采用偏差电量内部互调的沙戈荒新能源基地配套电源联合运营方式

贺元康[1,2]，贾文皓[2]，丁涛[2]，张健康[1]，董拓[1]，刘彦[2]
（1. 国家电网公司西北分部，710048，西安；2. 西安交通大学电气工程学院，710049，西安）

摘要：针对现有联合运营模式无法兼顾直流配套沙戈荒能源基地计划目标与市场自由的问题，提出了采用偏差电量内部互调的配套电源联合运营方式，以促进跨区直流外送的保供与消纳。提出了中长期合同电量在场站间的分配方式，构建了考虑保供消纳目标与场站间发电公平的联合调度模型，设计以保供消纳贡献为依据的中长期合同执行偏差结算机制和内部互调电量计算方法，给出了包含中长期交易电费、内部互调电费、短期交易电费的总电费结算方法。以西北地区某直流配套沙戈荒基地1周内的实际运行情况为例进行分析，研究结果表明：所提运营模式能够保障跨区直流的稳定外送，促进新能源消纳，且提高了联营体内各场站的收益。沙戈荒基地1周内中长期合同电量13 440万kW·h，内部互调机制使得合同净执行偏差被控制在－56.43万kW·h，外送新能源7 251.55万kW·h，相比于不采用所提联营方法，联营体因规避偏差使总收入提升了396.69万元。该研究为直流配套沙戈荒基地的联合运营提供了一种新的解决方案。

关键词：沙戈荒能源基地；配套电源；跨区直流外送；联合运营；偏差电量
中图分类号：TM732 **文献标志码**：
DOI：10.7652/xjtuxbXXXXXX001 **文章编号**：0253-987X(XXXX)XX-0001-13

Joint Operation of Supporting Power Sources in Desert-Gobi-Wasteland Renewable Energy Bases via Internal Mutual Adjustment of Deviation Electricity

HE Yuankang[1,2], JIA Wenhao[2], DING Tao[2], ZHANG Jiankang[1], DONG Tuo[1], LIU Yan[2]
(1. Northwest Branch of State Grid Corporation of China, Xi'an 710048, China; 2. School of Electrical Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China)

Abstract: To address the inability of existing joint operation modes to reconcile the planning targets of DC-transmission-supporting desert-gobi-wasteland (DGW) energy bases with market freedom, a joint operation mode for supporting power sources based on the internal mutual adjustment of deviation electricity is proposed, so as to promote both supply security and renewable energy accommodation in cross-regional HVDC power delivery. An allocation method for medium- and long-term contracted electricity among the constituent stations is developed, and a joint dispatch model that accounts for supply-security and accommodation objectives as well as generation fairness among stations is constructed. A settlement mechanism for the execution deviation of medium- and long-term contracts and a calculation method for the internally mutually adjusted electricity are

收稿日期：2026-07-23。
网络出版日期：XXXX-XX-XX 网络出版地址：

designed on the basis of each station's contribution to supply security and accommodation. A total electricity charge settlement method comprising medium- and long-term transaction charges, internal mutual adjustment charges, and short-term transaction charges is then presented. The proposed mode is examined using the actual one-week operation of a DC-supporting DGW base in Northwest China. The results show that the proposed mode ensures stable cross-regional HVDC power delivery, promotes renewable energy accommodation, and increases the revenue of every station within the joint operation entity. For the DGW base, the weekly contracted medium- and long-term electricity is 134, 400 MWh; the internal mutual adjustment mechanism limits the net contract execution deviation to − 564.3 MWh, and 72, 515.5 MWh of renewable energy is delivered outward. Compared with the scenario without the proposed joint operation method, the joint operation entity increased its total revenue by CNY 3.9669 million through deviation avoidance This study provides a new solution for the joint operation of DC-supporting DGW bases.

Keywords: desert-gobi-wasteland renewable energy base; supporting power sources; cross-regional DC transmission; joint operation; deviation energy

为响应“双碳”目标需求,我国持续建设新能源产业,推进能源转型进程,并取得了显著成效[1]。近年来,在新能源产业发展进程中,“沙戈荒基地”的建设备受重视。《2025年能源工作指导意见》强调,要积极推进沙戈荒大型风电光伏基地建设,科学谋划“十五五”沙戈荒新能源大基地布局方案[2]。直流配套沙戈荒能源基地建设是国家推动能源绿色低碳转型的一项关键战略,通过直流通道外送沙戈荒基地电力的模式已在“坤渝直流”、“宁湘直流”、“庆东直流”等项目中投入实践[3]。推动沙戈荒大基地项目与受端用户之间的长期交易,是推进新能源参与电力市场进程中的重要目标[4]。

直流配套沙戈荒基地是包含多类电源类型的发电场站集群,且同时具有计划经济和市场经济的特征。在计划性方面,基地作为直流配套电源有保供和消纳义务,需要保证直流通道的高效利用以及外送电量的新能源占比;在市场性方面,基地内的各个场站也有自身的盈利需求,场站利益与基地整体输电任务间的关系复杂。

针对含新能源的多类型电源发电场站集群的运行问题,现有的研究已取得了诸多成果。一部分研究通过统一调度的方式,统合集群的发电资源,追求整体效益最大化。另一部分研究则设计市场机制,利用供需关系和价格信号引导购售电行为,间接实现资源的优化配置。

统一调度模式方面,相关研究大多将火电和新能源的发电场站集群运行视作优化问题,将运行目标与发电物理约束转化为优化模型,通过求解优化模型得到最终的运行方式。现有研究在选择运行目标时,追求系统运行成本最小,考虑了火电机组的成本[5],储能启停成本[6],碳排放成本[7]等,部分研究还在优化模型的目标函数中加入了新能源弃用惩罚项,以促进新能源消纳[8-9]。此外,为应对新能源、负荷等不确定性为系统供电带来的挑战,部分研究还考虑了系统如何保障电力供需平衡的问题[10-12]。这些研究都将发电场站集群视作利益一致的整体,未能考虑集群内部各场站间的收益分配。若各个场站按所得运行方式下的上网电量直接结算电费,场站间获利差距悬殊,将有违市场公平。当沙戈荒基地入驻的售电主体有多个时,这些主体间的利益可能存在冲突,设定运行目标时需要考虑场站间的收益公平,上述研究下得到的运行方式难以直接执行。

市场引导模式方面,相关研究紧跟电力市场形势变化,针对各类市场在保供、消纳等方面的作用,设计了适应新能源售电主体参与的市场机制。直流配套沙戈荒基地的大部分交易电量为通过直流通道送往对侧的中长期电量。新能源出力的间歇性和波动性使其难以长期提供稳定的电力,不利于其参与中长期交易[13-15]。针对此问题,相关研究提出了与其它电源联合参与交易[16]、改变合同电量分解机制[17]、现货市场配合调节[18]等应对方法。此外,近年来我国调峰辅助服务市场迅速发展,相关研究也为平抑新能源波动性提供了新的解决方案[19-21]。然而,上述研究的研究对象多针对省级、区级等大规模电力市场。若直流配套沙戈荒基地内的场站完全自主参与市场交易,基地场站间将缺乏合作,不利于稳定送电;若将上述研究内的市场机

制直接应用，在沙戈荒基地内部进行独立交易，又将面临市场竞争不充分、管理成本高的问题。

打捆交易的模式契合沙戈荒联合稳定联合运营的需求，现有的研究大多以博弈论视角对联营开展分析。文献[22]给出了考虑联营体整体的偏差风险的竞价策略；文献[23]构建了新能源与供给侧火电的合作联盟以及与可调负荷的合作联盟；文献[24]提出了通过调整其它机组出力满足新能源合同签约电量的联营方案；文献[25]利用风火打捆参与大用户直购交易解决火电风电竞争上网问题。这些方案下，不论后续偏差电量如何处理，各主体都可以在博弈阶段就将其纳入考量，因而对偏差电量即使无内部互调、或由火电承担的简单方案，也不会影响保供和消纳成本的合理分摊，从而得到公平的收益分配方案。然而，沙戈荒基地的交易涉及直流外送的考核，受到送受端诸多非市场因素的影响，其中长期合同的价格、电量、曲线组成等等更多地是作为运行边界给定，这个过程尚未确定偏差分摊策略，更不会在定价时考虑保供和消纳的成本。因此，上述的方案难以直接套用至沙戈荒基地的实际运营中。

现有的合作机制大多着重关注达成交易的过程，而将后续的机制作为市场博弈的边界。而沙戈荒基地的情况则相反，需要在中长期交易的边界下，设计一套偏差电量调整机制以保供消纳，并采用合理的方法分摊保供消纳成本。目前，沙戈荒基地优先外送的优势已保证了主体参与联营的意愿，却没有可参考的机制促使各主体形成保供消纳的意愿。为此，本文针对交易达成后的执行过程设计了一种兼顾计划性和市场性的联合运营方式，包括优化调度方法以及与之配套的电费结算机制。该运营方式旨在利用根据保供消纳贡献分配收益的方法，使沙戈荒基地中，个体的利益与整体的保供消纳目标一致，从而引导沙戈荒基地的主体协作实现保供消纳目标。

1　直流配套沙戈荒基地市场参与方式

1.1　直流配套沙戈荒基地

直流配套沙戈荒基地中的场站需优先在跨区市场上达成交易。跨区市场不涉及新能源机制电量，主要的交易形式是签订中长期购售电合同，中长期合同的上网电量和电价，通过政府间签订合作框架协议形式明确，电价主要参考受端市场价格协商结果。在满足中长期购售电合同的基础上，若直流配套沙戈荒基地还有富余的发电能力，可参与到区内的短期市场中，在省内市场和省间市场的交易中获取更大收益。大部分的跨区直流只允许配套电源上网，沙戈荒基地不能从主网购入电量外送。

为保证能够高效消纳新能源，稳定地通过直流通道送出电力，直流配套沙戈荒基地除大规模建设风电、光伏场站外，还会配套建设大容量火电机组。利用火电机组的调节能力，平抑新能源发电的随机性和波动性。

1.2　联营体市场交易模式

直流配套沙戈荒基地内的所有场站组成统一的交易主体，以参与中长期市场电力市场的交易。在跨区售电的中长期交易中，购售双方根据各自的购售需求、电力市场的价格形势等因素，协商确定输电功率曲线，以及各类型电源的功率占比和上网电价。中长期合同是基地内部对偏差电量进行互调以及参与区内短期交易时的重要边界条件。

直流通道输电功率曲线规定了在每个时段下，各类型机组的输电功率。一方面，这划分了各类机组的发电义务，各场站应当满足对应的输电需求，避免中长期合同在执行期发生偏差；另一方面，这也划分了各类机组的输电权利，各场站有权发出规定的发电功率并获取对应收益。

为充分利用沙戈荒基地的发电资源，联合运营主体下的各个场站还可自行参与短期市场获取更多收益。由于大部分跨区直流通道仅允许配套电源外送，这些通道配套的沙戈荒基地参与区内交易时，只能在有多余电量时外送，无法在电力不足时购入。

目前，直流外送计划多由送受端相应管理部门参考发电能力、用电需求、直流利用率、消纳目标等多种因素协商确定，而联营体则将其作为短期交易以及后续运行的边界。

在运营过程中，沙戈荒基地将出现消纳和顶峰两种运行场景。在消纳场景下，沙戈荒基地的新能源大发，总可发功率大于中长期及其他市场交易形成的调度执行曲线。在顶峰场景下，沙戈荒基地的新能源小发，总可发功率小于中长期及其他市场交易形成的调度执行曲线。两类场景下，沙戈荒基地的交易电量流向具有不同特征。

图1展示了顶峰和消纳场景下，沙戈荒基地市场交易电量的流向，涵盖了外送电量、内部互调电量以及区内短期交易电量。沙戈荒基地内的场站

按直流输电配额，向直流对侧购电主体外送电量，执行中长期合同。新能源总可发功率与直流输电配额存在偏差时，优先在基地内部进行互调。在满足基地内部调节需求后，基地内的主体还可向现货市场出售电量。

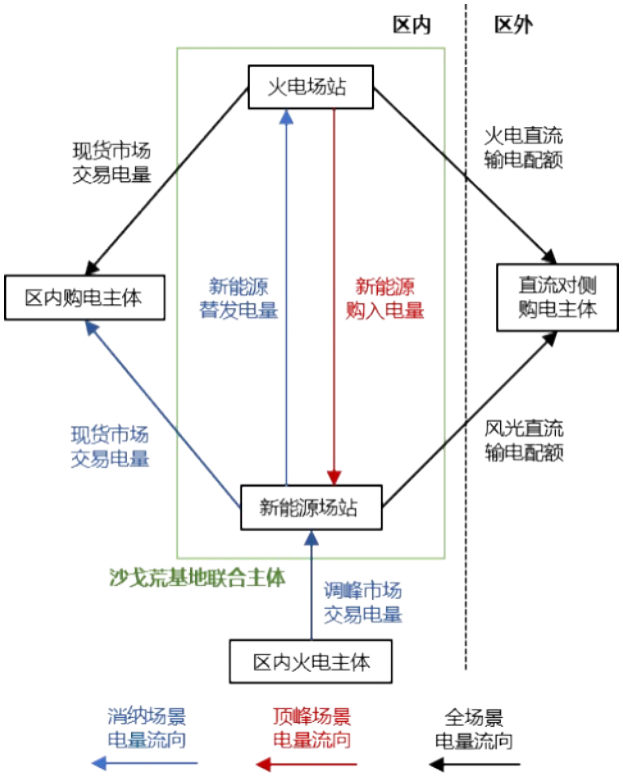

图 1 沙戈荒能源基地市场交易电量流向

Fig. 1 Market transaction electricity flow for gobi and desert energy base

1.3 出力计划

在本文所提的联合运营模式下，直流配套沙戈荒基地采取独立控制区模式，火电机组的自动发电控制（AGC）模式为出力跟随新能源出力的自动调节，新能源大发时火电自动调减，新能源小发时火电自动调增，并在沙戈荒基地内部互相调整，以保证基地内总发电曲线满足全部中长期交易和短期交易的总需求，并提升新能源消纳率。

在计算调度计划时，由于风电、光伏功率由多个场站共同提供，应将发电功率合理分配至各个场站。中长期交易无法完全消纳各新能源场站的全部电量，因而即使考虑到负向偏差带来的损失，仍是享有越多的输电权利就能获得更多收益，因此，需设定分配规则保障各个场站的输电权利平等。从资源禀赋角度看，由于沙戈荒新能源基地内部的主体间地理位置相近，风光资源的丰富程度以及波动特征是高度相近的。装机容量能够较好地表征同类型主体的发电能力，也反映了对应主体的投资规模，以容量为标的分配输电权利，既有利于形成稳定的收益预期，也客观上符合多发者有权多送的直觉。因此，风电场站按照装机容量占总风电装机比例分配风电直流输电功率，光伏场站按照装机容量占总光伏装机的比例分配光伏直流输电功率，作为功率分配的基准方案。

具体计算表达式为

$$p_{i,t}^{\mathrm{W,L}}=\frac{C_i^{\mathrm{W}}}{\sum_{i\in\Omega_{\mathrm{W}}}C_i^{\mathrm{W}}}P_t^{\mathrm{W,L}},\forall i\in\Omega_{\mathrm{W}},\forall t \tag{1}$$

$$p_{i,t}^{\mathrm{S,L}}=\frac{C_i^{\mathrm{S}}}{\sum_{i\in\Omega_{\mathrm{W}}}C_i^{\mathrm{S}}}P_t^{\mathrm{S,L}},\forall i\in\Omega_{\mathrm{S}},\forall t \tag{2}$$

式中：t为调度时段；$p_{i,t}^{W,L}$为在时段t内，风电场站i分配得到的直流外送发电功率；C_i^W为风电场站i的装机容量；Ω_{W}为所有风电场站的集合；$\forall i\in\Omega_{\mathrm{W}}$表示该约束需对集合$\Omega_{\mathrm{W}}$中的所有元素$i$同时成立；$\forall t$表示该约束对所有时段$t$同时成立；$P_t^{W,L}$为在时段$t$内风电直流外送总功率；$p_{i,t}^{S,L}$为在时段$t$内，光伏场站$i$分配得到的直流外送发电功率；$C_i^S$为光伏场站$i$的装机容量；$\Omega_{\mathrm{S}}$为所有光伏场站的集合；$P_t^{S,L}$为在时段$t$内光伏直流外送总功率；$\forall i\in\Omega_{\mathrm{S}}$表示该约束需对集合$\Omega_{\mathrm{S}}$中的所有元素$i$同时成立。通过上述方式计算得到的输电功率配额仅为基准值，在实际运营过程中，基地内的各场站可在该分配方案基础上，根据自身发电能力和参与意愿进行输电权利让渡，使最终的直流输电功率配额能够适应场站间的差异。

联合调度下各个机组在每个时段下的出力方案需通过优化调度模型求解。联合调度的优化模型是一个混合整数线性规划模型，以最小化中长期合同执行时的总偏差电量为目标，并在此基础上，尽可能减少新能源场站的弃电功率，保障消纳率。此外，为保证各新能源场站的发电权利平等，在目标函数中引入了对应的惩罚项。由于直流对侧的用电波动无法提前确定，制定出力计划时不考虑中长期合同正向执行偏差。联合调度优化模型表达式为

$$\min\sum_{t\in T}\left(k_1P_t^{\mathrm{dev,-}}+k_2\sum_{i\in\Omega_{\mathrm{W}}}p_{i,t}^{\mathrm{W,cur}}+k_2\sum_{i\in\Omega_{\mathrm{S}}}p_{i,t}^{\mathrm{S,cur}}+\gamma_t^{\mathrm{ren}}\right) \tag{3}$$

式中：T为所考虑的调度时段的集合；k_1为中长期合同执行偏差功率的惩罚系数；$P_t^{dev,-}$为在时段t内沙

戈荒基地中长期合同的负向执行偏差功率；k_2为新能源弃用的惩罚系数；$p_{i,t}^{W,cur}$为在时段t内风电场站i的弃电功率；$p_{i,t}^{S,cur}$为在时段t内光伏场站i的弃电功率；γ_t^{ren}是时段t下，表征新能源场站发电权利不平等情况的惩罚项。

功率平衡约束表达式为

$$\sum_{i\in\Omega_W}\left(p_{i,t}^{W}-p_{i,t}^{W,S}\right)+\sum_{i\in\Omega_S}\left(p_{i,t}^{S}-p_{i,t}^{S,S}\right)+\sum_{i\in\Omega_{Th}}p_{i,t}^{Th}-P_t^{Th,S}=P_t^{Th,L}+P_t^{S,L}+P_t^{W,L}-P_t^{dev,-},\forall t\in T \tag{4}$$

$$P_t^{dev,-}\geq 0,\forall t\in T \tag{5}$$

式中：$p_{i,t}^{W}$为时段t内风电场站i的发电功率；$p_{i,t}^{W,S}$为时段t内风电场站i在短期市场售电时的输电功率；$p_{i,t}^{S}$为时段t内光伏场站i的发电功率；$p_{i,t}^{S,S}$为时段t内光伏场站i在短期市场售电时的输电功率；$\forall t\in T$表示该约束需对调度时段集合T中的所有时段t同时成立；$p_{i,t}^{Th}$为时段t内火电机组i的发电功率；Ω_{Th}为沙戈荒基地火电场站内所有火电机组的集合；$P_t^{Th,S}$为时段t内火电场站的短期售电功率；$P_t^{Th,L}$为时段t内中长期合同规定的火电的直流输电功率。考虑到各场站自身的利益需求，进行统一调度时，各场站发电优先满足自主参与短期交易的发电需求，故功率平衡约束中不引入短期交易偏差项。

新能源运行约束表达式为

$$p_{i,t}^{W}+p_{i,t}^{W,cur}=p_{i,t}^{W,max},\forall i\in\Omega_W,\forall t\in T \tag{6}$$

$$0\leq p_{i,t}^{W,cur}\leq p_{i,t}^{W,max},\forall i\in\Omega_W,\forall t\in T \tag{7}$$

$$p_{i,t}^{S}+p_{i,t}^{S,cur}=p_{i,t}^{S,max},\forall i\in\Omega_S,\forall t\in T \tag{8}$$

$$0\leq p_{i,t}^{S,cur}\leq p_{i,t}^{S,max},\forall i\in\Omega_S,\forall t\in T \tag{9}$$

式中：$p_{i,t}^{W,max}$为时段t内风电场站i的最大可发功率；$p_{i,t}^{S,max}$为时段t内光伏场站i的最大可发功率。

火电运行约束表达式为

$$p_{i,t}^{Th}-p_{i,t-1}^{Th}\leq x_{i,t-1}^{Th}\lambda_i+\left(1-x_{i,t}^{Th}\right)p_i^{Th,max}+\left(1-x_{i,t-1}^{Th}\right)\lambda_i^{c},\forall i\in\Omega_{Th},\forall t\in T \tag{10}$$

$$p_{i,t-1}^{Th}-p_{i,t}^{Th}\leq x_{i,t}^{Th}\lambda_i+\left(1-x_{i,t-1}^{Th}\right)p_i^{Th,max}+\left(1-x_{i,t}^{Th}\right)\lambda_i^{c},\forall i\in\Omega_{Th},\forall t\in T \tag{11}$$

$$x_{i,t}^{Th}p_{i,t}^{Th,min}\leq p_{i,t}^{Th}\leq x_{i,t}^{Th}p_{i,t}^{Th,max},\forall i\in\Omega_{Th}\in,\forall t\in T \tag{12}$$

$$x_{i,t}^{Th}\in\{0,1\},\forall i\in\Omega_{Th},\forall t\in T \tag{13}$$

式中：$p_i^{Th,max}$为火电机组i的最大发电功率；λ_i为火电机组i在运行过程中的爬坡功率；λ_i^{c}为火电机组i在启动与关停时的爬坡功率；$\forall i\in\Omega_{Th}$表示该约束需对集合Ω_{Th}中的所有元素i同时成立；$x_{i,t}^{Th}$为火电机组i在时段t内状态的0、1变量，在时段t内，$x_{i,t}^{Th}$为1时表示机组i处于运行状态，为0时表示机组处于关停状态；$p_i^{Th,min}$为火电机组i在运行过程中的最小发电功率。

在可发功率不足以满足计划的外送功率时，新能源场站需要可发尽发，但在可发功率超出计划外送功率时，占有的直流输电功率越多，获取的收益越大，需对来自火电和其他新能源输电配额公平分配。在确定中长期合同时，已考虑风光互补特性确定了每个时段下各类型新能源的送出功率，因而风电、光伏场站对这些输电配额的分配可合并考虑。

计算γ_t^{ren}对应的约束表达式为

$$\gamma_{i,t}^{W}=\frac{p_{i,t}^{W}-p_{i,t}^{W,S}}{p_{i,t}^{W,L}},\forall i\in\Omega_W,\forall t\in T \tag{14}$$

$$\gamma_{i,t}^{S}=\frac{p_{i,t}^{S}-p_{i,t}^{S,S}}{p_{i,t}^{S,L}},\forall i\in\Omega_S,\forall t\in T_S \tag{15}$$

$$\gamma_t^{ren}\geq\gamma_{i,t}^{W},\forall i\in\Omega_W,\forall t\in T \tag{16}$$

$$\gamma_t^{ren}\geq\gamma_{i,t}^{S},\forall i\in\Omega_S,\forall t\in T_S \tag{17}$$

式中：$\gamma_{i,t}^{W}$为在时段t内，风电场站i的实际直流输电功率与分配得到的直流输电功率的比值；$\gamma_{i,t}^{S}$为在时段t内，光伏场站i的实际直流输电功率与分配得到的直流输电功率的比值；T_S为有光伏输电配额的时段；$\forall t\in T_S$表示该约束需对集合T_S中的所有时段t同时成立。$\gamma_{i,t}^{W}$、$\gamma_{i,t}^{S}$反映了新能源场站多发电的获益程度。由于目标函数最小化，γ_t^{ren}，γ_t^{ren}实际取得为当时段所有$\gamma_{i,t}^{W}$和$\gamma_{i,t}^{S}$中的最大值。因此，优化模型可通过限制最大获益程度γ_t^{ren}，保证发电权利的公平分配。

在设置惩罚系数时，需保证减少偏差电量、促进新能源消纳、保证各新能源场站公平发电这3个优化目标间的优先级递减，因而需根据对各目标之间的矛盾冲突分析确定惩罚系数的取值。

促进新能源消纳的目标会降低火电出力以增加新能源出力，这可能会因压低火电出力而导致火电受爬坡能力受限，无法及时顶峰从而导致后续时段出现执行偏差。由于爬坡受限影响的最大时段数不会超过火电出力从最小出力上坡至最大出力，再下坡至最小出力所花费的时间，选取惩罚系数时需满足的表达式为

$$k_1 > 2\left(\frac{p_{i,t}^{\mathrm{Th,max}} - p_{i,t}^{\mathrm{Th,min}}}{\lambda_i^c} + 1\right)k_2, \forall i \in \Omega_{\mathrm{Th}}, \forall t \in T \tag{18}$$

即k_1与k_2的比值应大于可能连续出现爬坡受限的最长时间，以保证增加执行偏差促进消纳时，偏差惩罚项的增量远大于弃电惩罚项减少的量，从而实现优先减少偏差电量。

保证新能源发电公平的目标会降低部分新能源出力，可能导致非必要地压低新能源出力。由于新能源降低出力对γ_t^{ren}的影响主要取决于各场站的计划出力，选取惩罚系数时需满足的表达式为

$$\begin{cases} k_2 > \dfrac{1}{p_{i,t}^{\mathrm{W,L}}}, \forall i \in \Omega_{\mathrm{W}}, \forall t \in T \\ k_2 > \dfrac{1}{p_{i,t}^{\mathrm{S,L}}}, \forall i \in \Omega_{\mathrm{S}}, \forall t \in T_{\mathrm{S}} \end{cases} \tag{19}$$

即在非必要压低新能源出力时，保证新能源弃电惩罚项的增量大于发电公平惩罚项减少的量，从而实现优先促进新能源的消纳。在取值时，为避免数值问题，应采用远大于临界值的取值，以保证在该区间内惩罚系数与最优解间不存在灵敏度关系。

2 联合运营电费结算机制

2.1 中长期合同偏差结算机制

当沙戈荒基地外送功率与直流对侧用电需求不一致时，就会产生中长期合同执行偏差功率，需按合同约定向购电方支付/收取合同偏差电费。由于签订中长期合同的主体是沙戈荒基地联合主体，为了后续的电费结算，需将合同执行偏差功率分配到具体的场站。计算各场站偏差功率的表达式为

$$p_{i,t}^{\mathrm{dev,W,-}} = \max\left\{p_{i,t}^{\mathrm{W,L}} + p_{i,t}^{\mathrm{W,S}} - p_{i,t}^{\mathrm{W}}, 0\right\}, \forall i \in \Omega_{\mathrm{W}}, \forall t \in T \tag{20}$$

$$p_{i,t}^{\mathrm{dev,S,-}} = \max\left\{p_{i,t}^{\mathrm{S,L}} + p_{i,t}^{\mathrm{S,S}} - p_{i,t}^{\mathrm{S}}, 0\right\}, \forall i \in \Omega_{\mathrm{S}}, \forall t \in T \tag{21}$$

$$P_t^{\mathrm{dev,Th,-}} = \max\left\{P_{i,t}^{\mathrm{Th,L}} + P_t^{\mathrm{Th,S}} - \sum_{\forall i \in \Omega_{\mathrm{Th}}} p_{i,t}^{\mathrm{Th}}, 0\right\}, \forall t \in T \tag{22}$$

$$p_{i,t}^{\mathrm{dev,W,+}} = \max\left\{p_{i,t}^{\mathrm{W}} - p_{i,t}^{\mathrm{W,L}} - p_{i,t}^{\mathrm{W,S}}, 0\right\}, \forall i \in \Omega_{\mathrm{W}}, \forall t \in T \tag{23}$$

$$p_{i,t}^{\mathrm{dev,S,+}} = \max\left\{p_{i,t}^{\mathrm{S}} - p_{i,t}^{\mathrm{S,L}} - p_{i,t}^{\mathrm{S,S}}, 0\right\}, \forall i \in \Omega_{\mathrm{S}}, \forall t \in T \tag{24}$$

$$P_t^{\mathrm{dev,Th,+}} = \max\left\{\sum_{\forall i \in \Omega_{\mathrm{Th}}} p_{i,t}^{\mathrm{Th}} - P_{i,t}^{\mathrm{Th,L}} - P_{i,t}^{\mathrm{Th,S}}, 0\right\}, \forall t \in T \tag{25}$$

式中：$p_{i,t}^{dev,W,+}$、$p_{i,t}^{dev,S,+}$、$P_t^{dev,Th,+}$分别为风电、光伏和火电场站的正向偏差功率；$p_{i,t}^{dev,W,-}$、$p_{i,t}^{dev,S,-}$、$P_t^{dev,Th,-}$分别为风电、光伏和火电场站的负向偏差功率。

在所提联合运营方式下，由于存在内部互调机制，互相抵消的正负偏差电量不会体现在联营体总偏差中，如果采用直接按电量分摊或按容量分摊的方法，将有失公平。因此，需要以各场站执行偏差功率为依据，进行额外的计算，分摊中长期合同执行偏差功率。具体计算表达式为

$$p_{i,t}^{\mathrm{dev,W,ex,+/-}} = \frac{p_{i,t}^{\mathrm{dev,W,+/-}} P_t^{\mathrm{dev,+/-}}}{P_t^{\mathrm{dev,Th,+/-}} + \sum_{i \in \Omega_{\mathrm{W}}} p_{i,t}^{\mathrm{dev,W,+/-}} + \sum_{i \in \Omega_{\mathrm{S}}} p_{i,t}^{\mathrm{dev,S,+/-}}}, \quad \forall i \in \Omega_{\mathrm{W}}, \forall t \in T \tag{26}$$

$$p_{i,t}^{\mathrm{dev,S,ex,+/-}} = \frac{p_{i,t}^{\mathrm{dev,S,+/-}} P_t^{\mathrm{dev,+/-}}}{P_t^{\mathrm{dev,Th,+/-}} + \sum_{i \in \Omega_{\mathrm{W}}} p_{i,t}^{\mathrm{dev,W,+/-}} + \sum_{i \in \Omega_{\mathrm{S}}} p_{i,t}^{\mathrm{dev,S,+/-}}}, \quad \forall i \in \Omega_{\mathrm{S}}, \forall t \in T \tag{27}$$

$$P_t^{\mathrm{dev,Th,ex,+/-}} = \frac{P_{i,t}^{\mathrm{dev,Th,+/-}} P_t^{\mathrm{dev,+/-}}}{P_t^{\mathrm{dev,Th,+/-}} + \sum_{i \in \Omega_{\mathrm{W}}} p_{i,t}^{\mathrm{dev,W,+/-}} + \sum_{i \in \Omega_{\mathrm{S}}} p_{i,t}^{\mathrm{dev,S,+/-}}}, \quad \forall i \in \Omega_{\mathrm{Th}}, \forall t \in T \tag{28}$$

$$g_{i,t}^{\mathrm{dev,W,ex}} = \alpha_t^{\mathrm{dev,ex}}\left(p_{i,t}^{\mathrm{dev,W,ex,+}} - p_{i,t}^{\mathrm{dev,W,ex-}}\right), \quad \forall i \in \Omega_{\mathrm{W}}, \forall t \in T \tag{29}$$

$$g_{i,t}^{\mathrm{dev,S,ex}} = \alpha_t^{\mathrm{dev,ex}}\left(p_{i,t}^{\mathrm{dev,S,ex,+}} - p_{i,t}^{\mathrm{dev,S,ex-}}\right), \forall i \in \Omega_{\mathrm{S}}, \forall t \in T \tag{30}$$

$$g_t^{\mathrm{dev,Th,ex}} = \alpha_t^{\mathrm{dev,ex}}\left(P_t^{\mathrm{dev,Th,ex,+}} - P_t^{\mathrm{dev,Th,ex-}}\right), \forall t \in T \tag{31}$$

式中：$p_{i,t}^{dev,W,ex,-}$和$p_{i,t}^{dev,W,ex,+}$为在时段t内，风电场站i分摊的负向和正向执行偏差功率；$p_{i,t}^{dev,S,ex,-}$和$p_{i,t}^{dev,S,ex,+}$为在时段t内，光伏场站i分摊的负向和正向执行偏差功率；$P_{dev,Th,ex,-t}$和$P_{dev,Th,ex,+t}$为在时段t内，火电场站分摊的负向和正向执行偏差功率；$P_t^{dev,+}$为在时段t内沙戈荒基地中长期合同的正向执行偏差功率；$g_{i,t}^{dev,W,ex}$为在时段t内，风电场站i分摊的执行偏差电费；$g_{i,t}^{dev,S,ex}$为在时段t内，光伏场站i分摊的执行偏差带电费；$g_{i,t}^{dev,Th,ex}$为在时段t内，火电场站分摊的执行偏差电费；$\alpha_t^{dev,ex}$为时段t内偏差功率补偿电价。以负向执行偏差为例，当出现合同执行偏差时，首先计算各个场站的负向偏差功率。将各场站负向偏差占所有场站负向偏差总和的比例，作为判断场站对合同执行偏差贡献的依据。各场站按该比例分摊中长期合同执行偏差补偿费用，完成中长期合同偏差结算。正向执行偏差的结算方式同理。

2.2　内部互调功率

在消纳场景下，新能源大发，为减少新能源弃用，火电发电功率调减；在顶峰场景下，新能源小发，为避免产生执行偏差功率，火电发电功率调增。火电场站承担了沙戈荒基地的调节任务，此外，顶峰场景下具有正向偏差的新能源场站和消纳场景下具有负向偏差的新能源场站也对调节做出了贡献，这些场站应从其它场站处获取收益。为了后续的电费计算，需要计算各个新能源场站要承担的互调电量。沙戈荒基地内部互调总功率计算表达式为

$$r_t^{+}=\begin{cases}1, P_t^{\mathrm{dev,in,+}}>0\\ 0, P_t^{\mathrm{dev,in,+}}\le 0\end{cases},\forall t\in T \tag{32}$$

$$P_t^{\mathrm{dev,in,+}}=\max\left\{0,\sum_{i\in\Omega_{\mathrm{W}}}p_{i,t}^{\mathrm{dev,W,+}}+\sum_{i\in\Omega_{\mathrm{S}}}p_{i,t}^{\mathrm{dev,S,+}}-P_t^{\mathrm{dev,+}}\right\},\forall t\in T \tag{33}$$

$$P_t^{\mathrm{dev,in,-}}=\max\left\{0,\sum_{i\in\Omega_{\mathrm{W}}}p_{i,t}^{\mathrm{dev,W,-}}+\sum_{i\in\Omega_{\mathrm{S}}}p_{i,t}^{\mathrm{dev,S,-}}-P_t^{\mathrm{dev,-}}\right\},\forall t\in T \tag{34}$$

式中：$P_t^{dev,in,+}$为在t时段下新能源超额发电而产生的总内部互调功率；$P_t^{dev,in,-}$为t时段下新能源发电缺额导致的总内部互调功率；r_t^{+}为表征时段t内沙戈荒基地所处场景类型的0、1变量，取0时为顶峰场景，取1时为消纳场景。

正向/负向偏差功率扣减分配得到的中长期合同偏差功率后，得到实际的内部互调功率，以避免同一部分偏差功率被同时计入内部偏差和整体偏差。内部互调功率计算表达式为

$$p_{i,t}^{\mathrm{dev,W,in,+/-}}=p_{i,t}^{\mathrm{dev,W,+/-}}-p_{i,t}^{\mathrm{dev,W,ex,+/-}},\forall i\in\Omega_{\mathrm{W}},\forall t\in T \tag{35}$$

$$p_{i,t}^{\mathrm{dev,S,in,+/-}}=p_{i,t}^{\mathrm{dev,S,+/-}}-p_{i,t}^{\mathrm{dev,S,ex,+/-}},\forall i\in\Omega_{\mathrm{S}},\forall t\in T \tag{36}$$

$$P_t^{\mathrm{dev,Th,in,+/-}}=P_t^{\mathrm{dev,Th,+/-}}-P_t^{\mathrm{dev,Th,ex,+/-}},\forall t\in T \tag{37}$$

式中：$p_{i,t}^{dev,W,in,+}$为时段t内风电场站i分摊正向功率；$p_{i,t}^{dev,S,in,+}$为时段t内光伏场站i分摊的正向功率；$P_{dev,Th,in,+t}$为时段t内火电场站分摊的正向功率；$p_{i,t}^{dev,W,in,-}$为时段t内风电场站i分摊的负向功率；$p_{i,t}^{dev,S,in,-}$为时段t内光伏场站i分摊的负向功率，$P_{dev,Th,in,-t}$为时段t内火电场站分摊的负向功率。

2.3　总电费结算

各个场站的电费由3个部分构成：中长期交易电费、内部互调电费和短期交易电费。根据上网电价和场站分配得到的直流输电功率，计算各场站的合同电费。根据现货电价和场站分摊的执行偏差电量，计算各场站分摊的偏差功率补偿费用。用合同电费扣减偏差功率补偿费用，得到各场站最终的中长期电费结算结果。结算过程的计算表达式为

$$g_{i,t}^{\mathrm{W,L}}=\alpha^{\mathrm{W,L}}p_{i,t}^{\mathrm{W}},\forall i\in\Omega_{\mathrm{W}},\forall t\in T \tag{38}$$

$$g_{i,t}^{\mathrm{S,L}}=\alpha^{\mathrm{S,L}}p_{i,t}^{\mathrm{S}},\forall i\in\Omega_{\mathrm{S}},\forall t\in T \tag{39}$$

$$g_t^{\mathrm{Th,L}}=\alpha^{\mathrm{Th,L}}P_t^{\mathrm{Th,L}},\forall t\in T \tag{40}$$

$$G_i^{\mathrm{W,L}}=\sum_{t\in T}\left(g_{i,t}^{\mathrm{W,L}}-g_{i,t}^{\mathrm{dev,W,ex}}\right),\forall i\in\Omega_{\mathrm{W}} \tag{41}$$

$$G_i^{\mathrm{S,L}}=\sum_{t\in T}\left(g_{i,t}^{\mathrm{S,L}}-g_{i,t}^{\mathrm{dev,S,ex}}\right),\forall i\in\Omega_{\mathrm{S}} \tag{42}$$

$$G^{\mathrm{Th,L}}=\sum_{t\in T}\left(g_t^{\mathrm{Th,L}}-g_t^{\mathrm{dev,Th,ex}}\right) \tag{43}$$

式中：$g_{i,t}^{W,L}$为在时段t内，风电场站i的合同电费；$\alpha_{W,L}$为中长期合同约定的风电上网电价；$g_{i,t}^{S,L}$为在时段t内，光伏场站i的合同电费；$\alpha_{S,L}$为中长期合同约定的光伏上网电价；$g_{i,t}^{Th,L}$为在时段t内，火电场站i的合同电费；$\alpha_{Th,L}$为中长期合同约定的火电上网电价；$G_i^{W,L}$为风电场站i的中长期交易结算总电费；$G_i^{S,L}$为光伏场站i的中长期交易结算总电费；$G_{Th,L}$为火电场站中长期交易结算总电费。

根据火电场站的内部互调功率以及各个新能源场站分配得到的内部互调功率，计算内部互调电费。具体计算表达式为

$$g_{i,t}^{\mathrm{dev,W,in}}=\begin{cases}\alpha_t^{\mathrm{dev,in,-}}\left(p_{i,t}^{\mathrm{dev,W,in,+}}-p_{i,t}^{\mathrm{dev,W,in,-}}\right), r_t^{+}=0\\ \alpha_t^{\mathrm{dev,in,+}}\left(p_{i,t}^{\mathrm{dev,W,in,-}}-p_{i,t}^{\mathrm{dev,W,in,+}}\right), r_t^{+}=1\end{cases},\forall i\in\Omega_{\mathrm{W}},\forall t\in T \tag{44}$$

$$g_{i,t}^{\mathrm{dev,S,in}}=\begin{cases}\alpha_t^{\mathrm{dev,in,-}}\left(p_{i,t}^{\mathrm{dev,S,in,+}}-p_{i,t}^{\mathrm{dev,S,in,-}}\right), r_t^{+}=0\\ \alpha_t^{\mathrm{dev,in,+}}\left(p_{i,t}^{\mathrm{dev,S,in,-}}-p_{i,t}^{\mathrm{dev,S,in,+}}\right), r_t^{+}=1\end{cases},\forall i\in\Omega_{\mathrm{S}},\forall t\in T \tag{45}$$

$$g_t^{\mathrm{dev,Th,in}}=\begin{cases}\alpha_t^{\mathrm{dev,in,-}}\left(P_t^{\mathrm{dev,Th,in,+}}-P_t^{\mathrm{dev,Th,in,-}}\right), r_t^{+}=0\\ \alpha_t^{\mathrm{dev,in,+}}\left(P_t^{\mathrm{dev,Th,in,-}}-P_t^{\mathrm{dev,Th,in,+}}\right), r_t^{+}=1\end{cases},\forall i\in\Omega_{\mathrm{Th}},\forall t\in T \tag{46}$$

$$G_i^{\mathrm{W,in}}=\sum_{t\in\mathrm{T}}g_{i,t}^{\mathrm{dev,W,in}},\forall i\in\Omega_{\mathrm{W}} \tag{47}$$

$$G_i^{\mathrm{S,in}}=\sum_{t\in\mathrm{T}}g_{i,t}^{\mathrm{dev,S,in}},\forall i\in\Omega_{\mathrm{S}} \tag{48}$$

$$G^{\mathrm{Th,in}}=\sum_{t\in\mathrm{T}}g_t^{\mathrm{dev,Th,in}} \tag{49}$$

式中：$g_{i,t}^{dev,W,in}$为在时段t内，风电场站i因内部互调

电量支付/收取的电费；$g_{i,t}^{dev,S,in}$ 为在时段 t 内，光伏场站 i 因内部互调电量支付/收取的电费；$g_t^{dev,Th,in}$ 为在时段 t 内，火电场站因内部互调电量支付/收取的电费；$\alpha_t^{dev,in,-}$ 为在时段 t 内，顶峰场景下的内部互调电价；$\alpha_t^{dev,in,+}$ 为在时段 t 内，消纳场景下的内部互调电价；$G_i^{W,in}$ 为风电场站 i 的内部互调结算电费；$G_i^{S,in}$ 为光伏场站 i 的内部互调结算电费；$G_{Th,in}$ 为火电场站的内部互调结算电费。

将中长期交易电费、内部互调电费和短期交易电费累加，得到各场站总电费收入表达式为

$$G_i^{\mathrm{W,S}}=\sum_{t\in T}g_{i,t}^{\mathrm{W,S}},\forall i\in\Omega_{\mathrm{W}} \tag{50}$$

$$G_i^{\mathrm{S,S}}=\sum_{t\in T}g_{i,t}^{\mathrm{S,S}},\forall i\in\Omega_{\mathrm{S}} \tag{51}$$

$$G^{\mathrm{Th,S}}=\sum_{t\in T}g_t^{\mathrm{Th,S}} \tag{52}$$

式中：$G_i^{W,S}$ 为风电场站 i 在短期市场中获得的电费；$g_{i,t}^{W,S}$ 为在时段 t 内风电场站的短期交易电费；$G_i^{S,S}$ 为光伏场站 i 在短期市场中获得的电费；$g_{i,t}^{S,S}$ 为在时段 t 内光伏场站的短期交易电费；$G^{\mathrm{Th,S}}$ 为火电场站在短期市场中获得的电费；$g_{i,t}^{Th,S}$ 为在时段 t 内火电场站的短期交易电费。

上述总电费结算方式所对应的电费流向如图2所示。在本文所提运营模式下，各个场站能获取中长期合同对应的电费收益，在合同无执行偏差时，该部分电费是稳定的收入，在出现负向执行偏差时，具有负向偏差的场站共同向直流对侧购电主体支付赔偿，在出现正向执行偏差时，直流对侧购电主体支付的偏差电费由具有正向偏差的场站分配。在电费构成中，中长期交易电费中的合同电费 $g_{i,t}^{W,L}$、$g_{i,t}^{S,L}$、$g_{i,t}^{W,L}$ 部分是固定的收益，其余电费都受到场站类型、联营体顶峰消纳场景、场站发电偏差以及现货市场形势的影响。

顶峰场景下，由于仅配套电源可以参与外送，需要火电调高出力，为使火电愿意参与内部互调，需保证火电互调收益不低于参与区内市场的收益，内部互调价格在省间现货、区内备用辅助服务市场的2个市场价格中取高。消纳场景下，由于提升外送新能源比例的需求，火电购入新能源替发降低发电成本，为使火电愿意参与内部互调，内部互调价格在省间现货、区内调峰辅助服务市场折算后的2个市场价格中取低。

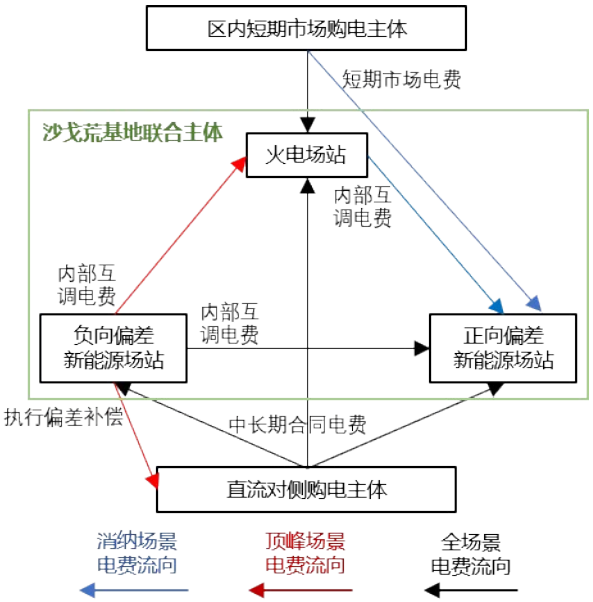

图2 沙戈荒能源基地市场交易电费流向

Fig. 2 Market transaction revenue flow for gobi and desert energy base

3 算例分析

3.1 算例基本信息

本文选用西北地区某直流配套沙戈荒基地一周内的运行情况作为算例，对本文所提运营模式的效果进行测试。算例研究该沙戈荒基地一周内的联合运营情况，时段颗粒度为1 h。该沙戈荒基地含火电、风电和光伏三类发电机组。

沙戈荒基地作为联合主体与直流对侧签订中长期合同，约定直流输送功率全天为800MW。其中，配套火电全天外送500MW，上网电价330.02元/兆瓦时；配套光伏9:00-16:00外送100MW，上网电价239.32元/兆瓦时；配套风电在9:00-16:00外送200MW，其余时段外送300MW，上网电价252.6元/兆瓦时。联合调度模型中，取 $k_1>>8k_2$，取 $k_2>>0.05$。对合同执行偏差电量，按照中长期合同期间内沙戈荒基地所在省份的全网分时均价支付补偿。

在内部互调电费结算时，采用市场兜底互调电价进行分析。顶峰场景下，参考备用辅助服务市场与现货市场价格，取互调电价为384元/兆瓦时；消纳场景下，参考调峰辅助服务市场折算后的价格和现货市场价格，取互调电价为202元/兆瓦时。

为分析本文联营模式的效果，将本文所提的内部互调机制与无内部互调机制和火电承担全部负向偏差两类偏差应对方法进行分析。

3.2　算例结果

按本文所提运营方式，选取多组符合要求的惩罚系数计算后，得到相同的直流配套沙戈荒基地的发电电量结果如表1所示。运营期间内，沙戈荒基地扣减执行偏差后的中长期交易电量为13 383.57万kW·h，短期交易电量1 896.2万kW·h。内部互调电量2 395.02万kW·h，其中顶峰场景921.73万kW·h，消纳场景1 473.29万kW·h。短期交易中，火电电量占比为0.24%，新能源电量占比为99.76%。这说明参与基地内互调后，火电厂剩余发电能力较少，短期交易需求较小，而新能源场站仅通过内部互调无法完全消纳所有电量，短期交易需求较大。

在内部互调机制以及火电承担全部负向偏差时，中长期合同的净执行偏差为-56.43万kW·h，仅占合同总电量的0.42%，且全部为波动偏差，无责任偏差。而无互调机制时则产生了-1 206.24万kW·h的净执行偏差，占合同总电量的8.98%，增加的部分都是来自新能源的责任偏差。本文所提沙戈荒运营模式能够有效保证中长期合同执行，稳定向直流对侧送出电力。在顶峰场景下，新能源场站累计共出现-903.43万kW·h的负向偏差电量。其中-824.17万kW·h由火电机组上调出力后承担，正向偏差的新能源场站承担了剩余部分以及火电场站的-18.30万kW·h的负向电量。在消纳场景下，新能源场站累计出现1 471.36万kW·h的正向电量，其中1 226.91万kW·h由火电机组下调出力后承担，负向偏差的新能源场站承担了剩余部分。内部的互调机制，消纳了大部分超出输电配额新能源电量，并通过火电顶峰补足了大部分的新能源电量缺额。火电承担全部负向偏差时，未通过调减促进新能源消纳，因而新能源外送电量从内部互调机制下的7 251.55万kW·h降低至5 682.63万kW·h，内部互调机制在消纳方面更具备优势。

算例所考虑的时间内，直流配套沙戈荒基地的电费结算结果如表2所示。运行期间内，沙戈荒基地扣减执行偏差电费后的中长期交易总电费为4 021.42万元，短期交易总电费为248.69万元。通过内部互调，沙戈荒基地的总体偏差电费支出被控制在16.42万元，占中长期交易结算电费的0.41%，而无内部互调时则需额外支出396.69万元的偏差电费，内部互调避免负向偏差带来的损失从而增加收益。

将3类情况下的场站电费总收入进行对比分析。对于火电场站和新能源场站，参与内部互调时的电费收入都高于无内部互调或火电承担全部偏差时的电费收入。内部互调机制下的火电发电量是3类情况下最少的，因此即使在考虑发电成本后，火电参与内部互调时仍比其他2类情况下的收益更高。从实际收益看，引入内部互调实现了火电场站和新能源场站的双赢。此外，由于火电的调节，新能源能够有效规避责任偏差带来的支出，收益也更加稳定。

结合表1中的电量数据，可得新能源短期交易的平均售电价格为110.0元/(MW·h)，由于短期交易电量主要来自新能源场站，而该价格显著低于消纳场景的内部互调电价，从电价对比看，内部互调机

表1　沙戈荒基地各场站发电电量

Table 1　Generation of individual power plants within the gobi and desert energy base associated with the HVDC project万kW·h

发电场站	中长期交易结算电量	短期交易结算电量	波动偏差分摊净电量	顶峰场景净调整电量	消纳场景净调整电量	发电量总计	无内部互调发电量总计	无内部互调责任偏差	火电承担偏差时发电量总计
火电场站	8 400.0	42.5	4.80	805.87	−1 224.98	8 028.19	8 447.30	0	9 597.11
风光1	1 237.6	757.7	22.82	−190.28	558.86	2 386.68	1 787.16	−230.94	1 787.16
风光场站2	1 237.6	713.9	62.12	−169.59	657.00	2 501.09	1 806.56	−207.11	1 806.56
风电场站1	660.8	17.7	−33.69	−129.13	−2.83	512.85	474.09	−170.72	474.09
风电场站2	1 344.0	322.5	−96.98	−322.60	−6.82	1 240.04	1 114.10	−455.37	1 114.10
光伏场站1	560.0	41.9	−15.51	5.73	18.77	610.89	500.72	−85.67	500.72
新能源总计	5 040.0	1 853.7	−61.24	−805.87	1 224.98	7 251.55	5 682.63	−1 149.81	5 682.63
合计	13 440.0	1 896.2	−56.43	0	0	15 279.74	14 129.93	−1 149.81	15 279.74

表2 沙戈荒基地各场站电费结算结果

Table 2 Settlement results of electricity revenue for individual power plants within the gobi and desert energy base 万元

发电场站	中长期交易结算电费	短期交易净收支	波动偏差净收支	内部互调净收益	内部互调机制下结算总电费	无内部互调责任偏差净收支	无内部互调结算总电费	火电承担偏差时责任偏差净收支	火电承担偏差时结算总电费
火电场站	2 772.17	44.78	20.74	62.01	2 899.70	0	2 837.69	0	2 837.69
风光场站1	312.62	83.34	−6.07	39.82	429.71	−88.15	301.74	558.86	389.89
风光场站2	312.62	78.53	4.90	67.59	463.65	−79.21	316.83	657.00	396.05
风电场站1	166.92	1.95	−10.37	−50.16	108.34	−58.26	100.24	−2.83	158.5
风电场站2	339.49	35.47	−24.76	−125.26	224.94	−151.56	198.64	−6.82	350.2
光伏场站1	134.02	4.61	−0.86	5.99	143.76	−19.50	118.27	18.77	137.77
新能源总计	1 265.67	203.90	−37.16	−62.01	1 370.40	−396.69	1 035.72	1 224.98	1 432.41
合计	4 037.84	248.69	−16.42	0.00	4 270.10	−396.69	3 873.41	0.00	4 270.10

制具有价格优势，仅当在内部互调无法完全消纳新能源电量时，新能源才倾向于在短期市场中出售电量。而在可发电量不足时，由于沙戈荒基地无法从省内购入电量外送，通过内部互调购入火电电量相比于支付偏差惩罚费用也更有收益。新能源在顶峰和消纳场景下都能通过内部互调获益，而通过所设计的内部互调电价定价方式时，已使得火电参与内部互调的收益高于短期市场收益。因此，从收益角度各主体都有参与内部互调机制的意愿，该联营方式下各主体的利益与沙戈荒基地保供消纳目标一致。

为便于对比分析，计算沙戈荒基地内各新能源场站的周利用小时数情况，结果如图3所示。总发电量高于中长期结算电量的风光场站1、风光场站2和光伏场站1，其实际中长期上网电量都高于中长期结算电量；总发电量低于中长期结算电量的风电场站1和风电场站2，其实际中长期上网电量都低于中长期结算电量。这说明内部互调能够根据场站发电能力合理分配实际上网电量。

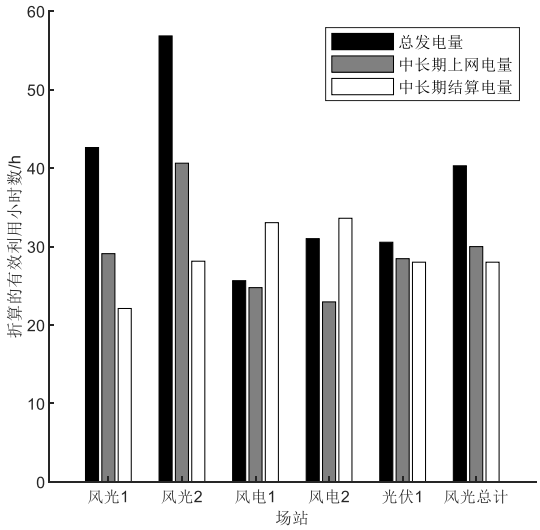

图3 新能源周利用小时数

Fig. 3 Weekly utilization hours of renewable energy

4 结 论

本文提出了一种基于偏差电量内部互调的直流配套沙戈荒基地联合运营方式，设计了实现偏差电量内部互调的联合调度方式，以及配套的电费结算方法。所设计的联合调度方式可以实现偏差电量的内部互调，能够使沙戈荒基地的外送供应更加稳定，并且促进了新能源的消纳；所设计的电费结算方法充分考虑了市场规律，联营体内的主体参与内部互调能够互利共赢。实际算例表明所提出的联合运营方式能够发挥保供促消纳作用，具备实际应用价值。

随着“双碳”目标的进一步推进，沙戈荒基地在顶峰和消纳时段的调节需求，将逐渐从由火电承担转型为由储能承担，为此，研究储能设备参与沙戈荒基地联合运营的方法，为沙戈荒基地电源结构转型提供制度支撑，是下一步研究的重点。

目前，我国储能市场价格形成机制尚未成熟，通过新能源场站配储的方式，让储能与新能源场站形成统一的利益主体，是一种较为稳妥的方法。未来，当储能市场能够稳定形成可供参考的电价时，

再将储能作为独立主体参与联营,在中长期合同中体现储能的电量搬运价值,并设计与之适配内部互调机制。由此路径,最终形成更加完善的沙戈荒基地联营模式。

参考文献:

[1] 中国人大网. 国务院关于应对气候变化和碳达峰碳中和工作情况的报告[EB/OL]. (2025-9-11). http://www.npc.gov.cn/npc/c2/c30834/202509/t20250911_447643.html.
National People's Congress Official Website. Report on the Work of the State Council on Climate Change Response and Carbon Peaking and Carbon Neutrality. [EB/OL]. (2025-9-11). http://www.npc.gov.cn/npc/c2/c30834/202509/t20250911_447643.html.

[2] 国家能源局. 2025年能源工作指导意见[EB/OL]. (2025-2-27). https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202502/P020250227603468571518.wps.
National Energy Administration. 2025 Energy Work Guidance Opinion[EB/OL]. (2025.2.27). https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202502/P020250227603468571518.wps.

[3] 新华网. 西北电网直流外送功率突破6000万千瓦[EB/OL]. (2025-7-2). https://www3.xinhuanet.com/20250702/8cf10a0dc5bc405fbe38080d8550c91b/c.html.
Xinhuanet. The HVDC Outbound Transmission Capacity of the Northwest China Grid has Exceeded 60,000 MW [EB/OL]. (2025-7-2). https://www3.xinhuanet.com/20250702/8cf10a0dc5bc405fbe38080d8550c91b/c.html.

[4] 王德林,田洪迅,罗治强,等. 新能源参与电力市场的实践及思考[J]. 电力系统自动化,2025,49(19):1-7.
WANG Delin, TIAN Hongxun, LUO Zhiqiang, et al. Practices and Reflections on Renewable Energy Participating in Electricity Market[J]. Automation of Electric Power System, 2025,49(19):1-7.

[5] 宋艺航,谭忠富,李欢欢,等. 促进风电消纳的发电侧、储能及需求侧联合优化模型[J]. 电网技术,2014,38(03):610-615.
SONG Yihang, TAN Zhongfu, LI Huanhuan, et al. An Optimization Model Combining Generation Side and Energy Storage System With Demand Side to Promote Accommodation of Wind Power[J]. Power System Energy, 2014,38(03):610-615.

[6] 陈咏涛,王瑞妙,樊晓伟,等. 考虑碳排放强度约束和负荷转移的风火打捆发电系统经济调度模型[J]. 电工电能新技术,2024,43(09):33-40.
CHEN Yongtao, WANG Ruimiao, FAN Xiaowei, et al. An Economic Dispatch Model of Wind-thermal-bundled Generation System Considering Carbon Emission Constraint and Load Transfer Strategy[J]. Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy, 2024,43(09):33-40.

[7] 刘芳,潘毅,杨军峰,等. 风电-火电-抽水蓄能联合优化机组组合模型[J]. 中国电机工程学报,2015,35(04):766-775.
LIU Fang, PAN Yi, YANG Junfeng, et al. Unit Commitment Model for Combined Optimization of Wind Power-Thermal Power-Pumped Storage Hydro [J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(04): 766-775.

[8] 南斌,姜春娣,董树锋,等. 计及源荷不确定性的综合能源系统日前-日内协调优化调度[J]. 电网技术,2023,47(09):3669-3683.
NAN Bin, JIANG Chundi, DONG Shufeng, et al. Day-ahead and Intra-day Coordinated Optimal Scheduling of Integrated Energy System Considering Uncertainties in Source and Load[J]. Power System Technology, 2023,47(09):3669-3683.

[9] 刘小聪,王蓓蓓,李扬,等. 计及需求侧资源的大规模风电消纳随机机组组合模型[J]. 中国电机工程学报,2015,35(14):3714-3723.
LIU Xiaocong, WANG Beibei, LI Yang, et al. Stochastic Unit Commitment Model for High Wind Power Integration Considering Demand Side Resources [J]. Proceedings of the CSEE, 2015,35(14):3714-3723.

[10] 张亚超,刘开培,廖小兵,等. 含大规模风电的电力系统多时间尺度源荷协调调度模型研究[J]. 高电压技术,2019,45(02):600-608.
ZHANG Yachao, LIU Kaipei, LIAO Xiaobing, et al. Multi-time Scale Source-load Coordination Dispatch Model for Power System with Large-scale Wind Power [J]. High Voltage Engineering, 2019, 45(02): 600-608.

[11] 李军徽,周家旭,朱星旭,等. 含高渗透新能源电力系统中考虑变时段控制的火/储/荷日前优化调度[J]. 电网技术,2023,47(1):51-63.
LI Junhui, ZHOU Jiaxu, ZHU Xingxu, et al. Day-ahead Optimal Dispatch of Thermal/Storage/Load Systems Considering Variable Time Period Control in Power System With High Penetration of New Energy [J]. Power System Technology, 2023,47(1):51-63.

[12] 徐秋实,邓长虹,赵维兴,等. 含风电电力系统的多场景鲁棒调度方法[J]. 电网技术,2014,38(03):

653-661.
XU Qiushi, DENG Changhong, ZHAO Weixinget al. A Multi-Scenario Robust Dispatch Method for Power Grid Integrated With Wind Farms[J]. Power System Technology, 2014,38(03):653-661.

[13] 吴雪翠,王强钢,吴晓政,等. 计及灵活性供需匹配的耦合系统优化配置模型[J]. 电工电能新技术,2023,42(02):20-29.
WU Xuehui, WANG Qianggang, WU Xiaozheng, et al. Optimal Allocation Model of Coupled System Considering Flexible Supply and Demand Matching [J]. Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy, 2023,42(02):20-29.

[14] 褚培正,朱继忠,谢平平. 含风电电力系统鲁棒调度保守度的多目标优化方法[J]. 南方电网技术,2017,11(02):8-15.
XUAN Peizheng, ZHU Jizhong. XIE Pingping. Multi-Objective Optimization Method of Robust Dispatch Conservativeness of Power System with Wind Power [J]. Southern Power System Technology, 2017, 11(02):8-15.

[15] 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.
Xu Shuang, He Junliang, Mi Chenxu, et al. Analyze of Mediumand Long-term Power Trading for Spot Electricity Market of Renewable Energy [J]. Solar Energy, 2020,(10):19-25.

[16] 吴刚,刘俊勇,向月,等. 计及中长期合同电量分解和风电不确定性的电-气综合能源系统日前优化调度[J]. 电力自动化设备,2019,39(08):246-253.
WU Gang,LIU Junyong,XIANG Yueet al. Day-ahead optimal scheduling of integrated electricity and natural gas system with mediumand long-term electricity contract decomposition and wind power uncertainties [J]. Electric Power Automation Equipment, 2019,39(08):246-253.

[17] 许彦平,黄越辉,李湃,等. 计及优先级及电力平衡的新能源中长期交易电量分解方法[J]. 电力系统自动化,2021,45(17):117-125.
XU Yanping, HUANG Yuehui, LI Paiet al. Decomposition Method for Medium- and Long-term Trading Electricity of Renewable Energy Considering Priority and Power Balance[J]. Automation of Electric Power System, 2021,45(17):117-125.

[18] 周明,武昭原,贺宜恒,等. 兼顾中长期交易和风电参与的日前市场出清模型[J]. 中国科学:信息科学,2019,49(08):1050-1065.
Ming ZHOU, Zhaoyuan WU, Yiheng HE, et al. A Day-ahead Electricity Market-clearing Model Considering Medium- and Long-term Transactions and Wind Producer Participation [J]. Scientia Sinica: Informationis, 2019,49(08):1050-1065.

[19] 张敏,王建学,王秀丽,等. 面向新能源消纳的调峰辅助服务市场双边交易机制与模型[J]. 电力自动化设备,2021,41(01):84-91.
ZHANG Min, WANG Jianxue, WANG Xiuli, et al. Bilateral trading mechanism and model of peak regulation auxiliary service market for renewable energy accommodation [J]. Electric Power Automation Equipment, 2021,41(01):84-91.

[20] 赵书强,宋金历,王傲儿,等. 考虑高比例新能源消纳和火电机组调峰补偿的电力现货市场交易机制设计[J]. 太阳能学报,2024,45(08):164-173.
Zhao Shuqiang, Song Jinli, Wang Aoer, et al. Design of Electricity Spot Market Trading Mechanism Considering High Proportion of New Energy Consumption and Peak Load Adjustment Compensation of Thermal Power Units [J]. ACTA Energiae Solaris Sinica, 2024,45(08):164-173.

[21] 杨萌,张粒子,杨巍巍. 考虑可再生能源参与的调峰交易机制设计[J]. 电力系统自动化,2018,42(20):45-52+79.
YANG Meng, ZHANG Lizi, YANG Weiwei, et al. Design of Trading Mechanism for Peak Shaving Service Considering Participation of Renewable Energy [J]. Automation of Electric Power System, 2018,42(20):45-52+79

[22] 陆承宇,江婷,邓晖,等. 基于合作博弈的含清洁能源发电商参与现货市场竞价策略及收益分配[J]. 电力建设,2020,41(12):150-158.
LU Chengyu, JIANG Ting, DENG Hui, et al. Bidding Strategy and Profit Distribution of Power Generation Company with Clean Energy in Spot Market Based on Cooperative Game Theory [J]. Electric Power Construction, 2020, 41(12):150-158.

[23] 田海青,郭金辉,周瑜,等. 基于合作博弈模型的新能源参与电力交易的调控策略[J]. 现代电力,2022,39(6):640-648.
TIAN Haiqing, GUO Jinhui, ZHOU Yu, et al. Regulation Strategy of New Energy Participated in Electricity Trading Based on Cooperative Game Model [J]. Modern Electric Power, 2022,39(6):640-648.

[24] 张晋磊,付春立,唐志均,等. 考虑多源互补特性的新能源打捆销售交易策略[J]. 四川电力技术,2024,47(3):31-38.

ZHANG Jinbeng, FU Chunli, TANG Zhijun, et al. Trading Strategy for Bundle Sales of Renewable Energy Stations Considering Multi-source Complementary Characteristics [J]. Sichuan Electric Power Technology, 2024,47(3):31-38.

[25] 黄珊,刘文霞,常源,等. 基于博弈论的风火打捆参与大用户直购策略[J]. 现代电力,2020,37(2):212-220. HUANG Shan, LIU Wenxia, CHANG Yuan, et al. Strategy of Large Consumer Direct Purchasing and Wind-thermal Combined Generation Based on Game Theory [J]. Modern Electric Power, 2020, 37(2): 212-220.

(编辑　刘懿莹)