

Recurso Eólico y Solar. Costos de inversión, operación y mantenimiento.

Costos Nivelados. Pagos por disponibilidad o por energía. Costos con o sin Subsidios. Modelos de subsidios.

Modelado en SimSEE. Calibración.

Costos Fijos y Variables

- **FIJOS:** son costos que una vez hecha la inversión se consideran hundidos y se deberán pagar sí o sí de alguna forma.
- **VARIABLES:** son costos que pueden o no ocurrir asociados al uso de la infraestructura.

La naturaleza del recurso energético (por ejemplo variabilidad) o las formas de pago (financiamiento) NADA tiene que ver con que un costo sea FIJO o VARIABLE.

Es posible diseñar el pago de los Costos Fijos mediante mecanismos de distribución en el tiempo asociado a Costos Variables, pero complejiza la transparencia y puede aumentar los riesgos de los agentes y por tanto los costos.

Ejemplo de Costos FIJOS

- TÉRMICAS (incluida Biomásas)
 - Salarios del personal permanente
 - Anualidades de la compra
 - Mantenimiento
 - Insumos fijos...etc.
- HIDRÁULICAS
 - ídem
 - Compra de tierra, compensaciones a riverereños...
 - Compensaciones Ambientales
- Eólica y Solar
 - Ídem...

Una vez instalada cualquiera de éstas infraestructuras, ya sea que sea despachada, llueva, sople o salga el sol, hay que encontrar la forma de pagarlas...

Valores Corrientes y Constantes

- **Valores corrientes:** valor nominal en el momento en que son considerados.
- **Valores Constantes:** valores que representan un valor que tiene igual poder adquisitivo en el tiempo.
 - sirven como referencia en un momento determinado para establecer una comparación con precios en otro momento.
 - **IMPORTA ESTABLECER LA FECHA DE REFERENCIA**
- Para pasar de uno a otro usualmente se usa la inflación, pero también se pueden utilizar actualizadores prefijados.

Anualidad que se equipara a un Inversión

Año	0	1	2		n
Inversión	Co				
Anualidad		A	A		A
Actualizador(n)	1	1/(1+a)	1/(1+a) ²		1/(1+a) ⁿ

$$Co = \sum_1^n \frac{A}{(1+a)^n} \implies A = \frac{Co}{\sum_1^n \frac{1}{(1+a)^n}} = \frac{Co}{q_{a,n}}$$

$$q_{a,n} = \sum_1^n \frac{1}{(1+a)^n} = \frac{1}{(1+a)^1} + \dots + \frac{1}{(1+a)^n} = \frac{(1+a)^n - 1}{a * (1+a)^n}$$

$q_{a,n} = \frac{(1+a)^n - 1}{a * (1+a)^n}$		Tasa (a)		
		5%	10%	15%
años (n)	5	4.3	3.8	3.4
	10	7.7	6.1	5.0
	15	10.4	7.6	5.8
	20	12.5	8.5	6.3
	25	14.1	9.1	6.5
	30	15.4	9.4	6.6
	35	16.4	9.6	6.6
	40	17.2	9.8	6.6

Costos Nivelados de la Energía (LCOE)

LCOE: Levelized Cost of Energy

- El LCOE es el costo (siempre hablando en términos constantes) al cual se debe valorizar la energía para equiparar los ingresos con los costos de la inversión y de la operación y mantenimiento.
- En su formulación más sencilla con:
 - C_0 = costo de Inversión inicial (ese año se construye)
 - $COM(n)$ = costo de O&M anual de cada año siguiente
 - $E(n)$ = energía entregada cada año luego de construido
 - a = actualizador anual

$$LCOE = \frac{C_0 + \sum_1^n \frac{COM(n)}{(1+a)^n}}{\sum_1^n \frac{E(n)}{(1+a)^n}}$$

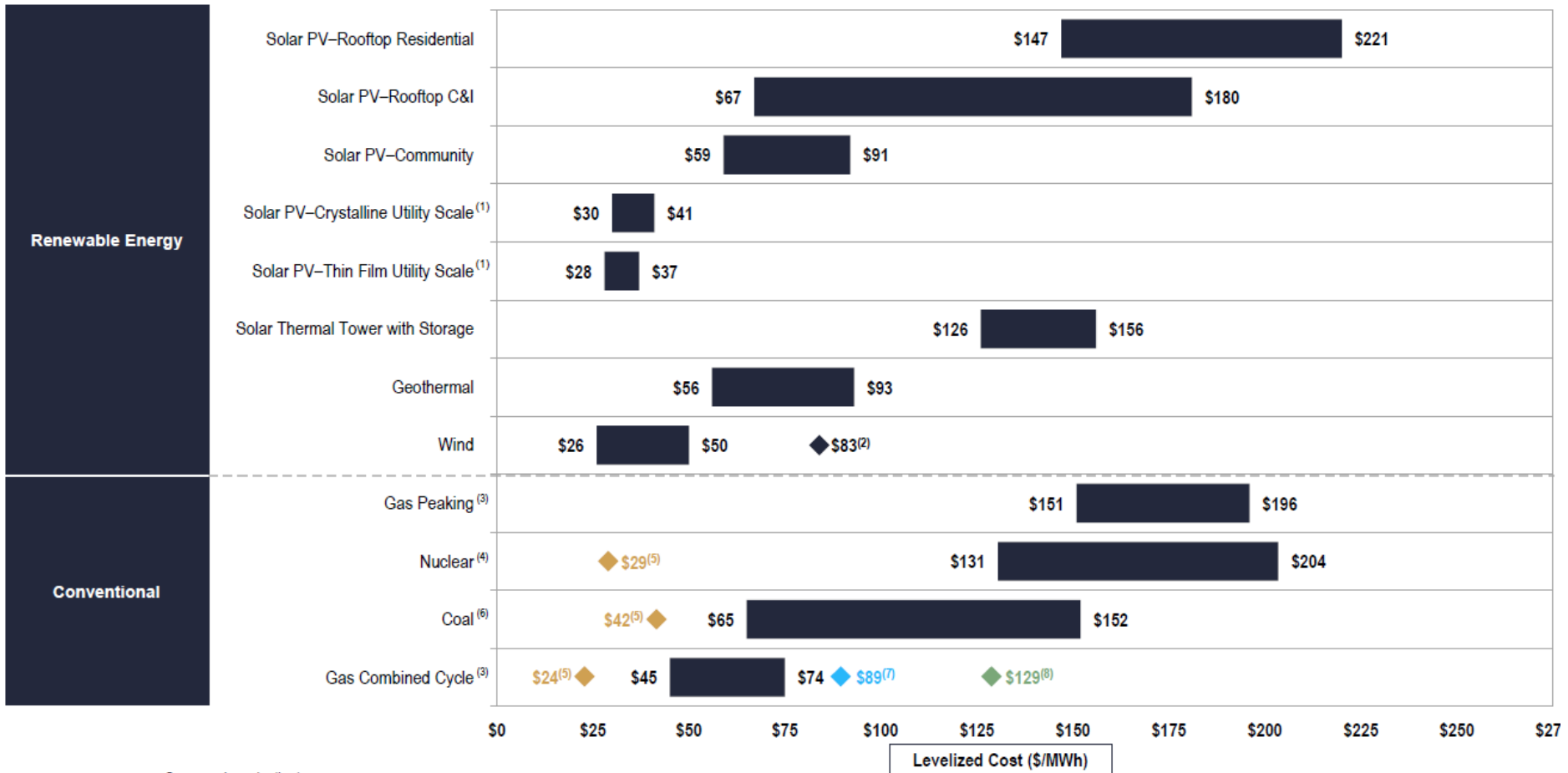
Valor Actual de Gastos

¿Valor Actual de la Energía?

Lazard LCOE ¿sin subsidios?

Levelized Cost of Energy Comparison—Unsubsidized Analysis

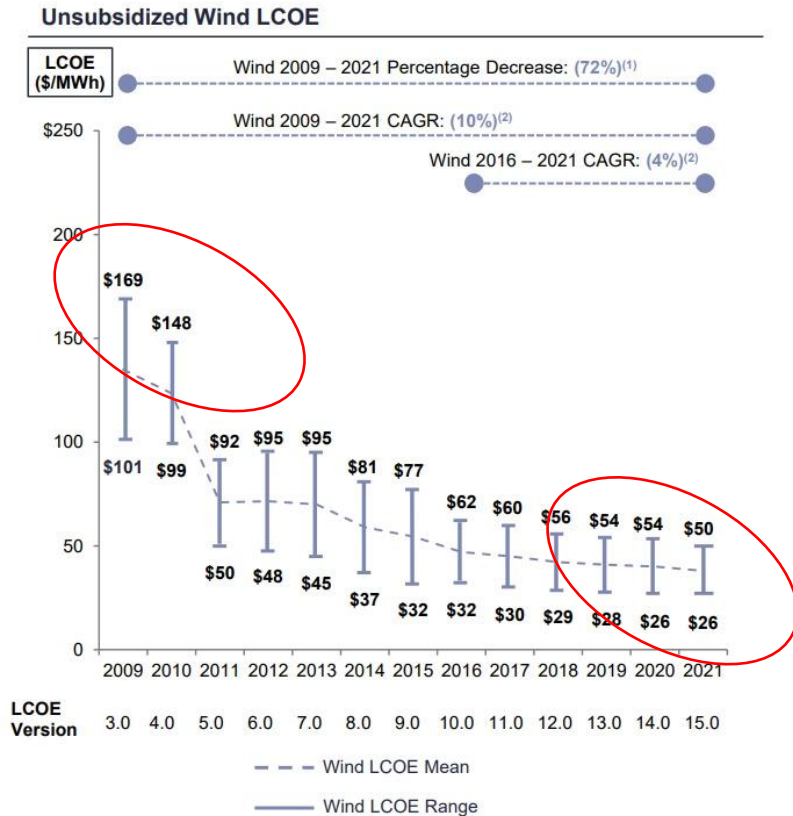
Selected renewable energy generation technologies are cost-competitive with conventional generation technologies under certain circumstances



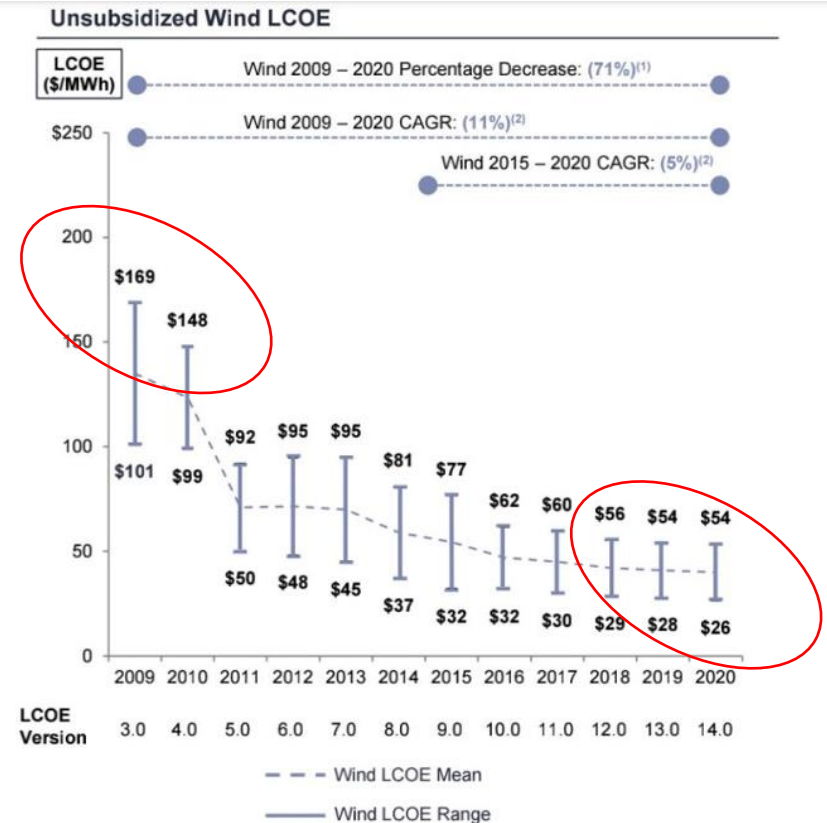
Source: Lazard estimates

<https://www.lazard.com/media/sptlfats/lazards-levelized-cost-of-energy-version-150-vf.pdf>

Los valores de Lazard son Corrientes



V15 de 2022



V14 de 2021

Ejemplo de cálculo del LCOE: Eólica

Levelized Cost of Energy—Key Assumptions (cont'd)

		Solar Thermal Tower with Storage ⁽¹⁾		Geothermal		Wind—Onshore		Wind—Offshore	
Units		Low Case	High Case	Low Case	High Case	Low Case	High Case	Low Case	High Case
Net Facility Output	MW	110	150	20	50	175	175	210	385
EPC Cost	\$/kW	\$7,950	\$5,250	\$3,775	\$4,875	\$1,025	\$1,350	\$2,500	\$3,600
Capital Cost During Construction	\$/kW	\$1,150	\$750	\$550	\$700	—	—	—	—
Total Capital Cost⁽²⁾	\$/kW	\$9,090	\$6,000	\$4,325	\$5,575	\$1,025	\$1,350	\$2,500	\$3,600
Fixed O&M	\$/kW-yr	\$75.00	\$80.00	\$13.00	\$13.00	\$25.50	\$36.00	\$65.75	\$79.50
Variable O&M	\$/MWh	—	—	\$8.00	\$22.00	—	—	—	—
Heat Rate	Btu/kWh	—	—	—	—	—	—	—	—
Capacity Factor	%	68%	39%	90%	80%	55%	38%	53%	49%
Fuel Price	\$/MMBtu	—	—	—	—	—	—	—	—
Construction Time	Months	36	36	36	36	12	12	12	12
Facility Life	Years	35	35	25	25	20	20	20	20
CO₂ Emissions	lb/MWh	—	—	—	—	—	—	—	—
Levelized Cost of Energy	\$/MWh	\$126	\$156	\$56	\$93	\$26	\$50	\$66	\$100

LCOE “constantes” (1)

$$LCOE = \frac{C_0 + \sum_1^n \frac{COM(n)}{(1+a)^n}}{\sum_1^n \frac{E(n)}{(1+a)^n}} \quad q_{a,n} = \sum_1^n \frac{1}{(1+a)^n}$$

$q_{a,n} = \frac{(1+a)^n - 1}{a * (1+a)^n}$		Tasa (a)		
		5%	10%	15%
años (n)	5	4.3	3.8	3.4
	10	7.7	6.1	5.0
	15	10.4	7.6	5.8
	20	12.5	8.5	6.3
	25	14.1	9.1	6.5
	30	15.4	9.4	6.6
	35	16.4	9.6	6.6
	40	17.2	9.8	6.6

Net Facility Output	175
EPC Cost	\$1,350
Capital Cost During Construction	—
Total Capital Cost⁽²⁾	\$1,350
Fixed O&M	\$36.00
Variable O&M	—
Heat Rate	—
Capacity Factor	38%

Co: 175 x 1,350 = 236 MUSD

E: 175 x 0,38 x 8765,82 = 583 GWh

COM: (175 x 1000) x 36 / 1000000 = 6,3 MUSD

LCOE =

$$\frac{236 + 6,3 \times 8,5}{(583 \times 1000) \times 8,5} \times 10^6 =$$

58,4 USD/MWh

USD@2021

Ejemplo de cálculo del LCOE: Eólica

Levelized Cost of Energy Comparison—Methodology

(\$ in millions, unless otherwise noted)

Lazard's LCOE analysis consists of creating a power plant model representing an illustrative project for each relevant technology and solving for the \$/MWh value that results in a levered IRR equal to the assumed cost of equity (see subsequent "Key Assumptions" pages for detailed assumptions by technology)

		Unsubsidized Wind — High Case Sample Illustrative Calculations						
Year ⁽¹⁾		0	1	2	3	4	5	20
Capacity (MW)	(A)	175	175	175	175	175	175	175
Capacity Factor	(B)	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%
Total Generation ('000 MWh)	(A) x (B) = (C)*	583	583	583	583	583	583	583
Levelized Energy Cost (\$/M Wh)	(D)	\$49.9	\$49.9	\$49.9	\$49.9	\$49.9	\$49.9	\$49.9
Total Revenues	(C) x (D) = (E)*	\$29.0	\$29.0	\$29.0	\$29.0	\$29.0	\$29.0	\$29.0
Total Fuel Cost	(F)	--	--	--	--	--	--	--
Total O&M	(G)*	6.3	6.4	6.6	6.7	6.9		9.8
Total Operating Costs	(F) + (G) = (H)	\$6.3	\$6.4	\$6.6	\$6.7	\$6.9		\$9.8
EBITDA	(E) - (H) = (I)	\$22.7	\$22.6	\$22.5	\$22.3	\$22.2		\$19.2
Debt Outstanding - Beginning of Period	(J)	\$141.8	\$138.9	\$135.9	\$132.6	\$129.1		\$13.1
Debt - Interest Expense	(K)	(11.3)	(11.1)	(10.9)	(10.6)	(10.3)		(1.0)
Debt - Principal Payment	(L)	(2.8)	(3.0)	(3.3)	(3.5)	(3.8)		(13.1)
Levelized Debt Service	(K) + (L) = (M)	(\$14.2)	(\$14.2)	(\$14.2)	(\$14.2)	(\$14.2)		(\$14.2)
EBITDA	(I)	\$22.7	\$22.6	\$22.5	\$22.3	\$22.2		\$19.2
Depreciation (MACRS)	(N)	(47.3)	(75.6)	(45.4)	(27.2)	(27.2)		--
Interest Expense	(K)	(11.3)	(11.1)	(10.9)	(10.6)	(10.3)		(1.0)
Taxable Income e	(I) + (N) + (K) = (O)	(\$35.8)	(\$64.1)	(\$33.8)	(\$15.5)	(\$15.4)		\$18.2
Tax Benefit (Liability)⁽²⁾	(O) x (tax rate) = (P)	\$14.3	\$25.6	\$13.5	\$6.2	\$6.2		(\$7.3)
After-Tax Net Equity Cash Flow	(I) + (M) + (P) = (Q)	(\$94.5)⁽³⁾	\$22.9	\$34.1	\$21.8	\$14.4	\$14.2	(\$2.2)
IRR For Equity Investors			12.0%					

Key Assumptions ⁽⁴⁾	
Capacity (MW)	175
Capacity Factor	38%
Fuel Cost (\$/MMBtu)	\$0.00
Heat Rate (Btu/kWh)	0
Fixed O&M (\$/kW-year)	\$36.0
Variable O&M (\$/MWh)	\$0.0
O&M Escalation Rate	2.25%
Capital Structure	
Debt	60.0%
Cost of Debt	8.0%
Equity	40.0%
Cost of Equity	12.0%
Taxes and Tax Incentives:	
Combined Tax Rate	40%
Economic Life (years) ⁽⁵⁾	20
MACRS Depreciation (Year Schedule)	5
Capex	
EPC Costs (\$/kW)	\$1,350
Additional Owner's Costs (\$/kW)	\$0
Transmission Costs (\$/kW)	\$0
Total Capital Costs (\$/kW)	\$1,350
Total Capex (\$mm)	\$236

Source: Lazard estimates.
 Note: Wind—High LCOE case presented for illustrative purposes only.
 * Denotes unit conversion.
 (1) Assumes half-year convention for discounting purposes.
 (2) Assumes full monetization of tax benefits or losses immediately.
 (3) Reflects initial cash outflow from equity investors.
 (4) Reflects a "key" subset of all assumptions for methodology illustration purposes only. Does not reflect all assumptions.
 (5) Economic life sets debt amortization schedule. For comparison purposes, all technologies calculate LCOE on a 20-year IRR basis.

Datos de la tecnología

Capacity (MW)	175
Capacity Factor	38%
Fuel Cost (\$/MMBtu)	\$0.00
Heat Rate (Btu/kWh)	0
Fixed O&M (\$/kW-year)	\$36.0
Variable O&M (\$/MWh)	\$0.0
O&M Escalation Rate	2.25%

Encarecimiento anual de O&M

Capex

EPC Costs (\$/kW)	\$1,350
Additional Owner's Costs (\$/kW)	\$0
Transmission Costs (\$/kW)	\$0
Total Capital Costs (\$/kW)	\$1,350

Impuestos e incentivos

Combined Tax Rate	40%
Economic Life (years) ⁽⁵⁾	20
MACRS Depreciation (Year Schedule)	5

Estructuración del Capital

Debt	60.0%
Cost of Debt	8.0%
Equity	40.0%
Cost of Equity	12.0%

Retorno esperado del Equity

La letra chica

Source: Lazard estimates.
 Note: Wind—High LCOE case presented for illustrative purposes only.
 * Denotes unit conversion.
 (1) Assumes half-year convention for discounting purposes.
 (2) Assumes full monetization of tax benefits or losses immediately.
 (3) Reflects initial cash outflow from equity investors.

Unsubsidized Wind — High Case Sample Illustrative Calculations

Year ⁽¹⁾		0	1	2	3	4	5	20
Capacity (MW)	(A)		175	175	175	175	175	175
Capacity Factor	(B)		38%	38%	38%	38%	38%	38%
Total Generation ('000 MWh)	(A) x (B) = (C)*		583	583	583	583	583	583
Levelized Energy Cost (\$/MWh)	(D)		\$49.9	\$49.9	\$49.9	\$49.9	\$49.9	\$49.9
Total Revenues	(C) x (D) = (E)*		\$29.0	\$29.0	\$29.0	\$29.0	\$29.0	\$29.0
Total Fuel Cost	(F)		--	--	--	--	--	--
Total O&M	(G)*		6.3	6.4	6.6	6.7	6.9	9.8
Total Operating Costs	(F) + (G) = (H)		\$6.3	\$6.4	\$6.6	\$6.7	\$6.9	\$9.8
EBITDA	(E) - (H) = (I)		\$22.7	\$22.6	\$22.5	\$22.3	\$22.2	\$19.2
Debt Outstanding - Beginning of Period	(J)		\$141.8	\$138.9	\$135.9	\$132.6	\$129.1	\$13.1
Debt - Interest Expense	(K)		(11.3)	(11.1)	(10.9)	(10.6)	(10.3)	(1.0)
Debt - Principal Payment	(L)		(2.8)	(3.0)	(3.3)	(3.5)	(3.8)	(13.1)
Levelized Debt Service	(K) + (L) = (M)		(\$14.2)	(\$14.2)	(\$14.2)	(\$14.2)	(\$14.2)	(\$14.2)
EBITDA	(I)		\$22.7	\$22.6	\$22.5	\$22.3	\$22.2	\$19.2
Depreciation (MACRS)	(N)		(47.3)	(75.6)	(45.4)	(27.2)	(27.2)	--
Interest Expense	(K)		(11.3)	(11.1)	(10.9)	(10.6)	(10.3)	(1.0)
Taxable Income	(I) + (N) + (K) = (O)		(\$35.8)	(\$64.1)	(\$33.8)	(\$15.5)	(\$15.4)	\$18.2
Tax Benefit (Liability)⁽²⁾	(O) x (tax rate) = (P)		\$14.3	\$25.6	\$13.5	\$6.2	\$6.2	(\$7.3)
After-Tax Net Equity Cash Flow	(I) + (M) + (P) = (Q)	(\$94.5)⁽³⁾	\$22.9	\$34.1	\$21.8	\$14.4	\$14.2	(\$2.2)
IRR For Equity Investors								12.0%

Key Assumptions⁽⁴⁾	
Capacity (MW)	175
Capacity Factor	38%
Fuel Cost (\$/MMBtu)	\$0.00
Heat Rate (Btu/kWh)	0
Fixed O&M (\$/kW-year)	\$36.0
Variable O&M (\$/MWh)	\$0.0
O&M Escalation Rate	2.25%
Capital Structure	
Debt	60.0%
Cost of Debt	8.0%
Equity	40.0%
Cost of Equity	12.0%
Taxes and Tax Incentives:	
Combined Tax Rate	40%
Economic Life (years) ⁽⁵⁾	20
MACRS Depreciation (Year Schedule)	5
Capex	
EPC Costs (\$/kW)	\$1,350
Additional Owner's Costs (\$/kW)	\$0
Transmission Costs (\$/kW)	\$0
Total Capital Costs (\$/kW)	\$1,350
Total Capex (\$mm)	\$236

Total Capex: 1,350 x 175 = 236 MUSD

Total Generation: 175 x 0,38 x 8765,82 = 583 GWh

Total Revenues: 583 x 49,9 = 29 MUSD

Total O&M: 36 x 175 x 1.000 / 1.000.000 = 6,3 MUSD (primer año)

En el año 20 la O&M es 6,3 X (1+0,0225)¹⁹ = 9,6 MUSD

Modified Accelerated Cost Recovery System (MACRS)

El Sistema de Recuperación de Costos Acelerado Modificado es el actual sistema de depreciación fiscal en los Estados Unidos. Bajo este sistema, el costo capitalizado de la propiedad tangible se recupera durante una vida específica mediante deducciones anuales por depreciación.

Table A-1. 3-, 5-, 7-, 10-, 15-, and 20-Year Property Half-Year Convention

Year	Depreciation rate for recovery period					
	3-year	5-year	7-year	10-year	15-year	20-year
1	33.33%	20.00%	14.29%	10.00%	5.00%	3.750%
2	44.45	32.00	24.49	18.00	9.50	7.219
3	14.81	19.20	17.49	14.40	8.55	6.677
4	7.41	11.52	12.49	11.52	7.70	6.177
5		11.52	8.93	9.22	6.93	5.713
6		5.76	8.92	7.37	6.23	5.285
7			8.93	6.55	5.90	4.888
8			4.46	6.55	5.90	4.522
9				6.56	5.91	4.462
10				6.55	5.90	4.461

Tax Benefit (Liability)⁽²⁾

(O) x (tax rate) = (P)

\$14.3 \$25.6 \$13.5 \$6.2 \$6.2 (\$7.3)

Tiene un 40% de impuesto a la ganancia, pero el estado le "paga" durante los cinco primeros años

Source: Lazard estimates.

Note: Wind—High LCOE case presented for illustrative purposes only.

* Denotes unit conversion.

(1) Assumes half-year convention for discounting purposes.

(2) Assumes full monetization of tax benefits or losses immediately.

(3) Reflects initial cash outflow from equity investors.

Promoción de Inversiones en Uruguay

- En Uruguay la promoción de Inversiones de un eólico es en términos generales:
 - 14 años de reducción del IRAE de 25 a 10%.
 - Todo el período 100% de reducción del IP de los equipos.
 - 10 años de 100% de reducción del IP de la Obra Civil.
- El IVA se ve como un gasto financiero ya que en la vida del proyecto se va descontando

No hay como hacer las cuentas...

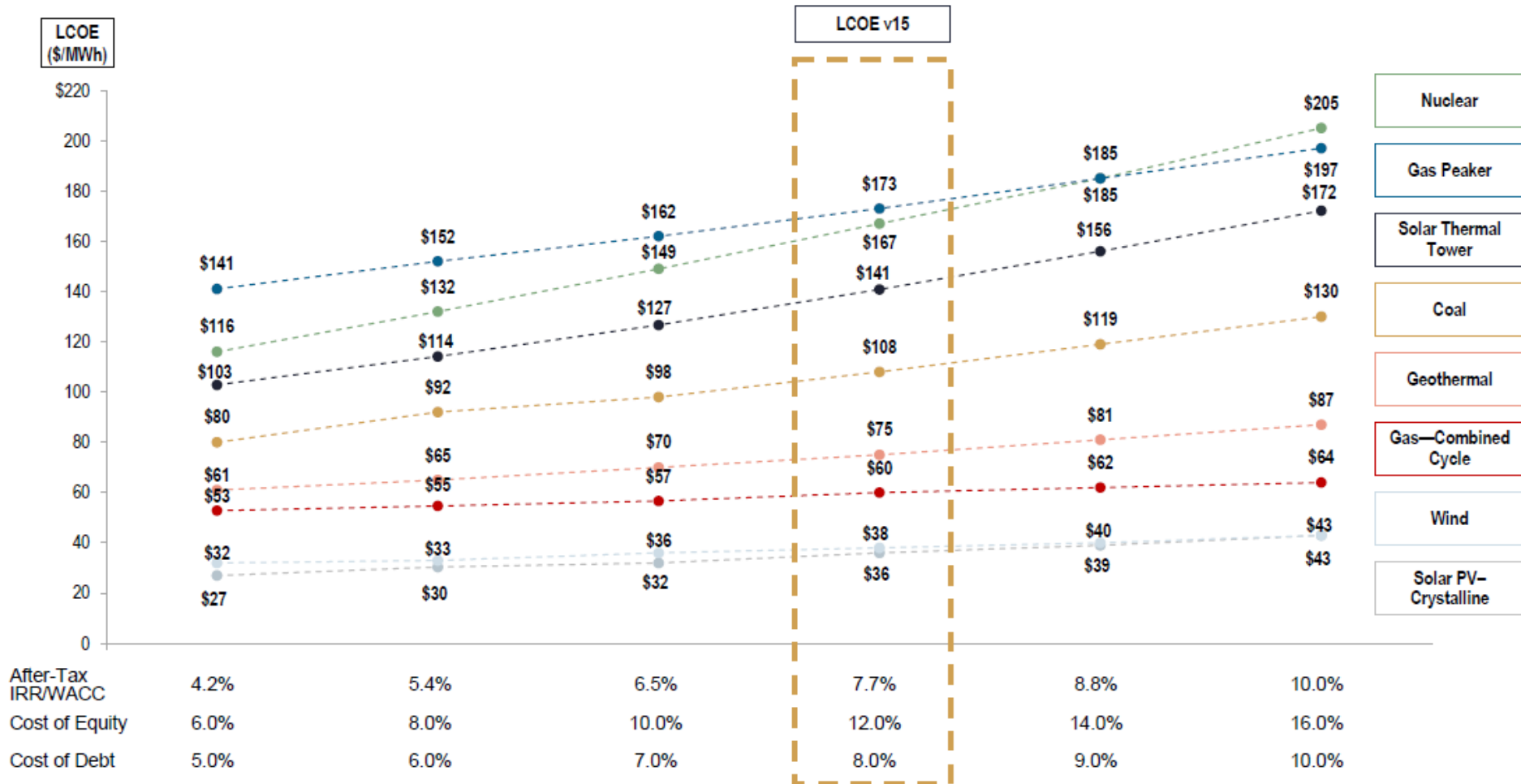
Año (i)			1	2	3	4	5	6	7	8				19	20
Capacidad (MW)	A	175													
Factor de Capacidad (%)	B	38%							175						
Horas en el año (pu)	Z	8765.82							38%						
Generación Total anual (GWh)	$C = A \times B \times Z / 1000$	583							\$0.00						
CAPEX									0						
Costo del EPC (USD/kW)	CKW	1350							\$36.0						
Total de CAPEX (MUSD)	$CAP = A \times CKW / 100$	236							\$0.0						
									2.25%						
Costo nivelado (USD/MWh-d)	D	49.9													
		49.9	Los valores en azul es la tabla de Lazard con pago de deuda diferente												
Total de ingresos anuales (MUSD)	$E = C \times D$	29.1	29.1	29.1	29.1	29.1	29.1	29.1	29.1	29.1	29.1			29.1	29.1
Costo variable de combustible (USD/MWh)	F1	0													
Costo de O&M variables (USD/MWh)	G1	0	mmm...												
Costo de O&M fijos (USD/kW/año)	G2	36													
Incremental anual de costos fijos (%)	G3 (i)	2.25%	100%	102%	105%	107%	109%	112%	114%	117%				149%	153%
Costo anuales de combustible (MUSD)	$F(i) = F1 \times C / 1000$		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			0.0	0.0
Costo anual de O&M	$G(i) = G1 \times C / 1000 + G2 \times G3(i) \times A / 1000$		6.3	6.4	6.6	6.7	6.9	7.0	7.2	7.4				9.4	9.6
Total anual de costos operativos	$H(i) = F + G(i)$		6.3	6.4	6.6	6.7	6.9	7.0	7.2	7.4				9.4	9.6
EBITDA	$I(i) = E - H$		22.8	22.7	22.5	22.4	22.2	22.1	21.9	21.7				19.7	19.5

Estructura del Financiamiento														
Deuda (%)	DD	60%			Debt					60.0%				
Costo de la Deuda (%)	DP	8%			Cost of Debt					8.0%				
Equity (%)	EQ	40%			Equity					40.0%				
Retorno esperado del Equity (%)	EQP	12%			Cost of Equity					12.0%				
Prestamo inicial (MUSD)	J = CAP x DD	141.8												
Deuda pendiente (MUSD)	$J(i+1) = J(i) - L(i)$		141.8	138.7	135.3	131.7	127.8	123.6	119.0	114.1		25.7	13.4	
			141.8	138.9	135.8	132.5	128.9	125.0	120.8	116.2		34.6	23.2	
Años para pagar la deuda (pu)	\tilde{N}	20												
Costo anual de la deuda (MUSD)	M = pago(DP, \tilde{N} , J)	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	
			14.2	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2	
Pago de intereses por la deuda (MUSD)	$K(i) = J(i) \times DP$		11.3	11.1	10.8	10.5	10.2	9.9	9.5	9.1		2.1	1.1	
			11.3	11.1	10.9	10.6	10.3	10.0	9.7	9.3		2.8	1.9	
Amortización de la deuda (MUSD)	$L(i) = M - K(i)$		3.1	3.3	3.6	3.9	4.2	4.6	4.9	5.3		12.4	13.4	
			2.9	3.1	3.3	3.6	3.9	4.2	4.5	4.9		11.4	12.3	
			Combined Tax Rate					40%						
			Economic Life (years) ⁽⁵⁾					20						
			MACRS Depreciation (Year Schedule)					5						
Impuesto a la ganancia (%)	IM	40%												
MACRS (años de aceleración de la amortización)		5	20.00%	32.00%	19.20%	11.52%	11.52%	5.76%						
Coeficientes de MACRS para 5 años y medio año (%)			20.00%	32.00%	19.20%	11.52%	11.52%	5.76%						
Acumulado de coef. de MACRS			20%	52%	71%	83%	94%	100%						
Depreciación MACRS (MUSD)	$N(i) = J(i) \times CM(i)$		47.3	75.6	45.4	27.2	27.2	13.6						
Ingresos a los que se le aplica impuestos	$O(i) = I(i) - N(i) - K(i)$		-35.8	-64.0	-33.7	-15.4	-15.2	-1.4	12.4	12.6		17.6	18.4	
			-35.8	-64.1	-33.7	-15.4	-15.3	-1.5	12.2	12.4		16.9	17.6	
Pago de impuestos	$P(i) = O(i) \times IM$		-14.3	-25.6	-13.5	-6.2	-6.1	-0.6	5.0	5.0		7.1	7.4	
			-14.3	-25.6	-13.5	-6.2	-6.1	-0.6	4.9	5.0		6.8	7.1	
Flujo de caja (virtual) que ve el Equity	$Q(i) = I(i) - P(i) - M(i)$		22.7	33.8	21.5	14.1	13.9	8.2	2.5	2.3		-1.8	-2.3	
			22.9	34.1	21.8	14.3	14.1	8.5	2.8	2.6		-1.3	-1.8	
Actualizador de tasa de retorno del Equity	$KK(i) = 1/(1+EQP)^{(i-0,5)}$		0.9449	0.8437	0.7533	0.6726	0.6005	0.536	0.48	0.43		0.12	0.11	
Valor actual del flujo de caja virtual (MUSD)	$VV(i) = Q(i) \times KK(i)$	92.0	21.4	28.5	16.2	9.5	8.3	4.4	1.2	1.0		-0.2	-0.3	
			94.5	21.7	28.8	16.4	9.6	8.5	4.5	1.3	1.1	-0.2	-0.2	

Levelized Cost of Energy Comparison—Sensitivity to Cost of Capital

A key consideration in determining the LCOE values for utility-scale generation technologies is the cost, and availability, of capital⁽¹⁾; this dynamic is particularly significant for renewable energy generation technologies

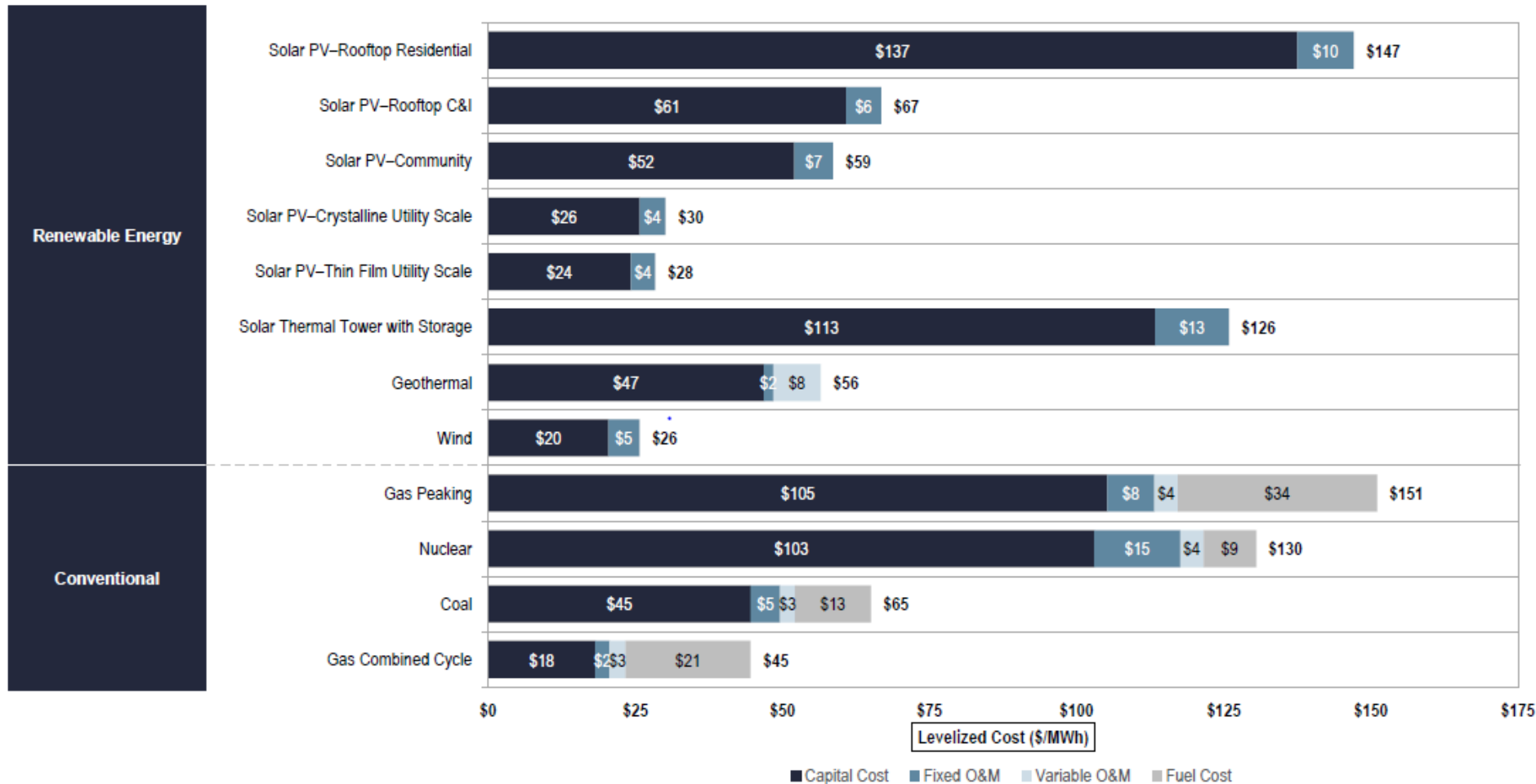
Midpoint of Unsubsidized LCOE⁽²⁾



Lazard LCOE – valores bajos

Levelized Cost of Energy Components—Low End

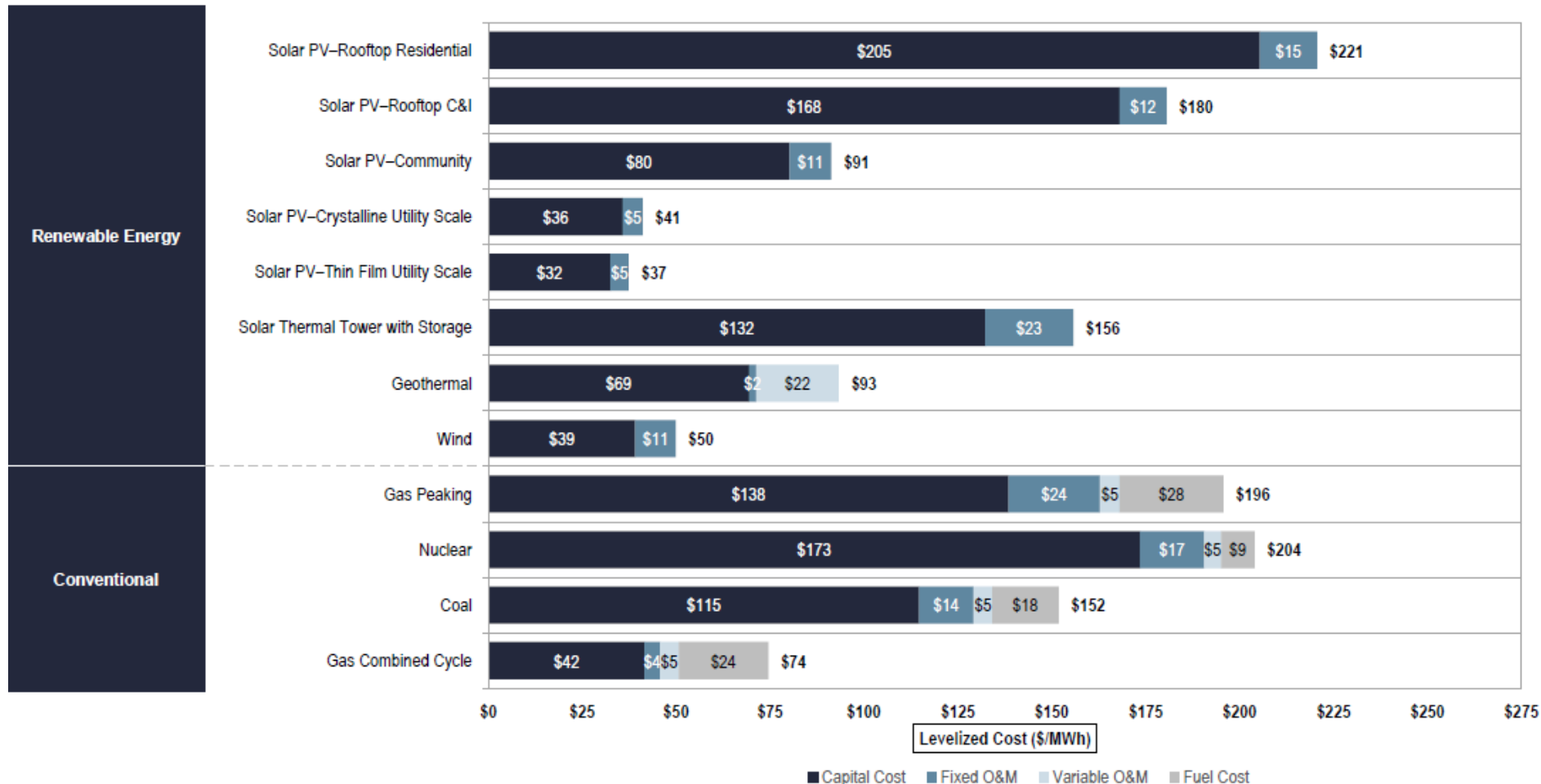
Certain renewable energy generation technologies are already cost-competitive with conventional generation technologies; a key factor regarding the continued cost decline of renewable energy generation technologies is the ability of technological development and industry scale to continue lowering operating expenses and capital costs for renewable energy generation technologies



Lazard LCOE – valores altos

Levelized Cost of Energy Components—High End

Certain renewable energy generation technologies are already cost-competitive with conventional generation technologies; a key factor regarding the continued cost decline of renewable energy generation technologies is the ability of technological development and industry scale to continue lowering operating expenses and capital costs for renewable energy generation technologies

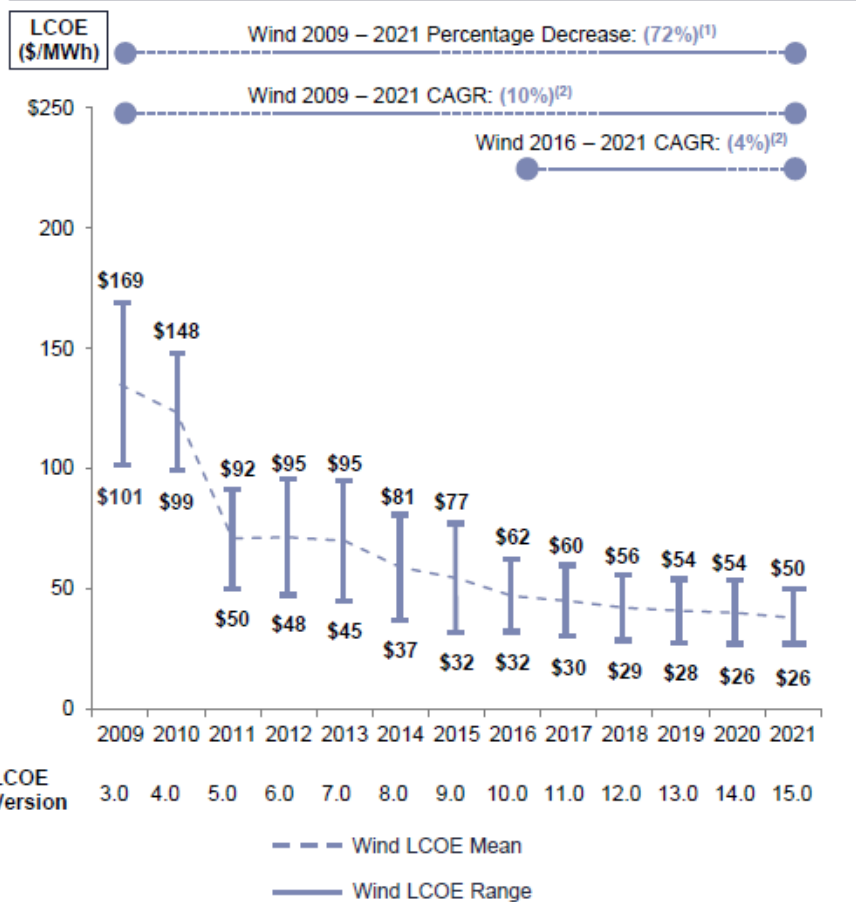


Eólica y Solar bajan y bajan...

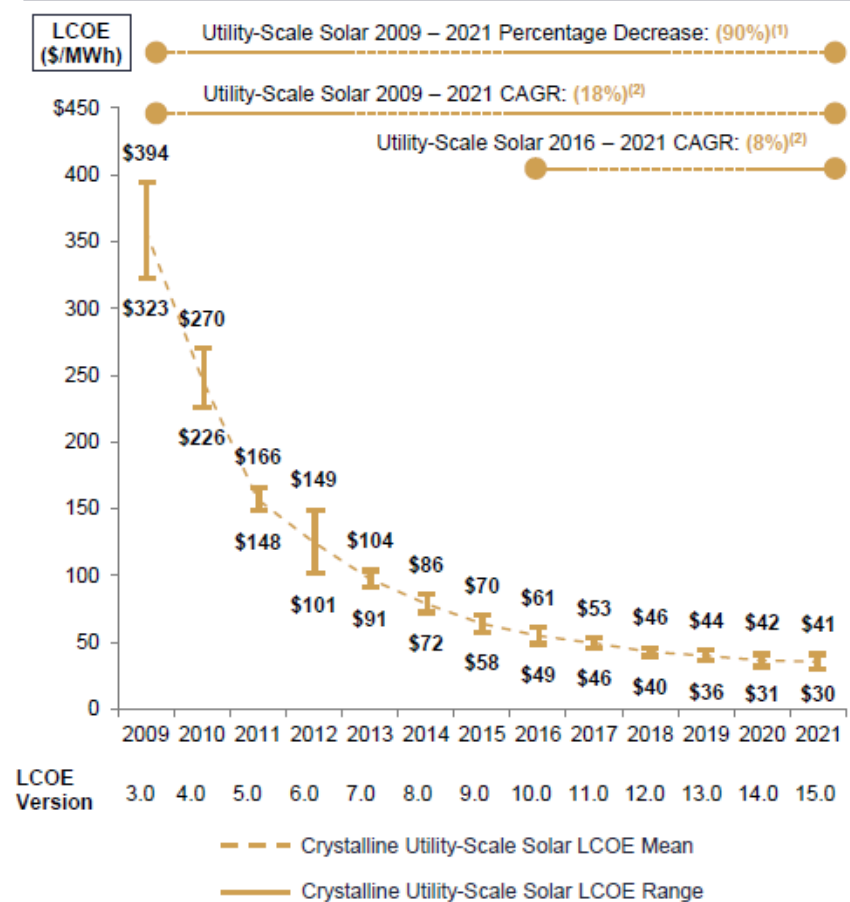
Levelized Cost of Energy Comparison—Historical Renewable Energy LCOE Declines

In light of material declines in the pricing of system components and improvements in efficiency, among other factors, wind and utility-scale solar PV have exhibited dramatic LCOE declines; however, as these industries have matured, the rates of decline have diminished

Unsubsidized Wind LCOE



Unsubsidized Solar PV LCOE

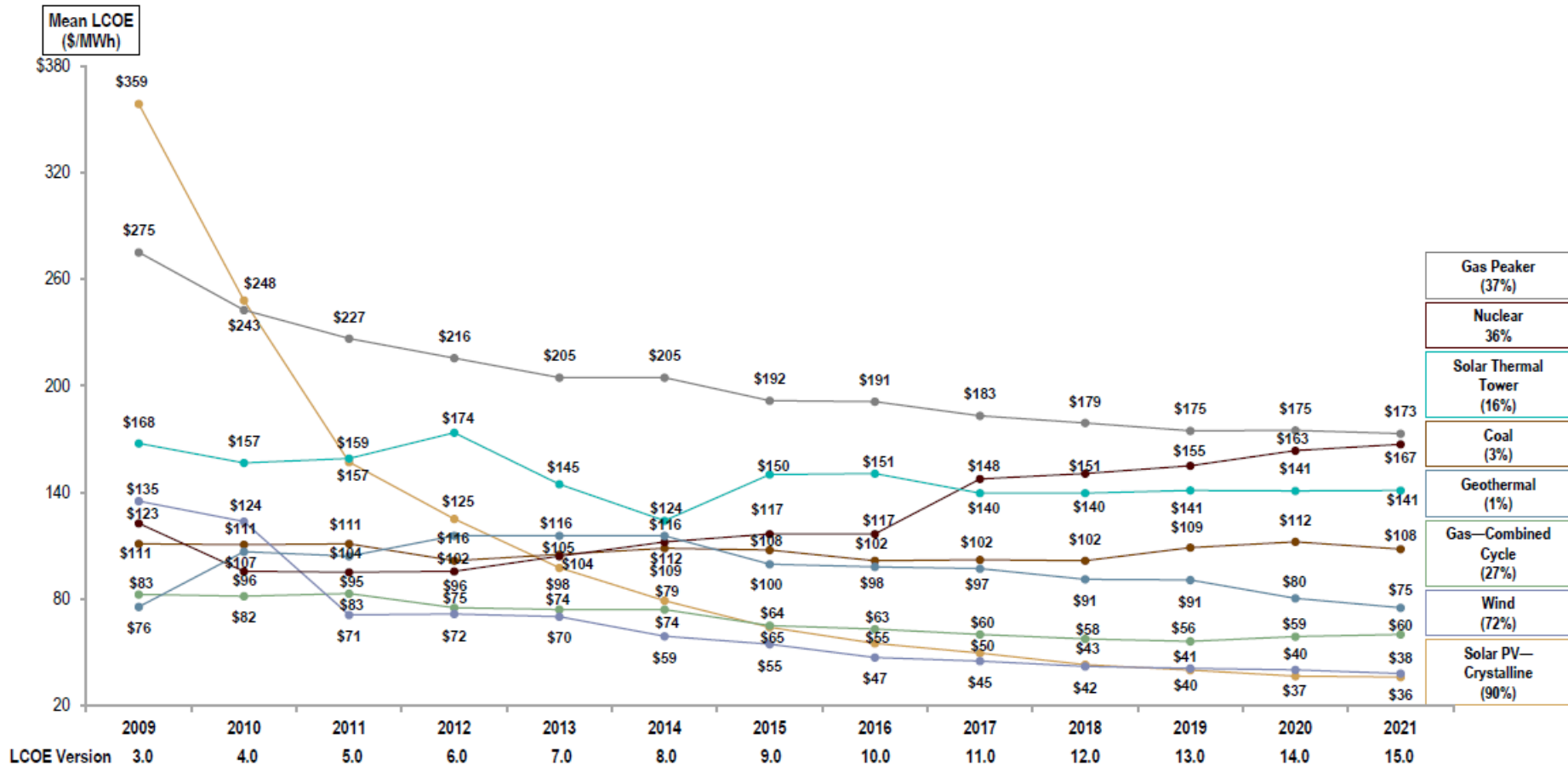


Eólica y Solar bajan y bajan...

Levelized Cost of Energy Comparison—Historical Utility-Scale Generation Comparison

Lazard's unsubsidized LCOE analysis indicates significant historical cost declines for utility-scale renewable energy generation technologies driven by, among other factors, decreasing capital costs, improving technologies and increased competition

Selected Historical Mean Unsubsidized LCOE Values⁽¹⁾



Ejercicio 15

- Para el “Low Case” de Lazard de Solar (utility scale - crystalline), asumiendo el mismo valor de 2.25 % de la Eólica para el aumento anual del Fixed O&M:
 - A. Ver si verifica el valor indicado por Lazard para el LCOE.
 - B. Comentar por qué el costo de EPC y Fixed O&M del caso “Low Case” son mayores que el de “High Case”.
 - C. Calcular el LCOE considerando que la generación disminuye con una tasa constante a lo largo de los años tal que en el último año genera un 14 % menos que el primer año de producción.

Modelado de la Generación Eólica y Solar

- Metodología I
 - Fuente CEGH del viento (m/s) e Índice de Claridad kt (pu)
 - Parque Generador
 - Potencia Instalada
 - Curva $MW=f(m/s)$ o Modelo de Panel Fotovoltaico
 - -> Generación
- Metodología II
 - Fuente CEGH de **Potencia** Normalizada Filtrada
 - Curva normalizada
 - Cantidad de máquinas
 - -> Generación

Método I : Eólica

Editar "viento" Sintetizador CEGH

Nubeseable

Principal

Nombre de la Fuente: viento ?

Archivo De Datos: CEGH_eol_8sitios_sin_ve_8760.txt

Duración del Paso de Sorteo[h]: 1 ? Resumir Promediando (aplicable si es esclavizada en un sub-muestreo)

Duración del Paso de Tiempo[h]: 168 ? Tipo de Esclavización: Sub-muestreada

Exportar Importar ?

Usar modelo como simplificado. ?

Editar "Juan Pablo Terra" Parque eólico

Nubeseable

Nombre: Juan Pablo Terra Nodo: Montevideo

Parámetros del generador

Calcular gradiente de inversión

Restar para postizar

Factor de disponibilidad [p.u.]: 0.95

Tiempo de reparación [h]: 48

Factor de pérdidas por interferencias [p.u.]: 0.88

Velocidad mínima [m/s]: 0

Velocidad máxima [m/s]: 20

Factor reserva rotante: 0

Pagos (no considerados en el despacho)

Pago por energía [USD/MWh]: 0

Pago por disponibilidad [USD/MWh]: 69.29

Editar Unidades Disponibles

Parámetros del recurso

Mes	ene.	feb.	mar.	abr.	may.	jun.	jul.	ago.	sep.	oct.
Fac.Vel.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Fuente de viento: viento (Sólo se puede seleccionar una fuente con paso de sorteo)

Borne: Buenaunion

Editar función - Potencia Generada[MW] en función de Velocidad

Capa: 0

Curva velocidad-potencia

Número de discretizaciones: 21

Velocidad Viento[m/s]	Potencia Generada[MW]
0.000	0
1.000	0
2.000	0
3.000	0.035
4.000	0.161
5.000	0.362
6.000	0.651
7.000	1.046
8.000	1.533
9.000	2.045
10.000	2.334
11.000	2.409
12.000	2.409
13.000	2.409
14.000	2.409
15.000	2.409
16.000	2.409
17.000	2.409
18.000	2.409
19.000	2.409
20.000	2.409

Fuente de temperatura

Fuente: <Ninguna>

Borne:

Método I : Solar

Editando "fuente_kts" Sintetizador CEGH

Nubeseable

Principal

Nombre de la Fuente: ?

Archivo De Datos:

Duración del Paso de Sorteo[h]: ? Resumir Promediando (aplicable si es esclavizada en un sub-muestreo)

Duración del Paso de Tiempo[h]: ? Tipo de Esclavización:

?

Usar modelo como simplificado. ?

Valores Iniciales para Simulación (por paso de sorteo) y conos de PRONOSTICOS:
Escenarios de pronósticos de trayectorias del estado real.

Escenario: Probabilidad: p.u. Fecha de inicio:

Borne	Valores iniciales y guía del pronóstico.	NPCC	NPLC	NPSA	NPAC	NRet.	ai[p.u.]
Buena_Union	0.600	0	0	0	0	1	1
Bonete	0.000	0	0	0	0	1	0
Valentines	0.000	0	0	0	0	1	0
Jose_Ignacio	0.000	0	0	0	0	1	0

Editando "El Naranjal" Generador Solar PV

Nubeseable

Nombre del Generador: ?

Asignado al Nodo:

Índice de claridad KT (debe ser una fuente de paso horario)

Fuente Kt: Borne:

Parámetros dinámicos

Fecha de Inicio	Información adicional	Periodica?	Capa			
Auto	PMáx= 0.5 MW, fDisp...	NO	0			

Editar ficha de "El Naranjal" Generador Solar PV

Fecha: (dd/MM/yyyy hh:nn) Capa:

Periódica?

Parámetros de cada módulo (Paneles + Inversor)

PPico@1000 W/m2 [MW]: Latitud [grados]:

Potencia máxima del inversor [MW]: Longitud [grados]:

Disponibilidad [p.u.]: Inclinación [grados]:

Tiempo de reparación [horas]: Acimut [grados]:

Factor de pérdidas [pu]: Reflectividad del suelo [p.u.]:

Reducción de rendimiento por temperatura [p.u./°C]

Pagos (no considerados en el despacho) ?

Por energía entregada:

Por energía disponible:

Método II: Modelo PEol-PSol_Temp

- **(I) "Complementariedad de los recursos renovables (solar-eólico) y su correlación con la demanda de energía eléctrica"**
- Estudio realizado por equipo técnico de facultad de ingeniería. **Octubre 2016.**
- Este documento corresponde a la tercera etapa de una serie de trabajos sobre análisis de la complementariedad de las fuentes de energía renovables de Uruguay.
- Acceda en este link al informe final: [Informe Complementariedad Octubre 2016](#)
Acceda en este link a la presentación final del trabajo: [Presentación Final](#)
- **(II) "Análisis de complementariedad de los recursos eólico y solar para su utilización en la generación de energía eléctrica en gran escala en Uruguay"**
- Estudio realizado por equipo técnico de facultad de ingeniería. **Febrero 2016.**
- Este trabajo se puede considerar una continuación del realizado a finales de 2014 por el mismo equipo.
Acceda en este link al informe final: [Informe Complementariedad Febrero 2016](#)
- **(III) "Complementariedad de las energías renovables en Uruguay y valorización de proyectos para el filtrado de su variabilidad"**
- Estudio realizado por equipo técnico de facultad de ingeniería. **Setiembre 2014.**
- Este trabajo tiene como principales objetivos analizar las complementariedades de los recursos eólico, solar e hidráulico en su aplicación a la generación de energía eléctrica.
Acceda en este link al informe final: [Informe Complementariedad Setiembre 2014](#)

<http://www.energiasolar.gub.uy/index.php/itemlist/category/54-proyectos-de-investigacion>

Componente Eólica

Utiliza información histórica de 3 años de duración y correspondiente a 4 estaciones distribuidas



Fig. 1: Ubicación de las estaciones seleccionadas.

		Series reales										Series sintéticas							
		JI		OT		RM		SA				JI		OT		RM		SA	
		Vx	Vy	Vx	Vy	Vx	Vy	Vx	Vy			Vx	Vy	Vx	Vy	Vx	Vy	Vx	Vy
JI	Vx	1,000	0,129	0,652	0,107	0,682	0,121	0,461	0,149	JI	Vx	1,000	0,158	0,654	0,123	0,662	0,157	0,475	0,169
	Vy		1,000	0,182	0,595	-0,109	0,693	0,102	0,588		Vy		1,000	0,184	0,630	-0,110	0,711	0,087	0,623
OT	Vx			1,000	-0,012	0,642	0,196	0,682	0,061	OT	Vx			1,000	-0,003	0,637	0,206	0,669	0,076
	Vy				1,000	-0,092	0,473	-0,096	0,656		Vy				1,000	-0,112	0,503	-0,108	0,673
RM	Vx					1,000	-0,038	0,554	0,013	RM	Vx					1,000	-0,025	0,565	0,003
	Vy						1,000	0,207	0,555		Vy						1,000	0,191	0,578
SA	Vx							1,000	0,053	SA	Vx							1,000	0,047
	Vy								1,000		Vy								1,000

Fig. 10: Matriz de correlación cruzada entre series reales y series sintéticas de V_X y V_Y

Agregación de Generación

Fuente CEGH de
Potencia
Normalizada con
Filtrado Territorial

Tabla 2: Curva AG utilizada en SimSEE para el modelado

v	P - G114
3	33
4	145
5	337
6	613
7	995
8	1471
9	1828
10	1963
11	1994
12	1999
13	2000
14	2000
15	2000
16	2000
17	2000
18	2000
19	2000
20	2000
21	2000
22	1906
23	1681
24	1455
25	1230

Tabla 3: Resultados generales para parques modelados

Sitio	Velocidad media en torre	Factor de capacidad	Pérdidas por estela globales
CR	7,38 m/s	52,4%	4,87%
JI	6,70 m/s	43,8%	6,26%
OT	7,23 m/s	51,2%	4,83%
RM	7,78 m/s	55,2%	4,60%

Tabla 4: Factores de pérdidas por estela para modelado en SimSEE de parques tipo en cada punto del modelo

	Factores de pérdidas por estela por sector de dirección															
	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW
OT	0,94	0,94	0,97	0,98	0,98	0,98	0,97	0,94	0,94	0,94	0,97	0,98	0,98	0,98	0,97	0,94
JI	0,97	0,98	0,98	0,98	0,97	0,94	0,94	0,94	0,97	0,98	0,98	0,98	0,97	0,94	0,94	0,94
RM	0,94	0,94	0,97	0,98	0,98	0,98	0,97	0,94	0,94	0,94	0,97	0,98	0,98	0,98	0,97	0,94
SA	0,98	0,98	0,97	0,94	0,94	0,94	0,97	0,98	0,98	0,98	0,97	0,94	0,94	0,94	0,97	0,98

ipo



Componente Solar

Se utilizó como base el índice de claridad (o nubosidad) debido a que el mismo no conserva las estacionalidades que aparecen en las medidas de irradiancia solar. El cálculo del índice de claridad horario se realizó en base a series de irradiancia diezminutales de los cuatro puntos de medida.



Fig. 1: Ubicación de las estaciones seleccionadas.

Series reales					Series sintéticas				
	Jl	OT	RM	SA		Jl	OT	RM	SA
	Kt					Kt			
Jl	1	0,499	0,542	0,454	Jl	1	0,481	0,530	0,431
OT		1,000	0,421	0,558	OT		1,000	0,401	0,529
RM			1,000	0,498	RM			1,000	0,480
SA				1,000	SA				1,000

Fig. 17: Matriz de correlación cruzada entre series reales y sintéticas de kt de las distintas estaciones

Agregación de Generación

Fuente CEGH de **Potencia Normalizada con Filtrado Territorial**

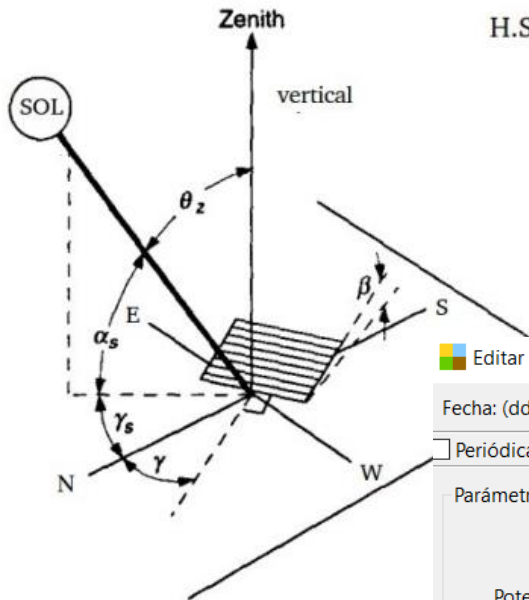
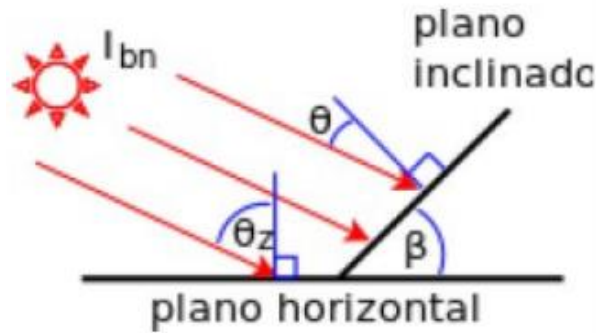


Figura 6

H.S.



Editar ficha de "El Naranjal" Generador Solar PV

Fecha: (dd/MM/yyyy hh:nn) Capa:

Periódica?

Parámetros de cada módulo (Paneles + Inversor)

PPico@1000 W/m2 [MW]: <input type="text" value="0.50445"/>	Latitud [grados]: <input type="text" value="-31.26"/>
Potencia máxima del inversor [MW]: <input type="text" value="0.5"/>	Longitud [grados]: <input type="text" value="-57.86"/>
Disponibilidad [p.u.]: <input type="text" value="1"/>	Inclinación [grados]: <input type="text" value="31.28"/>
Tiempo de reparación [horas]: <input type="text" value="90"/>	Acimut [grados]: <input type="text" value="0"/>
Factor de pérdidas [pu]: <input type="text" value="0.0335"/>	Reflectividad del suelo [p.u.]: <input type="text" value="0.26"/>
Reducción de rendimiento por temperatura [p.u./°C] <input type="text" value="0.004"/>	

Pagos (no considerados en el despacho) ?

Por energía entregada:

Por energía disponible:

Método II: Fuente CEGH PEol PSol Temp

 Editando "PEol_PSol_Temp" Sintetizador CEGH

Nubeseable

Principal

Nombre de la Fuente: ?

Archivo De Datos: ▾

Duración del Paso de Sorteo[h]: ? Resumir Promediando (aplicable si es esclavizada en un sub-muestreo)

Duración del Paso de Tiempo[h]: ? Tipo de Esclavización:

?

Usar modelo como simplificado. ?

Valores Iniciales para Simulación (por paso de sorteo) y conos de PRONOSTICOS:
 Escenarios de pronósticos de trayectorias del estado real.

Escenario: ▾ Probabilidad: p.u. Fecha de inicio:

Borne	Valores iniciales y guía del pronóstico.	NPCC	NPLC	NPSA	NPAC	NRet.	ai[p.u.]
PEol	<input type="text" value="0.000"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="1"/>	<input type="text" value="0"/>
PSol	<input type="text" value="0.000"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="1"/>	<input type="text" value="0"/>
Temp	<input type="text" value="0.000"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="1"/>	<input type="text" value="0"/>

Fuente CEGH de **Potencia** Normalizada con Filtrado Territorial

$$\begin{bmatrix} PEol \\ PSol \\ Temp \end{bmatrix}_{k+1} = \begin{bmatrix} 0.8691 & -0.0027 & -0.0008 \\ -0.0012 & 0.7231 & -0.0268 \\ 0.0039 & 0.0286 & 0.9824 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} PEol \\ PSol \\ Temp \end{bmatrix}_k + \begin{bmatrix} 0.4946 & 0.0000 & 0.0000 \\ -0.0004 & 0.6920 & 0.0000 \\ -0.0014 & 0.0351 & 0.1709 \end{bmatrix} \text{ ec. (3)}$$

Nubeseable

Nombre: Eolica_Exp Nodo: M

Parámetros del generador

Factor de disponibilidad [p.u.]: 0.95

Tiempo de reparación [h]: 0

Factor de pérdidas por interferencias [p.u.]: 1

Velocidad mínima [m/s]: 0

Velocidad máxima [m/s]: 1

Factor reserva rotante: 0

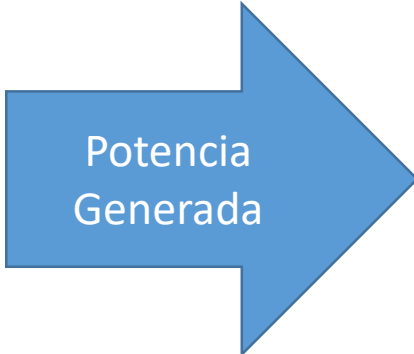
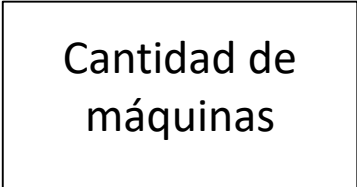
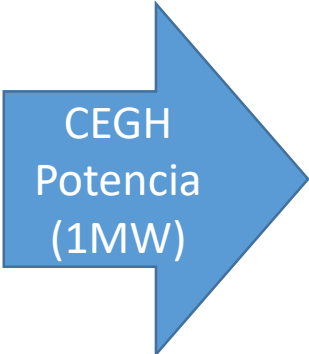
Editar Curva Velocidad-Potencia

Parámetros del recurso

Mes	ene.	feb.	mar.	abr.	may.
Fac.Vel.	1	1	1	1	1

Fuente de viento: PEol_PSol_Temp

Fuente CEGH de **Potencia** Normalizada con Filtrado Territorial



Nubeseable

Nombre: Solar_Exp Noc

Parámetros del generador

Factor de disponibilidad [p.u.]: 0.95

Tiempo de reparación [h]: 0

Factor de pérdidas por interferencias [p.u.]: 1

Editar función - Potencia Generada[MW] en función de Velocidad

Capa: 0

Curva velocidad-potencia

Número de discretizaciones: 2

Velocidad Viento[m/s]	Potencia Generada[MW]
0.000	0
1.000	1

Eólica y Solar en la sala del Curso

Editando "Eolica_Exp" Parque eólico

Nubeseable

Nombre: Nodo:

Parámetros del generador

Factor de disponibilidad [p.u.]:

Tiempo de reparación [h]:

Factor de pérdidas por interferencias [p.u.]:

Velocidad mínima [m/s]:

Velocidad máxima [m/s]:

Factor reserva rotante:

Calcular gradiente de inversión

Restar para postizar

Pagos (no considerados en el despacho)

Pago por energía [USD/MWh]:

Pago por disponibilidad [USD/MWh]:

Low Cost Must Run

Clean Development Mechanism

Emisiones CO2

Ton-CO2/MWh:

Índice de pagos

Fuente:

Borne:

Editar Curva Velocidad-Potencia

Editar Unidades Disponibles

Fuente de temperatura

Fuente:

Borne:

Referencia [°C]:

Mes	ene.	feb.	mar.	abr.	may.	jun.	jul.	ago.	sep.	oct.	nov.	dic.
Fac.Vel.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Fuente de viento: (Sólo se puede seleccionar una fuente con paso de sorteo HORARIO)

Borne:

Editar ficha de "Temp_eolica_15" Fuente constante

Fecha: (dd/MM/yyyy h:nn) Capa:

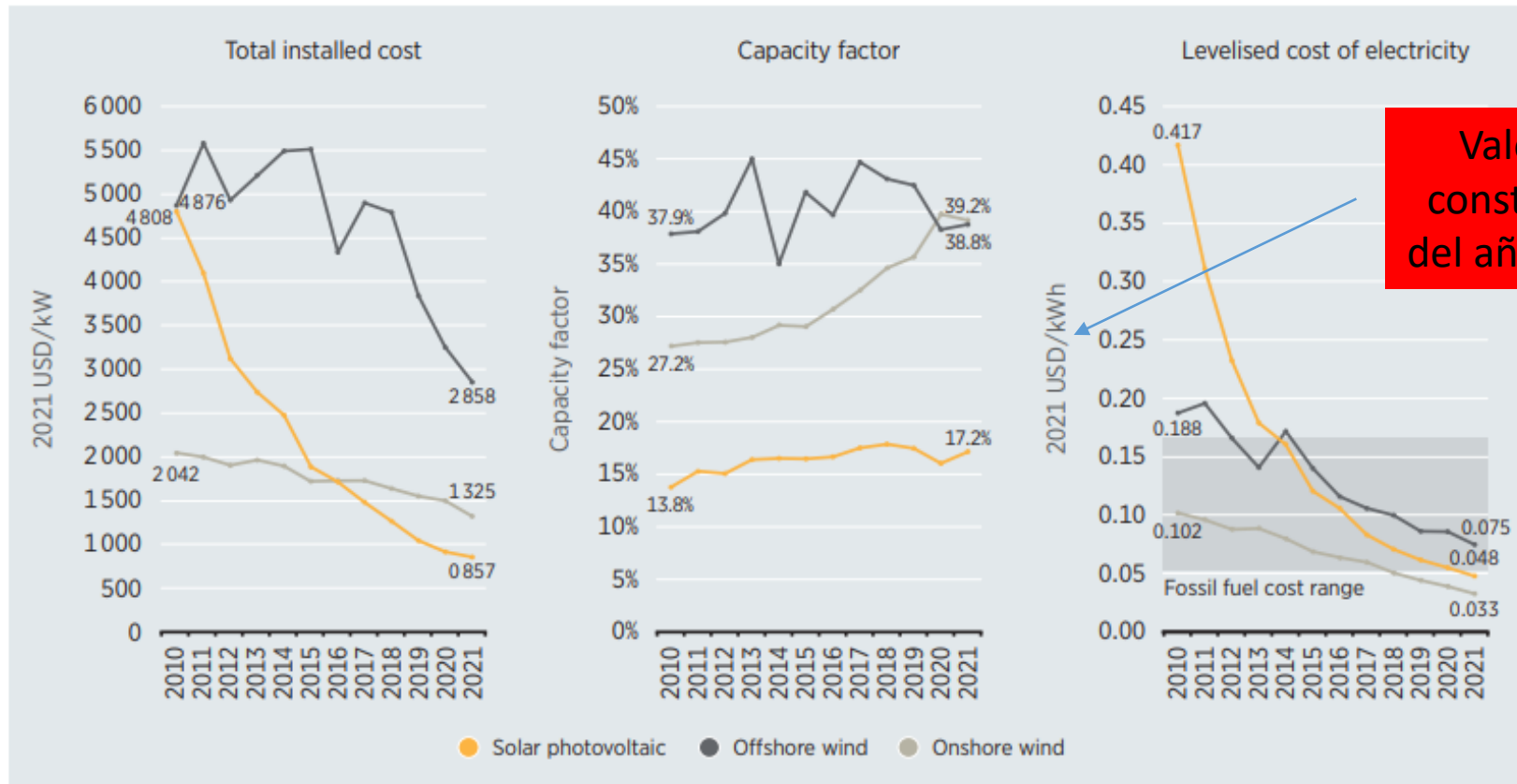
Periódica?

Valor: ?

Para un Planificador “soberano” de una zona no muy extendida, el Método II es más que suficiente. Si no tengo “ÉL” CEGH, en general alcanza con utilizar alguno “cercano” y ajustar de acuerdo al “factor del planta” esperado de la región mediante el “Factor de pérdidas por interferencia”. Sí importa poner un numero de máquinas que sea representativo.

Modelado del PP de Eólica y Solar

Figure S.2 Global weighted average total installed costs, capacity factors and LCOE of newly commissioned utility-scale solar PV, onshore and offshore wind, 2010-2021



[http://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jun/IRENA Power Generation Costs 2020.pdf](http://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2020.pdf)



RENEWABLE
POWER GENERATION
COSTS IN 2021

Eólica = $33 \times 39.2 / 40 = 32$ USD/MWh-d
 Solar = $48 \times 17.2 / 21 = 39$ USD/MWh-d

Son con la conexión a red pero posiblemente sin costos de redes...



Complementariedad de las Energías Renovables en Uruguay y valorización de proyectos para el filtrado de su variabilidad.

REPORTE FINAL

REF: INE /ENE/RG-T1886-SN5

Setiembre 2014 - Montevideo - URUGUAY.

Autores: Ruben Chaer, Milena Gurin, Eliana Cornalino, Martín Draper, Rafael Terra, Gonzalo Abal y Rodrigo Alonso.

6.2.1) Energía eólica.

Se supone un costo de expansión en base a esta tecnología de 69 USD/MWh. Esta estimación es resultado de los llamados realizados por UTE en los años 2011-2013 y en base a los cuales se firmaron contratos y se están construyendo del orden de 1200 MW. El precio del conjunto más relevante de contratos es 63.2 USD/MWh referido a noviembre de 2011 y tiene una paramétrica de ajuste de precios que implica que aproximadamente el 40% está en dólares corrientes por lo cual se depreciará según sea la depreciación del dólar. Si se supone una proyección del PPI (Producer Price Index - USA) de 2% anual y que la tasa sobre dólares constantes a los efectos de la comparación de proyectos considerada es 10% el precio equivalente en dólares constantes para los contratos de 20

De estos 65 USD/MWh aproximadamente 5 USD/MWh corresponden a los costos incurridos en los proyectos por su conexión a la red existente. Estos costos serán superiores para los proyectos futuros por haber sido ocupada la capacidad disponible. Para representar el costo de expansión de la red se requieren (ver estimación más adelante) de 9 USD/MWh por lo tanto el precio de la energía eólica futura se estima en 69 USD/MWh incluyendo en la misma los costos de expansión del sistema de transporte.

6.2.2) Energía solar fotovoltaica.

Se supone un costo de expansión con esta tecnología de 94 USD/MWh. La tecnología solar fotovoltaica se encuentra en plena mejora de rendimientos y de procesos de fabricación por lo cual es de esperar que los precios continúen bajando en forma relativa al resto de las tecnologías. La mejor estimación al momento de realización de este informe es, para granjas de 50 MW, de 90 USD/MWh resultado de los llamados realizados por UTE durante 2013 y que llevaron a la adjudicación de 196 MW en granjas solares del orden de los 50 MW cada una. El precio de 90 USD/MWh se considera un techo y que continuará mejorando en los siguientes años. De este valor aproximadamente 5 USD/MWh corresponden a costos de conexión a la red existente. Para los parques fotovoltaicos futuros habrá que prever expansión en el sistema de 500 kV y en las estaciones de transformación 500/150 por lo que se estima un costo de expansión del sistema de transporte de 14 USD/MWh. Suponiendo una mejora en los precios de la tecnología que lleve a 80 USD/MWh el costo de generación y 14 USD/MWh para el costo de expansión de la red se llega a un costo de generación de 94 USD/MWh.

Integración a RED

Eólica 9 USD/MWh-d
Solar 14 USD/MWh-d



Eólica = 32 + 9 = **41 USD/MWh-d**
Solar = 39 + 14 = **53 USD/MWh-d**

Ajuste esperado del PP de Solar SimSEE

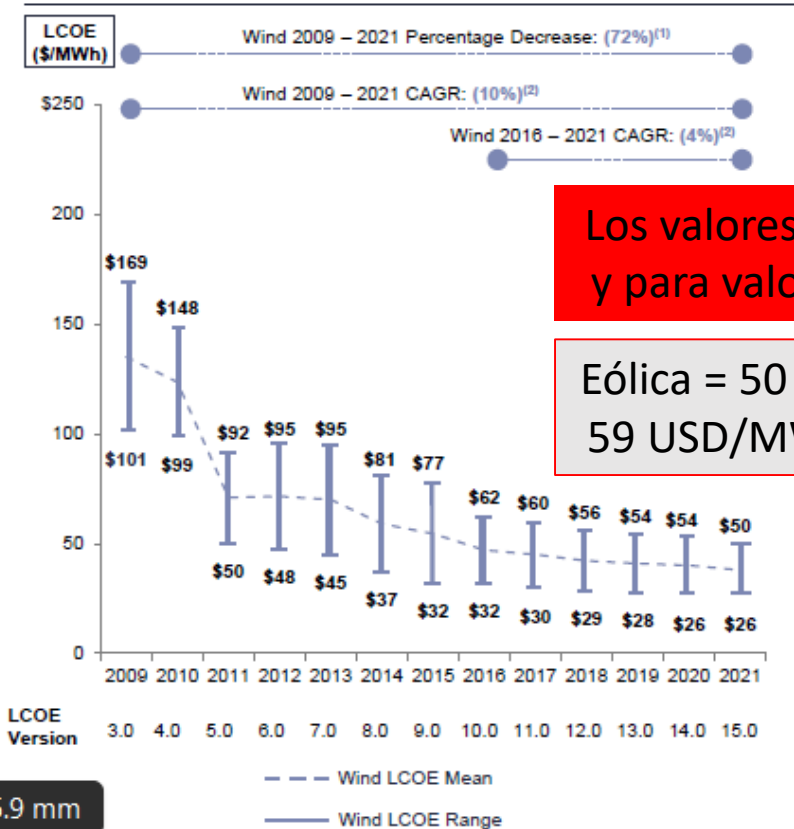
LAZARD

LAZARD'S LEVELIZED COST OF ENERGY ANALYSIS—VERSION 15.0

Levelized Cost of Energy Comparison—Historical Renewable Energy LCOE Declines

In light of material declines in the pricing of system components and improvements in efficiency, among other factors, wind and utility-scale solar PV have exhibited dramatic LCOE declines; however, as these industries have matured, the rates of decline have diminished

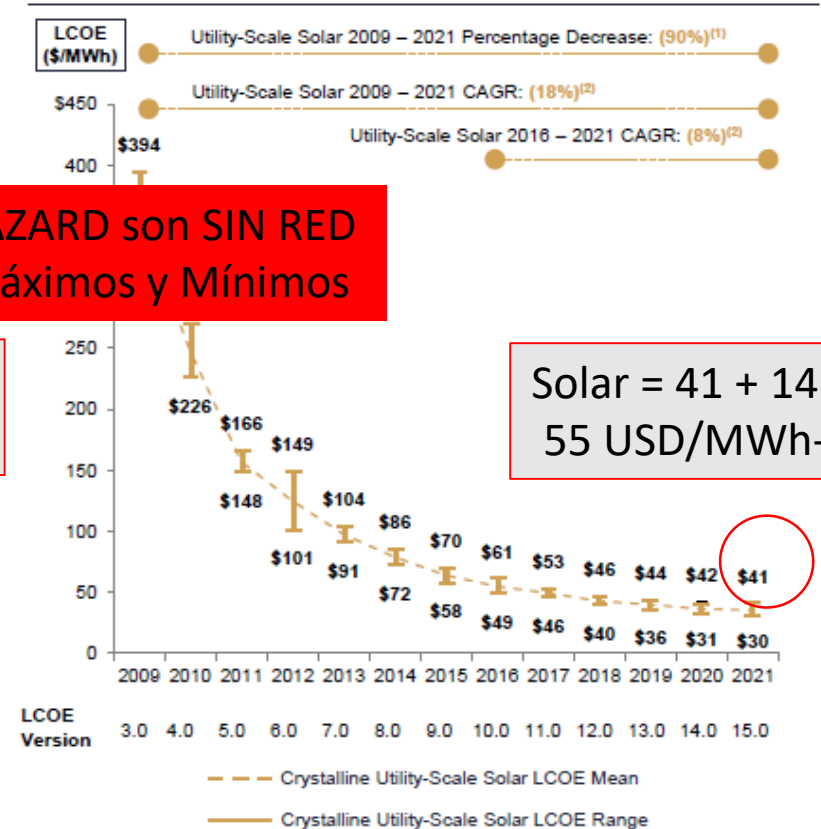
Unsubsidized Wind LCOE



Los valores de LAZARD son SIN RED y para valores Máximos y Mínimos

Eólica = 50 + 9 = 59 USD/MWh-d

Unsubsidized Solar PV LCOE



Solar = 41 + 14 = 55 USD/MWh-d

5.9 mm

Tecnologías y criterios de Expansión

Fronteras cerradas – Valorización nula de Excedentes

- Térmicas (T)
 - TG de 50 MW
 - PP de 18 USD/MWh-d
 - cv de 150 USD/MWh @ 50 USD/bbl
 - CC de 180 MW
 - PP de 23 USD/MWh-d
 - cv de 104 USD/MWh @ 50 USD/bbl
- 100 % indexado con petróleo
- Modelo tendencial a Referencia EIA: 78 USD/bbl@2033

- Eólica y Solar (E y S)
 - PP de 40 USD/MWh-d respectivamente
 - Sin tendencia a la baja
 - *Factores de planta de 40 y 21 % respectivamente.

Para la PEG10 se aplica una atenuación de precios de 3% anual.

Reducción de 3% anual	
año	USD/MWh
2024	40.0
2025	38.8
2026	37.7
2027	36.6
2028	35.5
2029	34.5
2030	33.5
2031	32.5
2032	31.6
2033	30.7

*Valores medios 2018 a 2022

<https://www.ute.com.uy/institucional/ute/utei>