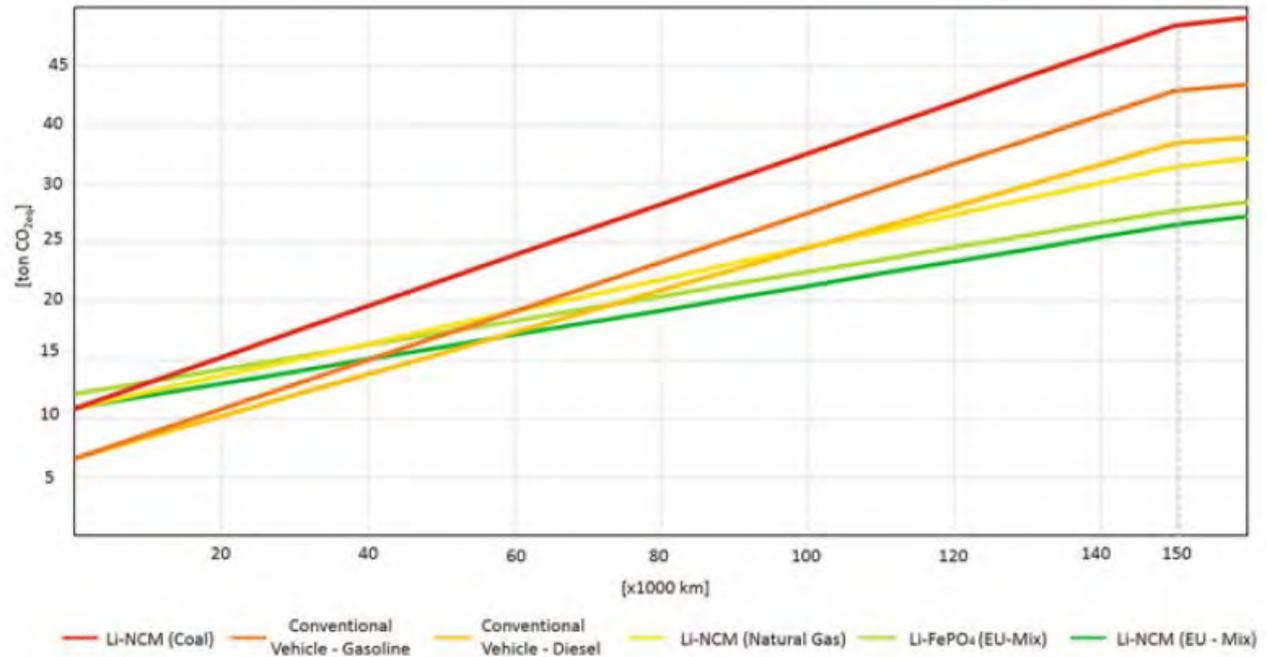


Fuente: Cerdas (2018)

ACV de las tecnologías de almacenamiento

➤ Interpretación de resultados

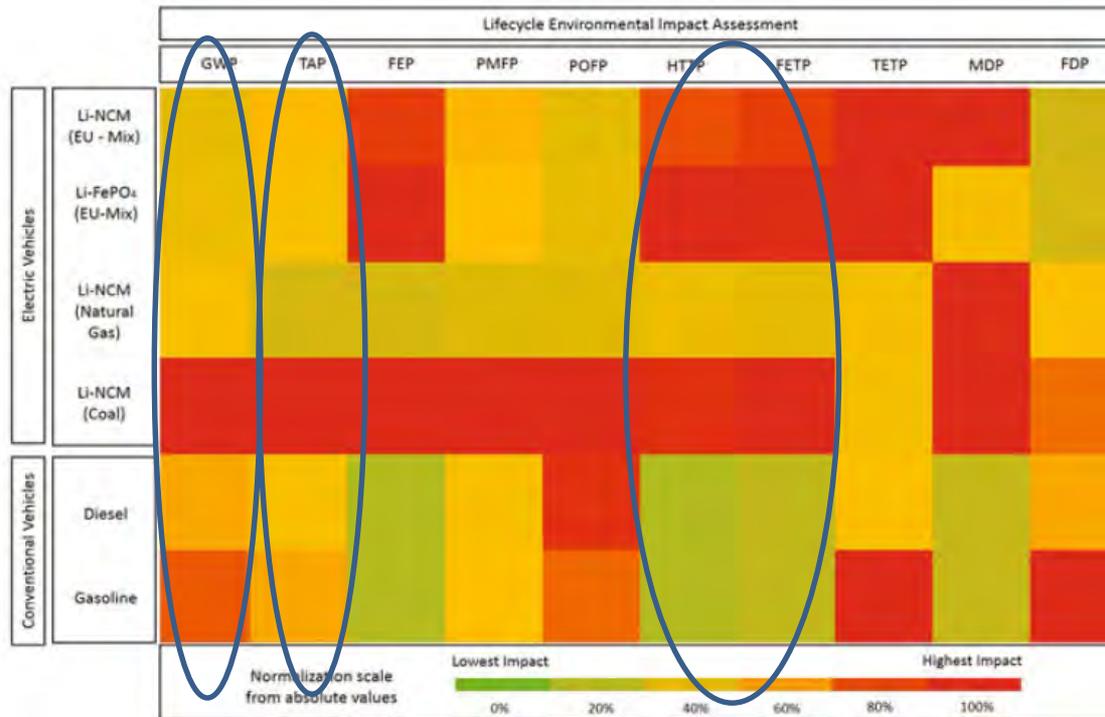
- La fabricación de un vehículo convencional produce la mitad que la de un VE (13 ton CO₂ eq)
- El 35-40% de las emisiones de la fabricación se deben a la fabricación de la batería para tracción.
- Otro 18% para refrigerarla



Fuente: Cerdas (2018)

ACV de la movilidad eléctrica

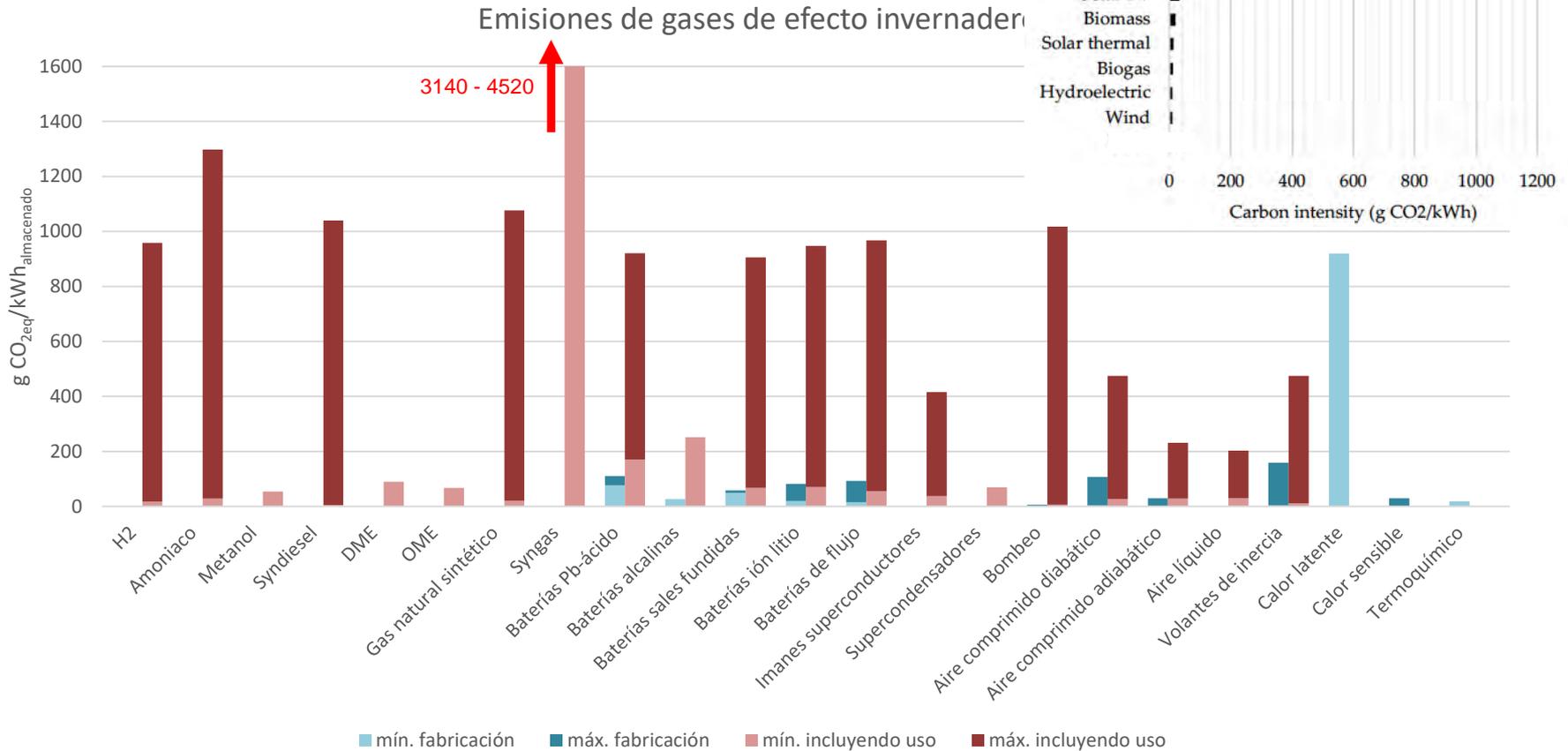
➤ Interpretación de resultados



- GWP global warming potential
- TAP terrestrial acidification
- PMFP particulate matter formation
- POFP photochemical oxidation formation
- HTP human toxicity potential
- FETP freshwater ecotoxicity potential
- TETP terrestrial ecotoxicity potential
- MDP metal depletion potential
- FDP fossil resource depletion potential

Fuente: Cerdas (2018)

ACV de las tecnologías de almacenam



Fuente: CIEMAT (2020), Santos-Herran (2019)

4. Referencias

- Cerdas et al.**, LCA of Electromobility (chapter in “Life Cycle Assessment – Theory and Practice”), Springer 2018. https://doi.org/10.1007/978-3-319-56475-3_27
- CIEMAT**, Screening de estudios de análisis de ciclo de vida (ACV) de tecnologías de almacenamiento – informe preliminar de avance de resultados, septiembre 2020.
- Dismukes & Upton Jr.**, Economies of scale, learning effects and offshore wind development costs, Renewable Energy 83 (2015) 61-66. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.04.002>
- EWEA (European Wind Energy Association)**, The Economics of Wind Energy, March 2009. https://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/Economics_of_Wind_Energy.pdf
- Hunt**, Learning Curves; June 2006, Project Finance, Energy Transition Model Library. <https://refman.energytransitionmodel.com/publications/800>
- IEA-NEA (International Energy Agency & Nuclear Energy Agency)**, Projected Costs of Generating Electricity – 2020 Edition; Paris, December 2020. <https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020>
- IEA-OECD (International Energy Agency & Organisation for Economic Co-operation and Development)**, Experience Curves for Energy Technology Policy, OECD, Paris, 2020. <https://doi.org/10.1787/9789264182165-en>
- Lazard**, Lazard’s Levelized Cost of Storage Analysis – version 7.0; 2021. <https://www.lazard.com/media/451882/lazards-levelized-cost-of-storage-version-70-vf.pdf>
- Mongird et al.**, Energy Storage Technology and Cost Characterization Report; HydroWIREs, U.S. Department of Energy, July 2019. <https://energystorage.pnnl.gov/pdf/PNNL-28866.pdf>
- Mukora**, Learning Curves and Engineering Assessment of Emerging Energy Technologies: Onshore Wind (PhD Thesis), The University of Edinburgh, 2014. <http://hdl.handle.net/1842/8968>
- Oxera**, Discount rates for low-carbon and renewable generation technologies, May 2011. <https://www.oxera.com/wp-content/uploads/2018/03/Oxera-report-on-low-carbon-discount-rates-3.pdf>

4. Referencias

Samadi, The Social Costs of Electricity Generation—Categorising Different Types of Costs and Evaluating Their Respective Relevance, *Energies* 2017, 10(3), 356; <https://doi.org/10.3390/en10030356>

2020 U.S. Energy & Employment Report. <https://www.usenergyjobs.org/>

Santos-Herran et al., Energy and carbon audit of a tidal array equipped with an innovative power take-off, Proceedings of the 13th European Wave and Tidal Energy Conference, 1-6 Sept 2019, Naples, Italy. https://www.researchgate.net/publication/339201376_Energy_and_carbon_audit_of_a_tidal_array_equipped_with_an_innovative_power_take-off

Schmidt et al., The future cost of electrical energy storage based on experience rates – Supplementary Information; *Nature Energy* 2, 17110 (2017). <https://doi.org/10.1038/nenergy.2017.110>

Schmidt et al., Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies; *Joule* 3, 81–100, January 16, 2019 <https://doi.org/10.1016/j.joule.2018.12.008>

Siemens, SCOE - Society's costs of electricity: How society should find its optimal energy mix; Siemens Wind Power, August 20214.

¡Muchas gracias por su atención!

¿Alguna pregunta?

miguel.santos@externos.ciemat.es