

薛冰,葛延峰,郭念康,等.基于运行备用需求曲线的输配协同优化调度策略[J].辽宁工程技术大学学报(自然科学版),2025,44(3): 365-377.DOI:10.11956/j.issn.1008-0562.20240286

XUE Bing, GE Yanfeng, GUO Niankang, et al. Optimization scheduling strategy for transmission and distribution coordination based on backup demand curve[J]. Journal of Liaoning Technical University(Natural Science), 2025, 44(3): 365-377. DOI: 10.11956/j.issn.1008-0562.20240286

基于运行备用需求曲线的输配协同优化调度策略

薛冰¹, 葛延峰¹, 郭念康², 马成廉², 黄大为²

(1. 国网辽宁省电力有限公司营口供电公司, 辽宁 营口 115206; 2. 东北电力大学 电气工程学院, 吉林 吉林 132012)

摘要: 针对市场环境下输配协同机制无法体现运行备用需求弹性的问题, 提出一种基于运行备用需求曲线(ORDC)的输配协同优化调度方法。基于主从博弈理论, 构建当前市场环境下电能与运行备用的输配协同联合出清模型。根据出清结果及预测误差统计数据, 提出一种计及输电阻塞的区域向上或向下 ORDC 计算方法, 为输电运营商(TSO)和配电运营商(DSO)的优化决策提供依据。由TSO计算并发布区域 ORDC, DSO根据区域 ORDC 调整优化调度策略, 同时以社会福利最大化为目标, 考虑需求侧弹性运行备用二次出清, 得到兼顾经济性与可靠性的出清结果。研究表明: 该策略不仅能够根据系统不确定性水平动态调整出清结果, 还能反映不同区域运行备用价值的差异特征。研究结论可为优化运行备用市场出清机制提供理论参考。

关键词: 输配协同; 主从博弈; 运行备用; 需求曲线; 需求弹性; 出清模型; 备用市场

中图分类号: TM732

文献标志码: A

文章编号: 1008-0562(2025)03-0365-13

Optimization scheduling strategy for transmission and distribution coordination based on backup demand curve

XUE Bing¹, GE Yanfeng¹, GUO Niankang², MA Chenglian², HUANG Dawei²
(1. State Grid Yingkou Power Supply Company, Yingkou 115206, China;

2. School of Electrical Engineering, Northeast Electric Power University, Jilin 132012, China)

Abstract: Aiming at the problem that the transportation and distribution coordination mechanism can not reflect the elasticity of operating reserve demand in the market environment, a transportation and distribution coordination optimal scheduling method based on operating reserve demand curve (ORDC) is proposed. Based on the master-slave game theory, a combined clearing model of electric energy and operating reserve is constructed under the current market environment. According to the clearing result and the statistical data of forecast error, a calculation method of upward or downward regional ORDC considering transmission blockage is proposed to provide a basis for optimization decisions of transmission operators (TSO) and distribution operators (DSO). The TSO computes and issues the regional ORDC, and the DSO makes the optimal scheduling decision according to the regional ORDC. With the aim of maximizing social welfare, the secondary clearance of operating reserve considering demand-side elasticity is carried out, and the results of operating reserve clearance considering both economy and reliability are obtained. The results show that the strategy not only dynamically adjust the clearance results according to the actual uncertainty level of the system, but also reflect the characteristics of the difference of the operating reserve value in different regions. The conclusion can provide theoretical basis for optimizing the operating reserve market clearing mechanism.

Keywords: transmission and distribution coordination; master-slave game; operating reserve; demand curve; demand elastic; clearing model; reserve market

收稿日期: 2024-09-10 修回日期: 2024-10-08 接受日期: 2024-10-20 责任编辑: 朱含露

基金项目: 国网辽宁省电力有限公司管理科技项目 (2023ZX-08)

作者简介: 薛冰 (1987-), 男, 辽宁 营口人, 硕士, 高级工程师, 主要从事配网自动化方面的研究。E-mail: 308450737@qq.com

0 引言

随着配电网自动化水平的不断提高以及其内部可灵活调节的资源日益丰富^[1], 电力系统运行的不确定性显著增加^[2-3]。在高比例分布式新能源并网的背景下^[4-5], 传统配电系统正逐步向新型配电系统转型发展。配电运营商(distribution system operator, DSO)通过协调配电网内多元主体, 实现与输电网各主体间的协同运行。如何统筹输配两级运营策略、精准获取需求侧电能与辅助服务的真实需求信息, 是应对高比例新能源不确定性的关键举措。

输配电网通过整合各自区域内的灵活性资源并依托输配联络线协同运行, 可实现从被动调度向主动协同的运营模式转变^[6-7]。在市场机制下, 输配协同需通过输电运营商(transmission system operator, TSO)和配电运营商(distribution system operator, DSO)的协同决策实现^[8]。文献[9]采用异构分解算法, 将问题解耦为TSO和DSO的子问题, 并通过边界数据交互迭代直至收敛, 有效降低了模型求解复杂度。文献[10]在能量市场中建立TSO-DSO电价协议机制, 提出日前-实时两阶段输配协同出清策略。文献[11]计及风电消纳与需求响应, 构建日前输配电网运行备用容量协同优化模型, 并形成完整的输配电成本分摊机制。文献[12]提出基于主从博弈的输配协同经济调度框架, 上层构建输电网价格模型, 下层建立配电网经济调度模型, 实现电能及上下层运行备用的联合出清。上述研究多从满足电能或辅助服务需求量的维度开展输配协同优化, 然而不同需求类型存在本质差异: 电能需求因需维持实时功率平衡, 各时段具有刚性数量约束; 运行备用需求作为系统风险应对手段, 其固定数量关系难以体现风险应对价值。作为预想事故及净负荷波动的保障手段^[13], 运行备用需求在新能源大规模并网背景下, 应基于系统不确定性水平动态调整。输配系统的真实备用需求需统筹经济性与可靠性, 而非简单维持固定比例关系。传统备用需求计算方法基于负荷/新能源预测值与固定比例系数确定^[13]。但随着新能源渗透率提升, 该方法存在双重局限: 其一, 备用需求激增导致其辅助服务价值与稀缺性

凸显, 传统方法既无法反映市场主体需求特征与弹性特性^[14], 也难以体现不同区域因不确定性差异产生的风险价值; 其二, 静态比例系数难以适应动态不确定性环境。

基于此, 本文基于输配协同框架构建主从博弈驱动的电能量-运行备用联合出清模型。针对该模型产生的备用出清结果存在需求弹性表征缺失问题提出改进策略: 首先, TSO依据区域不确定性特征动态构建双向运行备用需求曲线(operation reserve demand curve, ORDC), 包括向上/向下调节两类曲线形态, 并将标准化ORDC参数下达至各区域DSO; 其次, DSO基于ORDC信号整合配网侧灵活性资源, 协同输电网侧调节能力, 结合市场主体申报形成的备用供给曲线, 通过竞标机制实现运行备用资源的二次优化出清。

1 能量与运行备用联合市场

作为配电网与输电网的独立运营主体, DSO与TSO分别负责代理购电和售电业务, 通过综合考虑输配电网的安全性与经济性来预留运行备用, 以应对新能源出力与负荷需求等不确定性。计及运行备用需求弹性并建立输配协同机制, 能量与运行备用联合出清的市场运营模式见图1。

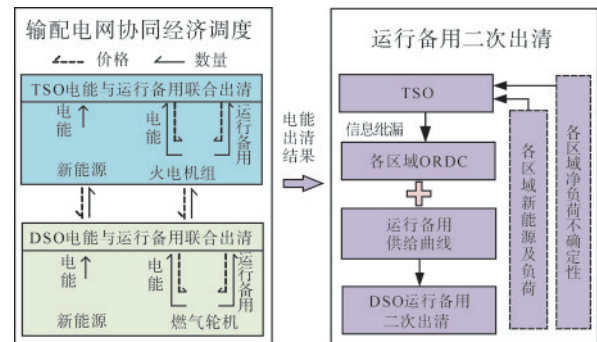


图1 计及运行备用需求弹性的市场运营模式

Fig.1 market operating model that takes into account the elasticity of operating reserve demand

在上述运营模式中, 首先构建TSO与DSO之间的主从博弈框架, 并基于日负荷曲线与日新能源预测出力曲线计算运行备用需求量, 建立电能量与运行备用联合出清的主从博弈模型。在此阶段, 新能源发电商采用报量不报价的方式参与市场交易, 其他市场主体则需同时提交量价申报信息。TSO作为市场运营者, 基于各主体申报的电能量与备用容量信息, 对输配电网全域可调度资

源实施日前市场统一出清。

由于初始备用出清结果未能体现需求弹性特征,需引入ORDC实施二次出清。首先,TSO基于电能出清结果,结合各区域分时段不确定性特征,构建反映备用边际价值的动态需求曲线;其次,将该需求信息向备用资源提供方公开披露;最后,DSO根据披露信息动态优化备用申报策略。通过将弹性化的ORDC与市场主体供给曲线匹配,实施考虑需求弹性的二次出清,最终获得更契合实际系统供需特性的备用配置方案。

2 输配协同下的联合出清模型

2.1 基于主从博弈的输配协同策略框架

在日前现货市场中,DSO作为购电方与上级输电网进行功率交互。TSO基于输电网的新能源与负荷预测曲线,结合配电网购电需求,统筹调度输电网资源,实现电能与运行备用的联合出清。为协调输电网与配电网的利益诉求,采用主从博弈双层经济调度模型^[12]进行优化求解。TSO价格决策模型作为上层模型,根据DSO的购电及备用交易策略,对各节点的电能与运行备用进行出清,确定相应价格。DSO调度决策模型作为下层模型,依据输配边界点的电能与备用价格,生成购电及备用交易策略。TSO将价格信号下传至DSO,DSO将交易策略反馈至TSO,二者通过迭代实现动态博弈均衡。输配协同策略框架见图2。

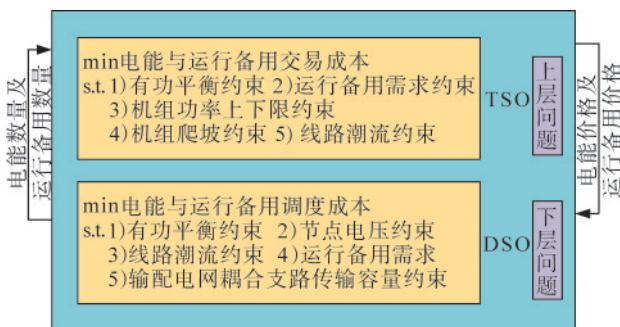


图2 基于主从博弈的输配协同策略框架

Fig.2 transmission and distribution cooperation strategy framework based on master-slave game

2.2 上层TSO价格决策模型

TSO管辖范围内的火电机组根据其成本特性提交报价信息,市场出清以系统总运行成本最小化为优化目标。其目标函数为

$$F_1 = \sum_{i=1}^{N_g} \sum_{t=1}^T [C_i(P_{i,t}^g) + C_{u,i}^{\text{TSO}} R_{u,i,t}^{\text{TSO}} + C_{d,i}^{\text{TSO}} R_{d,i,t}^{\text{TSO}}], \quad (1)$$

式中: $C_i(\cdot)$ 为火电机组 i 的成本函数; $P_{i,t}^g$ 为 t 时段火电机组 i 发电功率, MW; $C_{u,i}^{\text{TSO}}$ 和 $C_{d,i}^{\text{TSO}}$ 分别为火电机组 i 向上与向下运行备用报价, 元/MW; $R_{u,i,t}^{\text{TSO}}$ 和 $R_{d,i,t}^{\text{TSO}}$ 分别为向上与向下运行备用, MW; N_g 为 TSO 中的火电机组数; T 为时段数, 1 h 为一个时段。

其中, 火电机组成本函数为

$$C_i(P_{i,t}^g) = a_i(P_{i,t}^g)^2 + b_i P_{i,t}^g + c_i, \quad (2)$$

式中, a_i 、 b_i 、 c_i 分别为火电机组 i 的成本函数系数。

此模型框架下, 输配电网边界节点的电能以及向上和向下运行备用出清价格可通过对应的对偶变量^[15]分别表示为

$$\lambda_{k,t}^{\text{TD},*} = \lambda_t^{\text{TSO}} - \sum_{k=1}^L (\bar{\omega}_{l,t} G_{l-k} + \underline{\omega}_{l,t} G_{l-k}), \quad (3)$$

$$\pi_{k,t}^{u,*} = \pi_t^{\text{TSO},u}, \quad (4)$$

$$\pi_{k,t}^{d,*} = \pi_t^{\text{TSO},d}, \quad (5)$$

式(3)~式(5)中: λ_t^{TSO} 为对应有功平衡约束的对偶变量, 元/MW; G_{l-k} 为输配边界节点 k 对支路 l 的支路转移因子; $\bar{\omega}_{l,t}$ 和 $\underline{\omega}_{l,t}$ 表示线路潮流约束对应的对偶变量, 元/MW; L 为输电网线路数量; $\pi_t^{\text{TSO},u}$ 和 $\pi_t^{\text{TSO},d}$ 分别为向上和向下运行备用约束对应的对偶变量, 元/MW。

2.3 下层DSO调度决策模型

DSO以TSO出清模型中输配电网边界节点的电能价格和运行备用价格作为输入参数, 优化其电能采购和备用配置策略。通过统筹调度配电网内燃气轮机与输配通道资源, 并在考虑运行备用出清约束的条件下, DSO实现输电网购电成本与本地发电经济性的最优平衡。

经济调度的目标函数为

$$F_2 = \min \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{n_k} (C_{i,k}^{\text{DSO}} P_{i,k,t}^{\text{DG}} + C_{i,k}^{\text{DSO},u} R_{i,k,t}^{\text{DG},u} + C_{i,k}^{\text{DSO},d} R_{i,k,t}^{\text{DG},d}) + (\lambda_{k,t}^{\text{TD},*} P_{k,t}^{\text{TD}} - \pi_{k,t}^{u,*} R_{k,t}^{\text{TD},u} - \pi_{k,t}^{d,*} R_{k,t}^{\text{TD},d}), \quad (6)$$

式中: $C_{i,k}^{\text{DSO}}$ 和 $P_{i,k,t}^{\text{DG}}$ 分别为配电网 k 内燃气轮机 i 的电能报价与 t 时段有功出力, 元/MW 和 MW; $C_{i,k}^{\text{DSO},u}$ 和 $C_{i,k}^{\text{DSO},d}$ 分别为配电网 k 内燃气轮机 i 的向上与向下运行备用报价, 元/MW; $R_{i,k,t}^{\text{DG},u}$ 和 $R_{i,k,t}^{\text{DG},d}$ 分别为与 t 时段配电网 k 内燃气轮机 i 在 t 时段的向上与

向下运行备用申报量, MW; $P_{k,t}^{\text{TD}}$ 为 DSO 在输配电网边界节点 k 在 t 时段的购电功率, MW; $R_{k,t}^{\text{TD,u}}$ 和 $R_{k,t}^{\text{TD,d}}$ 为在 t 时段配电网 k 所需的向上和向下运行备用, MW; n_k 为配电网 k 内燃气轮机数量。

2.4 模型转换及求解过程

针对基于主从博弈的双层优化模型求解难题, 本文引入卡罗需-库恩-塔克 (Karush-Kuhn-Tucker, KKT) 最优条件^[16], 将主从博弈优化模型转化为带均衡约束的单层数学规划问题。通过应用强对偶理论和线性松弛技术进行求解, 最终获得日前电能市场出清结果和运行备用容量出清方案。其中, 下层 DSO 调度决策模型属于非线性规划问题, 其标准形式为

$$\begin{aligned} \min f(x) \\ \text{s.t.} \begin{cases} g_j(x) = 0 & j = 1, 2, \dots, m, \\ h_k(x) \leq 0 & k = 1, 2, \dots, n \end{cases} \end{aligned} \quad (7)$$

式中: $f(x)$ 、 $g_j(x)$ 和 $h_k(x)$ 分别为目标函数、等式约束和不等式约束; x 为决策变量; m 和 n 分别为等式约束和不等式约束个数。

定义式 (7) 的拉格朗日目标函数为

$$L(x, \lambda, \mu) = f(x) + \sum_{j=1}^m \lambda_j \cdot g_j(x) + \sum_{k=1}^n \mu_k \cdot h_k(x), \quad (8)$$

式中: λ_j 为等式约束对应的对偶变量; μ_k 为不等式约束对应的对偶变量。

下层 DSO 调度决策模型的 KKT 条件为

$$\begin{cases} \nabla_x L = 0 \\ g_j(x) = 0 \\ h_k(x) \leq 0 \\ \mu_k \geq 0 \\ \mu_k \cdot h_k(x) = 0 \end{cases} \quad (9)$$

利用上述 KKT 条件, 将双层模型转化为易于求解的带有二阶锥约束的单层模型, 在 Matlab 环境下调用 Gurobi 求解器进行求解。

基于输配电网的主从博弈关系求解得到的经济调度结果中, 电能出清实现了 TSO 与 DSO 的均衡收益分配, 其节点边际电价有效反映了不同节点的区位价值差异。因此, 电能出清结果可直接作为最终出清方案, 而运行备用容量则需通过需求弹性分析进行二次出清优化。

3 区域 ORDC 计算

3.1 运行备用需求曲线

在日前现货市场运行机制下, 系统运营商通过预留运行备用容量来应对实时运行中可能出现的净负荷预测偏差。当系统各区域间不存在输电阻塞时, 各区域的备用需求曲线呈现一致性特征。基于主从博弈理论构建的输配协同调度框架, 使 TSO 能够获取全局系统信息, 并据此统一计算各区域的运行备用需求曲线。

文献[17]通过构建向上运行备用的效益函数, 构建电能与运行备用联合出清模型。基于该模型的 KKT 最优性条件和对偶变量分析, 推导出向上 ORDC 为

$$V_u(R_u) = (V_L - \bar{c}_g) [1 - F_{\text{cdf}}(R_u)], \quad (10)$$

其中

$$\bar{c}_g = \frac{\sum_{i=1}^{N_g} C_i(P_i^g)}{N_g}, \quad (11)$$

式 (10) ~ 式 (11) 中: V_L 为避免失负荷的单位价值, 元/MW; \bar{c}_g 为系统边际成本, 元/MW; R_u 为系统提供的向上运行备用总量, MW; $F_{\text{cdf}}(\cdot)$ 为系统净负荷预测误差正态分布函数的概率累积函数; P_i^g 为输电网火电机组 i 的日前发电功率, MW。

通过构建向下运行备用的效益函数, 在净负荷预测偏差为正的场集合 S^- 中, 当系统存在向下运行备用需求时, 火电机组通过预留向下运行备用不仅能够避免实时阶段新能源的损失, 还可以降低火电机组的购电成本。该效益函数为

$$B_d(\mathbf{P}_g, \boldsymbol{\delta}_d) = \sum_{s \in S^-} \left\{ \left[V_c(\mathbf{I}_{N_g}^T \boldsymbol{\delta}_d^s) + (C_g(\mathbf{P}_g) - C_g(\mathbf{P}_g - \boldsymbol{\delta}_d^s)) \right] p_s \right\}, \quad (12)$$

$$C_g(\mathbf{P}_g) = \sum_{i=1}^{N_g} C_i(P_i^g) = \sum_{i=1}^{N_g} a_i (P_i^g)^2 + b_i P_i^g + c_i, \quad (13)$$

式 (12)、式 (13) 中: \mathbf{P}_g 为日前阶段的火电机组发电功率列向量, MW; $\boldsymbol{\delta}_d$ 为实时阶段火电机组电机下调功率列向量, MW; V_c 表示避免新能源削减的单位价值, 元/MW; \mathbf{I}_{N_g} 表示维数为 N_g 的列向量, 所有元素均为 1; p_s 为误差场景 s 发生的概率, 服从于正态分布的场景概率。

$$\mathbf{P}_g = \left(P_1^g \quad P_2^g \quad \dots \quad P_i^g \quad \dots \quad P_{N_g}^g \right)^T,$$

$$\delta_d = (\delta_d^1 \ \delta_d^2 \ \dots \ \delta_d^s \ \dots \ \delta_d^{|S|})^T,$$

$$\delta_d^s = (\delta_d^{s,1} \ \delta_d^{s,2} \ \dots \ \delta_d^{s,i} \ \dots \ \delta_d^{s,N_s})^T,$$

式中: $|S|$ 表示场景集合 S 内元素的数量; δ_d^s 为 s 场景下火电机组的下调功率列向量, MW; $\delta_d^{s,i}$ 为 s 场景下第 i 台火电机组下调功率, MW。

通过建立电能、向上与向下运行备用的联合出清模型, 推导出向下 ORDC 为

$$V_d(R_d) = (V_c + \bar{c}_g) F_{cdf}(-R_d), \quad (14)$$

式中, R_d 为系统提供的向下运行备用总量, MW。

3.2 区域 ORDC

上述 ORDC 构建方法未考虑运行备用预留对线路传输容量的影响。实际上, 不同区域的运行备用既存在本地需求差异, 也会对其他区域产生不同影响, 且各区域的备用价值特性各异。因此, 本文将整个系统按关键断面划分为多个区域, 分别计算各区域的向上和向下 ORDC。

在构建 ORDC 时, 将配电网等效为输电网节点负荷, 并将整个系统按关键断面划分为区域 i 和区域 i' , 见图 3。通过构建概率树模型, 可量化评估各区域在给定运行备用容量条件下的 3 种运行场景概率: 失负荷、新能源弃用以及正常运行状态。基于该概率评估结果, 建立考虑输电容量约束的区域 ORDC, 并协调 TSO 与 DSO 管辖范围内的灵活性资源参与备用容量市场交易。

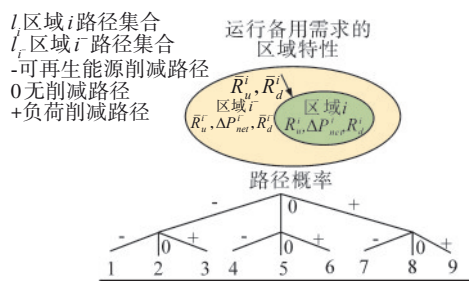


图3 考虑输电能力限制的运行备用需求

Fig.3 operating reserve demand considering transmission capacity limitations

由图 3 可见, 概率树分为两层: 第一层代表区域 i 可能发生的各类场景, 第二层代表区域 i 可能发生的各类场景, 且区域 i 与区域 i' 的场景发生相互独立。由于区域 i 与区域 i' 分别存在失负荷、新能源削减和无削减 3 种场景, 整个输配协同系统共形成 9 条互斥的概率路径。每条路径的发生概率可

通过区域 i 与区域 i' 场景联合密度函数的二重积分^[15]求得。

由概率树可知, 区域 i 在向上运行备用容量为 R_i^u 且输电能力上限为 \bar{R}_i^u 时, 其失负荷概率、新能源削减概率以及无削减概率分别为

$$p_{u,i}^+ = 1 - F_i(\bar{R}_i^u + R_i^u), \quad (15)$$

$$p_{u,i}^- = F_i(-\bar{R}_i^d - R_i^d), \quad (16)$$

$$p_{u,i}^0 = F_i(\bar{R}_i^u + R_i^u) - F_i(-\bar{R}_i^d - R_i^d), \quad (17)$$

式 (15) ~ 式 (17) 中: $F_i(\cdot)$ 为区域 i 净负荷预测误差概率累积函数; \bar{R}_i^d 为反向输电容量上限, MW; R_i^d 为区域 i 的向上运行备用容量, MW。

以概率树中的路径 1 为例。路径 1 表示区域 i 和区域 i' 同时发生新能源削减的概率。在此场景集合下, 区域 i 的净负荷误差相反数大于该区域向下运行备用与剩余输电能力之和, 而区域 i' 净负荷误差相反数大于该区域向下运行备用与剩余输电能力之差

$$p_1 = \int_{-\infty}^{-\bar{R}_i^d - R_i^d} \int_{-\infty}^{-R_i^d + \bar{R}_i^d} f_i(x_i) f_{i'}(x_{i'}) dx_i dx_{i'} = F_i(-\bar{R}_i^d - R_i^d) F_{i'}(-R_i^d + \bar{R}_i^d), \quad (18)$$

式中: $f_i(\cdot)$ 和 $f_{i'}(\cdot)$ 分别为区域 i 和区域 i' 预测误差的概率密度函数; $F_{i'}(\cdot)$ 为区域 i' 的预测误差概率累积函数; R_i^d 为区域 i 的向下运行备用容量, MW。

由 ORDC 的推导过程可知, 运行备用的价格等于避免失负荷损失的价值与失负荷概率的乘积。因此, 由图 2 可见, 考虑输电能力限制后, 与区域 i 向上运行备用需求相关的失负荷概率为路径 3、6 ~ 9 的概率总和, 区域 i 的向上运行备用的需求表达式为

$$V_i^u(R_i^u, R_i^d) = v_i^u \left[1 - F_i(\bar{R}_i^u + R_i^u) \right] + v_i^u \left[\left(1 - F_i(R_i^u + R_i^d) \right) F_{i'}(-\bar{R}_i^d - R_i^d) + \int_{-\bar{R}_i^d - R_i^d}^{\bar{R}_i^u + R_i^u} \left[1 - F_{i'}(R_i^u + R_i^d - x_{i'}) \right] f_{i'}(x_{i'}) dx_{i'} \right],$$

式中: R_i^u 为区域 i 向上运行备用容量, MW; v_i^u 和 $v_{i'}^u$ 分别为区域 i 和区域 i' 的向上运行备用对应的价值系数, 以失负荷价值与边际成本之差表示为

$$\begin{cases} v_i^u = V_L - \bar{c}_g^i \\ v_i^u = V_L - \bar{c}_g^r \end{cases} \quad (19)$$

$$\begin{cases} v_i^d = V_C + \bar{c}_g^i \\ v_i^d = V_C + \bar{c}_g^o \end{cases} \quad (22)$$

式中, \bar{c}_g^i 和 \bar{c}_g^r 分别为区域 i 和区域 r 的边际成本。

与区域 i 的向上运行备用需求相关的失负荷概率为路径 3、6、9 的概率总和, 区域 i 的向上运行备用的需求为

$$V_i^u(R_i^u, R_i^u) = v_i^u \left[\left(1 - F_i(R_i^u + R_i^u) \right) F_i(-\bar{R}_i^d - R_i^d) + \int_{-\bar{R}_i^d - R_i^d}^{\bar{R}_i^u + R_i^u} \left[1 - F_i(R_i^u + R_i^u - x_1) \right] f_i(x_1) dx_1 + \left(1 - F_i(\bar{R}_i^u + R_i^u) \right) \left(1 - F_i(R_i^u - \bar{R}_i^u) \right) \right]$$

区域向下 ORDC 的数学推导过程与向上 ORDC 类似, 分别为

$$V_i^d(R_i^d, R_i^d) = v_i^d F_i(-\bar{R}_i^d - R_i^d) + v_i^d \left[\int_{-\bar{R}_i^d - R_i^d}^{\bar{R}_i^u + R_i^u} F_i(-R_i^d - R_i^d + x_1) f_i(x_1) dx_1 + F_i(-R_i^d - R_i^d) \left(1 - F_i(\bar{R}_i^u + R_i^u) \right) \right] \quad (20)$$

$$V_i^d(R_i^d, R_i^d) = v_i^d \left[F_i(-\bar{R}_i^d - R_i^d) F_i(-R_i^d + \bar{R}_i^d) + \int_{-\bar{R}_i^d - R_i^d}^{\bar{R}_i^u + R_i^u} F_i(-R_i^d - R_i^d + x_1) f_i(x_1) dx_1 + F_i(-R_i^d - R_i^d) \left(1 - F_i(\bar{R}_i^u + R_i^u) \right) \right] \quad (21)$$

式 (20)、式 (21) 中: v_i^d 和 v_i^d 分别区域 i 和区域 r 的向下运行备用对应的价值系数。其表达式为

上述区域 ORDC 模型同时包含两个区域的耦合变量, 通过引入基准值法进行变量解耦, 最终获得可分离变量形式的 ORDC 解析表达式^[15]。该模型的计算复杂度主要体现在联合概率密度函数的积分运算, 以及二次出清过程中 ORDC 线性化处理带来的计算负担两个方面。

基于协同优化后的支路潮流分布特征, 首先辨识系统的关键输电断面, 据此将电网拓扑划分为多个独立分区, 确保每个分区具有单一的配电网结构。为表征运行备用需求的弹性特性并整合多元市场主体资源, 构建基于区域 ORDC 与市场主体报价曲线的二次出清机制, 最终获得既能反映系统实际供需关系, 又能体现资源稀缺性特征的备用容量优化配置结果。

4 考虑运行备用需求弹性二次出清

DSO 可通过调整输电网购电量来提供运行备用服务, 从而缓解输电网运行不确定性。在备用容量二次出清阶段, 各区域市场主体 (含 DSO) 既可满足本地备用需求, 也可跨区域提供备用服务。特别是对于连接多个输配接口节点的配电网, 其备用决策具有更高灵活性。通过协调配网内各报价主体, DSO 能够实现备用服务收益最大化。基于 TSO 发布的区域 ORDC 及市场主体报价信息, 最终确定各市场主体的备用服务区域及出清容量分配方案, 具体出清流程见图 4。

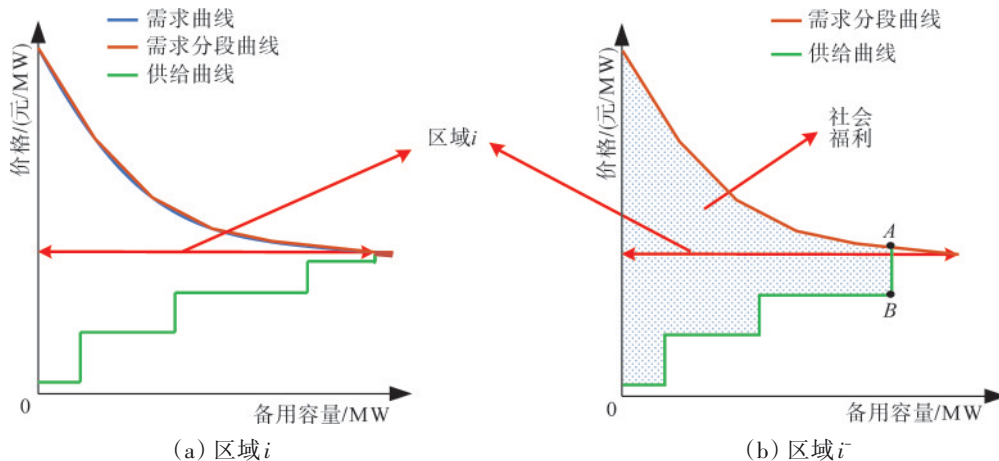


图 4 区域 i 实时功率调整量出清过程

Fig.4 real-time power adjustment clearing process for area i

不同区域的运行备用出清价应由供需两侧共同决定,若ORDC与供给曲线存在交点,则此交点对应的价格为备用出清价格;若无交点,则选取图4中A、B两点连线的中间价格为出清价格。

图4以区域*i*为例,此区域的运行备用可分别由区域*i*与区域*i*内的市场成员提供,同理,区域*i*内的市场成员可分别向区域*i*与区域*i*提供运行备用。市场以社会效益最大化出清,供需曲线的交点决定出清容量与出清价格。因此,TSO以社会福利最大化,引导市场成员(包括DSO内的成员)参与运行备用的二次出清,将ORDC分段线性化之后,需求曲线与供给曲线之间围成的面积为目标函数,即

$$F_3 = \max S_{p,q}^u(R_{p,q}^u) + S_{p,q}^d(R_{p,q}^d), \quad (23)$$

其中:

$$S_{p,q}^u(R_{p,q}^u) = \int_0^{R_{p,q}^u} V_{p,q}^u(x) dx - \sum_{j=1}^{n_q} C_{q,j}^{\text{DSO,u}} R_{p,q,j}^{\text{DG,u}} - \sum_{j=1}^{N_q} C_{q,j}^{\text{TSO,u}} R_{p,q,j}^{\text{TSO,u}}, \quad (24)$$

$$S_{p,q}^d(R_{p,q}^d) = \int_0^{R_{p,q}^d} V_{p,q}^d(x) dx - \sum_{j=1}^{n_q} C_{q,j}^{\text{DSO,d}} R_{p,q,j}^{\text{DG,d}} - \sum_{j=1}^{N_q} C_{q,j}^{\text{TSO,d}} R_{p,q,j}^{\text{TSO,d}}, \quad (25)$$

式(23)~式(25)中: $S_{p,q}^u(R_{p,q}^u)$ 和 $S_{p,q}^d(R_{p,q}^d)$ 分别为区域*p*提供运行备用总量 $R_{p,q}^u$ 和 $R_{p,q}^d$ 给区域*q*后的社会福利,元; $V_{p,q}^u(x)$ 和 $V_{p,q}^d(x)$ 为区域*p*对区域*q*内向上和向下ORDC; N_q 和 n_q 分别为区域*q*内输电网和配电网下的机组数量; $C_{q,j}^{\text{TSO,u}}$ 、 $C_{q,j}^{\text{TSO,d}}$ 、 $C_{q,j}^{\text{DSO,u}}$ 和 $C_{q,j}^{\text{DSO,d}}$ 分别为区域*q*内输电网或配电网的机组*j*的向上或向下运行备用报价,元/MW; $R_{p,q,j}^{\text{TSO,u}}$ 、 $R_{p,q,j}^{\text{TSO,d}}$ 、 $R_{p,q,j}^{\text{DG,u}}$ 和 $R_{p,q,j}^{\text{DG,d}}$ 分别为区域*q*内的输电网或配电网的机组*j*提供给区域*p*的向上或向下运行备用,MW。

运行备用的申报主体与需求之间的关系满足

$$\begin{cases} \sum_{j=1}^{n_q} R_{p,q,j}^{\text{DG,u}} + \sum_{j=1}^{N_q} R_{p,q,j}^{\text{TSO,u}} \geq R_{p,q}^u \\ \sum_{j=1}^{n_q} R_{p,q,j}^{\text{DG,d}} + \sum_{j=1}^{N_q} R_{p,q,j}^{\text{TSO,d}} \geq R_{p,q}^d \end{cases} \quad (26)$$

输电网内火电机组提供运行备用上限约束为

$$\begin{cases} P_{i,j}^{\min} \leq P_{i,j}^g - \sum_{p=1}^{n_i} R_{p,q,j}^{\text{TSO,d}} \\ P_{i,j}^g + \sum_{p=1}^{n_i} R_{p,q,j}^{\text{TSO,u}} \leq P_{i,j}^{\max} \end{cases}, \quad (27)$$

式中: $P_{i,j}^g$ 、 $P_{i,j}^{\min}$ 和 $P_{i,j}^{\max}$ 分别为第*i*个区域内输电网火电机组*j*的日前出力、出力下限和出力上限,MW; n_i 为区域数量。

运行备用传输预留线路约束为

$$\begin{cases} F_l^{\text{ex,min}} \leq f_l^{\text{ex}} + \sum_{i=1}^{N_q} G_{l-i} R_{u,i}^{\text{TSO}} + \sum_{j=1}^{N_b} G_{l-j} R_j^{\text{TD,u}} \leq F_l^{\text{ex,max}}, l \in S_l \\ F_l^{\text{ex,min}} \leq f_l^{\text{ex}} - \sum_{i=1}^{N_q} G_{l-i} R_{d,i}^{\text{TSO}} + \sum_{j=1}^{N_b} G_{l-j} R_j^{\text{TD,d}} \leq F_l^{\text{ex,max}}, l \in S_l \end{cases},$$

式中: f_l^{ex} 、 $F_l^{\text{ex,min}}$ 和 $F_l^{\text{ex,max}}$ 分别为线路*l*的传输功率,线路容量下限和上限,MW; S_l 为连接不同区域之间的关键线路集合。

DSO提供运行备用应满足功率平衡、节点电压约束、线路潮流约束、机组出力上下限约束以及输配电网耦合支路传输容量约束。其中,功率平衡约束为

$$\begin{cases} \sum_{i \in a_k(j)} (P_{k,ij,t} - l_{k,ij,t} r_{k,ij}) + P_{k,j,t}^{\text{TD}} - R_{k,j,t}^{\text{TD,u}} + P_{k,j,t}^{\text{w}} + P_{k,j,t}^{\text{DG}} + R_{k,j,t}^{\text{DG,u}} - P_{k,j,t}^{\text{L}} = \sum_{m \in c_k(j)} P_{k,jm,t} \\ \sum_{i \in a_k(j)} (P_{k,ij,t} - l_{k,ij,t} r_{k,ij}) + P_{k,j,t}^{\text{TD}} + R_{k,j,t}^{\text{TD,d}} + P_{k,j,t}^{\text{w}} + P_{k,j,t}^{\text{DG}} - R_{k,j,t}^{\text{DG,d}} - P_{k,j,t}^{\text{L}} = \sum_{m \in c_k(j)} P_{k,jm,t} \\ \sum_{i \in a_k(j)} (Q_{k,ij,t} - l_{k,ij,t} x_{k,ij}) + Q_{k,j,t}^{\text{TD}} + Q_{k,j,t}^{\text{w}} + Q_{k,j,t}^{\text{DG}} - Q_{k,j,t}^{\text{L}} = \sum_{m \in c_k(j)} Q_{k,jm,t} \end{cases}, \quad (28)$$

式中: $a_k(j)$ 为配电网*k*以*j*为末端点的所有支路的首端点集合; $c_k(j)$ 为配电网*k*中以*j*为首端点的所有支路的首端点集合; $P_{k,ij,t}$ 、 $P_{k,jm,t}$ 分别为*t*时段支路*ij*和*jm*的首端有功功率,MW; $Q_{k,ij,t}$ 、 $Q_{k,jm,t}$ 分别为*t*时段支路*ij*和*jm*的无功功率,Mvar; $l_{k,ij,t}$ 为*t*时段支路*ij*电流幅值的平方, A^2 ; $r_{k,ij}$ 、 $x_{k,ij}$ 分别为支路*ij*的电阻和电抗, Ω ; $P_{k,j,t}^{\text{w}}$ 为新能源在*t*时段注入节点*j*的有功功率,MW; $Q_{k,j,t}^{\text{w}}$ 为新能源在*t*时段注入节点*j*的无功功率,Mvar; $P_{k,j,t}^{\text{L}}$ 为在*t*时段节点*j*的负荷有功功率,MW、 $Q_{k,j,t}^{\text{L}}$ 为在*t*时段节点*j*的负荷无功功率,Mvar。

5 算例分析

5.1 算例数据

为验证策略的有效性,采用耦合两个 IEEE 33 节点配电网的改进型 IEEE 14 节点输电模型,见图 5。在输电网节点 A4、A5,以及配电网节点 16、29 设置新能源场站。火电机组参数见表 1。算例中 2 个

配电网的参数一致,见表 2 和表 3。输电网中新能源及系统负荷曲线见图 6。输电网与配电网线路参数均采用标准库数据。输配耦合支路 A13-9 与 A14-14 连接输电网与配电网 1,输配耦合支路 A4-22 与 A9-26 连接输电网与配电网 2,所有输配耦合支路传输容量为 10 MW。

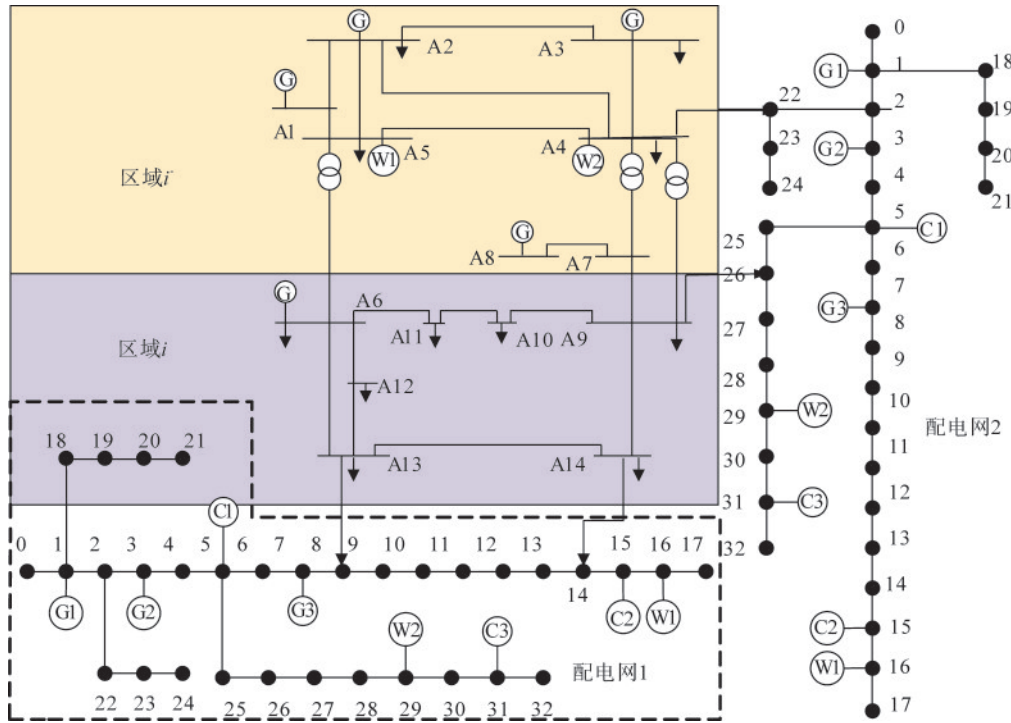


图 5 T14-D33-D33 测试系统

Fig.5 T14-D33-D33 test system

表 1 输电网各火电机组参数

Tab.1 transmission network parameters of each thermal power unit

机组号	启动成本/元	最大有功功率/MW	最小有功功率/MW	a/(元·MW ²)	b/(元·MW ²)	c/元
G1	420	55	10	0.029	184.032	4 620
G2	420	55	10	0.016	193.617	4 655
G3	420	55	10	0.012	197.309	4 690
G4	420	55	10	0.012	199.865	4 725
G5	2 380	55	25	0.006	196.954	3 360

表 2 配电网各燃气轮机参数

Tab.2 gas turbine parameters of distribution network

机组号	最大无功功率/Mvar	最小无功功率/Mvar	最大有功功率/MW	最小有功功率/MW	电能报价/(元·MW ⁻¹)	向上运行备用报价/(元·MW ⁻¹)	向下运行备用报价/(元·MW ⁻¹)
G1	10	-10	10	0.1	182.071	39.476	59.92
G2	10	-10	10	0.1	186.331	55.877	31.92
G3	10	-10	10	0.1	185.621	60.989	38.85

表 3 配电网静止无功补偿器(SVC)参数
Tab.3 distribution network SVC parameters

编号	最大无功功率/Mvar	最小无功功率/Mvar
C1	0.3	-0.1
C2	0.3	-0.1
C3	0.3	-0.1

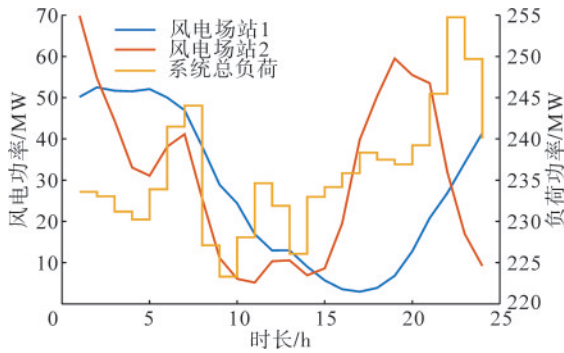


图 6 输电网风电与负荷日前预测曲线

Fig.6 transmission grid wind power generation with prior day load forecast curves

设输电网各时段的向上和向下运行备用需求

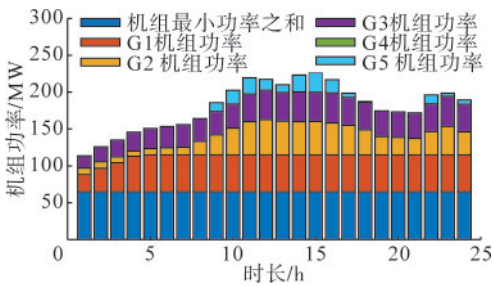


图 7 输电网各机组功率分布

Fig.7 power distribution of each unit in the transmission network

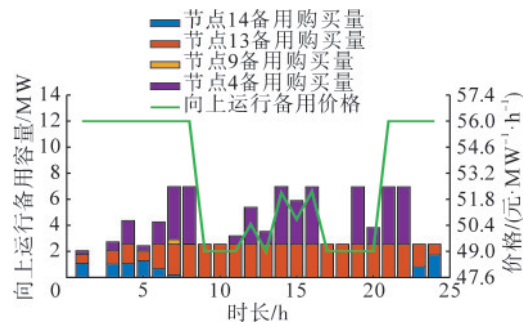


图 9 输配边界节点向上运行备用

Fig.9 upward operating reverses of transmission and distribution boundary nodes

由图 7、图 8 可见, 在 1~5 h (1 h 为 1 个时段, 共 5 个时段, 下文同) 由于净负荷较低 (均低于 150 MW), 输配边界节点处 DSO 的购电量较少。

分别为 20 MW 和 10 MW, 配电网 1 各时段的向上和向下运行备用需求分别为 7.45 MW、3.53 MW, 配电网 2 各时段的向上和向下运行备用需求分别为 5.59 MW、2.8 MW。区域 i 与区域 i' 的失负荷价值分别为 1 400 元/MW 和 1 260 元/MW, 区域 i 与区域 i' 的新能源削减价值分别为 245 元/MW 和 210 元/MW。新能源预测误差服从高斯分布, 均值为 0, 标准差设为新能源预测出力的 10.95%, 各新能源场站的不确定性相对独立。

5.2 电能出清及运行备用初步出清结果

基于输电网与配电网间的主从博弈关系, 求解第 2 节中考虑输配协同的电能与运行备用联合出清模型, 得到电能出清最终结果与运行备用出清结果。输配协同下各机组在各时段的出力情况见图 7。在输配边界节点上 DSO 各时段购电功率及购电电价见图 8, 在输配边界节点上 DSO 各时段提供的向上和向下运行备用及运行备用出清价格见图 9 和图 10。

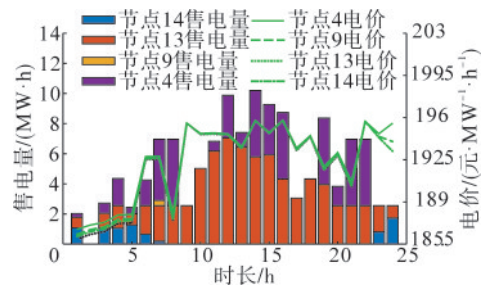


图 8 输配边界节点交换功率及电价

Fig.8 exchange of power and electricity price at the boundary nodes of transmission and distribution

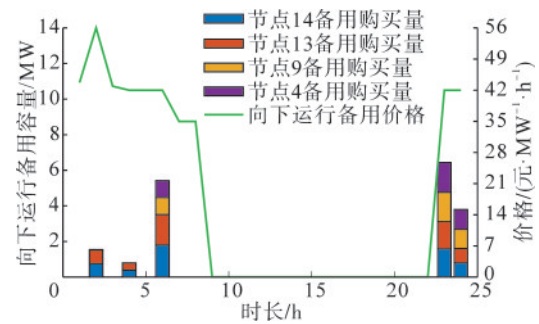


图 10 输配边界节点向下运行备用

Fig.10 downward operating reverses of transmission and distribution boundary nodes

同时, 火电机组 G4 与 G5 因在低负荷运行时运行成本较高, 二者均处于出力下限运行状态。在调度周期内, 火电机组 G1 凭借最佳经济性占据了最大

发电量份额, 约为 32%, 且在 6~24 h 始终保持持满出力状态, 充分展现了其经济优势。节点 13 的售电量占比最高, 约为 58.93%, 这是由于该节点发生阻塞的概率最低, 其较低的节点边际电价促使 DSO 更倾向于从此处购电。

由图 9 可见, 在 1~8 h 和 21~24 h, 向上运行备用价格较高, 这是由于在固定备用需求下, TSO 对向上运行备用的稀缺性更高。由图 10 可见, 8~23 h 的向下运行备用价格为 0, 表明输电网内发电机组的自身调节能力已足以满足向下运行备用需求。

图 9 和图 10 的运行备用价格是基于系统固定备用需求与备用资源稀缺性确定的定价机制。这种定价方式导致在 1~8 h 和 21~24 h 期间的向上运行备用价格保持高位稳定, 同时 8~23 h 的向下运行备用价格持续为零。由于该模型未纳入可再

生能源波动与负荷不确定性对备用价值的动态影响, 现有定价结果未能反映实际运行场景中的价值变化规律。因此, 有必要引入需求弹性机制实施二次出清。

5.3 运行备用二次出清结果

为验证本文提出的输配协同下的运行备用二次出清策略的普适性, 选取净负荷高峰时段 (15 h) 与净负荷低谷时段 (1 h) 的场景分别进行实验对比。

(1) 净负荷高峰时段出清结果

按照图 5 的分区, 利用电能的出清结果计算两个区域的边际成本, 根据两区域的新能源与负荷规模与预测精度, 采用第 3 节方法计算区域 ORDC。净负荷高峰时段不同区域对本地与其他区域的 ORDC 见图 11。

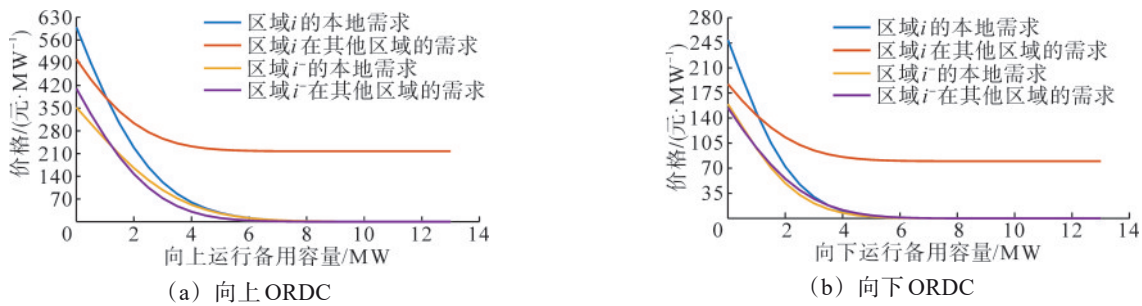


图 11 各区域 ORDC

Fig.11 ORDC for each region

由图 11 可见, 随着备用容量增加, 备用价格逐渐下降并趋于稳定。这是由于当备用容量稀缺时, 系统为应对不确定性、避免负荷削减和可再生能源弃用的边际价值显著提升, 价格下降会刺激需求方增加备用采购量。此外, 向上备用需求价格整体高于向下备用, 说明电力系统中失负荷价值常高于可再生能源弃用成本的经济特性。

在由 TSO 发布的区域 ORDC 下, 采用第 4 节方法, 得到输配协同下运行备用二次出清结果见表 4 和表 5。

表 4 向上运行备用出清结果

Tab.4 clearing result of upward operating reverse

运行备用类型	出清量/MW	出清价格/(元·MW ⁻¹)
区域 <i>i</i> 的本地运行备用	4.5	86.10
区域 <i>i</i> 提供区域 <i>i</i> 的运行备用	4.5	72.24
区域 <i>i</i> 的本地运行备用	4.5	48.16
区域 <i>i</i> 提供区域 <i>i</i> 的运行备用	10.5	217.21

表 5 向下运行备用出清结果

Tab.5 clearing result of downward operating reverse

运行备用类型	出清量/MW	出清价格/(元·MW ⁻¹)
区域 <i>i</i> 的本地运行备用	3.0	72.31
区域 <i>i</i> 提供区域 <i>i</i> 的运行备用	3.0	49.14
区域 <i>i</i> 的本地运行备用	3.0	55.37
区域 <i>i</i> 提供区域 <i>i</i> 的运行备用	10.5	79.80

由表 4 和表 5 可见, 在净负荷高峰时段, 由于失负荷概率高于可再生能源削减概率, 为了避免负荷削减和可再生能源削减的经济性, 系统出清的向上运行备用容量高于向下运行备用容量。区域 *i* 在区域 *i* 的向上和向下运行备用出清价格均最高, 说明两区域之间存在输电阻塞, 大规模运行备用交易受到限制, 系统通过提高出清价格的方式, 优先调用本地调节资源以满足备用需求。

本文提出的 ORDC 可反映需求弹性二次出清结果在运行备用体现的风险价值与预留成本之间

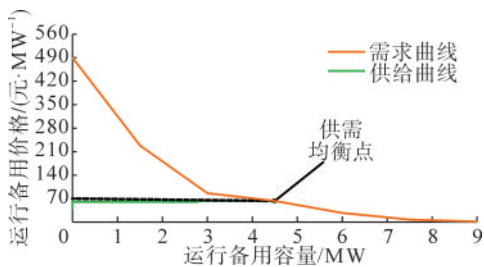
实现权衡。为了进一步分析在输电网与配电网主体报价决策下的运行备用中标结果,输电网、配电网1与配电网2内各发电主体运行备用出清结果见表6。

表6 输配电网运行备用出清结果

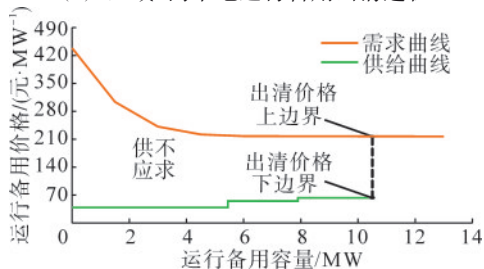
Tab.6 clearing results of operating reserves for the transmission and distribution network

区域	火电机组编号	向上运行备用/MW	向下运行备用/MW
输电网	1	0	0
	2	0	0.31
	3	9.00	0
	4	4.33	0
	5	0	0
配电网1	1	5.45	0
	2	2.45	7.55
	3	0	5.95
配电网2	1	0	0
	2	0	5.69
	3	2.77	0

由表6可见,在输配协同机制下可充分发挥配电网的灵活性。净负荷高峰时段,配电网为不同区域提供运行备用,缓解输电网预留运行备用而造成电能供应紧张的现象。对于同时连接输电网两区域不同节点的配电网2而言,可通过协调DSO内部的申报信息,获得更多剩余价值。供需均衡与供不应求两种情况的出清过程见图12。



(a) 区域*i*内本地运行备用出清过程



(b) 其他区域运行备用区域*i*内出清过程

图12 区域*i*内向上运行备用出清过程

Fig.12 upward operating reserves clearing process in region *i*

由图12(a)可见,区域*i*内本地向上运行备用市场呈现供需均衡状态,供给曲线与需求

曲线的交点即为市场出清点。该出清点向上运行备用出清价格为70元/MW,向上运行备用出清量为4.5MW。产生此均衡状态的原因是区域*i*内部的本地备用交易不受输电阻塞影响,系统可以接纳所有申报价格低于70元/MW的本地备用资源。

由图12(b)可见,区域*i*对其他区域的向上运行备用需求处于较高水平,而其他区域的向上运行备用供给相对不足,导致市场出现供不应求状态。此时,系统采用边界价格平均值法确定出清价格为140元/MW,出清量为11.5MW。对于同时连接两个不同区域的配电网*i*而言,适当提高申报价格仍能中标,从而实现更高的风险价值收益。造成这种供需失衡的主要原因是区域间存在输电阻塞,该阻塞效应显著推高了备用服务的市场价格。

(2) 净负荷低谷时段出清结果

在低谷时段的向上和向下运行备用出清结果见表7和表8。

表7 向上运行备用出清结果

Tab.7 clearing result of upward operating reverse

运行备用类型	出清量/MW	出清价格/(元·MW ⁻¹)
区域 <i>i</i> 的本地运行备用	10.5	175.28
区域 <i>i</i> 提供区域 <i>i</i> 的运行备用	4.5	57.61
区域 <i>i</i> 的本地运行备用	10.5	183.68
区域 <i>i</i> 提供区域 <i>i</i> 的运行备用	3.0	87.87

表8 向下运行备用出清结果

Tab.8 clearing result of downward operating reverse

运行备用类型	出清量/MW	出清价格/(元·MW ⁻¹)
区域 <i>i</i> 的本地运行备用	10.5	55.51
区域 <i>i</i> 提供区域 <i>i</i> 的运行备用	3.0	51.66
区域 <i>i</i> 的本地运行备用	10.5	66.71
区域 <i>i</i> 提供区域 <i>i</i> 的运行备用	1.5	116.62

由表7和表8可见,采用本文提出的考虑需求弹性的区域运行备用出清方法后,系统向上运行备用和向下运行备用的总出清容量分别达到28.5MW和25.5MW,对应的最高出清价格分别为183.68元/MW和116.62元/MW,表明本地备用出清价格普遍高于跨区域交易价格。这是由于在净负荷低谷时段,本地备用容量供给相对不足,难以有效应对系统

不确定性,推高了本地市场价格;而通过区域间备用容量交易,可以优化资源配置,显著提升了系统整体经济性。

(3) 传统运行备用出清方法与本文方法对比

两种出清方法在净负荷高峰时段和低谷时段的备用容量分别见表9和表10。

表9 净负荷高峰时段两种出清方法备用容量

Tab.9 two clearing methods for reserve capacity during peak net load periods

出清方法	向上运行备用容量/MW	向下运行备用容量/MW
传统运行备用	33.04	16.33
考虑需求弹性的区域运行备用	24.00	19.50

表10 净负荷低谷时段两种出清方法备用容量

Tab.10 two clearing methods for reserve capacity during valley net load periods

出清方法	向上运行备用容量/MW	向下运行备用容量/MW
传统运行备用出清	33.04	16.33
考虑需求弹性的区域运行备用出清	28.50	25.50

由表9可知,本文提出的二次出清方法与传统方法在净负荷高峰时段的运行备用出清结果存在显著差异,其中向上备用出清量差异为27.36%,向下备用出清量差异为16.26%。说明传统出清方法存在系统性偏差:其向上运行备用需求量被高估,需求价格被低估;向下运行备用需求量被低估,需求价格被高估。这是由于净负荷高峰时段恰逢可再生能源发电低谷期,此时可再生能源功率波动带来的系统不确定性高于负荷波动。因此,该时段应更注重向上运行备用的需求保障。此外,经济性分析发现:虽然向上备用价格普遍高于向下备用价格,但增加向下备用出清量带来的可再生能源消纳效益能够有效抵消因预留更多向上备用而增加的系统成本。

由表10可知,在本文提出的考虑需求弹性的区域运行备用出清方法下,系统向上和向下运行备用的总出清容量分别为28.5 MW和25.5 MW。与传统出清方法相比,向上运行备用与向下运行

备用的两次出清结果差异分别为13.74%和56.15%。传统方法采用固定的运行备用需求,而本文方法充分考虑了净负荷低谷时段新能源发电处于高峰且净负荷波动剧烈,导致可再生能源削减风险显著增加的运行特性。因此,本文方法可通过增加向下备用预留容量,有效降低新能源削减概率。

6 结论

现有运行备用出清机制难以准确反映系统应对不确定性所体现的风险价值,因此本文通过引入运行备用弹性,提出一种基于运行备用需求曲线的输配协同优化调度策略,得出如下结论。

(1) 通过构建包含容量-价格双重信息的ORDC,同时充分考虑风险价值的区域差异性,推导出适用于不同区域特征的ORDC表达式。

(2) 在电能与运行备用联合出清市场中,建立基于主从博弈的经济调度模型。在该模型中,TSO基于日前电能市场的出清结果计算系统边际价格,并结合净负荷不确定性的概率分布特征,最终向市场发布各区域的ORDC信息。

(3) 在考虑配电网灵活调节能力的基础上,本文方法通过整合输配电网资源申报信息,构建运行备用供给信息,并基于区域ORDC实现备用容量的二次出清。与传统方法相比,在净负荷高峰时段,本方法使向上运行备用出清总量调整27.36%,向下运行备用出清总量调整16.26%。这些调整结果体现了对系统风险价值的优化考量。

(4) 本文通过构建ORDC,实现输电网与配电网在运行备用方面的协同优化。然而,本研究未考虑调频服务、灵活爬坡产品等其他辅助服务需求。未来可进一步构建多类型辅助服务需求曲线,以建立更加完善的输配协同出清体系。

参考文献(References):

- [1] 史可鉴,代子阔,王刚,等.考虑分布式电源接入与综合运行成本的配电网无功优化[J].辽宁工程技术大学学报(自然科学版),2023,42(3):339-344.
SHI Kejian, DAI Zikuo, WANG Gang, et al. Reactive power optimization for distribution system with distribution generators considering synthetic operation cost[J]. Journal of Liaoning

- Technical University (Natural Science),2023,42(3):339-344.
- [2] MAZIBUKO N,AKINDEJI K T,MOLOI K.A review on the impact of transmission line compensation and RES integration on protection schemes[J].Energies,2024,17(14):3433.
- [3] 白星振,赵康,葛磊蛟,等.基于EWT-GRU-RR的配电网短期电力负荷预测模型[J].山东科技大学学报(自然科学版),2023,42(5):77-87.
- BAI Xingzhen,ZHAO Kang,GE Leijiao,et al.Short-term power load forecasting model based on EWT-GRU-RR[J].Journal of Shandong University of Science and Technology (Natural Science), 2023,42(5):77-87.
- [4] 谢康胜,李华强,王俊翔,等.考虑输配电网协同的源荷储资源统筹规划[J].电力建设,2021,42(9):41-52.
- XIE Kangsheng, LI Huaqiang, WANG Junxiang, et al. Overall planning of source-load-storage resources considering coordination in transmission and distribution network[J]. Electric Power Construction,2021,42(9):41-52.
- [5] 田年杰,王宁,王永刚,等.考虑计划执行与新能源消纳的中长期调度优化方法[J].沈阳工业大学学报,2023,45(2):133-138.
- TIAN Nianjie, WANG Ning, WANG Yonggang, et al. Optimization method for medium and long term dispatch schedule considering schedule execution and new energy consumption[J]. Journal of Shenyang University of Technology,2023,45(2):133-138.
- [6] 刘盾盾,柳璐,程浩忠,等.基于广义主从分裂理论与配电网相协同的输电网规划方法[J].中国电机工程学报,2021,41(17):5856-5866.
- LIU Dundun, LIU Lu, CHENG Haozhong, et al. Transmission expansion planning coordinated with distribution networks based on generalized master-slave splitting theory[J].Proceedings of the CSEE,2021,41(17):5856-5866.
- [7] BOYKO E, BYK F, ILYUSHIN P, et al. Methods to improve reliability and operational flexibility by integrating hybrid community mini-grids into power systems[J].Energy Reports,2023,9:481-494.
- [8] 姜涛,吴成昊,李雪,等.考虑电动汽车充放电的输配协同能量-灵活性市场出清机制[J].电力系统自动化,2024,48(7):210-224.
- JIANG Tao, WU Chenghao, LI Xue, et al. Clearing mechanism of energy and flexibility markets with transmission and distribution coordination considering charging and discharging of electric vehicles[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(7): 210-224.
- [9] 焦昊,陈锦铭,赵新冬,等.输配协同下考虑全局和区域碳排放约束的多目标经济调度[J].现代电力,2025,42(2):230-237.
- JIAO Hao, CHEN Jinming, ZHAO Xindong, et al. Multi-objective economic dispatch of transmission-distribution-coupled networks considering global and regional carbon emission obligations[J]. Modern Electric Power,2025,42(2):230-237.
- [10] 慎钟玮.输配协同的集成灵活性市场出清策略研究[D].吉林:东北电力大学,2022:12-31.
- [11] 涂青宇,苗世洪,杨志豪,等.一种考虑峰荷-电量分摊机制和风电关键场景的输-配电网协同调度策略[J].中国电机工程学报,2024,44(2):597-610.
- TU Qingyu, MIAO Shihong, YANG Zhihao, et al. A collaborative scheduling strategy for transmission-distribution systems considering peak load-electricity quantity allocation mechanism and key wind power scenarios[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(2):597-610.
- [12] 李本新,刘振,陈厚合,等.基于主从博弈的输配电网协同经济调度[J].电力系统保护与控制,2022,50(18):131-140.
- LI Benxin, LIU Zhen, CHEN Houhe, et al. Collaborative economic dispatch of coupled transmission and distribution networks based on the Stackelberg game[J]. Power System Protection and Control, 2022,50(18):131-140.
- [13] NEMO Committee. Single day-ahead coupling[EB/OL].(2021-01-11) [2024-09-10].<http://www.nemo-committee.eu/sdac>.
- [14] 刘硕,张梦晗,夏清,等.基于备用辅助服务需求申报的现货市场机制设计[J].电力系统自动化,2022,46(22):72-82.
- LIU Shuo, ZHANG Menghan, XIA Qing, et al. Design of spot market mechanism based on demand bidding of reserve ancillary service[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(22): 72-82.
- [15] 史新红,郑亚先,薛必克,等.机组运行约束对机组节点边际电价的影响分析[J].电网技术,2019,43(8):2658-2665.
- SHI Xinhong, ZHENG Yaxian, XUE Bike, et al. Effect analysis of unit operation constraints on locational marginal price of unit nodes[J]. Power System Technology,2019,43(8):2658-2665.
- [16] 张立辉,戴谷禹,聂青云,等.碳交易机制下计及用电行为的虚拟电厂经济调度模型[J].电力系统保护与控制,2020,48(24):154-163.
- ZHANG Lihui, DAI Guyu, NIE Qingyun, et al. Economic dispatch model of virtual power plant considering electricity consumption under a carbon trading mechanism[J]. Power System Protection and Control,2020,48(24):154-163.
- [17] HOGAN W W, POPE S L. PJM reserve markets: operating reserve demand curve enhancements[R]. Borton: Harvard University, 2019: 28-35.