

甘肃电力现货市场双边交易机制设计

陈振寰¹, 杨春祥¹, 张柏林¹, 韩杰¹, 杨迎^{2*}, 张天宇², 陈雨果²

(1. 国网甘肃省电力公司, 甘肃省 兰州市 730030;

2. 北京清能互联科技有限公司, 北京市 海淀区 100084)

Design of Bilateral Trading Mechanism for Gansu Electricity Spot Market

CHEN Zhenhuan¹, YANG Chunxiang¹, ZHANG Bailin¹, HAN Jie¹, YANG Ying^{2*}, ZHANG Tianyu², CHEN Yuguo²

(1. State Grid Gansu Electric Reaserch Insititute, Lanzhou 730030, Gansu Province, China;

2. Beijing Tsintergy Technology Co., Ltd., Haiding District, Beijing 100084, China)

Abstract: The increasing installed capacity of VRE(variable renewable energy) in areas with a high proportion of wind and photovoltaic has always brought huge pressure to consume new energy. The power spot market can reflect the power supply and demand situation in real time through time-of-use price signals, guide users to shift peaks and fill valleys, and improve new energy consumption. As one of the first spot pilot provinces in China, the Gansu Province has designed a unilateral spot market plan on the power generation side that considers the participation of VRE at the initial stage. However, because the spot price cannot be transmitted to the user side during this stage, it is difficult for the user side to adjust the electricity demand based on the price signal obtained from the spot market, which restricts the market potential of VRE consumption to a certain extent. This study focuses on improving the existing spot market mechanism in Gansu. Based on an analysis of the current situation of marketization and the consumption of VRE in Gansu Province, the spot trading mechanism involving both the power generation side and the user side is investigated, including organization methods, clearing mechanisms, and settlement mechanisms. Through a calculation example, the spot market clearance results under the unilateral and bilateral modes are compared and analyzed. The results show that the mode of user side participation in the spot market is conducive to encouraging users to actively consume energy generated by new sources and establish an electricity consumption curve that is friendly to VRE consumption. Further, it can improve the capacity of VRE consumption and provide a reference for the improvement of the spot market mechanism of regions with a high proportion of VRE.

Keywords: electricity spot market; high proportion of VRE; VRE consumption; user side; bilateral transactions; node electricity price

摘 要: 高比例风光新能源地区日益增长的新能源装机带来新能源消纳压力巨大。电力现货市场能够通过分时价格信号, 实时反映电力供需情况, 引导用户负荷移峰填谷, 提升新能源消纳水平。甘肃省作为中国首批现货试点省份之一, 在起步阶段设计了考虑新能源参与的发电侧单边现货市场方案, 但由于现货价格现阶段无法传导至用户侧, 导致用户侧难以根据现货市场形成的价格信号调整用电需求, 一定程度上制约了新能源消纳的市场潜力。文章着眼于改进甘肃现有的现货市场机制, 在分析甘肃省新能源市场化消纳现状基础上, 重点提出发电侧和用户侧双边参与的现货交易机制, 包括组织方式、出清机制、结算机制等。通过算例对单边模式和双边模式下现货市场出清结果进行对比分析, 结果表明, 用户侧参与现货市场交易有利于激励用户主动消纳新能源, 形成对新能源消纳友好的用电曲线, 提高新能源消纳能力, 为完善高比例新能源地区现货市场机制提供参考。

关键词: 电力现货市场; 高比例新能源; 新能源消纳; 用户侧; 双边交易; 节点电价

0 引言

截至2019年底, 全国并网风电装机容量达到21 005万kW, 同比增长了14.0%; 并网太阳能发电装机容量达20 468万kW, 同比增长了17.4%^[1]。新能源高速发展的同时, 保证新能源发电设备利用率和减少弃风、弃光的压力巨大。电力现货市场价格信号是实现发用两侧充分互动、促进高比例新能源消纳的一种重要激励, 随着中国新一轮电力体制改革和现货市场建设试点的开展, 将为市场化大规模消纳新能源提供新的途径^[2]。甘肃省位于新能源发电的主产

区,风电和太阳能发电产业发展迅猛,截至2020年5月底,甘肃风电装机达1 312.19万kW,光伏发电装机达925.11万kW,新能源装机占比达到42.3%,新能源装机超过火电成为省内电力系统第一大能源。但受本地消纳空间有限、跨区输送通道和调峰能力不足约束,甘肃也是弃电现象最严重的地区之一。2019年甘肃弃风率为7.6%,弃光率为4%,弃电率仅次于西北五省(区)中的新疆。甘肃省作为中国首批现货市场试点省份之一,也在积极探索促进新能源消纳的现货市场体系,建立了新能源参与的现货市场机制,并在2018年底启动了现货市场试运行,截止目前甘肃已完成3次结算试运行。

甘肃电力现货市场包括日前市场和实时市场,市场初期采用发电侧单边集中竞争模式,市场主体包括火电机组、水电机组和新能源场站^[3]。新能源通过与火电机组同台竞争,能够以较低的边际成本优先获得市场出清,实现对火电机组的发电权替代。用户侧暂不参与现货交易,其用电价格按照签订的中长期合约价格结算。该方式下,电力现货市场价格信号难以有效传导至用户侧,限制了电力需求价格弹性的释放。

电力负荷大部分具备一定调节能力^[4-8],其中电解铝可调节能力10%~25%,矿热炉10%~20%,多晶硅5%~19%。蓄电池、蓄热、蓄冷设备以及自备机组具有更大灵活调节能力,分布式负荷通过聚合控制方式,具备较强的调节能力和移峰潜力。因此,若允许用户侧参与电力现货交易,新能源低边际成本的优势将有利于引导“荷随源动”,拓展新能源消纳空间。从国际经验来看,绝大部分典型电力市场,如美国PJM电力市场、北欧电力市场和英国电力市场均采用了发用侧双边报价的现货市场模式^[9-10]。在中国,南方(以广东起步)电力现货市场,考虑用户侧决策能力的问题,先期采用用户侧只报量不报价的模式,后期采用用户侧报量报价的模式^[11-12]。此外,为了培育用户的市场化意识,2020年3月21日甘肃省启动了需求侧辅助服务市场,为下一步开展电力现货双边市场打下了一定基础。

本文首先分析甘肃高比例新能源消纳面临的挑战,介绍新能源参与现货市场的机制、新能源中长期交易与现货交易的衔接方式、新能源政策与电力市场的衔接方式,并针对新能源市场化消纳矛盾,提出了甘肃现货市场机制改进建议,设计了以发用电双侧共同参与为主要特点的甘肃二期电力现货市场机制方案,重点阐述了市场组织方式、出清模型、价格机制

和结算机制,并通过算例模拟分析用户侧参与现货交易对新能源消纳的促进作用,为其他高比例风光新能源电力现货市场机制提供参考。

1 甘肃高比例新能源消纳面临的挑战

中国风光新能源主要集中于西北地区,新能源装机近年来一直保持着高速发展的形势,对推进中国能源清洁低碳转型发展具有重要作用。甘肃省近年来在新能源装机逐年增长的同时,高比例新能源消纳难度越来越大,面临的主要挑战如下。

1) 新能源装机容量大,本地电力需求不足,且快速启停调节机组较少。目前,甘肃电网新能源装机容量超过2200万kW,2019年调度口径用电最大负荷1551万kW,装机容量远超用电负荷。同时,省内快速调节电源装机容量不足。在大风日,全电网发电出力严重富余;小风日,全网备用不足。一日内,中午光伏大发时段,发电出力富余,负荷高峰时段发电出力不足。新能源占比过高导致发电出力充分表现出“高电力、低电量”的矛盾局面。因此,电力现货市场的机制设计应尽量挖掘本地电力用户的需求,通过价格传导机制释放现货红利,激励用电企业主动提升用电需求。

2) 高占比新能源电网需要更多灵活性资源。风电和光伏发电的随机性、波动性、间歇性,带来了电力系统运行的不确定性,需要大量的灵活性资源进行调节^[13]。灵活性资源可来源于供给侧,也可来自需求侧^[14],通过适当的辅助服务机制,对各类灵活性资源给予补偿,能够充分调动现有灵活性资源潜力;或者构建市场准入范围更大现货市场^[15],将各类市场主体纳入现货竞争机制,形成发、用两侧互动竞争机制,提高系统灵活性,进而促进新能源消纳。

3) 电源与负荷空间分布不匹配。甘肃省河西地区新能源富集,而河东地区是负荷集中地。河西地区送出通道能力有限,且为支援新疆和甘肃新能源送出的共用通道,是疆电外送的关键路径,极易造成河西断面以西新能源外送受阻^[16]。主网架还存在多处输电阻塞区域,阻塞断面主要集中在新能源上网地区和小水电集中送出地区。综上,甘肃电网的受限断面较多,外送电阻塞较为严重,新能源消纳困难。因此,亟需通过需要形成能够真实反映电力供需分区域、分时段的平衡价格信号,引导电源与负荷在时空上的合理、均衡分布。

2 新能源市场化消纳现状

2.1 新能源参与现货市场的机制

甘肃电力现货市场在日前、实时以发电侧单边、全电量集中竞价的方式开展, 新能源可直接参与省内现货市场交易。考虑现有新能源消纳保障机制以及政策, 新能源特许权及扶贫机组在现货市场作为价格接受者参与日前现货市场, 即只申报次日96点出力预测曲线, 在现货市场中优先出清、优先消纳; 剩余新能源场站则以“报量报价”的方式参与日前现货市场, 同火电机组集中竞价, 调度机构以全网购电成本最小化为目标统一出清新能源的中标出力曲线。考虑到新能源发电的不确定性, 甘肃现货市场设计了新能源实时市场二次报价机制: 新能源场站在实时市场申报超短期发电预测曲线的同时, 允许新能源场站(除特许权及扶贫机组)依据超短期发电预测修改报价。若省内现货市场出清后, 仍存在弃风弃光电量时, 新能源场站可参与跨区域省间富余可再生能源电力交易。

甘肃目前采用了分区电价机制, 参与现货市场的新能源场站以所在区域的分区电价作为现货市场结算价格。电价分区包括河西和河东两个区域, 各分区以分区内所有节点的节点边际电价最大值作为该分区的分区电价。

2.2 新能源中长期交易与现货交易衔接

甘肃电力现货交易采用的是“集中式”市场模式, 中长期交易以差价合同管理市场风险, 配合现货交易采用全电量集中竞价的电力市场模式, 即中长期合同电量不做实物交割, 仅作为金融结算的依据。

在甘肃目前的现货市场中, 若发电机组在中长期交易组织过程中已约定曲线的, 则约定的曲线作为中长期交易分解曲线; 发电机组在中长期交易组织过程中未约定曲线的, 可根据省内保障性发电量、省间交易电量和省内中长期市场化交易电量分解结果, 依据提前发布的运行日系统负荷预测、联络线外送计划、火电必开机组信息、新能源及火电中长期接纳空间, 自主申报运行日中长期交易分解电量和曲线, 调度机构依据运行日不同能源类型中长期接纳空间, 对申报的中长期交易分解曲线进行合理化校验。

在市场结算时, 中长期交易电量按照合同约定价格结算, 日前出清曲线与中长期结算曲线之间的偏差电量按照日前现货价格结算, 机组实际执行量与日前出清曲线之间的偏差电量按照实时市场价格结算。

2.3 新能源政策与电力市场的衔接

2.3.1 全额保障性收购政策

可再生能源发电全额保障性收购是指电网公司根据国家确定的上网标杆电价和保障性收购利用小时数, 全额收购规划范围内的可再生能源发电项目的上网电量, 确保可再生能源优先发电。对于甘肃这种高比例风光新能源地区, 所有新能源发电全部由电网公司收购存在困难且不利于电力市场的开展。因此, 对于纳入优先发电规模的风电和太阳能发电量主要通过三种途径进行消纳, 首先是通过国家指令性和政府间协议进行跨区跨省交易, 新能源外送价格由政府间协商确定; 其次是由各省级能源主管部门确定剩余可再生能源发电能力, 以及消纳责任权重, 电网公司将按照政府定价收购, 确保可再生能源的基本消纳及其相关权益; 最后符合市场准入条件的发电企业可以参与市场化交易, 超出保障性电量的增量发电量通过市场化方式形成价格。

2.3.2 可再生能源电力消纳保障机制

可再生能源发电在电力能源消费过程中一直处于劣势, 考虑其发电随机的特性, 使得其出力稳定性较常规电源更差, 会出现电网企业为保证电网安全稳定运行而选择弃风弃光弃水, 可再生能源上网电量难以得到保障。为此, 2019年5月10日国家发改委、国家能源局提出建立可再生能源电力消纳保障机制(发改能源〔2019〕807号), 明确可再生能源配额制的具体实施机制, 按省级行政区域对电力消费设定可再生能源电力消纳责任权重, 包括电网在内的售电公司、参与批发市场的电力用户和有自备电厂的企业作为承担消纳责任的市场主体接受考核。

通过采取强制性政策手段使可再生能源发电量达到一个有保障的最低水平, 实现可再生能源发电在电力消费中的占比目标。可再生能源电力消纳责任权重, 明确了政府部门、电网企业、各类市场主体的责任。各承担消纳责任的市场主体以实际消纳可再生能源电量为主要方式完成消纳量, 并可通过向超额完成年度消纳量的市场主体购买其超额完成的可再生能源电力消纳量和自愿认购可再生能源绿色电力证书的补充(替代)方式完成消纳量。

2.4 现货市场机制改进建议

甘肃现货市场已进入结算试运行阶段, 然而起步阶段设计的市场机制中, 仅为发电侧单边市场, 用户

侧依旧沿用原来的结算方式,并未参与现货市场交易之中。甘肃已于2019年9月、11月开展了两次7天结算试运行,2020年4月在全国率先完成整月结算试运行。新能源发电作为甘肃省第一大电源,也是现货市场的主要交易单元,由市场运营机构根据新能源短期发电预测曲线代理分解的中长期结算曲线,由于发电月准确度较低,使得新能源在现货市场结算中出现较大负电费。以最近一次整月结算试运行结果为例,风光新能源日前现货负电费约1770万元,实时现货负电费高达23 230万元。现货市场出清充分考虑新能源短期和超短期发电预测,增加了新能源出力,但是由于偏差结算机制导致部分新能源场站出现亏损,极大地影响了市场参与的积极性。因此,建议甘肃电力现货市场后续扩大市场准入范围,将电力用户纳入现货竞争体系,形成发、用两侧互动,双边集中竞价的现货市场竞争机制,激发市场用户消纳新能源的积极性。

目前甘肃采用的分区电价机制以固定分区的方式确定价区,不能体现系统负荷方式、潮流变化引起的分区内部的阻塞状况、价格区域变动等。另外,当固定分区内部发生阻塞时,整个分区内的市场成员将一起承担机组出力再调度的成本,这对分区内大部分的市场成员不公平。因此,有必要在甘肃目前的电价基础上,建立更加精确反映阻塞情况的节点电价机制,准确反映不同空间的电力供需关系,促进新能源就地消纳,减轻电网阻塞和弃风、弃光问题。为此,建议甘肃电力现货市场基于现有的分区电价机制,逐步细化建立节点电价机制,引导合理用电及高效投资规划。

在与中长期交易的衔接机制方面,引入用户侧参与现货市场后,也需要对其中长期合约电量进行日内分解,并根据中长期电量分解情况进行现货市场的偏差结算。中长期合约分解曲线关系到发用电双方费用结算情况,影响着市场主体参与现货市场的积极性,对于市场主体在中长期交易组织过程中未约定曲线的情况,不能沿用由发电机组单方面申报的机制。为保证交易双方的平等性,当遇到未约定中长期交易曲线的情况时,应由发电机组和对应的市场用户共同协商确定中长期曲线分解方式。

目前,尚未出台相关政策对配额制与电力市场交易体系的衔接进行详细规定,但根据相关学者的研究可以推断^[17-18],未来对于绑定了可再生能源环境价值的市场交易,成交量可计入需求方的消纳量,例如与可再生能源发电商签订的固定电价收购电量、跨省

跨区可再生能源电力交易电量、可再生能源市场交易电量等。为实现可再生能源发电在电力消费中的占比目标,对于纳入可再生能源消纳量的中长期交易合约电量,应在现货市场中保证物理执行,将可再生能源电力消纳责任权重作为现货市场开展的物理边界条件。

3 甘肃双边现货市场机制设计

针对目前发电侧单边参与的现货市场机制存在问题,立足甘肃高比例风光新能源的特性,提出发用侧双边参与的现货市场机制,市场初期用户侧以“报量不报价”方式参与市场出清,作为价格接受者进入现货市场,以现货价格对用电曲线进行偏差结算;并基于现有的分区电价机制,建立更加细化的节点电价机制。

3.1 组织方式

3.1.1 日前现货市场

日前现货市场中,发用双方均参与报价,以社会福利最大化为目标集中优化出清。考虑市场初期用户侧的市场决策能力不足,需要逐渐培训用户侧的市场化意识,日前市场用户侧只需申报负荷预测曲线,不用申报价格意愿。为保证低价的新能源场站在现货市场中有更大的竞价空间,最大程度地消纳新能源电力,日前电能量市场采用全电量的申报方式,即发电侧申报最小技术出力到最大技术出力之间的价格信息,用户侧申报次日的全部用电需求曲线。

参与市场的发电机组在日前电能量市场中申报运行日的报价信息,在最大出力空间内申报分段非递减量-价曲线。电力调度机构以运行日全时段发电成本最小化为目标函数,考虑统调负荷预测、机组发电空间、电网安全运行等边界,采用安全约束机组组合(SCUC)和安全约束经济调度(SCED)程序集中出清运行日机组启停计划、96点出力曲线和节点电价。

此外,为保证新能源在更大范围的优化配置,在省内预出清的基础上,电力调度机构根据省内新能源的剩余发电能力,代理新能源场站参与日前跨区域省间富余可再生能源电力现货市场。最后,根据省间日前市场出清结果,调整相关边界条件,进行省内日前市场的正式出清。

3.1.2 实时现货市场

实时市场采用日前现货市场封存的市场主体申报

信息进行集中出清, 新能源场站在实时市场中需申报超短期发电预测曲线, 并可依据超短期发电预测修改报价。调度机构以全网发电成本最小化为目标, 根据最新电网运行状态与超短期预测信息, 考虑机组和电网运行约束条件等, 采用安全约束经济调度 (SCED) 算法进行集中优化计算, 以15 min为间隔滚动出清未来15 min至2 h的发电机组需要实际执行的发电计划和节点电价。

在省内实时市场预出清的基础上, 由电力调度机构代理新能源场站参与日内跨区域省间富余可再生能源电力现货交易, 以省间市场出清结果作为省内实时市场正式出清的边界条件。

3.2 出清模型

电力调度机构综合考虑统调负荷预测、母线负荷预测、分时联络线计划、传输线路容量、机组检修计划、输变电设备检修计划、发电机组运行约束条件、电网安全运行约束条件等因素, 以社会福利最大化为目标, 出清现货交易结果。

现货市场出清模型包括安全约束机组组合 (SCUC) 和安全约束经济调度 (SCED) 模型。SCUC模型主要用于日前市场出清次日的发电机组组合, SCED模型用于日前市场和实时市场出清发电机组的发电计划以及节点电价。考虑用户不申报用电价格意愿, 出清模型的目标函数为总发电成本最小, 包括发电机组的启动成本、空载成本和运行成本。约束条件考虑系统约束、机组约束、网络约束3类。系统约束包括系统负荷平衡约束、系统正负备用容量约束、系统旋转备用约束; 机组约束包括机组出力上下限约束、机组爬坡约束、机组最小连续开停时间约束、机组最大启停次数约束; 网络约束包括线路潮流约束和断面潮流约束。文献[19]对市场数学出清模型构建进行了详细的研究, 在此不再赘述。

3.3 价格机制

为更精确地反映电能的空间价值, 通过不同节点差异化的电价信号将引导电网资源的空间优化配置^[20], 促进新能源就地与外送消纳, 现货市场采取节点电价的定价方式, 即市场主体均按照所在物理节点结算现货市场电能量电费。通过节点电价机制, 激励节点电价比较高的地区减少用电需求, 节点电价比较低的地区增加用电需求, 从而减少输电线路的阻塞情况。

3.4 中长期合约分解

在市场结算前, 发电侧和用户侧的中长期合约电量均要进行曲线分解, 形成中长期交易结算曲线。合约分解方式包括自定义分解曲线和标准分解曲线两类^[21]。自定义分解曲线通过双边协商或挂牌交易成交确定的合约分解方式, 标准分解曲线则是由市场运营机构按照一定的规则, 统一对发用双方的中长期合约进行分解。市场初期, 用户侧决策意识较弱, 为保障大部分用户利益, 标准分解曲线主要根据用户侧的负荷特性定制, 根据上一年统调电力电量历史数据确定年度分月电量比例, 根据上一年统调日电量历史数据确定工作日、周六、周日、节假日4类常用日的电量比例。运行日的分时电量曲线有3种分解方式: ①将系统负荷分为峰段、平段和谷段, 根据统调历史负荷确定峰、平、谷三段负荷比例, 将日电量分解分时电量曲线, 即峰平谷曲线; ②将日电量平均分解为分时电量曲线, 即全天平均曲线; ③将日电量平均分解至每日峰段, 平段、谷段为零, 即高峰时段曲线。

3.5 结算机制

根据中长期交易结算曲线和现货市场出清结果, 采用偏差结算方式对现货市场出清电量进行结算。中长期交易结算曲线按照合同约定价格结算, 日前市场出清曲线与中长期交易结算曲线之间的偏差按照日前节点电价结算, 实际发电曲线或用电曲线与日前市场出清曲线之间的偏差按照实时市场节点电价结算。通过对中长期合约电量进行全电量结算能够保证新能源能够提前锁定市场大部分收益, 减少现货价格波动的风险^[22]。

4 算例分析

4.1 算例数据

通过模拟单边现货市场和双边现货市场机制下高比例风光新能源电力系统的现货市场出清结果, 分析市场用户的用电曲线和新能源的消纳的变化情况。采用IEEE-39节点的系统模型 (如图1所示), 假设系统总装机为12 060 MW, 其中风电装机5100 MW, 太阳能发电装机2460 MW, 火电装机4500 MW, 新能源总装机占比62%。连接在母线30-39上的发电机组电源类型及装机容量如表1所示。

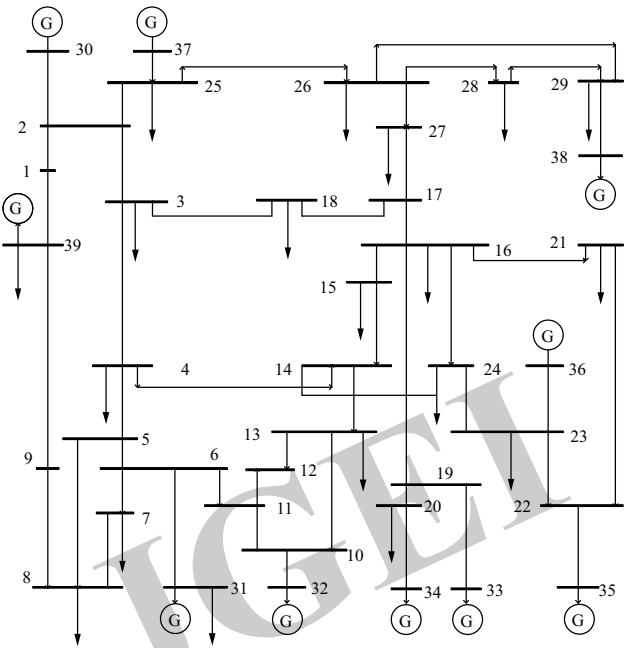


图1 IEEE 39节点系统
Fig. 1 IEEE 39-bus test system

表1 系统电源装机情况

Table 1 Locations and capacities of generation units

序号	连接节点	电源类型	装机容量/MW
1	30	风电	1200
2	31	太阳能	900
3	32	风电	1800
4	33	火电	1200
5	34	火电	900
6	35	风电	900
7	36	火电	2400
8	37	太阳能	960
9	38	风电	1200
10	39	太阳能	600

假设某一运行日内，风电和光伏的最大出力预测曲线如图2所示，新能源在夜间和日间分别有一个发电高峰。系统日内的典型用电负荷曲线如图3所示，在新能源夜间出力高峰时段系统负荷处于低谷时段，用户在日间的用电高峰和新能源的出力高峰存在时间差。

4.2 单边现货市场出清

在单边现货市场中，电力用户不参与市场报价，也不执行现货分时电价，用电需求曲线同典型用电负荷曲线。系统中所有机组均参与现货交易，各机组的

分段报价情况如表2所示。

以总发电成本最小目标，同时考虑新能源最大出力预测情况和电网安全约束条件，得到新能源在单边现货市场的中标出力曲线如图4所示，系统的边际出清价格如图5所示。

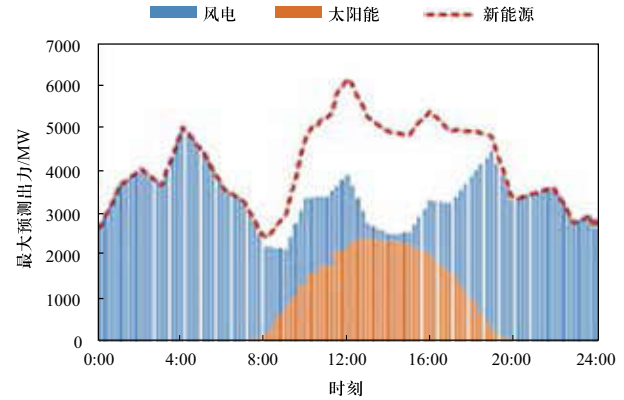


图2 新能源预测最大出力
Fig. 2 VRE forecast maximum output

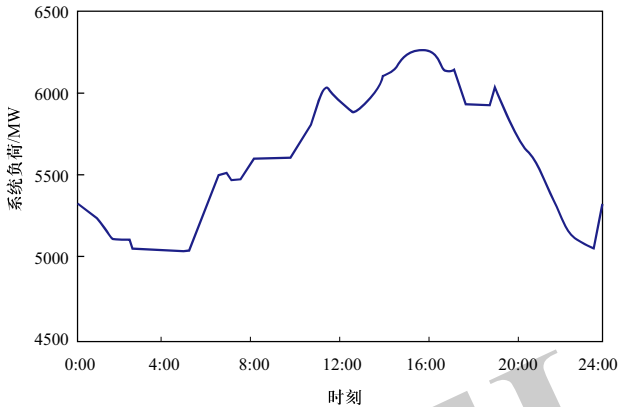


图3 系统用电负荷曲线
Fig. 3 System power load curve

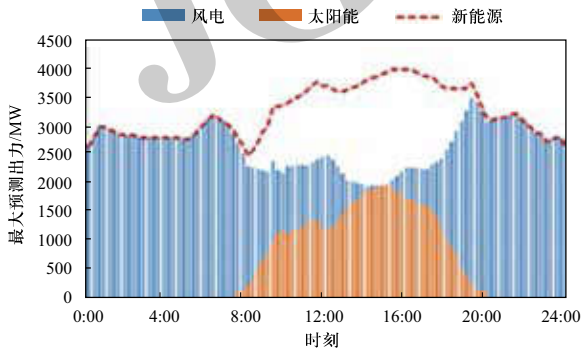


图4 单边现货市场新能源中标情况
Fig. 4 VRE wins in the unilateral spot market

表 2 发电机组现货申报信息
Table 2 Generating unit spot declaration information

MW, 元/MWh										
序号	出力区间	申报价格	出力区间	申报价格	出力区间	申报价格	出力区间	申报价格	出力区间	申报价格
1	(0,240)	30	(240,480)	60	(480,720)	120	(720,960)	240	(960,1200)	360
2	(0,180)	90	(180,360)	180	(360,540)	240	(540,720)	360	(720,900)	450
3	(0,360)	50	(360,720)	100	(720,1080)	150	(1080,1440)	200	(1440,1800)	250
4	(600,720)	390	(720,840)	400	(840,960)	410	(960,1080)	420	(1080,1200)	430
5	(450,540)	395	(540,630)	425	(630,720)	425	(720,810)	435	(810,900)	445
6	(0,180)	40	(180,360)	80	(360,540)	120	(540,720)	160	(720,900)	200
7	(1200,1440)	370	(1440,1680)	380	(1680,1920)	390	(1920,2160)	400	(2160,2400)	410
8	(0,192)	80	(192,384)	120	(384,576)	160	(576,768)	200	(768,960)	240
9	(0,240)	100	(240,480)	150	(480,720)	200	(720,960)	250	(960,1200)	300
10	(0,120)	60	(120,240)	120	(240,360)	180	(360,480)	240	(480,600)	300

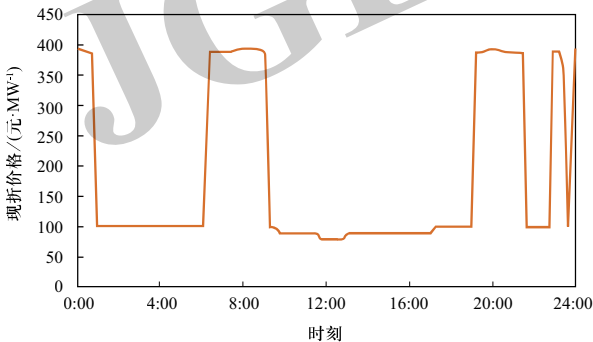


图 5 单边现货市场系统边际出清价格

Fig. 5 System marginal clearing price in the unilateral spot market

4.3 双边现货市场出清

电力市场交易中，电能也具有一般商品的共性，其需求量与价格之间一般呈现反比例关系^[23]。因此，当用户侧作为现货价格接受者，以“报量不报价”的方式参与现货市场时，其在不同时段用电需求可根据预测的现货分时价格进行调整。在已知需求价格弹性系数的条件下，可根据以下公式求得电价调整前后用户用电量的变化值：

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_i(1) \\ \Delta Q_i(2) \\ \vdots \\ \Delta Q_i(T) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Q_{1,i}(1) \\ Q_{1,i}(2) \\ \vdots \\ Q_{1,i}(T) \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Q_{0,i}(1) \\ Q_{0,i}(2) \\ \vdots \\ Q_{0,i}(T) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Q_{0,i}(1) & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & Q_{0,i}(2) & \cdots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \ddots & 0 \\ 0 & \cdots & 0 & Q_{0,i}(T) \end{bmatrix} E \begin{bmatrix} \frac{\Delta P_i(1)}{P_{0,i}(1)} \\ \frac{\Delta P_i(2)}{P_{0,i}(2)} \\ \vdots \\ \frac{\Delta P_i(T)}{P_{0,i}(T)} \end{bmatrix} \quad (1)$$

式中： Q_0 、 P_0 分别为调整前电力用户用电需求和用电价格； ΔQ 、 ΔP 分别为需求及价格的变化量； Q_0 为调整后电力用户需求； E 为弹性系数矩阵。

系统中各电力用户的需求价格弹性系数，采用文献[23]中工业负荷在不同时间段内的弹性系数，如表3所示。

表 3 各时段的需求价格弹性系数
Table 3 Demand price elasticity coefficient in each hour

时间	系数	时间	系数	时间	系数
0:00-1:00	0.98	8:00-9:00	1.29	16:00-17:00	0.85
1:00-2:00	0.92	9:00-10:00	1.26	17:00-18:00	0.97
2:00-3:00	0.97	10:00-11:00	1.29	18:00-19:00	0.98
3:00-4:00	0.92	11:00-12:00	1.25	19:00-20:00	0.97
4:00-5:00	0.85	12:00-13:00	1.08	20:00-21:00	1
5:00-6:00	0.92	13:00-14:00	1.02	21:00-22:00	1.05
6:00-7:00	0.98	14:00-15:00	0.98	22:00-23:00	0.85
7:00-8:00	1.08	15:00-16:00	0.82	23:00-24:00	0.9

假设电力用户不参与现货市场时，用电量全部执行电网销售的目录电价，以甘肃省110 kV的大工业用户的平段电网销售电价为例，取目录电价为443.2元/MWh。考虑到开展双边现货市场前，电力用户对于现货价格的预测依据主要来源单边现货市场的出清信息，参与现货市场后电力用户的用电价格等于节点电价和输配电价之和，本文取甘肃电网110 kV大工业用电的输配电价128.7元/MWh。进而结合单边现货市场的系统边际出清价格、输配电价、目录电价以及上述各时段的需求价格弹性系数，同时考虑电力用户调整后的负荷需求，最大值和最小值不超过原用电负荷的

最大值和最小值，得到在双边现货市场中，本系统的用电负荷曲线如图6所示。

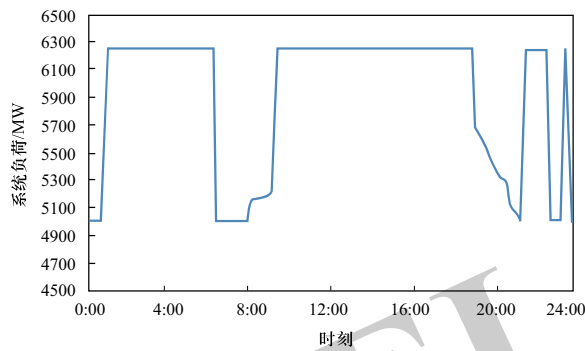


图6 双边现货市场系统用电负荷曲线
Fig. 6 Load curve in the bilateral spot market

用户侧调整用电曲线参与现货市场后，新能源在现货市场的中标出力曲线如图7所示，系统边际出清电价如图8所示。

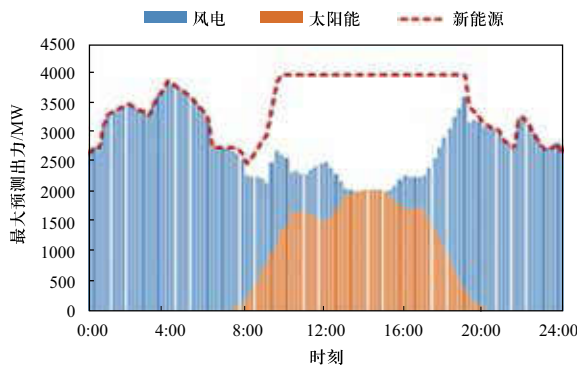


图7 双边现货市场新能源中标情况
Fig. 7 VRE wins in the bilateral spot market

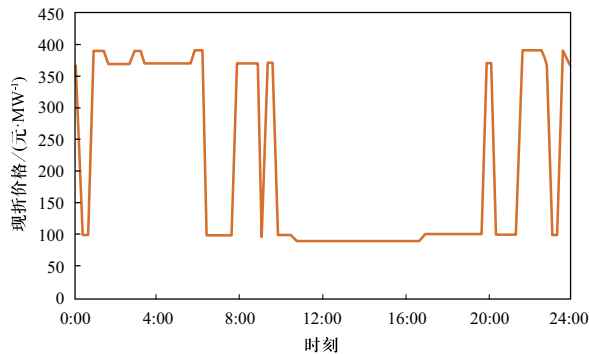


图8 双边现货市场系统边际出清价格
Fig. 8 System marginal clearing price in the bilateral spot market

4.4 结果分析

从电网系统负荷的峰谷特性来看，根据甘肃电网的高峰、平段、低谷3个时段的划分，高峰时段为每

天8:00-11:30、15:00-16:00、18:30-22:00，低谷时段为23:00-次日7:00，其余时间为平段，则单边现货市场和双边现货市场下，系统市场用户在不同时段的用电情况如表4所示。

表4 不同时段系统用电量
Table 4 System power consumption at different times
MWh

时段	单边现货市场	双边现货市场
峰段	50 754	51 135
其中：8:00-11:30	21 472	22 109
15:00-16:00	7806	7818
18:30-22:00	21 475	21 208
平段	41 182	42 841
谷段	42 718	48 470
合计	134 654	142 447

由上表可知，开展双边现货市场后，系统中的市场用户在低谷时段的用电量明显提升，有利于消纳夜间大发的风电资源；在高峰时段，系统用电负荷主要在日间光伏发电的时段有所提升，有利于促进光伏电量的大量消纳；由于平段主要处于日间，因此系统用电负荷的提升也可促进光伏发电的消纳。

从新能源实际消纳情况来看，单边现货市场和双边现货市场中，弃风弃光情况如表5所示。可见，系统用户根据现货价格信号调整用电需求后，可减少弃风电量3 585.86 MWh、弃光电量1 561.05 MWh。

表5 新能源弃电情况
Table 5 Wind and photovoltaic power cartailments
MWh

	单边现货市场	双边现货市场
弃风	19 310.83	15 724.96
弃光	4 118.263	2 557.212
总弃电量	23 429.09	18 282.18

从节点电价来看，用户侧参与现货市场后，以所在节点的节点电价作为结算价格，该运行日内，系统中各电力用户所在节点的平均价格如表6所示。可见，在电源相对集中的节点附近，特别是新能源场站附近，用户所在节点的节点电价更低。

表 6 电力用户的节点电价
Table 6 Node price of electricity users

元/MWh			
节点	节点价格	节点	节点价格
3	252.01	23	170.31
4	227.16	24	203.23
7	225.68	25	194.70
8	223.97	26	213.69
12	226.12	27	253.23
15	218.77	28	203.69
16	208.78	29	193.69
18	212.43	31	189.11
20	186.30	39	207.02
21	211.47		

从用电成本方面来看，假设在单边现货市场中，系统用户按目录电价与电网公司结算用电量，则系统用户单位电量的购电成本为443.2元/MWh；电力用户作为价格接受者参与现货市场后，实际用电量均按照现货价格加输配电价结算，则系统用户平均购电成本为339.76元/MWh。

综上所述，在高比例风光新能源地区，新能源出力和市场出清电价之间具有较强的负相关性，若允许用户侧参与现货交易，则能够形成与新能源的出力曲线更加匹配的系统负荷曲线，增加新能源消纳空间。通过对电力用户执行节点电价，不仅能够降低用户侧的用电成本，同时能够引导在不同空间节点的用户合理用电，促进新能源就近消纳、缓解电网阻塞。

5 结论及建议

本文以甘肃省为例，基于高比例新能源地区特性和电力市场现状，分析了新能源市场化消纳现状以及现货市场机制的改进方向，针对大规模新能源消纳的需求，提出以发用电双边参与的现货市场机制，包含组织方式、中长期合约分解、出清模型、价格和结算机制。采用IEEE-39节点的系统模型，模拟单边现货市场和双边现货市场机制下高比例风光新能源电力系统的现货市场的出清。算例分析表明，双边现货市场机制可节约电力用户的用电成本，激励用户形成对新能源发电友好的用电曲线，有效促进高比例风光新能源电力的消纳，通过节点电价反映电能的空间价值、促进新能源就近消纳。

未来，随着电力市场的成熟运行和交易范围的扩大，将进一步完善高比例风光新能源现货市场机制。

1) 加快构建发电侧市场力监管体系，防止发电侧联盟导致现货价格大幅上涨，导致用电企业成本负担增加，降低市场运行效率和资源配置效率。通过科学全面的市场力监管，形成能真实反映市场供需的电力价格，使电力用户更合理地使用、消费电能。

2) 加大用户侧参与现货市场的深度，逐步过渡到用户侧以“报量报价”方式参与现货市场，促进电力用户与新能源高效互动，使生产成本低电力用户多消纳新能源，以尽可能小的社会成本消纳更多的新能源电力。

3) 建立调频、备用等辅助服务与电能量在现货市场中的一体化出清机制，实现现货与辅助服务的联合出清，扩大新能源在更短周期内的消纳途径。

参考文献

[1] 国家统计局. 中华人民共和国2019年国民经济和社会发展统计公报——2020年2月28日[N]. 中国信息报, 2020-03-02(2).

[2] 王彩霞, 雷雪姣, 刘力华, 等. 市场过渡期促进中国新能源消纳的短期交易机制设计[J]. 全球能源互联网, 2018, 1(5): 565-573.

WANG Caixia, LEI Xuejiao, LIU Lihua, et al. Design of short-term renewable energy integration mechanism in the electricity market transition period[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2018, 1(5): 565-573(in Chinese).

[3] 王春玮. 甘肃省新能源现货市场应对策略研究[J]. 节能与环保, 2019(4): 84-85.

WANG Chunwei. Research on coping strategies of Gansu new energy spot market[J]. Energy Conservation & Environmental Protection, 2019(4): 84-85(in Chinese).

[4] 王小海, 齐军, 姜希伟, 等. 电力市场中灵活性产品的设计及交易机制研究[J]. 中国市场, 2020(5): 65-68.

[5] 王珂, 姚建国, 姚良忠, 等. 电力柔性负荷调度研究综述[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(20): 127-135.

WANG Ke, YAO Jianguo, YAO Liangzhong, et al. Survey of research on flexible loads scheduling technologies[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(20): 127-135(in Chinese).

[6] 何桂雄, 曹年林, 蒋利民, 等. 风电富裕区域高载能负荷参与电网调峰研究[J]. 可再生能源, 2015, 33(4): 491-496.

HE Guixiong, CAO Nianlin, JIANG Limin, et al. Research on peak-load regulating with participation of high-use industrial consumers in wind power rich area[J]. Renewable Energy Resources, 2015, 33(4): 491-496(in Chinese).

[7] 白学祥. 需求响应资源在智能电力系统中的应用及其效益评估研究[D]. 北京: 华北电力大学(北京), 2017.

[8] 姚春晓. 广域可调节负荷的辨识方法研究[D]. 北京: 华北电

- 力大学(北京), 2019.
- [9] 邹鹏, 陈启鑫, 夏清, 等. 国外电力现货市场建设的逻辑分析及对中国的启示与建议[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(13): 18-27.
ZOU Peng, CHEN Qixin, XIA Qing, et al. Logical analysis of electricity spot market design in foreign countries and enlightenment and policy suggestions for China[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(13): 18-27(in Chinese).
- [10] 薛晓岑, 吴巧玲, 张继广. 国外电力现货市场模式与我国现货市场建设探讨[C]//中国电机工程学会电力市场专业委员会2018年学术年会暨全国电力交易机构联盟论坛论文集. 上海, 2018: 62-67.
- [11] 马辉, 陈雨果, 陈晔, 等. 南方(以广东起步)电力现货市场机制设计[J]. 南方电网技术, 2018, 12(12): 42-48.
MA Hui, CHEN Yuguang, CHEN Ye, et al. Mechanism design of Southern China(starting from Guangdong Province)electric spot market[J]. Southern Power System Technology, 2018, 12(12): 42-48(in Chinese).
- [12] 梁志飞, 陈玮, 张志翔, 等. 南方区域电力现货市场建设模式及路径探讨[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(24): 16-21.
LIANG Zhifei, CHEN Wei, ZHANG Zhixiang, et al. Discussion on pattern and path of electricity spot market design in southern region of China[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(24): 16-21(in Chinese).
- [13] 徐唐海, 鲁宗相, 乔颖, 等. 源荷储多类型灵活性资源协调的高比例可再生能源电源规划[J]. 全球能源互联网, 2019, 2(1): 27-34.
XU Tanghai, LU Zongxiang, QIAO Ying, et al. High penetration of renewable energy power planning considering coordination of source-load-storage multi-type flexible resources[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2019, 2(1): 27-34(in Chinese).
- [14] 白帆, 陈红坤, 陈磊, 等. 基于确定型评价指标的电力系统调度灵活性研究[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(10): 52-60.
BAI Fan, CHEN Hongkun, CHEN Lei, et al. Research on dispatching flexibility of power system based on deterministic evaluation index[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(10): 52-60 (in Chinese).
- [15] 赵勇强, Ella Chou, 刘坚. 促进系统灵活性和可再生能源消纳的电力市场体系[J]. 中国能源, 2019, 41(1): 19-24.
ZHAO Yongqiang, CHOU E, LIU Jian. Electric power market design to promote flexibility and renewable energy integration[J]. Energy of China, 2019, 41(1): 19-24(in Chinese).
- [16] 王晶. 甘肃新能源消纳现状及分析[J]. 电力需求侧管理, 2016, 18(6): 49-51.
WANG Jing. Analysis of Gansu new energy accommodation [J]. Power Demand Side Management, 2016, 18(6): 49-51(in Chinese).
- [17] 张翔, 陈政, 马子明, 等. 适应可再生能源配额制的电力市场交易体系研究[J]. 电网技术, 2019, 43(8): 2682-2690.
ZHANG Xiang, CHEN Zheng, MA Ziming, et al. Study on electricity market trading system adapting to renewable portfolio standard[J]. Power System Technology, 2019, 43(8): 2682-2690(in Chinese).
- [18] 马子明, 钟海旺, 谭振飞, 等. 以配额制激励可再生能源的需求与供给国家可再生能源市场机制设计[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(24): 90-96.
MA Ziming, ZHONG Haiwang, TAN Zhenfei, et al. Incenting demand and supply of renewable energy with renewable portfolio standard: mechanism design of national renewable energy market[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(24): 90-96(in Chinese).
- [19] 张馨瑜, 陈启鑫, 葛睿, 等. 考虑灵活块交易的电力现货市场出清模型[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(24): 35-41.
ZHANG Xinyu, CHEN Qixin, GE Rui, et al. Clearing model of electricity spot market considering flexible block orders[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(24): 35-41(in Chinese).
- [20] 沈同, 夏清. 实现资源时空优化配置的现货市场及其应用研究[J]. 智慧电力, 2018, 46(1): 1-6.
SHEN Tong, XIA Qing. Spot market with temporal and spatial distribution optimization of resource and its application in China[J]. Smart Power, 2018, 46(1): 1-6(in Chinese).
- [21] 郭鸿业, 陈启鑫, 钟海旺, 等. 基于标准化金融交割曲线的现货市场建设路径设计[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(17): 1-8.
GUO Hongye, CHEN Qixin, ZHONG Haiwang, et al. Spot market mechanism design and path planning based on standard curve for financial delivery[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(17): 1-8(in Chinese).
- [22] 骆子雅, 季天瑶, 荆朝霞, 等. 电力差价合约机制设计与应用[J]. 电网技术, 2019, 43(8): 2743-2751.
LUO Ziya, JI Tianyao, JING Zhaoxia, et al. Design and application of contract for difference in electricity market[J]. Power System Technology, 2019, 43(8): 2743-2751(in Chinese).
- [23] 艾欣, 周树鹏, 赵阅群. 考虑风电不确定性的用户侧分时电价研究[J]. 电网技术, 2016, 40(5): 1529-1535.
AI Xin, ZHOU Shupeng, ZHAO Yuequn. Study on time of use pricing of user side considering wind power uncertainty[J]. Power System Technology, 2016, 40(5): 1529-1535(in Chinese).

收稿日期: 2020-05-26; 修回日期: 2020-08-03。

作者简介:

陈振寰(1973), 男, 硕士, 高级工程师, 主要研究方向为电网调度及运行管理。

杨迎(1994), 女, 硕士, 主要研究方向为电力市场、电力调度等。通信作者, E-mail: yangy2937@163.com。



陈振寰

(责任编辑 张鹏)