

全国统一电力市场环境下的全网一体化电力平衡

李增辉¹, 燕京华², 许丹², 崔晖², 顾雪平¹, 刘翔宇³

(1. 华北电力大学电气与电子工程学院, 北京市 昌平区 102206; 2. 中国电力科学研究院有限公司, 北京市 海淀区 100192; 3. 国网河北省电力有限公司, 河北省 石家庄市 050021)

Integrated Power Balancing Under the Unified National Electricity Market Environment

LI Zenghui¹, YAN Jinghua², XU Dan², CUI Hui², GU Xueping¹, LIU Xiangyu³

(1. School of Electrical and Electronic Engineering, North China Electric Power University, Changping District, Beijing 102206, China; 2. China Electric Power Research Institute, Haidian District, Beijing 100192, China; 3. State Grid Hebei Electric Power Co., Ltd., Shijiazhuang 050021, Hebei Province, China)

ABSTRACT: This article focuses on realizing integrated power balancing (IPB) with principles of electricity market under unified national electricity market environment. Firstly, integrated power balancing security-constrained unit commitment (IPB-SCUC) mechanism is proposed by mathematically combining IPB mechanisms and SCUC principles. The framework incorporates an ancillary benefit and cost calculation method, a cost allocation scheme, and a differential contrast mechanism, systematically constructing an improved IPB mechanism fit for unified national electricity market. With the proposed IPB mechanism, power balancing zones remain the basic units of the power balancing procedure, and their boundaries are widely and deeply opened in order, realizing unified optimization and dispatching of power balancing resources over the whole power system at market-oriented mode. Secondly, using the proposed IPB mechanism as the core engine, the universal methods of dispatching the entire system's resources under electricity market environment are proposed to systematically solve problems such as transmission channels' constraints, power supply gaps, and renewable energy consumption. The dispatching behaviors' benefit and cost over IPB are quantitatively estimated with value, realizing the unification of electricity current and value current. Lastly, examples based on actual operational data validate the theoretical analysis and demonstrate its practical value.

KEY WORDS: power balance; power system dispatch; electricity market; security-constrained unit commitment (SCUC); guaranteed power supply; renewable energy consumption

摘要: 聚焦在全国统一电力市场环境下, 通过电力市场基本原理方法实现全网一体化电力平衡。首先, 将全网一体化电

力平衡基本原理与机组组合原理相结合, 提出了一体化机组组合原理(integrated power balancing security constrained unit commitment, IPB-SCUC), 及其配套的成本效益计算方法、成本疏导机制和差价合约机制, 系统构建出适应全国统一电力市场发展需要的全网一体化电力平衡市场模式, 在不改变以平衡区为平衡主体的基本平衡模式下, 实现了各地区平衡边界的广泛有序深度开放和全网平衡资源的市场化统一优化调用; 其次, 以所提全网一体化电力平衡市场模式为内核, 系统提出了市场环境下调用全网资源解决通道受阻、电力保供、新能源消纳等电力平衡问题的通用方法; 实现了对解决各类平衡问题经济性的量化计算, 推动了一体化平衡电力流和价值流的融合统一; 最后, 基于实际生产运行数据的算例分析验证了所提理论的有效性和实用价值。

关键词: 电力平衡; 电力调度; 电力市场; 安全约束机组组合; 电力保供; 新能源消纳

0 引言

新一轮电力体制改革要求加快建设全国统一电力市场, 实现电力资源在更大范围内共享互济和优化配置, 提升电力系统稳定性和灵活调节能力, 推动形成适合中国国情、有更强新能源消纳能力的新型电力系统^[1]。构建新型电力系统面临新型平衡体系、复杂安全机理、成本疏导机制等关键挑战, 在形态上要推动互联互通实现资源大范围优化配置, 在机制上要构建全国统一电力市场机制^[2]。具体到电力系统调度运行和大电网电力平衡上, 需要加快开展全国统一电力市场环境下的全网一体化电力平衡研究^[3-6]。

全网一体化电力平衡研究方面, 聚焦分析平衡需要、平衡资源和平衡要素间的时空分布差异、平

衡特性差异等,以统筹全网资源实现优化互济。典型技术路线包括机理类研究^[7-10]、要素类研究^[11-15]和实践类研究^[16-17]等。其中,机理类研究聚焦提出全网一体化电力平衡的基础原理和系统解决方案^[7-10]。文献[7]将风险控制的概念引入电力平衡,系统论述了基于风险控制的全网综合平衡和优化运行方法;文献[8]分析了统计学方法在新能源消纳平衡模型中的应用;文献[9]研究了适应新型电力系统波动性特征的弹性负荷预测、动态细分电网平衡控制区等平衡策略;文献[10]针对一体化电力平衡边界“定点定向”可控调整的关键特征,构建了以“平衡区域”、“输电通道”和“输电路径”等为关键要素的一体化电力平衡数学模型,为开展大范围跨平衡区时空优化互济提供了理论依据。要素类研究侧重分析不同平衡要素间的互补特性,通过控制协调平衡要素的平衡过程实现全网平衡效果最优^[11-15]。文献[11-12]提出在对多元灵活调节资源平衡特性进行系统分析基础上开展全网统一优化调用;文献[13-14]提出通过组织跨区直流参与调峰调节,以分别优化新能源参与电力平衡可信容量和区域电网保供能力。实践类研究通过分析总结工程实践经验,提出直接有效的改进方法^[16-17]。总体看,以文献[10]为代表的机理类研究,系统构建了全网一体化电力平衡机理,但侧重研究对象的物理规律和平衡特性,未能对其在电力市场环境下的实施机制做进一步阐释。

电力市场研究方面,聚焦引入电力市场基本原理,通过引导和激励市场主体在更大范围内充分竞争,以实现平衡要素的高效优化配置;笔者总结认为典型技术路线包括平衡区内市场机制研究、跨平衡区市场机制研究等^[18]。平衡区内市场机制研究的范围为独立平衡区内,其典型特征是受独立平衡区的系统平衡约束或服务于解决独立平衡区的平衡问题^[18-20],例如,通行的电力市场基本出清算法安全约束机组组合(security constrained unit commitment, SCUC)、安全约束经济调度(security constrained economic dispatch, SCED)等的典型应用场景即为独立平衡区内^[21-24]。我国“统一市场、两级运作”总体框架下的“省级”电力市场相关研究也属此类^[25-26],目前多数省份正结合本地区特点加紧推进省级电力市场建设。此外,国外交流同步电网电力市场机制方面的早期研究也往往聚焦在独立平衡区内^[27-30]。平衡区内市场机制的研究起步

早,技术和机制成熟,虽然不同地区间的具体机制存在差异,但其技术核心均为以 SCUC、SCED 为代表的优化算法。新型电力系统环境下,单一独立平衡区逐步无法适应强波动性和不确定性的平衡环境,客观推动了跨平衡区市场机制的研究^[31],其典型特征是通过市场机制引导平衡区间互济,以提高全局平衡效益,例如,我国“统一市场、两级运作”总体框架下的“省间”电力市场相关研究即属此类^[32-33]。国内、国外一些新能源高渗透电网开展的平衡区间互济调节机制探索研究也属此类^[34-38]。跨平衡区市场机制的研究是新型电力系统推动互联互通实现资源大范围优化配置特征^[2]的客观需要,目前正结合我国新型电力系统和统一电力市场建设实践广泛开展;其形式多样、机制灵活,目的是推动全网资源统筹优化配置,但实现形式均基于市场主体的双边或多边意愿,未能如平衡区内市场机制(出清过程受系统平衡强约束)一样,引入全网一体化平衡约束。因此,其对全网资源的统筹调配过程是相对“松弛”、“开环”的。

综上,一体化电力平衡机理类研究从平衡原理和平衡规律角度系统揭示了一体化电力平衡的基本理论遵循^[10],平衡区内市场机制类研究为开展一体化平衡模式下的市场化资源优化配置提供了可靠成熟的技术借鉴,跨平衡区市场机制类研究在推动全国统一电力市场建设方面进行了广泛探索和实践准备;但以上研究尚未深度融合,并构建出以“一体化平衡”为目标和约束,以“市场原理”为形式和手段的全网统一电力市场环境下的一体化电力平衡机制。鉴于此,本文将电力市场基本原理和优化出清技术引入全网一体化电力平衡基本原理和工程模式,构建全网一体化电力平衡强约束下的跨平衡区市场化电力调配机制,实现全网范围内一体化、市场化统一平衡。

1 全网一体化电力平衡市场模式基本原理

1.1 一体化机组组合

将全网一体化电力平衡(integrated power balance, IPB),简称“一体化平衡”机理^[10],与 SCUC 原理结合,推导构建全网一体化机组组合原理(integrated power balancing security constrained unit commitment, IPB-SCUC)。

1.1.1 网络拓扑约束

一体化平衡环境下的网络拓扑约束表征^[10]为

$$\begin{cases} \Delta \mathbf{s}_{A,t} = \Delta \mathbf{s}_t \mathbf{M}_A \\ \Delta \mathbf{s}_{B,t} = \Delta \mathbf{s}_t \mathbf{M}_B \\ \sum_{i=1}^I (\Delta \mathbf{s}_{A,t})_i = 0 \end{cases} \quad (1)$$

式中： $\Delta \mathbf{s}_t$ 为 t 时刻路径集(路径的集合)上对应的互济功率构成的向量； $\mathbf{M}_A$ 、 $\mathbf{M}_B$ 分别为路径向量对平衡区向量(A)、通道向量(B)的映射矩阵。式(1)中第 1、2 子式表征了路径互济功率对平衡区联络线功率($\Delta \mathbf{s}_{A,t}$)、通道潮流功率($\Delta \mathbf{s}_{B,t}$)的综合影响；第 3 子式是互济功率平衡约束，其中 I 表示平衡区的个数，其物理意义是各平衡区的互济功率和等于 0，即互济过程是将部分平衡区的功率转移到其他平衡区，并不在全系统内额外增加或减少功率。

考虑到一体化平衡过程中平衡区的物理特性和定位及一体化平衡的主要任务(通过统筹互济优化各平衡区的联络线功率和平衡边界)，在 IPB-SCUC 阶段的网络拓扑约束中暂不考虑各平衡区内的交流潮流网络约束；经一体化平衡确定各平衡区的平衡边界后，各平衡区在各自 SCUC、SCED 的过程中再行引入交流潮流网络约束。

1.1.2 输电通道容量约束

以式(2)表征一体化平衡环境下的输电通道容量约束。

$$\begin{cases} \mathbf{S}_{B,t}^\Lambda = (\mathbf{S}_t + \Delta \mathbf{s}_t) \mathbf{M}_B \\ \mathbf{S}_B^{\min} \leq \mathbf{S}_{B,t}^\Lambda \leq \mathbf{S}_B^{\max} \end{cases} \quad (2)$$

式中： $\mathbf{S}_{B,t}^\Lambda$ 为经一体化平衡后各输电通道的功率； $\mathbf{S}_t$ 为一体化平衡前各路径的初始功率； $\mathbf{S}_B^{\max}$ 、 $\mathbf{S}_B^{\min}$ 分别为通道上、下限。式(2)中第 1 子式表征了一体化平衡对输电通道潮流功率的影响，第 2 子式的物理意义是一体化平衡功率互济过程需满足输电通道容量约束。

1.1.3 目标函数

传统 SCUC 的目标函数可表征^[21]为

$$f = \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^J U_{j,t} \cdot F(p_{j,t}) + \sum_{t=1}^{T-1} \sum_{j=1}^J U_{j,t+1} \cdot (1 - U_{j,t}) \cdot Q(p_{j,t}) \quad (3)$$

式中： T 、 J 分别为时段数、参与决策的机组数； $U_{j,t}$ 为机组 j 在时段 t 的开机状态(1 为开机，0 为停机)； $F(p_{j,t})$ 为机组 j 为时段 t 的运行费用； $Q(p_{j,t})$ 为机组 j 为时段 t 的开机费用。式(3)的物理意义是实现包含机组运行费用、开机费用的系统运行总费用最小。

一体化平衡环境下，优化目标不变(实现系统运

行总费用最小)，但优化目标的对象和范围发生变化，需要根据一体化平衡机理^[10]对 SCUC 的目标函数进行改造，如式(4)所示。

$$f = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^{J_i} U_{i,j,t} \cdot F(p_{i,j,t}) + \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^{J_i} U_{i,j,t+1} \cdot (1 - U_{i,j,t}) \cdot Q(p_{i,j,t}) + \sum_{t=1}^T (\mathbf{S}_t + \Delta \mathbf{s}_t) \cdot \mathbf{M}_B \cdot \mathbf{B}_{\text{rate}} \quad (4)$$

式中： I 为平衡区的个数； $\mathbf{B}_{\text{rate}}$ 为通道输电费率集向量。式(4)中等式右边第 1、2 项将优化目标由传统的单一平衡区扩展至全网多平衡区，不再追求各独立平衡区各自系统运行费用最优，而是追求全网总体运行费用最优；第 3 项为跨区通道输电费用补充项，表征了一体化平衡功率互济过程的输电成本。

在式(4)表征的目标函数下，以平衡区间的互济功率($\Delta \mathbf{s}_t$)为纽带，平衡资源在更大范围内实现了优化配置，这与全国统一电力市场的基本建设理念相符。

1.1.4 机组运行约束

机组运行约束表征为

$$\begin{cases} c_{i,j}^{\min} \leq p_{i,j,t} \leq c_{i,j}^{\max} \\ p_{i,j,t} - p_{i,j,t-1} \leq p_{i,j}^{\text{up}} \\ p_{i,j,t-1} - p_{i,j,t} \leq p_{i,j}^{\text{down}} \end{cases} \quad (5)$$

式中： $c_{i,j}^{\max}$ 、 $c_{i,j}^{\min}$ 分别为平衡区 i 中机组 j 的上、下限； $p_{i,j}^{\text{up}}$ 、 $p_{i,j}^{\text{down}}$ 分别为机组上调、下调速率约束。

在一体化平衡环境下，机组运行约束与传统 SCUC 一致，式(5)中第 1 子式表征机组发电能力($c_{i,j}^{\max}$)和调峰能力($c_{i,j}^{\min}$)约束，第 2、3 子式分别表征机组的爬坡和调节速率约束。与传统 SCUC 不同的是，IPB-SCUC 的机组约束覆盖范围由单一平衡区扩展至全网。

1.1.5 系统平衡约束

一体化平衡的核心原理是“平衡区平衡为基础”+“平衡区间统筹互济”，其核心要义是调节各平衡区的平衡边界实现全网效益最优，并不是打破平衡边界构建一个“全网大平衡区”^[10]。因此其系统平衡约束不是将各平衡区的发、用电简单扩展叠加，而是以平衡区间互济功率 $\Delta \mathbf{s}_t$ 为纽带的一体化平衡原理下的分区平衡。

1) 功率平衡约束，如式(6)所示。

$$\sum_{j=1}^{J_i} p_{j,t} \cdot U_{j,t} + P_{i,t}^N + S_{i,t} + (\Delta \mathbf{s}_t \mathbf{M}_A)_i = l_{i,t}, \begin{cases} i \in [1, I] \\ t \in [1, T] \end{cases} \quad (6)$$

式中: J_i 为平衡区 i 在时刻 t 调用的机组个数; $P_{i,t}^N$ 为平衡区 i 内非市场化电源(如分布式新能源、水电、核电等)在时刻 t 的出力; $S_{i,t}$ 为联络线初始功率(平衡区 i 的初始平衡边界); $l_{i,t}$ 为负荷; $(\Delta s_t \mathbf{M}_A)_i$ 为一体化平衡过程中平衡区 i 的综合互济功率, 即 Δs_t 在平衡区 i 上的映射功率。

式(6)的物理意义为: ①任一平衡区的任一时刻都要满足发、用电平衡约束; ②各平衡区的平衡过程受到全网一体化平衡的调节控制 $[(\Delta s_t \mathbf{M}_A)_i]$ 。即, 经一体化平衡互济调整后, 任一平衡区的任一平衡时段都要分别满足功率平衡约束。

由式(6)可知: ①各平衡区平衡是全网一体化平衡的基础, 即要求各平衡区分别满足功率平衡约束; ②一体化平衡, 是在各平衡区满足平衡约束前提下, 对各平衡区平衡边界进行的统筹调整, 其发挥作用的关键变量为 Δs_t 。

2) 上下备用约束。

上、下备用约束在形式上与功率平衡约束一致, 即一方面各平衡区需要分别满足各自上、下备用约束, 另一方面又分别受到一体化平衡过程影响, 具体如式(7)所示。

$$\begin{cases} \sum_{j=1}^{J'_i} c_{j,t}^{\max} \cdot U_{j,t} + P_{i,t}^{N'} + \lambda P_{i,t}^n + S_{i,t} + \\ (\Delta s_t \mathbf{M}_A)_i - (1 + \alpha) l_{i,t} \geq \delta_{i,t}^\alpha, & \begin{cases} i \in [1, I] \\ t \in [1, T] \end{cases} \\ l_{i,t} - [\sum_{j=1}^{J'_i} c_{j,t}^{\min} \cdot U_{j,t} + \beta P_{i,t}^{N'} + P_{i,t}^n + \\ S_{i,t} + (\Delta s_t \mathbf{M}_A)_i] \geq \delta_{i,t}^\beta \end{cases} \quad (7)$$

式中: J'_i 为调用的常规电源出力集; $P_{i,t}^{N'}$ 为不包含新能源的非市场化电源发电能力; $P_{i,t}^n$ 为新能源预测出力; λ 为新能源参与电力平衡的修正系数, λ 的确定是受多重因素影响的复杂风险决策过程^[7,17], 在此不再展开分析; α 为运行备用系数; $\delta_{i,t}^\alpha$ 为上平衡裕度, 最低为 0; β 为不包含新能源的非市场化电源最小出力系数, 表征了上述电源的调峰能力; $\delta_{i,t}^\beta$ 为下平衡裕度, 最低为 0。第 1 子式的物理意义是: 在基本功率平衡约束(式(6))前提下, 各平衡区必须按规定预留一定的向上调节能力(增发能力), 以防范实际运行中出现供电能力不足类型平衡风险。第 2 子式的物理意义是: 在基本功率平衡约束下, 各平衡区须预留一定的向下调节能力(下调空间), 以防范实际运行中出现发电过剩类型平衡问题。

1.1.1—1.1.5 节构建了 IPB-SCUC 的优化计算模型, 观察其数学过程可以发现, 其与传统 SCUC 的最重要差异是通过引入关键变量——互济功率集 Δs_t , 在数学上将各平衡区的平衡过程“耦合”在一起, 从而实现全网一体化机组组合。而关键变量 Δs_t 则遵循一体化平衡基本原理, 即由“平衡区”、“路径”、“通道”等要素构成的一体化平衡网络方程。需要注意的是, 在 IPB-SCUC 开始前, Δs_t 为未知变量, 经 IPB-SCUC 后, 一方面确定了机组组合, 另一方面实现了对 Δs_t 的求解, 即确定了平衡区间互济方案。

由此, IPB-SCUC 的求解变量由传统 SCUC 的“机组组合”扩展为“机组组合”+“互济功率 Δs_t ”。本文将基于 IPB-SCUC 的一体化平衡模式(包括其配套机制和衍生模式等)称为一体化平衡市场模式, 为论述方便, 简称为“一体化平衡(模式)”。

1.2 一体化平衡成本效益及分配疏导

1.2.1 成本效益计算

1.1 节中, 通过 IPB-SCUC 实现了全网资源优化配置, 但全局最优并不能保证各个局部(平衡区)均最优; IPB-SCUC 通过调整各平衡区平衡边界进行平衡区间互济实现, 意味着有的平衡区对外支援付出成本, 有的平衡区被支援获得收益。在全国统一电力市场环境, 既要实现全局最优, 又要建立可持续的区域间利益分配和成本疏导机制^[2], 才能确保一体化平衡模式有效实施。因此, 需要准确计算一体化平衡的效益和各平衡区的贡献, 并据此开展收益分配和成本疏导。

1) 机组开机成本效益。

对于任一平衡区 i , 其在 IPB-SCUC 前后开机费用的变化如式(8)所示。

$$\begin{cases} R_{i,x} = SCUC_{i,x}[I_i, \mathbf{F}(\mathbf{p}_i), \mathbf{Q}(\mathbf{p}_i), \mathbf{S}_i] \\ R_{i,x}^\Lambda = SCUC_{i,x}[I_i, \mathbf{F}(\mathbf{p}_i), \mathbf{Q}(\mathbf{p}_i), \mathbf{S}_i + (\Delta s_t \mathbf{M}_A)_i] \\ \Delta R_{i,x} = R_{i,x} - R_{i,x}^\Lambda \end{cases} \quad (8)$$

式中: $SCUC_{i,x}$ 为平衡区 i 的独立 SCUC 过程, 其是关于平衡区负荷(I_i)、平衡区内全部机组申报的运行费用 $[\mathbf{F}(\mathbf{p}_i)]$ 、申报的开机费用 $[\mathbf{Q}(\mathbf{p}_i)]$ 及平衡区联络线功率($\mathbf{S}_i$)等的函数; 下标 x 表示开机费用(被调用机组的总启动费用); $R_{i,x}$ 为未采取一体化平衡时平衡区 i 的开机费用; $R_{i,x}^\Lambda$ 为开展一体化平衡后, 平衡区 i 以新的平衡边界 $[\mathbf{S}_i + (\Delta s_t \mathbf{M}_A)_i]$ 开展本地区 SCUC 时产生的开机费用; $\Delta R_{i,x}$ 为经过一体化平衡

后, 平衡区 i 开机费用较一体化平衡前减少的量, 即开机成本效益。

由式(8)可知, 两次 SCUC 的函数规则一致, 唯一变化是联络线功率变量, 第 2 子式较第 1 子式增加了互济功率 $(\Delta s \cdot M_A)_i$, 即一体化平衡影响平衡区开机费用的机理是改变了其 SCUC 出清边界。需要注意的是, 在一体化平衡过程中, 真正实施并实际指导机组组合的是一体化平衡后的 SCUC(式(8)中第 2 子式); 一体化平衡前的 SCUC(式(8)中第 1 子式)在本文中仅用来计算成本费用, 用以衡量一体化平衡对地区发用电成本的影响, 其出清结果并不实际执行, 即 $R_{i,x}$ 为并未实际产生的“影子开机成本”(本文将仅在一体化平衡计价结算环节作为对比参照量出现, 实际并未物理发生的成本、价格、通道容量、有序用电、新能源弃电等变量称为“影子”变量)。

2) 机组运行成本效益。

与式(8)开机费用的确定过程不同, 按电力市场基本定价原理, 机组运行费用的确定需进一步求取其边际电价; 对于任一平衡区 i , 其以一体化平衡形成的联络线边界开展本地区 SCUC 形成本地具体机组组合, 在确定的机组组合基础上根据市场规则形成出清价格。本文采用通行的 SCED 出清和边际价格机制^[21-24], 计算一体化平衡前后运行费用变化如式(9)所示。

$$\begin{cases} R_{i,y} = \sum_{t=1}^T SCED_{i,y,t} [l_i, F(p_i), Q(p_i), S_i] \times (l_{i,t} - S_{i,t}) \\ R_{i,y}^A = \sum_{t=1}^T SCED_{i,y,t} [l_i, F(p_i), Q(p_i), S_i + (\Delta s \cdot M_A)_i] \times \{l_{i,t} - [S_{i,t} + (\Delta s \cdot M_A)_{i,t}]\} \\ \Delta R_{i,y} = R_{i,y} - R_{i,y}^A \end{cases} \quad (9)$$

式中: $SCED_{i,y,t}$ 为平衡区 i 的边际价格出清过程(包括 SCED 过程及 SCED 前的 SCUC 过程, 不再展开论述, 下同), 对于平衡区内的节点边际电价按加权平均等方式做简化处理; 下标 y 表示运行费用(或出清价格); 下标 t 表示不同时段; $R_{i,y}$ 、 $R_{i,y}^A$ 分别为一体化平衡前、后的运行费用; $\Delta R_{i,y}$ 为运行成本效益。

由式(9)可知, 一体化平衡对运行成本效益的影响由两部分构成: 1) 通过改变出清边界影响出清价格, 即 $SCED_{i,y,t}$ 函数中的联络线功率变量, 第二子式较第一子式增加了互济功率 $[(\Delta s \cdot M_A)_i]$; 2) 改变发电量规模, 即出清电价覆盖的电力电量, 考虑到平衡约束其应为负荷扣除联络线受电(以电力受入

为正方向), 第 2 子式较第 1 子式同样多了互济功率项。同样, $R_{i,y}$ 也是未实际发生的“影子运行成本”。

3) 输电成本增量。

互济功率造成区间通道潮流发生改变, 引起系统输电成本发生变化, 输电成本的增量变化计算式为

$$\Delta R_B = -\Delta s \cdot M_B \cdot B_{rate} \quad (10)$$

4) 一体化平衡总效益。

在全国统一电力市场环境, 经一体化平衡互济调整后, 任一平衡区 i 的成本效益(费用变化)可以表示为

$$\Delta R_i = \Delta R_{i,x} + \Delta R_{i,y} \quad (11)$$

全网总成本效益可以表示为

$$\Delta R_\Sigma = \sum_{i=1}^I \Delta R_i - \Delta R_B \quad (12)$$

式中 ΔR_Σ 为总成本效益, 由各平衡区成本效益和、输电成本增量两部分构成。

1.2.2 基础效益及其分配

1) 基础效益。

本文将 1 节所述一体化平衡基础原理对应的全网总效益 ΔR_Σ 称为基础效益 $\Delta R_\Sigma^{\text{base}}$, 其在一体化平衡过程中未考虑具体平衡问题(如保安全、保供应、促消纳等); 当一体化平衡过程引入具体平衡问题时, 需要对解决具体平衡问题付出的成本进行计算和补偿(具体方法在 2 节中详述), 求取补偿后的基础效益。

2) 基础效益控制原则。

基础一体化平衡的本质目标是降本增效, 因此必须确保基础效益为正($\Delta R_\Sigma^{\text{base}} > 0$), 以确保各个平衡区均能通过基础一体化平衡受益, 并据此反馈控制基础一体化平衡过程。需要说明的是, 如仅按 1.1 节所述理论开展 IPB-SCUC, 则 ΔR_Σ 通常大于 0, 即资源更大范围优化配置必然带来运行效益的提升; 而下文中基于一体化平衡原理进一步解决电网运行中面临的具体平衡问题时, ΔR_Σ 可能小于 0, 此时应确保在对 ΔR_Σ 进行补偿后获得的基础效益 $\Delta R_\Sigma^{\text{base}}$ 大于 0。

3) 基础效益分配。

在计算获得一体化平衡的基础效益 $\Delta R_\Sigma^{\text{base}}$ 后, 需要依据电力市场基本规则将 $\Delta R_\Sigma^{\text{base}}$ 按贡献或收益大小合理分配至各平衡区及相关方(如系统运行方、输电方等), 具体分配方案可以因地制宜多种多样。

1.3 一体化平衡模式下的差价合约机制

一体化平衡在不改变以平衡区为基础的平衡模式前提下(各平衡区依然基于明确的平衡边界开展本地平衡),实现了各地区平衡边界的广泛有序深度开放(平衡边界根据全网需要统一调整确定),联络线实际潮流将由一体化平衡结果动态确定,区(省)间电力交易不再具备物理刚性执行条件和意义。由此,一体化平衡模式下的区间交易必然需采用非物理执行的金融合同模式,并据此设计价格机制,实现物理执行与金融结算的解耦。

本文从传统电力现货市场(如省级电力现货市场^[26])差价合约基本原理出发,综合考虑“以省为平衡和保供主体”的我国电力市场运行实际,设计提出一体化平衡模式下的差价机制如附录 A 所示。

由附录 A 可知,在本文所提的一体化平衡差价合约机制下,任一平衡区的不平衡资金恰好等于一体化平衡在此平衡区产生的成本效益,即在价格机制和资金结算层面完成了对 1.2.1 节所提一体化平衡成本效益计算原理的精准实现和有效衔接。此外,参照附录 A 的价格机制原理,对于输电费在付费方(如购电方)按合同电量、合同电价结算,在收费方(如输电方)按实际输电量、合同电价结算,由此产生的不平衡资金 ΔR_B^{ub} 也恰好等于一体化平衡产生的输电成本效益 $-\Delta R_B$ 。

由此,在附录 A 所提差价合约机制下,以结算资金表示的全网总成本效益为

$$\Delta R_{\Sigma} = \sum_{i=1}^I \Delta R_i^{\text{ub}} + \Delta R_B^{\text{ub}} \quad (13)$$

式中 ΔR_i^{ub} 为平衡区 i 的结算不平衡资金(式(A5)), ΔR_B^{ub} 为输电费的结算不平衡资金;式(13)明确了在本文所提差价合约机制下一体化平衡全网总成本效益的资金来源。

需要说明的是,1) 下文中应用一体化平衡原理解决保安全、保供应、促消纳等具体平衡问题时,其在发电侧、负荷侧的差价合约机制不变;但在此差价合约机制下,由各平衡区不平衡资金汇总形成的实际全网总成本效益 ΔR_{Σ} 并不直接用于分配,需按 1.2.2 节所述进行补偿获得基础效益 $\Delta R_{\Sigma}^{\text{base}}$ 后再行分配,也即实际分配资金由“总不平衡资金”+“补偿资金”两部分构成。2) 本文认为,新型电力系统环境下跨区输电的价值并不仅体现在“输电量”,更关键的是“泛在互济调整”;因此对于输电方,其盈利模式应不止于实际输电量,还应参与到

全网一体化平衡效益的分配中。

2 一体化平衡的工程应用(衍生模式)

1 节系统阐释了全国统一电力市场环境下的全网一体化电力平衡市场模式的基本原理,鉴于其理论基础作用,本文将其称为“基础一体化平衡”;本节将论述基于基础一体化平衡解决工程实践中关键平衡问题的数学方法,按平衡问题工况不同分别称为“保安全(以通道受阻为例)一体化平衡”、“保供一体化平衡”和“促消纳一体化平衡”。

2.1 通道受阻一体化平衡

跨区通道线路故障、紧急停运以及限额变化等情况可能造成通道上的电力交易无法足量执行,传统方法是根据受阻情况等量调减交易成分,由于涉及大量交易成分的优先级确定、复杂交易路径的同步调整、多平衡区的联动配合,实际操作复杂困难、争议分歧多且存在安全风险。在本文所提一体化平衡模式下,跨区通道电力交易不再物理执行,仅需根据通道受阻情况调整一体化平衡函数组的边界条件,并根据边界调整前后的一体化平衡效益计算受阻成本并合理疏导分摊。

2.1.1 输电容量约束

根据通道受阻情况,对 IPB-SCUC 的通道容量约束(式(2))做如下调整:

$$\begin{cases} S_{B,t}^{\Delta} = (S_t + \Delta s_t) M_B \\ (S_B^{\min} + \Delta S_B^{\text{res-low}}) \leq S_{B,t}^{\Delta} \leq (S_B^{\max} - \Delta S_B^{\text{res-up}}) \end{cases} \quad (14)$$

式中 $\Delta S_B^{\text{res-up}}$ 、 $\Delta S_B^{\text{res-low}}$ 分别为通道上、下限的变化量,表征通道受阻对通道上、下限的影响。

2.1.2 目标函数和其他约束

跨区通道受阻工况下,IPB-SCUC 的目标函数和其他约束与 1.1 节中的基本原理一致。

2.1.3 受阻成本

计算受阻成本为

$$\begin{cases} R_{\Sigma}^1 = \text{IPB-SCUC}_{R_{\Sigma}}(S_B^{\min}, S_B^{\max}) \\ R_{\Sigma}^2 = \text{IPB-SCUC}_{R_{\Sigma}}(S_B^{\min} + \Delta S_B^{\text{res-low}}, S_B^{\max} - \Delta S_B^{\text{res-up}}) \\ \Delta r^{\text{res}} = R_{\Sigma}^2 - R_{\Sigma}^1 \end{cases} \quad (15)$$

式中: R_{Σ}^1 为通道受阻前一体化平衡的全网总成本; R_{Σ}^2 为通道受阻后一体化平衡的全网总成本; Δr^{res} 为受阻成本;以函数 $\text{IPB-SCUC}_{R_{\Sigma}}$ 表示一体化平衡总成本(包括开机成本、运行成本和输电费用等),隐去固定变量,保留两次一体化平衡的差异变量,下同。

式(15)的物理意义是：因为通道受阻，导致一体化平衡总成本较受阻前发生了变化，其变化量即为通道受阻带来的成本增量。

计算的受阻成本再按权责关系进行分摊，分摊方法具体多样。例如，有明确责任主体可由责任主体承担，无明确责任主体的按相应通道上的交易成分大小由相关市场主体按比例分摊，不再赘述。

同时，按 1.3 节的方法对通道受阻一体化平衡的结果进行差价结算，并将 Δr^{res} 补偿到差价结算产生的全网不平衡资金中得到一体化平衡基础效益资金 $\Delta R_{\Sigma}^{\text{base}}$ ，再对 $\Delta R_{\Sigma}^{\text{base}}$ 进行分配。需要说明的是，补偿受阻成本 Δr^{res} 后，通道受阻一体化平衡的总成本等于基础一体化平衡总成本，从而确保了基础效益 $\Delta R_{\Sigma}^{\text{base}}$ 不受通道受阻问题影响；由此，在所提差价合约机制下，实现了一体化平衡基础收益分配机制与关键平衡问题处理机制的“解耦”。原理下同。

2.2 保供一体化平衡

与通道受阻工况一致，电力保供需求(消除或减小平衡缺口)工况下，一体化平衡模式不再进行传统的“点对点”互济支援，而是根据保供需求调整一体化电力平衡函数组的边界条件，并根据边界调整前后的一体化平衡效益计算保供成本并合理疏导分摊。

2.2.1 目标函数

1) 改造基础一体化平衡函数组的目标函数(式(4))，如下所示。

$$f = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^{J_i} U_{i,j,t} \cdot F(p_{i,j,t}) + \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^{J_i} U_{i,j,t+1} \cdot (1 - U_{i,j,t}) \cdot Q(p_{i,j,t}) + \sum_{t=1}^T (S_t + \Delta s_t) \cdot M_B \cdot B_{\text{rate}} + K_1 \cdot x \quad (16)$$

式(16)与式(4)相比，增加了一项“ $K_1 \cdot x$ ”，其中： x 为综合有序用电； K_1 为惩罚因子，为确保最大限度消除平衡缺口， K_1 需设置成大值。

2) 增加一项等式约束，用以描述目标函数里综合有序用电电力 x 的生成逻辑。

$$x = F_x(N \cdot x) \quad (17)$$

式中： x 为各平衡区各时段有序用电电力向量； N 权重系数向量； F_x 为映射关系，其具体函数表达可根据需求设定，例如以最大缺口电力作为综合有序用电目标时，式(17)转化为

$$x = \max \left\{ \sum_{i=1}^I n_i \cdot x_{i,t} \right\}, \quad t \in [1, T] \quad (18)$$

2.2.2 系统平衡约束

1) 在式(6)功率平衡约束中增加有序用电 $x_{i,t}$ 的影响，调整后的功率平衡约束为

$$\sum_{j=1}^{J_i} p_{j,t} \cdot U_{j,t} + P_{i,t}^N + S_{i,t} + (\Delta s_t M_A)_i + x_{i,t} = l_{i,t} \quad (19)$$

2) 在式(7)备用约束中增加有序用电 $x_{i,t}$ 的影响，调整后的上备用约束为

$$\sum_{j=1}^{J_i} c_{j,t}^{\max} \cdot U_{j,t} + P_{i,t}^{N'} + \lambda P_{i,t}^n + S_{i,t} + (\Delta s_t M_A)_i - (1 + \alpha) l_{i,t} + x_{i,t} \geq \delta_{i,t}^{\alpha} \quad (20)$$

3) 增加一项公平性约束，表示为

$$\begin{cases} \sum_{j=1}^{J_i} c_{j,t}^{\max} \cdot U_{j,t} + P_{i,t}^{N'} + \lambda P_{i,t}^n + S_{i,t} + (\Delta s_t M_A)_i - (1 + \alpha) l_{i,t} \geq \delta_{i,t}^{\alpha} \\ \text{s.t.} \\ \sum_{j=1}^{J_i} c_{j,t}^{\max} \cdot U_{j,t} + P_{i,t}^{N'} + \lambda P_{i,t}^n + S_{i,t} - (1 + \alpha) l_{i,t} \geq \delta_{i,t}^{\alpha} \end{cases} \quad (21)$$

式(21)的第 1 子式为一体化平衡后的上备用约束，其与式(20)的主要差异是不含有序用电 $x_{i,t}$ ；第 2 子式为一体化平衡前的上备用约束。式(21)的物理意义为：对于任一平衡区，若其在一体化平衡前上备用已满足要求(即无平衡问题)，则其在一体化平衡过程中不能产生有序用电且依然满足上备用要求(即不能额外产生平衡问题)。这是一项统筹全局与局部利益的公平性约束，即一体化平衡不能以损害局部平衡区利益为代价(在无平衡问题的平衡区产生有序用电)；此外，对于一体化平衡前已存在平衡缺口的平衡区，其在一体化平衡过程中平衡缺口不能扩大^[10]。

2.2.3 保供成本

与通道受阻一样，保供需求工况下也需要计算其成本并合理分摊。不同的是，保供工况下必须先解决缺口问题确保平衡，否则优化程序将不收敛。

1) 设置影子有序用电。

$$\begin{cases} \sum_{j=1}^{J_i} c_{j,t}^{\max} \cdot U_{j,t} + P_{i,t}^{N'} + \lambda P_{i,t}^n + S_{i,t} - (1 + \alpha) l_{i,t} + x'_{i,t} = \delta_{i,t}^{\alpha} \\ \text{s.t.} \\ \sum_{j=1}^{J_i} c_{j,t}^{\max} \cdot U_{j,t} + P_{i,t}^{N'} + \lambda P_{i,t}^n + S_{i,t} - (1 + \alpha) l_{i,t} < \delta_{i,t}^{\alpha} \end{cases} \quad (22)$$

按平衡区独立平衡的模式，在有平衡缺口的平衡区设置影子有序用电，如式(22)所示。式(22)的物理意义是：任一平衡区独立平衡工况下出现缺口时

(不满足上备用约束),在此平衡区上备用约束方程中等量设置有序用电 $x'_{i,t}$,以恰好消除平衡缺口。因增加的有序用电 $x'_{i,t}$ 仅用以计算成本并不实际执行,故称为影子有序用电。

2) 保供成本计算。

将影子有序用电代入一体化平衡函数组后,可确保函数组收敛有解,由此计算的一体化平衡成本即为不受保供互济影响的一体化平衡总成本 R_{Σ}^1 ;同步计算实际互济后的保供一体化平衡总成本 R_{Σ}^2 ;两者之差即为保供成本,如式(23)所示。

$$\begin{cases} R_{\Sigma}^1 = IPB - SCUC_{R_{\Sigma}}(x') \\ R_{\Sigma}^2 = IPB - SCUC_{R_{\Sigma}}(x) \\ \Delta r^{\text{sup}} = R_{\Sigma}^2 - R_{\Sigma}^1 \end{cases} \quad (23)$$

式(23)中第1子式为引入影子有序用电 $x'_{i,t}$ 后的全网一体化平衡总成本,其物理意义是:各平衡区独立解决平衡缺口问题情况下,开展一体化平衡的成本;第2子式为按2.2.1—2.2.2节的方法开展保供互济全网一体化平衡总成本,其物理意义是:各平衡区平衡缺口由全网一体化平衡互济解决情况下的一体化平衡成本; Δr^{sup} 表征了平衡缺口由全网互济解决较由各地区独立解决对全网总成本的影响,即反映了保供互济的成本。

3) 成本分摊。

保供成本由存在缺口的平衡区分摊,当多个平衡区存在平衡缺口时,还需要进一步量化计算各平衡区的权重,即确定各平衡区对保供成本影响的相对大小。对于存在缺口的任一平衡区 k ,在设置影子有序用电时将其剔除,得到不含平衡区 k 的影子有序用电集向量 $x'_{i \neq k}$,并将其代入一体化平衡函数组计算总成本,如式(24)所示。

$$\begin{cases} \sum_{j=1}^{J_i} c_{j,t}^{\max} \cdot U_{j,t} + P_{i,t}^N + \lambda P_{i,t}^n + S_{i,t} - (1+\alpha)l_{i,t} + x'_{i,t} = \delta_{i,t}^a \\ \text{s.t.} \\ \sum_{j=1}^{J_i} c_{j,t}^{\max} \cdot U_{j,t} + P_{i,t}^N + \lambda P_{i,t}^n + S_{i,t} - (1+\alpha)l_{i,t} < \delta_{i,t}^a \\ \sum_{j=1}^{J_k} c_{j,t}^{\max} \cdot U_{j,t} + P_{i,t}^N + \lambda P_{k,t}^n + S_{k,t} - (1+\alpha)l_{k,t} + \\ x_{k,t} \geq \delta_{k,t}^a, x_{k,t} \in x \\ R_{\Sigma}^{2,k} = IPB - SCUC_{R_{\Sigma}}(x'_{i \neq k}, x_k) \\ i \neq k; \quad i, k \in [1, I]; \quad t \in [1, T] \end{cases} \quad (24)$$

式(24)第1组子式的物理意义是:对于非 k 平衡区,如有平衡缺口则等量设置影子有序用电 $x'_{i \neq k}$,

实现其平衡缺口全部就地解决;第2组子式的物理意义是:对于平衡区 k ,其缺口 $x_{k,t}$ 纳入一体化平衡进行互济;第3子式为计算此工况(对于非 k 平衡区设置影子有序用电,对于平衡区 k 进行全网互济)下的全网总成本。

由式(23)、(24)可得:

$$\Delta r'_k = R_{\Sigma}^{2,k} - R_{\Sigma}^1 \quad (25)$$

式中: $R_{\Sigma}^{2,k}$ 为仅对平衡区 k 进行保供互济的一体化平衡成本; R_{Σ}^1 为不进行保供互济的一体化平衡成本; $\Delta r'_k$ 表征了解决平衡区 k 的平衡缺口对全网一体化平衡总成本的影响,即反映了对平衡区 k 单独进行保供支援的代价。因其并未实际发生,故而为对平衡区 k 进行保供支援的“影子成本”。

对所有存在平衡缺口的平衡区均按式(24)、(25)分别计算对其进行保供支援的影子成本,所得成本间的大小对比关系即反映了对不同平衡区进行保供支援的代价和难度差异,可作为成本分摊比例确定的依据,即:

$$\Delta r_k^{\text{sup}} = \frac{n_k \cdot \Delta r'_k}{\sum_{i=1}^{I'} n_i \cdot \Delta r'_i} \times \Delta r^{\text{sup}} \quad (26)$$

式中: Δr^{sup} 为全网保供互济总成本; Δr_k^{sup} 为平衡区 k 分摊的费用; $\Delta r'_k$ 为平衡区 k 的影子保供成本;

n_k 为权重系数; $\sum_{i=1}^{I'} n_i \cdot \Delta r'_i$ 为所有缺口平衡区影子保供成本的加权求和。

2.3 促消纳一体化平衡

改造基础一体化平衡方程,如2.3.1—2.3.2节所示。

2.3.1 目标函数

1) 改造一体化平衡函数组的目标函数。

$$f = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^{J_i} U_{i,j,t} \cdot F(p_{i,j,t}) + \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^{J_i} U_{i,j,t+1} \cdot (1-U_{i,j,t}) \cdot Q(p_{i,j,t}) + \sum_{t=1}^T (S_t + \Delta S_t) \cdot \mathbf{M}_B \cdot \mathbf{B}_{\text{rate}} + K_2 \cdot y \quad (27)$$

式(27)较基础一体化平衡目标函数(式(4))增加了新能源弃电项“ $K_2 \cdot y$ ”,式中: y 为新能源综合弃电; K_2 为惩罚因子。

2) 与式(17)相似,增加1项等式约束用以描述 y 的生成逻辑,即:

$$y = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I y_{i,t} \quad (28)$$

式中 $y_{i,t}$ 为任一平衡区任一时刻的新能源弃电电力，式(28)的物理意义为全网新能源总弃电量。

2.3.2 系统平衡约束

1) 在式(6)功率平衡约束中增加一项新能源弃电电力 $y_{i,t}$ 的数学表征，即：

$$\begin{cases} y_{i,t} = P_{i,t}^n - \sum_{j=1}^{J_i^n} P_{j,t}^n \\ J_i^n \in J_i \end{cases} \quad (29)$$

式中： J_i^n 为平衡区 i 内调用的新能源出力集； $P_{i,t}^n$ 为被调用的新能源出力。式(29)的物理意义为：新能源弃电电力 $y_{i,t}$ 是新能源预测出力 $P_{i,t}^n$ 与新能源被调用总出力的差值。

2) 将式(29)代入式(7)，则下备用约束的表达式转换为

$$l_{i,t} - [\sum_{j=1}^{J_i^n} c_{j,t}^{\min} \cdot U_{j,t} + \beta P_{i,t}^{N'} + P_{i,t}^n + S_{i,t} + (\Delta s_t \mathbf{M}_A)_i] + y_{i,t} \geq \delta_{i,t}^\beta \quad (30)$$

3) 增加一项公平性约束。

$$\begin{cases} l_{i,t} - [\sum_{j=1}^{J_i^n} c_{j,t}^{\min} \cdot U_{j,t} + \beta P_{i,t}^{N'} + P_{i,t}^n + S_{i,t} + (\Delta s_t \mathbf{M}_A)_i] \geq \delta_{i,t}^\beta \\ \text{if} \\ l_{i,t} - (\sum_{j=1}^{J_i^n} c_{j,t}^{\min} \cdot U_{j,t} + \beta P_{i,t}^{N'} + P_{i,t}^n + S_{i,t}) \geq \delta_{i,t}^\beta \end{cases} \quad (31)$$

式(31)的物理意义为：对于任一平衡区，若其在一体化平衡前无新能源弃电，则其在一体化平衡过程中不能产生新能源弃电；此外，对于一体化平衡前存在新能源弃电的平衡区，其在一体化平衡过程中新能源弃电规模不能扩大^[10]。

2.3.3 效益成本约束

促新能源消纳一体化平衡的成本计算过程与 2.2 节保供问题有所不同：1) 与功率缺额问题不同，市场环境下的消纳问题本质上是对发电侧结构和成本的调整过程；2) 还需考虑效益问题，即促消纳的效益与成本的对比关系，由此其多了一个效益成本约束。

1) 自然消纳(基础)一体化平衡总费用。

与 1.1 节基础一体化平衡方程组相比，2.3.1—2.3.2 节促消纳一体化平衡方程组的主要变化是增加了弃电电力的数学表征并将其引入目标函数，其他约束本质上与基础一体化平衡方程组一致；即，将综合弃电 y 从促消纳一体化平衡方程组中移除，则

转换为基础一体化平衡过程。因此，要分析促消纳成本，需要首先计算基础一体化平衡费用作为基准：

$$R_\Sigma^1 = IPB - SCUC_{R_\Sigma} \quad (32)$$

式中： R_Σ^1 为基础一体化平衡总费用，其表达式中未引入特殊变量；由于伴随基础一体化平衡过程，新能源按成本进行了全网统一优化配置，称此阶段新能源消纳为自然消纳一体化平衡过程，相应费用 R_Σ^1 为自然消纳一体化平衡总费用。

2) 促消纳一体化平衡成本计算。

按 2.3.1—2.3.2 节促消纳一体化平衡方程组，在目标函数中引入新能源弃电 y 后，计算促消纳一体化平衡总费用 R_Σ^2 ；将促消纳一体化平衡总费用与自然消纳一体化平衡总费用做差，即可得到促消纳一体化平衡成本 Δr^{nec} ：

$$\begin{cases} R_\Sigma^2 = IPB - SCUC_{R_\Sigma}(y) \\ \Delta r^{\text{nec}} = R_\Sigma^2 - R_\Sigma^1 \end{cases} \quad (33)$$

式中 R_Σ^2 为促消纳一体化平衡总成本，其表达式中引入了新能源弃电变量 y 。

3) 成本分摊。

成本分摊过程同 2.2 节，针对自然消纳一体化平衡后存在新能源消纳问题的各平衡区，分别计算对其单独进行促消纳一体化互济支援的影子成本，并据此确定分摊比例。限于篇幅，不再展开论述。

4) 促消纳效益计算。

通过促消纳一体化平衡减弃的新能源，其在市场环境下的价值由其所在平衡区的现货出清价反映，由此得到任一平衡区 i 促消纳一体化平衡的效益 $\Delta \phi_i^{\text{nec}}$ ：

$$\Delta \phi_i^{\text{nec}} = \sum_{t=1}^T SCED_{i,y,t}^{\text{nec}}(y) \times (y'_{i,t} - y_{i,t}) \quad (34)$$

式中： $SCED_{i,y,t}^{\text{nec}}(y)$ 为促消纳一体化平衡后平衡区 i 的现货出清电价； $y'_{i,t}$ 为基础一体化平衡后、促消纳一体化平衡前的影子弃电； $y_{i,t}$ 为促消纳一体化平衡后的实际弃电。

5) 效益成本约束。

对于促消纳一体化平衡，其必须满足以下效益成本约束：

$$\Delta \phi_i^{\text{nec}} \geq \Delta r_i^{\text{nec}} \quad (35)$$

式中： $\Delta \phi_i^{\text{nec}}$ 为平衡区 i 的一体化平衡促消纳效益，即收益； Δr_i^{nec} 为平衡区 i 分摊的一体化促消纳费

用,即成本。收益大于成本是经济活动可持续进行的最基本规律,因此一体化平衡促消纳过程必须满足式(35)的约束。

当某平衡区不满足式(35)约束时,需要迭代调整其初始边界(如增加基础弃电)或增加新能源减弃规模约束,逐步降低促消纳一体化平衡的新能源减弃量,直至满足式(35)约束。

2.4 安全、保供、消纳的统筹(统一模型)

2.1—2.3 节分别对一体化平衡模式下处理通道受阻(可视为安全类问题)、电力保供、新能源消纳问题的方法进行了系统阐述,对应工程实践中新型电力系统电力平衡的 3 个关键方面及 IPB-SCUC 实现过程中 3 类数学上本质不同问题的解决方案(通道受阻一体化平衡解决了参数调整问题,保供一体化平衡解决了优化过程不收敛问题,促消纳一体化平衡解决了多目标优化问题)。工程实践中,一方面可能同时面临若干问题,另一方面有必要研究构建统一模型以提高方法的适用性和便捷性,需要构建统一模型对安全、保供、消纳等问题进行统筹。

2.4.1 统一模型目标函数

改造一体化电力平衡方程组的目标函数:

$$f = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^{J_i} U_{i,j,t} \cdot F(p_{i,j,t}) + \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^{J_i} U_{i,j,t+1} \cdot (1 - U_{i,j,t}) \cdot Q(p_{i,j,t}) + \sum_{t=1}^T (S_t + \Delta S_t) \cdot M_B \cdot B_{rate} + K_1 \cdot x + K_2 \cdot y \quad (36)$$

式(36)中在目标函数中同时引入综合有序用电 x 和综合新能源弃电 y , 分别表征电力保供和新能源消纳; 统筹考虑保供和消纳的重要性差异, 须令 $K_1 \gg K_2$ 。

2.4.2 统一模型约束条件

统筹安全(以通道受阻类安全问题为例)、保供、消纳场景下, 约束条件由单一问题场景的约束条件扩展为须同时满足 2.1—2.3 节提出的所有约束条件, 安全类约束包括式(14), 保供类约束包括式(18)—(21), 促消纳类约束包括式(28)—(31)、(35)。

2.4.3 统一模型下的统筹成本

采用与 2.1.3、2.2.3、2.3.3 节相同原则计算统筹成本, 即首先消除问题影响后计算 IPB-SCUC 总成本作为基准, 再与带问题的 IPB-SCUC 总成本进行比较求差, 从而得到统筹安全、保供、消纳问题付出的总代价。计算统筹成本基准时, 针对安全影响, 设置影子通道容量, 即 $\Delta S_B^{\text{res-up}}$ 、 $-\Delta S_B^{\text{res-low}}$; 针

对保供问题, 设置影子有序用电, 即 x' ; 针对消纳问题, 将弃电变量 y 从目标函数中剔除; 将以上变化量同时代入 IPB-SCUC, 即:

$$R_{\Sigma}^1 = IPB - SCUC_{R_{\Sigma}}(\Delta S_B^{\text{res-up}}, -\Delta S_B^{\text{res-low}}, x') \quad (37)$$

由式(37)求得统筹成本计算基准后, 即可结合 2.4.1—2.4.2 节进一步计算统筹成本, 并分别计算安全、保供、消纳问题的费用分摊比例, 以及各平衡区在相应问题上的费用分摊比例。限于篇幅, 不再展开。

3 算例分析

3.1 算例说明

算例说明见附录 B。

3.2 基础一体化平衡模式

3.2.1 一体化机组组合(IPB-SCUC)

基于本文所提理论, 对算例开展 IPB-SCUC, 其出清结果与常规 SCUC(平衡区内独立机组组合)对比, 如附图 C1 所示。

附图 C1 中横坐标为按平衡区顺序编号排列的所有 408 台市场化机组, 纵坐标为对应机组中标电力的总发电成本。由附图 C1 可知: 1) IPB-SCUC 的出清结果较常规 SCUC 有明显差异, 表明 IPB-SCUC 介入后对出清结果进行了统筹调整。2) IPB-SCUC 的出清曲线(粗实线)总体低于常规 SCUC 出清曲线(细虚线), 表明 IPB-SCUC 的调整总体降低了运行成本。3) 对于平衡区甲、乙, 其 IPB-SCUC 的出清成本明显低于常规 SCUC; 对于平衡区丙、戊, 其 IPB-SCUC 的出清成本要高于常规 SCUC; 对于平衡区丁, 其 IPB-SCUC 的出清成本接近常规 SCUC; 由此表明, IPB-SCUC 对不同平衡区做出了不同调整, 各平衡区运行效益损益有别。

以上算例结果与本文对 IPB-SCUC 的理论分析和设计预期一致, 即: 1) IPB-SCUC 通过调整平衡区间的平衡边界, 对全网资源进行统筹实现全网效益最优; 2) IPB-SCUC 对不同平衡区的运行效益产生不同影响, 须同步计算成本效益和设计分配分摊机制, 以确保公平性和可持续性。

3.2.2 成本效益计算

1) 全网总效益。

在 IPB-SCUC 基础上, 进一步按 1.2 节的方法在各平衡区开展 SCED 计算发电侧运行费, 同时汇总计算开机费、输电费和总费用, 结果如附表 C1 所示。

由附表 C1 可知, 本文算例下, 基础一体化平衡的总费用较独立平衡模式降低 2 771 万元, 优化率(收益率)为 4.3%, 效益明显; 其中, 基础一体化平衡较独立平衡模式, 开机费增加 50 万元、运行费降低 1 353 万元、输电费降低 1 468 万元。

由此, 此工况下一体化平衡的总效益为 2 771 万元, 收益为正; 按 1.2.2 节的基础效益控制原理, 此时可确保 5 个平衡区均通过一体化平衡获得收益, 后续工作仅是合理计算和确定分配比例; 即, $\Delta R_{\Sigma}^{\text{base}} > 0$, 此次一体化平衡是有效可行的。

需要说明的是, 本文算例是一个简单的区域电网, 且机组运行成本报价设置主要考虑不同额定容量机组的发电成本差异; 如果将一体化平衡模式扩展至资源禀赋、负荷特性、新能源出力差异更大的实际大电网, 预计优化率将进一步提高。

2) 平衡区间的差异。

一体化平衡模式和独立平衡模式下, 平衡区甲、丙的分时段边际电价如附图 C2(a)、(b)所示。

由附图 C2 可知: 1) 相对于传统的独立平衡模式, 一体化平衡模式改变了平衡区各时段的边际出清电价, 且其对边际电价曲线的具体调整无明显规律; 2) 附图 C2(a)中平衡区甲, 其一体化平衡模式下的边际电价总体低于独立平衡模式, 即一体化平衡拉低了其边际电价, 最大拉低 190 元/(MW·h); 3) 附图 C2(b)中平衡区丙, 其一体化平衡模式下的边际电价总体高于独立平衡模式, 即一体化平衡抬高了其边际电价, 最大抬高 305 元/(MW·h)。综上, 一体化平衡对各平衡区的边际出清电价产生广泛、差异化和不可预测的影响; 如在用电侧采用一体化平衡后的边际出清电价结算, 将造成全社会用能成本的大幅波动, 冲击电价和结算体系的稳定性。

理论分析和算例表明, 一体化平衡模式下, 一方面各地区的物理平衡边界将广泛、深度开放; 另一方面, 各地区的边际出清电价也将随之广泛、深度开放。由此, 无论是从交易合同的调度执行角度, 还是从电价体系的稳定角度, 都客观要求在一体化电力平衡基本原理基础上, 适应一体化电力平衡模式的开放性特点科学设计价格形成和结算机制; 即, 本文在 1.3 节和附录 A 中提出的差价合约机制及相关理念是市场环境下一体化电力平衡机制的必要一环和重要组成部分。

需要说明的是, 1.3 节和附录 A 所提差价合约机制仅阐释了在平衡区之间进行一次分配的原则,

即“在用电侧确保基础价格稳定, 在发电侧全网充分市场化竞争, 产生的一体化平衡效益单独结算、全网共享”; 平衡区间一次分配结束后, 各地区可因地制宜继续在发电、用电间以及市场主体间开展平衡区内二次、三次分配调整, 不再赘述。

3.3 通道受阻一体化平衡模式

调整附录 B 算例中重载通道 4 的输电限额, 模拟通道受阻工况, 在通道受阻工况下按 2.1 节方法开展通道受阻一体化平衡, 得到对应输电限额下的全网平衡总费用如附图 C3 所示。

由附图 C3 可知: 1) 随通道受阻情况的加重(限额降低), 一体化平衡输电费将随之降低; 2) 随通道受阻情况的加重, 考虑输电费影响的全网总费用将随之增长, 由此产生通道受阻成本; 3) 通道受阻 2 000 MW 工况(对应限额 6 000 MW)较零受阻工况(对应额定限额 8 000 MW)总费用增长 98 万元, 即此通道受阻工况较基础一体化平衡(通道限额为额定值)额外产生 98 万元的受阻成本。

理论分析和算例结果同时表明, 加强全网互联互通、消除输电瓶颈有利于提高电网运行质效。

3.4 保供一体化平衡模式

在算例中平衡区乙、戊的初始平衡边界中分别设置不同规模的平衡缺口(各时段缺口电力等比例增减, 以缺口电力曲线累积的电量大小表征缺口规模), 在此工况下按 2.2 节方法开展保供一体化平衡, 得到对应平衡区不同规模平衡缺口下的全网平衡总费用如附图 C4 所示。

由附图 C4 可知: 1) 全网平衡总费用随缺口规模增大而增长, 表明电力保供需求在一体化平衡中产生了额外的成本, 且成本与保供需求大小(缺口规模)正相关; 2) 不同地区保供一体化平衡总费用随保供需求的增长速率不同, 表明对不同地区进行电力保供互济的难度和代价不同。

3.5 促新能源消纳一体化平衡模式

对算例分别开展常规独立平衡、基础一体化平衡(自然消纳一体化平衡)、促消纳一体化平衡, 汇总对应模式下的新能源富余电力(弃电)曲线如附图 C5 所示, 弃电量和全网平衡总费用如附表 C2 所示。

3.5.1 消纳效果

由附图 C5 和附表 C2 知, 算例在独立平衡模式的新能源弃电规模最大, 自然消纳一体化平衡模式下新能源弃电大幅降低但未完全消除, 促消

纳模式新能源弃电完全消除。由此表明：1) 自然(基础)一体化平衡在系统成本优化过程中对新能源发电也做了全网统筹优化，从而推动了新能源消纳；2) 从纯消纳的角度看，自然一体化平衡并未最大限度发挥全网消纳能力；3) 促消纳一体化平衡有效调用了全网能力最大限度实现了新能源消纳。

需要说明的是，在算例工况下经促消纳一体化平衡新能源零弃电，实践中通过促消纳一体化平衡调用全网消纳能力达到极限时，将不可避免出现新能源弃电。

3.5.2 成本变化

不同平衡模式下的系统平衡费用分别如附表 C2、C3 所示。由附表 C2 可知：1) 自然消纳一体化平衡费用较独立平衡大幅降低，表明其同时优化了系统运行成本和促进了新能源消纳；2) 促消纳一体化平衡费用较自然消纳模式增长 117 万元，表明其虽然较自然消纳模式进一步增加了新能源消纳，但同时产生额外的促消纳成本(117 万元)，折合度电消纳成本约 0.97 元/(kW·h)。

进一步，由附表 C3 可知，促消纳一体化平衡模式较自然消纳模式，开机费不变、运行费微增、输电费增加明显。

对比分析自然消纳、促消纳一体化平衡模式下的全网开机、联络线潮流分别如附图 C6、C7 所示。

由附图 C6 可知，消纳困难时段(时段 52—60)，促消纳模式下的开机总量较自然消纳模式显著降低，表明促消纳一体化平衡通过进一步调减机组开机增加了消纳空间。由附图 C7 可知：1) 消纳困难时段，促消纳一体化平衡的联络线潮流较自然消纳模式略有增加(新能源富余电力规模相对较小)，结合附图 C6 可知，促消纳一体化平衡在停机扩大消纳空间基础上，同时增大平衡区间互济，实现消纳空间与消纳需求的匹配；2) 无消纳问题的晚峰时段(时段 75—96，平衡紧张时段)，促消纳模式的联络线潮流较自然消纳模式大幅增长，结合附图 C6 分析因为增加机组停机一方面扩大了消纳空间，另一方面增大了非消纳困难时段的平衡难度，需要同步增大平衡紧张时段的区间电力互济规模进行平抑；由此，也解释了附表 C3 中促消纳模式输电费用较自然消纳模式明显增长的原因。

3.5.3 效益成本约束

自然消纳一体化平衡、促消纳一体化平衡两种

模式下，存在消纳需求的平衡区戊的分时段边际出清电价曲线对比如附图 C8 所示。

由附图 C8 可知，自然消纳模式下，消纳困难时段的出清电价为 0；经促消纳一体化平衡后，对应时段电价上涨为 50 元/(MW·h)，平衡区戊内减弃的新能源将获得 50 元/(MW·h)的收益，乘以减弃电量后合计为 6 万元。

综上，此次促消纳一体化平衡的效益为 6 万元；由 3.5.2 节可知其成本为 117 万元；其效益小于成本，不满足式(35)的效益成本约束，因此此促消纳一体化平衡是不合理、难以落地执行的，需要按 2.3.3 节的论述迭代调整消纳目标或消纳约束，直至满足效益成本约束。

3.6 安全、保供和消纳的统筹

基于算例设置 3 种工况。1) 工况 1：通道 4 受阻 2000 MW；2) 工况 2：在附图 C4 所示各种保供工况中选取平衡区乙平衡缺口最大时对应的具体工况(缺口规模折合电量 8000 MW·h)；3) 工况 3：采用 3.5 节的新能源消纳初始工况(平衡区戊在独立平衡模式下新能源富余电量 24695 MWh，如附图 C5、附表 C2 所示)。将以上 3 种工况分别单独代入一体化平衡，以及同时代入一体化平衡，计算总费用、较正常工况成本变化、费用分摊等如附表 C4 所示。

由附表 C4 可知：1) 工况 1—3 单独作用于一体化平衡产生的成本求和为 704 万元，共同作用于一体化平衡产生的总成本为 1459 万元，即共同作用工况下的成本远高于单独作用的成本和，表明多因素同时存在时大幅增大了统筹难度，推高了统筹成本；2) 按 2.4 节的方法，工况 1—3 按单独作用的相对成本确定分摊比例，再按确定的分摊比例分摊共同作用的成本。

4 结论

本文提出了全国统一电力市场环境下的全网一体化电力平衡机理和方法，基于实际生产运行数据的算例分析验证了所提机理和方法的有效性，主要得到结论如下：

1) 理论推导和算例分析验证了全网一体化机组组合(IPB-SCUC)的可行性和有效性。

2) 所提全网一体化电力平衡市场机制通过统筹优化全网平衡资源降低了发电成本、提高了总体经济效益。

3) 以基础一体化平衡机理为内核, 系统提出了市场环境下调用全网资源解决通道受阻、电力保供、新能源消纳等电力平衡问题的通用方法, 实现了解决各类平衡问题经济性的量化计算, 推动了一体化平衡电力流和价值流的融合统一。

4) 所提一体化平衡机理和市场模式, 在不改变以平衡区为平衡主体的基本平衡模式前提下, 实现了各地区平衡边界的广泛有序深度开放, 实现了调度运行与电力交易的解耦, 实现了省间市场与省内市场在执行层面的融合统一。

5) 通过在一体化平衡机理中引入效益成本约束, 确保了一体化平衡结果的有效性和可持续性。

本文聚焦提出全国统一电力市场环境下实现全网一体化电力平衡的基础工程原理和方法, 要推动所提原理有效落地应用还需要进一步开展以下研究。

1) 各地区具体平衡条件、市场环境存在差异, 还需要结合各地区电力平衡和市场运行特点细化开展相关衔接机制研究。

2) 所提原理建模范围广、模型结构复杂, 优化求解难度大、对算力支撑要求高, 需要进一步开展其解算效率优化及相关算力建设提升研究。

3) 本文聚焦的是平衡区平衡边界的统一优化确定及平衡区间相关费用的分配分摊, 还需基于此进一步开展平衡区内发、用两侧及不同市场主体间的协调分配机制研究。

参考文献

- [1] 国家发展和改革委员会, 国家能源局. 国家发展和改革委员会 国家能源局关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见[EB/OL]. (2022-01-18). https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2022-01/30/content_5671296.htm.
- [2] 张智刚, 康重庆. 碳中和目标下构建新型电力系统的挑战与展望[J]. 中国电机工程学报, 2022(8): 2806-2818. ZHANG Zhigang, KANG Chongqing. Challenges and prospects for constructing the new-type power system towards a carbon neutrality future[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(8): 2806-2818(in Chinese).
- [3] 陈国平, 李明节, 许涛, 等. 我国电网支撑可再生能源发展的实践与挑战[J]. 电网技术, 2017, 41(10): 3095-3103. CHEN Guoping, LI Mingjie, XU Tao, et al. Practice and challenge of renewable energy development based on interconnected power grids[J]. Power System Technology, 2017, 41(10): 3095-3103(in Chinese).
- [4] 董昱, 孙大雁, 许丹, 等. 新型电力系统电力电量平衡的挑战、应对与展望[J]. 中国电机工程学报, 2025, 45(6): 2039-2056. DONG Yu, SUN Dayan, XU Dan, et al. Challenges, response and prospects for power balance in new power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(6): 2039-2056(in Chinese).
- [5] 许涛, 王国春, 董昱, 等. 新型电力系统平衡机理及演进过程研究[J]. 中国电机工程学报, 2025, 45(1): 1-13. XU Tao, WANG Guochun, DONG Yu, et al. Research on power balance mechanism and evolution of new power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(1): 1-13(in Chinese).
- [6] 郭剑波, 王铁柱, 罗魁, 等. 新型电力系统面临的挑战及应对思考[J]. 新型电力系统, 2023, 1(1): 32-43. GUO Jianbo, WANG Tiezhu, LUO Kui, et al. Development of new power systems: challenges and solutions[J]. New Type Power Systems, 2023, 1(1): 32-43(in Chinese).
- [7] 张振宇, 王文倬, 马晓伟, 等. 基于风险控制的新能源纳入电力系统备用方法[J]. 电网技术, 2020, 44(9): 3375-3382. ZHANG Zhenyu, WANG Wenzhuo, MA Xiaowei, et al. Reserve of power system considering renewable energy based on risk control[J]. Power System Technology, 2020, 44(9): 3375-3382(in Chinese).
- [8] 张小奇, 孙晓强, 张振宇, 等. 基于统计学特征的新能源消纳平衡模型及灵敏度分析[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(4): 121-126, 142. ZHANG Xiaoqi, SUN Xiaoqiang, ZHANG Zhenyu, et al. Renewable energy consumption balance model and sensitivity analysis based on statistical characteristics[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(4): 121-126, 142(in Chinese).
- [9] 何攻, 何潜, 赵勇, 等. 适应新型电力系统构建的调度机构电能平衡策略研究[J]. 电工技术, 2022(15): 13-16, 20. HE Gong, HE Qian, ZHAO Yong, et al. Research on power balance strategy of dispatching agency adapting to new power system construction[J]. Electric Engineering, 2022(15): 13-16, 20(in Chinese).
- [10] 李增辉, 王超, 许丹, 等. 新型电力系统全网一体化电力平衡机理[J]. 中国电机工程学报, 2025, 45(18): 7030-7044. LI Zenghui, WANG Chao, XU Dan, et al. Integrated power balancing mechanisms of new type power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(18): 7030-7044(in Chinese).
- [11] 杨胜春, 吕建虎, 郭晓蕊, 等. 适应新型电力系统发展

- 的多元灵活资源优化调度建模和分析[J]. 电网技术, 2024, 48(8): 3114-3121.
- YANG Shengchun, LV Jianhu, GUO Xiaorui, et al. Modeling and analysis of multi flexible resource optimization scheduling for adapting to the development of new power systems[J]. Power System Technology, 2024, 48(8): 3114-3121(in Chinese).
- [12] XU Yichao, JIANG Zhiqiang, PENG Wang, et al. Multi-objective optimization and mechanism analysis of integrated hydro-wind-solar-storage system: based on medium-long-term complementary dispatching model coupled with short-term power balance[J]. Energy, 2025, 332: 137246.
- [13] 孙骁强, 张小奇, 张光儒, 等. 考虑跨区直流调峰的新能源参与电力平衡可信容量提升方法研究[J]. 电网技术, 2023, 47(3): 878-884.
- SUN Xiaoqiang, ZHANG Xiaoqi, ZHANG Guangru, et al. Credible capacity improvement with new energy participating in power balance considering cross-regional DC peak shaving[J]. Power System Technology, 2023, 47(3): 878-884(in Chinese).
- [14] 徐浩, 贾龙文, 刘志成, 等. 面向区域电网保供应场景的跨区最大购电能力优化方法[J]. 电网技术, 2025, 49(1): 232-241.
- XU Hao, JIA Longwen, LIU Zhicheng, et al. Optimization method for cross-regional maximum power purchase capacity in regional power grids ensuring supply scenarios[J]. Power System Technology, 2025, 49(1): 232-241(in Chinese).
- [15] 张振宇, 张小奇, 段乃欣, 等. 基于“等面积原理”的储能与新能源协同优化配置方法[J]. 电网技术, 2023, 47(10): 4131-4139.
- ZHANG Zhenyu, ZHANG Xiaoqi, DUAN Naixin, et al. Synergistic and optimal configuration of energy storage and renewable energy based on equal area principle[J]. Power System Technology, 2023, 47(10): 4131-4139(in Chinese).
- [16] 任景, 高敏, 程松, 等. 面向新能源不确定性的西北电力电量平衡机制[J]. 中国电力, 2023, 56(9): 66-78.
- REN Jing, GAO Min, CHENG Song, et al. A balance method for power supply-demand adapting to high uncertainties of renewable energy in northwest power grid[J]. Electric Power, 2023, 56(9): 66-78(in Chinese).
- [17] 李增辉, 于钊, 孙大雁, 等. 新能源预测纳入备用对平衡和消纳的影响研究[J]. 电网技术, 2024, 48(4): 1393-1402.
- LI Zenghui, YU Zhao, SUN Dayan, et al. Research on influences to power balance & new energy consumption of taken-into-account proportion of new energy's predicted output in day-ahead power reserve[J]. Power System Technology, 2024, 48(4): 1393-1402(in Chinese).
- [18] ZHANG Yinya, ZHAO Xia, YUAN Huihong, et al. Key market mechanisms for cross-regional tradings in the electricity market: insights from theory and real-world implementations[J]. IEEE Access, 2024, 12: 97309-97331.
- [19] 国家电力调度控制中心. 电力现货市场 101 问[M]. 北京: 中国电力出版社, 2021.
- National Power Dispatch & Control Center. 101 questions of electricity spot market[M]. Beijing: China Electric Power Press, 2021(in Chinese).
- [20] 国家电力调度控制中心. 电力现货市场实务[M]. 北京: 中国电力出版社, 2023.
- National Power Dispatch & Control Center. Practices of electricity spot market[M]. Beijing: China Electric Power Press, 2023(in Chinese).
- [21] 黄国栋, 许丹, 崔晖, 等. 互联电网安全约束经济调度场景构建方法[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(8): 136-143.
- HUANG Guodong, XU Dan, CUI Hui, et al. Scenario construction method of security-constrained economic dispatch for an interconnected power grid[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(8): 136-143(in Chinese).
- [22] 夏清, 钟海旺, 康重庆. 安全约束机组组合理论与应用的发展和展望[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(16): 94-103.
- XIA Qing, ZHONG Haiwang, KANG Chongqing. Review and prospects of the security constrained unit commitment theory and applications[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(16): 94-103(in Chinese).
- [23] OSTROWSKI J, ANJOS M F, VANNELLI A. Tight mixed integer linear programming formulations for the unit commitment problem[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(1): 39-46.
- [24] HONG Yingyi, APOLINARIO G F D, LU Taiken, et al. Chance-constrained unit commitment with energy storage systems in electric power systems[J]. Energy Reports, 2022, 8: 1067-1090.
- [25] 张粒子, 陈皓轩, 黄弦超, 等. 电力交易产品细分市场协同机理研究[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(16): 6320-6333.
- ZHANG Lizi, CHEN Haoxuan, HUANG Xianchao, et al. Research on the synergistic mechanism of power trading product segments market[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(16): 6320-6333(in Chinese).
- [26] 王小昂, 邹鹏, 任远, 等. 山西电力现货市场中长期与现货衔接问题及对策[J]. 电网技术, 2022, 46(1): 20-27.

- WANG Xiaolang, ZOU Peng, REN Yuan, et al. Problems and solutions of medium & long-term trading connected with electricity spot market in Shanxi province[J]. Power System Technology, 2022, 46(1): 20-27(in Chinese).
- [27] 贺宜恒, 周明, 武昭原, 等. 国外典型电力平衡市场的运作模式及其对中国的启示[J]. 电网技术, 2018, 42(11): 3520-3528.
- HE Yiheng, ZHOU Ming, WU Zhaoyuan, et al. Study on operation mechanism of foreign representative balancing markets and its enlightenment for China[J]. Power System Technology, 2018, 42(11): 3520-3528(in Chinese).
- [28] MÜSGENS F, OCKENFELS A, PEEK M. Economics and design of balancing power markets in Germany [J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2014, 55: 392-401.
- [29] LIU Jinqi, WANG Jihong, CARDINAL J. Evolution and reform of UK electricity market[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2022, 161: 112317.
- [30] SARFATI M, HESAMZADEH M R, HOLMBERG P. Production efficiency of nodal and zonal pricing in imperfectly competitive electricity markets[J]. Energy Strategy Reviews, 2019, 24: 193-206.
- [31] 周鑫, 马晓伟, 牛拴保, 等. 西北省间实时平衡电力市场探索[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(15): 166-171. ZHOU Xin, MA Xiaowei, NIU Shuanbao, et al. Exploration of cross-provincial real-time balancing electricity market in Northwest China[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(15): 166-171(in Chinese).
- [32] 国家发展和改革委员会, 国家能源局. 国家发展和改革委员会、国家能源局联合印发《电力中长期交易基本规则》[EB/OL]. (2020-07-01)(2023-09-18). https://www.nea.gov.cn/2020-07/01/c_139180870.htm. National Development and Reform Commission, National Energy Administration. Joint issuance of the basic rules for medium- and long-term electric power trading by National Development and Reform Commission and National Energy Administration[EB/OL]. (2020-07-01) (2023-09-18) . https://www.nea.gov.cn/2020-07/01/c_139180870.htm(in Chinese).
- [33] 国家电网有限公司. 省间电力现货交易规则[M]. 北京: 中国电力出版社, 2022. State Grid Corporation of China . Inter-provincial electricity spot trading rules[M]. Beijing: China Electric Power Press, 2022(in Chinese).
- [34] State Grid Corporation of China. Rules for Inter Provincial Spot Trading of Electricity[M]. Beijing: China Electric Power Press, 2022.
- [35] 孙晓强, 贺元康, 丁涛, 等. 适应高比例新能源的跨省中长期电量弹性交易机制与实践[J]. 中国电机工程学报, 2025, 45(7): 2472-2485.
- SUN Xiaoqiang, HE Yuankang, DING Tao, et al. An elastic mechanism and its practice for inter-provincial mid-and long-term electricity transactions in the context of high renewable energy integration[J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(7): 2472-2485(in Chinese).
- [36] 张粒子, 陈皓轩, 黄弦超, 等. 欧洲电力平衡市场机制设计逻辑及对我国碳中和目标下辅助服务市场发展规划的启示[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(S1): 14-30. ZHANG Lizi, CHEN Haoxuan, HUANG Xianchao, et al. The logic of the design of the European electricity equilibrium market and its implications for the development planning of China's power ancillary services market under the carbon-neutral target[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(S1): 14-30(in Chinese).
- [37] FU Xueqian, WANG Zhan, GUO Yanmin. Intra-provincial medium- and long-term bidding model incorporating inter-provincial markets and available transmission capacity[J]. IEEE Transactions on Energy Markets, 2025, 3(1): 109-120.
- [38] JAXA-ROZEN M, WEN Xin, TRUTNEVYTE E. Electricity market governance and the historical performance of electricity transitions in European countries: insights from retrospective modeling[J]. Energy Strategy Reviews, 2025, 60: 101787.
- [39] LIN Xueshan, HUANG Tao, LIU Xin, et al. A long-term congestion management framework through market zone configuration considering collusive bidding in joint spot markets[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2025, 40(1): 299-313.

附录 A 一体化平衡差价合约机制

发电侧全电量采用差价合约结算, 实发电量按现货出清电价实发实结, 采用一体化平衡后的实际 SCED 出清电价; 合同电量采用一体化平衡前的影子 SCED 出清电价进行差价结算, 以消除一体化平衡调整对合同执行的影响, 确保公平。对于任一平衡区 i , 其发电侧结算总收入为

$$R_i^G = R_{i,x}^A + (l_i - S_i - \Delta S_i) \times SCED_{i,y} [S_i + (\Delta S \cdot \mathbf{M}_A)_i] + L_i \times [J_i^1 - SCED_{i,y}(S_i)] - S_i \times [J_i^2 - SCED_{i,y}(S_i)] \quad (A1)$$

式中: R_i^G 为结算总收入; $R_{i,x}^A$ 为实际开机费(详见式(8)); S_i 、 ΔS_i 分别为平衡区 i 的联络线初始功率(一体化平衡前的合同电量)和一体化平衡调整功率; L_i 为平衡区内的合同电量; J_i^1 、 J_i^2 分别为平衡区内合同电价、联络线合同电价。为方便阐释, 式(A1)中隐去时段变量 t , 隐去 $SCED_{i,y}$ 函数(物理意义同 1.2.1 节)中的固定变量, 仅保留其差异变量 S_i (一体化平衡前)、 $S_i + (\Delta S \cdot \mathbf{M}_A)_i$ (一体化平衡后)。

由式(A1)可知, 其第 1、2 项为实发电量的结算费用, 反映了实际发电成本, 体现了一体化平衡后的全网实际供需

关系,即实发电费由全网供需确定;第 3、4 项为合同电量的差价结算费用,由于一体化平衡对具体平衡区的影响在合同签订阶段存在较大不确定性、无法评估形成合理预期,所以差价结算锚定的是平衡区内的影子 SCED 出清电价(仅由平衡区自身供需确定,不受一体化平衡影响),反映了合同预期与平衡区本地供需关系的差异,即合同差价由平衡区本地供需确定,与一体化平衡无关。由此,形成了“全网供需发现价格,地区供需稳定预期”的一体化平衡模式下的发电侧差价合约机制;其与以平衡区平衡为基础的全网一体化平衡机理相适应,实现了“全局”与“局部”的统筹,“运行”与“结算”的解耦。

若令式(A1)中 $\Delta S_i = 0$ 、 $(\Delta S \cdot \mathbf{M}_A)_i = 0$, 即不采取一体化平衡,则式(A1)转换为

$$R_i^G = R_{i,x}^A + l_i \times SCED_{i,y}(S_i) + L_i \times [J_i^1 - SCED_{i,y}(S_i)] - S_i \times J_i^2 \quad (A2)$$

式(A2)中前 3 项即为一般省级现货市场的全电量差价结算模式,最后 1 项即为省间(区间)交易合同的物理执行结算模式。即,不采取一体化平衡时,式(A1)确定的结算方式与当前省级、省间市场模式一致;所提差价合约机制仅在采用一体化平衡时生效;由此,实现了所提差价合约机制与现行省间、省级市场结算机制的有序衔接。

负荷侧电价关乎全社会用电成本,在以平衡区(如省级电网)为平衡主体的基本平衡原则下,应尽量消除一体化平衡对平衡区全社会用电成本的影响,以确保公平,实现全局利益与局部利益的统筹,保障一体化平衡机制的长效可持续运转。由此,负荷侧采用差价合约结算时,其实发电量、合同电量均以影子 SCED 出清电价为依据,即实发电量以影子 SCED 出清电价实发实结,合同电量采用影子 SCED 出清电价进行差价结算,如式(A3)所示。

$$R_i^L = R_{i,x} + l_i \times SCED_{i,y}(S_i) + L_i \times [J_i^1 - SCED_{i,y}(S_i)] \quad (A3)$$

式中: R_i^L 为负荷侧总费用支出; $R_{i,x}$ 为影子开机费(详见式(8)); L_i 及 J_i^1 分别为平衡区内交易合同的合同电量和电价。需要注意的是,在同一个平衡区内发、用两侧恰为合同双方,即式(A1)、(A3)两式中的 L_i 等量、 J_i^1 等价。

由式(A3)可知,此环节用电侧的结算电价由一体化平衡前的本地区供需关系决定,与一体化平衡过程无关。即,此环节一体化平衡过程不影响地区内全社会基础用电成本。

由式(A1)、(A3)可以得到平衡区内的收支差为

$$R_i^G - R_i^L = \Delta R_{i,x} + (l_i - S_i) \times \{SCED_{i,y}[S_i + (\Delta S \cdot \mathbf{M}_A)_i] - SCED_{i,y}(S_i)\} - \Delta S_i \times SCED_{i,y}[S_i + (\Delta S \cdot \mathbf{M}_A)_i] - S_i \times J_i^2 \quad (A4)$$

式(A4)中 $S_i \times J_i^2$ 为联络线的合同费用,由平衡区外市场主体按合同约定支付,扣除此项后即可得到平衡区 i 的收支不平衡资金:

$$\Delta R_i^{ub} = \Delta R_{i,x} + (l_i - S_i) \times \{SCED_{i,y}[S_i + (\Delta S \cdot \mathbf{M}_A)_i] - SCED_{i,y}(S_i)\} - \Delta S_i \times SCED_{i,y}[S_i + (\Delta S \cdot \mathbf{M}_A)_i] \quad (A5)$$

由式(A5)及式(8)、(9)、(11)可知:

$$\Delta R_i^{ub} = \Delta R_i \quad (A6)$$

式(A6)表明,在本文所提的一体化平衡差价合约机制下,任一平衡区的不平衡资金恰好等于一体化平衡在此平衡区产生的成本效益。

附录 B 算例说明

基于某区域电网实际网架结构和源荷特性构建算例,算例由 5 个平衡区及其关联通道构成;参考不同省份、不同容量机组运行成本差异模拟生成报价数据;在 C 语言环境下编程构建一体化电力平衡模型,并调用 CPLEX 商用求解器在 Linux 环境下进行求解。

本文所用算例参考某实际区域电网结构,拓扑如附图 B1 所示。算例由甲—戊 5 个平衡区和 1—5 通道构成,共衍生出 30 条电力互济路径。算例在各平衡区内共模拟设置了 408 台 1.67 亿 kW 市场化机组参与市场竞争和报价出清,如附表 B1 所示。

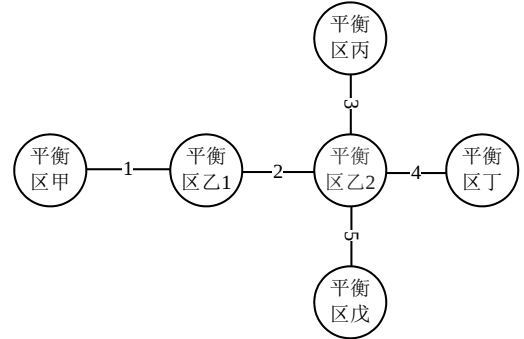


图 B1 算例拓扑结构

Fig. B1 Topology of example grid

表 B1 各平衡区市场化机组台数和容量

Table B1 Quantities & capacities of conventional units within different power balancing zones

平衡区名称	市场化机组台数/台	市场化机组容量/($\times 10^4$ kW)
甲	165	6125
乙	51	2092
丙	85	4000
丁	97	4200
戊	10	316

附录 C 算例结果

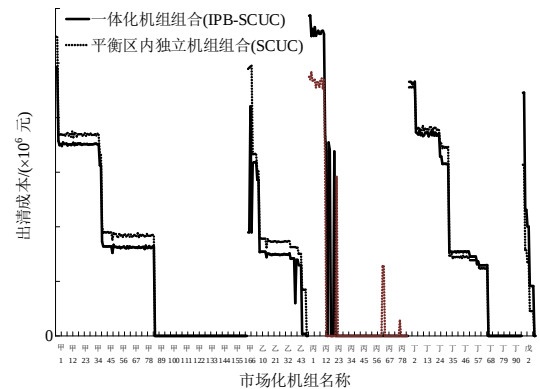
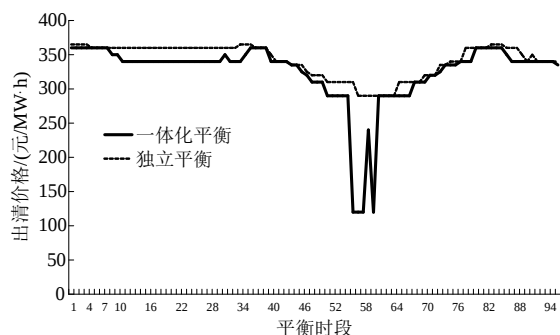
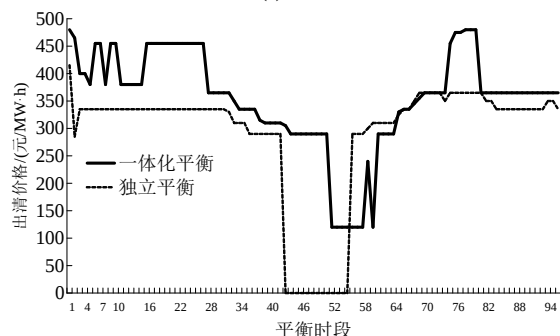


图 C1 IPB-SCUC 与常规 SCUC 出清结果对比

Fig. C1 Clearance results comparison of IPB-SCUC & conventional SCUC



(a) 平衡区甲



(b) 平衡区丙

图 C2 不同平衡区在不同平衡模式下的边际电价

Fig. C2 Marginal prices of some power balancing zones at 2 different power balancing modes

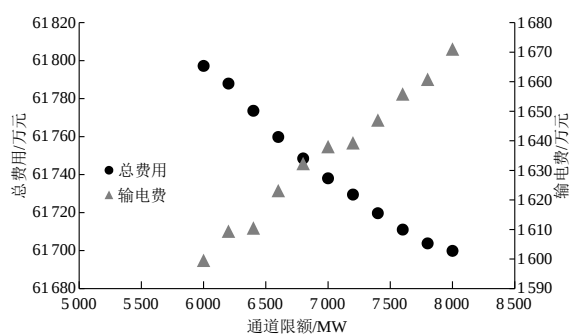


图 C3 不同通道受阻工况下的平衡总费用和输电费

Fig. C3 Total power balancing costs & power transmission costs at different transmission tie blocking conditions

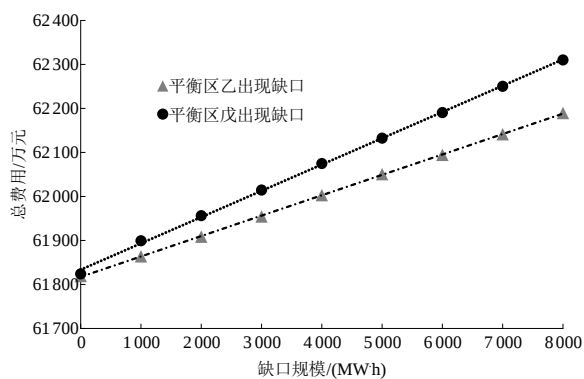


图 C4 不同平衡区、不同平衡缺口工况下的平衡总费用

Fig. C4 Total power balancing costs at different power shortage conditions within some different power balancing zones

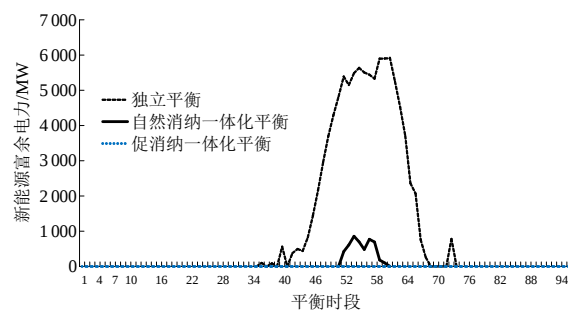


图 C5 不同平衡模式下的新能源富余电力

Fig. C5 Abandoned electricity power curves of new energy at different power balancing modes

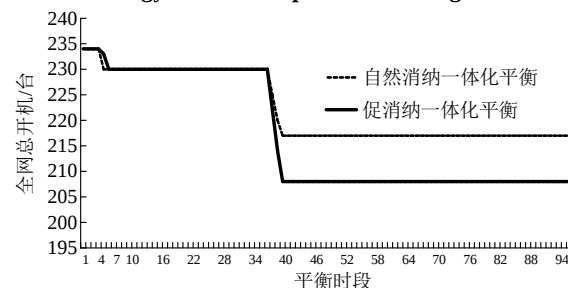


图 C6 自然消纳、促消纳一体化平衡的全网开机对比

Fig. C6 On-line generators comparison of 'naturally new energy consumption IPB mode' vs 'proactively new energy consumption IPB mode'

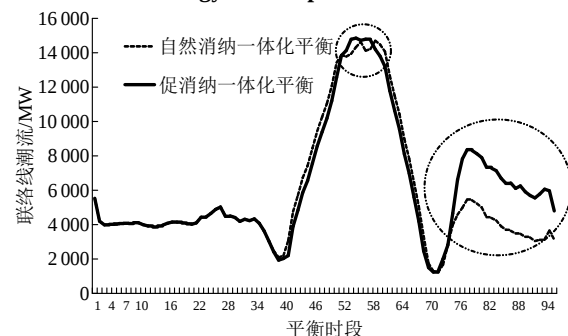


图 C7 自然消纳、促消纳一体化平衡的联络线潮流对比

Fig. C7 Tie-lines' flow comparison of 'naturally new energy consumption IPB mode' vs 'proactively new energy consumption IPB mode'

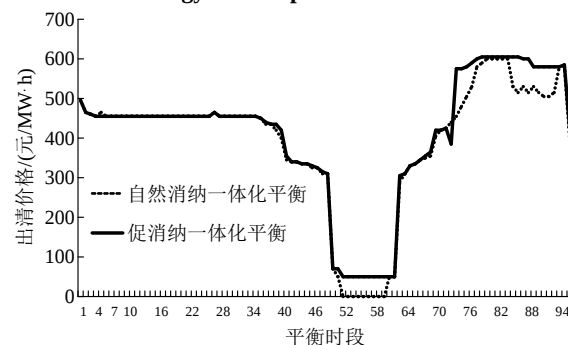


图 C8 自然消纳、促消纳一体化平衡模式下

平衡区戊的边际出清电价对比

Fig. C8 Clearance prices comparison of 'naturally new energy consumption IPB mode' vs 'proactively new energy consumption IPB mode' at power balancing zone E

表 C1 不同模式下的发输电结算费用对比

Table C1 Generation & transmission fees comparison at different power balancing modes 单位: 万元

平衡模式/费用变化	开机费	运行费	输电费	总费用
基础一体化平衡	300	59 729	1 671	61 700
独立平衡	250	61 082	3 139	64 471
费用变化	50	-1 353	-1 468	-2 771

表 C2 不同平衡模式下的弃电量和平衡总费用

Table C2 Abandoned new energy electricity & total power balancing costs at different power balancing modes

平衡模式	弃电量/(MW·h)	总费用/万元
独立平衡	24 695	64 471
自然消纳	1 204	61 700
促消纳	0	61 817

表 C3 自然消纳、促消纳一体化平衡的发输电结算费用对比

Table C3 Generation & transmission fees comparison of ‘naturally new energy consumption IPB mode’ vs ‘proactively new energy consumption IPB mode’ 单位: 万元

平衡模式/费用变化	开机费	运行费	输电费	总费用
自然消纳一体化平衡	300	59 729	1 671	61 700
促消纳一体化平衡	300	59 737	1 780	61 817
费用变化	0	+8	+109	+117

表 C4 不同工况下的费用、成本变化和费用分摊

Table C4 Total fees, cost changes as well as cost allocations with different operation conditions

工况	总费用/万元	较正常工况成本变化/万元	分摊比例/%	分摊费用/万元
正常工况	61 700	—	—	—
工况 1	61 797	97	13.8	201
工况 2	62 190	490	69.6	1015
工况 3	61 817	117	16.6	243
工况 1+2+3	63 159	1 459	—	—



李增辉

在线出版日期: 2025-09-30。

收稿日期: 2025-06-23。

作者简介:

李增辉(1987), 男, 博士研究生, 高级工程师, 主要研究方向为电力系统调度运行与控制、大电网电力电量平衡、电力市场及其运营, li-zenghui@sgcc.com.cn;

燕京华(1986), 男, 硕士, 高级工程师, 研究方向为电力电量平衡、电力现货市场、电力经济调度, 279544087@qq.com;

许丹(1985), 男, 博士, 高级工程师, 主要研究方向为电力系统优化运行、电力市场, xudan@epri.sgcc.com.cn;

顾雪平(1964), 男, 教授, 博士生导师, 主要研究方向为电力系统安全稳定评估与控制、电力系统安全防御与恢复等, xpgu@ncepu.edu.cn。

(编辑 乔宝榆, 张蕾)