

水风光互补系统碳电打捆交易技术及 闭环回购策略

陈雪,李健华,武云霞,付浩

(西南电力设计院有限公司,四川成都 610021)

摘要:文中提出了一种发电企业碳电打捆交易技术及闭环回购策略,并提出了发电企业与用户之间通过签订“中长期电量+附加CCER(国家核证自愿减排量)”的合约交易模式,形成发电企业与用户之间的碳电打捆交易与闭环回购模式。同时,计入电力现货市场和碳市场,发电企业和用户均可以在碳电市场中出售电力或CCER提升其经济性。进一步以水风光互补系统为例,建立了一体化电站碳电市场交易效益评估模型和用户成本评估模型。最后,通过算例仿真,分析了水风光互补系统中长期市场和现货市场下的碳电综合效益,并评估了该碳电交易模式下的用户侧经济性成本。所提方法可以在增加发电企业综合收益、降低用户成本的同时,推动可再生能源消纳,促进电力市场与碳市场的协同发展。

关键词:电力市场;碳市场;国家核证自愿减排量(CCER);交易技术;水风光互补系统

中图分类号:TM 712 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2023)03-0035-06

DOI:10.16527/j.issn.1003-6954.20230306

Carbon Electricity Bundled Transaction Technology and Close-loop Buyback Strategy for Hydro-Wind-Solar Complementary System

CHEN Xue, LI Jianhua, WU Yunxia, FU Hao

(Southwest Electric Power Design Institute Co., Ltd., Chengdu 610021, Sichuan, China)

Abstract: A carbon electricity bundled transaction technology and closed-loop buyback strategy for power generation enterprises are put forward. The contract transaction mode of "medium and long-term electricity quantity + additional CCER (Chinese certified emission reduction)" between power generation enterprises and users is proposed, and the carbon electricity bundled transaction and closed-loop buyback mode between power generation enterprises and users have been formed. At the same time, taking into account the electricity spot market and carbon market, both power generation enterprises and users can sell electricity or CCER in carbon electricity market to improve their economy. Taking the hydro-wind-solar complementary system for example, the trading benefit evaluation model and user cost evaluation model of carbon electricity market for integrated power stations are established. Finally, the comprehensive carbon and electricity benefits of hydro-wind-solar complementary system in middle and long-term market and spot market are analyzed through an example simulation, and the economic cost of user side under the proposed carbon electricity transaction mode is evaluated. The proposed method can not only increase the comprehensive income of power generation enterprises and reduce the cost of users, but also promote the absorption of clean energy and the coordinated development of electricity market and carbon market.

Key words: electricity market; carbon market; CCER; transaction technology; hydro-wind-solar complementary system

0 引言

中国碳市场在2011年开始建立试点工作,并在

2020年“碳达峰”“碳中和”目标提出后发展逐渐迅速。全国碳排放权交易市场于2021年在上海正式开始,标志着中国碳市场自由试点逐渐向全国推广。在中国的各行业中,电力行业碳排放量约占全国的

40%^[1]。近年来电力消费增长迅速,目前全国碳交易市场仅将电力行业纳入^[2],火电机组主要参与碳配额交易,水电、风电、光伏等可再生能源则可以通过申请自愿减排抵消项目。通过国家核证自愿减排量(Chinese certified emission reduction, CCER)开展碳市场交易增加收益,因此,进行碳电市场交易的研究对于推动碳市场和电力市场发展有重要意义。

目前中国关于碳交易市场的研究尚处于起步阶段,主要是从影响因素、相关政策分析以及交易机制等方面开展。文献[3]介绍了自愿减排抵消项目的基本概念和评价标准,并针对中国碳市场纳入自愿减排抵消项目提出了建议。文献[4]主要分析了中国碳交易政策以及碳配额实行机制对碳市场交易的影响,得出了碳交易政策对碳市场发展初期影响较大的结论。文献[5]对中国“双碳”战略目标以及中国碳市场的建设发展情况、交易体系、业务体系等进行分析,并提出了完善全国碳排放权交易体系的政策建议。文献[6]研究了碳交易市场与电力市场的相互影响,提出了两个市场协同运作的具体流程,通过算例验证了所提模式有助于促进“双碳”目标实现。文献[7]建立了包含电化学储能、电动汽车、可再生能源以及燃机在内的虚拟电厂模型,并依据碳电市场典型特征建立了虚拟电厂碳电交易模型。文献[8]在计及碳电市场交易价格的不确定性下,建立了风电场投资模型,在算例分析中计算讨论了碳电交易价格对风电场投资收益的影响。

然而,上述研究仅针对碳电市场中的单一主体进行了分析,例如虚拟电厂、可再生能源电厂,未对碳电市场交易双方的互相作用进行研究,也较少涉及碳市场和电力市场耦合机理。根据当前的市场规则,风电、光伏不可同时参与绿证和 CCER 交易。现在的绿电交易由电力交易中心负责,包括了电力+绿证,绿电交易过程中绿证将随着绿电的交易划转至用户;绿证交易则是由国家可再生能源中心负责管理的。在绿电、绿证与 CCER 交易的选择方面,用户需要分别计算参与 CCER 与绿电、绿证交易的效益,从而抉择相应的市场进行交易。

下面主要分析了风电、光伏在参与 CCER 交易与电力市场交易的策略问题,提出了一种水风光互补系统碳电打捆交易技术及闭环回购策略;简述了温室气体自愿减排项目;介绍了水风光等碳市场和电力市场的参与规则与现状问题;提出了发电企业

“中长期电量+CCER”捆绑合约交易模式与现货市场售电和碳市场交易方法;进一步地建立了发电企业碳电市场交易效益评估模型和用户购电成本模型,并建立了发电侧和用电侧的碳电市场交易方式。最后,通过算例仿真分析了水风光互补系统中长期市场和现货市场下的碳电综合效益,并评估了该碳电交易模式下的用户侧经济性成本。所提方法可以在增加水风光等发电企业综合收益、降低用户成本的同时,促进可再生能源电力消纳,推动电力市场与碳市场的交叉融合。

1 温室气体自愿减排项目

1.1 CCER 基本概念

当前阶段,强制减排市场和自愿减排市场是碳交易市场的主要组成部分,主要包括碳排放权配额交易和项目减排量交易两种交易类型。温室气体自愿减排过程,一般是可再生能源或节能企业等温室气体自愿减排项目业主通过开发建设节能减排项目来替代传统项目,从而产生二氧化碳排放减少量的过程。中国温室气体自愿减排项目产生的减排量被称为“中国核证自愿减排量”(CCER),简称为 CCER 项目^[9]。

1.2 交易现状

CCER 项目是全国碳排放权交易下的配额市场的抵消机制,经温室气体自愿减排项目业主申请,由经过备案的专业核查机构根据自愿减排开发方法学进行计算并核定备案后,进入碳市场交易,具有碳排放需求的相关个人和企业可以购买^[10]。目前各个碳交易市场针对 CCER 的抵消能力进行了规定,例如 1 个 CCER 被认为能够抵消 1 t 二氧化碳当量,CCER 的抵消比例和条件在各个市场中存在一定差异,但基本在 10% 以内。

CCER 交易不仅可以为碳配额交易提供补充支撑,还有助于实现统一的碳市场,有效提高碳市场交易活跃度。因此,CCER 交易将在建设全国碳市场、完善碳资产管理中起到重要作用。虽然目前大多试点碳市场对于 CCER 抵消碳配额设定了约束,但是 CCER 仍然可以在全国试点碳市场流通。

1.3 CCER 交易存在的问题

目前 CCER 交易过程中的主要问题是 CCER 价值在不同市场中的分化以及交易不透明。由于不同

试点碳市场对可以用于抵消碳配额的 CCER 所设条件不同,因此 CCER 在不同市场价格不同。例如,可用于履约的 CCER 价格明显高于不能用于履约的 CCER 价格。此外,中国目前各个独立 CCER 交易平台的交易规则和所属地区不同,CCER 交易价格因此不同,加剧了 CCER 价值分化。

2 可再生能源中长期市场交易

2.1 可再生能源中长期市场交易现状

随着中国电力市场改革持续推进,全国电力市场的交易规模快速扩大。其中中长期市场交易占据较大比例,2022 年全国电力市场中长期电力直接交易电量合计为 5 254 340 GWh,占全社会用电量近 60.8%。此外,电力系统中风电和光伏比例迅速扩大,截至 2022 年 12 月,风电、光伏累计装机规模分别达到 370 GW、390 GW。

大规模风光的接入使电网消纳困难,各地出现大量弃风弃光,造成大量经济损失。风光等发电企业在当前形势下为了获得更多上网电量,不得不开始参与电力市场交易。然而,由于风电和光伏波动性与不确定性,导致风光等发电企业参与市场时投标出力与实际出力可能出现较大偏差,极大削弱了风电和光伏参与市场的竞争力。在电力现货市场中,实时市场价格波动较大,而中长期交易将起到稳定市场价格的关键作用^[11]。

目前多个地区开展了可再生能源市场化交易,其中主要为中长期交易,在总交易电量中超过 97%,交易类型主要是大用户直供交易及跨省跨区外送交易。

2.2 可再生能源中长期市场交易存在的问题

1) 可再生能源难以保证全额收购

首先,目前仍存在一些区域可再生能源保证利用小时数难以达到规定数额;另外,电力现货市场建设的全面加速,将会对可再生能源非交易区域存量项目的全额保障性收购带来不确定的降价冲击,从而将进一步挤压可再生能源企业的盈利空间。

2) 可再生能源市场交易竞争激烈

由于目前普遍认为可再生能源发电成本较低,在电力市场交易中,只能以较低价格参与交易^[12];大用户直供交易中可再生能源价格通常低于火电,交易价格并未考虑可再生能源发电区别于火电的绿

色价值,省内现货市场的启动会加剧可再生能源交易价格的不确定性,造成可再生能源发电企业经营风险增大。

2.3 可再生能源参与碳电交易

可再生能源在参与电力市场交易产生电量效益的同时,产生的 CCER 也可以作为其附加产品通过碳市场进行交易来产生附加效益。CCER 项目中可再生能源类项目(主要以风电、水电、光伏为主)占最大比例,达到约 66.76%^[13],说明风电、光伏和水电等可再生能源项目的开发最受 CCER 项目业主企业青睐。CCER 是可再生能源对碳减排贡献的量化,二氧化碳减排量主要根据电力及减排因子计算,减排因子具体数值在不同地区存在差异。目前,中国电网分为 6 个区域,根据每个区域总碳排放量和总发电量得出相应减排因子,该数值随地区碳排放量和发电量波动。二氧化碳排放因子的具体计算公式为

$$E = 75\%E_{OM} + 25\%E_{BM} \quad (1)$$

式中: E 为二氧化碳排放因子; E_{OM} 为电量边际排放因子; E_{BM} 为容量边际排放因子。2019 年度区域电网基准线排放因子如表 1 所示。

表 1 2019 年度区域电网基准线排放因子

电网名称	$E_{OM}/(t \cdot (MWh)^{-1})$	$E_{BM}/(t \cdot (MWh)^{-1})$	$E/(t \cdot (MWh)^{-1})$
华北电网	0.941 9	0.481 9	0.826 9
东北电网	1.082 6	0.239 9	0.871 9
华东电网	0.792 1	0.387 0	0.690 8
华中电网	0.858 7	0.285 4	0.715 4
西北电网	0.892 2	0.440 7	0.779 3
南方电网	0.804 2	0.213 5	0.656 5

目前可再生能源参与碳电市场基本可以分为以下两种方式:

1) 中长期市场交易

该部分电能产生的 CCER 作为附加交易,即通过“中长期电量电价+CCER 附加值”的形式确定中长期合同价格;通过与电能用户签订协议,实现电量和 CCER 的转移,产生碳电效益。

2) 现货市场交易

现货交易电量通过现货市场进行结算,该部分现货电能产生的 CCER 通过碳市场进行竞价出清,实现电量和 CCER 的转移,产生碳电效益。

对于第一种碳电交易方式,将电能与 CCER 捆绑销售,可再生能源发电企业可以同时获得电能收益和 CCER 收益,减少了交易次数,提高了交易效

率;用户则可以较为优惠的价格购入电能和 CCER,满足自身电能需求以及抵消碳配额指标。但是在交易中出现竞争方时,原交易双方可能难以达成长期合作。对于第二种碳电交易方式,将电能与 CCER 单独交易,受市场价格波动影响较大,难以保障可再生能源企业效益,同时会影响用户对可再生能源的消纳率。

因此,为提高可再生能源消纳率,减少弃风、弃光、弃水等现象,提出了一种可以充分体现可再生能源绿色价值以及有效促进用户消纳可再生能源的交易方式。

3 可再生能源碳电闭环交易

3.1 碳电市场交易技术

下面提出一种以电能为核心的碳电市场闭环交易模式,大用户与风电、光伏、水电等可再生能源发电企业签订中长期电能合同时,拟定“中长期电量+CCER”的合同形式。将所购电能产生的 CCER 作为附加交易,大用户再次与可再生能源发电企业签订合同购买电能时,可以通过用户已购买的 CCER 抵扣部分购电费用,具体比例可由双方协商得到。

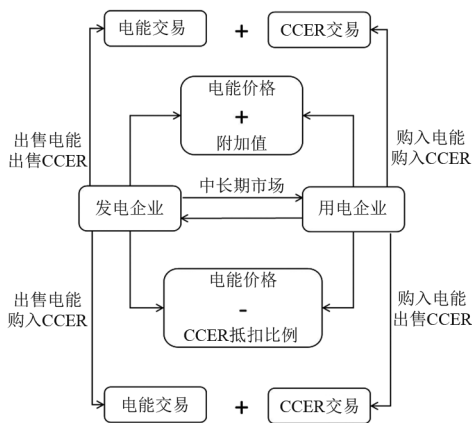


图 1 碳电闭环交易模式

大用户再次购电时可通过已有的 CCER 抵扣部分费用,即是发电企业回购用户的 CCER,形成发电企业与用户之间 CCER 的闭环交易模式,有助于促进可再生能源消纳,同时促成可再生能源供需双方交易,实现互利共赢。发电企业与用户之间的具体交易模式如图 1 所示。发电企业与大用户之间 CCER 附加值以及后续交易的抵扣比例由双方商议决定,同时可以规避碳市场交易价格波动对双方经济效益的影响。

3.2 碳电市场交易效益评估模型

考虑水风光一体化电站同时参与电力市场和碳市场交易,可以同时从上述市场中获取效益。中长期市场,一体化电站与用户之间采用“中长期电量+CCER”的中长期交易模式;现货市场,一体化电站将剩余的电力和 CCER 分别在现货市场和碳市场中出售,用户则通过现货市场满足实时负荷需求,同时剩余的 CCER 可以在碳市场进行出售。

3.2.1 水风光一体化电站效益

水风光一体化电站收益主要包括售电收益和 CCER 收益,可表示为

$$\max R = R_{\text{ccer}} + R_{\text{power}} \quad (2)$$

式中: R 为发电企业总收益; R_{ccer} 为通过出售 CCER 获得的收益; R_{power} 为售电获得的收益。

$$R_{\text{power}} = \lambda_{M,t} \sum_{t=1}^T P_{M,t} + \lambda_{R,t} \sum_{t=1}^T P_{R,t} \quad (3)$$

式中: $P_{M,t}$ 为 t 时段中长期市场的售电量; $P_{R,t}$ 为 t 时段现货市场的售电量; $\lambda_{M,t}$ 、 $\lambda_{R,t}$ 分别为 t 时段中长期市场和现货市场电价。

$$R_{\text{ccer}} = \lambda_{\text{ccer},M} E \sum_{t=1}^T P_{M,t} + \lambda_{\text{ccer},t} E \sum_{t=1}^T P_{R,t} \quad (4)$$

式中: $\lambda_{\text{ccer},M}$ 为约定的 CCER 价格; $\lambda_{\text{ccer},t}$ 为碳市场的 CCER 价格。表示光伏、水电和风电 CCER 的价格为

$$P_t = P_t^{\text{PV}} + P_t^{\text{wind}} + P_t^{\text{hydro}} \quad (5)$$

$$P_t = P_{M,t} + P_{R,t}$$

式中: P_t 为水风光发电系统在 t 时段的总出力; P_t^{PV} 、 P_t^{wind} 、 P_t^{hydro} 分别为光伏、风电和水电在 t 时段的出力。

3.2.2 用户成本效益模型

用户的成本主要为中长期合约成本与现货市场成本之和减去 CCER 的效益。

$$C_n = \lambda_{M,t} \sum_{t=1}^T P_{M,t}^{\text{load}} + \lambda_{R,t} \sum_{t=1}^T P_{R,t}^{\text{load}} - \quad (6)$$

$$\lambda_{\text{ccer},M} Q_{\text{ccer},M}^n - \lambda_{\text{ccer},t} Q_{\text{ccer},t}^n$$

$$Q_{\text{ccer}}^{n-1} = E \times \sum_{t=1}^T P_{M,t}^{n-1} \quad (7)$$

$$\begin{cases} Q_{\text{ccer},M}^n + Q_{\text{ccer},t}^n = Q_{\text{ccer}}^{n-1} \\ Q_{\text{ccer},M}^n \leq E \sum_{t=1}^T P_{M,t}^{\text{load}} \end{cases} \quad (8)$$

式中: C_n 为用户第 n 次的总购电成本; $P_{M,t}^{\text{load}}$ 、 $P_{R,t}^{\text{load}}$ 分别为 t 时段用户中长期市场和现货市场的电量; $\lambda_{\text{ccer},M}$ 为在签订中长期合同购电时,通过 CCER 抵扣

电费的 CCER 价格; $\lambda_{ccer,t}$ 为 t 时段用户在碳市场出售 CCER 的价格; Q_{ccer}^{n-1} 为 $n-1$ 次中长期购电获得的 CCER 量; $Q_{ccer,t}^n$ 、 $Q_{ccer,M}^n$ 分别为第 n 次的现货市场和 中长期市场出售量。

4 算例仿真

4.1 基础数据

选取了水风光一体化互补电站开展分析,且考虑一体化电站可以参与电力市场交易,同时均是通过了 CCER 项目开发认定。即上述电源企业可以通过电力交易和 CCER 交易两种方式获取效益。本算例中的风电、光伏和水电站典型出力曲线如图 2 所示,现货市场价格如表 2 所示。此处选取华中区域电网二氧化碳排放因子为 0.7154 t/MWh ,CCER 单价按 $20\sim 70 \text{ 元/t}$ 考虑。根据上述基础,测算了发电企业和用户在该碳电市场交易模式下的经济效益。

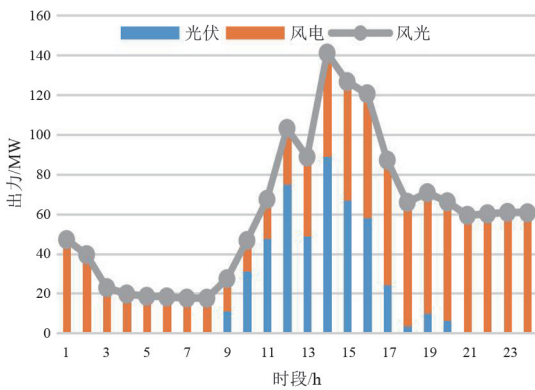


图 2 风光出力曲线

表 2 现货市场电价

时段/h	现货电价/ (元·(MWh) ⁻¹)	时段/h	现货电价/ (元·(MWh) ⁻¹)
1	528	13	387
2	501	14	429
3	504	15	479
4	481	16	441
5	435	17	456
6	396	18	405
7	409	19	386
8	395	20	419
9	519	21	415
10	464	22	418
11	414	23	422
12	417	24	466

4.2 结果分析

4.2.1 水风光互补电站市场收益

基于风光出力基础数据,所提算例中考虑风光全额消纳,即在风光出力的基础上优化水电出力,实现水风光一体化参与电力市场交易。考虑现货价格

与中长期合约电量需求,求得的水风光一体化出力曲线如图 3 所示。

水风光一体化电站在中长期市场和现货市场中售电获得利润。中长期市场阶段与用户侧签订中长期物理合约,在满足中长期合约的基础上,富余的电量参加现货市场竞价。图 4 为水风光一体化电站的中长期分解曲线和现货交易曲线。发电企业中长期合约电价按 320 元/MWh ,其中长期售电收益为 53.76 万元 ,现货售电收益为 86.6466 万元 ,售电总收益为 140.4066 万元 。

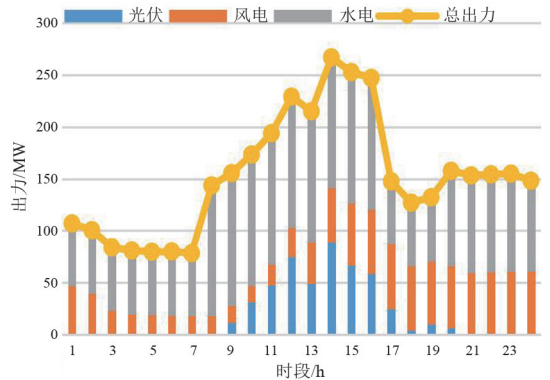


图 3 水风光出力曲线

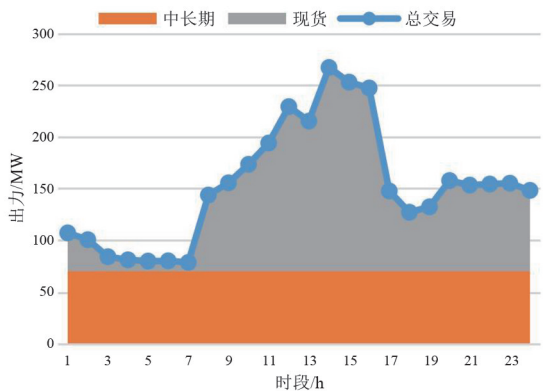


图 4 发电企业市场交易曲线

在中长期市场中,由于发电企业与用户之间直接签订物理合约,双方直接通过合同约定进行结算,故该部分电量的买卖双方较为明确。风光水一体化电站在生产电力的同时会产生相应的 CCER。一部分 CCER 可以通过与中长期合约电量的捆绑方式直接与用户交易;另一部分是现货电量产生的 CCER,该部分 CCER 则可以在碳市场中出售获得收益。CCER 与用户的合约出售量和碳交易市场的出售量及相应的收益如表 3 所示。

4.2.2 用户成本分析

用户根据其负荷需求,通过中长期市场和现货市场两种方式进行购电,可以实现降低用电成本和

表 3 发电企业 CCER 收益

碳市场 交易量/t	合约收益/元	市场交易 收益/元	总收益/元
1420	33 652	49 718	83 370

规避偏差的目标,各部分购电量如图 5 所示。同时,中长期合同约定了中长期电量及发电企业该部分的 CCER 通过打捆的方式从发电企业购得。中长期电量和 CCER 成本通过中长期合约共同约定,剩余负荷需求则在现货市场中购买,该部分则不存在电量与 CCER 的打捆交易。

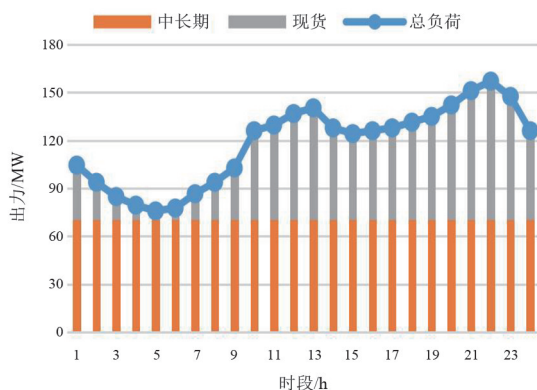


图 5 用户市场交易曲线

从表 4 可以看出用户的购电成本主要来自中长期购电和现货购电两部分。在中长期购电成本中,用户可以获得电量以及相应的 CCER 量 1022 t。用户作为该部分 CCER 的所有者,可以将该部分 CCER 通过两种方式进行使用,一方面可以在下次与发电用户签订中长期电量合约的时候抵扣部分供电费用;另一方面可以通过碳市场交易的方式进行出售。如表 5 所示,用户将中长期购电所得的 CCER 分为两部分,一部分为中长期购电费用抵扣模式;另一部分通过碳市场交易进行出售获得利润。

表 4 用户购电成本

中长期 成本/元	中长期 CCER/t	现货成本/元	总成本/元
537 600	1022	82 923	620 523

表 5 用户 CCER 收益

CCER 总量/t	中长期 CCER 量/t	市场 交易量/t	合约 收益/元	市场交易 收益/元	总收益 /元
1202	1022	180	28 604	6309	34 914

5 结 论

碳电打捆交易技术及闭环回购策略对发电企业和电力用户是两者双赢的模式。发电企业可以通过

中长期碳电打捆的合约方式提升对用户的吸引力,获取相应的 CCER 利润;并结合相应的 CCER 回购策略,进一步实现对用户的捆绑交易,实现发电企业与用户的双赢。用户侧通过中长期购电获取相应的 CCER 资源,一方面可以利用该部分 CCER 获取效益;另一方面用户可以推动可再生能源利用率,为全社会二氧化碳减排做出贡献。

参考文献

- [1] 陈丽霞,周云,方陈,等.考虑碳交易的发电商和电力用户竞价博弈[J].电力系统及其自动化学报,2019,31(10):66-72.
- [2] 中华人民共和国国家发展和改革委员会.全国碳排放交易市场建设方案(发电企业)[R].北京:中华人民共和国国家发展和改革委员会,2017.
- [3] 潘晓滨.碳排放交易中的自愿减排抵消机制[J].资源节约与环保,2018(9):117-118.
- [4] LUO W,ZHANG Y R,GAO Y L,et al.Life cycle carbon cost of buildings under carbon trading and carbon tax system in China[J].Sustainable Cities and Society,2020,66:102509.
- [5] 曾维翰.“双碳”背景下完善中国碳排放权交易体系研究[J].福建金融,2021(11):60-70.
- [6] 吉斌,孙绘,梁肖,等.面向“双碳”目标的碳电市场融合交易探讨[J].2021,43(6):33-40.
- [7] 贾德香,柳占杰,高骞,等.计及碳—电一体化交易的虚拟电厂竞价策略[J].电力科学与技术学报,2021,36(2):89-97.
- [8] 王喜平,李崇焯.碳交易机制下风电项目投资决策研究[J].电力科学与工程,2018,34(7):25-31.
- [9] 俞薇.中国温室气体自愿减排机制运行效果影响因素研究[D].武汉:中南财经政法大学,2019.
- [10] 赵金兰,王灵秀,刘骁,等.中国自愿减排项目的发展与问题探讨[J].能源与节能,2018(5):54-56.
- [11] 许爽,和军梁,米晨旭,等.电力现货市场背景下的可再生能源中长期交易分析[J].太阳能,2020(10):19-25.
- [12] 张蓉.解读可再生能源发电市场化交易[J].中国电力企业管理,2019(10):58-60.
- [13] 刘庆强,姜冬梅,陈磊山,等.中国与印度 CDM 开发现状比较研究[J].四川环境,2007(6):96-100.

作者简介:

陈雪(1997),女,硕士研究生,研究方向为电力系统经济性分析及电力市场;

李健华(1994),男,硕士研究生,研究方向为电力市场、电力系统优化调度。

(收稿日期:2022-09-18)