

风光储联合发电站与电力用户的电能直接交易模型

孙书鑫¹, 宋朋飞², 乔颖¹, 李佳明¹, 鲁宗相¹

(1.清华大学 电机工程与应用电子技术系, 北京 100084; 2.国网新疆电力有限公司, 新疆 乌鲁木齐 830008)

摘要: 随着可再生能源和负荷预测精度的不断提升,风光储联合发电站和电力用户之间的电能直接交易具有了可行性。文章建立了风光储发电站和电力用户之间电能直接交易的消纳模型。该模型以社会总效益最大化为目标,在传统模型的基础上,加入直购电合同中的电功率约束和储能相关运行约束,同时对于签订的总合同电量约束做出调整,并加入过网费和削减合同,惩罚权衡直购电量给系统带来的综合效益。结合生成的场景聚类,通过算例分析了风光储电站的日前优化结果,研究了合同电量限制因子、惩罚因子对直购电量和总社会经济效益的影响,结合纳什议价模型分析直购电价对利润均衡度的影响,验证了模型的实用性与有效性。

关键词: 电能直接交易; 场景聚类; 日前优化; 合同电量限制因子; 惩罚因子

中图分类号: TK81; TK51 **文献标志码:** A **文章编号:** 1671-5292(2024)09-1237-09

0 引言

为了实现“双碳”目标,可再生能源发电得到大力发展。由于风电和光伏出力的波动性和随机性^[1],发电站无法按时完成合同约定的直购电量。近年来,超短期风电功率概率预测在置信度90%时,将预测宽度控制在10%~20%^[2],分布式光伏群的短期预测日平均相对误差不超过8.3%^[3,4],降低了毁约的风险,使新能源与负荷的电能直接交易存在可行性。发电站和终端电力用户之间电能直接交易灵活性更强,当双方协商的电价高于传统发电站的上网电价,并低于电力用户从电网的购电价格时,提高了发电站售电收益,减少了电力用户的购电支出,经济性更优^[5]。

对于含有电能直接交易和风电消纳的机组组合模型,国内外已有广泛的探讨。文献[6]以基尼系数为指标,在优先调度风电的前提下,建立考虑机组电量进度公平性约束的日内滚动发电计划模型。文献[7]分析了电能直接交易对系统经济效益的影响,建立了权衡系统综合效益和风电优先调度的两种调度模型。文献[8]引入过网费、弃风惩罚与削减合同惩罚,分析了权衡综合效益后机组的电能直接交易与风电消纳之间的相互影响。上述文献的直购电合同签订对象为火电机组和负荷,采用电量约束而不是电功率约束,传统火电发电企业具有直购电量执行时间的选择权。文献[9]

介绍了山东电力现货市场中新能源参与市场的机制,其中集中式的新能源电站按照风电、光伏的典型出力曲线或者由新能源电站确定的曲线申报合同电量和价格。但该文献只对两家典型新能源电站的试运行结果进行分析,并没有提出申报合同电量和价格的优化方法。对于新能源发电,目前常以燃煤标杆上网电价全额上网,而当其作为售电方与电力用户直接协商签订交易电量和电价时,因为两者供电电压等级相近,需要缴纳的过网费大大减少,实现电力的就近消纳^[10],提高电网整体的工作效率,交易双方也具有更高的收益。对于风光资源丰富地区,大规模风光并网外送导致电网传输受限,常配置储能以提升新能源的消纳水平^[11],风光电站和当地负荷之间的直接交易也缓解了风光出力外送压力^[12]。

风光储发电站和电力用户的交易应要考虑多主体之间的利益关联,相互博弈以及利益分配也是研究重点。文献[13]中采用非合作博弈理论处理多微网系统中分布式电源出力的不确定性,并利用根据列与约束生成算法和强对偶理论,将其分解为主问题和子问题交替求取Nash均衡解。文献[14]将综合能源服务商作为博弈主导者进行决策,向跟随者用户集群和储能运营商传递报价,跟随者根据领导者的策略调整用电和售能策略,再传递给领导者,直至达到主从博弈的纳什均衡。针

收稿日期: 2023-03-18。

基金项目: 国家电网有限公司总部科技项目(5419-202040493A-0-0-00)。

通信作者: 乔颖(1981-),女,博士,副教授,研究方向为电力系统安全与控制。E-mail: qiaoying@mail.tsinghua.edu.cn

对多种运营主体的能源系统,文献[15–18]建立基于纳什议价理论的合作博弈模型,将其等效转化为合作联盟效益的最大化和支付谈判两个子问题,兼顾合作收益最大化和利益公平分配。为保护各主体隐私,采用交替方向乘子法进行分布式求解。相比于非合作博弈,纳什议价模型能以更公平的方式分配利益,满足帕累托最优性,同时具有对称性,所有参与合作者都可以达到双赢。

本文以社会总效益最大化为目标,在目标函数中沿用过网费和削减合同惩罚权衡直购合同执行量的综合效益,在约束中加入直购电合同的电功率约束和储能的相关运行约束,同时对于签订的总合同电量约束做出调整,建立了风光储和负荷之间含电能直接交易的消纳模型,使用 GUROBI 数学规划优化器进行模型求解。通过算例中对小型风光储联合发电站的日前调度,分析了合同电量限制因子、惩罚因子对直购电量和系统效益的影响,验证了模型的实用性与有效性。结合纳什议价的利益分配模型,利用内点法优化器(Interior Point Optimizer, IPOPT)进行求解,研究不同直购电价对利润均衡度的影响。

1 风光储联合发电站与电力用户的电能直接交易模型

1.1 交易模型

电能直接交易是指由电力用户直接向发电企业购电的交易模式。交易主体一方为若干风电、光伏、风储联合电站、光储联合电站组成的联合发电站;另一方为电力用户。交易在区域内的电力市场中完成,传输方式为过网直购,交易模式为协商式双边交易,联合发电站和电力用户协商决定直购电的交易电量、交易价格和其他细节,联合发电站和电力用户对于直购电交易达成共识之后,向电力相关部门申报,然后进行网络安全校核,最后和电网企业签订三方直购合同,由电网转运电量。

本模型中,每 15 min 作为一个交易出清时段,每个运行日有 96 个交易出清时段。在交易日的前 1 d 由风电和光伏场站申报运行日的预测出力曲线,电力用户申报运行日的预测负荷曲线,进行直购电量协商。直购电合同要求售电方在交易日的每个出清时段都提供合同中对应时段约定的电量,如果售电方的发电能力不足导致其不能按时提供合同中约定的电量,则由售电方向电网企

业以实时电网电价购电,补全合同电量缺额,并向电网企业缴纳对应的合同削减惩罚费用。

1.2 目标函数

为了避免风光出力不能满足负荷侧用户的使用需要,本模型的直购电量要求签订合同的风光储联合电站必须在对应时段提供一定的直购出力。当风光出力受资源影响无法完全满足用户签订的合同电量时,储能可以起到功率转移的作用。一方面,可以将新能源侧风光资源较丰富时刻的电量进行转移,从而减少直购合同的削减量;另一方面,对于负荷侧也可以减少在购电价格较高时的非直购电量,从而减少总购电支出,提高社会总效益。

本模型以签订电量协约双方的利益最大化为优化目标,即区域内的社会总效益最大。风电、光伏和储能联合发电站的总收益由售电收益扣除合同削减导致的补购电成本、惩罚费用和承担的部分过网费,另外还考虑了储能从政府处获得的放电补贴和充放电造成的损耗和老化。电力用户的支出由与风光储联合电站之间的直购电交易、与电网之间的电量交易和承担的部分过网费构成。本模型规定风光储联合发电站和电力用户双方各承担 50% 的过网费。

社会总效益最大化的目标函数设定为

$$\max U = \sum_{i \in S} p_i (U_{re} + U_{load}) \quad (1)$$

$$U_{re} = \sum_{t \in T} \left[\frac{C_1^t P_{1,i}^t + C_3^t Z^t - (C_2^t + \lambda C_3^t) (Z^t - Z_i^t) - c_{net} Z_i^t / 2}{2} \right] \Delta T + U_{bess} \quad (2)$$

$$U_{bess} = \sum_{t \in T} (c_{sub} P_{dis,i}^t - C_{ch,loss,i}^t - C_{dis,loss,i}^t - C_{age,i}^t) \Delta T \quad (3)$$

式中: S 为所有可能出现场景构成的场景集; i 为其中的一种场景; p_i 为第 i 个场景出现的概率; U_{re} 、 U_{load} 分别为社会总效益、风光储联合系统的收益、电力负荷侧的收益; C_1^t 、 C_2^t 、 C_3^t 分别为 t 时刻的风光上网电价、电网直接购电电价、风光储直购电交易电价; $P_{1,i}^t$ 、 Z_i^t 、 Z^t 分别为第 i 个场景下 t 时刻直接上网电量、直购合同电量执行量和直购合同签约电量; λ 为直购电量削减时的惩罚因子; c_{net} 为单位直购执行电量的过网费; U_{bess} 为储能收到

的补贴扣除损耗; ΔT 为交易出清时段,本文中取为 15 min,即为 0.25 h; c_{sub} 为储能单位放电的补贴; $P_{\text{dis},i}^t, C_{\text{ch,loss},i}^t, C_{\text{dis,loss},i}^t, C_{\text{age},i}^t$ 分别为储能在 t 时刻第 i 个场景下的放电功率、充电损耗成本、放电损耗成本和电池退化成本。

风光储联合系统的售电收益包括与电力用户之间的直购电交易收入和与电网之间的电量交易收入。每个时段的直购电量不超过合同约定的电量,如果风光储联合系统在某时刻存在剩余发电功率,上网电价向电网售出。随着直购电量的不断增加,在某些场景中风光资源不足的时段,新能源出力可能无法满足直购电合同电量。本研究不要求直购电合同在所有场景的完全执行,允许在某些场景下实际合同执行量小于合同签订量。通过引入合同来削减惩罚价格,综合考量减少签订合同电量和运行中执行电量削减之间的利益权衡。

本文储能系统的控制周期为小时级,可以忽略爬坡率对储能电池充、放电造成的影响,相比于储能的全寿命周期,本模型优化的运行时段较短,因此默认储能的充、放电效率 η 不发生改变,始终为固定值。储能充电时,由于充电效率小于 1,其内部存在功率损耗,由此产生充电损耗成本^[9],每个控制周期的充电损耗成本 $C_{\text{ch,loss},i}^t$ 为

$$C_{\text{ch,loss},i}^t = (1-\eta)P_{\text{ch},i}^t C_1 \quad (4)$$

储能放电时的放电损耗成本 $C_{\text{dis,loss},i}^t$ 为

$$C_{\text{dis,loss},i}^t = \frac{1-\eta}{\eta} P_{\text{dis},i}^t C_1 \quad (5)$$

储能电池退化后须考虑电池的更换成本,结合全寿命周期内的最大充、放电次数,将退化成本分解到每个运行优化周期中^[20],其计算式为

$$C_{\text{age},i}^t = \left| \frac{k}{100} \right| X_i^t \frac{C_B}{E} \quad (6)$$

式中: k 为储能电池的寿命和循环次数之间的线性关系系数; X_i^t 为该时段循环充、放电量; C_B 为电池更换成本; E 为电池额定容量。

1.3 约束条件

风光储联合发电站在运行中首先应满足几类常规的约束条件:①风电和光伏场站出力上、下限约束,即每一时刻的风电和光伏出力不能超过该

时刻下的预测出力值;②储能充、放电约束。

为了社会总效益最大化,通过储能转移风光出力,减少合同的削减量,并减少购电电价高峰时段电力用户的非直购电量,丰富联合发电站内部的协同调控手段。储能电站须满足荷电状态(State of Charge, SoC)约束,即:

$$\begin{aligned} \text{SoC}_{b,i}^{t+1} = & \text{SoC}_{b,i}^t + (\eta P_{\text{ch},b,i}^t u_{b,i}^t - P_{\text{dis},b,i}^t v_{b,i}^t / \eta) \Delta t / E_b, \\ & \forall b \in N_b, \forall i \in S, \forall t \in T \end{aligned} \quad (7)$$

式中: $\text{SoC}_{b,i}^t$ 为第 i 个场景下第 b 个储能在 t 时刻的荷电状态; $P_{\text{ch},b,i}^t, P_{\text{dis},b,i}^t, u_{b,i}^t, v_{b,i}^t$ 分别为第 i 个场景下第 b 个储能在 t 时刻的充电、放电功率以及标识储能是否处于充电和放电状态的二进制变量; N_b 为储能的集合。

其次应保证各个时刻的荷电状态在 0.1~0.9,并且保证运行优化周期始、末的荷电状态相等。储能的充、放电功率受到荷电状态的影响,当储能的荷电状态 SoC 较大时,降低储能设备允许的最大充电功率上限;当荷电状态 SoC 较小时,降低储能设备允许的最大放电功率上限^[21]。

$$P_{\text{ch},b,i}^t \leq \frac{\text{SoC}_{b,i}^{\text{max}} - \text{SoC}_{b,i}^t}{\text{SoC}_{b,i}^{\text{max}} - \text{SoC}_{b,i}^{\text{mid}}} P_{\text{ch},b}^{\text{max}} \quad (8)$$

$$P_{\text{dis},b,i}^t \leq \frac{\text{SoC}_{b,i}^t - \text{SoC}_{b,i}^{\text{mid}}}{\text{SoC}_{b,i}^{\text{mid}} - \text{SoC}_{b,i}^{\text{min}}} P_{\text{dis},b}^{\text{max}} \quad (9)$$

采用两个二进制变量标识储能是否处于充电和放电状态,保证同一个储能设备不能同时充、放电:

$$u_{b,i}^t + v_{b,i}^t \leq 1, 0 \leq u_{b,i}^t, v_{b,i}^t \leq 1 \quad (10)$$

引入电能直接交易方式后,电力用户和风光储联合发电站签订购电合同,要求在规时段联合发电站提供签订的直购电量。由于风光资源条件不同,不同场景下最终执行的直购合同同量 Z_i^t 可以是不同的,但都不能超过该时段签订的直购电量,即:

$$0 \leq Z_i^t \leq Z^t, \forall t \in T, \forall i \in S \quad (11)$$

目前,负荷的日前预测精度通常高于风光的预测精度,因此本文未考虑购电方的实际需求与日前产生偏差,而低于直购合同签订电量的场景,后续可以通过引入负荷侧直购电量削减时的惩罚

因子 λ 来分析这一问题。

对于每个时段,最终执行的直购电合同量不能超过此时刻风光储联合电站的最大出力,即:

$$Z_i^t \leq \sum_{j \in N_j} P_{WP,i}^t + \sum_{k \in N_k} P_{PV,i}^t + \sum_{b \in N_b} P_{dis,i}^t - \sum_{b \in N_b} P_{ch,i}^t \quad (12)$$

为了避免预测值和实际情况出现较大的偏差,对于风光储联合电站和电力用户之间签订的直购电合同量做出一定的限制,要求不能超过新能源预测发电总量的 δ 倍,其中 $0 \leq \delta \leq 1$,将 δ 定义为合同电量限制因子。

$$\sum_{i \in T} Z_i^t \Delta T \leq \delta \sum_{i \in S} P_i \sum_{i \in T} \left(\sum_{j \in N_j} P_{WP,i,N}^t + \sum_{k \in N_k} P_{PV,i,N}^t \right) \Delta T \quad (13)$$

1.4 基于纳什议价的利益分配模型

随着直购电交易不再采用全天固定的规定交易电价,利用纳什议价方法,对两个主体的利润和支出进行结算。

假设不同的利益主体对外交易时是独立和理性的,两方参与议价的前提是通过采用直购电的交易形式,可以提高发电收益或者降低购电成本,否则将不参与议价交易。将风光储联合发电站和电力用户之间,通过电量交易实现自身利润最大化的问题视为一个合作博弈优化模型^[22-24],该模型为

$$\begin{cases} \max \prod_{i=1}^n (R_i - R_{i,0}) \\ \text{s.t. } R_i \geq R_{i,0} \end{cases} \quad (14)$$

式中: $R_i, R_{i,0}$ 分别为第 i 个主体 1 d 内纳什议价后的收益、电量全额上网即不存在直购电交易时的收益。

此时,式(14)表示的最大化纳什社会福利函数是一个非凸非线性问题,直接求解的难度较大,将其分解为两个凸子问题进行顺序优化,即:

$$\max \sum_{i=1}^n R_i \quad (15)$$

$$\max \sum_{i=1}^n \ln(R_i^* - Q_i - R_{i,0}) \quad (16)$$

式中: R_i^* 为电价优化后第 i 个主体的收益; Q_i 为议价后第 i 个主体的运行成本调整量,本文纳什议价不会产生额外的交易成本,因此 Q_i 始终为 0。

本文求解流程如图 1 所示。

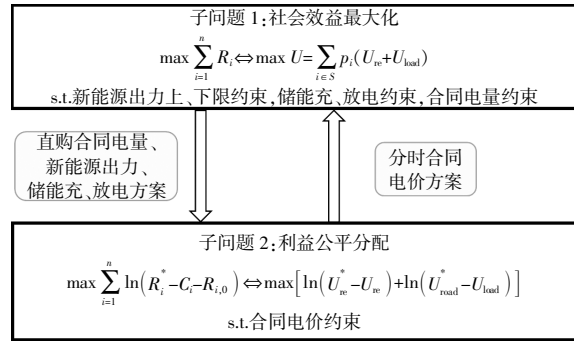


图 1 流程框架

Fig.1 Flow chart

1.5 场景聚类生成

场景法可以有效解决风电和光伏出力不确定性给系统带来的问题。本文建立 K-means 场景聚类模型对原场景集进行缩减。首先将风电和光伏的总出力曲线作为场景聚类的分析样本;然后采用聚类有效性判断指标 BWP (Between-Within Proportion) 对样本进行最佳聚类,形成优化场景集。

2 算例分析

2.1 基础数据

为了验证本文所构建电能直接交易模型的有效性,以风光储联合发电站和电力用户之间的交易为例,求解日前调度计划,并分析不同因素对系统效益的影响。本文的联合发电站中包含两个风电场、一个光储联合电站和一个储能电站,选取新疆某地区新能源电站全年的实际日前预测数据,具体额定容量如图 2 所示。

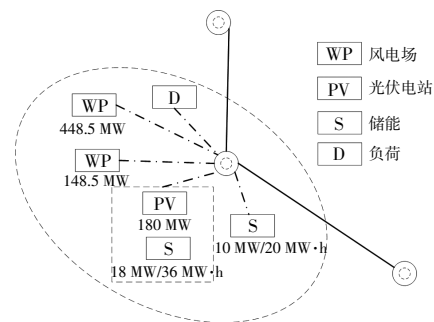


图 2 风光储联合电站示意图

Fig.2 Schematic diagram of wind-solar-storage combined power station

测算不同聚类数下的 BWP 聚类判断指标值,如表 1 所示。

表 1 聚类数和聚类判断指标值

K	3	4	5	6	7	8
BWP	1.372 5	1.432 6	1.453 7	1.376 0	1.386 9	1.395 1

当聚类数为 5 时, BWP 最大, 聚类效果最好, 将聚类数定为 5。在每个类中找出和聚类中心距离最短的出力曲线作为分析场景, 计算得到每类场景的概率, 每类场景概率如表 2 所示。

表 2 典型场景概率

场景	1	2	3	4	5
概率	0.128 6	0.131 4	0.357 1	0.225 7	0.157 1

负荷数据为已知实际曲线, 不同聚类场景的风光总出力曲线和负荷曲线如图 3 所示。

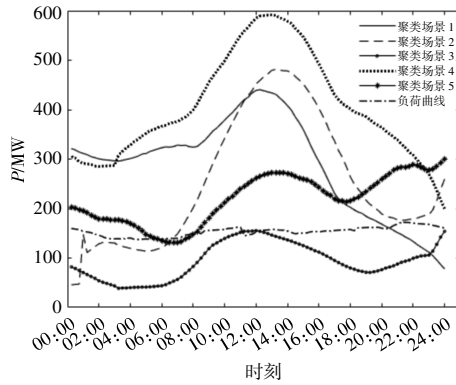


图 3 风光出力聚类场景集和负荷曲线

Fig.3 Wind-PV output clustering scene set and load curve

将新能源上网电价 C_1' 、购电合同电价 C_3' 分别定为全天 0.29, 0.40 元/(kW·h)。电网购电电价 C_2' 为分时电价, 如表 3 所示。

表 3 电网分时电价

负荷时段	时段	电价/元·(kW·h) ⁻¹
高峰	[10:00-13:00]∪[19:00-00:30]	0.657 4
中间	[08:30-10:00]∪[13:00-19:00]	0.415 7
低谷	00:30-08:30	0.315 3

电池放电补贴 c_{sub} 、过网费 c_{net} 分别为 0.1, 0.05 元/(kW·h), 电池充、放电效率 η 取为 0.93, 电池单位容量的更换成本 C_B/E 为 1 400 元/(kW·h), 储能电池的寿命和循环次数之间的线性关系系数 k 为 0.015 6, 削减合同电量的惩罚因子 λ 为 0.75, 合同电量限制因子 δ 为 0.3。

2.2 日前优化结果

为了验证本文推荐方法的有效性, 采用不同的日前调度方案进行对比。

方案 1: 风光储联合发电站与电力用户按照本文模型签订日前电能直购合同。

方案 2: 无直购电量交易, 风光储联合发电站不与电力用户签订电能直购合同。

方案 3: 类比常规机组签订的电能直购合同, 风光储联合发电站与电力用户签订的直购合同在每个时段的合同电量均相同, 且总合同电量和方案 1 相等。

不同方案在各个场景下的社会总效益如表 4 所示。

表 4 不同典型场景下社会总效益

场景	1	2	3	4	5
方案 1	6.73	4.35	-7.56	15.00	2.03
方案 2	2.79	0.30	-10.74	10.93	-2.04
方案 3	4.92	2.42	-8.95	13.06	0.09

方案 1 在不同场景下的电量执行情况如表 5 所示。

表 5 方案 1 在不同典型场景下的电量执行情况

场景	1	2	3	4	5
合同执行电量	1 713.34	1 730.09	1 593.17	1 733.20	1 733.20
合同电量	1 733.20				
新能源预测电量	6 923.46	6 066.41	2 258.14	9 731.09	5 259.08

在不同场景下, 方案 1 和方案 3 的社会总效益始终高于方案 2, 风光储联合发电站与电力用户之间进行直购电交易可以提高社会总效益。方案 1 的社会总效益始终高于方案 3, 验证了本文直购电交易模型的有效性。

求解得到不同方案下电力用户的网购电成本和直接交易及附加成本, 风光储联合发电站的上网电量收益和直接交易及附加收益, 如图 4 所示。

由图 4 可见, 方案 1 对于社会总效益的提升主要在于电力用户侧支出的减少。对比方案 3, 用户侧支出减少主要得益于网购电成本的减少, 这是因为本文推荐的方案 1 更合理地安排合同电量的执行时段。

图 5 为方案 1 中的固定直购合同的分时出力分配结果。按电网电价高低划分时段, 高峰时段

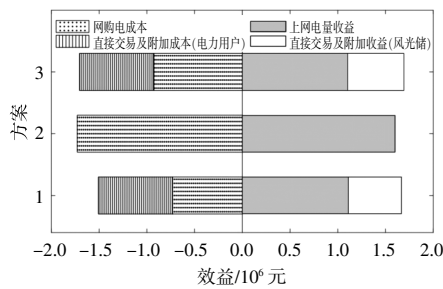


图4 不同方案的收益和购电成本对比

Fig.4 Comparison of benefits and power purchase costs of different schemes

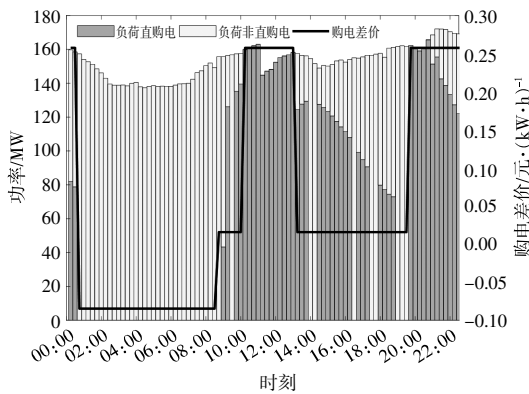


图5 采用固定直购电价时的出力分配

Fig.5 Power distribution at the fixed direct purchase price
 的合同执行电量较大,减少了电力用户的购电支出,提高了风光储和电力用户整体的效益。

方案1和方案3签订的直购合同电量总量相同,但是直接交易及附加收益在方案1中却略小于方案3,这是因为方案1高峰电价时段的直购合同执行电量已经超过了最小风光预测发电总量,如图6所示。虽然储能起到了一定的能量转移功能,但是合同削减偏大,导致较高的补购电费用和削减惩罚费用。

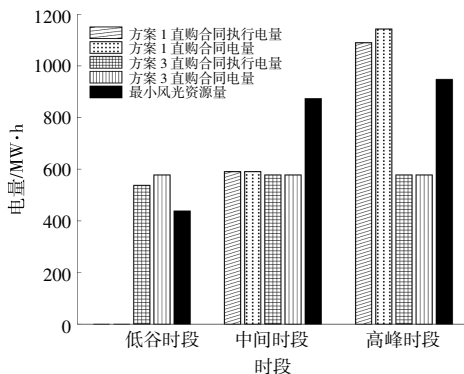


图6 直购电合同在不同时段的分配电量和执行情况

Fig.6 Distribution and implementation of direct transaction of electric energy in different time intervals

2.3 合同电量限制因子和惩罚因子对系统总效益的影响分析

将直购电的合同电量限制因子从0.05阶梯式增加到0.45,分析不同合同电量限制因子对合同电量、合同电量执行量的影响,另外分析社会效益和合同削减惩罚费用随限制因子的增大而产生的变化。

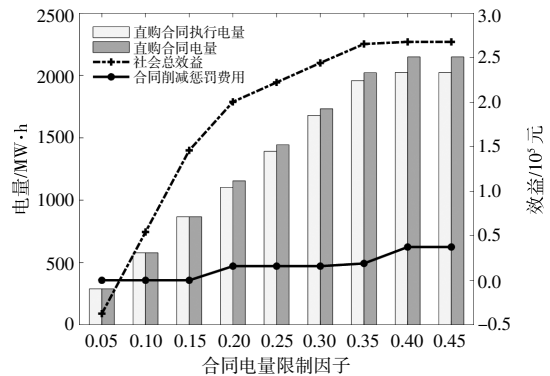
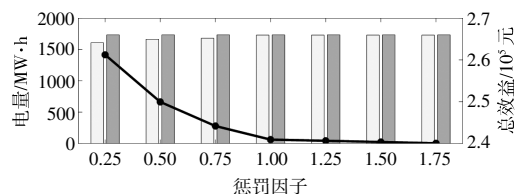


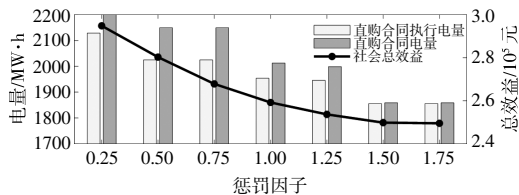
图7 不同合同电量限制因子下系统的性能指标

Fig.7 System performance index under different contract power limit factors

当合同电量限制因子不超过0.15时,不存在合同削减量,惩罚因子的变化对于社会效益没有影响。此时社会效益不超过最大社会效益的54.50%,较大程度地限制了直购电交易为系统整体带来的利益提升,因此不适合选择小于0.15的合同电量限制因子。图8为合同电量限制因子为0.3和0.4时,直购合同执行量和直购合同电量随着惩罚因子的变化。



(a) 合同电量限制因子为0.3



(b) 合同电量限制因子为0.4

图8 不同惩罚因子时系统的性能指标

Fig.8 Performance index of the system with different penalty factors

合同限制因子选择0.3相比于0.4更合适。这

是因为,当合同电量限制因子为 0.4 时,惩罚系数的增大使得直购合同签订量减小,人为设置的惩罚系数在 0.75~1.50 发生微小变化时,合同电量就会发生明显地改变,这不利于合同电量和日前出力方案的求解。当合同电量限制因子为 0.3 时,惩罚系数的增大并不改变直购合同的签订量,只有合同执行量不断增加。这是因为,合同电量限制因子为 0.3 时,仍然起到对电量的限制作用,而增大为 0.4 后,社会总效益值不随合同限制因子的增大而改变,在合同电量的增长和削减电量惩罚费用增加之间达到了均衡。当惩罚因子增大,导致削减费用随之增大后,签订直购合同的电量收益和惩罚费用就会达到新的平衡点。

2.4 不同直购电价对利润均衡度的影响分析

合理设定直购合同电价,可以提高纳什社会福利,使得风光储联合发电站和电力用户之间的利益分配更为公平。以电价优化前方案 2 的收益作为基准,计算电价优化前后的利润提升情况并绘制图形,如图 9 所示。

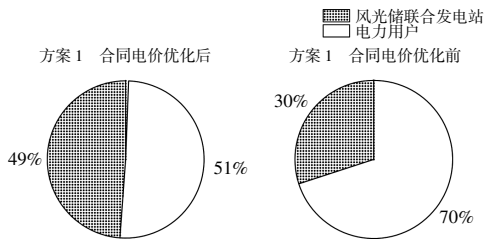


图 9 电价优化前后风光储联合发电站和电力用户利润提升量的占比

Fig.9 Proportion of profit increase of wind-solar-storage combined generation system and power users before and after electricity price optimization

由图 9 可知,对于方案 1,合同电价优化后其利润提升量总值相比于优化前减小了 0.59%,近乎保持不变,而风光储联合发电站和电力用户的利润提升量达到基本持平。这是因为,直购电是风光储联合发电站和电力用户之间的交易,合同电价主要影响两者的利益分配。

图 10 为迭代 10 次之内社会总效益最大时的电价方案。

合同电价始终高于上网电价,且低于同时段的电网购电电价,相比于传统电力购销模式,风光储联合发电站和电力用户的利润都得到了提升。

电价优化后,电力用户侧直购电量如图 11 所示。

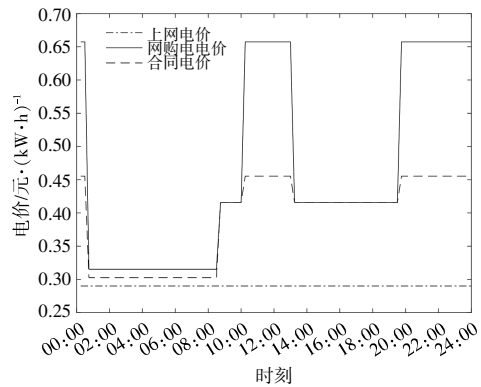


图 10 优化后的电价方案

Fig.10 Optimized electricity price scheme

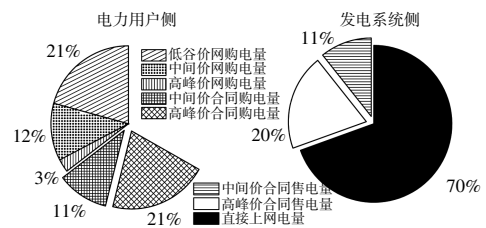


图 11 优化后各种购电量的占比

Fig.11 Proportion of various electricity purchases after electricity price optimization

由图 11 可知,电力用户减少了购电支出。由于合同电量限制因子对于总合同电量的限制,不存在合同低谷价时的直购电量。优化后电价在中间和高峰时段,均高于原来的固定合同电价。因此,存在合同削减情况时,惩罚费用也相应增加,社会总效益降低,这也解释了图 9 中电价优化后社会总效益降低 0.59% 的现象。

3 结论

本文针对风光储联合发电站和电力用户之间的电能直接交易问题,以社会总效益最大化为目标,加入直购电合同的电功率约束和合同电量约束,建立了风光储和电力用户之间含电能直接交易的消纳模型。结合聚类场景,通过算例分析了合同电量限制因子、惩罚因子对直购电量和社会总效益的影响,基于纳什议价的利益分配模型,研究了直购电价对系统中各主体利润均衡度的影响。本文主要结论如下。

①通过引入直购合同电量分时段功率约束,限制签订的总合同电量在新能源总量中的占比,更契合风光储联合发电站和电力用户的直购电交易场景,从而提高社会总效益。

②研究合同电量限制因子和惩罚因子对系统

总效益的影响,并选择合适的合同电量限制因子,该因子太小会限制社会总效益,太大会引起合同电量发生明显的改变。

③构建了基于纳什议价利益分配模型的电价优化方案,结合子问题最大化社会总效益问题的求解结果,顺序优化分时段合同电价,提高各个主体之间的利润均衡度,实现多利益主体的互利共赢。

参考文献:

- [1] 薛禹胜,雷兴,薛峰,等.关于风电不确定性对电力系统影响的评述[J].中国电机工程学报,2014,34(29):5029-5040.
- [2] 吴问足,乔颖,鲁宗相,等.风电功率概率预测方法及展望[J].电力系统自动化,2017,41(18):167-175.
- [3] 乔颖,孙荣富,丁然,等.基于数据增强的分布式光伏电站短期功率预测(一):方法框架与数据增强[J].电网技术,2021,45(5):1799-1808.
- [4] 乔颖,孙荣富,丁然,等.基于数据增强的分布式光伏电站短期功率预测(二):网格化预测[J].电网技术,2021,45(6):2210-2218.
- [5] 黄大为,李赛龙,孔令国.计及中长期合同电量分解与风电报价的日前市场出清模型研究[J].东北电力大学学报,2023,43(4):45-56.
- [6] 孙亮,张娜,李宁,等.基于基尼系数电量进度公平性的日内滚动发电计划[J].电网技术,2020,44(1):340-347.
- [7] 张文韬,王秀丽,吴雄,等.大规模风电接入下含大用户直购电的电力系统调度模型研究[J].中国电机工程学报,2015,35(12):2927-2935.
- [8] 曹阳,李卫东,李扬.含电能直接交易的风电消纳机组组合模型设计[J].电力系统及其自动化学报,2021,33(5):61-67.
- [9] 陈筱中,刘伟,刘宇明,等.基于山东电力现货市场的新能源电站盈亏策略研究[J].山东电力技术,2022,49(10):53-59.
- [10] 林俐,许冰倩,王皓怀.典型分布式发电市场化交易机制分析与建议[J].电力系统自动化,2019,43(4):1-8.
- [11] 孙伟卿,裴亮,向威,等.电力系统中储能的系统价值评估方法[J].电力系统自动化,2019,43(8):47-55.
- [12] 刘文颖,李亚龙,郭鹏,等.基于纳什均衡的高载能负荷就地消纳受阻风电双边博弈决策[J].可再生能源,2016,34(11):1617-1625.
- [13] 姜明军,任明远,徐兰兰,等.计及分布式电源不确定性的多微网鲁棒博弈研究[J].可再生能源,2021,39(4):533-540.
- [14] 顾洁,白凯峰,时亚军.基于多主体主从博弈优化交互机制的区域综合能源系统优化运行[J].电网技术,2019,43(9):3119-3134.
- [15] 杜佳男,韩肖清,李廷钧,等.考虑电价不确定性和博弈欺诈行为的多微网电能合作运行优化策略[J].电网技术,2022,46(11):4217-4230.
- [16] 马腾飞,裴玮,肖浩,等.基于纳什谈判理论的风-光-氢多主体能源系统合作运行方法[J].中国电机工程学报,2021,41(1):25-39,395.
- [17] Zhong Weifeng, Xie Shengli, Xie Kan, et al. Cooperative P2P energy trading in active distribution networks: An MILP-based Nash bargaining solution[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2021, 12(2): 1264-1276.
- [18] 顾欣,王琦,胡云龙,等.基于纳什议价的多微网综合能源系统分布式低碳优化运行策略[J].电网技术,2022,46(4):1464-1482.
- [19] 邵明明,刘友波,陈婧婷,等.分散式储能自趋优经济运行的强化学习算法[J].电网技术,2020,44(5):1696-1705.
- [20] 蔡国伟,姜雨晴,黄南天,等.电力需求响应机制下基于多主体双层博弈的规模化电动汽车充放电优化调度[J].中国电机工程学报,2023,43(1):85-99.
- [21] 伍俊,鲁宗相,乔颖,等.考虑储能动态充放电效率特性的风储电站运行优化[J].电力系统自动化,2018,42(11):41-47,101.
- [22] Davies D L, Bouldin D W. A cluster separation measure[J]. IEEE Transactions on Pattern Analysis and Machine Intelligence, 1979(2): 224-230.
- [23] 芮涛,李国丽,王群京,等.配电侧多微电网日前电能交易纳什议价方法[J].电网技术,2019,43(7):2576-2585.
- [24] 帅轩越,王秀丽,吴雄,等.计及电热需求响应的共享储能容量配置与动态租赁模型[J].电力系统自动化,2021,45(19):24-32.

Direct transaction model for wind-solar-storage combined power station and power users

Sun Shuxin¹, Song Pengfei², Qiao Ying¹, Li Jiaming¹, Lu Zongxiang¹

(1.Department of Electrical Engineering, Tsinghua University, Beijing 100084, China; 2.State Grid Xinjiang Electric Power Company, Urumqi 830008, China)

Abstract: With the continuous improvement of the accuracy of renewable energy and load forecasting, the direct transaction of electric energy between wind-solar-storage combined power station and power users has become feasible. Considering the impacts of direct transaction of electric energy on the system operation, a consumption model with direct transaction of electric energy between wind-solar-storage system and power users is established. The model aims to maximize the total social benefits. The power output constraints of direct power purchase contracts and the related operation constraints of the energy storage are introduced to the traditional model. At the same time, it makes adjustments to the constraints of total power purchase contracts, and adds the wheeling cost and contracts reduction penalties to weigh the comprehensive benefits brought by direct-power-purchasing to the system. Combined with the generated clustering scenario, the day-ahead optimization results of the wind-solar-storage power station are analyzed through a numerical example, and the influence of the contract power limit factor and penalty factor on the quantity of direct purchase power and the total social benefits is studied. The impact of electricity price on the profit balance is analyzed with the Nash bargaining model, which verifies the feasibility and rationality of the proposed model.

Keywords: direct transaction of electric energy; scene clustering; day-ahead dispatching; contract power limit factor; penalty factor