**BEFORE THE GEORGIA PUBLIC SERVICE COMMISSION**

In Re: Georgia Power Company’s

2023 Fuel Cost Recovery (FCR)

Application

)

)

)

Docket No. 44902

**DIRECT TESTIMONY**

**OF**

**BRENT ALDERFER**

**ON BEHALF OF SIERRA CLUB AND SOUTHERN ALLIANCE FOR CLEAN ENERGY**

**(“SACE”)**

**April 14, 2023**

1

2

**Q:**

**A:**

**PLEASE STATE YOUR NAME, POSITION, AND ADDRESS.**

My name is Brent Alderfer. I am a former public service Commissioner, an energy project

3

developer and policy advisor. My address is Meetinghouse Rd, New Hope, Pennsylvania.

4

5

6

**Q:**

**A:**

**Q:**

**ON WHOSE BEHALF ARE YOU TESTIFYING IN THIS CASE?**

Sierra Club and Southern Alliance for Clean Energy (“SACE”).

**PLEASE DISCUSS YOUR RELEVANT EXPERIENCE, PROFESSIONAL EXPERTISE,**

7

**AND EDUCATIONAL BACKGROUND.**

8

**A:**

I have a law degree from Georgetown University and an electrical engineering degree from

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

26

Northeastern University.

I am cofounder and CEO of a company that developed utility-scale solar generation starting in

2010. We developed several gigawatts of utility-scale solar early in the commercialization of solar for

utilities across the country, bringing the price down to compete in competitive bidding with other

technologies. We developed the Butler Solar project here in Georgia, which was selected by Georgia Power

through a competitive bid process and included in its 2015 energy portfolio. The project was purchased in

2015 by Southern Power, a subsidiary of Southern Company. By 2021 we had developed several gigawatts

of solar projects and built a pipeline of about 10 gigawatts of solar projects under development. At the end

of 2021 we sold the solar development company to AES Corporation, a global diversified energy company

rapidly expanding renewable energy assets. I have no financial interest in AES or in solar project

development.

In the decade prior to 2010 we developed utility-scale wind farms. We originated early wind

projects with utility green pricing programs in partnership with 15 different utilities as the economics of

wind generation in moderate wind regimes improved. As the economics of wind technology continued to

improve at scale, we developed larger wind projects and by 2005 had originated about two gigawatts of

projects. We sold the wind development company in 2006 to Iberdrola, a Spanish utility and largest owner

of renewable energy at the time. I worked for Iberdrola for several years as they entered the U.S. market

and built out the pipeline of wind projects in the U.S. They now own eight utilities in the U.S. serving about

1

2

3

4

3 million customers under the name Avangrid. I have no financial interest in Iberdrola, Avangrid or wind

development. Prior to wind and solar development, I was a utility Commissioner on the Colorado Public

Utility Commission. Prior to that I practiced law in corporate and commercial practice in Denver and

Philadelphia. I have attached a copy of my CV to my testimony (BA-Exhibit 1).

5

6

7

8

**Q:**

**A:**

**Q:**

**A:**

**HAVE YOU PREVIOUSLY TESTIFIED BEFORE THIS COMMISSION?**

No.

**WHAT IS THE FOCUS OF YOUR CURRENT WORK?**

Currently, I am working and advising on projects delivering favorable economics in the transition

9

10

11

to reliable, clean energy portfolios. I serve on the board of New Energy Economics, a 501(c)(3) organization

offering non-partisan data-driven analysis on energy policy options that result in clean-energy paths to

lower utility rates, maintain reliability, and foster economic development for communities and states.

12

13

**Q:**

**A:**

**WHAT IS THE PURPOSE OF YOUR TESTIMONY?**

In my testimony, I provide the following:

14

●

A review of the drivers of Georgia Power’s proposed fuel cost increase, including

15

16

increasing fuel prices, greater fuel price volatility, and increased reliance on natural gas

generation in Georgia Power’s portfolio;

17

●

Forward planning assumptions based on rising fuel prices and fuel price volatility

18

19

and their impact on rates and on Georgia Power’s ability to make prudent necessary

investments in the future;

20

21

●

●

Tools for the Commission to mitigate and hedge fuel-cost risks;

A summary of the shared economics of adding renewable generation including

22

additional solar generation to the utility portfolio;

23

●

Considerations in applying the “just and reasonable” statutory standard to the

24

25

26

**Q:**

**A:**

sudden and extreme fuel-cost increases underlying this and future fuel cases.

**WHAT DOCUMENTS DID YOU REVIEW IN PREPARING THIS TESTIMONY?**

I reviewed:

Page 2

1

2

3

4

5

(i) The direct testimony of Sarah P. Adams and Adam D. Houston on behalf of Georgia Power

Company, and

(ii) Section 46-2-26 of the Georgia Code: Restriction as to Utilization of Fuel-Adjustment Tariffs;

Procedure for Rate Change by Utility Based Solely on Change in Fuel Costs; Extent of Commission's Power

Over Rate Changes; Disclosure Requirements for Utilities Seeking Rate Change

6

**Q:**

**PLEASE SUMMARIZE YOUR FINDINGS AND RECOMMENDATIONS IN THIS CASE.**

7

·

Planning assumptions going forward need to assume, prepare for and reduce

8

exposure to higher and more volatile natural gas prices;

9

·

High concentrations of natural gas generation in the portfolio multiply the rate

10

shock from increases and swings in fuel prices;

11

·

Renewable generation as a fuel-free resource lowers electricity costs and provides

12

an effective long-term hedge against high and volatile fuel prices;

13

·

Economics of utility-scale solar allow fuel savings to utility customers on the order

14

15

of the fuel cost shocks at issue in this case, while at the same time offering investment

earning potential for the utility;

16

·

Rapid and irreversible structural changes in and exposure to global markets require

17

18

19

**Q:**

an update of low fuel-price assumptions and resulting resource decisions as a fundamental

underlying element of just and reasonable allocation of fuel costs.

**IN GEORGIA, HOW ARE UTILITY FUEL COSTS INCLUDED IN CUSTOMER**

20

**UTILITY BILLS?**

21

**A:**

As part of the “Jurisdiction, Powers and Duties Generally” of the Public Service Commission, the

22

23

24

25

Georgia Code provides a procedure for the utility to change customer rates “based solely on change in fuel

costs”. O.C.G.A. 46-2-26. The statute requires Commission review under a just and reasonable standard

with the burden of proof on the utility to show that an “increased rate, based on fluctuations in fuel costs,

is just and reasonable” O.C.G.A. § 46-2-26(d).

Page 3

1

**Q:**

**IS THIS A COMMON WAY FOR COMMISSIONS TO APPROVE FUEL COST**

2

**RECOVERY?**

3

**A:**

Yes, since the late 1970s when swings in fuel prices tied to global oil embargos and global oil

4

5

6

7

8

9

demand first appeared many states adopted fuel cost recovery mechanisms to “pass through” fuel price

increases directly to customers outside of full utility rate cases that otherwise establish just and reasonable

customer rates and utility earnings. Georgia Power recently completed a rate case with new rates taking

effect January 1st of this year. This fuel cost recovery case filed so closely upon the recent rate case

illustrates the separation of fuel costs from other elements of utility cost of service and the direct impact of

fuel costs on customer utility bills.

10

**Q:**

**IN GEORGIA POWER’S STATEMENT ON THE PROPOSED FUEL COST INCREASE,**

11

12

13

**THE COMPANY EMPHASIZED THAT IT DOES NOT EARN A PROFIT ON THE FUEL COSTS.**

**HOW SHOULD THAT AFFECT THE COMMISSION’S CONSIDERATION IN THIS**

**PROCEEDING?**

14

**A:**

The utility earns a profit from investments in fuel-burning generation but does not earn

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

profits on fuel purchased for that generation. No party in this case profits from higher fuel costs. The issue

of course is who bears the losses.

There have been objections over the years from consumer advocates and others to one-hundred

percent allocation of fuel risk to customers on grounds of fairness and one-sided risk. Separation of control

and risk removes incentives to control fuel costs and mitigate fuel risks. As long as fuel prices stay low, the

risk is low and the cost burden less significant and so fuel-cost pass-through mechanisms have received

little attention in the recent past. The question for the Commission is what is “just and reasonable” in the

allocation of fuel costs when low fuel prices are no longer the norm.

Two underlying factors have altered the bargain under fuel-adjustment provisions. First, fuel led

by natural gas has entered a period of rapid and extreme price volatility. On its face it is not reasonable to

assume that either customers or the utility can absorb fuel-cost changes of this magnitude in their household

Page 4

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

or business operating budgets, respectively. Unrestrained fuel costs create a no-win situation for the

Commission to allocate unreasonably large and unpredictable costs from which no one benefits.

The second change in the landscape in the last decade is greatly reduced costs (up to 80 percent

reductions) for fuel-free alternatives, including solar, wind, storage and efficiency. Because these resources

use no fuel they hedge fuel prices, lowering the fuel-cost burden on customers and the utility. Georgia

Power has experience with and referenced those fuel-cost hedging benefits in their testimony. Those

benefits are limited currently by the comparatively small levels of renewable energy in the portfolio.

A greater share of renewables in the generation portfolio, in addition to lowering and stabilizing

rates for customers offers an increased investment opportunity. With no fuel costs, virtually all of the

levelized energy cost is capitalized up front, which means a very secure and stable capital investment with

commensurate investment opportunities. Under well-established competitive procedures for securing those

needed resources at the best price, the utility could potentially capitalize on those investments and earn a

profit on them, which as it noted it does not earn on purchasing fuel for the current portfolio.

14

**Q:**

**WITH REGARD TO THE INCREASING BURDEN POSED BY FUEL PRICES, HOW**

15

16

**SHOULD THE COMMISSION ASSESS THE MAGNITUDE OF CURRENT FUEL GAS PRICE**

**SWINGS?**

17

**A:**

Fuel prices have risen in multiples above the low-price assumptions used by Georgia Power in

18

19

20

21

22

23

24

25

26

27

28

29

previous planning and resource decisions. Georgia Power described the cost increases as “unprecedented”:

For electric utilities, like Georgia Power, the impact of elevated fuel prices – particularly the price

of natural gas, which more than tripled between 2020 and 2022 – was especially acute, given their

reliance on natural gas as a critical fuel resource to generate electricity. In addition to natural gas,

commodity prices for coal – another critical fuel resource for electric utilities – reached

unprecedented levels, increasing nearly five-fold from 2020 to 2022. (Direct Testimony of Sarah

P. Adams and Adam D. Houston On Behalf of Georgia Power Company Docket No. 44902 Page

5 of 23.)

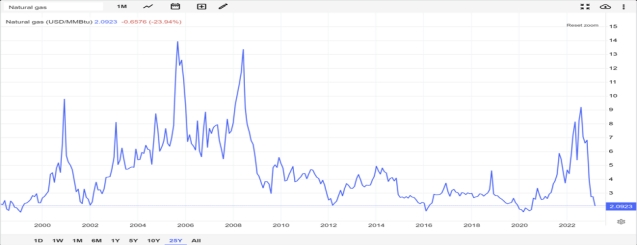
The utility has under-recovered fuel costs of $2 billion over 2 ½ years and projected the bill could

reach $2.6 billion, due to low fuel-cost assumptions. As I will describe later, these cost increases are actually

*not* unprecedented.

Page 5

1



**Q:**

**WHAT ARE THE IMPACTS OF THESE MUCH HIGHER FUEL COSTS ON**

2

3

4

5

6

7

8

9

**CUSTOMERS AND THE UTILITY?**

The impact on the utility customers is an electric bill increase as sudden and extreme as the increase

in fuel costs. There are few options to mitigate the $2.6 billion of excess cost. The utility has proposed

spreading recovery of the shortfall over the next three years and increasing by $2 per month relief for seniors

to ease the burden. Reducing the immediate customer burden at any level is of course desirable and

necessary in the current circumstances, but it doesn’t solve the underlying problem. Without a plan to

address heavy dependency on natural gas fuel cost overruns will continue to burden customers and crowd

out headroom for necessary improvements and investments by the utility going forward.

10

**Q:**

**WITH NATURAL GAS PRICES HAVING COME DOWN CAN THE COMMISSION AND**

11

**RATEPAYERS ASSUME THESE LARGE FUEL COST SPIKES WON’T HAPPEN AGAIN?**

12

**A:**

No. The risk of increased fuel prices and volatility rises over the next decade. Recent price swings

13

14

15

16

17

are not the result of short-term supply and demand issues. As Georgia Power accurately summarized in its

pre-filed testimony, the price increases and volatility are the result of structural changes in global markets

for natural gas, the exposure to which is expanding here in the U.S. We have entered a market where global

forces dominate natural gas prices. Here is the curve of natural gas prices over the last 25 years:

***Figure 1***

18

Page 6

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

It is easy to see on this chart that while recent price increases are unprecedented in the last decade,

they are not unprecedented overall. The recent swings are actually smaller and just beginning in comparison

to the size of price swings and duration of price volatility experienced in the prior decade. The current

drivers of natural gas markets are global with larger and less predictable forces. As Georgia Power

confirmed in its testimony, geopolitical unrest and increasing absorption of domestic production for global

demand with proliferation of Liquid Natural Gas (LNG) terminals in the U.S. now drive natural gas prices.

More LNG export terminals are scheduled to come on-line on the East and Gulf Coasts in 2024. Some have

described these export terminals as potentially “starved” for natural gas supply. At a minimum each

terminal brings competing demand and opens further exposure to global market forces.

Continued high price volatility assumed by Georgia Power is consistent with current industry

prognoses. A recent article in the commodity trade press summarized prospects of continued natural gas

volatility as follows:

"I think volatility is here to stay for the foreseeable future," Citi analyst Paul Diamond told*Argus*.

"The underlying issues causing that step change in the last 24 months are not going away." If one

measures volatility by the number of days an asset moves by more than 7 percent in value, 2022

was the most volatile year for natural gas prices since at least the beginning of the shale era. In

2022, the price for day-ahead delivery at the US benchmark Henry Hub in Louisiana rose or fell

by more than 7 percent on 65 occasions, the most of any year since at least 2009, according to an

*Argus* analysis. So far, the Henry Hub has done so 21 times this year. At that rate, 2023 will be

more volatile than 2022.1

The dangers posed by future price swings is multiplied by the asymmetric risk of fuel price changes.

Given the low fuel-price assumptions in the past, potential savings from downswings in fuel prices are

extremely limited, maybe $1/MMBtu at most since prices stay above zero, whereas there is no cap on

increasing prices that rise by several hundred percent to $14/MMBtu or more as shown on the historical

price chart.

26

**Q:**

**WHAT ASSUMPTIONS SHOULD THE COMMISSION USE FOR FORECASTING**

27

**NATURAL GAS PRICES AND PRICE VOLATILITY GOING FORWARD?**

1

Argus Media. “US Gas Price Volatility Likely To Continue.” Published on 28 March 2023.

Page 7

1

**A:**

The Commission should use the planning assumptions presented by Georgia Power in this case,

2

3

4

5

6

7

which are higher natural gas prices and greater volatility. Georgia Power properly recognized the need

going forward “to respond to the type of sudden and extreme fuel price volatility that impacted global fuel

markets during the FCR-25 period.” (Direct Testimony at page 4 of 21). The response proposed in this case

is a 267% increase (from 15% to 40%) in the amount of future fuel cost increases that would automatically

pass through to customers under the Interim Fuel Recovery Mechanism, without advance review by the

Commission (Direct Testimony at page 4 and 21).

8

9

**Q:**

**A:**

**WHAT DOES THAT MEAN FOR UTILITY CUSTOMERS AND THE UTILITY?**

What it means is more, not less, customer exposure to fuel price increases. It may mean fewer cases

10

11

12

13

14

15

16

17

like this to review bill increases but expanding the Interim Fuel Recovery Mechanism will allow multiple

bill adjustments like this as routine rather than extraordinary events. Planning for more frequent and larger

price pass-throughs is consistent with Georgia Power’s assessment of the structural changes to natural gas

markets that now determine prices. This is not a one-off event. Georgia Power also pointed out that fuel-

price exposure has increased because it has increased natural gas fired generation in its portfolio, which

multiplies any given fuel price increase into higher total dollar fuel costs passed on to customers. Whether

less Commission review of future fuel-cost pass-throughs is the right response is the underlying issue in

this case.

18

**Q:**

**ARE THERE WAYS TO MITIGATE FUEL COSTS AND FUEL COST VOLATILITY TO**

19

**AVOID RATE-SHOCK IN THE FUTURE?**

20

**A:**

Yes, Georgia Power referenced it in the direct testimony of Ms. Adams and Mr. Houston. After

21

22

23

24

25

26

27

noting that the dollar per megawatt-hour costs for coal, natural gas, and nuclear generation resources are

projected to increase 97%, 82%, and 17%, respectively, the testimony stated that renewable generation

lowers the cost of fuel, adding a planned increase in renewable resources:

“Generation from renewable resources – which lowers the cost of fuel – is estimated to increase

almost 1,150 gigawatt hours (“GWh”) or 41%.” (Direct Testimony of Ms. Adams and Mr. Houston

at 15).

Page 8

1

2

3

4

5

6

That current planned increase in renewables amounts to about 1.4% of total load.

At the average price of $5.14 per mmbtu projected for FCR-26 test period (Direct Testimony of

Ms. Adams and Mr. Houston at 15) the increase in renewable resources proposed by Georgia Power saves

about $140 million over the three-year period proposed for recovery of the fuel cost excess. By comparison,

under the same assumptions, adding solar generation equal 10% of total load would save about $1 billion

in fuel costs over three years and additionally thereafter.

7

**Q:**

**THAT LEVEL OF FUEL SAVINGS WOULD CERTAINLY BE WELCOMED BY**

8

**CUSTOMERS. HOW WOULD IT WORK FOR THE UTILITY?**

9

**A:**

The economics of solar and other renewables at utility scale are competitive with natural gas and

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

26

coal fired generation on a levelized-cost-of-energy basis. That means, simply by buying renewable energy

under long-term contracts, the utility can lock in energy savings and hedge against future fuel price swings.

As mentioned, capital investment in renewable energy generation offers additional benefits for the

utility if the Commission allows such investments. With no fuel costs, virtually all of the levelized cost of

renewable energy is upfront capital expense, with very low ongoing-operating costs. Twenty-five-year

product warranties are standard for solar projects, which now have decades of proven operating history and

rock-solid results with no volatility and no surprises. That is a gold standard for capital investment. With

no fuel cost, dollars formerly expended on fuel are invested as upfront capital.

As an example, based on the numbers in this case, adding another 10% solar would mean about 3.5

gigawatts of new solar capacity, which after accounting for tax credits would mean a total capital

expenditure approximately the same as the amount sought in recovery in this one fuel case. In addition to

bill savings for customers, utility investment in some part of that portfolio would increase utility earnings,

strengthening the financial health of the utility, which is always a consideration of the Commission. This

has been described as a “steel for fuel” strategy and brings the win-win benefits of renewable energy home

to the broadest range of Georgia beneficiaries.

There are additional economic development benefits available from investing in renewable energy.

Under last year’s Federal amendments, there are significant adders to the applicable tax credits for domestic

Page 9

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

content and for preferred redevelopment sites in the state. In addition, in the state-on-state competition for

U.S. based manufacturing, which has experienced a surge of proposals, sites that cannot offer clean

renewable electricity have lost out to competing sites that can. Given that the fundamental economics are

favorable, there is no reason not to capitalize on the economic development benefits that come with it.

Competitive procurement of renewable generation allows the Commission to assure the most

savings for customers and establishes market investment returns should the Commission choose to allow

utility investment and profit on additional investment. Other states have effectively used competitive

procurement to lower the capital expenditures and in some instances divided a portfolio of projects between

utility and independent ownership. Competitive procurement to assure the best price for renewable

resources has resulted in favorable and unexpectedly low costs for adding renewable resources to utility

portfolios. Georgia Power used competitive bidding to procure solar power in the past and would

undoubtedly get vigorous bid competition in further procurement. Competitive procurement and potential

utility project ownership are two of the most effective tools the Commission has to secure the new energy

economics available to counter increases like the ones faced in this proceeding. Both of those proven

approaches should be adopted by the Commission.

16

**Q:**

**YOU MENTIONED THAT FUEL CASES HAVE TRADITIONALLY SIMPLY PASSED**

17

18

**FUEL COSTS DIRECTLY THROUGH TO CUSTOMERS IN INCREASED RATES. WHAT ELSE**

**SHOULD THE COMMISSION DO?**

19

**A:**

In fuel cases like this, the Commission is looking to review, manage and allocate fuel price risk.

20

21

22

23

24

25

26

Given the consensus that economic and market circumstances elevate the risk of continued fuel price hikes,

determining what is “just and reasonable” will require the Commission to investigate and address the

sudden and extreme price increases to date.

Georgia Power accurately explained that the current elevated fuel risk derives from the combination

of (i) changing global markets, which are accelerating and here to stay, and (ii) increased share of natural

gas generation in its portfolio. The market changes are reasonably clear and outside of the control of Georgia

Power and the Commission. The concentration of natural gas generation is under the control of Georgia

Page 10

1

2

3

4

5

Power and the Commission and arises from multiple decisions in multiple dockets, including IRPs, rate

cases, avoided cost dockets and energy efficiency proceedings. A quick review of the economics of

renewable energy as a cost-effective hedge to natural gas market changes in this case shows the need for

the Commission to update the resource portfolio economic assumptions as part of a just and reasonable

determination.

6

7

**Q:**

**A:**

**HOW SHOULD THE COMMISSION DO THAT?**

The first step is updated fuel price assumptions across all resources and planned resource additions

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

to assure that the Commission has an updated assessment of fuel price impacts. That is a clear first step to

assure customers that the Commission is on top of fuel price risks and taking the necessary steps to mitigate

fuel risk on their behalf.

The economics compel an update of fuel price assumptions across the generation portfolio (whether

previously included in the 2022 IRP or other dockets). The goal is to avoid spending short-term dollars on

fuel when those same dollars could deliver greater short- and long-term savings and returns. The rapid

market changes leading to this case demonstrate the urgency of getting updated assumptions in place now

before next round of fuel price swings.

The second step is to align utility and customer interests in decisions on fuel costs and capital

investment. As a starting point the utility might bear a percentage of the fuel-price risks of the current

portfolio in return for expanded investment opportunity in a more price-stable future portfolio.

Since there are alternatives that are win-wins for both Georgia Power and its customers, detailing

those alternatives is the Commission’s next step. The Commission deserves to have the options identified

and quantified with current data to avoid more surprises.

22

23

**Q:**

**A:**

**PLEASE SUMMARIZE YOUR RECOMMENDATIONS TO THE COMMISSION.**

In summary, I recommend that the Commission in this proceeding or in a proceeding opened for

24

25

26

this purpose:

•

Make a finding based on the facts presented in this case and to protect customers from

unreasonable fuel-cost increases, that a high-case projection of fuel prices, volatility and

Page 11

1

2

3

4

5

6

7

8

9

•

•

risk needs to be included as the base-case assumption in resource decisions and planning

going forward;

Update fuel-cost assumptions and quantify potential cost savings and investment returns

as well as other future and long-term benefits from adding fuel-*free* renewable generation

to the utility portfolio above the levels currently proposed; and

Establish a just and reasonable percentage of fuel-price risk in the current portfolio to be

borne by the utility in return for expanded investment opportunity in a more price-stable

future portfolio.

10

11

**Q:**

**A:**

**DOES THAT CONCLUDE YOUR TESTIMONY?**

Yes, it does.

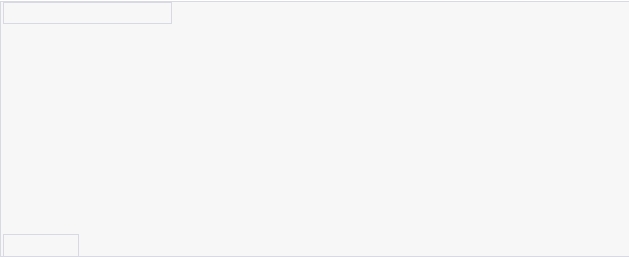
Page 12

|  |  |
| --- | --- |
| **Work Experience** |  |

|  |  |
| --- | --- |
| **Skills** |  |

|  |  |
| --- | --- |
| •    Founder and CEO, Community Energy, Inc. | |
|  | •    Led the company's growth and expansion into a major player in the  renewable energy industry  •    Developed wind and solar projects across the United States  •    Provided renewable energy products and services to utilities and  businesses |
| •    Commissioner, Colorado Public Utility Commission (1996-1999)  •    Commercial Lawyer, various law firms (1980s-1990s) | |
|  | •    Represented commercial clients on corporate, finance and regulatory  matters |

**R Brent Alderfer**



**brent.alderfer@communityenergyinc.com**

**Professional Summary**

Brent Alderfer is a seasoned entrepreneur and renewable energy expert with extensive

experience in the development of utility-scale wind and solar energy projects. With a

background in electrical engineering and law, he founded Community Energy, Inc., a

leading renewable energy firm. Under his leadership, the company became a major

player in the renewable energy industry, providing renewable projects and related

market services to utilities and businesses across the country. The Company sold its

wind energy development business to Iberdrola in 2006 and sold its solar energy

development business to AES in 2021.

**Education**

•

•

Bachelor of Science in Electrical Engineering, Northeastern University

Law Degree, Georgetown University

•

•

•

•

•

Renewable energy project development

Finance, renewable energy projects

Policy, regulatory compliance

Leadership and team management

Strategic planning and business development

|  |  |
| --- | --- |
| **Accomplishments** |  |

|  |  |
| --- | --- |
| **Interests, Organizations** |  |

**R Brent Alderfer**

**brent.alderfer@communityenergyinc.com**

•

•

•

•

•

•

•

•

Ernst & Young Entrepreneur of the Year Award

Sustainable Energy Fund, Pennsylvania, Lifetime Achievement Award

Member of various industry and environmental organizations

MEDA, International Development

New Energy Economics

Philanthropy and community involvement

Farming

Outdoor, skiing, running, hiking