

基于分区电价的跨区电力调度双层优化模型

张亮¹,王秀丽¹,王建学¹,郑伊俊¹,马骞²,王子强²

(1. 西安交通大学 电气工程学院,陕西 西安 710049;2. 中国南方电网电力调度控制中心,广东 广州 510000)

摘要:为充分利用跨区调度资源,提出一种基于分区电价的跨区电力调度双层优化模型。采用等效发电成本曲线对区域内部的煤电机组出力进行建模,采用一种基于整数规划的机会约束方法对风电和光伏出力进行建模。建立与分级调度模式相适应的双层优化模型,作为上级调度机构的上层模型以区域间送受电量为决策变量,以区域间送受电量价值最大化为目标,下层模型实现区域内部的经济调度。根据卡罗需-库恩-塔克(KKT)条件将双层模型转化为单层模型进行求解。算例结果验证了所提模型的有效性。所提模型在送电区域和受电区域之间维持一定的电价差异,通过传输较少的电量缓解受电区域的电力供需矛盾。

关键词:跨区电力调度;机会约束;双层优化;KKT条件;等效发电成本曲线

中图分类号:TM732

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202301025

0 引言

资源与负荷在空间上的差异性分布使得局部区域电网难以通过调度自身资源实现电力电量平衡,以风电、光伏为代表的可再生能源的大规模开发加剧了局部地区电力供需矛盾。跨区调度可以在大范围内配置资源,充分利用不同区域的互补特性来缓解局部地区电力供需矛盾,提升系统整体经济性和安全性。跨区调度依赖于区域间的输电线路,而区域间的输电线路建设是一项投资高、建设周期长的工程,因此,充分利用输电资源,实现区域间送受电量的价值最大化具有一定的现实经济意义。

文献[1]提出基于省间联络线断面和分省备用控制的日内送电计划调整模型,通过灵活控制省间送受电实现大范围功率平衡。文献[2]针对可再生能源大规模并网导致的系统惯性和频率响应能力下降问题,在传统鲁棒理论中加入可再生能源的空间集群效应,通过构建不确定集弥补模型保守的缺点,并通过火电机组与储能共同参与调频使系统达到经济性与鲁棒性的平衡。文献[3]通过考虑风电的不确定性和相关性降低鲁棒调度模型的保守度,从而降低电网运行成本。高比例可再生能源的渗透给电网带来挑战,而跨区调度是一种有效应对方式。文献[4]将联络线交换功率作为一种可优化的资源,通过优化联络线运行方式提升可再生能源的消纳能力。文献[5]基于特高压直流输电提出一种风光火一体化调度模型,实现了外送风电和光伏、配套火

电、电力交易计划的协调。文献[6]提出一种综合考虑调峰和电网输电能力约束的风电电量消纳预测方法,通过调整省间联络线功率进行省间互济调峰,有效提高了风电消纳能力。文献[7]建立考虑交换功率费用的多区互联电热联合调度模型,通过风电富余区域与电负荷较高、热负荷和热电机组比例较低地区的互联提高风电的异地消纳能力。

在跨区调度模型求解方面:文献[8]通过改进交替方向乘子法实现多区域分布式优化,保证了本地数据的隐私性;文献[9]针对以发电成本最小为目标的多区域经济调度问题,提出一种基于牛顿法的分布式求解算法,并证明其收敛性,该算法比交替方向乘子法等分布式算法具有更快的收敛速度;文献[10-11]分别通过改进拉格朗日乘子和广义Benders算法求解多区域经济调度模型;文献[12]提出基于源荷状态的多区域互联系统优化调度模型,在目标函数中考虑总运行成本和送受端电网网损,并通过改进粒子群优化算法求解多目标优化问题;文献[13]建立包含电热储能的长期多区域电热生产调度模型,将模型分解为3个子模型进行迭代求解,相较于集中模型,该模型极大地提高了求解速度;文献[14-16]针对区域内部阻塞、隐私信息等问题,分别采用随机生成矩阵、映射理论、压缩系统表示方法对模型进行改进。

上述文献建立的跨区调度模型大多以送受电区域成本之和(包括机组启停成本,煤耗成本,弃风、弃光成本等)最小为目标,在不考虑输电成本的理想情况下,只要送电区域的边际发电成本小于受电区域的边际发电成本,送电区域就会向受电区域输电,最终送受电区域的边际发电成本达到相等。以成本最小为目标的模型虽然减小了送受电区域的运行成本之和,但由于缺乏衡量跨区调度电量价值的指标,无法实现跨区调度电量价值的最大化。

收稿日期:2022-06-12;修回日期:2022-11-24

在线出版日期:2023-02-01

基金项目:中国南方电网新型电力系统创新项目(000000KK52210079)

Project supported by the New Type Innovation Program of Power System of China Southern Power Grid (000000KK52210079)

本文首先通过等效发电成本曲线简化区域内部火电机组出力模型;其次基于分区电价建立跨区电力调度双层优化模型,上层模型以跨区调度电量价值最大为目标,下层模型以各区域发电成本最小为目标,通过卡罗需-库恩-塔克(Karush-Kuhn-Tucker, KKT)条件将双层模型转化为单层模型,并通过偶理论转化上层模型中的双线性项,提高模型求解速度;然后,采用一种基于整数规划的机会约束模型建立风电、光伏的不确定性模型,由于无需假设随机变量的分布函数,工程实用性得到提高;最后,通过算例验证所提模型的有效性。

1 跨区调度框架

包含 N 个区域的跨区电力调度双层优化模型框架如图 1 所示。上下层模型与分级调度模式相适应,上层模型从上级调度机构的角度出发,确定区域间送受电量,下层模型从下级调度机构的角度出发,保证区域内部的电力电量平衡。上层模型将受电区域电价作为单位调度电量的效用,将送电区域电价与单位输电成本之和作为单位调度电量的成本。下层模型以区域间送受电量为参数,通过求解区域内部调度模型得到区域电价并将其传输给上层模型。上层模型以各区域电价为参数,通过求解模型得到区域间送受电量并将其传输给各区域。

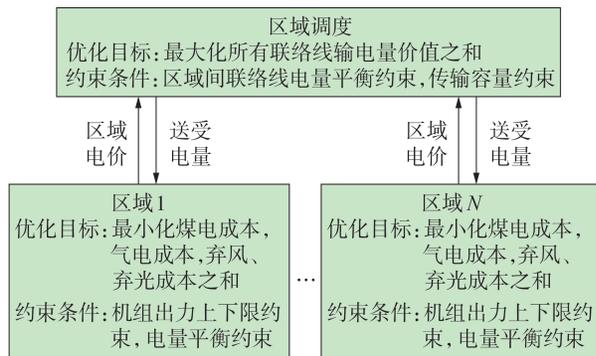


图1 跨区电力调度双层优化模型框架

Fig.1 Framework of bi-level optimization model of inter-regional power dispatch

2 跨区电力调度双层优化模型

2.1 上层模型

上层模型从区域调度的角度出发,实现跨区调度电量价值的最大化。该模型将各区域的电价作为参数,本文将各区域的边际发电成本作为各区域的电价。该模型的目标函数为:

$$\max F^U = \sum_{t \in T} \sum_{l \in L} (p_{l,t}^R Q_{l,t}^R - p_{l,t}^S Q_{l,t}^S - p_l^T Q_{l,t}^S) \quad (1)$$

式中: F^U 为调度电量的价值; T, L 分别为时段、联络线的集合; $p_{l,t}^R, p_{l,t}^S$ 分别为 t 时段联络线 l 受端、送端区域的电价,其值可通过下层模型中各区域电量平

衡约束对应的拉格朗日乘子得到,分别如式(2)、(3)所示; $Q_{l,t}^R, Q_{l,t}^S$ 分别为 t 时段联络线 l 受端、送端传输的电量; p_l^T 为联络线 l 的输电成本。

$$p_{l,t}^R = -\lambda_{l,t}^R \quad l \in L, t \in T \quad (2)$$

$$p_{l,t}^S = -\lambda_{l,t}^S \quad l \in L, t \in T \quad (3)$$

式中: $\lambda_{l,t}^R, \lambda_{l,t}^S$ 分别为 t 时段联络线 l 两端受电区域、送电区域内部电量平衡约束对应的拉格朗日乘子。

上层模型的约束条件如下。

1) 区域间联络线电量平衡约束,即:

$$Q_{l,t}^S (1 - \xi_l) = Q_{l,t}^R \quad l \in L, t \in T \quad (4)$$

式中: ξ_l 为联络线 l 的传输损耗。

2) 联络线传输容量约束,即:

$$\underline{P}_l \Delta t \leq Q_{l,t} \leq \bar{P}_l \Delta t \quad l \in L, t \in T \quad (5)$$

式中: $\underline{P}_l, \bar{P}_l$ 分别为联络线 l 的输电能力下限和上限; Δt 为单位时段时长,本文取为 1 h。

2.2 下层模型

下层模型从每个区域的角度出发,实现区域内部的经济调度。实际中各区域内部的机组数量较多,若以每台机组的出力为决策变量,则会导致模型变量数过多,而本文重点关注的是区域间的调度,因此采用等效发电成本曲线^[17]对区域内部的机组进行简化,将所有的煤电机组等效为 1 台机组,并将所有的气电机组等效为 1 台机组。

等效发电成本曲线通过求解式(6)所示模型得到。

$$\begin{cases} \min F_a^{\text{EGC}} = \sum_{i \in N_a} C_{a,i}(P_{a,i}) \\ \underline{P}_{a,i} \leq P_{a,i} \leq \bar{P}_{a,i} \\ \sum_{i \in N_a} P_{a,i} = P_a^{\text{CL}} \end{cases} \quad (6)$$

式中: F_a^{EGC} 为区域 a 的等效发电成本函数; N_a 为区域 a 内部的机组(煤电或者气电机组)集合; $C_{a,i}(P_{a,i})$ 为区域 a 内部第 i 台机组的发电成本函数, $P_{a,i}$ 为区域 a 内部第 i 台机组的出力; $\underline{P}_{a,i}, \bar{P}_{a,i}$ 分别为区域 a 内部第 i 台机组出力的下限和上限; P_a^{CL} 为区域 a 设定的机组总出力。

式(6)在给定机组总出力 P_a^{CL} 的情况下,优化单台机组的出力,获得最小总成本值。改变机组总出力 P_a^{CL} 的值,多次求解式(6),得到一系列出力对应的成本,通过多项式拟合或分段线性近似表达出力与成本的关系,如图 2 所示。在得到等效发电成本曲线后,只需用 1 个变量表示 1 种类型机组的总出力,而无需用多个变量表示多台机组的出力,从而简化区域内部模型。

新能源机组出力的不确定性可以通过机会约束进行求解,常规的机会约束是通过随机变量的概率分布找到符合置信水平的分位点,从而将机会约束

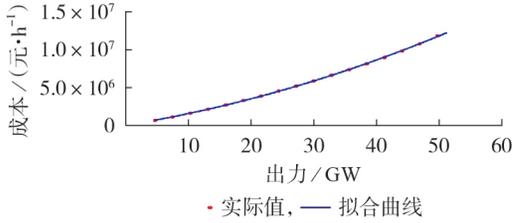


图2 等效发电成本曲线

Fig.2 Equivalent generation cost curve

转化为一般的确定性约束,这要求随机变量具有符合某一规律的概率分布特征并且需要取分布函数。本文采用一种基于整数规划的方法求解机会约束规划,该方法不需要随机变量的概率分布表达式。

本文考虑风电和光伏这2种新能源机组,以光伏为例,说明机会约束的求解过程,为便于描述,此处省略变量中表示区域和时段的下标,光伏出力约束为:

$$P_i(P \leq \hat{P}) \geq 1 - \epsilon \quad (7)$$

式中: $P_i(P \leq \hat{P})$ 表示 $P \leq \hat{P}$ 的概率, P 、 \hat{P} 分别为光伏出力的决策变量和光伏出力的预测值, \hat{P} 为随机变量; ϵ 为显著性水平, $1 - \epsilon$ 为置信度,通常 ϵ 较小。式(7)表示光伏出力小于等于预测值的概率大于等于 $1 - \epsilon$ 。

根据文献[18],式(7)可写为:

$$P - \hat{P}_s z_s \leq \hat{P}_s \quad s \in S \quad (8)$$

$$\sum_{s \in S} \pi_s z_s \leq \epsilon \quad (9)$$

式中: \hat{P}_s 为场景 s 下的出力预测值; z_s 为二值变量,决定场景 s 下是否满足条件 $P \leq \hat{P}_s$,当 $z_s = 0$ 时,式(8)变为 $P \leq \hat{P}_s$,这意味着场景 s 下的约束是有效的,当 $z_s = 1$ 时, $P \leq \hat{P}_s$ 不一定成立; S 为光伏出力场景集合; π_s 为场景 s 出现的概率。式(9)表示约束 $P \leq \hat{P}_s$ 不一定成立的场景概率之和小于等于 ϵ ,这意味着约束 $P \leq \hat{P}_s$ 一定成立的场景概率之和大于等于 $1 - \epsilon$,这正是式(7)表示的含义。

式(9)的等价形式为:

$$\sum_{s \in S} \pi_s (1 - z_s) \geq 1 - \epsilon \quad (10)$$

式(10)与式(7)具有相似性。

不失一般性,假设 $\hat{P}_{s_1} \leq \hat{P}_{s_2}$ ($s_1, s_2 \in S; s_1 \leq s_2$)。根据文献[19],式(8)的等价形式为:

$$P + \sum_{s=1}^{|S|-1} (\hat{P}_s - \hat{P}_{s+1}) z_s \leq \hat{P}_1 \quad (11)$$

式中: $|S|$ 表示集合 S 所含的元素数。

令:

$$p = \max \left\{ k : \sum_{s=1}^k \pi_s \leq \epsilon \right\}$$

对于 $s = 1, 2, \dots, p+1, z_s$ 不可能全为1,否则式

(9)不成立,因此有 $P \leq \hat{P}_{p+1}$,这意味着当 $s = p+1, p+2, \dots, |S|$ 时,式(12)是冗余的。式(11)可进一步简化为式(13)。

$$P + (\hat{P}_s - \hat{P}_{s+1}) z_s \leq \hat{P}_s \quad s \in S \quad (12)$$

$$P + \sum_{s=1}^p (\hat{P}_s - \hat{P}_{s+1}) z_s \leq \hat{P}_1 \quad (13)$$

式(9)与式(13)是对式(7)的等效,构成了光伏出力的机会约束。为便于描述,将式(13)写为:

$$P \leq \tilde{P} \quad (14)$$

$$\tilde{P} = \hat{P}_1 - \sum_{s=1}^p (\hat{P}_s - \hat{P}_{s+1}) z_s \quad (15)$$

下层模型是每个区域内部的经济调度问题,如式(16)–(22)所示。

$$\min F_a^D = \sum_{t \in T} [C_a^C(P_{a,t}^C) + C_a^G(P_{a,t}^G) +$$

$$\gamma_a^{PV}(\bar{P}_{a,t}^{PV} - P_{a,t}^{PV}) + \gamma_a^W(\bar{P}_{a,t}^W - P_{a,t}^W)] \Delta t \quad (16)$$

$$\underline{P}_a^C \leq P_{a,t}^C \leq \bar{P}_a^C \quad (17)$$

$$\underline{P}_a^G \leq P_{a,t}^G \leq \bar{P}_a^G \quad (18)$$

$$P_{a,t}^{PV} \leq \tilde{P}_{a,t}^{PV} \quad (19)$$

$$P_{a,t}^W \leq \tilde{P}_{a,t}^W \quad (20)$$

式中: F_a^D 为区域 a 的发电成本; $C_a^C(P_{a,t}^C)$ 、 $C_a^G(P_{a,t}^G)$ 分别为 t 时段区域 a 内部煤电机组、气电机组等效发电成本函数, $P_{a,t}^C$ 、 $P_{a,t}^G$ 分别为 t 时段区域 a 内部的煤电机组、气电机组出力; γ_a^{PV} 、 γ_a^W 分别为区域 a 的弃光、弃风惩罚系数; $\bar{P}_{a,t}^{PV}$ 、 $\bar{P}_{a,t}^W$ 分别为 t 时段区域 a 内部的光伏、风电出力期望值; $P_{a,t}^{PV}$ 、 $P_{a,t}^W$ 分别为 t 时段区域 a 内部的光伏、风电出力; \bar{P}_a^C 、 \underline{P}_a^C 分别为区域 a 内部煤电机组出力上、下限, \bar{P}_a^G 、 \underline{P}_a^G 分别为区域 a 内部气电机组出力上、下限; $\tilde{P}_{a,t}^{PV}$ 、 $\tilde{P}_{a,t}^W$ 含义类似 \tilde{P} 。式(16)为下层模型的目标函数,以区域内部的发电成本最小为目标。式(17)–(20)分别为煤电机组、气电机组、光伏、风电出力约束。

除上述约束外,下层模型还包括电量平衡约束。对送电、受电区域而言,电量平衡约束分别为:

$$(P_{a,t}^C + P_{a,t}^G + P_{a,t}^{PV} + P_{a,t}^W) \Delta t - Q_{a,t} = P_{a,t}^L \Delta t \quad (21)$$

$$(P_{a,t}^C + P_{a,t}^G + P_{a,t}^{PV} + P_{a,t}^W) \Delta t + Q_{a,t} = P_{a,t}^L \Delta t \quad (22)$$

式中: $Q_{a,t}$ 为 t 时段区域 a 的传输电量; $P_{a,t}^L$ 为 t 时段区域 a 的负荷。

3 双层模型的求解

本文采用KKT条件对下层模型进行等效,下层模型的拉格朗日函数形式为:

$$\begin{cases} L_a = F_a^D + \lambda_a H_a(x) + \mu_a G_a(x) \\ H_a(x) = 0 \\ G_a(x) \leq 0 \\ \mu_a \geq 0 \end{cases} \quad (23)$$

式中： L_a 为拉格朗日函数； $H_a(x)$ 对应式(21)、(22)的电量平衡等式约束； $G_a(x)$ 对应式(17)~(20)的不等式约束； λ_a 、 μ_a 为相应的拉格朗日乘子， λ_a 反映了区域 a 的边际发电成本，通过式(2)或式(3)可将其转化为区域 a 的电价。

连续性约束为：

$$\begin{cases} \frac{\partial L_a}{\partial P_{a,t}^C} = \frac{dC_a^C}{dP_{a,t}^C} + \lambda_{a,t} + \bar{\mu}_{a,t}^C - \underline{\mu}_{a,t}^C = 0 \\ \frac{\partial L_a}{\partial P_{a,t}^G} = \frac{dC_a^G}{dP_{a,t}^G} + \lambda_{a,t} + \bar{\mu}_{a,t}^G - \underline{\mu}_{a,t}^G = 0 \\ \frac{\partial L_a}{\partial P_{a,t}^{PV}} = -\gamma_a^{PV} + \lambda_{a,t} + \bar{\mu}_{a,t}^{PV} = 0 \\ \frac{\partial L_a}{\partial P_{a,t}^W} = -\gamma_a^W + \lambda_{a,t} + \bar{\mu}_{a,t}^W = 0 \end{cases} \quad t \in T \quad (24)$$

式中： $\bar{\mu}_{a,t}^C$ 、 $\underline{\mu}_{a,t}^C$ 分别为式(17)煤电机组出力上限和下限约束对应的拉格朗日乘子， $\bar{\mu}_{a,t}^G$ 、 $\underline{\mu}_{a,t}^G$ 、 $\bar{\mu}_{a,t}^{PV}$ 、 $\bar{\mu}_{a,t}^W$ 含义类似。

互补松弛条件为：

$$\begin{cases} 0 \leq (\bar{P}_a^C - P_{a,t}^C) \perp \bar{\mu}_{a,t}^C \geq 0 \\ 0 \leq (P_{a,t}^C - \underline{P}_a^C) \perp \underline{\mu}_{a,t}^C \geq 0 \\ 0 \leq (\bar{P}_a^G - P_{a,t}^G) \perp \bar{\mu}_{a,t}^G \geq 0 \\ 0 \leq (P_{a,t}^G - \underline{P}_a^G) \perp \underline{\mu}_{a,t}^G \geq 0 \\ 0 \leq (\bar{P}_a^{PV} - P_{a,t}^{PV}) \perp \bar{\mu}_{a,t}^{PV} \geq 0 \\ 0 \leq (\bar{P}_a^W - P_{a,t}^W) \perp \bar{\mu}_{a,t}^W \geq 0 \end{cases} \quad t \in T \quad (25)$$

式(25)中 $0 \leq z \perp y \geq 0$ 形式等价于：

$$\begin{cases} zy = 0 \\ z \geq 0 \\ y \geq 0 \end{cases} \quad (26)$$

通过KKT条件将双层模型转化为单层模型，模型由式(1)~(5)、(24)、(25)组成。上层模型的目标函数中含有双线性项，影响求解速度，通过对偶理论可对双线性项进行转化，如附录A所示。处理后的模型为混合整数规划问题，可采用商业软件直接进行求解。

4 算例分析

4.1 算例说明

本文对文献[20]算例进行改进，区域拓扑结构见附录B图B1。区域1~3向区域4送电，区域3的新能源装机容量最大，相应的联络线传输容量最高且输电价格最低。各区域装机容量及日内最大负荷见附录B表B1。区域1包括49台600 MW煤电机组和66台300 MW煤电机组；区域2包括44台600 MW

煤电机组和72台300 MW煤电机组；区域3包括25台600 MW煤电机组和60台300 MW煤电机组；区域4包括31台600 MW煤电机组和93台300 MW煤电机组。煤电机组成本函数用附录A式(A1)所示的二次函数表示，以系数 $c_1=0.32$ 元/MW²和系数 $c_2=128$ 元/MW为参考值，在一定范围内随机生成各台机组的成本函数。气电机组成本函数用附录A式(A2)所示的一次函数表示，系数 $c_3=410$ 元/MW；弃光、弃风惩罚系数 γ_a^{PV} 、 γ_a^W 均为50元/MW。新能源机组预测出力曲线与负荷曲线如附录B图B2所示，以预测出力为期望值，以期望值的10%为标准差，采用正态分布随机生成1000个出力值，统计每个场景的发生概率。

利用式(6)分别计算4个区域的煤电机组等效发电成本曲线，如附录B图B3所示。区域3的煤电机组装机容量最小，在同等出力情况下，该区域的成本最大，受电区域4的成本次之。4条曲线均以二次函数进行拟合。

4.2 基础运行结果分析

各区域全天发电量与日内最高电价如图3所示。作为4个区域内部的主力电源，煤电机组发电量占比最高；相较于其他区域，区域3的风电、光伏发电量较高，日内最高电价较低，日内最高电价低于气电机组成本，等于煤电机组的边际成本；区域2的日内最高电价为煤电机组的边际成本，这说明在日内负荷高峰时期没有启用气电机组供电；虽然区域1的新能源发电量较高，但由于负荷较大，仍需煤电机组提供大量电力，该区域的煤电机组等效发电成本曲线略低于区域2的等效发电成本曲线，但在晚高峰时期，区域1的煤电机组最大出力为48.6 GW，区域2的煤电机组最大出力为48 GW，这导致虽然区域1的全天发电量低于区域2，但是日内最高电价与区域2接近；区域4的日内最高电价为价格上限，这说明在日内高峰时段，区域4内部所有发电机组出力均已达到上限，此时需要依靠其他区域的送电才能满足负荷需求。

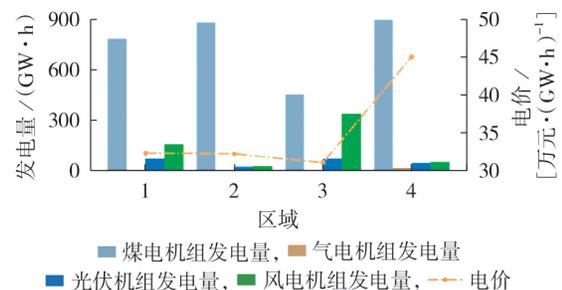


图3 各区域全天发电量与日内最高电价

Fig.3 Whole day electricity generation quantity and intra-day highest electricity price of each region

区域3的新能源装机容量较高,在峰谷时段均向区域4送电,而区域1、2仅在高峰时段向区域4送电。区域3和区域4的运行情况如图4所示。由图可知:在0—17、20—23 h时段,区域3的送电量等于区域4的受电量,这意味着在这些时段内区域1、2没有向区域4送电;各区域的电价与发电量趋势相同,对于区域3而言,其发电量等于送电量与负荷之和;日内存在午高峰和晚高峰这2个高峰时段,在午高峰时段,仅依靠区域3送电即可满足区域4的负荷需求,而在晚高峰时段,需要区域1—3共同送电才能使区域4达到电量平衡,区域3的晚高峰和午高峰发电量相近,但电价相差很大,这主要是由晚高峰时期风电、光伏出力降低,煤电机组出力增加导致的;区域4的全天电价波动范围较大,在低谷时段,仅依靠煤电机组即可达到电力平衡,因此电价较低,而在高峰时段需要气电机组出力,电价增加,在极端情况下,如晚高峰时段,气电机组出力也达到上限,这导致区域电价达到设定的上限。

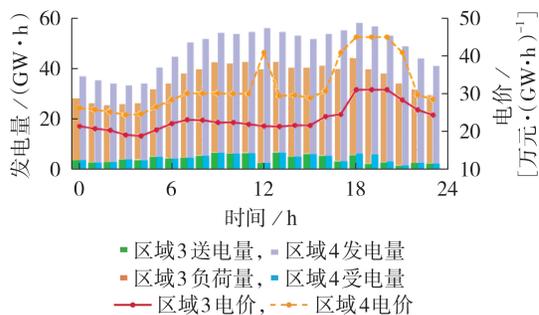


图4 区域3和区域4的运行情况

Fig.4 Operation condition of Region 3 and Region 4

4.3 模型对比

常规的经济调度模型以所有区域发电成本之和最小为目标,本文模型以跨区调度电量价值最大为目标,本节对比这2种模型。为便于描述,下文将本文模型称为模型1,将常规的经济调度模型称为模型2。模型2的数学形式如附录C所示。图5为2种模型各区域的电价变化情况。模型1中受电区域和送电区域的电价相差较大,受电区域4的电价在中高峰时段处于高位,送电区域的电价在各时段均处于低位。在中低负荷时段,模型2中区域4的电价低于区域2,这是由于依靠可再生能源丰富的区域3送电,区域4自身的煤电机组发电量较少,区域4和其他送电区域的电价相差很小,该电价差主要是由输电成本造成的。以区域3和区域4间的电价差为例,对2种模型进行分析:模型1的电价差明显大于模型2;在供电充足的0—11 h时段,决定电价的因素为煤电机组的边际发电成本,在该时段内电价差相对稳定;在午高峰12 h时,模型1中区域4启用气电机组,其电价增加,这导致2种模型的区域电价差明显

增大,而模型2的区域4主要依靠送电区域送电来保持电力平衡,其电价平稳;在晚高峰18—19 h时段,负荷进一步增大,所有区域的供电趋于紧张,模型2中各区域电价均上升至较高水平,而模型1中仅区域4的电价上升至最高水平。

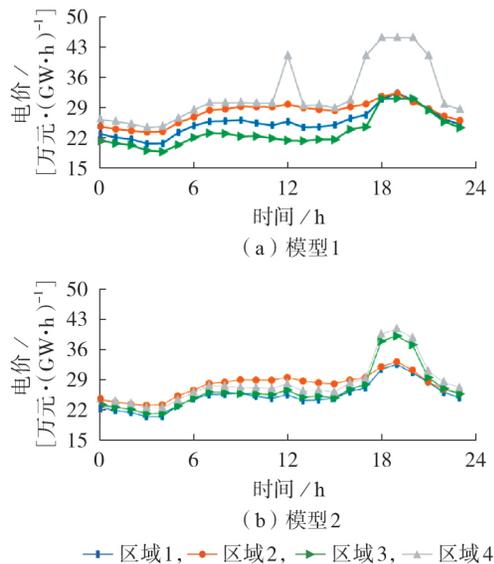


图5 2种模型各区域电价

Fig.5 Electricity price of each region for two models

在模型2中,在供电充足的前提下,当送电区域和受电区域间存在电价差时,送电区域会向受电区域送电;而模型1中,当送电区域和受电区域间的电价差达到一定程度时,送电区域才会向受电区域送电。

图6为2种模型中区域1—3向区域4的送电量。由图可知:在0—17、21—23 h时段,2种模型中均仅有区域3向区域4送电;在晚高峰18—20 h时段,2种模型中均需多个区域送电才能满足区域4的负荷需求;除19 h外,模型2中送电区域的送电量远大于模型1;在2—9 h时段,模型2的送电量明显增加,而模型1的送电量变化幅度很小,12 h时模型1的送电量下降,这是由区域3的光伏出力降低以及负荷上升所导致的。



图6 2种模型中区域1—3向区域4的送电量

Fig.6 Sending power quantity from Region 1-3 to Region 4 for two models

综合上述分析可知,相较于模型2,模型1送受电区域间的电价差远大于输电成本,送受电量低且在不同时段的波动幅度小。模型1倾向于先使用区域内的发电资源,当区域内的电力供需矛盾突出时再通过区域间的调度进行平衡,该模型适用于供电紧张或区域间输电能力不足的场景。

5 结论

为实现在多区域大范围内调配资源,达到电力供需平衡,本文提出一种以跨区调度电量价值最大为目标的区域间电力调度模型。该模型上层以跨区调度电量价值最大为目标,考虑区域间的联络线传输容量等约束,下层以各区域发电成本之和最小为目标。采用一种基于整数规划的机会约束对新能源机组进行建模,同时采用等效发电成本曲线简化区域内煤电机组出力,上下层之间通过送受电量和各区域电价进行耦合。该模型在送受电区域间形成大于输电成本的电价差:一方面,通过少量调用送电区域的发电资源缓解受电区域供电紧张的形势,实现区域间传输电量价值的最大化;另一方面,从激励机制角度而言,电价差能够激励送电区域积极参与区域间的电力调度。在相对稳定的电力供应环境中,区域间送受电量波动性较小,减轻了联络线调整的压力。该模型适用于发电资源紧缺或区域间联络线传输容量较小的场景。

由于缺少对区域内部网络结构的考虑,笔者后续将完善区域内部网络模型。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 许丹,葛睿,蔡帜,等. 应对大规模功率缺失的区域电网日内发电计划优化调整方法[J]. 电力系统自动化,2017,41(7):68-73.
XU Dan, GE Rui, CAI Zhi, et al. Optimization and adjustment method for intraday generation scheduling of regional power grid considering large-scale power loss[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(7): 68-73.
- [2] 闫斯哲,王维庆,李笑竹,等. 储能-机组联合调频的动态经济环境跨区灵活性鲁棒优化调度[J]. 电力系统自动化,2022,46(9):61-70.
YAN Sizhe, WANG Weiqing, LI Xiaozhu, et al. Cross-regional flexible robust optimal scheduling in dynamic economic environment with joint frequency regulation of energy storage and units[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(9): 61-70.
- [3] 李运龙,李志刚,郑杰辉. 考虑风电不确定性和相关性的多区域电网分布鲁棒经济调度[J]. 电力自动化设备,2021,41(8):97-104.
LI Yunlong, LI Zhigang, ZHENG Jiehui. Distributionally robust economic dispatch of multi-regional power grid considering uncertainty and correlation of wind power[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(8): 97-104.
- [4] 徐帆,丁怡,韩红卫,等. 促进跨区新能源消纳的直流联络线功率优化模型及分析[J]. 电力系统自动化,2017,41(18):152-159.
XU Fan, DING Qia, HAN Hongwei, et al. Power optimization model and analysis of HVDC tie-line for promoting integration of inter-regional renewable energy accommodation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(18): 152-159.
- [5] 许丹,王斌,张加力,等. 特高压直流外送风光火电力一体化调度计划模型[J]. 电力系统自动化,2016,40(6):25-29,57.
XU Dan, WANG Bin, ZHANG Jiali, et al. Integrated transmission scheduling model for wind-photovoltaic-thermal power by ultra-high voltage direct current system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(6): 25-29, 57.
- [6] 刘德伟,黄越辉,王伟胜,等. 考虑调峰和电网输电约束的省级系统风电消纳能力分析[J]. 电力系统自动化,2011,35(22):77-81.
LIU Dewei, HUANG Yuehui, WANG Weisheng, et al. Analysis on provincial system available capability of accommodating wind power considering peak load dispatch and transmission constraints[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(22): 77-81.
- [7] 刘书彦,廖扬,柴庆宣,等. 考虑交换功率费用的多区互联电热联合系统协调消纳弃风分析[J]. 电力自动化设备,2022,42(4):48-54.
LIU Shuyan, LIAO Yang, CHAI Qingxuan, et al. Coordinated abandoned wind accommodation analysis of multi-area interconnected combined heat and power system considering exchanging power cost[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(4): 48-54.
- [8] LI Z G, SHAHIDEHPOUR M, WU W C, et al. Decentralized multiarea robust generation unit and tie-line scheduling under wind power uncertainty[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2015, 6(4): 1377-1388.
- [9] QIN J H, WAN Y N, YU X H, et al. A Newton method-based distributed algorithm for multi-area economic dispatch[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(2): 986-996.
- [10] LAI X W, XIE L, XIA Q, et al. Decentralized multi-area economic dispatch via dynamic multiplier-based Lagrangian relaxation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(6): 3225-3233.
- [11] LI Z G, WU W C, ZHANG B M, et al. Decentralized multi-area dynamic economic dispatch using modified generalized benders decomposition[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(1): 526-538.
- [12] 李骥,张慧媛,程杰慧,等. 基于源荷状态的跨区互联系统协调优化调度[J]. 电力系统自动化,2020,44(17):26-33.
LI Ji, ZHANG Huiyuan, CHENG Jiehui, et al. Coordinated and optimal scheduling of inter-regional interconnection system based on source and load status[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(17): 26-33.
- [13] ABDOLLAHI E, LAHDELMA R. Decomposition method for optimizing long-term multi-area energy production with heat and power storages[J]. Applied Energy, 2020, 260: 114332.
- [14] WU L. A transformation-based multi-area dynamic economic dispatch approach for preserving information privacy of individual areas[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(1): 722-731.
- [15] TAN Z F, ZHONG H W, WANG J X, et al. Enforcing intra-regional constraints in tie-line scheduling: a projection-based framework[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(6): 4751-4761.
- [16] TAN Z F, ZHONG H W, XIA Q, et al. Non-iterative multi-area coordinated dispatch via condensed system representation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(2): 1594-1604.

- [17] 赖晓文,钟海旺,杨军峰,等. 全网统筹电力电量平衡协调优化方法[J]. 电力系统自动化,2015,39(7):97-104.
LAI Xiaowen,ZHONG Haiwang,YANG Junfeng,et al. A coordinated optimization method for system-wide power supply-demand balancing [J]. Automation of Electric Power Systems, 2015,39(7):97-104.
- [18] LUEDTKE J,AHMED S,NEMHAUSER G L. An integer programming approach for linear programs with probabilistic constraints[J]. Mathematical Programming,2010,122(2):247-272.
- [19] GÜNLÜK O,POCHET Y. Mixing mixed-integer inequalities [J]. Mathematical Programming,2001,90(3):429-457.
- [20] 郭立邦,丁一,包铭磊,等. 两级电力市场环境计及风险的省间交易商最优购电模型[J]. 电网技术,2019,43(8):2726-2734.
GUO Libang,DING Yi,BAO Minglei,et al. An optimal power purchase model of inter-provincial traders in two-level electricity market considering risk management[J]. Power System

Technology,2019,43(8):2726-2734.

作者简介:



张 亮

张 亮(1996—),男,硕士研究生,研究方向为电力系统运行、电力市场(**E-mail**: zhang_liang@stu.xjtu.edu.cn);

王秀丽(1961—),女,教授,博士研究生导师,博士,通信作者,主要研究方向为电力系统规划、电力市场、电力系统可靠性、新型输电方式(**E-mail**: xiuliw@mail.xjtu.edu.cn);

王建学(1976—),男,教授,博士研究生导师,博士,研究方向为电力系统规划与运行、新能源并网、电力市场等(**E-mail**: jxwang@mail.xjtu.edu.cn)。

(编辑 王锦秀)

Bi-level optimization model of inter-regional power dispatch based on regional electricity price

ZHANG Liang¹,WANG Xiuli¹,WANG Jianxue¹,ZHENG Yijun¹,MA Qian²,WANG Ziqiang²

(1. School of Electrical Engineering,Xi'an Jiaotong University,Xi'an 710049,China;

2. Power Dispatching Control Center of China Southern Power Grid,Guangzhou 510000,China)

Abstract: In order to fully use the inter-regional dispatch resource, a bi-level optimization model of inter-regional power dispatch based on regional electricity price is proposed. The equivalent generation cost curve is adopted to model the output of coal-fired units within the regions, and the chance constraint method based on integer programming is adopted to model the output of wind power and photovoltaic. A bi-level optimization model suitable for hierarchical dispatch mode is established. As the superior dispatch organization, the upper level model takes the inter-regional transmission power as the decision variables, and takes the maximum value of inter-regional transmission electricity as the goal. The lower level model realizes the economic dispatch within the regions. The bi-level model is transformed into a single-level model for solution according to Karush-Kuhn-Tucker(KKT) condition. The example results verify the effectiveness of the proposed model, which maintains a certain electricity price difference between the power sending region and power receiving region, and alleviates the power supply and demand contradiction in the power receiving region by transmitting a small amount of electricity.

Key words: inter-regional power dispatch; chance constraint; bi-level optimization; KKT condition; equivalent generation cost curve

附录 A

对于正文中目标函数式 (1)，本附录基于对偶理论将双线性项转化为多项式。煤发电机组的等效发电成本曲线用二次函数拟合，如下式：

$$C_a^C(P_{a,t}^C) = c_1 P_{a,t}^{C^2} + c_2 P_{a,t}^C \quad (\text{A1})$$

假设气电的等效发电成本曲线为直线：

$$C_a^G(P_{a,t}^G) = c_3 P_{a,t}^G \quad (\text{A2})$$

式中， c_1 、 c_2 、 c_3 均为系数。

送电区域下层模型的对偶问题：

$$\begin{aligned} \text{Max } D_a^D = \sum_{t \in T} & \left(-\frac{(c_2 + \lambda_{a,t} + \bar{\mu}_{a,t}^C - \underline{\mu}_{a,t}^C)^2}{4c_1} \Delta t \right. \\ & + \underline{\mu}_{a,t}^C P_{a,t}^C \Delta t - \bar{\mu}_{a,t}^C \bar{P}_{a,t}^C \Delta t + \underline{\mu}_{a,t}^G P_{a,t}^G \Delta t \\ & - \bar{\mu}_{a,t}^G \bar{P}_{a,t}^G \Delta t - \bar{\mu}_{a,t}^{\text{PV}} \bar{P}_{a,t}^{\text{PV}} \Delta t - \bar{\mu}_{a,t}^{\text{W}} \bar{P}_{a,t}^{\text{W}} \Delta t \\ & \left. + \gamma_a^{\text{PV}} \bar{P}_{a,t}^{\text{PV}} \Delta t + \gamma_a^{\text{W}} \bar{P}_{a,t}^{\text{W}} \Delta t - \lambda_{a,t} (Q_{a,t} + P_{a,t}^L \Delta t) \right) \end{aligned} \quad (\text{A3})$$

注意上式第一项等于 $-c_1 P_{a,t}^{C^2}$ ，根据对偶理论，原问题的目标值与对偶问题的目标值相等，即式 (16) 与式 (A3) 相等，据此可求得：

$$\begin{aligned} \sum_{t \in T} -\lambda_{a,t} Q_{a,t} = \sum_{t \in T} & \left(2c_1 P_{a,t}^{C^2} + c_2 P_{a,t}^C + c_3 P_{a,t}^G \right. \\ & - \gamma_a^{\text{PV}} P_{a,t}^{\text{PV}} - \gamma_a^{\text{W}} P_{a,t}^{\text{W}} - \underline{\mu}_{a,t}^C P_{a,t}^C \\ & + \bar{\mu}_{a,t}^C \bar{P}_{a,t}^C - \underline{\mu}_{a,t}^G P_{a,t}^G + \bar{\mu}_{a,t}^G \bar{P}_{a,t}^G \\ & \left. + \bar{\mu}_{a,t}^{\text{PV}} \bar{P}_{a,t}^{\text{PV}} + \bar{\mu}_{a,t}^{\text{W}} \bar{P}_{a,t}^{\text{W}} + \lambda_{a,t} P_{a,t}^L \right) \Delta t \end{aligned} \quad (\text{A4})$$

受电区域同理可求，根据式 (A5)，可将上层目标函数中的双线性项转化为二次函数。

$$\sum_{t \in T} \sum_{l \in L} p_{l,t}^S Q_{l,t}^S = \sum_{t \in T} \sum_{a \in S} -\lambda_{a,t} Q_{a,t} \quad (\text{A5})$$

附录 B

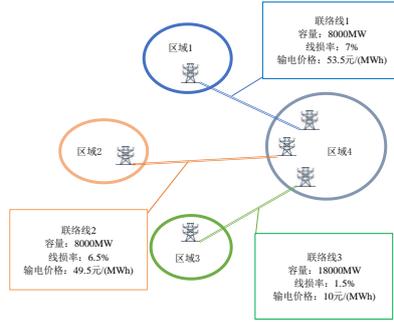


图 B1 区域拓扑结构
Fig.B1 Topological structure of regions

表 B1 区域装机容量及最大负荷
Table B1 Installed capacity and maximum load of regions

区域	煤电装机容量/MW	气电装机容量/MW	光伏装机容量/MW	风电装机容量/MW	最大负荷 /MW
1	49200	0	12100	12300	51500
2	48000	12900	4300	2100	47200
3	33000	0	12300	25600	38800
4	46500	3000	8000	4000	61400

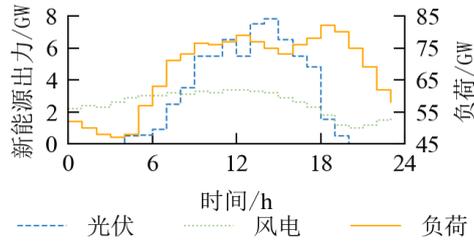


图 B2 新能源出力与负荷参考曲线
Fig.B2 Reference curves of renewable energy output and load

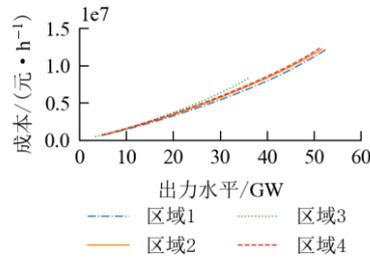


图 B3 4个区域煤电机组等效发电曲线
Fig.B3 Equivalent generation curves of coal-fired units for four regions

附录 C

本附录给出模型二的数学形式。

$$\min F = \sum_{a \in A} \sum_{t \in T} (C_a^C(P_{a,t}^C) + C_a^G(P_{a,t}^G)) \quad (C1)$$

$$+ \gamma_a^{\text{PV}} (\bar{P}_{a,t}^{\text{PV}} - P_{a,t}^{\text{PV}}) + \gamma_a^{\text{W}} (\bar{P}_{a,t}^{\text{W}} - P_{a,t}^{\text{W}}) \Delta t$$

$$\underline{P}_a^C \leq P_{a,t}^C \leq \bar{P}_a^C \quad \forall t \in T, \forall a \in A \quad (C2)$$

$$\underline{P}_a^G \leq P_{a,t}^G \leq \bar{P}_a^G \quad \forall t \in T, \forall a \in A \quad (C3)$$

$$P_{a,t}^{\text{PV}} \leq \tilde{P}_{a,t}^{\text{PV}} \quad \forall t \in T, \forall a \in A \quad (C4)$$

$$P_{a,t}^{\text{W}} \leq \tilde{P}_{a,t}^{\text{W}} \quad \forall t \in T, \forall a \in A \quad (C5)$$

电量平衡约束为:

对送电区域:

$$(P_{a,t}^C + P_{a,t}^G + P_{a,t}^{\text{PV}} + P_{a,t}^{\text{W}}) \Delta t - Q_{a,t} = P_{a,t}^L \Delta t \quad (C6)$$

对受电区域:

$$(P_{a,t}^C + P_{a,t}^G + P_{a,t}^{\text{PV}} + P_{a,t}^{\text{W}}) \Delta t + Q_{a,t} = P_{a,t}^L \Delta t \quad (C7)$$

上式中, A 为区域集合, 其余各变量符号含义同正文, 根据各区域电量平衡约束对应的拉格朗日乘子可求各区域的电价, 求解方式同模型一, 参考正文。