

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.190270

考虑直接负荷控制与风电不确定性的输电网扩展规划

蒋霖^{1,2}, 郑倩薇³, 王枫^{1,2}, 仇梦林³, 刘巨², 艾小猛³, 姚伟³, 文劲宇³

(1. 国网湖北省电力有限公司, 湖北 武汉 430077; 2. 水火电资源优化配置与仿真技术实验室(国网湖北省电力有限公司经济技术研究院), 湖北 武汉 430077; 3. 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(华中科技大学电气与电子工程学院), 湖北 武汉 430074)

摘要: 需求响应项目的推广以及风电并网后电源侧出力的不确定性, 给电力系统的输电网规划带来了新的机遇和挑战。为利用需求响应减少建线投资, 建立了考虑直接负荷控制参与 $N-1$ 预想故障潮流调整的输电网规划模型。采用基于历史数据凸包顶点的极限场景法处理风电不确定性, 保证所建立的输电网规划模型为易于求解的混合整数规划问题。结合实际工程参数, 基于改进的 IEEE24 节点系统进行仿真。仿真结果体现了直接负荷控制在缓解潮流越限、减少建线成本方面的作用, 说明需求响应措施在保证系统运行安全性的前提下能够提高规划经济性, 通过调整凸包范围能够有效调节所提模型的经济性与鲁棒性。

关键词: 输电网规划; 需求响应; 预想故障; 极限场景法; 混合整数线性规划

Transmission network expansion planning considering direct load control and wind power uncertainty

JIANG Lin^{1,2}, ZHENG Qianwei³, WANG Feng^{1,2}, ZHANG Menglin³, LIU Ju², AI Xiaomeng³, YAO Wei³, WEN Jinyu³

(1. State Grid Hubei Electrical Power Co., Ltd., Wuhan 430077, China; 2. Hydrothermal Power Resource Optimization and Simulation Laboratory (State Grid Hubei Electrical Power Co., Ltd. Economics Research Institute), Wuhan 430077, China; 3. State Key Laboratory of Advanced Electromagnetic Engineering and Technology, Hubei Electric Power Security and High Efficiency Key Laboratory (School of Electrical and Electronic Engineering, Huazhong University of Science and Technology), Wuhan 430074, China)

Abstract: The promotion of demand response programs and the uncertainty caused by wind power integration create opportunity and challenge to transmission network expansion planning. To defer the transmission line investment with demand response, the transmission expansion planning model is proposed considering direct load control in generation re-dispatch for $N-1$ contingency. The extreme scenario method based on the convex hull vertices of history data is utilized to tackle with wind power uncertainty, which ensures the proposed model is a solvable mixed integer linear programming model. The modified IEEE 24-node system is tested with practical parameters. The function of demand response in relieving power flow overload and reducing transmission line investment is presented in the simulation results, which indicates demand response can improve the economy of power grid planning with the guarantee of system operation security. By adjusting the range of convex hull, the balance between economy and robustness of the proposed model can be reached.

This work is supported by China Postdoctoral Scientific Fund (No. M2018642841), National Natural Science Foundation of China (No. 51707070), and Science and Technology Project of State Grid Hubei Electric Power Co., Ltd. "Technical Research on Large Hub Power Grid Active Distribution Network Coordination Planning".

Key words: transmission network planning; demand response; $N-1$ contingency; extreme scenario method; mixed integer linear programming

0 引言

随着建线成本的不断上涨, 仅依靠输电网扩展

基金项目: 中国博士后科学基金项目资助(M2018642841); 国家自然科学基金项目资助(51707070); 国网湖北省电力有限公司科学技术项目资助“大型枢纽电网主配网协调规划技术研究”

规划(Transmission Network Expansion Planning, TNEP)或线路开断优化(Optimal Transmission Switching, OTS)来保证电力系统安全性与可靠性的规划方法将使电网公司面临高昂的输电网投资成本^[1-4]。需求侧响应(Demand Response, DR)作为系统的灵活调节资源, 在国内外得到了广泛应用^[5-7]。近年来, 我国先后下发了一系列关于促进需求响应发展的政策文件^[8-9], 并建立了多个需求响应项目试

点。在此背景下,现有学者围绕需求响应参与负荷预测^[10]、含新能源的经济调度^[11]、微网规划^[12]等开展了相关研究,但现有研究多基于日前和日内优化运行来分析实施需求响应的效益。

部分研究开始利用需求响应来减少电网规划扩建投资^[13-18]。文献[13]提出了利用激励型需求响应以及基于非网络辅助方法代替新建线路,以满足高峰时期负荷水平;文献[14]在输电网规划中引入紧急需求侧响应策略,并采用权衡方案鲁棒性与可行性的惩罚模型以及评判方案风险性的平均变量模型来确定综合最优方案;文献[15]为协调电网扩容与需求侧资源的最优配置,建立了兼顾电网与节能服务公司各自优化目标的主从协调规划模型;文献[16]基于负荷弹性与用户利益函数搭建了考虑需求响应的多目标输电网规划模型;另外,文献[17]探讨了需求响应在源网双层规划中的实际影响,文献[18]则探讨了需求响应在交直流互联电网中对输电网投资定址决策的作用。然而,相关研究中鲜有文献考虑 $N-1$ 预想故障,文献[19]在输电网规划时考虑了需求响应以及 $N-1$ 安全约束,然而其所建模型为一混合整数非线性问题,应用智能算法求解容易陷入局部最优。为保证规划结果可靠性,本文引入 $N-1$ 安全约束并采用直接负荷控制来应对 $N-1$ 故障中产生的线路潮流超限,通过文献[20]中所述的析取方法(Disjunctive Approach)描述潮流约束,使得所提模型为混合整数线性模型。

此外,风电、光伏等清洁能源大规模并网后,电源侧的不确定性与波动性更加显著^[21-23]。为处理风电不确定性,现有研究主要采用随机规划法或鲁棒优化法应对风电不确定性。相比随机规划法,鲁棒优化具有更高的决策可靠性。但现有的鲁棒优化模型通常采用 max-min 形式建模,不具有计算易处理性。对此,本文拟采用极限场景法来建立考虑风电不确定性的输电网规划模型。极限场景法的基本思想是提取历史数据的凸包场景,只要能够保证决策结果在凸包场景下的可行性,则决策结果对其余任意场景均可行,因而该方法具有鲁棒优化决策可靠性的优点,另外,该方法可以建立易于求解的混合整数规划模型^[24-25]。此外,相比随机规划法,该方法仅含有少量场景,避免了随机规划法的海量场景,因而,该方法兼具鲁棒优化决策可靠性与随机规划计算易处理性的优点。

综上,本文拟利用直接负荷控制来提高输电网规划的经济性和可靠性,利用极限场景法来处理风电不确定性,使所建模型为混合整数规划问题。最后,基于改进的 IEEE24 节点测试系统验证所提方

法的有效性。

1 考虑直接负荷控制参与 $N-1$ 预想故障潮流调整的输电网规划模型

考虑一个输电网络,其中节点 i, j 之间的输电走廊已建线路数为 n_{ij}^{\min} , 最大可建线路数为 n_{ij}^{\max} , 该走廊内第 k 条线路的输电容量设为 $P_{ij}^{(k)\max}$, 线路电抗为 $x_{ij}^{(k)}$, 线路建线成本为 $c_{ij}^{(k)}$, 节点 i 负荷为 P_{Di} , 风电出力为 P_{Ri} , 发电机出力上下限分别为 P_{Gi}^{\max} 与 P_{Gi}^{\min} , 各节点相角上下限统一设为 θ^{\max} 与 θ^{\min} , 各机组爬坡速率为 v , 爬坡时间为 ΔT , 决策节点 i, j 之间第 k 条线路是否建成的二进制变量为 $\alpha_{ij}^{(k)}$ 。

一般来说需求侧响应机制可分为价格型需求响应和激励型需求响应,相比于价格型需求响应,激励型需求响应可调度性高,响应速度快,本文需求侧响应类型选择为激励型需求响应中的直接负荷控制,本文目标函数由三部分组成,如式(1)所示。

$$f = \min(LIC + DIC + DCC) \quad (1)$$

$$LIC = \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} \left(\sum_{ij \in \Omega, k = n_{ij}^{\min} + 1}^{n_{ij}^{\max}} c_{ij}^{(k)} \alpha_{ij}^{(k)} \right) \quad (2)$$

$$DIC = c_{dr}^{fcl} \sum_i (k_{Di} \cdot P_{Di}) \quad (3)$$

$$DCC = c_{dr}^{\text{com}} T_{N-1} \sum_i PC_{Di}^s \quad (s = 1, 2, \dots, N_k) \quad (4)$$

式中: LIC 为线路投资成本等年值; DIC 为 DR 设备投资成本; DCC 为 DR 补偿成本,式(2)~式(4)为三种成本的具体形式。式(2)中 r 为每年的折扣率, n 为输电网寿命年限;式(3)中 c_{dr}^{fcl} 为单位容量的 DR 设备成本, k_{Di} 为节点 i 的 DR 占比,为取值在 0 和 1 之间的常数, $k_{Di} \cdot P_{Di}$ 表示发生 $N-1$ 故障时可响应的最大负荷量;式(4)中 c_{dr}^{com} 为提供单位能量负荷响应的补偿费用, T_{N-1} 为全年发生 $N-1$ 预想故障的时间, PC_{Di}^s 为节点 i 的负荷响应量, N_k 为预想故障个数。

1.1 考虑 $N-1$ 预想故障的输电网规划模型约束

基态下与建线决策变量 $\alpha_{ij}^{(k)}$ 相关的约束如式(5)~式(9)所示。

1) 未架线支路状态约束

$$\alpha_{ij}^{(k)} \in \{0, 1\} \quad k = n_{ij}^{\min} + 1, \dots, n_{ij}^{\max} \quad (5)$$

式中,建线决策变量 $\alpha_{ij}^{(k)}$ 以二进制变量 $\{0, 1\}$ 表示,建线时取值为 1, 不建线时取值为 0。

2) 已架线支路状态约束

$$\alpha_{ij}^{(k)} = 1 \quad k=1, \dots, n_{ij}^{\min} \quad (6)$$

3) 架线顺序约束

$$\alpha_{ij}^{(k)} \leq \alpha_{ij}^{(k-1)} \quad k=2, \dots, n_{ij}^{\max} \quad (7)$$

4) 架线总数上下限约束

$$n_{ij}^{\min} \leq \sum_{k=1}^{n_{ij}^{\max}} \alpha_{ij}^{(k)} \leq n_{ij}^{\max} \quad (8)$$

当系统中某一条线路发生 $N-1$ 预想故障时, 故障支路与非故障支路的 $\alpha_{ij}^{(k)}$ 值分别如式(9)和式(10)所示。

5) 故障支路约束

$$\alpha_{ij}^{(K)} = 0 \quad K = n_{ij}^{\min} \quad (9)$$

式(9)表示节点 i 与节点 j 之间的输电走廊, 假设其已建线路中的第 K ($K = n_{ij}^{\min}$) 条线路发生故障, 则变量 $\alpha_{ij}^{(K)}$ 设为 0。

6) 未发生故障支路约束

$$\alpha_{ij}^{(k)} = 1 \quad k=1, \dots, n_{ij}^{\min} - 1 \quad (10)$$

式(10)表示对于未发生故障的已建线路, 其线路变量仍为 1。

系统中与潮流功率相关的约束如式(11)一式(15)所示。

7) 发电机出力上下限约束

$$P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi}^s \leq P_{Gi}^{\max} \quad (11)$$

8) 支路潮流上下限约束

$$-P_{ij}^{(k)\max} \alpha_{ij}^{(k)} \leq P_{ij}^{s(k)} \leq P_{ij}^{(k)\max} \alpha_{ij}^{(k)} \quad (12)$$

9) 支路潮流加和约束

$$P_{ij}^s = \sum_{k=1}^{n_{ij}^{\max}} P_{ij}^{s(k)} \quad (13)$$

10) 潮流-功角约束

$$\begin{aligned} -2\theta^{\max} (1 - \alpha_{ij}^{(k)}) &\leq \theta_i^s - \theta_j^s - x_{ij}^{(k)} P_{ij}^{s(k)} \leq \\ &2\theta^{\max} (1 - \alpha_{ij}^{(k)}) \end{aligned} \quad (14)$$

11) 功率平衡约束

$$P_{Gi}^s + P_{Ri} - (P_{Di} - PC_{Di}^s) = \sum_{j \in N(i)} P_{ij}^s \quad (15)$$

式中: P_{Gi}^s 为第 i 台机组出力; $P_{ij}^{s(k)}$ 为节点 i 与节点 j 之间第 k 条线路的潮流; P_{ij}^s 为节点 i 与节点 j 之间的总潮流; θ_i^s 为节点 i 的相角; 上标 s 的取值为非负整数, 当 $s=0$ 时表示基态情况, s 为小于预想故障数的正整数时表示某一预想故障情况。

式(12)一式(14)为线性化的潮流约束形式^[23], 可以看出其不再依赖节点注入功率与线路潮流的灵敏度矩阵, 使得所提输电规划模型为一线性模型,

便于后文求解。

考虑 $N-1$ 故障发生后, 为减少潮流越限的风险, 采用直接负荷控制降低故障电网的潮流水平, 本文主要考虑可直接控制负荷参与 $N-1$ 故障后的潮流调整。

10) 负荷控制上下限约束

$$0 \leq PC_{Di}^s \leq k_{Di} \times P_{Di} \quad (s=1, 2, \dots, N_k) \quad (16)$$

11) 机组出力爬坡约束

$$-v\Delta T \leq P_{Gi}^s - P_{Gi} \leq v\Delta T \quad (17)$$

通过调整机组出力也可缓解网络潮流越限, 式(17)表征了 $N-1$ 预想故障后各机组通过调整出力缓解网络潮流越限的过程。

2 考虑极限场景法的随机变量处理

由第 1 节可知, 考虑直接负荷控制参与 $N-1$ 预想故障后潮流调整的含风电电力系统输电规划问题可描述为式(18)所示。

$$\begin{aligned} &\min c(x, y) \\ &\text{s.t.} \begin{cases} f(\xi, x, y^b) = 0 \\ g(\xi, x, y^b) \leq 0 \\ f(\xi, x, y^k) = 0 \\ g(\xi, x, y^k) \leq 0 \end{cases} \end{aligned} \quad (18)$$

式中: ξ 为风电不确定性出力参数; x 为代表建线决策的二进制变量; y^b 、 y^k 分别为基态和预想故障下的连续变量(如机组出力、线路潮流等); $c(x, y)$ 为考虑建线成本与 DR 相关成本的目标函数; $f(\xi, x, y^b) = 0$ 与 $f(\xi, x, y^k) = 0$ 分别为基态与预想故障下的等式约束; $g(\xi, x, y^b) \leq 0$ 与 $g(\xi, x, y^k) \leq 0$ 分别为基态与预想故障下的不等式约束, 从形式上看, 该模型为一随机混合整数线性规划模型。

风电出力的不确定性要求最优决策具有鲁棒性以应对多种风电出力情况^[26-27]。为处理模型中的随机变量, 本文采用极限场景法描述风电出力。设系统中包含两个风电场, 则其取值空间可用如图 1 所示的矩形空间表示, 极限场景则为各随机变量取值为矩形顶点的场景, 可以证明极限场景集对于整个随机变量取值空间具有完全代表性, 即规划方案若能满足极限风电出力场景, 则其可适应所有风电出力场景, 因而保证系统的鲁棒性。

考虑 n 个风电出力的极限场景, 若对于所决策的建线方案 x , 能够找到 n 组 y^b 和 y^k 分别适应每个风电出力的极限场景(在任意一次 $N-1$ 故障中均无

潮流越限), 则建线方案 x 必能适应所有可能的风电出力场景, 式(18)可转化为式(19)的形式。

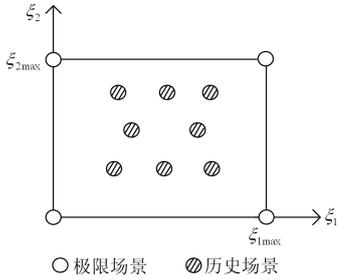


图1 极限场景法示意图

Fig. 1 Illustrative diagram of extreme scenario method

$$\begin{cases} \min c(x, y) \\ \text{s.t.} \begin{cases} f(\xi_1, x, y_1^b) = 0, g(\xi_1, x, y_1^b) \leq 0 \\ f(\xi_1, x, y_1^k) = 0, g(\xi_1, x, y_1^k) \leq 0 \\ \vdots \\ f(\xi_n, x, y_n^b) = 0, g(\xi_n, x, y_n^b) \leq 0 \\ f(\xi_n, x, y_n^k) = 0, g(\xi_n, x, y_n^k) \leq 0 \end{cases} \end{cases} \quad (19)$$

由于某一时刻的电网状态只可能对应于一种风电场景与一种 $N-1$ 预想故障, 因此所提模型中的 DR 补偿成本选择所有风电场景下各个 $N-1$ 故障中的负荷响应最大值。由于 DR 补偿成本作为目标函数的一部分, 在求解前无法直接比较各场景下的负荷响应量, 因此引入一个间接变量 M_i , 增加式(20)约束 M_i 与 PC_{Di}^{mn} 之间的关系, 并将式(4)和式(1)分别修改为式(21)和式(22)。

$$0 \leq PC_{Di}^{mn} \leq M_i \quad (20)$$

$$DCC' = c_{dr}^{com} \times T_{N-1} \times \sum_i M_i \quad (21)$$

$$f' = \min LIC + DIC + DCC' \quad (22)$$

引入间接变量 M_i 后, 式(19)可修改为式(23)。

$$\begin{cases} \min c'(x, y) \\ \text{s.t.} \begin{cases} f(\xi_1, x, y_1^b) = 0, g_1(\xi_1, x, y_1^b) \leq 0 \\ f(\xi_1, x, y_1^k) = 0, g_1(\xi_1, x, y_1^k) \leq 0, g_2(\xi_1, x, y_1^k) \leq M \\ \vdots \\ f(\xi_n, x, y_n^b) = 0, g_1(\xi_n, x, y_n^b) \leq 0 \\ f(\xi_n, x, y_n^k) = 0, g_1(\xi_n, x, y_n^k) \leq 0, g_2(\xi_n, x, y_n^k) \leq M \end{cases} \end{cases} \quad (23)$$

式中, $\xi_1, \dots, \xi_2, \dots, \xi_n \dots$ 为各极限场景下的随机变量取值, 则式(23)中不含随机变量, 为一混合整数线性规划模型, 可使用 CPLEX 或 Gurobi 等商用求解器高效求解。

3 算例分析

为验证所提模型与求解方法的有效性, 基于改进的 IEEE24 节点测试系统进行仿真分析, 系统原始参数可参考文献[28]。系统接线图如图 2 所示, 火机组的总装机容量为 5 800 MW, 总负荷为 5 700 MW, 风电场接入节点 7 与节点 22, 装机容量各为 450 MW。假设机组出力每分钟爬坡功率为其最大出力值的 1%, $N-1$ 故障发生后, 紧急容许再调度时间 ΔT 设定为 10 min^[29], 输电网使用寿命为 20 年, 每年的折扣率为 8%。

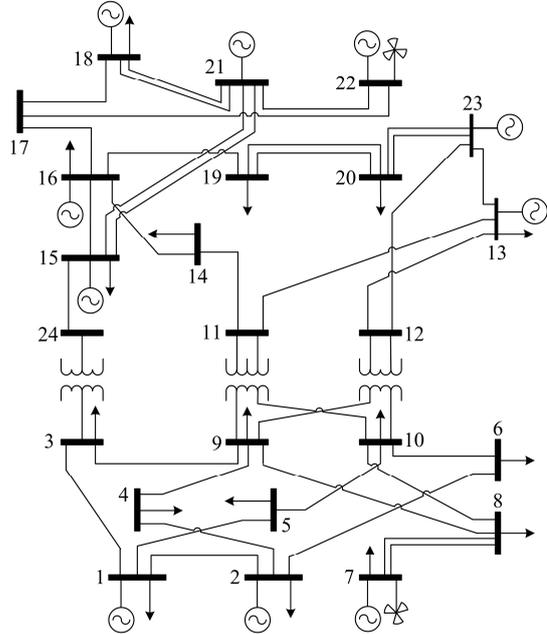


图2 IEEE-RTS 24 系统电气接线图

Fig. 2 Electric diagram of IEEE-RTS 24-bus system

单位建线成本以当前实际工程建线成本为依据。DR 成本包括设备投资成本以及响应电网调控需求的补偿成本, 其设备投资成本参考某省级电网的需求响应项目数据, 设为 20 万元/MW, DR 设备的总投资成本可基于预设的 DR 占比 k_{Di} 计算得到, 本算例中默认各负荷点的 k_{Di} 相同, $N-1$ 故障的直接负荷控制补偿成本设为 0.1 万元/MWh, 根据中国城市电网的可靠性为 99.948%, 将全年的 $N-1$ 故障设为 5 h。

基于历史风电数据生成的矩形集合示意图如图 3 所示, 矩形集合的四个顶点即对应风电出力的四个极限场景。

3.1 算例 I

选取不考虑风电随机性与考虑风电随机性的算例结果进行对比分析。

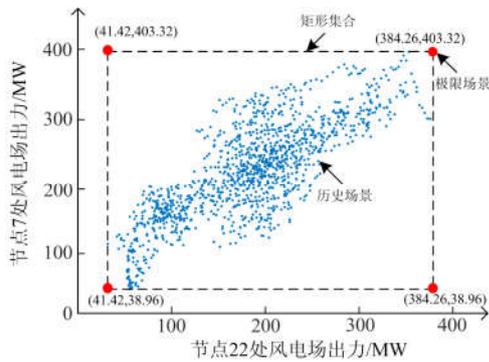


图3 风电场景分布示意图

Fig. 3 Illustrative diagram of wind power scenario cubic distribution

3.1.1 不考虑风电随机性的算例分析

不考虑风电随机性,将节点7与节点22的风电场出力分别设为403.32 MW与384.26 MW,即为系统最大风电出力。计算各负荷节点的DR占比 k_{Di} 分别设为0(即不考虑需求侧响应)、2%、4%、6%、8%、10%以及 k_{Di} 为变量时的各项成本,结果如表1所示,规划方案如表2所示。

由表1可以看出,当DR占比为2%或4%时,实施DR与不实施DR时的建线成本相同,即实施表1不考虑风电随机性情况下不同DR占比时的各项成本

Table 1 Cost of certain case with different DR ratios

DR 占比	建线成本/万元	最大负荷响应/MW	DR 设备成本/万元	DR 补偿成本/万元	总成本/万元
0	20 070	0	0	0	20 070
2%	20 070	0	2 280	0	22 350
4%	20 070	0	4 560	0	24 630
6%	15 020	208	6 840	104	21 964
8%	12 893	240	9 120	120	22 133
10%	8 772	279	11 400	140	20 312
13%	2 127	310	14 971	255	17 354

表2 不同DR占比下确定性算例新建线路

Table 2 Newly-erected transmission lines for certainty case under different DR ratios

走廊编号	$i-j$	DR 占比					
		0%	2%	4%	6%	8%	10%
6	3-9	1	1	1	1	1	0
10	6-10	1	1	1	1	1	1
16	10-11	1	1	0	0	0	0
17	10-12	0	0	1	1	1	1
23	14-16	1	1	1	0	0	0
总计		4	4	4	3	3	2

了DR并不能减少线路的建设成本,反而增加了总成本,这是因为建线决策为整数变量,相近的DR占比下建线决策可能相同,因此为减少线路建设成本以及总成本,系统需根据其特点选取合理的DR占比。对于本算例而言,当DR占比为6%及以上时,系统的建线成本才开始下降,然而由于DR相关成本增长,实施DR的总成本仍然高于不实施DR的总成本。而当 k_{Di} 为变量时,优化得到的最小总成本为17 354万元,对应的 k_{Di} 值为13%,可以看到此时建线成本与总成本相比不实施DR时分别下降了90%和13.5%,此最小总成本即为建线成本与需求响应成本协调优化的结果。

3.1.2 考虑风电随机性的算例分析

利用极限场景方法考虑风电出力的随机性,即规划方案需应对如图3所示的四种风电出力极限场景,DR占比 k_{Di} 分别设为0、2%、4%、6%、8%、10%时,计算得到的建线成本以及需求响应成本如表3所示,并给出了 k_{Di} 为变量时的最小总成本,规划方案如表4所示。

表3 考虑风电随机性情况下不同DR占比时的各项成本

Table 3 Cost of uncertain case with different DR ratios

DR 占比	建线成本/万元	最大负荷响应/MW	DR 设备成本/万元	DR 补偿成本/万元	总成本/万元
0	50 907	0	0	0	50 907
2%	44 394	94	2 280	47	46 721
4%	40 273	92	4 560	46	44 880
6%	38 147	270	6 840	135	45 122
8%	35 489	234	9 120	117	44 726
10%	30 837	460	11 400	230	42 467
18%	17 944	626	20 755	313	39 012

表4 不同DR占比下不确定性算例I新建线路

Table 4 Newly-erected transmission lines for uncertainty case I under different DR ratios

走廊编号	$i-j$	DR 占比					
		0%	2%	4%	6%	8%	10%
6	3-9	1	1	1	1	1	0
10	6-10	1	1	1	1	1	1
11	7-8	0	0	0	1	0	0
17	10-12	1	1	1	1	1	1
23	14-16	1	1	1	0	0	0
总计		4	4	4	4	3	2

对比表1与表3可知,考虑风电随机性比不考虑风电随机性的建线成本大幅增加,并随着DR占比的增加而下降,而各DR占比下实施DR的总成本均低于不实施DR的总成本,说明DR在不确定性算例中的作用相比在确定性算例中更为明显。最小总成本39 012万元在 $k_{Di}=18%$ 时取得,建线成本

与总成本相比不实施 DR 时分别下降了 65%和 23%。为进一步说明风电不确定性的影响, 计算所有单一极限场景下不同 DR 占比时的建线成本, 结果如表 5 所示。

表 5 考虑风电随机性与单一极限场景下的建线成本对比
Table 5 Comparison between the transmission line investment cost in uncertain case and all certain cases

DR 占比	考虑风电随机性/万元	单一极限场景/万元			
		ES1	ES2	ES3	ES4
0%	50 907	50 907	46 920	20 070	21 665
2%	46 721	46 721	42 571	22 350	22 351
4%	44 880	44 880	42 764	24 630	24 631
6%	45 122	45 122	45 040	21 964	21 964
8%	44 726	43 692	40 739	22 133	22 132
10%	42 467	39 410	39 297	20 312	20 315

从表 5 可以看出, 当 DR 占比小于 6%时, 建线决策或成本主要由场景 ES1(两个风电场均为最小出力)决定, 而并不由场景 ES3(两个风电场均为最大出力)决定, 这是由于电力网络中大多数机组分布在上半区域, 而负荷集中在下半区域, 当两个风电场尤其是处于电力网络下半区域的风电场出力较小时, 负荷需要由远处电源供电, 网络中传输容量需求增大, 建线增多。为进一步验证上述分析结果, 取 DR 占比为 0 时场景 ES1 与场景 ES3 下的新建线路决策进行对比, 如表 6 所示。从表 5 和表 6 结果可知, 相比于场景 ES3, 场景 ES1 下输电线路 8-9、9-11、11-13、20-23 数量增加, 其主要原因是节点 7 处风电出力较小, 增加了网络上半区域向下半区域送电的输送容量需求, 而输电走廊 20-23 线路数量的增加, 主要是因为节点 22 处风电出力较小, 增加了节点 23 处的发电机对节点 20 处的负荷供电, 从而也增加了相应线路的输送容量。

表 6 k_{Dr} 时 ES1 与 ES3 确定性算例新建线路

Table 6 Newly-erected transmission lines for ES1 and ES3 certain cases when k_{Dr}

走廊编号	$i-j$	新建线路	
		ES1	ES3
6	3-9	1	1
10	6-10	1	1
12	8-9	2	0
14	9-11	1	0
17	10-12	1	1
18	11-13	1	0
23	14-16	1	1
33	20-23	1	0

另外, 从表 5 可以看出, 在 DR 占比为 8%和 10%时, 考虑风电随机性的建线成本大于任一单一极限场景下的建线成本, 其建线成本并不能由单一极限场景决定, 是考虑风电随机性后的综合决策结果。因此任意单一极限场景下的建线决策不能满足风电随机性的需求, 在规划方案时必须考虑风电的随机性。

3.2 算例 II

为进一步分析较高风电渗透率情况下实施 DR 对输电网规划结果的影响, 现将风电出力增大 1.75 倍, 所得极限场景随之也增加 1.75 倍。计算不同 DR 占比情况下的建线成本以及需求响应成本, 如表 7 所示, 规划方案如表 8 所示。

表 7 较高风电渗透率下不同 DR 占比下各项成本

Table 7 Cost of uncertain case with different DR ratios under higher wind power penetration level

DR 占比	建线成本/万元	最大负荷响应量/MW	DR 设备成本/万元	DR 补偿成本/万元	总成本/万元
0	63 667	0	0	0	63 667
2%	57 021	37	2 280	19	59 320
4%	54 895	185	4 560	93	59 548
6%	54 895	175	6 840	88	61 823
8%	48 249	300	9 120	150	57 519
10%	48 249	262	11 400	131	59 780
12%	38 413	278	14 215	139	52 767

表 8 不同 DR 占比下不确定性算例 II 新建线路

Table 8 Newly-erected transmission lines for uncertainty case II under different DR ratios

走廊编号	$i-j$	DR 占比					
		0%	2%	4%	6%	8%	10%
1	1-2	0	0	0	0	0	1
6	3-9	1	2	1	1	1	1
9	5-10	0	0	0	0	0	1
10	6-10	1	1	1	1	1	1
12	8-9	2	1	1	1	1	1
13	8-10	0	1	1	1	1	1
14	9-11	1	0	0	1	0	0
16	10-11	0	1	1	0	1	1
17	10-12	1	0	0	1	0	0
18	11-13	1	1	1	0	0	0
23	14-16	1	1	1	1	1	1
33	20-23	1	0	0	0	1	0
总计	—	9	8	7	7	7	8

对比表 3 与表 7 可知, 增大风电出力后, 为消纳更多风电, 建线成本在实施相同 DR 情况下显著增加。当 $k_{Dr}=12%$, 优化得到的最小总成本为 52 767 万元, 建线成本与总成本相比不实施 DR 时分别下

降了 40%和 17%。另外, DR 为 4%和 6%以及 8%和 10%时, 两者的建线成本相同, 说明考虑风电随机性时, 系统也需根据其特点选取合理的 DR 占比。

3.3 基于极限场景的 MILP 算法鲁棒性验证

为验证基于极限场景法所得规划方案的鲁棒性, 选取算例 I 和算例 II 中考虑风电随机性情况下不同 DR 占比时得到的建线方案进行测试, 通过极限场景法得到的建线方案在所有风电出力场景下发生 $N-1$ 故障后均无潮流越限, 因此验证了基于极限场景法所得规划方案的鲁棒性。

3.4 模型鲁棒性调节

通过调节包围不确定性量取值空间的多面体体积可以改变考虑的历史场景数量, 进而调节模型解的鲁棒性。当多面体体积越小, 所包围的历史场景越少, 而所得最优解无法适应多面体外的历史场景, 则鲁棒性越弱, 但由于无需考虑较严苛的场景, 最优解将更为经济。因此通过调节极限场景包围的多面体体积, 可实现鲁棒性与经济性的平衡。以图 3 的风电场景为例, 将图中矩形边长缩小至原来的 0.8, 并标注新生成的极限场景(新矩形的四个顶点), 如图 4 所示。

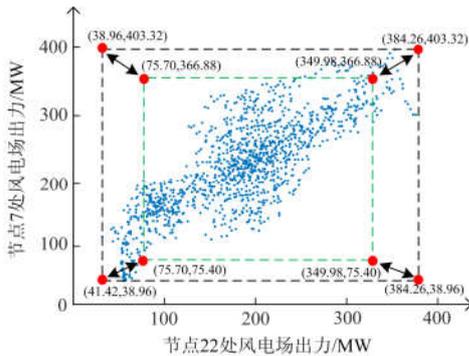


图 4 模型鲁棒性调节示意图

Fig. 4 Illustrative diagram of robustness adjustment of the proposed model

基于图 4 中新生成的四个风电极限场景, 计算不同 DR 占比下的建线成本以及总成本, 并将每个 DR 占比下所得的最优解代入原极限场景中计算潮流越限量, 结果如表 9 所示。

对比表 3 和表 9 可知, 忽略部分较严苛的历史场景, 所得到的建线成本与总成本在任一 DR 占比下均小于考虑所有历史场景的成本, 即具有更好的经济性。但将此种情况下得到的最优解代入原极限场景时, 系统将会产生明显的潮流越限, 说明该解的鲁棒性较弱。

表 9 鲁棒性调节后不同 DR 占比下总成本与原极限场景下的越限量

Table 9 Cost of robustness-adjusted cases with different DR ratios and the overflow under the original extreme scenarios

DR 占比	建线成本/万元	总成本/万元	所得建线方案代入原极限场景中的越限量/MW
0	46 920	46 920	32.88
2%	40 274	42 567	4.31
4%	38 147	42 792	38.40
6%	38 147	45 067	0
8%	31 501	40 748	69.19
10%	28 381	38 908	14.75

3.5 实施 DR 的成本及效益分析

从算例 I 和算例 II 的计算结果可以看出, 实施 DR 可以大幅降低线路的建设成本, 从而减少总体投资, 为进一步定量分析在不同情况下实施 DR 的效果, 本文定义 DR 占比为 k 的情况下单位 DR 所减少的建线投资收益为 $COST_{DR}^k$, 计算方法如式(24)所示。

$$COST_{DR}^k = \frac{COST_{line}^0 - COST_{line}^k}{k \sum P_{Di}} \quad (24)$$

式中: $COST_{line}^k$ 为实施 DR 占比为 k 时的建线成本; $COST_{line}^0$ 为不实施 DR 时的建线成本; $k \sum P_{Di}$ 为总的 DR 实施量。式(24)可表示若实际需求响应单位成本小于 $COST_{DR}^k$ 时, 实施 DR 时的总成本必然小于不实施 DR 时的总成本。

分别计算算例 I 和算例 II 中实施不同 DR 占比时的 $COST_{DR}^k$, 结果如表 10 所示。

表 10 不同 DR 占比下单位 DR 所减少的建线投资收益

Table 10 Transmission line investment reduction by unit

DR 占比	DR for cases under different DR ratios	
	算例 I 实施 DR 收益/(万元/MW)	算例 II 实施 DR 收益/(万元/MW)
2%	0	57
4%	0	47
6%	15	37
8%	16	34
10%	20	35

结合表 3、表 7 和表 10 的结果可知, 一般情况下, 实施 DR 量越大, 减少线路的建设成本越多, 单位 DR 所减少的建线投资收益越小。但相比于目前实施 DR 的成本, 实施 DR 所带来的收益则更为可观。另外, 考虑到近几年国内工程中建线成本不断提高, 而 DR 项目的成熟必将使得国内 DR 设备投资成本与补偿成本越来越低, 采用直接负荷控制

代替建线投资将会带来更好的经济效益。

4 结论

本文提出了一种采用直接负荷控制应对风电不确定性以及 $N-1$ 预想故障的鲁棒输电网规划方法,该方法首先建立需求侧响应参与 $N-1$ 预想故障后潮流调整的输电网规划模型,该模型为一随机线性混整优化规划问题,其次利用极限场景法处理风电出力的随机性,保证规划方案的鲁棒性,最后基于改进 IEEE24 节点系统算例验证了所提方法的有效性,主要结论可概括如下。

(1) 风电具有随机性,会大幅增加输电网的建设成本;实施 DR 是一种降低建线成本、减少总投资的有效手段。

(2) 在一定范围内增大实施 DR 的占比,不一定能减少线路投资,反而会增加总费用,因此针对不同系统和需求,需合理选择实施 DR 的占比。

(3) 目前国内需求响应项目的 DR 成本设置仍有很大裕度,即使适当增加一些 DR 的补偿成本以提高用户的参与度,仍会比不实施 DR 时取得更好的经济效益。

参考文献

- [1] 洪绍云,程浩忠,曾平良,等. 输电网扩展优化规划研究综述[J]. 电网技术, 2016, 40(10): 3102-3107.
HONG Shaoyun, CHENG Haozhong, ZENG Pingliang, et al. Review of transmission network expansion optimization planning[J]. Power System Technology, 2016, 40(10): 3102-3107.
- [2] 张衡,程浩忠,曾平良,等. 基于随机优化理论的输电网规划研究综述[J]. 电网技术, 2017, 41(10): 3121-3129.
ZHANG Heng, CHENG Haozhong, ZENG Pingliang, et al. Overview of transmission network expansion planning based on stochastic optimization[J]. Power System Technology, 2017, 41(10): 3121-3129.
- [3] 杨知方,钟海旺,夏清,等. 输电网结构优化问题研究综述和展望[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(2): 426-434.
YANG Zhifang, ZHONG Haiwang, XIA Qing, et al. Review and prospect of transmission topology optimization[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(2): 426-434.
- [4] 韩晓慧,王联国. 输电网优化规划模型及算法分析[J]. 电力系统保护与控制, 2011, 39(23): 143-154.
HAN Xiaohui, WANG Lianguo. Review of transmission network optimal planning model and algorithm[J]. Power System Protection and Control, 2011, 39(23): 143-154.
- [5] 田世明,王蓓蓓,张晶. 智能电网条件下的需求响应关键技术[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(22): 3576-3589.
TIAN Shiming, WANG Beibei, ZHANG Jing. Key technologies for demand response in smart grid[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(22): 3575-3589.
- [6] 上海需求响应市场潜力及效益评估[R]. 自然科学保护协会, 2015.
Assessment of demand response market potential and benefits in Shanghai[R]. NRDC, 2015.
- [7] 张赢,董立军,黄雯. 国内需求响应发展障碍分析及展望[J]. 电气技术, 2017, 18(7): 1-5.
ZHANG Ying, DONG Lijun, HUANG Wen. Analysis on development obstacles of demand response and its outlook[J]. Electrical Engineering, 2017, 18(7): 1-5.
- [8] 国家发展改革委. 电力需求侧管理办法[Z]. 2011.
- [9] 国家发展改革委. 关于深入推进供给侧结构性改革做好新形势下电力需求侧管理工作的通知[Z]. 2017.
- [10] 陈丽娜,张智晟,于道林. 基于广义需求侧资源聚合的电力系统短期负荷预测模型[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(15): 51-57.
CHEN Lina, ZHANG Zhicheng, YU Daolin. Short-term load forecasting model of power system based on generalized demand side resources aggregation[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(15): 51-57.
- [11] SABER T, MIADREZA S K, YUE C, et al. Real-time scheduling of demand response options considering the volatility of wind power generation[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2019, 40(4): 1633-1643.
- [12] 刘辉,刘强,张立,等. 考虑需求侧协同响应的热电联供微网多目标规划[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(5): 43-51.
LIU Hui, LIU Qiang, ZHANG Li, et al. Multi-objective planning for combined heat and power microgrid considering demand side cooperative response[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(5): 43-51.
- [13] LI Chengxin, DONG Zhaoyang, CHEN Guo, et al. Flexible transmission expansion planning associated with large-scale wind farms integration considering demand response[J]. IET Generation Transmission & Distribution, 2015, 9(15): 2276-2283.
- [14] 聂宏展,赵莹,马建勃. 风电并网时考虑紧急需求侧响应及鲁棒优化的输电网规划[J]. 电工电能新技术, 2015, 34(3): 7-11.
NIE Hongzhan, ZHAO Ying, MA Jianbo. Transmission network planning with grid-connected wind farms based on emergency demand-side response and robust

optimization[J]. *Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy*, 2015, 34(3): 7-11.

[15] 曾博, 董军, 张建华, 等. 节能服务环境下的电网综合资源协调规划新方法[J]. *电力系统自动化*, 2013, 37(9): 34-40.
ZENG Bo, DONG Jun, ZHANG Jianhua, et al. A coordinated planning approach for grid-side integrated resources in an energy-saving service environment[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2013, 37(9): 34-40.

[16] HAJEBRAHIMI A, ABDOLLAHI A, RASHIDINEJAD M. Probabilistic multiobjective transmission expansion planning incorporating demand response resources and large-scale distant wind farms[J]. *IEEE Systems Journal*, 2017, 11(2): 1170-1181.

[17] ZHANG Ning, HU Zhaoguang, SPRINGER C, et al. A bi-level integrated generation-transmission planning model incorporating the impacts of demand response by operation simulation[J]. *Energy Conversion & Management*, 2016, 123: 84-94.

[18] ÖZDEMİR Ö, MUNOZ F D, HO J L, et al. Economic analysis of transmission expansion planning with price-responsive demand and quadratic losses by successive LP[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2016, 31(2): 1096-1107.

[19] 曾鸣, 吕春泉, 邱柳青, 等. 风电并网时基于需求侧响应的输电规划模型[J]. *电网技术*, 2011, 35(4): 129-134.
ZENG Ming, LÜ Chunquan, QIU Liuqing, et al. A demand-side-response-based transmission planning model with grid-connected wind farms[J]. *Power System Technology*, 2011, 35(4): 129-134.

[20] JABR R A. Robust transmission network expansion planning with uncertain renewable generation and loads[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2013, 28(4): 4558-4567.

[21] YI Jialiang, LYONS P F, DAVISON P J, et al. Robust scheduling scheme for energy storage to facilitate high penetration of renewables[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2016, 7(2): 797-807.

[22] WEN Jinyu, HAN Xingning, LI Jiaming, et al. Transmission network expansion planning considering uncertainties in loads and renewable energy resources[J]. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, 2015, 1(1): 78-85.

[23] YI Wenfei, ZHANG Yiwei, ZHAO Zhibin, et al. Multiobjective robust scheduling for smart distribution grids: considering renewable energy and demand response uncertainty[J]. *IEEE Access*, 2018, 6: 45715-45724.

[24] 叶荣, 陈皓勇, 王钢, 等. 多风电场并网时安全约束机组组合的混合整数规划解法[J]. *电力系统自动化*, 2010, 34(5): 29-33.
YE Rong, CHEN Haoyong, WANG Gang, et al. A mixed integer programming method for security-constrained unit commitment with multiple wind farms[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2010, 34(5): 29-33.

[25] 张艺镛, 艾小猛, 方家琨, 等. 基于极限场景的两阶段含分布式电源的配网无功优化[J]. *电工技术学报*, 2018, 33(2): 301-309.
ZHANG Yipu, AI Xiaomeng, FANG Jiakun, et al. Two-stage reactive power optimization for distribution network with distributed generation based on extreme scenarios[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2018, 33(2): 301-309.

[26] 吴巍, 汪可友, 李国杰, 等. 提升风电消纳区间的鲁棒机组组合[J]. *电工技术学报*, 2018, 33(3): 523-532.
WU Wei, WANG Keyou, LI Guojie, et al. Robust unit commitment to improve the admissible region of wind power[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2018, 33(3): 523-532.

[27] 艾小猛, 韩杏宁, 文劲宇, 等. 考虑风电爬坡事件的鲁棒机组组合[J]. *电工技术学报*, 2015, 30(24): 188-195.
AI Xiaomeng, HAN Xingning, WEN Jinyu, et al. Robust unit commitment considering wind power ramp events[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2015, 30(24): 188-195.

[28] Reliability Test System Task Force. The IEEE reliability test system-1996[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 1999, 14(3): 1010-1020.

[29] 文云峰. 计及预想故障的电力系统风险调度模型与方法研究[D]. 杭州: 浙江大学, 2015.
WEN Yunfeng. Model and algorithm for risk-based dispatch in power systems considering credible contingencies[D]. Hangzhou: Zhejiang University, 2015.

收稿日期: 2019-03-13; 修回日期: 2019-04-28

作者简介:

蒋霖(1963—), 男, 教授级高级工程师, 研究方向为电网规划及能源发展战略;

郑倩薇(1994—), 女, 通信作者, 硕士研究生, 研究方向为可再生能源并网, 输电网规划等. E-mail: qianwei_zheng@hust.edu.cn

(编辑 许威)