

Ngày 16 tháng 01 năm 2023

CƠ CHẾ GIÁ MỚI CHO CÁC DỰ ÁN NLTT CHUYỂN TIẾP

Ngày 07/01/2023, Bộ Công Thương đã ra quyết định số 21/QĐ-BCT về việc ban hành “Khung giá phát điện nhà máy điện mặt trời, điện gió chuyển tiếp” với mức giá trần mới thấp hơn rất nhiều so với mức giá FIT ưu đãi trước đây. Đây là cơ sở pháp lý quan trọng để các chủ đầu tư đàm phán giá mua bán điện với EVN và đưa các nhà máy vào vận hành, phù hợp với xu hướng chuyển đổi sang nguồn năng lượng sạch theo dự thảo QHĐ VIII và cam kết giảm phát thải ròng của Chính phủ vào năm 2050. VCBS xin cập nhật thay đổi và ảnh hưởng đến các doanh nghiệp trong ngành:

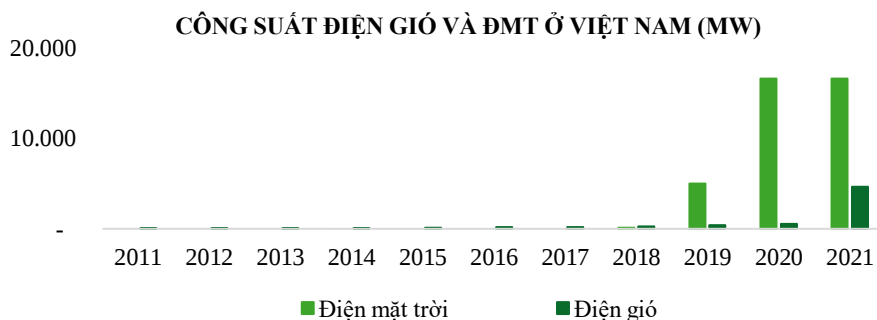
Loại hình	Mức giá ưu đãi				Mức giá chuyển tiếp				Thay đổi
	VND/kWh	Uscent/kWh	Nguồn	Điều kiện	VND/kWh	Uscent/kWh	Nguồn		
Điện mặt trời mặt đất	1.644	7,09	QĐ 13/2020/QĐ-TTg	COD từ 01/07/2019 - 31/12/2020	1.184,9	5,02	QĐ 21/QĐ-BCT		-27,9%
Điện mặt trời nổi	1.783	7,69	QĐ 13/2020/QĐ-TTg	COD từ 01/07/2019 - 31/12/2020	1.508,3	6,39	QĐ 21/QĐ-BCT		-15,4%
Điện gió gần bờ	1.928	8,50	QĐ 39/2018/QĐ-TTg	COD trước 01/11/2021	1.587,1	6,72	QĐ 21/QĐ-BCT		-17,7%
Điện gió ngoài khơi	2.223	9,80	QĐ 39/2018/QĐ-TTg	COD trước 01/11/2021	1.816,0	7,69	QĐ 21/QĐ-BCT		-18,3%

Nguồn: VCBS tổng hợp

Cơ chế giá mới áp dụng đối với các dự án thuộc QHĐ VII điều chỉnh và đã ký hợp đồng mua bán điện PPA nhưng chưa kịp vận hành thương mại trước ngày 30/10/2021 để hưởng mức giá ưu đãi FIT 1 là 8,5 UScents/kWh đối với dự án điện gió trên bờ và 9,8 UScents/kWh đối với các dự án điện gió ngoài khơi; đối với các dự án điện mặt trời là các dự án chưa vận hành thương mại trước ngày 31/12/2020. Khung giá điện này sẽ không áp dụng đối với các dự án mới không thuộc danh sách NMD chuyển tiếp, tuy nhiên đây sẽ là cơ sở để Bộ Công Thương ban hành khung giá mới cho các dự án phát triển mới sau này.

Trong tổng số 146 dự án điện gió đã ký hợp đồng mua bán điện với EVN với tổng công suất 8.170 MW, chỉ có 84 dự án với tổng công suất 3.980 MW kịp vận hành thương mại trước ngày 01/11/2022, còn hơn 4,190 MW chưa kịp vận hành đúng hạn. Trong đó, có 178 MW dự án điện gió đã hoàn thành nhưng chưa kịp COD đúng hạn và chưa thể bắt đầu vận hành. Ngoài ra, có 711,55 MW công suất chưa hòa lưới của các dự án đã hoàn thành nhưng chỉ hòa lưới 1 phần và hơn 3.300 MW công suất đã ký hợp đồng nhưng chủ đầu tư chưa bắt đầu xây dựng dự án.

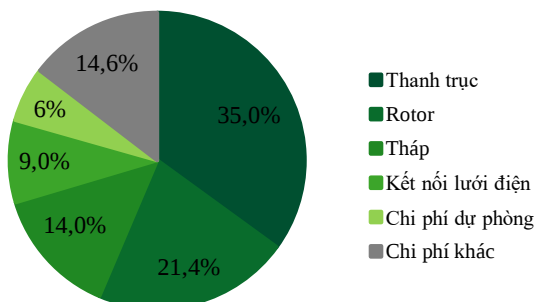
Mức giá trần mới thấp hơn rất nhiều so với mức giá FIT ưu đãi trước đây, mức giảm mạnh nhất ở loại hình điện mặt trời mặt đất với mức 1.184,9 đồng/kWh (-27,9%), mức giá mới tại các loại hình khác nhìn chung đều có mức giảm mạnh từ 15%-18%. Sau giai đoạn tăng trưởng nóng, chúng tôi cho rằng mức giá mới phù hợp với xu hướng giảm giá thành sản xuất chung của các loại hình NLTT trên toàn cầu và sẽ hạn chế tình trạng tăng trưởng nhanh về công suất gây dư thừa công suất ở một số khu vực và gây quá tải hệ thống truyền tải.



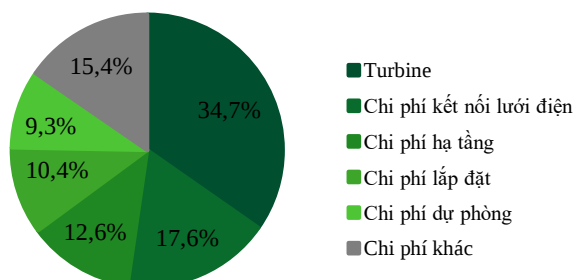
Nguồn: VCBS tổng hợp

CHI PHÍ ĐẦU TƯ DỰ ÁN NLTT

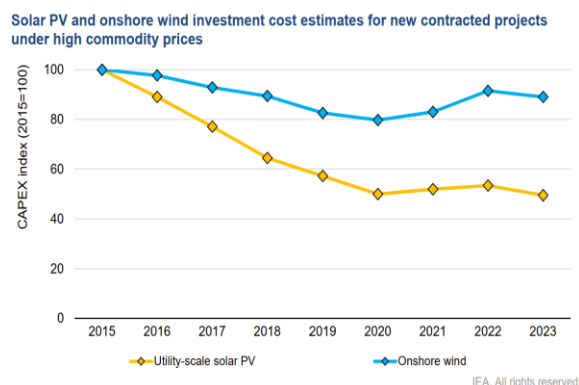
CHI PHÍ ĐẦU TƯ DỰ ÁN ĐIỆN GIÓ GẦN BỜ



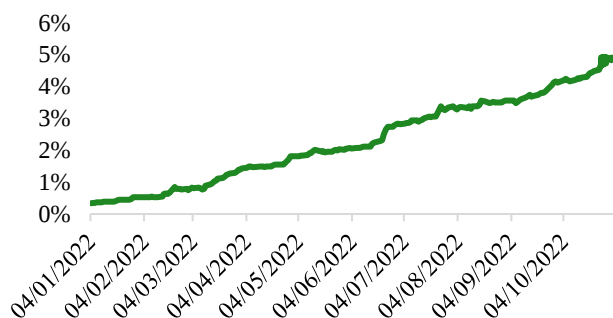
CHI PHÍ ĐẦU TƯ DỰ ÁN ĐIỆN GIÓ NGOÀI KHƠI



Nguồn: VCBS



DIỄN BIẾN LÃI SUẤT LIBOR 6 THÁNG



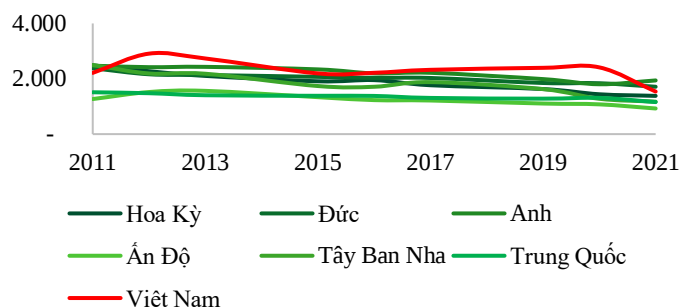
Nguồn: Investing, IEA, VCBS tổng hợp

Trong năm 2022, xu hướng tăng giá của các nguyên liệu đầu vào cần thiết cho quá trình sản xuất các thiết bị điện gió, tấm pin năng lượng mặt trời do khan hiếm nguồn cung và đứt gãy chuỗi cung ứng đã khiến cho xu hướng giảm giá thành sản xuất đã bị đảo ngược. Ngoài ra, xu hướng thắt chặt tiền tệ trên toàn cầu đã đẩy lãi suất tăng mạnh cũng là một trong những nguyên nhân làm tăng chi phí đầu tư cho các dự án NLTT, do chi phí tài chính chiếm tỷ trọng khá lớn trong tổng vốn đầu tư (6%-7%). Theo ước tính của IRENA, chi phí đầu tư cho các dự án NLTT trong năm 2022 tăng trung bình khoảng 15%-25% so với thời điểm năm 2020.

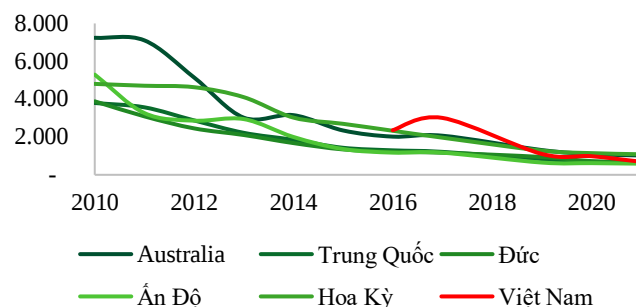
Mặc dù giá thành sản xuất đã giảm mạnh hơn trong 1 thập kỷ gần đây nhưng chúng tôi cho rằng giá thành sản xuất sẽ không còn giảm quá mạnh như trong giai đoạn trước do chuỗi giá trị dự án NLTT chưa được đa dạng hóa và công nghệ chưa được phát triển rộng rãi. Đối với các dự án điện gió, turbine chiếm tỷ trọng từ 60%-70% trong tổng chi phí nhưng có đến 23 trong số 35 nhà cung cấp chính thuộc Trung Quốc và Ấn Độ, châu Âu là thị trường lớn thứ 2 với 20% thị phần thuộc về 3 nhà cung cấp chính là : Vestas, Siemens Gamesa Renewable Energy và GE Renewable Energy. Đối với các dự án ĐMT, Trung Quốc hiện đang làm chủ hơn 80% công nghệ sản xuất các tấm pin mặt trời. Với mức độ phụ thuộc cao của chuỗi cung ứng với một số nhà sản xuất nhất định, các dự án trong tương lai sẽ phải đối mặt với nhiều rủi ro gây gián đoạn chuỗi cung ứng và gia tăng chi phí đầu tư như: yếu tố địa chính trị, chính sách điều hành của chính phủ các quốc gia và biến động của các nguyên vật liệu cơ bản khác.

Chi phí đầu tư dự án NLTT ở Việt Nam vẫn còn cao so với các nước khác trên thế giới.

**CHI PHÍ ĐẦU TƯ DỰ ÁN ĐIỆN GIÓ GẦN BỜ
(USD/KWH)**

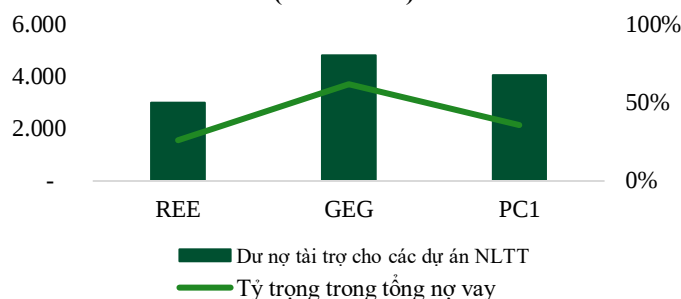


**CHI PHÍ ĐẦU TƯ DỰ ÁN ĐIỆN MẶT TRỜI
(USD/KWH)**



Nguồn: IRENA, VCBS tổng hợp

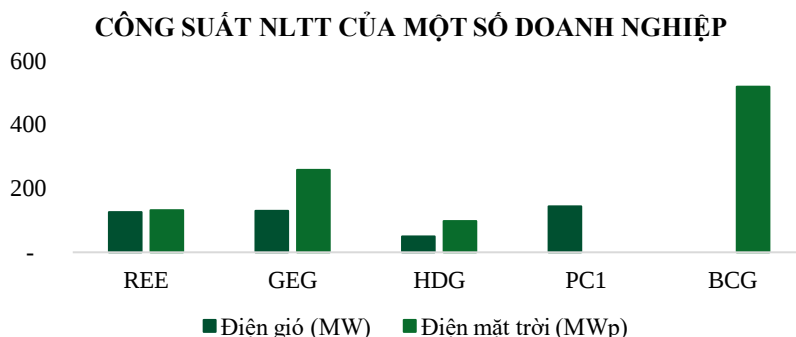
**NỢ VAY TÀI TRỢ CHO CÁC DỰ ÁN NLTT
(TỶ ĐỒNG)**



Nguồn: BCTC, VCBS

Mặc dù chi phí đầu tư của các dự án NLTT đã có xu hướng giảm mạnh từ năm 2010 đến nay do những tiến bộ về kỹ thuật, công nghệ và một số quốc gia đã chuyển sang cơ chế đấu thầu giúp tiết giảm chi phí và nâng cao khả năng cạnh tranh. Chi phí đầu tư các dự án NLTT ở Việt Nam nhìn chung vẫn còn cao so với các quốc gia khác do Việt Nam vẫn chưa thể làm chủ được công nghệ của các thiết bị chính và phần lớn phải nhập khẩu từ Trung Quốc và các nhà sản xuất lớn ở khu vực EU. Biến động giá NVL cơ bản khác cần cho quá trình sản xuất thiết bị như: Niken, Cobalt, Aluminium, Đồng... và tắc nghẽn chuỗi cung ứng trong các năm qua cũng là một trong các nguyên nhân làm tăng chi phí đầu tư ở Việt Nam. Các doanh nghiệp thường sử dụng nợ vay lớn để tài trợ cho các dự án NLTT, do đó, xu hướng biến động lãi suất cũng sẽ ảnh hưởng lớn đến hiệu quả của dự án. Chúng tôi cho rằng, chi phí đầu tư các dự án NLTT ở Việt Nam trong tương lai sẽ phụ thuộc lớn vào diễn biến từ thị trường toàn cầu.

CÁC DOANH NGHIỆP TIÊU BIỂU TRONG NGÀNH



Nguồn: VCBS tổng hợp

DANH SÁCH CÁC DỰ ÁN NLTT CÁC DOANH NGHIỆP NIÊM YẾT

	STT	Dự án	Loại hình	Tỷ lệ sở hữu	Công suất (MW)	COD	Vốn đầu tư (Tỷ đồng)	Giá bán điện (USCent/kWh)	Địa điểm
ĐIỆN GIÓ	REE	Phú Lạc 1	Trên bờ	50%	24	09/2016	1.089	8,5	Bình Thuận
		Phú Lạc 2	Trên bờ	50%	26	10/2021	988	8,5	Bình Thuận
		Lợi Hải 2	Trên bờ	50%	28,9	10/2021	1.098	8,5	Ninh Thuận
		Trà Vinh V1_3	Ngoài khơi	100%	48	10/2021	2.120	9,8	Trà Vinh
	PC1	Liên Lập	Trên bờ	55,5%	48	09/2021	2.124	8,5	Quảng Trị
		Phong Huy	Trên bờ	54,7%	48	09/2021	2.066	8,5	Quảng Trị
		Phong Nguyên	Trên bờ	54,7%	48	09/2021	2.065	8,5	Quảng Trị
	GEG	VPL Bến Tre	Ngoài khơi	100%	30	05/2019	1.320	9,8	Bến Tre
		Ia Bang	Trên bờ	100%	50	09/2020	1.955	8,5	Gia Lai
		Tân Phú Đông 2	Ngoài khơi	100%	50	10/2020	2.242	9,8	Tiền Giang
	HDG	7A	Trên bờ	100%	50	Q4/2021	1.710	8,5	Ninh Thuận
ĐIỆN MẶT TRỜI	REE	Điện mặt trời	ĐMT áp mái		132	n/a	n/a	9,35	n/a
	GEG	Phong Điền	ĐMT mặt đất	100%	48	10/2018	902	9,35	Huế
		Krong Pa	ĐMT mặt đất	100%	69	11/2018	1.301	9,35	Gia Lai
		Đức Huệ 1	ĐMT mặt đất	100%	49	05/2019	936	9,35	Long An
		Hàm Phú 2	ĐMT mặt đất	51%	49	04/2019	1.017	9,35	Bình Thuận
		Trúc Sơn	ĐMT mặt đất	100%	44,4	06/2019	825	9,35	Dak Nong
	HDG	Hồng Phong 4.1	ĐMT mặt đất	76%	48	Q2/2019	1.076	9,35	Ninh Thuận
		Sp Infra 1	ĐMT mặt đất	100%	50	Q3/2020	1.066	9,35	Ninh Thuận
	BCG	BCG- Long An 1	ĐMT mặt đất	100%	41	06/2019	1.167	9,35	Long An
		BCG-Long An 2	ĐMT mặt đất	100%	101	08/2020	2.418	7,09	Long An
		BCG Vĩnh Long	ĐMT mặt đất	51%	49	12/2020	1.184	7,09	Vĩnh Long
		Phù Mỹ	ĐMT mặt đất	51%	330	12/2020	6.452	7,09	Bình Định

CÁC DỰ ÁN NLTT MỞ RỘNG CÁC DOANH NGHIỆP

	Loại hình	Công suất (MW)	Giá bán điện (VND/kWh)		Địa điểm
ĐIỆN GIÓ	PC1	Mục tiêu đến năm 2025, mở rộng công suất NLTT lên đến 350 MW, hợp tác và phát triển thành công 1.000 MW điện gió Offshore.			
	REE	Đến năm 2025, nâng gấp đôi công suất tái tạo năm 2021.			
	GEG	Tân Phú Đông 1	100	1587,1	Tiền Giang
		VPL 2 Bến Tre	20	n/a	Bến Tre
	HDG	Ea H'Leo	20	n/a	Dak Lak
		Hướng Phùng	30	n/a	Quảng Trị
		Phước Hữu	50	n/a	Ninh Thuận
		Trang trại điện gió	40	n/a	Sóc Trăng
	BCG	Cà Mau GĐ 1	100	1587,1	Cà Mau
		Cà Mau GĐ 2-3	200	n/a	Cà Mau
		Trà Vinh GĐ 1	80	1587,1	Trà Vinh
		Trà Vinh GĐ 2	120	n/a	Trà Vinh
		Sóc Trăng	50	n/a	Sóc Trăng
	LIG	LIG Hướng Hóa 1	48	1587,1	Quảng Trị
		LIG Hướng Hóa 2	48	1587,1	Quảng Trị
ĐIỆN MẶT TRỜI	GEG	Đức Huệ 2	49	1184,9	Long An
	BCG	Krong Pa 2	49	1184,9	Gia Lai

Nguồn: VCBS tổng hợp

Các dự án của PC1 và REE đã vận hành đúng thời hạn được hưởng giá FIT và 02 doanh nghiệp trên không có dự án chuyển tiếp mới.

Đối với GEG, hiện doanh nghiệp có 02 dự án được phân loại là dự án chuyển tiếp gồm (1) dự án điện gió Tân Phú Đông 1 (100MW), đã khởi công vào năm 2022 và dự kiến sẽ hoàn thành trong năm 2023; (2) dự án điện mặt trời Đức Huệ 2 (49MWp). Ngoài ra, GEG còn 1 trụ điện gió tại dự án VPL với tổng công suất 4,8 MW đã hoàn thành nhưng chưa kịp COD đúng hạn.

Đối với BCG, hiện doanh nghiệp đang có 03 dự án được phân loại là dự án chuyển tiếp gồm (1) dự án điện gió Cà Mau GĐ 1 (100MW) hiện chuẩn bị hoàn thành trạm biến áp và tiến hành đóng cọc; (2) dự án điện gió Trà Vinh GĐ 1 (100MW) đang tiến hành ép cọc; (3) dự án điện mặt trời Krong Pa 2 (49MWp).

ĐÁNH GIÁ VÀ KHUYẾN NGHỊ CỦA VCBS VỀ TÁC ĐỘNG CỦA CƠ CHẾ GIÁ MỚI ĐỐI VỚI CÁC DOANH NGHIỆP NIÊM YẾT

Cơ chế giá mới sẽ là cơ sở để các chủ đầu tư các dự án NLTT đàm phán giá bán điện với EVN

Cơ chế giá mới sẽ là cơ sở để các doanh nghiệp chưa kịp phát điện có thể đàm phán giá bán điện và bắt đầu vận hành, tạo ra dòng tiền bù đắp chi phí như: chi phí vận hành, bảo dưỡng, chi phí khấu hao và chi phí lãi vay. Các doanh nghiệp sẽ trực tiếp hưởng lợi từ cơ chế giá như: GEG và BCG. Mặc dù mức giá mới thấp hơn dự kiến nhưng đây sẽ là điều kiện để các dự án trên bắt đầu phát điện. Tuy nhiên, với mức giá mới giảm khá mạnh (-17%) sẽ ảnh hưởng đến kế hoạch kinh doanh, tỷ suất sinh lợi và kế hoạch trả nợ do phần lớn vốn đầu tư dự án được tài trợ bởi nợ vay.

Các doanh nghiệp có dự án được hưởng giá FIT sẽ có hiệu quả đầu tư dự án cao hơn

Các doanh nghiệp có dự án kịp vận hành thương mại trước thời hạn được hưởng giá FIT ưu đãi như PC1, REE và GEG sẽ có hiệu quả đầu tư dự án tốt hơn rất nhiều so với các doanh nghiệp có dự án được phân loại là dự án chuyển tiếp.

Các doanh nghiệp đang có kế hoạch mở rộng công suất lớn sẽ cần phải tiết giảm chi phí đầu tư đáng kể

Hiện nay, xu hướng giảm giá thành sản xuất điện gió trên thế giới chủ yếu đến từ tiến bộ khoa học công nghệ và cơ chế đầu thầu khuyến khích các doanh nghiệp tiết giảm chi phí quản lý, vận hành dự án hiệu quả hơn. Đối với các chủ đầu tư ở Việt Nam, các thiết bị công nghệ dự án NLTT hầu hết được nhập khẩu từ các thị trường khác như Trung Quốc, Ấn Độ và châu Âu, để có thể cải thiện hiệu quả đầu tư dự án, các doanh nghiệp cần lựa chọn những vị trí tốt hơn để triển khai dự án như các khu vực có tốc độ gió tốt và lượng bức xạ mặt trời lớn để cải thiện hệ số công suất (Capacity Factor), gia tăng sản lượng bởi vì yếu tố vận tốc gió sẽ có tác động lớn nhất đến sản lượng điện. Ngoài ra, doanh nghiệp có thể cải thiện yếu tố diện tích quét và mật độ không khí bằng cách cải thiện chiều cao của trụ tháp và độ dài cánh quạt.

$$\text{Công suất điện gió } P = 0,5 \times \text{diện tích quét} \times \text{mật độ không khí} \times V^3$$

Đối với các dự án điện gió trên bờ: chúng tôi sử dụng các thông số đầu vào ở Phụ lục 1 và theo thông số thiết bị của Vestas (Phụ lục 3).

Bảng phân tích độ nhạy giữa vận tốc gió với IRR và NPV dự án

Vận tốc gió (m/s)	6	6,5	6,8	7	7,2	7,5	7,8	8	8,2
IRR	7,1%	8,6%	9,5%	10,1%	10,6%	11,4%	12,3%	12,8%	13,3%
NPV	(472)	(283)	(170)	(94)	(19)	95	208	284	360

Nguồn: VCBS ước tính

Với mức giả định WACC = 10,75% (Phụ lục 1), để các dự án đầu tư mang lại hiệu quả cao (WACC > IRR) và NPV > 0, doanh nghiệp nên lựa chọn các khu vực có tốc độ gió tốt với vận tốc gió ở mức trên 7,2 m/s. Ở Việt Nam hiện nay, khu vực tiềm năng nhất để có thể đạt được vận tốc như trên thuộc khu vực từ Bình Thuận đến Cà Mau, khoảng cách từ 300km tính từ bờ là nơi có tốc độ gió đạt từ 7 m/s đến 11 m/s (Phụ lục 4).

Phân tích độ nhạy giữa Chi phí lãi vay, Vận tốc gió và NPV của dự án điện gió trên bờ

		Chi phí lãi vay (Rd)						
		6,50%	7,50%	8,50%	9,50%	10,50%	11,50%	12,50%
Vận tốc gió (m/s)	6,5	(118)	(154)	(188)	(221)	(253)	(283)	(313)
	7,0	92	52	14	(24)	(60)	(94)	(128)
	7,2	177	135	94	55	18	(19)	(54)
	7,5	303	258	215	174	134	95	57
	7,8	429	382	336	292	249	208	169
	8,0	513	464	417	371	327	284	243
	8,2	598	547	497	450	404	360	317

Ngoài yếu tố về điều kiện tự nhiên, chi phí lãi vay cũng là một yếu tố quan trọng quyết định hiệu quả của dự án. Với những tín hiệu lạm phát đang dần tạo đỉnh, mặt bằng lãi suất toàn cầu được kỳ vọng sẽ hạ nhiệt trong thời gian tới. Các doanh nghiệp có vị thế tài chính lành mạnh, tiếp cận được nguồn vốn vay ưu đãi của các định chế tài chính lớn sẽ có lợi thế khi đầu tư phát triển dự án.

TÁC ĐỘNG CHÍNH SÁCH ĐỐI VỚI CÁC DOANH NGHIỆP NIÊM YẾT

Doanh nghiệp	Đánh giá tác động của chính sách giá mới
PC1	Các dự án điện gió của PC1 (144 MW) đã kịp vận hành thương mại trước 31.10.2021 để hưởng giá FIT và doanh nghiệp hiện đang không có dự án chuyển tiếp. PC1 sẽ có hiệu quả đầu tư dự án tốt hơn nhờ được hưởng mức giá ưu đãi cao hơn 18% so với mức giá mới.
REE	REE hiện cũng đã kịp đưa vào vận hành các dự án NLTT trước thời hạn được hưởng giá FIT với tổng công suất điện gió 126,9 MW và 132,2 MWp công suất điện mặt trời áp mái. Hiệu quả đầu tư dự án của REE sẽ tốt hơn so với các doanh nghiệp có dự án chuyển tiếp.
GEG	GEG sẽ là doanh nghiệp được hưởng lợi khi cơ chế giá mới được ban hành mặc dù mức giá bán thấp hơn kỳ vọng ban đầu của chúng tôi. GEG còn 1 trụ điện gió với công suất 4,8MW tại dự án VPL 1 sẽ có thể bắt đầu đàm phán giá và phát điện. Cơ chế giá mới cũng sẽ là tín hiệu tốt cho các dự án đang triển khai như Tân Phú Đông 1(100MW) và sẽ là cơ sở để triển khai các dự án đã hoàn tất thủ tục pháp lý như VPL 2 (30MW) và Đức Huệ 2 (49MWp).
BCG	BCG cũng sẽ là doanh nghiệp được hưởng lợi khi có nhiều dự án đang triển khai như: 02 dự án điện gió: Cà Mau 1 (100MW), Trà Vinh 1(80MW) và dự án điện mặt trời Krong Pa 2 (49MWp).
HDG	Chính sách giá mới sẽ không ảnh hưởng đến các dự án mà HDG đang triển khai do 3 dự án NLTT trước đây đã kịp vận hành và hưởng giá FIT, 04 dự án điện gió mới trong kế hoạch triển khai không được phân loại vào dự án chuyển tiếp và sẽ phải chờ cơ chế giá cho dự án mới từ EVN và Bộ Công Thương.

DOANH NGHIỆP TRIỂN VỌNG

Doanh nghiệp	Doanh thu				LNST				EV/EBITDA	Giá thị trường	Giá mục tiêu	Upside
	2022F	YoY	2023F	YoY	2022F	YoY	2023F	YoY				
PC1	8.611	-12,4%	12.503	45,2%	429	-43,8%	865	101,4%	9,0	23.900	29.000	21,3%
REE	8.016	38,0%	8.584	7,1%	2.857	33,8%	2.778	-2,7%	8,8	73.100	71.800	-1,8%
GEG	2.037	47,5%	2.632	29,2%	550	69,2%	402	-26,9%	8,9	15.000	21.400	42,7%

Nguồn: VCBS ước tính

CTCP TẬP ĐOÀN PC1 (PC1)

KHUYẾN NGHỊ: MUA – GIÁ MỤC TIÊU 29.000 đồng/cp (+21,3%)

KQKD 9T.2022

PC1 ghi nhận DTT đạt 5.997 tỷ đồng (-21,8% yoy) và LNST đạt 252 tỷ đồng (-56,5%). KQKD 9T.2022 sụt giảm mạnh so với cùng kỳ do: (1) Doanh thu mảng xây lắp sụt giảm mạnh do khối lượng backlog chuyển tiếp từ cuối năm 2021 ở mức thấp; (2) Tiến độ triển khai các dự án bất động sản chậm hơn dự kiến; (3) Chi phí lãi vay tăng cao và khoản lỗ chênh lệch tỷ giá lớn. KQKD được bù đắp bởi sự tăng trưởng ấn tượng của mảng năng lượng.

TRIỂN VỌNG DOANH NGHIỆP

(1) PC1 hiện đã đưa vào vận hành thành công 3 dự án điện gió với tổng công suất 144 MW trong năm 2021 và được hưởng mức giá ưu đãi 8,5 UScents/kWh, nhờ đó doanh nghiệp sẽ có được hiệu quả đầu tư dự án tốt hơn nhờ được hưởng mức giá bán cao hơn 18%.

(2) Mảng khai khoáng của PC1 dự kiến sẽ sản xuất thành phẩm vào năm Q2.2023 và đóng góp 739 tỷ đồng doanh thu và 215 tỷ đồng LNG nhờ vào các yếu tố tích cực hỗ trợ giá Niken trên thị trường.

(3) KCN Yên Phong II-A dự kiến sẽ bắt đầu cho thuê vào năm sau với mức giá cho thuê ước tính đạt 150USD/m2/chu kỳ thuê, chúng tôi ước tính PC1 có thể ghi nhận 122 tỷ đồng lợi nhuận liên kết từ dự án trên. Tuy nhiên, chúng tôi cho rằng kế hoạch mở rộng công suất NLTT sẽ gặp nhiều thách thức trong bối cảnh giá NVL vẫn duy trì ở mức cao và giá điện NLTT không còn được ưu đãi như giai đoạn trước.

CTCP CƠ ĐIỆN LẠNH (REE)

KHUYẾN NGHỊ: TRUNG LẬP – GIÁ MỤC TIÊU 71.800 đồng/cp (-1,8%)

Chúng tôi điều chỉnh Re từ mức 11,7% lên 14,3% để phản ánh các rủi ro gia tăng gần đây.

KQKD 9T.2022 KHẢ QUAN

REE ghi nhận DTT đạt 6.302 tỷ đồng (+61,1% yoy) và LNST đạt 1.971 tỷ đồng (+85,4% yoy). Mức tăng trưởng ấn tượng của mảng năng lượng đóng góp lớn với DTT thủy điện đạt 861 tỷ đồng (+125,8% yoy) nhờ điều kiện thủy văn thuận lợi, các dự án điện gió mới cũng đóng góp đáng kể vào mức tăng trưởng chung với DTT đạt 125 tỷ đồng (+285,3% yoy). Mảng cho thuê văn phòng cũng ghi nhận sự phục hồi khi tỷ lệ lấp đầy cải thiện lên mức 99% và REE không còn giảm giá thuê hỗ trợ khách hàng. Mảng cơ điện cũng cho thấy các tín hiệu khả quan khi các dự án được thi công bắt đầu nghiệm thu và ghi nhận doanh thu. Chi phí lãi vay tăng mạnh do không còn được vốn hóa lãi vay, 649 tỷ đồng (+38,8% yoy).

TRIỂN VỌNG DOANH NGHIỆP

(1) Giá trị ký mới thấp hơn dự kiến và chúng tôi điều chỉnh LNST mảng M&E xuống còn 98 tỷ đồng (-7,6%) so với báo cáo lần trước.

(2) Mảng năng lượng của REE sẽ không còn sự tăng trưởng mạnh trong năm sau do hiện tượng Lanila đang dần suy yếu và được dự báo sẽ chuyển sang trạng thái El Nino vào cuối năm nay, REE hiện cũng đang trong giai đoạn khảo sát các dự án điện gió mới và sẽ chưa có dự án mới đi vào vận hành trong năm nay. REE cũng sẽ có được hiệu quả đầu tư dự án tốt hơn nhờ được hưởng mức giá ưu đãi cho các dự án điện gió (127MW) và điện mặt trời (132MWp).

(3) Động lực tăng trưởng chính trong năm sau sẽ đến từ mảng cho thuê văn phòng với tòa nhà E.town 6, chúng tôi kỳ vọng tỷ lệ lấp đầy đạt khoảng 70% và mức giá cho thuê đạt 26USD/m2/tháng. Etown 6 dự kiến sẽ mang lại 246 tỷ đồng doanh thu cho REE.

CTCP ĐIỆN GIA LAI (GEG)

KHUYẾN NGHỊ: MUA – GIÁ MỤC TIÊU 21.400 đồng/cp (+42,7%)

Chúng tôi nâng lãi suất chiết khấu lên 13,7% để phản ánh các rủi ro gia tăng gần đây và điều chỉnh giảm mức giá mục tiêu của GEG giảm 26%.

KQKD 9T.2022 KHẢ QUAN

GEG ghi nhận DTT đạt 1.597 tỷ đồng (+70,3% yoy) do đóng góp từ 125,2 MW điện gió vận hành từ cuối năm 2021. KQKD có sự suy giảm nhẹ trong Q2 và Q3 do mùa gió chính thường diễn ra từ tháng 11 đến tháng 2 hàng năm.

Doanh thu tài chính tăng mạnh lên 190 tỷ đồng, trong đó 165 tỷ đồng đến từ việc GEG đã hoàn thành việc thoái vốn tại CTCP Năng lượng Tái tạo số 1 – sở hữu 100% cổ phần tại 02 dự án Tân Phú Đông 1 và Tân Phú Đông 2.

Chi phí lãi vay tăng mạnh do không còn được vốn hóa, đạt 431 tỷ đồng (+72,4% yoy).

LNST đạt 349 tỷ đồng (+65,6% yoy).

TRIỂN VỌNG DOANH NGHIỆP

Dự án Tân Phú Đông 1 được phân loại là dự án chuyển tiếp và sẽ được hưởng mức giá 6,72UScents/kWh, thấp hơn 23,6% so với giả định trước đây của chúng tôi.

Ngoài ra, giá bán của một dự án chuyển tiếp khác là ĐMT Đức Huệ 2 ở mức 5,02 UScents/kWh, thấp hơn 20% so với giả định trước đây của chúng tôi (6,3 UScents/kWh), hiện tại do dự án vẫn còn đang vướng mắc về thủ tục pháp lý nên chúng tôi chưa đưa dự án Đức Huệ 2 vào mô hình định giá. Dù mức giá mới thấp hơn dự kiến ban đầu và ảnh hưởng chung đến hiệu quả dự án nhưng với việc đưa các dự án trên vào vận hành sẽ giúp gia tăng đáng kể công suất và sản lượng NLTT.

GEG là doanh nghiệp được hưởng lợi khi cơ chế giá mới được ban hành mặc dù thấp hơn kỳ vọng ban đầu, nhưng sẽ là cơ sở để doanh nghiệp gia tăng công suất điện gió thêm 77%. Chúng tôi cho rằng GEG vẫn đang giữ vững vị thế hàng đầu trong lĩnh vực NLTT và đang có cơ sở tốt để thực hiện kế hoạch mở rộng công suất. Chúng tôi vẫn duy trì khuyến nghị MUA với GEG.

PHÂN TÍCH ẢNH HƯỞNG ĐỐI VỚI NPV VÀ IRR CỦA DỰ ÁN

Ảnh hưởng của giá bán điện mới đối với NPV và IRR của dự án điện gió và điện mặt trời:

Các chi phí đầu tư của một dự án được ước tính theo báo cáo của IRENA:

Phụ lục 1. Dự án điện gió trên bờ

THÔNG SỐ DỰ ÁN		
Tổng vốn đầu tư (Tỷ đồng)	2.120	
Công suất (MW)	48	
Tốc độ gió trung bình (m/s)	6,5	
Capacity Factor	35%	
Sản lượng dự kiến (Tr.kWh)	147	
Cơ cấu chi phí đầu tư ban đầu		
Thiết kế và quản lý	0,7%	15
Chi phí tài chính	1,5%	32
Chi phí phát triển dự án	1,6%	34
Chi phí lắp đặt	2,8%	59
Chi phí vận hành	2,8%	59
Nền móng	5,2%	110
Chi phí dự phòng	6,0%	127
Hạ tầng kết nối	9,0%	191
Tháp	14,0%	297
Rotor	21,4%	454
Thanh trụ	35,0%	742
Tổng	100,0%	2.120
GIÁ ĐỊNH VỀ WACC		
Re	11%	
Rd	11,5%	
Vốn chủ sở hữu	30%	
Nợ vay	70%	
Thuế suất TNDN	11,50%	
WACC	10,75%	

Ảnh hưởng đối với NPV và IRR của dự án

ĐIỆN GIÓ TRÊN BỜ				ĐIỆN GIÓ NGOÀI KHƠI			
GIÁ FIT		GIÁ MỚI		GIÁ FIT		GIÁ MỚI	
NPV	210	NPV	(281)	NPV	569	NPV	63
IRR	12%	IRR	9%	IRR	15%	IRR	11%

Phụ lục 2. Dự án điện mặt trời

THÔNG SỐ DỰ ÁN	
Dự án điện mặt trời	
Công suất (MWp)	86
Vốn đầu tư (Tỷ đồng)	1.010
Giá bán điện (USCents)	7,09
Utilization rate	80%
Sản lượng điện tối đa (Triệu kWh)	603
Số giờ hoạt động mỗi ngày	4,2
Sản lượng ước tính (Triệu kWh)	105
O&M cost (USD/MWp)	15

GIÁ ĐỊNH VỀ WACC	
Re	11%
Rd	11,5%
Vốn chủ sở hữu	30%
Nợ vay	70%
Thuế suất TNDN	11,50%
WACC	10,75%

Ảnh hưởng đối với NPV và IRR của dự án

DIỆN MẶT TRỜI MẶT ĐẤT			
GIÁ FIT		GIÁ MỚI	
NPV	526	NPV	270
IRR	15%	IRR	9%

Phụ lục 3. Thông số kỹ thuật chuẩn của một dự án điện gió của Vestas

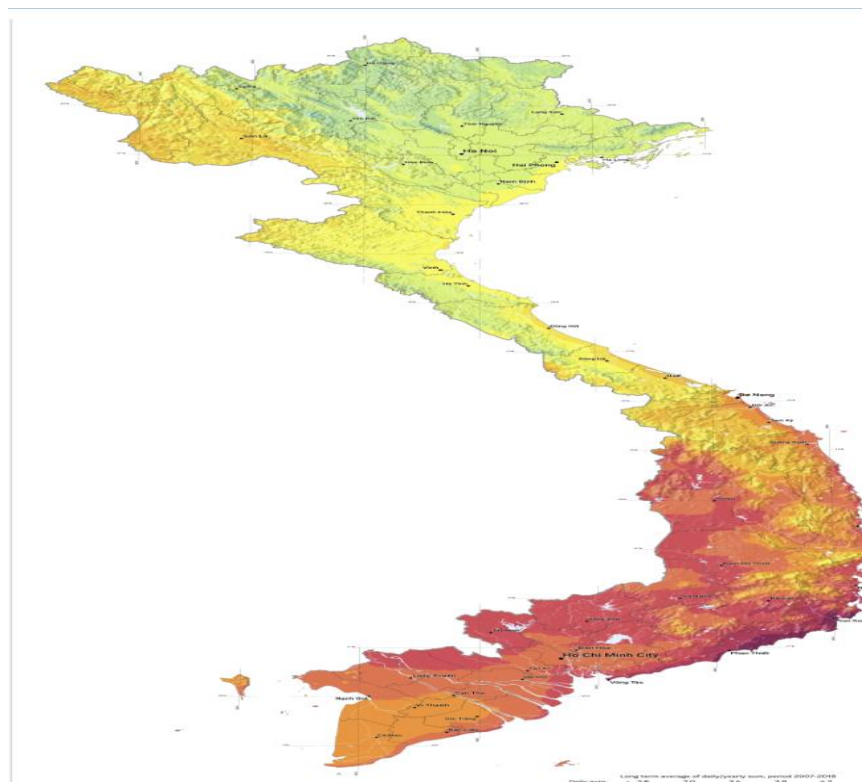
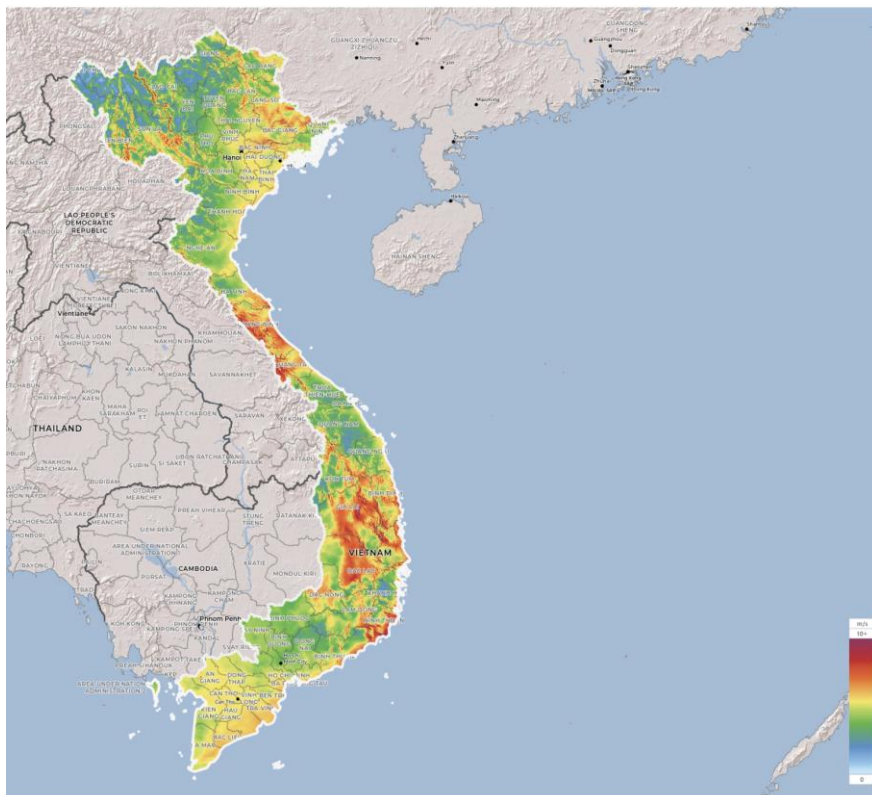
V136-4.2 MW™ IEC IIB/IEC S
Facts & figures

POWER REGULATION	Pitch regulated with variable speed	BLADE DIMENSIONS	
OPERATING DATA		Length	66.7m
Rated power	4,000 kW (4,200 kW)	Max chord	4.1m
Cut-in wind speed	3m/s	Max weight per unit for transportation	70 metric tonnes
Cut-out wind speed	25m/s	TURBINE OPTIONS	
Rc cut-in wind speed	23m/s	• High Wind Operation	
Wind class	IEC IIB/IEC S	• Load Optimised Modes down to 3.6 MW	
Standard operating temperature range from -20°C to +45°C with de-rating below 30°C (4,000 kW)		• Condition Monitoring System	
Sub-zero different temperature options		• Service Personnel Lift	
SOUND POWER		• Vestas Ice Detection™	
Maximum	103.9 dBA(1)	• Low Temperature Operation to -30°C	
Sound Optimised modes dependent on site and country		• Fire Suppression	
ROTOR		• Shadow detection	
Rotor diameter	136m	• Vestas Blade Protection System	
Swept area	14,527 m²	• Aviation Lights	
Air brake	Full blade feathering with 3 pitch cylinders	• Aviation Markings on the Blades	
ELECTRICAL		• Vestas weather light	
Frequency	50/60 Hz	SUSTAINABILITY	
Converter	Full scale	Carbon Footprint	5.4g CO ₂ / kWh
GEARBOX		Return on energy break-even	6 months
Type	Two planetary stages and one helical stage	Lifetime return on energy	41 times
TOWER		Recyclability rate	86%
Hub heights	Site and country specific	Carbonpayback (2) based on height and wind class IEC	Depends on site specific conditions. Metrics are based on preliminary design data, the estimate verified through assessment will be made publicly available on vestas.com once finalised.
NACELLE DIMENSIONS		ANNUAL ENERGY PRODUCTION	
Height for transport	3.5m		
Height installed (incl. Cooler Top*)	8.4m		
Length	12.95m		
Width	3.98m		
HUB DIMENSIONS			
Max transport height	3.5m		
Max transport width	3.7m		
Max transport length	5.5m		

Assumptions: The reference is 100% availability, 70% hours of operation, standard air density 1.225, wind speed at hub height.

Nguồn: Vestas

Phụ lục 4. Tiềm năng kỹ thuật về điện gió và điện mặt trời tại Việt Nam



Nguồn: VCBS tổng hợp

ĐIỀU KHOẢN SỬ DỤNG

Báo cáo này và/hoặc bất kỳ nhận định, thông tin nào trong báo cáo này không phải là các lời chào mua hay bán bất kỳ một sản phẩm tài chính, chứng khoán nào được phân tích trong báo cáo và cũng không là sản phẩm tư vấn đầu tư hay ý kiến tư vấn đầu tư nào của VCBS hay các đơn vị/thành viên liên quan đến VCBS. Do đó, nhà đầu tư chỉ nên coi báo cáo này là một nguồn tham khảo. VCBS không chịu bất kỳ trách nhiệm nào trước những kết quả ngoài ý muốn khi quý khách sử dụng các thông tin trên để kinh doanh chứng khoán.

Tất cả những thông tin nêu trong báo cáo phân tích đều đã được thu thập, đánh giá với mức cẩn trọng tối đa có thể. Tuy nhiên, do các nguyên nhân chủ quan và khách quan từ các nguồn thông tin công bố, VCBS không đảm bảo về tính xác thực của các thông tin được đề cập trong báo cáo phân tích cũng như không có nghĩa vụ phải cập nhật những thông tin trong báo cáo sau thời điểm báo cáo này được phát hành.

Báo cáo này thuộc bản quyền của VCBS. Mọi hành động sao chép một phần hoặc toàn bộ nội dung báo cáo và/hoặc xuất bản mà không có sự cho phép bằng văn bản của VCBS đều bị nghiêm cấm.

THÔNG TIN LIÊN HỆ

Mọi thông tin liên quan đến báo cáo trên, xin quý khách vui lòng liên hệ:

Trần Minh Hoàng
Giám đốc Phân tích Nghiên cứu
tmhoang@vcbs.com.vn

Lý Hoàng Anh Thi
Phó Giám đốc Phân tích Nghiên cứu
lhathi@vcbs.com.vn

Bùi Võ Thế Vinh
Chuyên viên Phân tích Nghiên cứu
bvtvinh@vcbs.com.vn

CÔNG TY CHỨNG KHOÁN VIETCOMBANK

<http://www.vcbs.com.vn>