

规模化新能源接入下受端电网调峰方式综合评估研究

孙蓉^{1,2}, 张诚之¹, 陈兵², 廖星星¹, 孙国强¹, 臧海祥¹, 卫志农¹

(1. 河海大学 能源与电气学院, 江苏 南京 211100; 2. 国网江苏省电力公司电力科学研究院, 江苏 南京 211103)

摘要:规模化新能源接入下受端电网调峰问题逐渐暴露,有必要对其调峰手段和效果进行综合评估研究。为此提出了规模化新能源接入下受端电网多种调峰方式组合的综合评估方法。首先根据风电、光伏场站实际数据,采用截断通用分布模型拟合新能源出力;接着建立了受端电网调峰方式以及调峰能力评估指标体系,提出了多种调峰组合方式参与调峰的能力评估模型,运用随机规划和启发式算法对模型进行求解;最后采用客观熵权法对各种调峰组合方式进行综合评估,得到不同新能源渗透率场景下的最优调峰组合策略建议。以IEEE 57节点系统为例,验证了所提方法的有效性和实用性。

关键词:受端电网;规模化新能源;截断通用分布模型;调峰组合方式;综合评估

中图分类号:TM 73

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202102029

0 引言

近年来,我国新能源产业发展迅速,能源清洁化率不断攀升,预计2050年我国能源清洁化率将达到50%。规模化新能源机组挤占常规电源机组空间,导致受端电网调峰容量严重不足。同时,以风电和光伏为代表的规模化新能源出力存在明显的波动性和不确定性,负荷变化也日趋灵活^[1]。另一方面,受端电网的跨区直流联络线采取定功率输电模式,这使得系统等效负荷峰谷差日益增大,受端电网调峰能力不足的问题不容忽视。因此,评估规模化新能源出力特性和多种调峰方式组合对受端电网的运行影响,对提高受端电网新能源消纳能力和加快能源供给侧的结构性改革具有重要意义。

目前,国内外学者对新能源并网系统的调峰能力评估和调峰方式有一定研究。在调峰能力评估方面,文献[2]建立了风电和光伏的多状态计算模型,分析处理了间歇式新能源并网后的随机生产模拟情况;文献[3]提出了基于非时序仿真的新能源消纳能力快速量化评估方法,进一步提高了计算效率;文献[4]建立了调峰容量需求模型,分析了风电场接入对系统调峰容量需求及运行特性等方面的影响。在调峰方式方面,文献[5-6]建立了火电机组深度调峰提高新能源消纳能力的评估模型,分析了新能源发电的概率特性和机组深度调峰的经济特性;文献[7]提出了联合能源和辅助服务市场的多时段纳什-库诺

均衡模型,以评估储能系统对新能源并网调峰的支持贡献;文献[8-9]建立了含储能的新能源调峰容量评估模型,利用风光互补特性和储能削峰填谷来提升系统的新能源消纳能力,并评估了调峰需求响应和系统备用的经济成本;文献[10]提出了一种以直流联络线运行方式优化提升新能源消纳能力的新模式。现有文献较多关注于规模化新能源并网对系统运行特性的影响和调峰能力的评估,但采取的调峰手段和评估指标比较单一。鲜有文献针对受端电网特性,对受端电网采取多种调峰方式的效果进行综合评估,并给出在不同新能源渗透率场景下的调峰最优组合策略。

基于以上分析,本文针对受端电网存在可调节的跨区直流功率输入的特点,建立了规模化新能源参与受端电网调峰能力评估模型,从经济效益、调峰效果、环境效益3个维度构建调峰方式综合评估指标,分析了规模化新能源出力特性和多种调峰方式组合对受端电网运行的影响。最后给出了不同新能源渗透率场景下的最优调峰方案建议。

1 基于截断通用分布模型的新能源出力模型

新能源并网规模的不断扩大,加重了新能源出力不确定性和波动性对受端电网造成的调峰负担。为了考虑新能源出力不确定性对受端电网的影响,势必需要准确构建新能源出力概率模型。相较于高斯分布和通用分布模型,截断通用分布TVD(Truncated Versatile Distribution)模型存在有界性,符合新能源的实际出力,能够更加高效准确地拟合新能源出力的概率分布。因此,本文基于新能源电场的历史出力数据,采用TVD模型对风电和光伏出力进行概率拟合。

如果连续随机变量 X 遵循形状参数 α, β, γ 的TVD,可记为^[11]:

收稿日期:2020-07-24;修回日期:2020-12-27

基金项目:国家电网有限公司总部科技项目(新能源主动支撑电网工程实用化控制技术及并网适应性研究和应用)(52010118000N)

Project supported by the Science and Technology Project of SGCC Headquarters (Research and Application of Practical Control Techniques for New Energy Active Support Grid Engineering and Grid Connectivity)(52010118000N)

$$X \sim V(\alpha, \beta, \gamma) \quad \alpha > 0, \beta > 0, -\infty < \gamma < +\infty \quad (1)$$

TVD模型的概率密度函数PDF(Probability Density Function)可以表示为:

$$f(x) = \begin{cases} \frac{1}{M} \frac{\alpha \beta e^{-\alpha(x-\gamma)}}{[1 + e^{-\alpha(x-\gamma)}]^{\beta+1}} & \underline{x} \leq x \leq \bar{x} \\ 0 & x < \underline{x}, x > \bar{x} \end{cases} \quad (2)$$

其中, x 为随机变量; \bar{x} 、 \underline{x} 分别为标准化区间的上、下边界, 在表征新能源实际功率时, $\bar{x} = 1$, $\underline{x} = 0$; M 为归一化常数, 如式(3)所示。

$$M = [1 + e^{-\alpha(\bar{x}-\gamma)}]^{-\beta} - [1 + e^{-\alpha(\underline{x}-\gamma)}]^{-\beta} \quad (3)$$

在不同形状参数下, TVD模型的PDF曲线如图1所示。

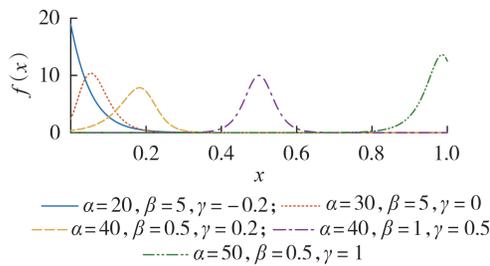


图1 TVD模型的PDF曲线

Fig.1 PDF curves of TVD model

基于风电、光伏场站实际功率数据形成直方图, 采用TVD模型拟合新能源场站实际功率直方图, 最终得到各个时段新能源出力的TVD模型。

2 受端电网调峰方式及调峰能力评估指标体系

本节针对受端电网的特性分析了可行的调峰手段, 并给出调峰方式综合评估体系以及相应的求解方法。

2.1 规模化新能源接入下受端电网调峰方式

新能源消纳能力由负荷侧和电源侧两部分共同决定, 目前国内负荷侧需求较难调整, 因此通常调整电源出力来跟踪负荷侧需求^[12]。其基本调峰方式主要有以下3种。

(1) 常规火电机组深度调峰。

为了提高新能源消纳能力, 常采用常规电源为其进行调峰, 以响应新能源出力波动性。常规火电新投产机组的基本调峰空间为50%~100%。在新能源出力高峰时段, 系统等效负荷峰谷差较小, 将常规机组的最大调峰深度调节到50%以下^[13], 能够增大系统调峰容量, 有效减少机组启停次数, 获得经济效益。

(2) 弃风弃光。

风电最主要的特性是随机性和波动性。而在多云和阴天的天气, 光伏出力的波动也明显增强^[14]。在新能源出力的高峰时段, 为了减小新能源波动性

和不确定性对受端电网的影响, 可以通过弃风弃光的方式来保障系统的功率平衡。

(3) 跨区直流输电功率调节。

受端电网通过跨区直流联络线接受输送功率弥补功率缺额。当规模化新能源接入受端电网时, 系统调峰压力增大, 受端电网可以调节跨区直流输电功率, 以维持系统功率平衡, 增大受端电网调峰裕度。

2.2 受端电网调峰方式综合评估指标体系

为了从经济效益、调峰效果、环境效益3个维度分析规模化新能源并网下受端电网各调峰方式的调峰效果, 构建综合评估指标如下。

(1) 调峰成本。

调峰成本即为受端电网生产、调度电能参与调峰所需要的经济费用, 主要包括常规火电机组的发电成本、直流输电成本、弃风弃光和深度调峰的补偿费用, 其具体表达式见第3节, 这里不再赘述。

(2) 调峰容量。

从电网运行调度角度出发, 电网调峰的主要问题是确定适应风电并网后系统等效负荷峰谷差的调峰容量。受端电网对新能源的消纳能力主要取决于系统等效负荷与常规火电机组最小技术出力之和的差值, 即该时段常规火电机组输出功率的可调整量为^[15]:

$$C_p = \sum_{i=1}^{N_u} (P_{G,i}(t) - P_{G,i}^{\min}) \quad (4)$$

其中, C_p 为受端电网调峰容量; $P_{G,i}(t)$ 为机组 i 在 t 时段的出力; $P_{G,i}^{\min}$ 为机组 i 的最小技术输出功率; N_u 为受端电网常规火电机组数量。

(3) 污染物排放量。

燃煤燃烧排放的污染物包括 CO_2 、 SO_2 、 NO_x 、烟尘等, 污染物排放量指标反映环境效益, 本文采用经验估算法^[16], 即:

$$r_{\text{coal}}(t) = \sum_{i=1}^{N_u} c_{\text{mpt},i} \frac{P_{G,i}(t)}{P_{G,i}^{\max}} \gamma_{G_i} \quad (5)$$

$$P_{\text{pol}} = (\mu_{\text{CO}_2} + \mu_{\text{SO}_2} + \mu_{\text{NO}_x}) r_{\text{coal}}(t) \quad (6)$$

其中, $c_{\text{mpt},i}$ 为机组 i 在 t 时段下出力所对应的煤耗特性; $P_{G,i}^{\max}$ 为机组 i 的最大技术输出功率; γ_{G_i} 为机组 i 的额定单耗; P_{pol} 为污染物排放量; $r_{\text{coal}}(t)$ 为 t 时段燃煤消耗量; μ_{CO_2} 、 μ_{SO_2} 、 μ_{NO_x} 分别为单位耗煤量的 CO_2 、 SO_2 、 NO_x 排放强度。

3 规模化新能源接入下的受端电网多种调峰方式效果综合评估

针对规模化新能源出力不确定性对受端电网的影响以及受端电网特性, 本节首先建立了考虑新能源出力不确定性的受端电网调峰能力评估模型, 其

次给出了模型求解方法,然后研究了在不同新能源渗透率场景下受端电网采用不同调峰方式组合参与调峰的运行状况,并对各种调峰方式的效果进行综合评估,选出最优的方案。

3.1 规模化新能源接入下的受端电网多种调峰方式的调峰能力评估模型

本节建立了以经济性最优为目标的多种调峰方式组合的调峰能力评估模型,通过该模型可求得各时间断面的机组运行状态、跨区直流输电功率的变化以及弃风弃光量,为制定发电计划提供必要的技术支持。

(1) 目标函数。

假设系统中共有常规机组 N 台,以经济性最优为目标的受端电网调峰运行成本可表示如下:

$$\min F = \sum_{l=1}^{N_l} \left[p'_{w,l} \sum_{t=1}^T \left(\sum_{i=1}^{N_g} f_{G_i,l}(t) + C_{l,i}(t) + Z_{\text{line}} + S_i \right) \right] \quad (7)$$

其中, F 为运行周期内总发电成本; N_l 为典型新能源出力场景数目; T 为一个运行周期内的时段数,本文取 24 个时段为一个周期; $p'_{w,l}$ 为新能源出力场景 l 的概率; $f_{G_i,l}(t)$ 为常规火电机组的运行成本,如式(8)所示; $C_{l,i}(t)$ 为受端电网调峰能力不足造成的弃风弃光电量惩罚费用,如式(9)所示; Z_{line} 为跨区直流输电成本,包括直流购电成本和换流损耗费用,如式(10)所示; S_i 为机组深度调峰成本,包括调峰少发电量的补偿费用和深度调峰的机组寿命损失成本,具体计算方法参考文献[6]。

$$f_{G_i,l}(t) = f_{1G_i,l}(P_{G_i,l}) + S_{G_i,l}(t) + f_{2G_i,l,\text{pol}} \quad (8)$$

其中, $f_{1G_i,l}(P_{G_i,l})$ 为运行的燃煤消耗费用; $S_{G_i,l}(t)$ 为机组启停费用; $f_{2G_i,l,\text{pol}}$ 为污染物排放费用。

$$C_{l,i}(t) = E_{\text{NAW},l,i}(t) \rho \quad (9)$$

其中, $E_{\text{NAW},l,i}(t)$ 为 $p'_{w,l}$ 对应的 t 时段系统弃风弃光量; ρ 为单位弃风弃光电量惩罚费用。

$$Z_{\text{line}} = \chi P_{\text{line}}(t) + s_{\text{st}}(t) \kappa \quad (10)$$

其中, χ 为跨区直流购电成本系数; $P_{\text{line}}(t)$ 为 t 时段外部直流输入功率; $s_{\text{st}}(t)$ 为 $P_{\text{line}}(t)$ 在 t 时段内的调节状态变量,其值为 1 表示进行了调整,为 0 表示无调整; κ 为单次直流联络线功率调节时换流器的损耗费用。

(2) 系统运行约束。

a. 系统功率平衡约束。

$$\sum_{i=1}^{N_g} P_{G_i,i}(t) u_{i,t} + P_w(t) + P_{\text{line}}(t) - L_t - P_{L,t} = 0 \quad (11)$$

其中, $P_w(t)$ 为 t 时段的新能源出力; L_t 和 $P_{L,t}$ 分别为 t 时段系统的负荷值和网损值; $u_{i,t}$ 为机组 i 在 t 时段的运行状态,其值为 0 表示机组停运,为 1 表示机组运行。

b. 系统备用约束。

$$\sum_{i=1}^{N_g} P_{G_i,i}^{\max} u_{i,t} + P_w(t) + P_{\text{line}}(t) - L_t - P_{L,t} \geq R_t \quad (12)$$

其中, R_t 为 t 时段系统备用容量。

c. 受端电网节点的平衡约束。

$$P_{g,k} - P_{d,k'} = V_k \sum_{k' \in \Omega_k} V_{k'} (G_{kk'} \cos \theta_{kk'} + B_{kk'} \sin \theta_{kk'}) \quad \forall k, k' \in \Omega_k \quad (13)$$

$$Q_{g,k} - Q_{d,k'} = V_k \sum_{k' \in \Omega_k} V_{k'} (G_{kk'} \sin \theta_{kk'} - B_{kk'} \cos \theta_{kk'}) \quad \forall k, k' \in \Omega_k \quad (14)$$

其中, $P_{g,k}$ 、 $Q_{g,k}$ 分别为节点 k 的发电机发出的有功功率和无功功率; $P_{d,k'}$ 、 $Q_{d,k'}$ 分别为节点 k' 的有功和无功负荷; V_k 、 $V_{k'}$ 分别为节点 k 、 k' 的电压幅值; $\theta_{kk'}$ 为节点 k 、 k' 的电压相角之差; $G_{kk'}$ 、 $B_{kk'}$ 分别为节点导纳矩阵元素的实部和虚部; Ω_k 为网络节点集合。

(3) 常规机组约束。

a. 机组出力约束。

$$P_{G_i,i}^{\min} \leq P_{G_i,i}(t) \leq P_{G_i,i}^{\max} \quad (15)$$

b. 机组最小运行时间约束。机组不能频繁启停,即^[17-18]:

$$U_i = \min \{ T, (T_i^{\text{on}} - X_{i,0}^{\text{on}}) u_{i,0} \} \quad (16)$$

$$u_{i,t} = 1 \quad t \in [1, U_i] \quad (17)$$

$$\sum_{t'=t}^{t+T_i^{\text{on}}-1} u_{i,t'} \geq T_i^{\text{on}} (u_{i,t} - u_{i,t-1}) \quad t \in [U_i + 1, T - T_i^{\text{on}} + 1] \quad (18)$$

$$\sum_{t'=t}^T [u_{i,t'} - (u_{i,t} - u_{i,t-1})] \geq 0 \quad t \in [T - T_i^{\text{on}} + 2, T] \quad (19)$$

其中, U_i 为机组 i 在调度周期初始阶段必须保持运行的时段; T_i^{on} 为机组 i 的最小开机时段数; $X_{i,0}^{\text{on}}$ 为机组 i 在调度周期开始前已经连续开机的时间对应的时段数; $u_{i,0}$ 为机组 i 的初始运行状态, $u_{i,t-1}$ 、 $u_{i,t'}$ 分别为机组 i 在 $t-1$ 、 t' 时段的运行状态,其值为 0 表示机组停运,为 1 表示机组运行。

c. 机组最小停运时间约束。

$$D_i = \min \{ T, (T_i^{\text{off}} - X_{i,0}^{\text{off}}) (1 - u_{i,0}) \} \quad (20)$$

$$u_{i,t} = 0 \quad t \in [1, D_i] \quad (21)$$

$$\sum_{t'=t}^{t+T_i^{\text{off}}-1} (1 - u_{i,t'}) \geq T_i^{\text{off}} (u_{i,t-1} - u_{i,t}) \quad t \in [D_i + 1, T - T_i^{\text{off}} + 1] \quad (22)$$

$$\sum_{t'=t}^T [u_{i,t'} - (u_{i,t-1} - u_{i,t})] \geq 0 \quad t \in [T - T_i^{\text{off}} + 2, T] \quad (23)$$

其中, D_i 为机组 i 在调度周期初始阶段必须保持停机的时段; T_i^{off} 为机组 i 的最小停机时段数; $X_{i,0}^{\text{off}}$ 为机组 i 在调度周期开始前已经连续停机的时间对应的时段数。

d. 机组爬坡约束。

$$P_{G_i,i}(t) - P_{G_i,i}(t-1) \leq r_{\text{up}} T u_{i,t-1} + P_{G_i,i}^{\min} (u_{i,t} - u_{i,t-1}) \quad (24)$$

其中, r_{up} 为机组 i 的爬坡率。

(4) 跨区直流输电功率调节约束。

为了保证受端电网跨区直流输电功率调节的安全可靠,在优化过程中以约束条件的形式确保调度计划的实际可行性,一般有如下约束条件。

a. 直流最大、最小输电功率约束。

$$P_{\text{line}} \leq P_{\text{line}}(t) \leq \bar{P}_{\text{line}} \quad (25)$$

其中, P_{line} 和 \bar{P}_{line} 分别为直流输送功率 $P_{\text{line}}(t)$ 的下限和上限。

b. 直流输电功率最短持续时间约束。

为了防止频繁调节直流输送功率导致系统故障,需在直流输电功率调节后的一段时间维持功率恒定^[19]。

$$s_{\text{st}}(t) + \sum_{t'=t+1}^{t+T_{\text{on}}-1} s_{\text{st}}(t') \leq 1 \quad (26)$$

其中, T_{on} 为直流输电功率稳定在某一功率水平最短的时段数。

c. 直流功率调整次数限制。

为了避免直流联络线功率调整过多使得器件设备的使用寿命缩短,用日内总调整次数限制加以约束。

$$\sum_{t=1}^T s_{\text{st}}(t) \leq N_{\text{DC}} \quad (27)$$

其中, N_{DC} 为日内直流功率调节总次数限值。

d. 直流功率爬坡约束。

$$P_{\text{line}}(t) - P_{\text{line}}(t-1) \leq P_{\text{line}}^{\text{max}} \quad (28)$$

$$P_{\text{line}}(t-1) - P_{\text{line}}(t) \leq P_{\text{line}}^{\text{min}} \quad (29)$$

其中, $P_{\text{line}}^{\text{max}}$ 和 $P_{\text{line}}^{\text{min}}$ 分别为直流功率调节速率的上限和下限。

e. 日交易电量约束。

$$\sum_{t=1}^T P_{\text{line}}(t) \frac{24}{T} \leq Q_{\text{demand}} \quad (30)$$

其中, Q_{demand} 为日交易合同总电量。

3.2 受端电网调峰能力评估模型求解

在受端电网调峰能力评估模型中常规火电机组发电成本 $f_{G_i,t}(t) = au_{i,t} + bP_{G_i,t}(t) + cP_{G_i,t}^2(t)$ 为二次函数,本文通过分段线性函数对目标函数进行近似^[17],从而将混合整数非线性规划模型转化成混合整数线性规划模型,并采用分支定界法进行求解。关于对目标函数分段线性化的过程详见附录A。

目前,计及不确定因素的分析方法包括场景法、区间线性规划、机会约束规划等。机会约束规划要求所做决策在某一置信水平下满足约束条件^[20-21],具体而言,在极端场景下,允许所做决策可以不满足约束条件,从而能够节约不必要的控制成本,兼顾系统运行的可靠性和经济性。考虑到规模化新能源出力的波动性和不确定性,所得状态变量(包括受端电网节点电压、跨区直流调节功率)均是

随机变量,因此本文采用机会约束来描述状态变量约束^[22],即:

$$P_r \{V_k(t) \leq V_{k,\text{max}}\} \geq p_{V,\text{max}}, P_r \{V_k(t) \geq V_{k,\text{min}}\} \geq p_{V,\text{min}} \quad (31)$$

$$P_r \{P_{\text{line}}(t) \leq P_{\text{line}}^{\text{max}}\} \geq p_{P_{\text{line}}^{\text{max}}}, P_r \{P_{\text{line}}(t) \geq P_{\text{line}}^{\text{min}}\} \geq p_{P_{\text{line}}^{\text{min}}} \quad (32)$$

其中, $P_r\{\cdot\}$ 为机会约束成立的概率; $V_k(t)$ 为 t 时段的电网节点电压; $p_V, p_{P_{\text{line}}}$ 为对应变量的预置信水平,本文设置置信水平为 95%; max 和 min 分别表示模型中对应变量的上、下界。

具体地,其求解流程如图2所示。

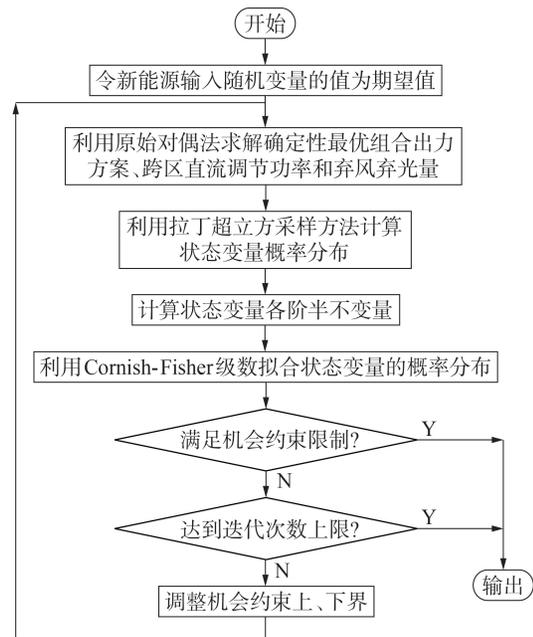


图2 状态变量概率分布的求解流程图

Fig.2 Flowchart of solving probability distribution of state variables

3.3 基于客观熵权法的受端电网调峰方式的效果综合评估

本文采用客观熵权法确定各调峰方式评估指标的权重,对不同调峰方式的效果进行综合评估。假设在受端电网调峰方式综合评估中有 m 个指标和 v 种调峰组合方式。令评估指标 m_1 在调峰组合方式 v_1 下的值为 $r_{m_1 v_1}$ ($m_1=1, 2, \dots, m; v_1=1, 2, \dots, v$), 则调峰组合方式 v_1 在评估指标 m_1 中所占的权重 $P_{m_1 v_1}$ 为^[23]:

$$P_{m_1 v_1} = r_{m_1 v_1} / \sum_{v_1=1}^v r_{m_1 v_1} \quad (33)$$

评估指标 m_1 的熵值 e_{m_1} 可以表示为:

$$e_{m_1} = -\frac{1}{\ln v} \sum_{v_1=1}^v P_{m_1 v_1} \ln P_{m_1 v_1} \quad (34)$$

则可以得到评估指标 m_1 的权重 σ_{m_1} 为:

$$\sigma_{m_1} = (1 - e_{m_1}) / \sum_{m_1=1}^m (1 - e_{m_1}) \quad (35)$$

在获得评估指标的对应权重之后,调峰组合方式 v_1 的调峰效果计算方法如下:

$$\rho_{v_1} = \sum_{m_1=1}^m \left\{ \sigma_{m_1} \sum_{v_x=1, v_x \neq v_1}^v F_{m_1 v_x} / \left[(v-1) \sum_{v_1=1}^v F_{m_1 v_1} \right] \right\} \quad (36)$$

$$F_{m_1 v_1} = \int f_{m_1 v_1}(t) dt \quad (37)$$

其中, ρ_{v_1} 为在某一新能源渗透率场景下调峰组合方式 v_1 的综合评估结果; σ_{m_1} 为评估指标 m_1 所分配到的权重; $F_{m_1 v_1}$ 为运行周期内在调峰组合方式 v_1 下评估指标 m_1 的值; $f_{m_1 v_1}(t)$ 为评估指标 m_1 在调峰组合方式 v_1 下的 PDF。

4 算例分析

4.1 算例介绍

本文采用 IEEE 57 节点系统进行算例分析^[24], 分别在节点 33、44、49、50 接入风力发电系统, 在节点 51、52、56、57 接入光伏发电系统, 在节点 10、14、18、29、55 输入跨区直流功率。考虑不同新能源渗透率对调峰的影响, 设置如下不同渗透率场景: 低渗透率 (5.27%)、中渗透率 (16.35%) 以及高渗透率 (32.59%)。IEEE 57 节点系统中机组参数见附录 B 表 B1, 直流输电功率调节参数见附录 B 表 B2。设 $\rho=300$ 元 / (MW·h), $\chi=200$ 元 / (MW·h), $\kappa=500$ 元。本文在 MATLAB 软件中调用 CPLEX 商用求解器对模型进行求解。

本文利用 2018 年 1 月至 2019 年 12 月泰州市多个风光电厂实际出力数据, 通过 TVD 模型拟合得到典型场景以及相应的概率, 拟合出各时间断面的新能源电场出力数据见图 3。在现有电网中, 负荷预测水平已经达到较高水平, 本文假设周期内负荷功率为确定值。负荷数据见附录 B 表 B3。

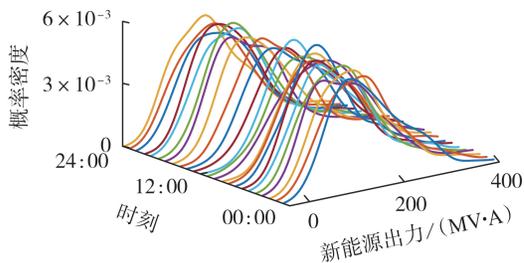


图 3 各时间断面新能源出力概率密度曲线

Fig.3 Curve of probability density of new energy output in each time section

4.2 规模化新能源接入下受端电网多种调峰组合方式评估

本文通过将调峰手段排列组合形成多种调峰方式, 具体调峰组合方式见表 1。其中, 深度调峰为火电调峰机组的最低调峰深度由 55% 下降为 40%, 最

大允许弃风弃光率为 5%。

表 1 调峰组合方式

Table 1 Combination modes of peak shaving			
组合方式	深度调峰	直流输电功率调节	弃风弃光
0	×	×	×
1	√	×	×
2	×	√	×
3	×	×	√
4	√	√	×
5	√	×	√
6	×	√	√
7	√	√	√

注: “√”表示采用该调峰方式, “×”表示不采用该调峰方式。

在中渗透率场景下, 不同调峰组合方式对受端电网调峰容量的影响如图 4 所示。

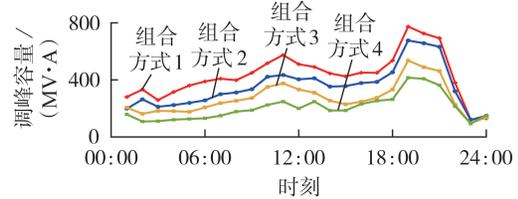


图 4 不同调峰组合方式下系统调峰容量的变化情况曲线

Fig.4 Curves of peaking capacity of system under different combination modes of peak shaving

由图 4 可知, 随着调峰方式的增加, 系统的调峰容量和新能源的渗透率也相应增加。具体而言, 在组合方式 1 中增大系统常规火电机组的调峰深度, 在负荷低谷时段对新能源的消纳提升明显, 总调峰容量增加约 8%; 组合方式 4 中跨区直流功率调节的加入对规模化新能源并网系统的调峰能力的改善效果最突出, 新能源渗透率能比直流功率调节前增加 100%; 而适当的弃风弃光对缓解调峰压力也起着积极作用, 调峰容量相比弃风弃光前增加 50%。

在高渗透率场景下采用组合方式 7 进行测试, 直流功率调节对受端电网等效负荷峰谷差的改善情况如图 5 所示。

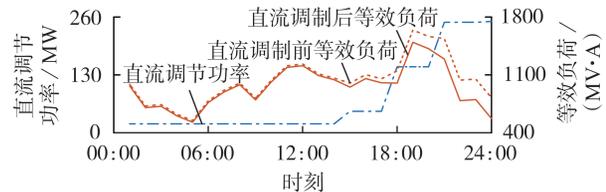


图 5 高渗透率场景下直流输电功率调节变化图

Fig.5 Change diagram of DC transmission power adjustment in high penetration rate scenario

由图 5 可知, 在 17:00—24:00 负荷高峰时段输入直流功率较高, 在凌晨负荷低谷时段直流输电功率较低。调节跨区直流联络线输送功率相比定功率传输能够更快速响应系统负荷变化, 减少系统约

10%的等效负荷峰谷差,发挥了跨区直流输电功率调节的调峰潜力,从而为新能源消纳提供更大空间,增大了受端电网调峰裕度,也为提升电网经济效益、节能减排发挥重要作用。

在不同渗透率场景下,比较组合方式1和组合方式5的机组启停费用情况如表2所示。

表2 不同渗透率场景下弃风弃光对机组启停费用的影响
Table 2 Effect of wind and light abandonment on unit start-up and shut-down costs under different penetration rate scenarios

组合方式	机组启停费用/元		
	低渗透率	中渗透率	高渗透率
1	1735.7	1822.0	1953.3
5	1635.3	1715.3	1772.3

由表2可见,在低渗透率场景下,组合方式5的机组启停费用相比组合方式1下降了6.1%;而在高渗透率场景下,这一降幅达到了10%。由此可知,采用弃风弃光的方式能够有效降低机组的启停费用,且新能源渗透率越高,其对机组启停费用的削减程度越大。

采用客观熵权法计算得到总成本、调峰容量、环境污染3个评估指标的权重 σ 分别为1.764 815、1.762 139、1.771 24。对各调峰组合方式进行综合评估得到结果如表3所示。

表3 不同渗透率场景下各调峰方式的综合评估结果
Table 3 Comprehensive evaluation results of each peak shaving methods under different penetration rate scenarios

组合方式	综合评估结果值		
	低渗透率	中渗透率	高渗透率
1	0.150	0.146	0.172
2	0.143	0.130	—
3	0.136	0.133	0.154
4	0.145	0.141	0.171
5	0.148	0.154	0.168
6	0.139	0.138	0.147
7	0.138	0.157	0.187

由表3可知,在低渗透率场景下,受端电网调峰压力较小,采取组合方式1的效果最好,这是由于此时调峰压力较小,采取深度调峰已能够满足调峰需求,降低了因弃风弃光和直流功率调节所造成的经济成本;在中渗透率场景下,采取组合方式7的效果最好,此情况下若采取组合方式4,则在新能源出力高峰的时段,需要常规机组部分停机,同时增大跨区直流输电功率来维持受端电网功率平衡,当新能源发电功率下降时,跨区直流输电功率不能在短时间内减小,依然保持较高的水平,相比弃风弃光会导致更大的经济成本;在高渗透率场景下,由于直流输电功率调节难以快速响应规模化新能源出力的波动

性,采用组合方式2不能满足受端电网的调峰需求,此时采用组合方式7的效果最好。

5 结论

本文针对受端电网特性,建立了规模化新能源接入下受端电网采取多种调峰组合方式参与调峰的综合评估模型,分析了规模化新能源出力特性对受端电网运行的影响,最后从经济效益、调峰能力、环境效益3个层面对各调峰组合方式进行了综合评估,得到了如下结论:

(1)多种调峰组合方式能够有效缓解受端电网调峰压力,在负荷低谷时段,增大常规火电机组的调峰深度能够有效减少机组启停次数,提高经济性;

(2)当高渗透新能源接入受端电网时,调节跨区直流输电功率来响应等效负荷变化,增大了调峰容量,相比传统的定功率直流输电模式能够有效发挥受端电网调峰潜力;

(3)从经济效益、调峰能力、环境效益3个层面综合考虑,在新能源渗透率较低的情况下,采取深度调峰的方式效果最好,而在高渗透新能源并网时,最佳的调峰策略是采取跨区直流输电功率调节、深度调峰、弃风弃光组合的方式。

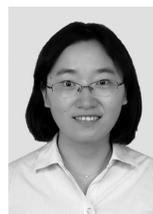
附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 徐熙林,宋依群,姚良忠,等. 高比例可再生能源受端区域电网调峰的出力网际分配[J]. 电力自动化设备,2017,37(8):43-51.
XU Xilin, SONG Yiqun, YAO Liangzhong, et al. High-rate renewable energy receiving peak distribution of regional power grid peak distribution[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(8):43-51.
- [2] 陈亚博,盛戈峰,黎建,等. 含光伏和风电的电力系统随机生产模拟[J]. 电力系统及其自动化学报,2015,27(5):1-6.
CHEN Yabo, SHENG Gehao, LI Jian, et al. Random production simulation of power system containing photovoltaic and wind power[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2015, 27(5):1-6.
- [3] 张振宇,王文倬,张钢,等. 基于非时序模型的新能源消纳能力评估方法[J]. 电力系统自动化,2019,43(20):24-30.
ZHANG Zhenyu, WANG Wenzhuo, ZHANG Gang, et al. New energy consumption capacity assessment method based on non-sequence model[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(20):24-30.
- [4] 侯婷婷,姜素华,吴耀武,等. 含大型风电场的电力系统调峰运行特性分析[J]. 电工技术学报,2013,28(5):105-111.
HOU Tingting, LOU Suhua, WU Yaowu, et al. Analysis of peaking operation characteristics of power system with large wind farm[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2013, 28(5):105-111.
- [5] 董超,张彦涛,刘嘉宁,等. 考虑火电机组深度调峰的实时发电计划模型及应用[J]. 电力自动化设备,2019,39(3):108-113.
DONG Chao, ZHANG Yantao, LIU Jianing, et al. Real-time generation scheduling model and its application considering

- deep peak regulation of thermal power units[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(3): 108-113.
- [6] 林刚,田欣雨. 基于火电机组分级深度调峰的电力系统经济调度及效益分析[J]. 电网技术, 2017, 41(7): 2255-2263.
LIN Li, TIAN Xinyu. Economic dispatching and benefit analysis of power system based on deep peak shaping of thermal power plant component levels[J]. Power System Technology, 2017, 41(7): 2255-2263.
- [7] ZOU P, CHEN Q X, Xia Q, et al. Evaluating the contribution of energy storages to support large-scale renewable generation in joint energy and ancillary service market[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2016, 7(2): 808-818.
- [8] 陈厚合,杜欢欢,张儒峰,等. 考虑风电不确定性的混合储能容量优化配置及运行策略研究[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(8): 174-182, 188.
CHEN Houhe, DU Huanhuan, ZHANG Rufeng, et al. Optimal capacity configuration and operation strategy of hybrid energy storage considering uncertainty of wind power[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(8): 174-182, 188.
- [9] 杨朋朋,张修平,王明强,等. 计及调峰能力的风光储联合系统优化调度[J]. 电力建设, 2019, 40(9): 124-130.
YANG Pengpeng, ZHANG Xiuping, WANG Mingqiang, et al. Optimized scheduling of wind and light storage combined system considering peaking capacity[J]. Power Construction, 2019, 40(9): 124-130.
- [10] 钟海旺,夏清,丁茂生,等. 以直流联络线运行方式优化提升新能源消纳能力的新模式[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(3): 36-42.
ZHONG Haiwang, XIA Qing, DING Maosheng, et al. A new model for optimizing the capacity of new energy consumption by DC link operation mode[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(3): 36-42.
- [11] TANG Chenghui, XU Jian, SUN Yuanzhang, et al. Look-ahead economic dispatch with adjustable confidence interval based on a truncated versatile distribution model for wind power[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(2): 1755-1767.
- [12] 赵康宁,蒲天骄,王新迎,等. 基于改进贝叶斯神经网络的光伏出力概率预测[J]. 电网技术, 2019, 33(2): 4377-4386.
ZHAO Kangning, PU Tianjiao, WANG Xinying, et al. Probability prediction of photovoltaic output based on improved Bayesian neural network[J]. Power System Technology, 2019, 43(12): 4377-4386.
- [13] 牛东晓,李建锋,魏林君,等. 跨区电网中风电消纳影响因素分析及综合评估方法研究[J]. 电网技术, 2016, 40(4): 1087-1093.
NIU Dongxiao, LI Jianfeng, WEI Linjun, et al. Analysis of factors affecting wind power consumption in inter-regional power grids and research on comprehensive evaluation methods[J]. Power System Technology, 2016, 40(4): 1087-1093.
- [14] 李升,卫志农,孙国强,等. 大规模光伏发电并网系统电压稳定分岔研究[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(1): 17-23.
LI Sheng, WEI Zhinong, SUN Guoqiang, et al. Voltage stability bifurcation of large-scale grid-connected PV system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(1): 17-23.
- [15] 曾雪婷,刘天琪,李茜,等. 基于动态调峰裕度的风电并网协调优化调度[J]. 电网技术, 2015, 39(6): 1685-1690.
ZENG Xueting, LIU Tianqi, LI Qian, et al. Coordinated optimal scheduling of wind power based on dynamic peak shading margin[J]. Power System Technology, 2015, 39(6): 1685-1690.
- [16] 崔杨,杨志文,仲悟之,等. 降低硫磺排放的含储热热电联产机组与风电联合调度策略[J]. 电网技术, 2018, 42(4): 1063-1070.
CUI Yang, YANG Zhiwen, ZHONG Wuzhi, et al. Joint scheduling strategy of combined heat and power generation unit with storage and wind power to reduce sulfur and nitrate emissions[J]. Power System Technology, 2018, 42(4): 1063-1070.
- [17] 卢艺,卢苑,梁俊文,等. 含抽水蓄能电网安全约束机组组合问题的混合整数线性规划算法[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(3): 39-47.
LU Yi, LU Yuan, LIANG Junwen, et al. A mixed integer linear programming algorithm for safety constrained unit commitment problem with pumped storage power grid[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(3): 39-47.
- [18] 宁阳天,罗翠云,赵梓淇,等. 计及核电调峰的新能源电力系统两阶段随机优化调度[J]. 电力工程技术, 2020, 39(2): 66-74, 126.
NING Yangtian, LUO Cuiyun, ZHAO Ziqi, et al. A two-stage stochastic optimization for power system nuclear power plants participating in peak regulation with the consideration of renewable energy uncertainty[J]. Electric Power Engineering Technology, 2020, 39(2): 66-74, 126.
- [19] 崔杨,赵玉,邱丽君,等. 改善受端电网调峰裕度的特高压直流外送风火协调调度[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(15): 126-132.
CUI Yang, ZHAO Yu, QIU Lijun, et al. Coordinated scheduling of UHVDC outgoing fire and fire with improved peaking margin of power grid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(15): 126-132.
- [20] CHARNES A, COOPER W. Chance-constrained programming[J]. Management Science, 1959, 6(1): 73-79.
- [21] 杨肖虎,罗剑波,郁琛,等. 适应大规模新能源并网的电力系统备用配置及优化综述[J]. 电力工程技术, 2020, 39(1): 10-20, 63.
YANG Xiaohu, LUO Jianbo, YU Chen, et al. Review of power system reserve configuration and optimization for large-scale renewable energy integration[J]. Electric Power Engineering Technology, 2020, 39(1): 10-20, 63.
- [22] LUBIN M, DVORKIN Y, BACKHAUS S. A robust approach to chance constrained optimal power flow with renewable generation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(5): 3840-3849.
- [23] 黄大荣,陈长沙,孙国玺,等. 电力变压器故障的客观熵权识别及诊断方法[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(12): 206-211.
HUANG Darong, CHEN Changsha, SUN Guoxi, et al. Objective entropy weight identification and diagnosis of power transformer faults[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(12): 206-211.
- [24] 郑宇,赵俊华,孟科,等. 计及碳交易机制的电力系统随机优化调度[J]. 电力建设, 2017, 38(6): 21-27.
ZHENG Yu, ZHAO Junhua, MENG Ke, et al. Stochastic optimization of power system scheduling with carbon trading mechanism[J]. Electric Power Construction, 2017, 38(6): 21-27.

作者简介:



孙蓉

孙蓉(1979—),女,江苏南京人,研究员级高级工程师,博士研究生,主要研究方向为电力系统分析、新能源并网技术(E-mail: sun_rong2012@163.com);

张诚之(1997—),男,浙江杭州人,硕士研究生,主要研究方向为新能源调峰、虚拟电厂(E-mail: 771409873@qq.com)。

(编辑 李莉)

(下转第163页 continued on page 163)

Evaluation of feeder available capacity considering demand response

SUN Weiqing, HUANG Fuquan, ZHANG Wei

(School of Mechanical Engineering, University of Shanghai for Science and Technology, Shanghai 200093, China)

Abstract: Demand response is an important means to adjust user load. The peak load of system can be reduced and more users can be accepted by peak load shifting. Therefore, it is necessary to carry out the research on evaluation of feeder available capacity considering demand response. The influence of different demand responses on feeder available capacity is analyzed. The response model is established according to different demand response implementation mechanisms, which aims to maximize the user's benefit. Then, based on feeder section transfer, the evaluation model of feeder available capacity is established by taking the demand response and actual load distribution into consideration comprehensively. The influence of different demand responses on available capacity and its mechanism are compared and analyzed according to the example. Results show that when considering demand response, reserve capacity of system at peak load time and load switching pressure during $N-1$ failure can be effectively reduced, and feeder available capacity can be fully exploited.

Key words: distribution network; available capacity; $N-1$ criterion; feeder section transfer; demand response

(上接第 155 页 continued from page 155)

Comprehensive evaluation of receiving end grid peak shaving modes under background of large-scale new energy

SUN Rong^{1,2}, ZHANG Chengzhi¹, CHEN Bing², LIAO Xingxing¹, SUN Guoqiang¹,
ZANG Haixiang¹, WEI Zhinong¹

(1. College of Energy and Electrical Engineering, Hohai University, Nanjing 211100, China;

2. Electric Power Research Institute of State Grid Jiangsu Electric Power Company, Nanjing 211103, China)

Abstract: The problem of peak shaving of the receiving end grid is gradually exposed under the connection of large-scale new energy, and it is necessary to comprehensively evaluate and study its peak shaving means and effects. So a comprehensive evaluation method for the combination of multiple peak shaving modes of the receiving end grid under the connection of large-scale new energy is proposed. Firstly, according to the actual data of wind power and photovoltaic farms, a truncated versatile distribution model is used to fit the output of new energy. Secondly, the peak shaving mode and peak shaving capacity evaluation index system of the receiving end grid are established, and the ability evaluation model for multiple combination modes participating in peak shaving is proposed and solved by stochastic programming and heuristic algorithms. Finally, the objective entropy weight method is used to comprehensively evaluate various combination modes of peak shaving, and the recommendations of optimal combination mode under different new energy penetration rate scenarios are obtained. The IEEE 57-bus system is taken as an example to verify the effectiveness and practicability of the proposed method.

Key words: receiving end grid; large-scale new energy; truncated versatile distribution model; combination modes of peak shaving; comprehensive evaluation

附录 A

本文所构建模型的目标函数中,火电机组发电成本 $f_{G,i,l}(t) = au_{i,t} + bP_{G,i}(t) + cP_{G,i}^2(t)$ 为非线性,采用分段线性化函数进行近似^[17],将其分成 M 段来线性逼近,每一段引入一个状态变量 $B_{G,i,j}(t)$ 和一个连续变量 $P_{G,i,j}(t)$, 即:

$$f_{G,i,l}(t) = \sum_{j=1}^M (\alpha_{i,j} P_{G,i,j}(t) + \beta_{i,j} B_{G,i,j}(t)) \quad (A1)$$

$$\begin{cases} \alpha_{i,j} = \frac{F_{i,t}(P_{G,i,j+1}) - F_{i,t}(P_{i,j})}{P_{i,j+1} - P_{i,j}} \\ \beta_{i,j} = F(P_{G,i,j}) - P_{G,i,j} \alpha_{i,j} \\ P_{G,i,j} B_{i,j}(t) \leq P_{G,i,j}(t) \leq P_{G,i,j+1} B_{i,j}(t) \\ u_{i,t} = \sum_{j=1}^M B_{i,j}(t) \leq 1 \\ P_{G,i,j} = \sum_{j=1}^M P_{G,i,j}(t) \end{cases} \quad (A2)$$

其中, $\alpha_{i,j}$ 和 $\beta_{i,j}$ 分别为机组 i 发电费用的第 j 段分段线的斜率和等效截距; $P_{G,i,j}$ 为机组 i 出力的第 j 个分段点; $P_{G,i,j}(t)$ 为 t 时段机组 i 第 j 段的出力; $B_{i,j}(t)$ 为 t 时段机组 i 第 j 段的运行状态。

本文通过分段线性化函数将目标函数近似为线性函数,从而将混合整数非线性规划模型转化成混合整数线性规划模型,可用分支定界法进行求解。

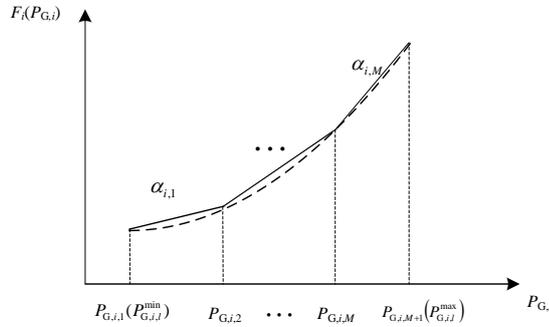


图 A1 发电费用曲线的分段线性化

Fig.A1 Piecewise linearization of generation cost curve

附录 B

表 B1 机组参数

Table B1 Unit parameters

机组编号	$P_{G,i}^{\max}$ /MW	$P_{G,i}^{\min}$ /MW	最小开机时间/h	最小关机时间/h	初始状态	持续时间/h
1	575.9	287.9	3	3	0	2
2	300	150	2	3	1	2
3	240	120	3	3	1	2
4	300	150	3	3	1	2
5	550	275	3	3	0	1
6	300	150	3	3	1	1
7	410	205	3	3	0	2

表 B2 直流输电功率调节参数

Table B2 DC transmission power adjustment parameters

功率上限/MW	功率下限/MW	电量/(MW h)	最大调节次数	状态保持时间/h
250	20	6 000	6	3

表 B3 负荷参数

Table B3 Load parameters

时段	负荷/MW	时段	负荷/MW
1	909.8	13	909.8
2	848.6	14	848.6
3	805.6	15	805.6
4	744.3	16	744.3
5	706.9	17	706.9
6	741.3	18	741.3
7	805.0	19	805.0
8	920.7	20	920.7
9	932.6	21	932.6
10	1 083.5	22	1 083.5
11	1 120.6	23	1 120.6
12	1 190.0	24	1 190.0