

节点风电全边际运行价值研究

江岳文^{1,2,3}, 吕 隽¹

1. 福州大学 电气工程与自动化学院, 福建 福州 350108;
2. 智能配电网装备福建省高校工程研究中心, 福建 福州 350100;
3. 福建省电器智能化工程技术研究中心, 福建 福州 350108)

摘要:风电价值量化对于风电发展至关重要。提出节点风电边际价值的概念;考虑风电对能耗、排放、备用、线路潮流及系统网损的影响,提出一种更为全面的风电边际价值评估方法,包括风电能耗价值、环境价值、备用价值、网络传输价值和网损价值5个部分;以系统运行成本最小为目标,建立改进的经济调度优化模型;对模型进行线性化处理,并利用拉格朗日函数计算得到风电全边际运行价值。算例分析并网位置、风电出力 and 负荷水平等因素对风电价值的影响,结果验证了所提方法的有效性。

关键词:风电;节点边际价值;优化运行;价值评估;传输裕度

中图分类号:TM 614

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202109002

0 引言

大规模风电并网会对电力系统造成重大影响,因此风电全价值的量化对于系统各方主体都至关重要:对于市场决策者,有利于其制定合理的出清电价机制以实现资源优化配置;对于调度方,有利于其从价值的角度合理安排风电调度和弃风顺序;对于电网规划者,可以使其明确风电并网点和并网容量;对于风电投资者,有利于其评估合适的装机容量。

对于某一具体的运行状态,风力发电带来的价值可能是正面的,也可能是负面的。风电并网可以减少煤耗和碳排放^[1],但由于风电出力的不确定性,风电并网会使得备用成本增加^[2],此外风电会对网损和线路负荷产生正面或负面的影响^[3]。风电全价值是上述价值的代数和。

目前已有较多文献对风电的价值评估进行了探讨。文献[4-6]使用统计分析方法对风电价值进行分析,包括风电对能耗、碳排放和备用成本的价值,但其所获得的是中长期风电价值,无法对风电运行价值进行动态实时评估。为此,一些学者使用优化调度方式评估风电价值。文献[7]利用等电量负荷变换构建调度模型,对风电价值进行测算,但其仅考虑风电带来的能耗价值。文献[8]基于风电波动成本对风电品质进行分段,构建优化调度模型求解系统运行总成本,以期从经济性角度揭示风电的价值,但其未对风电的实时运行全价值进行分析。

风电价值受不同节点位置、不同风电接纳水平等复杂因素的影响。文献[4-8]没有对日以上时间

单位内风电场总体价值进行动态实时评估,且分析的风电运行价值不够全面,此外,这些文献都没有分析风电场的运行边际价值。在实时运行时,调度 and 市场运营更关注的是不同风电接纳水平下特定节点上的风电场动态价值。节点边际价值从时间和空间2个维度反映了实际系统运行成本^[9],通过边际价值可给出动态的经济信号,分析具体运行状态下价值变化所引起的总目标变化,引导市场主体做出合理判断。目前已有学者将边际价值与风电价值评估相结合,但其仅对风电的长期边际价值进行了研究^[10-11]。对于实时价值评估,文献[12]在节点边际电价中引入风电不确定性分量作为价格信号,分析不同位置风力发电对系统成本的影响;文献[13]采用边际定价法推导风储的能量价格及备用服务价格因子。但上述文献均未对风电价值进行全面分析。

综上,现有关于风电价值评估的研究难以动态实时评估风电的全面价值,不利于含高比例风电系统的优化运行。为此,本文基于节点边际价值理论,提出一种更为合理有效的风电价值评估方法,将风电价值分为能耗价值、环境价值、备用价值、网络传输价值和网损价值5个部分,以获得更为全面、准确的节点风电价值评估结果。

1 风电的全价值分析

1) 风电的能耗价值。

风电并网所带来的价值主要体现在节约煤炭等不可再生能源的消耗,减少因为煤的燃烧而产生的SO₂、NO_x、CO₂、CO、粉煤灰、炉渣和悬浮颗粒物对环境造成的污染。风电的上述价值为其正面运行价值。

风电场 k 的能耗价值 $V^{k,W,E}$ 为:

$$V^{k,W,E} = \sum_{m \in G} \sum_{d=1}^{N^{W,E}} b_{d,m} p_{d,m}^{GG} - \sum_{m \in G} \sum_{d=1}^{N^{W,E}} b_{d,m} p_{d,m}^G \quad (1)$$

收稿日期:2020-11-25;修回日期:2021-07-07

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51707040)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51707040)

式中: G 为常规发电机组集合; $N^{W,E}$ 为购电报价分段数; $b_{d,m}$ 为常规发电机组 m 第 d 段的报价; $p_{d,m}^{GG}$ 为不含风电场 k 的常规发电机组 m 第 d 段的竞标出力; $p_{d,m}^G$ 为含风电场 k 后的常规发电机组 m 第 d 段的竞标出力。

2) 风电的环境价值。

风电场 k 的环境价值 $V^{k,W,P}$ 可以表示为:

$$V^{k,W,P} = \sum_{e=1}^{N_e} q_e p_e P_k^W \quad (2)$$

式中: N_e 为污染源的数量; q_e 为不同火电发电机组发 1 MW·h 电量所产生的第 e 种污染源的量的平均值, 单位为 kg / (MW·h); p_e 为治理第 e 种污染源的平成本, 单位为元 / kg; P_k^W 为风电场 k 的出力。

3) 风电的备用价值。

由于风电的间歇性, 风电机组输出功率具有很强的随机性和波动性, 这将对电网的频率和电压稳定性造成不良影响。为了确保风电并网后电网的稳定运行, 通常需要增加一定的备用容量以应对风电的不确定性。备用容量的增加产生了并网附加成本, 因此, 风电的备用价值为一负面价值。

系统的备用出清价格往往会随着备用容量需求的增加单调非递减, 本文将备用出清价格表示为与备用容量需求有关的一次函数, 如式(3)所示。其他类型需求价格函数通过分段线性化处理后仍然适用于本文模型。

$$\rho^S = a^S + b^S P^S \quad (3)$$

式中: ρ^S 为备用出清价格; a^S 、 b^S 为备用成本的价格系数; P^S 为系统对备用的需求量。

系统对备用的需求量主要取决于负荷和风电的预测精度, 一般按负荷和风电的一定比例留取, 即:

$$P^S = \sum_{n \in L^{\text{load}}} P_n^L r_L + \sum_{k \in W} P_k^W r_k : \lambda_1^S \quad (4)$$

式中: L^{load} 为负荷节点集合; P_n^L 为负荷 n 的大小; r_L 为因负荷预测误差导致的对系统备用需求的比例; W 为并网风电场集合; r_k 为因风电场 k 风电预测误差导致的对系统备用需求的比例, 由于每座风电场风资源规律性和预测精度不同, 需要的备用资源也不同, 因此风电场预留备用以每座风电场为计量单元; “:” 表示对应关系, 后同; λ_1^S 为将式(4)作为等式约束对应的拉格朗日乘子, 且有 $\lambda_1^S \geq 0$ 。

则系统备用成本 $C^{W,L,S}$ 为:

$$C^{W,L,S} = a^S P^S + b^S (P^S)^2 \quad (5)$$

4) 风电的网络传输价值。

若某一风电场的并网能提供逆向潮流, 使得电网中某些线路的传输裕度增加, 则该风电场对系统线路传输能力产生正面网络价值, 特别是对重载荷线路; 反之, 若该风电场的并网增加了某些线路的传输功率, 使得一些线路特别是重载荷线路的传输裕

度进一步减少, 则该风电场对系统线路传输能力产生负面网络价值。当然, 无论是正面网络价值还是负面网络价值, 考虑重载荷线路更具有实际意义和运行价值。

线路 ij 的传输裕度 r_{ij}^W 为:

$$r_{ij}^W = 1 - h_{ij} / F_{ij}^{\max} \quad h_{ij} \geq 0 : \lambda_{1,ij}^{W,T} \quad (6)$$

$$h_{ij} = \sum_{k \in W} R_{ij-k} P_k^W + \sum_{m \in G} T_{ij-m} P_m^G - \sum_{n \in L^{\text{load}}} H_{ij-n} P_n^L : \lambda_{ij}^h \quad (7)$$

式中: h_{ij} 为线路 ij 上的潮流, 通过直流潮流可将其表示为如式(7)所示, $ij \in \Phi$, Φ 为所有线路集合; $F_{ij}^{\max}$ 为线路 ij 上的最大传输容量; R_{ij-k} 、 T_{ij-m} 、 H_{ij-n} 分别为风电场 k 、常规发电机组 m 、负荷 n 对线路 ij 传输容量灵敏度; P_m^G 为常规发电机组 m 的出力; $\lambda_{1,ij}^{W,T}$ 、 λ_{ij}^h 分别为将式(6)和式(7)作为等式约束相对应的拉格朗日乘子。

将风电场 k 并网前线路 ij 的传输裕度记为 r_{ij} , 其值可由式(6)计算得出, 当 $r_{ij} \leq \alpha$ (α 为重载荷线路占比) 时, 认为线路 ij 是重载荷线路。根据电网的实际运行情况, α 可以取不同的值, 如取 $\alpha = 0.1$, 表示线路传输裕度达到 90% 的线路传输容量时认为线路是重载荷线路。当风电场 k 并网后, 若原重载荷线路 ij 的传输裕度满足 $r_{ij}^W - r_{ij} > 0$, 则风电场 k 在线路 ij 上将产生正面网络价值。为了简化分析问题, 令:

$$V_{ij}^{k,W,T,+} = r_{ij}^W - r_{ij} \quad (8)$$

式中: $V_{ij}^{k,W,T,+}$ 为风电场 k 在线路 ij 上产生的正面网络价值。

反之, 若 $r_{ij}^W - r_{ij} \leq 0$, 则风电场 k 在线路 ij 上产生负面网络价值 $V_{ij}^{k,W,T,-}$, 令:

$$V_{ij}^{k,W,T,-} = \gamma_{ij} (r_{ij}^W - r_{ij}) \quad (9)$$

式中: γ_{ij} 为针对线路 ij 的一个安全因子系数, 其值一般大于等于 1, 当系统可靠性要求比较高, 特别是线路载荷比例较高、系统安全裕度下降时, 其值可以远大于 1, 以表示若继续加剧重载荷线路 ij 的潮流则风电场的负面价值越大。

如果风电场 k 并网后出现新的重载荷线路 ij , 即 $r_{ij}^W \leq \alpha$, 则风电场 k 在线路 ij 上产生的负面网络价值为 $V_{ij}^{k,W,T,N,-}$, 令:

$$V_{ij}^{k,W,T,N,-} = \gamma_{ij} (r_{ij}^W - \alpha) \quad (10)$$

如果风电场并网没有使原重载荷线路减载、加载或出现新的重载荷线路, 则该风电场的网络价值为 0。

综上, 对于风电场 k 并网前的重载荷线路和非重载荷线路, 风电场 k 并网后在该线路上产生的网络价值 $V_{ij}^{k,W,T}$ 分别如式(11)和式(12)所示。

$$V_{ij}^{k,W,T} = \begin{cases} \gamma_{ij} (r_{ij}^W - r_{ij}) & 0 \leq r_{ij}^W \leq r_{ij}, ij \in \Omega \subseteq \Phi \\ r_{ij}^W - r_{ij} & r_{ij}^W < r_{ij}^W \leq 1, ij \in \Omega \subseteq \Phi \end{cases} \quad (11)$$

$$V_{ij}^{k,W,T} = \begin{cases} \gamma_{ij} (r_{ij}^W - \alpha) & 0 \leq r_{ij}^W \leq \alpha, ij \notin \Omega \subseteq \Phi \\ 0 & \alpha < r_{ij}^W \leq 1, ij \notin \Omega \subseteq \Phi \end{cases} \quad (12)$$

式中: Ω 为重载荷线路集合。

5) 风电的网损价值。

风电场并网有可能使系统总的网损增加或减少,如果风电场 k 并网使得系统总的网损减少,则其具有网损正面价值,否则具有网损负面价值,系统总的网损为所有线路网损之和。

为了计算线路 ij 的网损,需要将其以交流潮流表示,记为 h_{ij}^A :

$$h_{ij}^A = g_{ij}(v_i^2 - v_i v_j \cos \theta_{ij}) - b_{ij} v_i v_j \sin \theta_{ij} \quad ij \in \Phi \quad (13)$$

式中: g_{ij} 、 b_{ij} 分别为线路 ij 串联支路的电导与电纳; v_i 、 v_j 分别为节点 i 、 j 的电压幅值; θ_{ij} 为线路 ij 两端节点的电压相角差。

线路 ij 两端节点的电压相角差 θ_{ij} 通常非常小,正常运行时电压基本在额定值附近,因此近似有 $\sin \theta_{ij} \approx \theta_{ij}$ 、 $\cos \theta_{ij} \approx 1 - \theta_{ij}^2/2$ 、 $v_i \approx 1$ p.u.、 $v_j \approx 1$ p.u.。线路 ij 的损耗 P_{ij}^{loss} 可以表示为:

$$P_{ij}^{\text{loss}} = h_{ij}^A + h_{ji}^A = g_{ij}(v_i^2 + v_j^2 - 2v_i v_j \cos \theta_{ij}) \approx g_{ij} \left[v_i^2 + v_j^2 - 2v_i v_j \left(1 - \frac{\theta_{ij}^2}{2} \right) \right] \approx g_{ij} \theta_{ij}^2 \quad (14)$$

根据直流潮流方程有:

$$h_{ij} = -b_{ij} \theta_{ij} \quad (15)$$

则线路 ij 的网损为:

$$P_{ij}^{\text{loss}} = g_{ij} (h_{ij}/b_{ij})^2 \quad (16)$$

2 节点风电边际价值模型及求解

2.1 模型

为了充分挖掘风电的价值,实现社会效益的最大化,以全系统运行成本 F 最小为优化调度目标,建立以下最优潮流模型。

目标函数为:

$$\min F = \sum_{m \in G} \sum_{d=1}^{N_{W,E}} b_{d,m} P_{d,m}^G - V^{k,W,P} + C^{W,L,S} \quad (17)$$

式中: $\sum_{m \in G} \sum_{d=1}^{N_{W,E}} b_{d,m} P_{d,m}^G$ 为购电成本; $V^{k,W,P}$ 为因风电场 k 并网而减少的环保成本。即使没有风电并网,为了应对负荷的随机性,系统仍然需要一定的备用;风电并网后,系统的备用容量需求增加,这使得备用成本上升。

约束条件如下。

1) 环境成本约束。

$$V^{k,W,P} = \sum_{e=1}^{N_e} q_e P_e P_k^W : \lambda^{W,P} \quad (18)$$

式中: $\lambda^{W,P}$ 为对应的拉格朗日乘子,且有 $\lambda^{W,P} \geq 0$ 。

2) 考虑网损的功率平衡约束。

$$\sum_{m \in G} P_m^G + \sum_{k \in W} P_k^W - \sum_{n \in L^{\text{load}}} P_n^L = \sum_{ij \in \Phi} P_{ij}^{\text{loss}} : \lambda_1 \quad (19)$$

式中: λ_1 为对应的拉格朗日乘子,且有 $\lambda_1 \geq 0$ 。

3) 潮流越限约束。

$$0 \leq h_{ij} \leq F_{ij}^{\text{max}} : \mu_{ij}^-, \mu_{ij}^+ \quad (20)$$

式中: μ_{ij}^+ 、 μ_{ij}^- 分别为上、下限对应的拉格朗日乘子,且有 $\mu_{ij}^+ \geq 0$ 、 $\mu_{ij}^- \geq 0$ 。

4) 常规发电机组出力约束。

$$P_m^{G,\min} \leq P_m^G \leq P_m^{G,\max} : g_m^{G-}, g_m^{G+} \quad (21)$$

式中: $P_m^{G,\min}$ 、 $P_m^{G,\max}$ 分别为常规发电机组 m 的最小、最大出力; g_m^{G-} 、 g_m^{G+} 为对应的拉格朗日乘子,且有 $g_m^{G-} \geq 0$ 、 $g_m^{G+} \geq 0$ 。

5) 节点风电出力约束。

$$0 \leq P_w^W \leq P_w^{W,\max} \quad w \in W, w \neq k : g_w^{W-}, g_w^{W+} \quad (22)$$

式中: $P_w^{W,\max}$ 为风电场 w 的最大出力; k 为待评估边际价值的风电场编号; g_w^{W-} 、 g_w^{W+} 为对应的拉格朗日乘子,且有 $g_w^{W-} \geq 0$ 、 $g_w^{W+} \geq 0$ 。

6) 备用容量约束。即运行中的机组提供的备用需满足:

$$\sum_{m \in G} (P_m^{G,\max} - P_m^G) \geq P^S : \theta_u \quad (23)$$

$$\sum_{m \in G} (P_m^G - P_m^{G,\min}) \geq P^S : \theta_d \quad (24)$$

式中: θ_u 、 θ_d 为对应约束的拉格朗日乘子,且有 $\theta_u \geq 0$ 、 $\theta_d \geq 0$ 。

7) 风电并网后网络传输价值约束。

$$\beta_{ij} \leq V_{ij}^{k,W,T} : \tau_{ij}^{W,T} \quad (25)$$

式中: β_{ij} 为根据电网实际运行状况所设定的阈值,且有 $-\gamma_{ij} \alpha \leq \beta_{ij} \leq 1$,根据风电并网前系统的潮流状态,如果有些线路负载率过高,接近传输极限,为了提高系统的安全性裕度,希望并网风电能在这些线路上提供逆向潮流,则 β_{ij} 的值可设置为大于等于0,风电在这些线路上的网络价值为正,反之, β_{ij} 的值可设置为小于0,此时风电在这些线路上的网络价值为负; $\tau_{ij}^{W,T}$ 为对应的拉格朗日乘子,且有 $\tau_{ij}^{W,T} \geq 0$ 。传输裕度和网络价值分别由式(6)和式(11)、(12)给出。

2.2 模型的线性化处理

由于上述目标和约束中存在非线性约束或多状态判断过程,不利于优化问题的高效求解,因此进一步利用下述方法进行线性化处理。

1) 分段报价线性化处理。

采用文献[14]的方法对分段报价进行线性化处理。当常规发电机组中标为最小出力时,报价取第一段报价,则常规发电机组 m 的购电成本为:

$$C_m = b_{1,m} P_m^{G,\min} + \sum_{d=1}^{N_{W,E}} b_{d,m} P_{d,m}^G \quad (26)$$

$$P_m^G = P_m^{G,\min} + \sum_{d=1}^{N_{W,E}} P_{d,m}^G : \lambda_m^G \quad (27)$$

$$0 \leq P_{d,m}^G \leq P_{d-1,m}^G - P_{d-1,m}^G : \delta_{d,m}^-, \delta_{d,m}^+ \quad (28)$$

式中: $P_{d,m}^G$ 为常规发电机组 m 出力的第 d 段分段点; λ_m^G 、 $\delta_{d,m}^-$ 、 $\delta_{d,m}^+$ 为对应约束的拉格朗日乘子,且有 $\lambda_m^G \geq 0$ 、 $\delta_{d,m}^- \geq 0$ 、 $\delta_{d,m}^+ \geq 0$ 。

$0, \delta_{d,m}^- \geq 0, \delta_{d,m}^+ \geq 0$ 。

采用与分段报价相同的方法对备用成本曲线进行分段线性化处理,具体约束条件见附录 A 式(A1)~(A6)。

则对分段报价和备用成本进行线性化处理后,目标函数为:

$$\min F = \sum_{m \in G} b_{1,m} P_m^{G, \min} + \sum_{d=1}^{N^{W,E}} b_{d,m} P_{d,m}^G - V^{W,P} + C_{\min}^{WL,S} + \sum_{d=1}^{N^S} P_d^S k_d^S \quad (29)$$

式中: $C_{\min}^{WL,S}$ 为最小备用成本; N^S 为备用成本曲线分段数; P_d^S 为备用第 d 段分段点; k_d^S 为备用成本曲线第 d 段斜率。

2) 网损线性化处理。

对式(16)进行线性化处理,原理及推导过程见附录 A 图 A1 及式(A7)~(A13)。

$$h_{ij} = \sum_{d=1}^{N^{\text{loss}}+1} w_{d,ij}^{\text{loss}} h_{d,ij} : \lambda_{1,ij}^{\text{loss}} \quad (30)$$

$$P_{ij}^{\text{loss}} = \sum_{d=1}^{N^{\text{loss}}+1} w_{d,ij}^{\text{loss}} P_{d,ij}^{\text{loss}} : \lambda_{2,ij}^{\text{loss}} \quad (31)$$

$$\sum_{d=1}^{N^{\text{loss}}+1} w_{d,ij}^{\text{loss}} = 1 : \lambda_{3,ij}^{\text{loss}} \quad (32)$$

$$\sum_{d=1}^{N^{\text{loss}}} z_{d,ij}^{\text{loss}} = 1 : \lambda_{4,ij}^{\text{loss}} \quad (33)$$

$$\begin{cases} 0 \leq w_{1,ij}^{\text{loss}} \leq z_{1,ij}^{\text{loss}} \\ \vdots \\ 0 \leq w_{d,ij}^{\text{loss}} \leq z_{d-1,ij}^{\text{loss}} + z_{d,ij}^{\text{loss}} \\ 0 \leq w_{d+1,ij}^{\text{loss}} \leq z_{d,ij}^{\text{loss}} + z_{d+1,ij}^{\text{loss}} \\ \vdots \\ 0 \leq w_{N^{\text{loss}}+1,ij}^{\text{loss}} \leq z_{N^{\text{loss}},ij}^{\text{loss}} \end{cases} : \rho_{d,ij}^{\text{loss-}}, \rho_{d,ij}^{\text{loss+}} \quad (34)$$

式中: N^{loss} 为网损分段数; $w_{d,ij}^{\text{loss}}$ 为线路 ij 上的潮流在第 d 段区间的占比; $h_{d,ij}$ 为线路 ij 上的潮流第 d 段分段点; $P_{d,ij}^{\text{loss}}$ 为线路 ij 的网损第 d 段分段点,由式(16)计算得到; $z_{d,ij}^{\text{loss}}$ 为标志位,是 0-1 变量; $\lambda_{1,ij}^{\text{loss}}, \lambda_{2,ij}^{\text{loss}}, \lambda_{3,ij}^{\text{loss}}, \lambda_{4,ij}^{\text{loss}}, \rho_{d,ij}^{\text{loss-}}, \rho_{d,ij}^{\text{loss+}}$ 为相应约束条件的拉格朗日乘子,且有 $\lambda_{1,ij}^{\text{loss}} \geq 0, \lambda_{2,ij}^{\text{loss}} \geq 0, \lambda_{3,ij}^{\text{loss}} \geq 0, \lambda_{4,ij}^{\text{loss}} \geq 0, \rho_{d,ij}^{\text{loss-}} \geq 0, \rho_{d,ij}^{\text{loss+}} \geq 0$ 。

使用与网损线性化相同的方法处理传输裕度公式,即对式(11)和式(12)进行分段线性化处理,具体的约束条件见附录 A 式(A14)~(A18)。

2.3 模型求解

本文采用基于节点边际电价的计算方法求解风电场 k 的边际价值,节点边际电价的计算方法见文献[9],上述线性优化模型可简写为:

$$\begin{cases} \min F \\ \text{s.t. } h_j(\mathbf{x}) = 0 \quad j = 1, 2, \dots, p \\ g_c(\mathbf{x}) \leq 0 \quad c = 1, 2, \dots, q \end{cases} \quad (35)$$

则构造广义的拉格朗日函数 L 为:

$$L(\mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda}, \boldsymbol{\mu}) = f(\mathbf{x}) - \sum_{j=1}^p \lambda_j h_j(\mathbf{x}) - \sum_{c=1}^q \mu_c g_c(\mathbf{x}) \quad (36)$$

式中: $\mathbf{x}$ 为未知变量向量; $f(\mathbf{x})$ 为目标函数; $h_j(\mathbf{x})$ 为第 j 个等式条件,共有 p 个等式条件; $g_c(\mathbf{x})$ 为第 c 个不等式条件,共有 q 个不等式条件; λ_j, μ_c 分别为对应等式条件、不等式条件的拉格朗日乘子; $\boldsymbol{\lambda}, \boldsymbol{\mu}$ 为相应的拉格朗日乘子向量。式(36)的具体展开式见附录 A 式(A19)。

在 MATLAB 中通过 YALMIP 工具箱调用 Gurobi 求解器,对上述线性规划问题进行求解,获得各拉格朗日乘子及该问题的最优解。

根据卡罗需-库恩-塔克 KKT (Karush-Kuhn-Tueker) 条件,在最优点处应该满足:

$$\frac{\partial L}{\partial h_{ij}} = \lambda_{ij}^h + \lambda_{1,ij}^{\text{loss}} - \mu_{ij}^- + \mu_{ij}^+ + \frac{\lambda_{1,ij}^{W,T}}{F_{ij}^{\max}} = 0 \quad (37)$$

$$\frac{\partial L}{\partial P^S} = -\lambda_1^S + \lambda_2^S + \theta_u + \theta_d = 0 \quad (38)$$

$$\frac{\partial L}{\partial r_{ij}^W} = \lambda_{1,ij}^{W,T} - \lambda_{3,ij}^{W,T} = 0 \quad (39)$$

式中: λ_2^S 为附录 A 式(A2)对应的拉格朗日乘子; $\lambda_{3,ij}^{W,T}$ 为附录 A 式(A13)对应的拉格朗日乘子。

风电场 k 并网的边际价值为在系统最优运行状态下,每增加单位风电出力使系统运行成本减少的值,因此风电场 k 并网的边际价值 V_k^{marginal} 为:

$$V_k^{\text{marginal}} = -\frac{\partial L}{\partial P_k^W} = \lambda^{W,P} \sum_{e=1}^{N_e} q_e P_e - \lambda_1^S r_k + \lambda_1 + \sum_{ij \in \Phi} \lambda_{ij}^h R_{ij-k} \quad (40)$$

则由式(37)~(39)可得出 $\lambda_{ij}^h, \lambda_1^S, \lambda_{1,ij}^{W,T}$, 将其代入式(40)可以得到风电场 k 并网的边际价值为:

$$V_k^{\text{marginal}} = \lambda^{W,P} \sum_{e=1}^{N_e} q_e P_e - r_k (\theta_u + \theta_d + \lambda_2^S) + \lambda_1 - \sum_{ij \in \Phi} \left(\lambda_{1,ij}^{\text{loss}} + \frac{\lambda_{3,ij}^{W,T}}{F_{ij}^{\max}} \right) R_{ij-k} + \sum_{ij \in \Phi} \mu_{ij}^- R_{ij-k} - \sum_{ij \in \Phi} \mu_{ij}^+ R_{ij-k} \quad (41)$$

式中: $\lambda^{W,P} \sum_{e=1}^{N_e} q_e P_e$ 为风电的环境价值; $r_k (\theta_u + \theta_d)$ 为备用越限分量对价值的影响; $r_k \lambda_2^S$ 为风电的备用价值; λ_1 体现风电的能耗价值; $\sum_{ij \in \Phi} \lambda_{1,ij}^{\text{loss}} R_{ij-k}$ 为风电的网损价值; $\sum_{ij \in \Phi} \frac{\lambda_{3,ij}^{W,T}}{F_{ij}^{\max}} R_{ij-k}$ 为风电并网网络价值; $\sum_{ij \in \Phi} (\mu_{ij}^- - \mu_{ij}^+) R_{ij-k}$ 为风电并网后引起的阻塞价值分量。

3 算例分析

3.1 参数设置

采用 MATPOWER 30 节点系统作为算例,常规

发电机组的技术出力参数如附录B表B1所示。总负荷水平为189.2 MW,传输裕度惩罚系数 $\gamma_{ij}=5$,负荷备用比例 $r_L=5\%$,风电备用比例 $r_k=20\%$,备用成本价格系数 $a^s=6.2$ 元/MW、 $b^s=25$ 元/MW²,重载线路占比 $\alpha=0.2$ 。污染物及污染成本如附录B表B2所示。由于希望在风电场 k 并网后不再新增重载线路,将风电场 k 并网前的非重载线路传输裕度阈值 β_{ij} 设为0;而对于风电场 k 并网前的重载线路,则希望风电场 k 并网后能在一定程度上减轻其重载程度,将 β_{ij} 设为0.1。按照现有现货市场设计规则,机组报价设为5段单调非递减模式,如附录B表B3所示。

3.2 案例讨论

3.2.1 并网位置对风电边际价值的影响

风电带来的价值与网架结构有关,在同一系统结构中,在不同节点接入风电产生的风电边际价值不同。假设风电出力为40 MW,在同一风电出力下计算不同节点的风电边际价值,结果如表1所示。

由表1可知,在不同节点接入风电改变了调度结果,从而改变了系统潮流,因此网损价值、网络传输价值、能耗价值及风电边际价值均不同,这为风电场规划时明确风电并网点和并网容量提供了价值指标。

3.2.2 风电出力对风电边际价值的影响

假设风电场在节点4并网,将风电出力从10 MW到60 MW等值递增,计算风电的最优接纳水平,并分析风电出力对风电边际价值的影响,结果如附录B表B4所示。由表B4可知:随着风电出力增加,高报价的常规发电机组出力相应减少,能耗价值减少;为应对风电出力不确定性,风电备用相应增加,备用成本增加,因此负的备用价值增加;风电出力增加会改变系统潮流,网损和传输裕度相应改变,因此网损价值和传输裕度价值发生变化。

风电出力对风电边际价值和系统运行成本的影响如图1所示。随着风电出力不断增加,每增加单位风电出力能创造的效用减少,风电边际价值减少,符合边际效用递减规律。

上述为单风电场的情况,假设在节点4和节点14各有1座风电场并网,将节点14的风电出力设为10 MW,节点4的风电出力从10 MW到60 MW等值

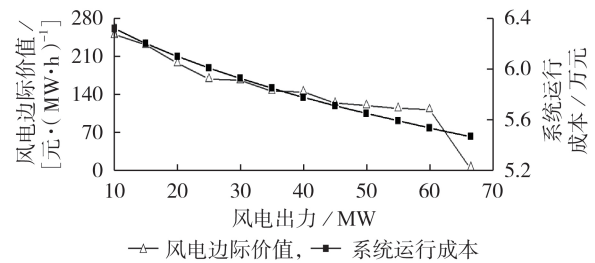


图1 风电出力对风电边际价值和系统运行成本的影响

Fig.1 Influence of wind power output on wind power marginal value and system operation cost

递增,分析多风电系统不同位置和风电出力对风电边际价值的影响,结果如图2所示。

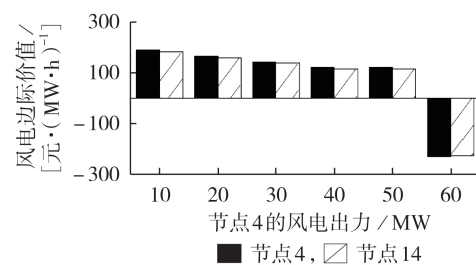


图2 多风电系统的风电边际价值

Fig.2 Wind power marginal value of multi-wind power system

由图2可知,本文所提节点风电边际价值计算方法在多风电系统中依然可行,可以得到上述相同结论:不同节点的风电场由于所处节点不同,网损价值和网络传输价值不同,风电边际价值也不同;风电出力的增加会减少风电边际价值和系统运行成本。

3.2.3 负荷水平对风电边际价值的影响

假设风电场在节点4并网,风电出力为40 MW,改变总负荷水平,按标幺值重新分配总负荷,总负荷水平的变化会导致系统调度结果和系统潮流改变,因此风电边际价值相应变化,结果如附录B表B5所示。由表B5可知:当总负荷水平提高时,为维持系统平衡,需要增加常规发电机组出力,此时在某一总负荷水平下增加单位风电出力可减少的系统运行成本增加,因此能耗价值增加;风电边际价值随总负荷水平提高总体呈上升趋势;总负荷水平提高会改变系统潮流,网损和传输裕度相应改变,因此网损价值和传输裕度价值发生变化。

总负荷水平对风电边际价值和系统运行成本的

表1 不同节点接入风电对比

Table 1 Comparison of wind power accessed to different nodes

风电接入 节点	风电价值/[元·(MW·h)⁻¹]							风电边际价值	系统运行 成本/万元
	能耗价值	环境价值	备用价值	备用越限	网损价值	网络传输价值	潮流越限		
4	298.4574	14.9965	-171.24	0	2.1671	-0.1250	0	144.2560	5.77369
5	297.9661	14.9965	-171.24	0	-1.2067	0.0860	0	140.6019	5.77586
6	298.5578	14.9965	-171.24	0	2.8213	0.0694	0	145.2050	5.77067

注:正值表示某一节点每增加单位风电出力而减少的系统运行成本,负值表示某一节点每增加单位风电出力而增加的系统运行成本。

影响如图3所示。总负荷水平提高导致系统购电成本和备用成本增加,从而导致系统运行成本增加。由于负荷备用比例较低,且因负荷水平提高而增加的备用成本较低,因此系统运行成本与总负荷水平近似呈线性关系。

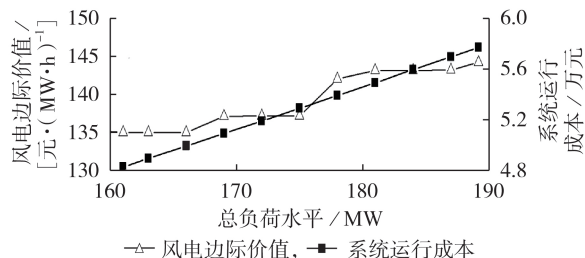


图3 总负荷水平对风电边际价值和系统运行成本的影响

Fig.3 Influence of total load level on wind power marginal value and system operation cost

3.2.4 风电备用比例对风电边际价值的影响

为研究风电备用比例 r_k 对风电边际价值的影响,假设风电场在节点4并网,风电出力为40 MW,将风电备用比例由10%递增到30%,风电备用比例对风电边际价值和系统运行成本的影响如图4所示。

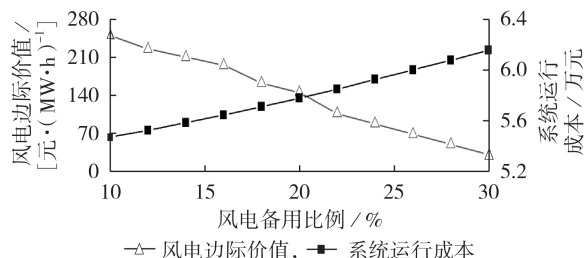


图4 风电备用比例对风电边际价值和系统运行成本的影响

Fig.4 Influence of wind power reserve ratio on wind power marginal value and system operation cost

由图4可知,风电备用比例越高,系统需要的风电备用越多,负的备用价值越大,需要常规发电机组提供的备用越多,备用成本增加,因此系统运行成本增加。

3.2.5 传输裕度阈值对风电边际价值的影响

在风电场 k 并网前,系统有2条重载线路,其传输裕度分别为0和0.1284。假设风电场在节点4并网,风电出力为40 MW,改变原重载线路的传输裕度阈值 β_{ij} 的大小会影响风电网传输价值,优化计算结果如附录B表B6所示。由表B6可知,风电场 k 并网后减轻了重载线路的潮流,当 $\beta_{ij}=0.1$ 时,2条重载线路的传输裕度分别为0.1250和0.6230,比风电场 k 并网前2条线路的重载程度都有所减轻。当 $\beta_{ij} \leq 0.1$ 时,网络传输价值不变;当 $\beta_{ij} > 0.1$ 时,随着原重载线路阈值 β_{ij} 的增大,要求风电并网能够更大程度地减轻线路重载,由于风电出力40 MW

能提供的逆向潮流有限,因此需要增加可以在这些线路上提供逆向潮流的常规发电机组出力来满足这些条件,这导致购电成本与系统运行成本增加。

因此,每增加单位风电出力减少的能耗增加,风电能耗价值增加,同时随着潮流的变化,网损价值也随之变化,风电边际价值增加。传输裕度阈值对风电边际价值和系统运行成本的影响如图5所示。

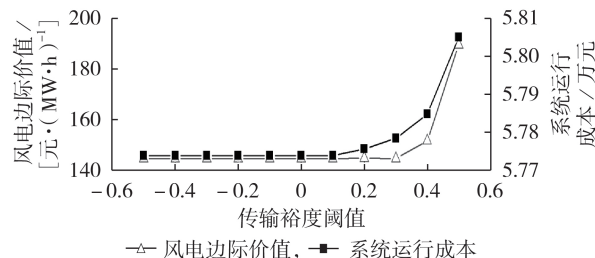


图5 传输裕度阈值对风电边际价值和系统运行成本的影响

Fig.5 Influence of transmission margin threshold on wind power marginal value and system operation cost

4 结论

本文基于改进的优化调度模型,通过拉格朗日乘子计算风电边际价值。可得到如下结论。

1)采用所提出的节点风电边际价值评估方法和相应的优化调度模型可以准确地计算基于网络拓扑的实时风电价值,直观反映风电并网价值的变化趋势,同时可以逐项分析风电带来的能耗、污染、备用、网损、网络传输的价值。

2)风电边际价值与并网位置、风电出力和负荷水平等因素有关。在同一节点的风电场,随着风电出力增加,风电边际价值减少;随着负荷水平提高,风电边际价值增加。在同一风电出力和负荷水平下,风电并网节点不同,风电边际价值也不同;风电边际价值受到风电预测精度的影响,风电预测精度提高,对风电备用的要求降低,则风电边际价值增加。

3)考虑传输裕度约束的优化调度模型能够有效地控制线路潮流,减少重载线路或减轻线路的重载程度,实现系统经济安全运行。

本文考虑的系统仅包含常规发电机组和风电场,后续研究将探讨含各类储能系统的风电场边际价值评估方法。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 江岳文,陈梅森. 兼顾风电接纳与风电商利益的风电装机容量分层优化[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(4): 52-59.
JIANG Yuewen, CHEN Meisen. Hierarchical wind-power installation capacity optimization considering grid wind-power accommodation and wind-power supplier's benefit[J]. Electric

- Power Automation Equipment, 2017, 37(4): 52-59.
- [2] 翁振星, 石立宝, 徐政, 等. 计及风电成本的电力系统动态经济调度[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(4): 514-523.
WENG Zhenxing, SHI Libao, XU Zheng, et al. Power system dynamic economic dispatch incorporating wind power cost[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(4): 514-523.
- [3] 李国庆, 刘玢, 陈厚合. 大规模风电并网系统容量效益裕度计算模型研究[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(7): 1-6, 14.
LI Guoqing, LIU Bin, CHEN Houhe. CBM calculation model for power system with large-scale wind power[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(7): 1-6, 14.
- [4] 龙霏, 王彤, 易杨, 等. 大规模风电接入的综合经济性评估[J]. 南方电网技术, 2019, 13(5): 72-76.
LONG Fei, WANG Tong, YI Yang, et al. Comprehensive economy evaluation with large-scale wind power integration[J]. Southern Power System Technology, 2019, 13(5): 72-76.
- [5] DU C, WANG X F, WANG X L, et al. Comprehensive value assessment of wind power by layer[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(2): 1238-1247.
- [6] 卢秀琼, 张楠, 任洲洋. 考虑风电序贯特性及综合效益的随机生产模拟[J]. 太阳能学报, 2018, 39(11): 3209-3214.
HU Xiuqiong, ZHANG Nan, REN Zhouyang. Probabilistic production simulation considering chronological characteristic and comprehensive benefit of wind farms[J]. Acta Energetica Sinica, 2018, 39(11): 3209-3214.
- [7] 耿建, 程海花, 张凯锋, 等. 风电调度接纳成本的等电量负荷计算方法及分析[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(20): 32-37, 132.
GENG Jian, CHENG Haihua, ZHANG Kaifeng, et al. Method and analysis of balancing cost calculation of wind power based on load-following transform[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(20): 32-37, 132.
- [8] 李璐, 郑亚先, 陈长升, 等. 风电的波动成本计算及应用研究[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(19): 5155-5163, 5396.
LI Lu, ZHENG Yaxian, CHEN Changsheng, et al. Calculation of wind power variation costs and its application research[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(19): 5155-5163, 5396.
- [9] 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 Bie, et al. Effect analysis of unit operation constraints on locational marginal price of unit nodes[J]. Power System Technology, 2019, 43(8): 2658-2665.
- [10] MILLS A D, WISER R H. Changes in the economic value of wind energy and flexible resources at increasing penetration levels in the Rocky Mountain Power Area[J]. Wind Energy, 2014, 17(11): 1711-1726.
- [11] JOHANSSON V, THORSON L, GOOP J, et al. Value of wind power-implications from specific power[J]. Energy, 2017, 126: 352-360.
- [12] FANG X, HODGE B M, DU E S, et al. Introducing uncertainty components in locational marginal prices for pricing wind power and load uncertainties[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(3): 2013-2024.
- [13] 刘恺, 张昆, 钟金, 等. 基于价格灵敏度分析的风储系统经济性评估[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(1): 143-148.
LIU Kai, ZHANG Kun, ZHONG Jin, et al. Economic evaluation for systems with high penetration of wind power based on price sensitivity analysis[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(1): 143-148.
- [14] WU X S, JIANG Y W. Source-network-storage joint planning considering energy storage systems and wind power integration[J]. IEEE Access, 2019, 7: 137330-137343.

作者简介:



江岳文

江岳文(1977—),女,湖南岳阳人,教授,博士,主要研究方向为风电并网优化运行、电力系统优化运行、电力市场(E-mail: jiangyuewen2008@163.com);

吕隽(1997—),女,福建泉州人,硕士研究生,主要研究方向为电力系统优化运行与电力市场(E-mail: LvJun1632@163.com)。

(编辑 王锦秀)

Research on node comprehensive marginal operation value of wind power

JIANG Yuewen^{1,2,3}, LÜ Jun¹

(1. School of Electrical Engineering and Automation, Fuzhou University, Fuzhou 350108, China;

2. Fujian Province University Engineering Research Center of Smart Distribution Grid Equipment, Fuzhou 350100, China;

3. Fujian Smart Electrical Engineering Technology Research Center, Fuzhou 350108, China)

Abstract: The quantization of wind power value is critical for wind power development. The concept of node marginal value of wind power is proposed. Considering the influence of wind power on energy consumption, emission, reserve, line power flow and system power loss, a more comprehensive marginal value evaluation method for wind power is proposed, which includes five parts of wind power energy consumption value, environmental value, reserve value, network transmission value and power loss value. An improved economic dispatching optimization model is built, which takes the minimum system operation cost as its object. The model is linearized, and Lagrange function is used to calculate the comprehensive marginal operation value of wind power. The influence of factors, such as grid-connection location, wind power output and load level, etc., on wind power value is analyzed by an example, and the results verify the effectiveness of the proposed method.

Key words: wind power; node marginal value; optimal operation; value evaluation; transmission margin

附录 A:

备用成本线性化处理

$$C^{WL,S} = C_{\min}^{WL,S} + \sum_{d=1}^{N^S} p_d^S k_d^S \quad (A1)$$

$$P^S = P_{\min}^S + \sum_{d=1}^{N^S} p_d^S : \lambda_2^S \quad (A2)$$

$$k_d^S = \frac{C^{WL,S}(P_d^S) - C^{WL,S}(P_{d-1}^S)}{P_d^S - P_{d-1}^S} \quad (A3)$$

$$0 \leq p_d^S \leq (P_d^S - P_{d-1}^S) : \varepsilon_d^{S-}, \varepsilon_d^{S+} \quad (A4)$$

$$P_{\min}^S = \sum_{n \in L} r_1 P_n^L \quad (A5)$$

$$C_{\min}^{WL,S} = a^S P_{\min}^S + b^S (P_{\min}^S)^2 \quad (A6)$$

式中: P_d^S 为备用第 d 段分段点; k_d^S 为备用成本曲线第 d 段斜率; N^S 为备用成本曲线分段数; $C_{\min}^{WL,S}$ 、 $P_{\min}^S$ 分别为最小备用成本和最小备用, 在风电出力为 0 时, 系统备用最小为负荷备用; λ_2^S 、 ε_d^{S-} 、 ε_d^{S+} 为对应约束的拉格朗日乘子, 并且有 $\lambda_2^S \geq 0$, $\varepsilon_d^{S-} \geq 0$, $\varepsilon_d^{S+} \geq 0$ 。

网损线性化处理的基本原理

对式(16)进行线性化, 示意图如图 A1 所示。

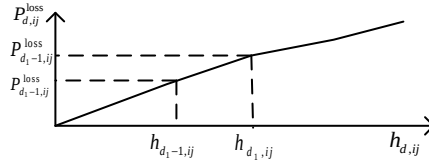


图 A1 网损线性化示意图

Fig.A1 Schematic diagram of linearization of network loss

如图 A1 所示, 将网损和潮流分为 N^{loss} 段, $P_{d,ij}^{\text{loss}}$ 为线路 ij 第 d 段的网损分段点, 由式(16)计算得到; $w_{d,ij}^{\text{loss}}$ 为线路 ij 上的潮流在第 d 分段区间的占比, $h_{d,ij}$ 为线路 ij 的第 d 段潮流分段点。当线路 ij 的潮流 h_{ij} 取值在 $[h_{d_1-1,ij}, h_{d_1,ij}]$ 区间内, h_{ij} 为:

$$h_{ij} = h_{d_1,ij} + w_{d_1+1,ij}^{\text{loss}} (h_{d_1+1,ij} - h_{d_1,ij}) = (1 - w_{d_1+1,ij}^{\text{loss}}) h_{d_1,ij} + w_{d_1+1,ij}^{\text{loss}} h_{d_1+1,ij} = 0 \cdot h_{1,ij} + \dots + w_{d_1,ij}^{\text{loss}} h_{d_1,ij} + w_{d_1+1,ij}^{\text{loss}} h_{d_1+1,ij} + \dots + 0 \cdot h_{N^{\text{loss}}+1,ij} \quad (A7)$$

则可得:

$$h_{ij} = \sum_{d=1}^{N^{\text{loss}}+1} w_{d,ij}^{\text{loss}} h_{d,ij} : \lambda_{1,ij}^{\text{loss}} \quad (A8)$$

同理可得线路 ij 的网损为:

$$P_{ij}^{\text{loss}} = \sum_{d=1}^{N^{\text{loss}}+1} w_{d,ij}^{\text{loss}} P_{d,ij}^{\text{loss}} : \lambda_{2,ij}^{\text{loss}} \quad (A9)$$

同时有约束条件:

$$\sum_{d=1}^{N^{\text{loss}}+1} w_{d,ij}^{\text{loss}} = 1 : \lambda_{3,ij}^{\text{loss}} \quad (A10)$$

$$\sum_{d=1}^{N^{\text{loss}}} z_{d,ij}^{\text{loss}} = 1 : \lambda_{4,ij}^{\text{loss}} \quad (A11)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} 0 \leq w_{1,ij}^{\text{loss}} \leq z_{1,ij}^{\text{loss}} \\ \vdots \\ 0 \leq w_{d,ij}^{\text{loss}} \leq z_{d-1,ij}^{\text{loss}} + z_{d,ij}^{\text{loss}} \\ 0 \leq w_{d+1,ij}^{\text{loss}} \leq z_{d,ij}^{\text{loss}} + z_{d+1,ij}^{\text{loss}} \\ \vdots \\ 0 \leq w_{N^{\text{loss}}+1,ij}^{\text{loss}} \leq z_{N^{\text{loss}},ij}^{\text{loss}} \end{array} \right. : \rho_{d,ij}^{\text{loss-}}, \rho_{d,ij}^{\text{loss+}} \quad (\text{A12})$$

式中： $z_{d,ij}^{\text{loss}}$ 为标志位，为 0-1 变量。式(40)限定了仅有一个分段的标志位 $z_{d,ij}^{\text{loss}}$ 为 1。当 $z_{d_1,ij}^{\text{loss}} = 1$ 时，由式(A12)可得：

$$\left\{ \begin{array}{l} w_{1,ij}^{\text{loss}} = 0 \\ \vdots \\ 0 \leq w_{d_1,ij}^{\text{loss}} \leq 1 \\ 0 \leq w_{d_1+1,ij}^{\text{loss}} \leq 1 \\ \vdots \\ w_{N^{\text{loss}}+1,ij}^{\text{loss}} = 0 \end{array} \right. \quad (\text{A13})$$

由此限定了只有相邻两分段 $w_{d_1,ij}^{\text{loss}}$ 、 $w_{d_1+1,ij}^{\text{loss}}$ 不为 0。由式(A10)可得此时 $w_{d_1,ij}^{\text{loss}} + w_{d_1+1,ij}^{\text{loss}} = 1$ ，因此式(A7)可成立。

网络传输裕度线性化处理

$$V_{ij}^{\text{W,T}} = \sum_{d=1}^{N^{\text{W,T}}} w_{d,ij}^{\text{W,T}} V^{\text{W,T}}(r_{d,ij}^{\text{W}}) : \lambda_{2,ij}^{\text{W,T}} \quad (\text{A14})$$

$$r_{ij}^{\text{W}} = \sum_{d=1}^{N^{\text{W,T}}+1} w_{d,ij}^{\text{W,T}} r_{d,ij}^{\text{W}} : \lambda_{3,ij}^{\text{W,T}} \quad (\text{A15})$$

$$\sum_{d=1}^{N^{\text{W,T}}+1} w_{d,ij}^{\text{W,T}} = 1 : \lambda_{4,ij}^{\text{W,T}} \quad (\text{A16})$$

$$\sum_{d=1}^{N^{\text{W,T}}} z_{d,ij}^{\text{W,T}} = 1 : \lambda_{5,ij}^{\text{W,T}} \quad (\text{A17})$$

$$\left\{ \begin{array}{l} 0 \leq w_{1,ij}^{\text{W,T}} \leq z_{1,ij}^{\text{W,T}} \\ \vdots \\ 0 \leq w_{d,ij}^{\text{W,T}} \leq z_{d-1,ij}^{\text{W,T}} + z_{d,ij}^{\text{W,T}} \\ 0 \leq w_{d+1,ij}^{\text{W,T}} \leq z_{d,ij}^{\text{W,T}} + z_{d+1,ij}^{\text{W,T}} \\ \vdots \\ 0 \leq w_{N^{\text{W,T}}+1,ij}^{\text{W,T}} \leq z_{N^{\text{W,T}},ij}^{\text{W,T}} \end{array} \right. : \tau_{d,ij}^{\text{W,T-}}, \tau_{d,ij}^{\text{W,T+}} \quad (\text{A18})$$

式中： $V_{ij}^{\text{W,T}}$ 为线路 ij 的传输裕度价值； $r_{d,ij}^{\text{W}}$ 为线路 ij 的传输裕度第 d 段分段点； $w_{d,ij}^{\text{W,T}}$ 为线路 ij 传输裕度第 d 段的占比； $z_{d,ij}^{\text{W,T}}$ 为标志位，为 0-1 变量； $N^{\text{W,T}}$ 为传输裕度分段数； $\lambda_{2,ij}^{\text{W,T}}$ 、 $\lambda_{3,ij}^{\text{W,T}}$ 、 $\lambda_{4,ij}^{\text{W,T}}$ 、 $\lambda_{5,ij}^{\text{W,T}}$ 、 $\tau_{d,ij}^{\text{W,T-}}$ 、 $\tau_{d,ij}^{\text{W,T+}}$ 为对应约束的拉格朗日乘子，并且有 $\lambda_{2,ij}^{\text{W,T}} \geq 0$ ， $\lambda_{3,ij}^{\text{W,T}} \geq 0$ ， $\lambda_{4,ij}^{\text{W,T}} \geq 0$ ， $\lambda_{5,ij}^{\text{W,T}} \geq 0$ ， $\tau_{d,ij}^{\text{W,T-}} \geq 0$ ， $\tau_{d,ij}^{\text{W,T+}} \geq 0$ 。

拉格朗日函数

$$\begin{aligned}
L = & F - \lambda^{W,P} \left(\sum_{k \in W} \sum_{e=1}^{N_e} q_e p_e P_k^W - V^{k,W,P} \right) - \sum_{m \in G} \lambda_m^G \left(P_m^G - P_m^{G,\min} - \sum_{d=1}^{N^{W,E}} P_{d,m}^G \right) - \sum_{d=1}^{N^{W,E}} \sum_{m \in G} \delta_{d,m}^- P_{d,m}^G + \\
& \sum_{d=1}^{N^{W,E}} \sum_{m \in G} \delta_{d,m}^+ \left[P_{d,m}^G - (P_{d,m}^G - P_{d-1,m}^G) \right] - \lambda_1^S \left(P^S - \sum_{n \in L} P_n^L r_1 - \sum_{k \in W} P_k^W r_k \right) - \lambda_2^S \left(P_{\min}^S + \sum_{d=1}^{N^S} P_d^S - P^S \right) - \\
& \sum_{d=1}^{N^S} \varepsilon_d^S P_d^S - \sum_{ij \in \Phi} \lambda_{ij}^h \left(\sum_{k \in W} R_{ij-k} P_k^W + \sum_{m \in G} T_{ij-m} P_m^G - \sum_{n \in L} H_{ij-n} P_n^L - h_{ij} \right) - \lambda_4 \left(\sum_{m \in G} P_m^G + \sum_{k \in W} P_k^W - \sum_{n \in L} P_n^L - \sum_{ij \in \Phi} P_{ij}^{\text{loss}} \right) + \\
& \sum_{d=1}^{N^S} \varepsilon_d^S \left[P_d^S - z^S (P_d^S - P_{d-1}^S) \right] - \sum_{ij \in \Phi} \lambda_{1,ij}^{\text{loss}} \left(\sum_{d=1}^{N^{\text{loss}}} w_{d,ij}^{\text{loss}} h_{d,ij} - h_{ij} \right) - \sum_{ij \in \Phi} \lambda_{2,ij}^{\text{loss}} \left(P_{ij}^{\text{loss}} - \sum_{d=1}^{N^{\text{loss}}} w_{d,ij}^{\text{loss}} P_{d,ij}^{\text{loss}} \right) - \\
& \sum_{ij \in \Phi} \lambda_{3,ij}^{\text{loss}} \left(\sum_{d=1}^{N^{\text{loss}}+1} w_{d,ij}^{\text{loss}} - 1 \right) - \sum_{ij \in \Phi} \lambda_{4,ij}^{\text{loss}} \left(\sum_{d=1}^{N^{\text{loss}}} z_{d,ij}^{\text{loss}} - 1 \right) - \sum_{d=1}^{N^{\text{loss}}+1} \sum_{ij \in \Phi} \rho_{d,ij}^{\text{loss}-} w_{d,ij}^{\text{loss}} + \sum_{ij \in \Phi} \rho_{1,ij}^{\text{loss}+} (w_{1,ij}^{\text{loss}} - z_{1,ij}^{\text{loss}}) + \\
& \sum_{d=2}^{N^{\text{loss}}} \sum_{ij \in \Phi} \rho_{d,ij}^{\text{loss}-} (w_{d,ij}^{\text{loss}} - z_{d-1,ij}^{\text{loss}} - z_{d,ij}^{\text{loss}}) + \sum_{ij \in \Phi} \rho_{N^{\text{loss}}+1,ij}^{\text{loss}+} (w_{N^{\text{loss}}+1,ij}^{\text{loss}} - z_{N^{\text{loss}},ij}^{\text{loss}}) - \sum_{ij \in \Phi} \mu_{ij}^- h_{ij} + \sum_{ij \in \Phi} \mu_{ij}^+ (h_{ij} - F_{ij}^{\max}) - \\
& \sum_{m \in G} g_m^{G-} (P_m^G - P_m^{G,\min}) + \sum_{m \in G} g_m^{G+} (P_m^G - P_m^{G,\max}) + \sum_{w \in W, w \neq k} g_w^{W+} (P_w^W - P_w^{W,\max}) - \sum_{w \in W, w \neq k} g_w^{W-} P_w^W - \\
& \theta_u \left[\sum_{m \in G} (P_m^{G,\max} - P_m^G) - P^S \right] - \theta_d \left[\sum_{m \in G} (P_m^G - P_m^{G,\min}) - P^S \right] - \sum_{ij \in \Phi} \tau_{ij}^{W,T} (V_{ij}^{k,W,T} - \beta_{ij}) - \\
& \sum_{ij \in \Phi} \lambda_{1,ij}^{W,T} \left(1 - \frac{h_{ij}}{F_{ij}^{\max}} - r_{ij}^W \right) - \sum_{ij \in B} \lambda_{2,ij}^{W,T} \left(V_{ij}^{W,T} - \sum_{d=1}^{N^{W,T}+1} w_{d,ij}^{W,T} V_{d,ij}^{W,T} (r_{d,ij}^W) \right) - \sum_{ij \in \Phi} \lambda_{3,ij}^{W,T} \left(r_{ij}^W - \sum_{d=1}^{N^{W,T}+1} w_{d,ij}^{W,T} r_{d,ij}^W \right) - \\
& \sum_{ij \in \Phi} \lambda_{4,ij}^{W,T} \left(\sum_{d=1}^{N^{W,T}+1} w_{d,ij}^{W,T} - 1 \right) - \sum_{ij \in \Phi} \lambda_{5,ij}^{W,T} \left(\sum_{d=1}^{N^{W,T}} z_{d,ij}^{W,T} - 1 \right) - \sum_{d=1}^{N^{W,T}+1} \sum_{ij \in \Phi} \tau_{d,ij}^{W,T-} w_{d,ij}^{W,T} + \sum_{ij \in \Phi} \tau_{1,ij}^{W,T+} (w_{1,ij}^{W,T} - z_{1,ij}^{W,T}) + \\
& \sum_{d=2}^{N^{W,T}} \sum_{ij \in \Phi} \tau_{d,ij}^{W,T+} (w_{d,ij}^{W,T} - z_{d-1,ij}^{W,T} - z_{d,ij}^{W,T}) + \sum_{ij \in \Phi} \tau_{3,ij}^{W,T+} (w_{3,ij}^{W,T} - z_{2,ij}^{W,T})
\end{aligned} \tag{A19}$$

附录 B:

表 B1 常规发电机组技术出力参数

Table B1 Technical power output parameters for regular generators

发电机所在节点	机组出力下限/MW	机组出力上限/MW
1	24	80
2	24	80
22	15	50
27	16.5	55
23	9	30
13	12	40

表 B2 污染物及污染成本

Table B2 Pollutants and emission costs

污染物	$q_e p_e / [\text{元} \cdot (\text{MW} \cdot \text{h})^{-1}]$
SO ₂	6.4
NO _x	3.6
CO ₂	4.2
CO	0.014 333
TSP	0.048 833
Coal ash	0.733 33

表 B3 常规发电机组报价
Table B3 Bidding of regular generators

报 价 段	节点 1		节点 2		节点 22		节点 27		节点 23		节点 13	
	分段区 间/MW	报价/ [元•(MW• h) ⁻¹]	分段区 间/MW	报价/ [元•(MW• h) ⁻¹]	分段区 间/MW	报价/ [元•(MW• h) ⁻¹]	分段区 间/MW	报价/ [元•(MW• h) ⁻¹]	分段区 间/MW	报价/ [元•(MW• h) ⁻¹]	分段区 间/MW	报价/ [元•(MW• h) ⁻¹]
1	[24,35.2)	392	[24,35.2)	352	[15,22)	342	[16.5,24.2)	302	[9,13.2)	272	[12,17.6)	292
2	[35.2,46.4)	394	[35.2,46.4)	354	[22,29)	344	[24.2,31.9)	304	[13.2,17.4)	274	[17.6,23.2)	294
3	[46.4,57.6)	396	[46.4,57.6)	356	[29,36)	346	[31.9,39.6)	306	[17.4,21.6)	276	[23.2,28.8)	296
4	[57.6,68.8)	398	[57.6,68.8)	358	[36,43)	348	[39.6,47.3)	308	[21.6,25.8)	278	[28.8,34.4)	298
5	[68.8,80]	400	[68.8,80]	360	[43,55]	350	[47.3,55]	310	[25.8,30]	280	[34.4,40]	300

表 B4 风电出力对风电边际价值的影响
Table B4 Influence of wind power output on wind power marginal value

风电出力/MW	风电价值/[元•(MW•h) ⁻¹]								系统运行	
	能耗价值	环境价值	备用价值	备用越限	网损价值	网络传输价值	潮流越限	风电边际价值	成本/元	
10	343.720 6	14.996 5	-111.24	0	2.806 4	0.920 1	0	251.203 6	63 237.2	
20	310.572 3	14.996 5	-131.24	0	2.519 6	0.300 4	0	197.148 8	60 994.2	
30	299.539 2	14.996 5	-151.24	0	2.167 6	-0.075 8	0	165.387 5	59 240.7	
40	298.457 4	14.996 5	-171.24	0	2.167 1	-0.125 0	0	144.256 0	57 736.9	
50	293.002 4	14.996 5	-191.24	0	2.130 0	0.033 3	0	118.922 2	56 455.6	
60	285.534 8	14.996 5	-191.24	0	2.081 0	0.190 1	0	111.562 3	55 307.2	
66.539 0	193.112 0	14.996 5	-191.24	-18.497 7	1.411 3	0.217 9	0	0	54 612.5	
(最优接纳水平)										

表 B5 总负荷大小对风电边际价值的影响
Table B5 Influence of total load on wind power marginal value

风电价值/[元•(MW•h) ⁻¹]								系统运行	总负
能耗价值	环境价值	备用价值	备用越限	网损价值	网络传输价值	潮流越限	风电边际价值	成本/元	荷/MW
288.938 0	14.996 5	-171.24	0	2.109 900 777	0.120 170 408	0	134.924 5	48 221.9	161
288.965 0	14.996 5	-171.24	0	2.108 851 232	0.120 165 095	0	134.950 5	49 882.3	166
291.148 3	14.996 5	-171.24	0	2.116 957 051	0.118 720 670	0	137.140 5	51 883.9	172
296.259 0	14.996 5	-171.24	0	2.154 117 326	-0.118 114 915	0	142.051 5	53 901.8	178
297.307 4	14.996 5	-171.24	0	2.161 258 667	-0.074 251 243	0	143.150 9	55 952.2	184
298.457 4	14.996 5	-171.24	0	2.167 0527 18	-0.124 977 910	0	144.256 0	57 736.9	189.2

表 B6 传输裕度阈值对风电边际价值的影响
Table B6 Influence of transmission margin threshold on wind power marginal value

风电价值/[元•(MW•h) ⁻¹]								系统运行	β_{ij}
能耗价值	环境价值	备用价值	备用越限	网损价值	网络传输价值	潮流越限	风电边际价值	成本/元	
298.457 4	14.996 5	-171.24	0	2.167 1	-0.125 0	0	144.256 0	57 736.9	-0.5
298.457 4	14.996 5	-171.24	0	2.167 1	-0.125 0	0	144.256 0	57 736.9	-0.3
298.457 4	14.996 5	-171.24	0	2.167 1	-0.125 0	0	144.256 0	57 736.9	-0.1
298.457 4	14.996 5	-171.24	0	2.167 1	-0.125 0	0	144.256 0	57 736.9	0
298.457 4	14.996 5	-171.24	0	2.167 1	-0.125 0	0	144.256 0	57 736.9	0.1
298.384 7	14.996 5	-171.24	0	2.1593	-0.022 4	0	144.278 1	57 782.5	0.3
342.442 2	14.996 5	-171.24	0	2.4803	1.022 8	0	189.701 8	58 051.4	0.5