

基于潮流线性化的分布式发电选址定容新算法

王涛¹, 刘雪飞¹, 郑重², 刘芮¹, 习朋¹, 赵阳¹, 张丽洁¹, 苗世洪²

(1. 国网河北省电力有限公司经济技术研究院, 河北 石家庄 050000;

2. 华中科技大学 电气与电子工程学院 强电磁工程与新技术国家重点实验室

电力安全与高效湖北省重点实验室, 湖北 武汉 430074)

摘要:针对现有分布式发电选址定容模型存在的维度高、寻优困难、求解时间长等问题,提出一种基于潮流线性化的分布式发电选址定容方法。在实际配电网运行场景的基础上,综合考虑多利益主体竞争关系,建立计及风光投资商竞争关系的分布式发电选址定容双层规划模型;计及配电网参数特性,利用二阶锥松弛法针对模型非凸潮流约束进行凸松弛,进而将二阶锥非线性形式进行线性化近似,通过卡罗需-库恩-塔克(KKT)条件将下层模型等效转化为上层约束条件,最终将原模型转化为一个多目标线性数学规划模型,极大降低原始模型的求解复杂度。基于某乡镇11节点系统进行算例仿真,结果验证了所提模型及算法的有效性。

关键词:分布式发电;选址定容;凸松弛;二阶锥近似;KKT最优性条件

中图分类号:TM 715

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202007035

0 引言

随着我国电力市场的不断开放、电力需求的不断增长以及传统化石能源的日益枯竭,风能、太阳能等分布式能源在电力系统中愈发重要。国家能源局颁布的《关于2019年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知》等多个政策文件,预示着我国分布式发电项目政策得到进一步完善。截至2018年底,全国风电、光伏装机容量达到 3.6×10^8 kW,约占全部装机容量的20%^[1]。同时,由于现阶段电网的新能源消纳能力有限,弃风弃光问题仍普遍存在^[2]。配电网分布式电源接入容量的不断增长,给配电网带来电压升高、消纳困难、电能质量低下等不良影响,并极大地增加了配电网的不确定因素。分布式发电选址定容的不合理性等因素严重制约了新能源消纳水平。

分布式电源通过选址定容优化友好地接入电网是解决大规模弃风弃光问题、提升新能源消纳水平的有效措施。文献[3-4]考虑电网经济性、电能质量等目标,针对分布式电源和负荷的不确定性,建立考虑不确定性因素的配电网分布式发电选址定容模型。文献[5-6]以电网安全性为研究基础,建立计及配电网运行风险的分布式发电选址定容模型。文献[7]综合分析电动汽车的移动负载特性和储能特性,提出一种含电动汽车的微电网分布式发电选址定容模型。在分析计及新能源接入的配电网规划过程中,通常需要同时考虑分布式电源投资商和配电网的经济效益,确保二者整体利益最大化^[8]。文献[9-10]针对主动配电网多目标规划问题,通过固定权重法确定多目标权重,将多目标规划问题转换为

单目标规划问题进行求解。但固定权重法处理计及多类型分布式电源投资商的多目标电网规划问题时存在无法体现实际各分布式电源投资商间潜在利益竞争关系的缺陷,同时也无法较好地反映实际配电网动态特性。文献[11-12]针对微电网中的经济因素、环境因素、机组效率等多目标,综合分析电网公司、发电商等多主体利益关系,建立微电网双层规划模型。但计及分布式发电的配电网双层规划模型属于高维非凸优化问题,目前无法采用成熟的商业软件进行求解^[13]。针对该问题,有学者采用启发式算法及其改进算法对模型进行求解。文献[14]建立计及电力电子装置的分布式电源双层规划模型,并通过改进遗传算法迭代求解,但该算法的复杂度随着网络规模的增大呈现指数增长。文献[15]采用嵌入潮流计算的双层迭代混合粒子群优化算法求解模型,但仍难以兼顾计算准确度和复杂度。综上分析,启发式算法虽然能够通过迭代方式进行计算,但在一定程度上牺牲了计算实时性,精度也有待考证,模型存在维度过高、寻优困难、求解时间长等问题,因而模型实用性较为有限。

针对以上问题,本文提出一种基于潮流线性化的分布式发电选址定容方法。首先,在实际配电网运行场景的基础上,建立计及风光投资商竞争关系及配电网优化需求的分布式发电选址定容双层规划模型,以风光投资商的经济效益最优为上层优化目标,决策风光总投建容量,以配电网全年运行经济成本最小为下层优化目标,决策分布式发电选址定容;然后,考虑配电网网架结构特性,利用凸松弛、二阶锥近似及卡罗需-库恩-塔克KKT(Karajan-Kuhn-Tucker)最优性条件等数学方法,将原模型转换为一个多目标线性规划数学模型,极大降低模型求解复

杂度;最后,基于某乡镇11节点系统的算例验证模型的有效性。

1 计及风光投资商竞争关系的分布式发电选址定容双层规划模型

为解决现有规划模型计及主体过于单一的缺陷,本文考虑风光投资商和配电网的整体经济性指标,建立计及风光投资商竞争关系的分布式发电选址定容双层规划模型,如附录中图A1所示。

本文所研究的主体为35 kV配电网,通过主观选择法确定一年中12个典型日,并分别选取各典型日中8个时间节点表征该典型日。上层模型的主体为分布式电源投资商,以其经济性最优为目标,决策风光电源的总投建容量。下层模型的主体为配电网投资商,以配电网运行成本最小为目标,决策配电网全年运行状态及分布式发电选址定容。

1.1 上层模型

1.1.1 目标函数

针对上层模型中的风电和光伏投资商,分别定义其目标函数如下:

$$\max F_1 = \sum_{t \in T} \sum_{i \in \Omega} P_{i,t}^f d_f \Delta t - R_f (1 - k_f) F(A/P) C_F - c_{fw} C_F \quad (1)$$

$$\max F_2 = \sum_{t \in T} \sum_{i \in \Omega} P_{i,t}^g d_g \Delta t - R_g (1 - k_g) F(A/P) C_G - c_{gw} C_G \quad (2)$$

其中, F_1 为风电投资商的净年利润; F_2 为光伏投资商的净年利润; d_f 、 d_g 分别为单位风电和光伏电量的上网电价; Δt 为运行周期中各时段时长; $P_{i,t}^f$ 、 $P_{i,t}^g$ 分别为 t 时刻节点 i 处电网实际接入风电和光伏的有功功率; R_f 、 R_g 分别为单位风电和光伏机组装机容量的投资成本; $F(A/P) = \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1}$ 为年金现值系数, A 为

资金等年值, P 为资金现值, n 为设备寿命周期, r 为年利率, 通过该项将设备投资成本在其寿命周期内均摊, 从而平衡投资资金的时间价值, 该参数可通过查表获得; T 为时刻集合; Ω 为风电和光伏电站选址节点集合; C_F 、 C_G 分别为风电和光伏总装机容量; c_{gw} 为光伏的维护成本系数; c_{fw} 为风电机组的维护成本系数; k_f 、 k_g 分别为风电机组、光伏机组的残值率, 模型计及风电和光伏机组的设备残值。

1.1.2 约束条件

(1) 投资预算约束。

上层模型约束主要为投资预算约束, 对于分布式电源投资商, 要求其一次性投资总额在其资金范围内, 即:

$$\begin{cases} R_f C_F \leq F_{Tmax} \\ R_g C_G \leq G_{Tmax} \end{cases} \quad (3)$$

其中, F_{Tmax} 、 G_{Tmax} 分别为风电和光伏投资商最大可投入资金。

(2) 经济效益约束。

计及分布式发电经济效益、占地因素, 风光总接入容量还应满足如下约束:

$$\begin{cases} C_{Fmin} \leq C_F \leq C_{Fmax} \\ C_{Gmin} \leq C_G \leq C_{Gmax} \end{cases} \quad (4)$$

其中, C_{Fmax} 、 C_{Fmin} 分别为风电总接入容量上、下限; C_{Gmax} 、 C_{Gmin} 分别为光伏总接入容量上、下限。

1.2 下层模型

1.2.1 目标函数

模型的下层主体为配电网, 其目标为配电网的全年运行经济成本最小。模型中下层主体经济性主要考虑配电网向分布式电源投资商的购电成本, 以及配电网向上层主网购电成本和弃风弃光惩罚成本。因此下层目标函数可表示为:

$$\min f = C_{cost} + C_{pub} \quad (5)$$

$$C_{cost} = \sum_{t \in T} \sum_{i \in \Omega} P_{i,t}^f (d_f - d_{ff}) \Delta t + \sum_{t \in T} \sum_{i \in \Omega} P_{i,t}^g (d_g - d_{gf}) \Delta t + \sum_{t \in T} \sum_{i \in \Omega} \Delta t d_{grid} P_{i,t}^{grid} \quad (6)$$

$$C_{pub} = \sum_{t \in T} \sum_{i \in \Omega} k_{pub} \left(C_i^f \frac{f_{output}(t)}{F_f} - P_{i,t}^f \right) \Delta t + \sum_{t \in T} \sum_{i \in \Omega} k_{pub} \left(C_i^g \frac{g_{output}(t)}{F_g} - P_{i,t}^g \right) \Delta t \quad (7)$$

其中, f 为配电公司的总供电成本; C_{cost} 为配电网购电成本; d_{grid} 为从主网购买单位电量的价格; d_{ff} 、 d_{gf} 分别为配电网风电和光伏维护系数; C_i^f 、 C_i^g 分别为节点 i 处风电和光伏安装容量; $P_{i,t}^{grid}$ 为 t 时刻节点 i 从主网购买的有功功率; C_{pub} 为弃风弃光的惩罚成本; k_{pub} 为惩罚系数; $f_{output}(t)$ 、 $g_{output}(t)$ 分别为风、光典型日出力曲线在 t 时刻的出力大小; F_f 、 F_g 分别为风、光典型日出力曲线的基准容量。

1.2.2 约束条件

下层配电网作为电力系统中的重要部分之一, 应满足系统基本的运行约束, 即功率平衡约束、节点电压约束、线路载流量约束等, 此外, 还应满足分布式电源出力约束, 具体约束如下。

(1) 功率平衡约束。

功率平衡约束为电力系统最基本的约束, 配电网运行时必须考虑系统有功及无功平衡约束:

$$\begin{cases} P_{i,t}^f + P_{i,t}^g + P_{i,t}^{grid} - P_{i,t}^{load} - \sum_{j \in M(i)} P_{j,t} = 0 \\ Q_{i,t}^f + Q_{i,t}^g + Q_{i,t}^{grid} - Q_{i,t}^{load} - \sum_{j \in M(i)} Q_{j,t} = 0 \end{cases} \quad (8)$$

其中, $P_{i,t}^{load}$ 为 t 时刻系统的总负荷有功功率; $Q_{i,t}^{load}$ 为 t 时刻系统的总负荷无功功率; $Q_{i,t}^f$ 、 $Q_{i,t}^g$ 分别为 t 时刻节点 i 处风电和光伏的无功功率; $Q_{i,t}^{grid}$ 为 t 时刻节点 i 从主网获取的无功功率; $M(i)$ 为与节点 i 相连的节点集合; $P_{j,t}$ 、 $Q_{j,t}$ 分别为 t 时刻支路 $i-j$ 上流过的有功

率和无功功率。

(2)潮流约束。

配电网支路潮流约束可用节点电压和支路相位差表示为:

$$\begin{cases} P_{ij,t} = G_{ij}U_{i,t}^2 - G_{ij}U_{i,t}U_{j,t} \cos \theta_{ij,t} - B_{ij}U_{i,t}U_{j,t} \sin \theta_{ij,t} \\ Q_{ij,t} = B_{ij}U_{i,t}U_{j,t} \cos \theta_{ij,t} - B_{ij}U_{i,t}^2 - G_{ij}U_{i,t}U_{j,t} \sin \theta_{ij,t} \end{cases} \quad (9)$$

其中, G_{ij} 、 B_{ij} 分别为支路 $i-j$ 的电导和电纳值; $U_{i,t}$ 、 $U_{j,t}$ 分别为 t 时刻节点 i 和节点 j 的电压; $\theta_{ij,t}$ 为 t 时刻节点 i 与节点 j 之间的电压相位差。

(3)分布式电源出力约束。

为满足配电网经济性及稳定性要求,电网中可能产生弃风弃光现象。对于各种类型的风光电源,其接入量大小同时受到各点接入容量、风光实时出力大小等因素限制,即:

$$\begin{cases} 0 \leq P_{i,t}^f \leq C_i^f f_{\text{output}}(t)/F_f \\ 0 \leq P_{i,t}^g \leq C_i^g g_{\text{output}}(t)/F_g \end{cases} \quad (10)$$

(4)节点电压约束。

配电网中各节点均应满足节点电压约束,即:

$$U_{\min} \leq U_{i,t} \leq U_{\max} \quad (11)$$

其中, $U_{\max}$ 和 $U_{\min}$ 分别为节点电压上、下限。

(5)电网购电量约束。

为满足功率平衡约束,电网除消纳部分分布式电源投资商的电能外,可能还需向上级电网购电,而各节点向上级电网的购电量均存在一定限制,即:

$$\begin{cases} 0 \leq P_{i,t}^{\text{grid}} \leq P_{i,\max}^{\text{grid}} \\ 0 \leq Q_{i,t}^{\text{grid}} \leq Q_{i,\max}^{\text{grid}} \end{cases} \quad (12)$$

其中, $P_{i,\max}^{\text{grid}}$ 、 $Q_{i,\max}^{\text{grid}}$ 分别为节点 i 向上级电网购买的有功和无功调节量上限。为满足电网稳定约束,通常只允许配电网从平衡节点处向上级电网购入有功。

(6)线路载流量约束。

对于电网各输电线路,为控制线路发热,确保线路稳定运行,需满足基本线路载流量约束,即:

$$0 \leq I_{ij} \leq I_{ij,\max} \quad (13)$$

其中, I_{ij} 为支路 $i-j$ 的载流量; $I_{ij,\max}$ 为支路 $i-j$ 的载流量上限。

(7)分布式电源总容量约束。

风光各点投建容量之和应满足:

$$\sum_{i \in \Omega} C_i^f = C_F, \sum_{i \in \Omega} C_i^g = C_G \quad (14)$$

(8)电网变压器容量约束。

各点风光接入容量大小受电网变压器容量限制,为确保电网变压器存在一定的裕度^[1],电网变压器容量约束可表示为:

$$\begin{cases} C_i^f \leq C_i^T/1.2 \\ C_i^g \leq C_i^T/1.2 \end{cases} \quad (15)$$

其中, C_i^T 为节点 i 处变压器限制容量。

综上所述,上层风光投资商规划模型为:

$$\begin{cases} \text{obj 式 (1)、(2)} \\ \text{s.t. 式 (3)、(4)} \end{cases} \quad (16)$$

下层配电网规划模型为:

$$\begin{cases} \text{obj 式 (5)} \\ \text{s.t. 式 (8)~(15)} \end{cases} \quad (17)$$

上述计及风光投资商竞争关系的分布式发电选址定容双层规划模型,同时计及配电网和多个分布式电源投资商主体的经济效益,体现了各分布式电源投资商的竞争关系,能够较好地反映电网实际运行状态。

2 模型转化

针对本文所建立的非线性双层多目标规划模型,启发式算法求解^[1]精度和效率均无法得到保证。为降低模型计算复杂度,本文采用凸松弛、二阶锥近似和 KKT 最优性条件对模型进行简化,以确保简化后模型能使用成熟软件进行求解,提升模型的实用性。

2.1 基于凸松弛及二阶锥近似的模型转化

由前述推导可知,潮流方程中包含大量的电压平方项、乘积项以及三角函数项,因而包含系统潮流约束的电网双层规划问题属于典型的非凸问题,难以精确求解。近年来有学者采用启发式算法求解该非凸问题,但求解效果和时间复杂度均不理想。本文采用凸松弛法和二阶锥近似对潮流方程中的非线性量进行线性化处理,将原优化问题转换为更易求解的凸优化问题。

二阶锥规划(SOCP)本质上是一种凸规划,具有较好的解的最优性和计算高效性。可采用现有商业软件和算法包求解二阶锥规划问题,求解过程可以在多项式时间内完成^[16]。二阶锥松弛法首先需要行变量替换,定义:

$$\begin{cases} J_{i,t} = U_{i,t}^2, J_{j,t} = U_{j,t}^2 \\ K_{ij,t} = U_{i,t}U_{j,t} \cos \theta_{ij,t} \\ H_{ij,t} = U_{i,t}U_{j,t} \sin \theta_{ij,t} \end{cases} \quad (18)$$

为进一步确保二阶锥变量之间的耦合关系,添加约束:

$$\begin{cases} K_{ij,t} - K_{ji,t} = 0 \\ H_{ij,t} + H_{ji,t} = 0 \end{cases} \quad (19)$$

$$J_{i,t}J_{j,t} = K_{ij,t}^2 + H_{ij,t}^2 \quad (20)$$

由于新增的二阶锥耦合约束仍然存在非线性关系,因此将约束式(20)进一步松弛为:

$$J_{i,t}J_{j,t} \geq K_{ij,t}^2 + H_{ij,t}^2 \quad (21)$$

进行上述松弛后,式(21)即可转化为二阶锥标准形式:

$$\left\| \begin{array}{c} 2K_{ij,t} \\ 2H_{ij,t} \\ J_{i,t} - J_{j,t} \end{array} \right\|_2 \leq J_{i,t} + J_{j,t} \quad (22)$$

将上式代入潮流方程,即可将潮流方程转换为:

$$\begin{cases} P_{ij,t} = G_{ij}J_{i,t} - G_{ij}K_{ij,t} - B_{ij}H_{ij,t} \\ Q_{ij,t} = -B_{ij}J_{i,t} + B_{ij}K_{ij,t} - G_{ij}H_{ij,t} \end{cases} \quad (23)$$

同时根据支路电流的基本关系,可将线路载流量约束转换为:

$$0 \leq (G_{ij}^2 + B_{ij}^2)(J_{i,t} + J_{j,t} - 2K_{ij,t}) \leq I_{ij,\max}^2 \quad (24)$$

此外,由于电压决策变量由 $U_{i,t}$ 转换为 $J_{i,t}$,因而节点电压约束也转换为:

$$J_{i,\min} \leq J_{i,t} \leq J_{i,\max} \quad (25)$$

其中, $J_{i,\max}$ 、 $J_{i,\min}$ 分别为节点 i 电压平方值上、下限。

完成上述二阶锥松弛后,模型复杂度得到一定简化,但利用函数包求解二阶锥约束仍存在计算时间较长等缺陷。鉴于上述问题,本文进一步将二阶锥约束线性化。

假设 $r_1, r_2, r_3 \in \mathbf{R}$, 二阶锥约束原始形式可表示为:

$$C = \left\{ r_1, r_2, r_3 \in \mathbf{R} \mid \sqrt{r_1^2 + r_2^2} \leq r_3 \right\} \quad (26)$$

二阶锥约束标准可表示为:

$$C = \left\{ r_1, r_2, r_3 \in \mathbf{R} \mid \left\| \begin{array}{c} r_1 \\ r_2 \end{array} \right\|_2 \leq r_3 \right\} \quad (27)$$

式(27)即为二阶锥标准形式,对该二阶锥标准形式可采用线性近似处理,具体转换流程见附录中式(A1)。

为便于上述二阶锥线性化分析,将约束式(22)中的四维二阶锥约束转换为2个二阶锥标准形式,引入中间变量 $y_{ij,t}$,式(22)转化为:

$$\left\| \begin{array}{c} 2K_{ij,t} \\ 2H_{ij,t} \end{array} \right\|_2 \leq y_{ij,t}, \quad \left\| \begin{array}{c} y_{ij,t} \\ J_{i,t} - J_{j,t} \end{array} \right\|_2 \leq J_{i,t} + J_{j,t} \quad (28)$$

综上分析,即可将二阶锥形式式(22)转换为求解难度较低的线性凸约束,具体转换过程见附录中式(A2)、(A3)。

由此式(20)即完成了二阶锥线性近似,将原本具有一定非线性的配电网潮流方程约束转化为线性约束,解决了模型的非线性问题。

2.2 双层规划的KKT最优性条件转化

在完成电网潮流非线性约束二阶锥松弛后,本文进一步引入KKT最优性条件处理上述线性双层规划模型,将下层规划模型转换至上层,最终将模型转换为完全线性可解的单层多目标规划模型。

针对下层模型,构造拉格朗日函数 $L(\mathbf{x})$:

$$L(\mathbf{x}) = F(\mathbf{x}) + \sum_{i \in I} \lambda_i f_i(\mathbf{x}) + \sum_{j \in E} h_j g_j(\mathbf{x}) \quad (29)$$

其中, $\mathbf{x} = [x_1, x_2, \dots, x_n]$, n 为下层各决策变量数量;

$f_i(\mathbf{x})$ 、 $g_j(\mathbf{x})$ 分别为下层模型的第 i 个不等式约束和第 j 个等式约束; I 、 E 分别为下层模型的不等式约束编号集合和等式约束编号集合; λ_i 、 h_j 分别为下层模型第 i 个不等式约束和第 j 个等式约束对应的拉格朗日乘子; $F(\mathbf{x})$ 为下层模型目标函数。

则下层模型可转换为如下KKT条件。

(1)原始可行域:

$$\begin{cases} f_i(\mathbf{x}) \leq 0 & i \in I \\ h_j(\mathbf{x}) = 0 & j \in E \end{cases} \quad (30)$$

(2)对偶可行域:

$$\lambda_i \geq 0 \quad i \in I \quad (31)$$

(3)互补松弛条件:

$$\lambda_i f_i(\mathbf{x}) = 0 \quad i \in I \quad (32)$$

(4)稳定性条件:

$$\frac{\partial L(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} = 0 \quad (33)$$

由上述分析可知,下层模型所转化KKT最优性条件虽然解决了双层模型需要迭代计算的缺陷,但式(32)进一步给模型引入了非线性因素,为解决该问题,本文选取大 M 法^[17]进行分析,即将式(32)等效为:

$$\begin{cases} \lambda_i \leq M(1 - Y_i) \\ -f_i(\mathbf{x}) \leq MY_i \end{cases} \quad i \in I \quad (34)$$

其中, M 为极大正整数; Y_i 为0-1变量。

至此,原始模型的所有非线性约束均转换为线性约束,原始非线性双层规划模型转换为单层线性规划问题,进而可以采用成熟商业软件进行求解。

2.3 多目标问题的求解

2.3.1 Pareto 前沿

通过模型非线性约束二阶锥松弛、线性化及双层模型KKT条件转化后,最终得到线性可解的单层线性规划模型。但由于本文同时计及风光投资商的经济利益,因而仍需对该多目标问题进行处理。文献[1]在处理该问题时选取定权法,通过层次分析法、模糊综合评价等方法求解多目标的固定权重,从而将多目标问题转化为单目标问题进行处理。虽然该处理方法简单易行,但固定权重法无法较好地反映电网中各分布式电源投资商的动态变化,也不能较好体现本文模型中各投资商的利益竞争关系。基于上述分析,本文选择求解模型Pareto前沿^[18]。

由前述分析可知,针对上层分布式电源投资商,风电投资商目标函数为 $F_1(P_{i,t}^f, P_{i,t}^g, \dots)$, 光伏投资商目标函数为 $F_2(P_{i,t}^f, P_{i,t}^g, \dots)$ 。在完成下层模型KKT条件转换后,整体规划模型可表示为:

$$\begin{cases} \min [F_1(P_{i,t}^f, P_{i,t}^g, \dots), F_2(P_{i,t}^f, P_{i,t}^g, \dots)] \\ \text{s.t. } g(P_{i,t}^f, P_{i,t}^g, \dots) = 0 \\ h(P_{i,t}^f, P_{i,t}^g, \dots) \leq 0 \end{cases} \quad (35)$$

其中, $g(P_{i,t}^f, P_{i,t}^g, \dots)$ 、 $h(P_{i,t}^f, P_{i,t}^g, \dots)$ 分别为转换后的模型等式约束与不等式约束。

假设问题式(35)存在 2 个解 s_1, s_2 , 对于目标数为 N 的多目标问题, 当且仅当:

$$\begin{cases} \forall i \in \{1, 2, \dots, N\}, F_i(s_1) \leq F_i(s_2) \\ \exists j \in \{1, 2, \dots, N\}, F_j(s_1) < F_j(s_2) \end{cases} \quad (36)$$

称解 s_1 Pareto 占优解 s_2 。

当解空间中没有任何一个解 Pareto 占优当前解时, 该解即可称为该多目标问题的一个 Pareto 最优解。所有 Pareto 最优解对应的目标向量构成的曲面, 称为 Pareto 最优前沿 PF(Pareto-optimal Front)。对多目标优化问题的求解, 实际上就是找到尽可能多的 Pareto 最优解, 并使其对应的各目标向量在最优前沿上均匀分布。

2.3.2 最优折中解

得到 Pareto 最优解集后, 本文进一步应用模糊集理论确定 Pareto 最优折中解。根据模糊集理论, 各 Pareto 最优解的适应度可表示为:

$$f_{\text{fit}}(i, k) = \frac{F_{i, \max} - F_i^k}{F_{i, \max} - F_{i, \min}} \quad (37)$$

其中, $f_{\text{fit}}(i, k)$ 为第 i 个目标函数第 k 个 Pareto 最优解的适应度; $F_{i, \max}$ 、 $F_{i, \min}$ 分别为第 i 个目标函数的最大值和最小值; F_i^k 为第 i 个目标函数第 k 个 Pareto 最优解的目标函数值。

各 Pareto 最优解的综合适应度可表示为:

$$f_{\text{fit}}(k) = \frac{\sum_{i=1}^N f_{\text{fit}}(i, k)}{\sum_{k=1}^R \sum_{i=1}^N f_{\text{fit}}(i, k)} \quad (38)$$

其中, $f_{\text{fit}}(k)$ 为第 k 个 Pareto 最优解的综合适应度; R 为 Pareto 前沿中 Pareto 最优解的数量。

综合式(37)、式(38), 即可选取综合适应度最高的 Pareto 最优解作为最优折中解。

综合上述分析, 转化后的风光联合规划模型可表示为:

$$\begin{cases} \text{obj} & \text{式 (1)、(2)} \\ \text{s.t.} & \text{式 (3)、(4)、(8)、(10)、(12)、(14)、(15)、(18)、(39)} \\ & \text{(19)、(23)—(25)、(29)—(31)、(33)、(34)} \end{cases}$$

3 算例分析

本文利用 MATLAB 调用 YALMIP 工具箱, 并采用 CPLEX 算法包对所提基于二阶锥松弛和 KKT 条件转化的配电网规划模型进行求解。计算机硬件配置为 Intel(R) Core(TM) i7-9750H CPU @2.60 GHz 2.59 GHz, 8 GB 内存。操作系统为 Win10 64 bit, 开发环境为 MATLAB R2016b, YALMIP 版本为 20190425。

本文所有算例均基于我国某乡镇实际 11 节点

配电网, 分别针对算法有效性、模型实用性及鲁棒性、典型场景分析等多个维度进行深入探讨。系统结构见附录中图 A2, 该算例对象为某乡镇 35 kV 等级配电网, 部分算例参数见附录中表 A1, 其他参数见文献[2]。

3.1 多目标问题的求解

综合上述讨论, 得出系统多目标 Pareto 最优前沿。为便于分析, 进一步选取风电最优解(风电投资商利益最大解)、光伏最优解(光伏投资商利益最大解)及最优折中解进行对比分析, 对比结果见表 1 及附录中图 A3。

表 1 各最优解结果对比

Table 1 Results comparison among different optimal solutions

指标	风电最优解	光伏最优解	最优折中解
电网总目标函数 / 万元	5008.7	5535.7	5178.2
风电目标函数 / 万元	236.1	78.6	214.1
光伏目标函数 / 万元	5.3	137.5	49.0
风电总投建容量 / MW	20.0	5.0	14.4
光伏总投建容量 / MW	5.4	13.1	8.5
风电总发电量 / (MW·h)	31848.0	8536.5	24253.9
光伏总发电量 / (MW·h)	2959.0	9410.6	5357.9
电网总购电量 / (MW·h)	66252.0	83236.7	71460.0

由表 1 可知, 风电最优解仅考虑风电投资商的利益最大化, 因而造成光伏投资商利益极低的情况; 同时, 光伏最优解也仅考虑光伏投资商, 风电投资商利益未得到较好考虑。相较于风电最优解和光伏最优解, 最优折中解能够较好地综合风电和光伏投资商的经济利益, 二者经济性均较为平衡。

由附录中图 A3 可以得出: 受限于电网潮流约束、安全稳定约束等, 电网实际分布式电量消纳量极有限, 各分布式电源投资商的经济性均在一定程度上受到电网制约; 同时, 风电投资商与光伏投资商的经济性目标存在一定程度的负相关, 二者之间存在显著的竞争关系, 这也在一定程度上避免了分布式电源投资商的冗余投资。

实际电网运行时, 风光投资商的投资积极性、投资回报率等均可能随电网及气候因素动态变化, 因而分布式电源投资商的最优解及最优折中解均可能不断更新, 而 Pareto 最优解集较好地涵盖了电网可能出现的各类分布式电源投资场景, 进一步验证了本文求解方法相较于固定权重法的优势。

3.2 算法对比

选取基于分解的多目标进化算法(MOEA/D)^[19]与本文所提基于潮流线性化的分布式发电选址定容算法进行对比。粒子数设置为 200, 最大迭代次数设置为 100, 算法结果对比如表 2 所示。表中差值是指 2 种算法对应求解结果差值的绝对值与本文算法求解结果的比值。

表2 2种算法结果对比

Table 2 Results comparison between two algorithms

算法	求解 时间 / s	电网总目标 函数 / 万元	风电目标 函数 / 万元	光伏目标 函数 / 万元
启发式算法	80819.946	5 186.1	210.9	48.6
本文算法	123.895	5 178.2	214.1	49.0
差值 / %	—	0.2	1.5	0.8

由表2可知,本文所提算法与传统启发式算法计算结果高度一致,计算准确度较高;相较于传统启发式算法需要反复搜索迭代的繁杂求解过程,本文所提算法通过二阶锥松弛、变量线性化及KKT条件转换,极大程度地降低了时间复杂度,计算时间缩短了99.85%,在计算效率上具有极为显著的优势。

3.3 二阶锥线性近似验证

为验证二阶锥线性化求解法的有效性,本文进一步选取下层模型算例对二阶锥线性化求解结果和直接采用二阶锥函数求解结果进行对比,如表3所示。

表3 二阶锥线性近似精度对比

Table 3 Accuracy comparison of second-order cone

方法	linear approximation			
	电网总目标 函数 / 万元	风电总发电量 / (MW·h)	光伏总发电量 / (MW·h)	电网总购电量 / (MW·h)
线性化求解	4996.2	31847	8683	60490
函数求解	4991.6	31891	8775	60294
差值 / %	0.0906	0.1392	1.0484	0.3235

由表3可看出,本文所采用的二阶锥线性化法能够较好地几何逼近原始二阶锥约束,从配电网总经济性指标与风电、光伏、电网购电量等多个角度分析,二阶锥线性化与原始二阶锥的求解结果差异均在可接受范围。通过二阶锥线性近似较好地解决了原始模型中的非线性问题,从而极大程度地降低了模型的计算复杂度,提升了模型的可行性。

3.4 双层模型与单层模型算例对比

为进一步分析本文计及多利益主体的双层规划模型与传统仅计及配电网经济性的单层规划模型的

差异,本文进一步忽略分布式电源投资商的投建容量约束,仅选取下层配电网规划进行算例分析,并与双层模型求解结果进行对比。设置如下2个场景。

场景1:同时以风光投资商的经济效益最大和配电网的年运行成本最低为目标,建立配电网双层规划模型。

场景2:不计及风光投资商利益,仅考虑配电网运行约束,以配电网全年运行经济成本最小为目标,建立配电网单层规划模型。

求解结果对比如表4所示。由表4可知,电网单层模型未计及分布式电源投资商的利益,且风光上网电价均低于配电网向上级电网购电电价,因而为确保配电网运行经济性最优,单层规划模型使风光各点投建容量均达到上限。

相较于未计及分布式电源投资商的单层规划模型,虽然双层规划模型的配电网总运行成本略有提高,但其风光投资商利益均能得到保证。虽然单层规划模型能够增加新能源接入量,但大容量的风光机组投建量极大程度地增加了电网冗余投建量,弃风弃光较为严重。综上分析,双层规划模型更贴近电网实际运行场景,更具有可行性。

3.5 优化目标影响分析

在上述模型求解过程中,为满足电网潮流稳定约束、支路负载约束、支路载流量约束及电网功率平衡约束,配电网会出现弃风弃光现象,以确保电网稳定运行,同时获取更好的经济效益。鉴于目前我国对弃风弃光现象的严格管制,本文进一步调整下层配电网优化目标为风光总消纳量最大,构建场景3及场景4。

场景3:选取上层 $C_F=20$ MW、 $C_G=20$ MW,以配电网年经济运行成本最低为优化目标建立配电网分布式发电选址定容模型。

场景4:选取上层 $C_F=20$ MW、 $C_G=20$ MW,以电网总风光消纳量最大为优化目标建立配电网分布式发电选址定容模型。

分别对场景3及场景4下的模型进行求解,具体结果见表5。

表4 双层模型与单层模型求解结果对比

Table 4 Comparison of solution results between bi-level model and single level model

场景	电网总目标 函数 / 万元	风电目标 函数 / 万元	光伏目标 函数 / 万元	风电总投建 容量 / MW	光伏总投建 容量 / MW	风电总发电量 / (MW·h)	光伏总发电量 / (MW·h)	电网总购电量 / (MW·h)
1	5 178.2	214.10	49	14.4	8.5	24 253.9	5 357.9	71 460.0
2	4 424.9	-870.41	-1 415.5	66	66	56 581.0	9 148.2	35 177.0

表5 优化目标影响分析

Table 5 Impact analysis of optimization objectives

场景	电网总目标 函数 / 万元	风电总发电量 / (MW·h)	光伏总发电量 / (MW·h)	电网总购电量 / (MW·h)	弃风量 / (MW·h)	弃光量 / (MW·h)
3	4 996.2	31 847.0	8 683.0	60 490.0	2 530.9	10 927.0
4	5 467.0	34 377.3	15 839.8	60 298.5	0	3 774.4

由表 5 可知,当将电网的优化目标转化为风光总消纳量最大后,电网所有可接入风电均接入,由于光伏出力特性及潮流稳定约束,仍然存在一定的弃光现象。该转变能够极大程度地约束弃风弃光现象,但若要进一步制约弃风弃光,还需更为合理地进行分布式发电选址定容。

3.6 风光出力不确定性分析

鉴于自然条件、环境等因素的随机性,风电及光伏出力具有一定的波动性,因而风光接入配电网将会一定程度增加系统运行的不确定性。为进一步探究风电和光伏不确定性对模型的影响,本文研究了计及风光不确定性的分布式发电选址定容问题。

假设 $P_{i,t,u}^f$ 、 $P_{i,t,u}^g$ 分别为在悲观置信度下风光出力大小,则风光在悲观置信度下的实际出力为:

$$\begin{cases} P_{i,t,u}^f = \varnothing \{ P_{i,t,u}^f | C_r \{ P_{i,t,u}^f \geq P_{i,t}^f \} \geq \alpha \} \\ P_{i,t,u}^g = \varnothing \{ P_{i,t,u}^g | C_r \{ P_{i,t,u}^g \geq P_{i,t}^g \} \geq \alpha \} \end{cases} \quad (40)$$

其中, α 为悲观置信度^[20]; $C_r \{ \}$ 为取置信度表达式; $\varnothing \{ \}$ 为取下界符号。

通过合理确定风光出力的概率分布特性,选取适当的悲观置信度值,即可较准确地辨析风光出力不确定性对分布式发电选址定容双层模型的影响。本文建立 2 种典型场景分析风光不确定性对分布式发电选址定容规划模型影响。

场景 5: 取悲观置信度 $\alpha = 90\%$, 风电出力大小服从正态分布 $N(P_{i,t}^f, 0.01(P_{i,t}^f)^2)$, 光伏出力大小服从正态分布 $N(P_{i,t}^g, 0.0025(P_{i,t}^g)^2)$ 。

场景 6: 风光实际出力大小在典型日出力曲线的基础上存在 $\pm 20\%$ 的波动范围。

分别对场景 5 及场景 6 下的模型进行求解,选取各场景最优折中解与场景 1 最优折中解进行对比,结果见表 6。

由表 6 可知,在计及悲观置信度的风光出力场景下,风电目标函数波动较为严重,电网风电消纳量由于风电出力削弱而大幅下降,由此光伏目标函数略有上升,风光投资商的竞争关系得到一定体现。在计及随机波动的光风出力场景下,风、光总经济性变化幅度分别为 0.8% 、 13.7% ,证明了本文模型在风光出力不确定性场景下具有较好的鲁棒性。

3.7 典型投资场景分析

由于本文模型中上层主体风光投资商投资决策可能受到政策、环境等多种因素影响,因而本文选取 6 种典型风光投资商投资场景进行对比,以分析风光投资商主观投资意向变化对模型的影响,6 种典型投资场景如下。

场景 7: $C_f = 0$ 、 $C_g = 20$ MW, 对应仅存在光伏投资商,不存在风电投资商。

场景 8: $C_f = 20$ MW、 $C_g = 0$, 对应仅存在风电投资商,不存在光伏投资商。

场景 9: $C_f = 5$ MW、 $C_g = 5$ MW, 对应风电、光伏投资商均消极投资。

场景 10: $C_f = 5$ MW、 $C_g = 20$ MW, 对应风电投资商消极投资,光伏投资商积极投资。

场景 11: $C_f = 20$ MW、 $C_g = 5$ MW, 对应光伏投资商消极投资,风电投资商积极投资。

场景 12: $C_f = 20$ MW、 $C_g = 20$ MW, 对应风电、光伏投资商均积极投资。

上述 6 种典型投资场景中,场景 7、8 对应配电网仅存在 1 类分布式电源投资商的场景,场景 9—12 分别对应风光投资商不同投资积极性的投资场景。上述 6 种典型投资场景的结果对比见表 7。

表 7 6 种典型投资场景结果对比

Table 7 Results comparison among six typical investment scenarios

场景	电网总目标 函数 / 万元	风电总发电 量 / (MW·h)	光伏总发电 量 / (MW·h)	电网总购电 量 / (MW·h)
7	5 728.0	0	13 876	87 409
8	5 014.7	31 868	0	69 211
9	5 549.1	8 512	4 349	88 389
10	5 529.4	8 529	12 605	80 037
11	5 011.7	31 826	2 701	66 568
12	4 996.2	31 847	8 683	60 490

由表 7 可知,随着风光投资商投建意向的增强,电网分布式电量投建量及接入量逐渐增大,鉴于本文风光平价上网的前提,电网经济性也随之得到改善,显示了分布式电源投资商与配电网之间的合作关系。由场景 7—12 的对比可知,当风光投资意向持续增长时,由于电网各节点负荷量有限,在保证电网安全稳定运行的前提下,电网及分布式电源投资商的经济效益改善趋势放缓,在一定程度上体现了分布式电源投资商间及分布式电源投资商与电网间

表 6 出力不确定性影响分析

Table 6 Impact analysis of output uncertainty

场景	电网总目标 函数 / 万元	风电目标 函数 / 万元	光伏目标 函数 / 万元	风电总投建 容量 / MW	光伏总投建 容量 / MW	风电总发电量 / (MW·h)	光伏总发电量 / (MW·h)	电网总购电量 / (MW·h)
1	5 178.2	214.1	49.0	14.4	8.5	24 253.9	5 357.9	71 460.0
5	5 318.9	102.1	59.7	12.1060	10.377 1	18 075.7	6 570.2	76 460.7
6	5 187.1	215.8	42.3	14.2	9.3	24 036.2	5 702.0	71 412.9

的竞争关系。同时,通过对比场景11、12可知,该地区风电对电网经济性的改善程度远高于光伏,目前该地区风电投资商占主导地位。

4 结论

针对分布式发电选址定容模型存在的维度过高、寻优困难、求解时间长等问题,本文提出一种基于潮流线性化的分布式发电选址定容方法,建立计及风光投资商竞争关系的分布式发电选址定容双层规划模型,利用凸松弛、二阶锥近似和KKT条件等数学方法对模型进行有效求解,得出如下结论。

(1)针对潮流方程的非凸问题,本文所提出的基于二阶锥松弛及线性化的模型转化方法可以在确保精度的前提下较好地简化模型;同时,本文采用的基于KKT最优性条件的双层模型转化能够有效解决传统算法需要反复迭代的缺陷;转化后得到的配电网线性单层多目标规划模型计算复杂度得到极大程度的简化。

(2)利用某乡镇11节点配电网系统进行算例分析。算例结果表明:相较于单层模型,配电网双层规划模型能够建立分布式电源投资商与配电网之间的经济性平衡,避免各主体利益极度失衡;合理接入平价上网的分布式电量能够降低配电网的年运行成本。

(3)若电网在政策等因素驱动下过分追求不弃风不弃光,分布式发电消纳率将进一步得到提升,但配电网损耗及运行经济性将会有一定程度的损失。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 黄冯. 面向电力系统分析的可再生能源典型场景生成方法[D]. 合肥:合肥工业大学,2019.
HUANG Feng. A typical scenario generation method for renewable energy in power system analysis[D]. Hefei: Hefei University of Technology, 2019.
- [2] 张迪,苗世洪,赵健,等. 分布式发电市场化环境下扶贫光伏布点定容双层优化模型研究[J]. 电工技术学报,2019,34(10):1999-2010.
ZHANG Di, MIAO Shihong, ZHAO Jian, et al. A bi-level locating and sizing optimal model for poverty alleviation PVs considering the marketization environment of distributed generation [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2019, 34(10): 1999-2010.
- [3] 林君豪,张焰,陈思,等. 考虑可控负荷影响的主动配电系统分布式电源优化配置[J]. 电力自动化设备,2016,36(9):46-53,73.
LIN Junhao, ZHANG Yan, CHEN Si, et al. Optimal DG allocation considering effect of controllable load for active distribution system [J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(9): 46-53, 73.
- [4] 孙惠娟,刘君,彭春华. 基于分类概率综合多场景分析的分布式电源多目标规划[J]. 电力自动化设备,2018,38(12):39-45.
SUN Huijuan, LIU Jun, PENG Chunhua. Multi-objective DG planning based on classified probability integration multi-scenario analysis [J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(12): 39-45.
- [5] 刘科研,刘永梅,盛万兴,等. 考虑电压约束的分布式电源接入配电网最大准入容量计算方法[J]. 电力自动化设备,2016,36(6):81-87.
LIU Keyan, LIU Yongmei, SHENG Wanxing, et al. Maximal allowable DG penetration capacity calculation considering voltage constraints [J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(6): 81-87.
- [6] 刘佳,徐谦,程浩忠,等. 考虑N-1安全的分布式电源多目标协调优化配置[J]. 电力自动化设备,2017,37(7):84-92.
LIU Jia, XU Qian, CHENG Haozhong, et al. Multi-objective coordinated DG planning with N-1 security [J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(7): 84-92.
- [7] 张明锐,李路遥,杜志超,等. 考虑电动汽车能量管理的微网分布式电源选址定容[J]. 电力自动化设备,2017,37(7):46-54.
ZHANG Mingrui, LI Luyao, DU Zhichao, et al. Microgrid DG siting and sizing with consideration of EV energy management [J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(7): 46-54.
- [8] EL-KHATTAM W, BHATTACHARYA K, HEGAZY Y, et al. Optimal investment planning for distributed generation in a competitive electricity market [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2004, 19(3): 1674-1684.
- [9] 秦磊,孙曼,李松,等. 基于混合智能算法考虑时序性的风光电源多目标规划[J]. 可再生能源,2015,33(6):843-850.
QIN Lei, SUN Man, LI Song, et al. Multi-objective planning of wind and photovoltaic generation based on hybrid intelligent algorithm considering load profile and generation profile [J]. Renewable Energy Resources, 2015, 33(6): 843-850.
- [10] 孙坡,张巍,曾佳斌,等. 计及碳排放和风光消纳的多目标切荷优化调度[J]. 电力科学与工程,2018,34(4):14-20.
SUN Po, ZHANG Wei, ZENG Jiabin, et al. Multi-objective optimal dispatch with load curtailment considering carbon emission and wind-photovoltaic power accommodation [J]. Electric Power Science and Engineering, 2018, 34(4): 14-20.
- [11] 施锦月. 基于能量枢纽热电比可调模型的微能源网双层优化方法[D]. 北京:华北电力大学,2017.
SHI Jinyue. Bi-level optimization method for energy microgrid based on the heat-to-electric ratio adjustable mode of energy hub [D]. Beijing: North China Electric Power University, 2017.
- [12] 龙勇,刘超,汪於. 微电网利益相关者合作运营的双层规划模型[J]. 管理科学学报,2019,22(5):69-82.
LONG Yong, LIU Chao, WANG Yu. A bi-level programming model cooperatively operated by the microgrid stakeholders [J]. Journal of Management Sciences in China, 2019, 22(5): 69-82.
- [13] CALVETE H I, GALÉ C, IRANZO J A. Planning of a decentralized distribution network using bilevel optimization [J]. Omega, 2014, 49: 30-41.
- [14] 刘俊. 主动配电网中分布式电源优化配置研究[D]. 福州:福州大学,2017.
LIU Jun. The planning research of distributed generation in active distribution network [D]. Fuzhou: Fuzhou University, 2017.
- [15] 丁明,方慧,毕锐,等. 基于集群划分的配电网分布式光伏与储能选址定容规划[J]. 中国电机工程学报,2019,39(8):2187-2201,2.
DING Ming, FANG Hui, BI Rui, et al. Optimal siting and sizing of distributed PV-storage in distribution network based on cluster partition [J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(8): 2187-2201, 2.
- [16] 李超,苗世洪,盛万兴,等. 考虑动态网络重构的主动配电网优

- 化运行策略研究[J/OL]. 电工技术学报. [2019-09-21]. <https://doi.org/10.19595/j.cnki.1000-6753.tces.181054>.
- [17] DING T, BO R, GU W, et al. Big-M based MIQP method for economic dispatch with disjoint prohibited zones[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(2): 976-977.
- [18] KIM I Y, DE WECK O L. Adaptive weighted-sum method for bi-objective optimization: Pareto front generation[J]. Structural and Multidisciplinary Optimization, 2005, 29(2): 149-158.
- [19] ZHANG J R, TANG Q H, LI P, et al. A modified MOEA/D approach to the solution of multi-objective optimal power flow problem[J]. Applied Soft Computing, 2016, 47: 494-514.
- [20] 刘宝碇, 赵瑞清, 王纲. 不确定规划及应用[M]. 北京: 清华大学出版社, 2003: 219-221.

作者简介:



王涛

王涛(1975—),男,河北石家庄人,高级工程师,主要研究方向为电力系统规划调度(E-mail: jyy_wangt@he.sgcc.com.cn);
郑重(1998—),男,江西抚州人,硕士研究生,通信作者,主要研究方向为电力系统规划、智能调度(E-mail: zzheng@hust.edu.cn);
苗世洪(1963—),男,湖北随州人,教授,博士研究生导师,博士,主要研究方向为电力系统保护控制、微电网和主动配电网新技术(E-mail: shmiao@mail.hust.edu.cn)。

(编辑 王锦秀)

Novel locating and sizing algorithm for distributed generation based on power flow linearization

WANG Tao¹, LIU Xuefei¹, ZHENG Zhong², LIU Rui¹, XI Peng¹, ZHAO Yang¹, ZHANG Lijie¹, MIAO Shihong²

(1. Economic Research Institute of State Grid Hebei Electric Power Company, Shijiazhuang 050000, China;

2. Hubei Electric Power Security and High Efficiency Key Laboratory, State Key Laboratory of Advanced Electromagnetic Engineering and Technology, School of Electrical and Electronic Engineering, Huazhong University of Science and Technology, Wuhan 430074, China)

Abstract: Aiming at the problems of existing distributed generation locating and sizing model, such as high dimension, difficult optimization, long solving time, etc., a locating and sizing method based on power flow linearization is proposed for distributed generation. On the basis of actual operation scenario of distribution network, a bi-level planning model for locating and sizing of distributed generation is built considering the competition relationship between wind and photovoltaic investors. Considering the characteristics of distribution network parameters, the second-order cone relaxation method is used for convex relaxation of non-convex power flow constraints of the model, further linear approximation is carried out for the second-order cone non-linear form. The lower level model is equivalently transformed into the upper level constraints by using KKT (Karajan-Kuhn-Tucker) condition, and the original model is finally transformed into a multi-objective linear mathematical programming model, which reduces the solving complexity of the original model greatly. The case simulation of a 11-bus system of a town is carried out, and the results verify the validity of the proposed model and algorithm.

Key words: distributed generation; locating and sizing; convex relaxation; second-order cone approximation; KKT optimality condition

附录：

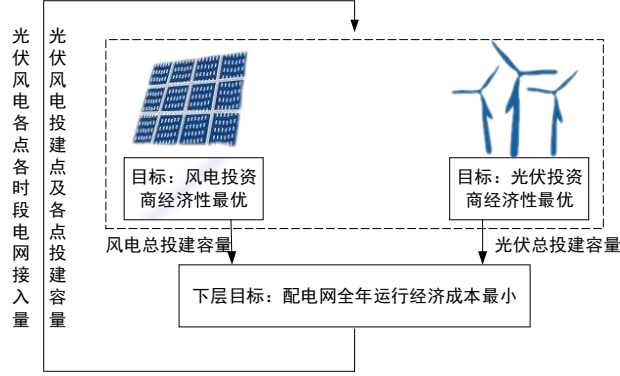


图 A1 计及风光投资商竞争关系的分布式发电选址定容双层规划模型

Fig.A1 Bi-level programming model for location and volume determination of distributed generation considering competitive relation of wind and PV investors

标准二阶锥转换公式：

$$\begin{cases} \xi^0 \geq |r_1| \\ \eta^0 \geq |r_2| \\ \xi^j = \left(\cos \frac{\pi}{2^{j+1}} \right) \eta^{j-1} + \left(\sin \frac{\pi}{2^{j+1}} \right) \xi^{j-1} \\ \eta^j \geq \left| - \left(\sin \frac{\pi}{2^{j+1}} \right) \xi^{j-1} + \left(\cos \frac{\pi}{2^{j+1}} \right) \eta^{j-1} \right| \\ \xi^v \leq r_3 \\ \eta^v \leq \left(\tan \frac{\pi}{2^{v+1}} \right) \xi^v \end{cases} \quad j = 1, 2, \dots, v \quad (\text{A1})$$

本文模型二阶锥线性化转换公式：

$$\begin{cases} \xi_0^0 \geq |2K_{ij,t}| \\ \eta_0^0 \geq |2H_{ij,t}| \\ \xi_0^j = \left(\cos \frac{\pi}{2^{j+1}} \right) \eta_0^{j-1} + \left(\sin \frac{\pi}{2^{j+1}} \right) \xi_0^{j-1} \\ \eta_0^j \geq \left| - \left(\sin \frac{\pi}{2^{j+1}} \right) \xi_0^{j-1} + \left(\cos \frac{\pi}{2^{j+1}} \right) \eta_0^{j-1} \right| \\ \xi_0^v \leq y_{ij,t} \\ \eta_0^v \leq \left(\tan \frac{\pi}{2^{v+1}} \right) \xi_0^v \end{cases} \quad j = 1, 2, \dots, v \quad (\text{A2})$$

$$\begin{cases} \xi_1^0 \geq |y_{ij,t}| \\ \eta_1^0 \geq |J_{i,t} - J_{j,t}| \\ \xi_1^j = \left(\cos \frac{\pi}{2^{j+1}}\right) \eta_1^{j-1} + \left(\sin \frac{\pi}{2^{j+1}}\right) \xi_1^{j-1} \\ \eta_1^j \geq \left| -\left(\sin \frac{\pi}{2^{j+1}}\right) \xi_1^{j-1} + \left(\cos \frac{\pi}{2^{j+1}}\right) \eta_1^{j-1} \right| \\ \xi_1^v \leq J_{i,t} + J_{j,t} \\ \eta_1^v \leq \left(\tan \frac{\pi}{2^{v+1}}\right) \xi_1^v \end{cases} \quad j=1,2,\cdots,v \quad (\text{A3})$$

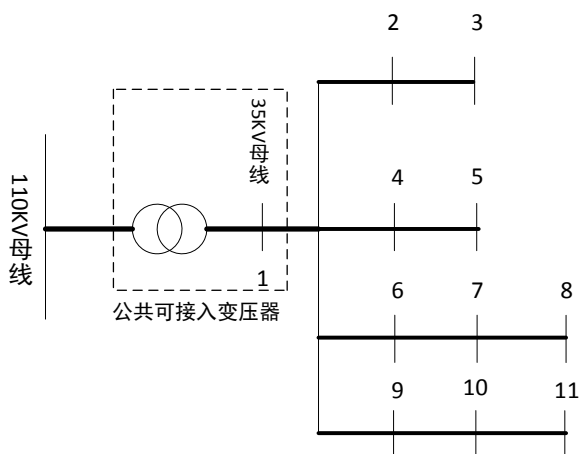


图 A2 某市 11 节点网架结构图

Fig.A2 11-bus grid structure diagram of a city

表 A1 算例参数

Table A1 Case parameters

参数	数值
风电机组单位容量投资成本/(元·MW ⁻¹)	7 000
光伏机组单位容量投资成本/(元·MW ⁻¹)	6 000
风电上网电价/[元·(kW·h) ⁻¹]	0.34
光伏上网电价/[元·(kW·h) ⁻¹]	0.55
主网购电电价/[元·(kW·h) ⁻¹]	0.568
贴现率/%	3
风电设备折旧年限/a	20
光伏设备折旧年限/a	30
风电光伏设备残值率/%	5

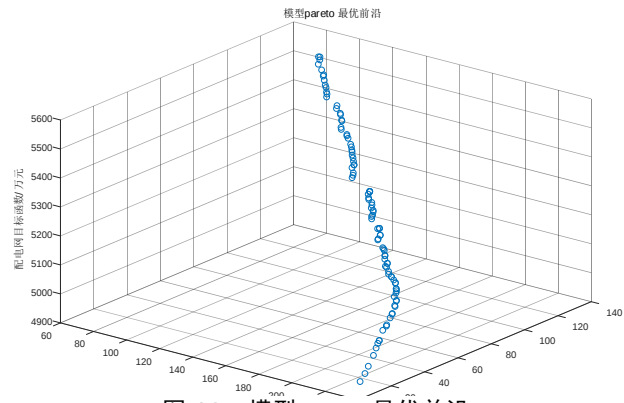


图 A3 模型 Pareto 最优前沿
Fig.A3 Optimal Pareto front of model