

计及需求侧响应及RDG出力不确定性的多场景主动配电网规划

文/国网能源研究院北京市第三十五中学 栗楠 李珏

清华大学电机系 朱守真

能源危机和环境恶化是当前人类生存和发展中迫切需要解决的问题,以可再生能源为主的分布式电源以其高效、环保和节能的特点被认为是未来一种重要电能生产方式。然而,分布式电源在配电网中的渗透率不断提高,且需与配电网并网运行,这对传统配电网的运行模式、管理模式和控制模式都产生了巨大的影响,分布式电源在传统配电网中的规模化应用将由驱动被动、单向、单电源配电网向主动、多向、多源配电系统演化,即成为主动配电网(Active Distribution Network, ADN)。国际大电网会议(CIGRE) C6.11工作组于2008年正式提出了主动配电网的概念,清晰地表明ADN可以通过使用灵活的网络拓扑结构来管理潮流,以便对局部的分布式能源进行主动控制和主动管理。

当前DG的大量接入对配电网规划提出了挑战。传统的配电网规划方法只是针对某个负荷预测值,采用最大容量裕度(给定网络结构)来应对最严重工况的运行条件,在规划阶段就可以找到处理所

有运行问题的最优解,因此传统规划方法相对简单。ADN规划相对传统配电网规划要复杂得多,需在规划阶段就考虑其运行时可能遇到的各种工况。随着分布式能源渗透率的提高,ADN规划还需考虑所有电源的协调优化问题,包括与主网电源的协调问题。

研究了融合需求侧响应的主动配电网运行方式,建立了基于规划运行一体化的主动配电网规划模型,采用多场景概率方法模拟可再生分布式能源的出力,并采用临时附加电价来促进可再生能源出力消纳,以用户用电满意度作为需求侧响应的评价指标,建立了基于建设运行成本、RDG利用率最优的主动配电网规划模型;将非支配排序遗传算法NSGA-II引进配电网规划领域,满足了配电网多维目标的协调优化,克服了传统优化算法中权重对优化结果的影响。对IEEE33配电系统的仿真结果表明,该模型能够考虑分布式能源的运行特征,涵盖能源与用户间的互动关系,充分体现需求侧响应为配网

规划带来的积极影响,具有实际应用价值。

含RDG的需求侧响应

电力需求侧响应(Demand Response, DR)是指用户根据电价信号或激励机制做出响应,改变常规电力消费习惯的市场参与行为。用户对电价的响应主要有两种形式,即单一时段响应和多时段响应。单一时段响应指的是用户决定某一时段用电多少只与当时的电价有关。多时段响应是指用户不是简单地降低自己的用电量,而是将负荷从高电价时段转移到低电价时段,故不仅与当时的电价有关,而且与其他时段的电价有关。在实际情况下,多数用户某一时刻的用电量不仅与该时刻的电价有关,还受到相邻时刻的电价影响。

用户单一时段和多时段电量对电价的响应见(1)和式(2)。

$$d(i) = d_0(i) \times \left(1 + \frac{\varepsilon_{ii} \times [\rho(i) - \rho_0(i)]}{\rho_0(i)} \right) \quad (1)$$

$$d(i) = d_0(i) + \sum \varepsilon_{ij} \times \frac{d_0(i)}{\rho_0(j)} \times [\rho(j) - \rho_0(j)] \quad (2)$$

式(1)、式(2)中, ρ_0 和 ρ 分别为初始电价和分时电价; d_0 和 d 分别为实现分时电价前后的用户电量需求; ε_{ii} 为自弹性系数; ε_{ij} 为交叉弹性系数; i 和 j 为不同的时间段。

1. 临时附加电价应付RDG出力波动

传统的需求侧响应模型根据日负荷曲线制定峰平谷电价, 在用电高峰时段增加电价以降低负荷, 在低谷时段降低电价刺激用电, 从而达到降低最大负荷, 减少峰谷差的目的。上级电网向配电公司的输送电力一般都是提前调度, 当RDG实际出力超过预测出力较多时, 只能通过消减RDG出力来达到功率平衡。图1以RDG预测出力为基准, 绘出某日RDG实际出力曲线, 在传统模式下, RDG实际出力超过预测出力时, 超出部分会直接削减; RDG实际出力低于预测出力时, 缺少的出力会采取备用机组补偿。这种方式将降低RDG利用率, 增加运行成本, 不利于资源合理配置。

在峰平谷分时电价的基础上, 提出一种电价调整办法——临时附加电价, 简称附加电价, 来应付RDG出力随机波动的影响。当某时段RDG出力偏离预测出力较大时在分时电价上叠加一个临时附加电价。当RDG出力超过预测出力时, 附加电价为正值, 进而鼓励用户用电以消纳RDG多余出力, 减少弃风弃光电量; 反之附加电价为负值, 刺激用户减少用电, 缓解备用压力, 如图1所示。附加电价的制定可以根据RDG超出预测出力的数值分段制定。最严重的情况下, 售电电价可能实时波动。主动配电网作为智能电网的高级阶段, 承载着信息和能量的双向流动, 需要实时向用户传递电价信息。

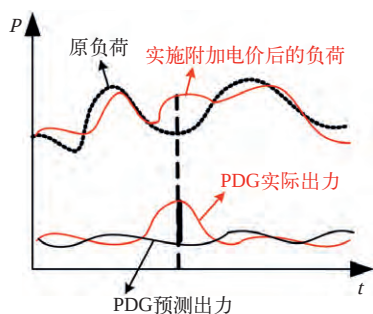


图1 临时附加电价对负荷的影响

2. 用户用电满意度指标

为鼓励用户积极参与需求侧响应, 降低最大负荷从而减少配电网固定资产投资, 应当充分考虑用户对电价策略及用电消费的满意程度。以用户用电满意度作为衡量指标, 在主动配电网规划中作为反映用户利益的一个指标。

假设在实施需求侧响应前, 电网公司售电价格为 ρ_0 , 用户日电量为 Q_0 , 实施需求侧响应后, 分时电价分别为: ρ_f 、 ρ_p 和 ρ_g , 用户在峰平谷时段的用电量分别为 Q_f 、 Q_p 和 Q_g , 需求侧响应前后用户每日电费支出为

$$CM_0 = \rho_0 Q_0 \quad (3)$$

$$CM = \rho_f Q_f + \rho_p Q_p + \rho_g Q_g \quad (4)$$

显然, 实施需求侧响应后用户若花了更少的费用购买更多的电

能, 则用户的用电满意度越高, 因此满意度的量化表达式见式(5), 这个表达式也可以理解为用户单位电量花费越少, 用户用电满意度越高。

$$S = \frac{Q_f + Q_p + Q_g}{Q_0} \times \frac{CM_0}{CM} \quad (5)$$

基于多场景的主动配电网规划

1. 主动配电网规划框架

考虑到主动配电网中的电力负荷种类繁多, 控制模式丰富, 另外, 分布式能源接入点分散, 且大多可控性弱。因此配电网规划应该将网络内的各种“源”和“荷”结合起来, 充分展现主动配电网的核心理念, 攻克主动配电网规划的技术难点, 充分考虑主动配电网的网络规模和复杂结构, 鼓励用户积极参与削峰填谷、节能减排的需求侧响应技术和分布式可再生能源的功率控制技术, 提高可再生分布式能源的利用效率, 实现对主动配电网的高效经济控制, 并开发出主动配电网规划运行一体化的规划技术。

由以上分析可知, 主动配电网规划与传统规划最显著的不同是配电网对可再生能源的主动消纳能力和用户侧的需求侧响应以及对“源”、“网”、“荷”的协调管理。典型的ADN规划框架如图2所示。

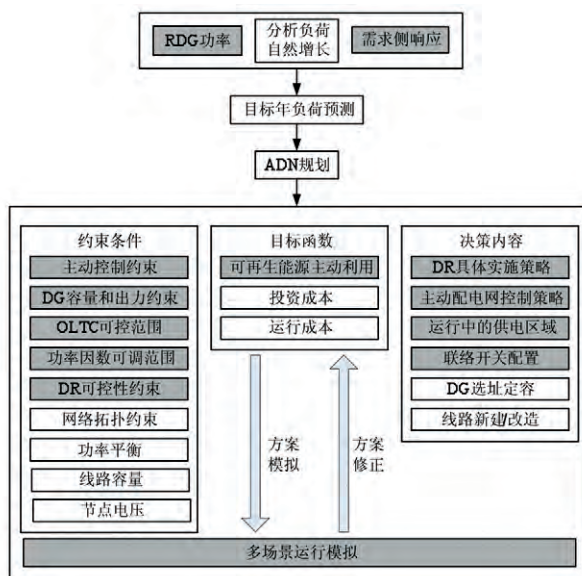


图2 主动配电网规划框架

2. 主动配电网规划中的多场景运行方式

在主动配电网形势下,可再生能源的大规模接入不得不考虑能源利用效率问题。受配电网向上级购电的最大功率等因素的制约,配电网可能要面临负荷或者可再生分布式能源出力的削减,主动配电网运行应追求两者的削减量较低,即尽可能地缓解弃风弃光现象及减少负荷削减量。

研究主动配电网的合理运行方式,将主动配电网运行分为两步:第一步为日前调度,根据RDG的出力预测对配电网进行日前优化调度,得到上级电网向配电网输送的日前功率曲线,安排配电网中的备用机组出力;第二步为日内滚动,根据RDG实际出力偏离预测出力情况进行实时调度,包括调整备用机组出力,制定临时附加电价调整负荷等。

规划中根据RDG的预测出力曲线制定NS个场景区间,如图3所示。

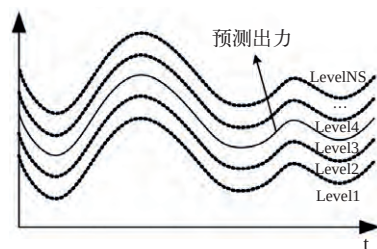


图3 场景划分方法

一般情况下,实际出力将在预测出力附近波动,在不同的时段可能处于不同的场景,在此定义 $u(t)$ 为 t 时刻RDG的出力偏差,表达式为

$$u(t) = \frac{S_{RDG}(t) - S_{RDG}^{ref}(t)}{S_{RDG}} \quad (6)$$

式(6)中, $S_{RDG}(t)$ 为 t 时刻根据概率生成的RDG实际出力; $S_{RDG}^{ref}(t)$ 为典型情况下 t 时刻的RDG预测出力; S_{RDG} 为RDG的装机容量。日内运行中应统计实际出力处于各场

景的发生概率,制定各个场景下针对RDG的临时附加电价,在用户对价格响应后计算各个场景下的备用机组出力增减情况、RDG及负荷削减量,最后根据不同场景的概率计算配电网运行过程和用户用电满意度。

3. 主动配电网规划模型

ADN的负荷会受需求侧响应和DG出力的双重影响,同时在进行系统设计时可能会突破原有供电区域,网架结构可调可控,更加灵活。考虑两个优化目标:第一个为经济性目标,包括配电网投资运行成本;第二个为可再生能源利用率目标。

(1) 经济性目标

该指标由以下两部分组成:第一部分与设备投资有关,第二部分与设备运行有关,表达式为

$$TC = TIC + TOC \quad (7)$$

式(7)中, TIC 是系统投资成本的净现值,与规划决策有关; TOC 表示系统各种运行状态下预计可变成本的净现值。

$$\begin{aligned} TIC = & \sum_{\lambda=1}^{TY} \frac{1}{(1+d)^{\lambda}} \left[\sum_{(i,j) \in U_r} C^{ldr}_{ij} \tau_{ij,\lambda} + \sum_{g \in U^g_s} C^{gt}_g n^{gt}_{\lambda} \right. \\ & \left. + \sum_{g \in U^w_s} C^w n^w_{\lambda} + \sum_{g \in U^{pv}_s} C^{pv} n^{pv}_{\lambda} \right] \\ & - \frac{1}{(1+d)^{TY}} \left(\sum_{(i,j) \in U_r} Z^{ldr}_a + \sum_{g \in U^g_s} Z^{gt} \right. \\ & \left. + \sum_{g \in U^w_s} C^w + \sum_{g \in U^{pv}_s} Z^{pv} \right) \end{aligned} \quad (8)$$

式(8)的第一行表示配电网中支路、燃气机组、风机和光伏电站的投资成本,第二行表示规划期结束时所有设备的剩余价值。 TY 为总规划年; Ω_F 、 Ω^{gt}_G 、 Ω^{w}_G 和 Ω^{pv}_G 分别为线路和各类DG集合; C^{ldr}_a 、 C^{gt} 、 C^w 和 C^{pv} 分别为线路和DG的单位建设成本; τ_{ij} 为线路长度; τ 为选择变量, $\tau=1$ 表示线路新建或升级; n^{gt}_{λ} 、 n^w_{λ} 和 n^{pv}_{λ} 分别为燃气机组、风机和光伏第 λ 年的安装数量; d 为折旧率。模型采用净现值意味着规划期范围应与

候选设备的使用寿命相一致,为适应这个要求,考虑各个设备的剩余价值 Z 。

$$Z = \frac{C}{TL} [TL - (TY - \lambda + 1)] \quad (9)$$

式(9)中, C 为基本建设成本, TL 为寿命期, λ 为该设备的投资年。式(9)表示规划期结束以后各个设备的剩余价值。剩余价值在规划期总投资中应该扣除。这样处理的话,规划期内不同寿命期、不同投入时间的设备可以放在一起考虑。

对于第二部分 TOC ,先采用式(1)和式(2)计算需求侧响应后的负荷,然后通过系统各种运行工况下的潮流计算得到系统运行费用,包括购电费用和燃气机组运行成本。

$$TOC = \sum_{s=1}^{NS} \frac{1}{(1+d)^s} \sum_{t=1}^{TH} PR_s \times \left(\rho^{gsp}_{\lambda}(t) p^{gsp}_s(t) + \rho^{gt}_{\lambda} \sum_{g \in U^g_s} P^{gt}_{g,s}(t) \right) \quad (10)$$

式(10)中, NS 为场景数; TH 为规划期总时段; PR_s 为第 s 个场景发生概率; ρ^{gsp}_{λ} 为配电网向上级电网购电单位成本; ρ^{gt}_{λ} 为燃气机组发电单位成本; P^{gsp}_s 、 $P^{gt}_{g,s}$ 分别为配电网向上级电网购电容量和燃气机组出力。

(2) 可再生能源利用率目标

主动配电网运行中,当可再生分布式发电出力较大,用户无法消纳时必然面临RDG出力削减,本文以单位容量RDG的年出力削减量来表征可再生分布式发电的利用效率,年出力削减量越低,RDG利用率越高。

在规划过程中应考虑以下约束。

电压约束(N_B 为节点数)为

$$V_{\min} \leq V_i \leq V_{\max} \quad (i \in N_B) \quad (11)$$

用户用电满意度约束为

$$S \leq S_{\min} \quad (12)$$

切负荷约束。规划考虑的多场景运行过程能够合理调整负荷,

利用备用机组，尽量避免切负荷。即

$$\sum_{s=1}^{NS} PR_s \times L_{cut}^s = 0 \tag{13}$$

式中， L_{cut}^s 为场景 s 下的切负荷量。

销售电价应在合理范围内，即

$$P_{min} \leq P_i \leq P_{max} \quad (t \in TH) \tag{14}$$

配电网向上级购电容量约束为

$$P_{gsp}(t) \leq P_{gsp}^{max} \quad (t \in TH) \tag{15}$$

网络拓扑结构约束包括运行中两个变电站不可通过线路直接相连；每个变电站节点和他所供给的负荷节点应当构成一个辐射状网络；由负荷节点独立构成的回路应当避免，即任意负荷节点都应当保证和变电站节点的连通性。

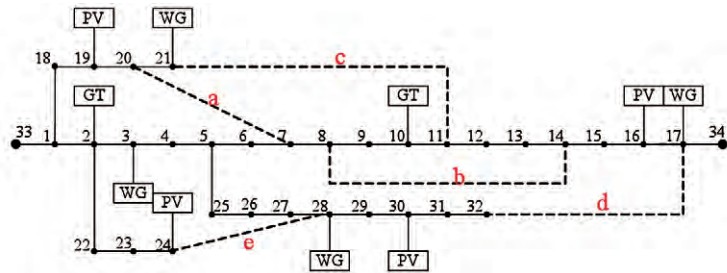


图4 修改后的34节点系统图

表1 线路及DG投资成本

类型	安全电流/A		设备新建投资/元	生命期/年
导线截面 /mm ²	95	200	195 246/km	15
	120	225	249 682/km	15
	150	265	290 383/km	15
	185	295	350 736/km	15
	240	345	454 055/km	15
		风机	5 362/kW	20
		光伏	8 600/kW	25
		燃气	4 950/kW	20

表2 分布式能源候选接入节点

能源类型	单台容量/MW	待规划安装节点
风电	0.2	{3, 17, 21, 28}
光伏	0.1	{16, 19, 24, 30}
燃气	0.3	{1, 3, 15, 17}

表3 新增负荷候选接入节点

负荷节点	有功负荷/kW	无功负荷/kVar	待规划接入节点
33	150	125	{18, 19, 20, 21}
34	50	15	{22, 23, 24, 25}
35	100	40	{26, 27, 28, 29}

算例分析

以IEEE33节点配电网为基础进行修改，为体现主动配电网灵活分区的运行特点，实现供电区域间的协调控制，将原IEEE33节点配电网增加一个变电站节点，即节点34，修正后的系统接线图如图4所示，该系统含有32个负荷节点和33条支路，节点33和34为变电站节点。整个系统最大负荷为8.63 MW。

为增强系统可靠性，将在图3中的虚线所示的候选规划线路（a、b、c、d、e）中选择一条新建。线路和DG的投资成本如表1所示，假设线路扩容费用是线路新建费用的一半。DG和负荷的候选接入节点如表2和表3所示。

该地区的典型日负荷曲线和DG的典型出力曲线如图5所示，图5中数值均转换为以各自最大出力为基准的标么值。采用半梯形隶属函数方法得到的峰平谷时段如下：高峰时段：11:00~12:00、17:00~21:00共七个时段；平时段：1:00、9:00~10:00、13:00~16:00、22:00~24:00共十个时段；低谷时段：2:00~8:00共七个时段。假设配电网向上级电网购买的电量电价为0.35元/(kW·h)，需求侧响应前的销售电价为0.56元/(kW·h)。对于本系统，按照DG出力偏差划分5个场景，各场景的发生概率及相应的附加电价如表4所示。

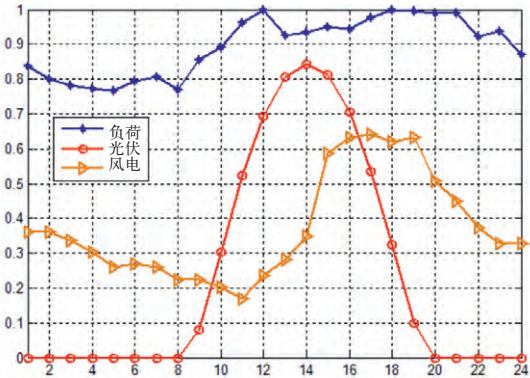


图5 典型日负荷曲线和DG出力曲线

表4 各场景概率及附加电价

场景	RDG出力偏差	概率	附加电价 /(元/kW·h)
1	$u \geq 0.2$	0.1	-0.25
2	$0.1 \leq u < 0.2$	0.2	-0.15
3	$-0.1 \leq u < 0.1$	0.4	0
4	$-0.2 \leq u < -0.1$	0.2	0.15
5	$u \leq -0.2$	0.1	0.25

假设每个节点的负荷有30%的不可缓供部分，要求用户用电满意度 $S \geq 1$ ，切负荷量为零。以年建设运行成本、RDG年出力削减量为优化目标，采用NSGA-II多目标优化算法，对含50个个体的

种群进化100代后得到的配电网规划结果如图6所示。

图6展示了配电网规划的多个非支配解，即多个备选规划方案，选取其中三个方案进行分析（见图中标注），相关配置和指标如表5所示。

总体来说，安装RDG增加了系统的建设成本，但可再生能源无燃料消耗，且减少配电网向上级电网的购电量，从而降低运行成本；备用燃气机组可以有效应

对RDG出力波动，降低RDG出力削减，但其高燃料费会增加配电网的运行成本。

上述方案为考虑了需求侧响应的配电网规划方案，为研究电价方式及需求侧响应对配电网规划结果的影响，以方案B所示的网架结构和DG容量为例，如图7所示，针对不同的电价方式进行了配电网规划分析，表6给出了计及需求侧响应前后的配电网规划指标。

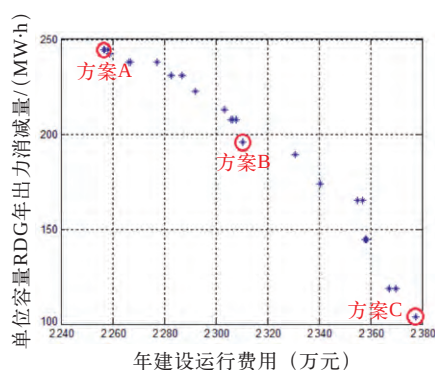


图6 配电网规划结果

表5 三种方案的DG配置及指标

方案	方案A	方案B	方案C
风电容量/MW	2.8	2.0	0.6
光伏容量/MW	0.7	0.4	0.8
燃气容量/MW	1.2	2.4	2.4
年建设成本/万元	180.85	163.41	133.18
年运行成本/万元	2 075.84	2 147.03	2 244.53
每年总成本/万元	2 256.70	2 310.44	2 377.70
RDG出力消减/(MW·h)	244.45	195.88	103.78
用户用电满意度	1.018 7	1.052 1	1.022 6

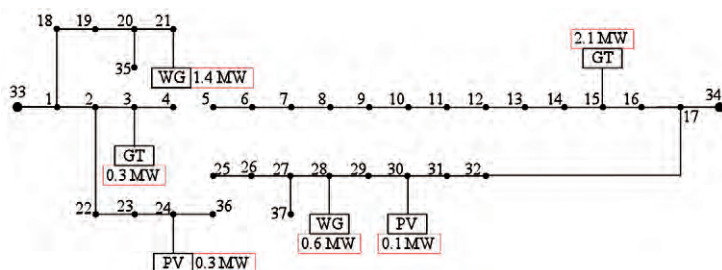


图7 方案B的网架运行结构

表6 几种电价方式下的配电网规划结果

电价方式	#1	#2	#3	#4
分时电价	N/A	✓	N/A	✓
临时附加电价	N/A	N/A	✓	✓
年建设成本/万元	164.42	163.41	164.42	163.41
年运行成本/万元	2 191.16	2 173.90	2 152.18	2 147.03
每年总成本/万元	2 355.58	2 337.31	2 316.6	2 310.44
RDG出力消减/(MW·h)	350.4	350.4	195.88	195.88
切负荷量/(MW·h)	35.04	20.56	0	0

可见，需求侧响应措施能够明显改善规划指标，分时电价的实行能够减少配电网的建设成本，降低配电网的切负荷量；临时附加电价策略能够有效减少RDG出力消减量，促进RDG消纳，因RDG使用清洁能源无燃料费用，因而配电网运营成本也大大降低。

在配电网规划中考虑这两种需求侧响应措施后，每年的建设运行总成本降低了45.14万元，RDG一年的出力消减量降低了154.52 MW·h，且完全避免了切负荷现象，大大提高了供电可靠性。

结束语

提出了一种考虑需求侧响应和RDG出力不确定性的主动配电网规划模型，将需求侧响应对负荷的影响和附加电价对RDG利用率的影响融入配电网运行方式，结果表明，主动配电网中RDG的配置增加了系统的建设成本，降低了运行成本；备用燃气机组可以有效应对RDG出力波动，降低RDG出力削减。分时电价有利于降低电网峰荷时段的重载水平，附加电价能够实时调整负荷，促进不确定性RDG的消纳，减少出力消减量，提高利用效率，同时可以进一步降低电网运行成本。

模型以配网公司建设运行费用和RDG利用率为优化目标，以用户用电满意度为约束，兼顾了配电网公司和用户的利益。

所采用的NSGA-II多目标优化算法能够处理不同量纲、不同种类甚至相互对立的目标函数，能够给出多种合理方案供选择，适合主动配电网规划模型的求解。EA