

# 多微电网虚拟备用模型在计及不确定性的需求侧资源分配中的应用

程浩原<sup>1</sup>,艾 芊<sup>1</sup>,孙东磊<sup>2</sup>,李雪亮<sup>2</sup>

(1. 上海交通大学 电力传输与功率变换控制教育部重点实验室,上海 200240;

2. 国网山东省电力公司经济技术研究院,山东 济南 250021)

**摘要:**为了提高区域多微电网群的运行效率以及节省运行成本,依托图论和缺电调度合约,建立需求侧相互支援的多微电网虚拟备用模型,同时将不确定性变量融入激励性需求响应模型中。结合IEEE 33节点系统内区域多微电网模型,讨论缺电调度中虚拟备用和需求响应成本与合约购电比例的关系,证明了缺电调度合约的吸引力。对日内不同随机缺电情景进行仿真和成本对比,结果证明了所提模型在缺电调度中具有成本优势。

**关键词:**多微电网群;缺电调度合约;虚拟备用;不确定性;需求响应;资源分配

**中图分类号:**TM 73

**文献标志码:**A

**DOI:**10.16081/j.epae.202110005

## 0 引言

在多微电网群 MMGC (Multi-MicroGrid Clusters) 中,电能的利用方式与传统方式相比有较大差异,用电形式不断多元化,随着光伏和风电等可再生能源接入的规模不断增大,基于多微电网群的电力系统将面临严峻的挑战。由于用户用能规律和可再生能源出力的不确定性,具有虚拟电厂 VPP (Virtual Power Plants) 的微电网的目标利润与实际利润间往往存在不可确定的偏差<sup>[1-2]</sup>,此外,惩罚机制也使偏差更不可控,因此,为提高系统效益,虚拟电厂的优化调度需要考虑不确定性以及惩罚成本的影响,其关键在于建立基于不确定性的虚拟电厂模型<sup>[3]</sup>。

国内外已从多个角度对传统的需求响应 DR (Demand Respond) 策略和机制进行了深入研究,如经济运行、电压频率调节和拥塞管理等<sup>[4-6]</sup>。然而,这些研究主要集中在电能质量的调整和电力潮流的调度上,这些研究提出的措施虽然可以实现频率调节的目标,但也会导致消费者的需求在一定程度上受到影响。此外,电力需求的响应并不能实现能源的综合优化,尤其是当消费者对各种形式的能源均有需求时。因此,合理的需求响应机制是促进多能源互动、实现能源综合管理的重要途径。需求响应作为多微电网群环境下的重要电力互动形式,是可再生能源出力波动的重要消纳途径之一。文献[7]对多元的能量进行建模,并通过经济优化调度对微电网效用进行控制;文献[8]重点考虑多能源系统中

的通信延时,利用多智能体框架对多微电网群进行协同控制;文献[9]考虑不同利益主体之间的功率协调与利益分配问题,对最优内部电价策略进行研究。文献[7-9]从经济和协同角度入手,对多微电网架构进行最优化分析,但由于未考虑用户侧特性,适用场景不够广泛。文献[10]为研究需求响应在微电网需求侧资源协调中的作用打下了基础;文献[11]重点研究需求响应的风电消纳原理与机制;文献[12]引入储能系统,从分时电价层面考量微电网多目标的优化;文献[13]考虑基于博弈论的不同利益主体之间的竞标定价模型,用遗传算法对各微电网之间的博弈行为进行模拟。文献[10-13]均考虑了用户用能曲线,但没有考虑各种不确定性因素在需求响应模型中所产生的影响。在对微电网不确定性因素的研究方面,文献[14]提出考虑不确定性因素的虚拟电厂竞标方法,并从鲁棒规划角度考虑不确定性因素对优化的影响;文献[15]在虚拟电厂模型中考虑不确定性因素,并使不确定性因素成为需求侧资源的一部分;文献[16]引入源-网-荷互动模型,将不确定性以误差分布的形式表现出来,建立并求解一个商业虚拟电厂的多目标优化模型;文献[17]基于区块链设计需求响应机制,对空调负荷在需求侧进行资源分配。文献[14-17]对单微电网的负荷、出力不确定性进行深入研究,但没有考虑不确定性在多微电网储能模型中的应用。

综上,本文考虑多微电网群备用与需求响应的关系,通过对失信个体的建模,提出基于虚拟备用的缺电调度合约(下文简称“合约”),并研究基于该合约的微电网虚拟备用模型;按照需求响应机理不同,建立基于激励和基于价格的需求响应虚拟电厂模型,并将不确定性因素通过响应偏差的概率密度函数的形式融入考虑理性用户投切负荷与响应结果的

收稿日期:2021-04-24;修回日期:2021-08-06

基金项目:国家电网公司总部科技项目资助 (SGSDJY00GPJS1900179)

Project supported by the Science and Technology Project of Headquarters of State Grid Corporation of China (SGSDJY00GPJS1900179)

经济性模型中;在考虑需求响应不确定性的同时,研究需求侧资源分配配比和成本的关系,使缺电情况下的区域多微电网调度成本达到最优化;通过对结合了多微电网的 IEEE 33 节点系统的仿真,验证不同资源分配模式下合约对微电网负荷聚集商的吸引力,以及将不确定性因素和虚拟备用模型的联结模型应用到缺电调度中的有效性。

## 1 多微电网群缺电调度合约及虚拟备用模型

多微电网中存在多个利益主体,每个主体都倾向于将自身的效益最大化。从储能角度来看,不同的微电网有不同的运行模式与需求,这增加了储能控制的复杂性,同时不确定性因素也对储能控制提出了更高要求。此外,由于储能设备价格与维护成本较高,配置的储能设备容量不宜过大,也不宜过小,否则无法保证系统的经济成本最优化和在离网时段的稳定运行。为降低这种复杂性,本文在多微电网主体间相互协调的基础上提出多微电网群虚拟备用的概念,并以该概念替代传统储能。通过不同微电网间的缺电调度合约,使微电网相互成为备用,目标是在使微电网中的备用得到最大化利用的同时满足整体利益最大化。为便于研究,可将该合约作为微电网需求响应的一部分。设每个微电网表示一个“点”,微电网之间的直接连接表示“边”,则有:

$$G=(V, E) \quad (1)$$

式中: $V=\{V_1, V_2, \dots, V_v\}$ 为微电网集合, $V_i(i=1, 2, \dots, v)$ 为第*i*个微电网, $v$ 为微电网总数量; $E$ 为微电网通信链路集合; $G$ 可用无向图的形式表示。

假设备用需求者微电网 $V_i$ 与备用提供者微电网 $V_j$ 相邻,两者已经形成了合约。当微电网 $V_i$ 缺电时,其将在启动需求响应的同时向微电网 $V_j$ 申请使用备用,在这种情况下,微电网 $V_j$ 将拿出自身的一部分实际备用作为微电网 $V_i$ 的虚拟备用。微电网 $V_i$ 使用该虚拟备用的成本是从微电网 $V_j$ 购买备用服务的价格,该价格在合约中规定,可假设其为购买容量的二次函数。同时,由于微电网 $V_j$ 的备用被占用,用于稳定本地系统的备用容量减少,因此微电网 $V_i$ 还应承担微电网 $V_j$ 提供备用所产生的风险成本,该成本根据微电网 $V_j$ 自身的情况和微电网 $V_i$ 占用的备用容量确定。在某些特殊情况下微电网 $V_i$ 可能会占用微电网 $V_j$ 的所有备用,以致微电网 $V_j$ 崩溃,为了防止出现该现象,可以假设这一部分的成本曲线也为二次函数曲线,为简便起见,将该部分成本计入购买备用成本的二次函数曲线中。此外,合约还应规定违约惩罚措施,具体如下。

1)当微电网 $V_i$ 从微电网 $V_j$ 获取的备用不足以满足自身需要,或微电网 $V_j$ 因自身原因没有多余的备用提供给微电网 $V_i$ 时,微电网 $V_j$ 应承担合约规定的

惩罚成本,该惩罚成本由微电网 $V_i$ 从其他未形成合约的地方(如大电网,电价为 $r_p$ )购买相同容量的备用所超出的成本确定。为保证合约的吸引力,微电网 $V_i$ 收到的补偿应大于所超出的成本(如补偿电价可设为 $r_p + \varepsilon_i$ , $\varepsilon_i$ 为超出的单位成本,单位与 $r_p$ 一致),以在微电网 $V_j$ 违约时使微电网 $V_i$ 能获得更高的利润。

2)当微电网 $V_j$ 给予了微电网 $V_i$ 过多的备用时,在微电网 $V_i$ 的稳定性获得极大提升的同时,为了防止微电网 $V_j$ 通过贩卖备用赚取高额利润从而导致其自身稳定性得不到保障,合约应规定微电网 $V_i$ 仅需支付自身所缺容量对应的成本给微电网 $V_j$ ,多给予的备用将用于免费为微电网 $V_i$ 提升备用容量,因此本文不再讨论提供过多备用的情况。

综上所述,假设 $t(t \in [1, 24])$ 时刻微电网 $V_i$ 过载(功率缺额)的负荷量为 $P_{i,t}$ ,需求响应承担的缺电值为 $P_{DR,i,t}$ ,虚拟备用承担的缺电值为 $P_{CT,i,t}$ ,需求响应在该过程中所弥补功率占过载量的比例为 $\sigma$ (后文称为合约购电比例),合约规定的微电网 $V_i$ 从微电网 $V_j$ 购买备用的成本为 $C_{sb,i,j,t}$ ,则有:

$$P_{i,t} = P_{DR,i,t} + P_{CT,i,t} \quad (2)$$

$$\sigma = 1 - P_{CT,i,t} / P_{i,t} \quad (3)$$

$$P_{CT,i,t} = \sum_{(i,j) \in E, j \neq i} P_{CT,i,j,t} \quad (4)$$

$$C_{sb,i,j,t} = g_j P_{CT,i,j,t}^2 + h_j P_{CT,i,j,t} \quad (5)$$

式中: $P_{CT,i,j,t}$ 为 $t$ 时刻微电网 $V_i$ 从微电网 $V_j$ 获取的虚拟备用; $g_j, h_j$ 为微电网 $V_j$ 规定的购买备用的成本系数。

考虑惩罚成本,假设微电网 $V_i$ 在一天中的缺电时间期望值为 $\mu_i$ 天,则1 h内不能提供足够备用的概率可设为 $\mu_i/24$ 。因此,对备用提供者微电网 $V_j$ 而言,在1 h内的惩罚成本的期望值 $C_{puna,j,t}$ 为:

$$C_{puna,j,t} = \sum_{(i,j) \in E, i \neq j} C_{puna,j,i,t} = \frac{\mu_j}{24} \sum_{(i,j) \in E, i \neq j} (r_p + \varepsilon_i) P_{CT,i,j,t} \quad (6)$$

式中: $C_{puna,j,i,t}$ 为 $t$ 时刻微电网 $V_j$ 对微电网 $V_i$ 的惩罚成本。考虑到备用提供者无法提供备用的时刻与备用需求者购买备用的时刻相同,因此,在虚拟备用的合约下,缺电者微电网 $V_i$ 需要在购买电力的同时承担惩罚成本。所以对于任意 $k \in \{1, 2, \dots, v\}$ ,在一天中微电网 $V_k$ 的虚拟备用成本的期望值 $C_{vsb,k}$ 为:

$$C_{vsb,k} = \sum_{t=1}^{24} C_{vsb,k,t} = \sum_{t=1}^{24} \mu_k \left( C_{puna,k,t} + \sum_{(k,j) \in E, j \neq k} C_{sb,k,j,t} \right) \quad (7)$$

式中: $C_{vsb,k,t}$ 为 $t$ 时刻微电网 $V_k$ 的虚拟备用成本的期望值。

微电网 $V_k$ 在一天中通过合约能够获得的利润的期望值 $U_k$ (简称为合约利润)为:

$$U_k = \sum_{t=1}^{24} U_{k,t} = \sum_{t=1}^{24} (r_p P_{CT,k,t} - C_{vsb,k,t} - C_{DR,k,t}) \quad (8)$$

式中:  $U_{k,t}$  为  $t$  时刻微电网  $V_k$  通过合约能够获得的利润的期望值;  $C_{DR,k,t}$  为  $t$  时刻微电网  $V_k$  的需求响应成本。

## 2 计及不确定性的虚拟电厂需求响应模型

基于需求响应的虚拟电厂将来自电力用户削减负荷的能力视为虚拟正出力, 同理亦可将来自电力用户增加负荷的能力视为虚拟负出力。按照响应机制不同, 需求响应可分为基于激励的需求响应 IBDR (Incentive-Based Demand Response) 和基于价格的需求响应 PSDR (Price-Sensitive Demand Response)。因此, 需求响应虚拟电厂可分为激励需求响应虚拟电厂 (IBDR-VPP) 和价格需求响应虚拟电厂 (PSDR-VPP) 两大类。由于本文的研究目标是使多微电网群自给自足而不花费高价从负荷聚集商或电力公司购买电能, 因此本文不讨论 PSDR-VPP 以及对应的基于价格的需求响应。

基于激励的需求响应是指在电价较高或系统可靠性受到影响时, 通过系统管理员的激励政策, 当系统管理员向用户发出切负荷命令时, 用户响应并削减负荷, 同时获得经济补偿。因此, 微电网中负荷聚集商的售电收益包含削减负荷时电力公司对用户进行的经济补偿, 同时也应考虑由于供电负荷减少而造成的相应电费收入减少量。所以 IBDR-VPP 的成本为削减负荷前、后的负荷聚集商收入变化量。

对微电网  $V_i$  中的 IBDR-VPP 而言, 其响应成本为:

$$C_{DR,i,t} = C_{DR,i,t}^{\text{pre}} - C_{DR,i,t}^{\text{post}} \quad (9)$$

式中:  $C_{DR,i,t}^{\text{pre}}$  和  $C_{DR,i,t}^{\text{post}}$  分别为 IBDR-VPP 响应前、后微电网  $V_i$  中负荷聚集商在  $t$  时刻的收入, 由于响应前、后电价不受影响, 两者定义分别如式 (10)、(11) 所示。

$$C_{DR,i,t}^{\text{pre}} = r_p P_{DR,i,t}^{\text{pre}} \quad (10)$$

$$C_{DR,i,t}^{\text{post}} = r_p P_{DR,i,t}^{\text{post}} - C_{DR,i,t}^{\text{com}} = r_p (P_{DR,i,t}^{\text{pre}} - P_{DR,i,t}) - C_{DR,i,t}^{\text{com}} \quad (11)$$

式中:  $P_{DR,i,t}^{\text{pre}}$  和  $P_{DR,i,t}^{\text{post}}$  分别为需求响应项目实施前微电网  $V_i$  中的 IBDR-VPP 在  $t$  时刻的负荷 (基线负荷) 以及需求响应项目实施后微电网  $V_i$  中的 IBDR-VPP 在  $t$  时刻的负荷;  $C_{DR,i,t}^{\text{com}}$  为微电网  $V_i$  中的 IBDR-VPP 在  $t$  时刻由于响应削减负荷对用户支付的停电补偿成本, 一般为过原点的二次函数, 当 IBDR-VPP 减少电量  $P_{DR,i,t}$  后, 其值由式 (12) 得到。

$$C_{DR,i,t}^{\text{com}} = k_{1,i} P_{DR,i,t}^2 + k_{2,i} P_{DR,i,t} \quad (12)$$

式中:  $k_{1,i}$  和  $k_{2,i}$  为补偿系数。

联立式 (9)~(12), 当不考虑不确定性时, 电力公司的响应成本为:

$$C_{DR,i,t} = k_{1,i} P_{DR,i,t}^2 + (k_{2,i} + r_p) P_{DR,i,t} \quad (13)$$

考虑到用户收到负荷削减指令后的响应情况存在不确定性<sup>[18]</sup>, 该不确定性大多由用户的分布式电源出力不稳定、用户实际负荷削减量波动等因素造成, 即存在欠响应或过响应, 因此  $P_{DR,i,t}$  是不确定性

变量。为了保证微电网的利益最大化, 并防范用户不负责任的行为, 当出现欠响应时, 微电网负荷聚集商应按照实际负荷削减量根据式 (12) 给予用户补偿, 同时由于增加了电力公司的缺电风险, 微电网需要承担高价购买新的发电容量以维护网络安全稳定性, 而当出现过响应时, 微电网则应按照理想负荷削减量根据式 (13) 给予用户补偿。

根据以上分析, 可将考虑不确定性的 IBDR-VPP 成本  $C_{DR,i,t}$  写为  $C'_{DR,i,t}$ , 将  $P_{DR,i,t}$  表示为理想负荷削减量  $\bar{P}_{DR,i,t}$  与不确定性偏差量  $\xi_{DR,i,t}$  之和。为了简化研究且不失普遍性, 假设  $\xi_{DR,i,t}$  随时间的变化符合标准正态分布, 即  $N(0, 1)$ 。将  $P_{DR,i,t} = \bar{P}_{DR,i,t} + \xi_{DR,i,t}$  代入式 (12), 则  $C'_{DR,i,t}$  可定义为:

$$C'_{DR,i,t} = \begin{cases} a_{DR,i} (\bar{P}_{DR,i,t} + \xi_{DR,i,t})^2 + b_{DR,i} (\bar{P}_{DR,i,t} + \xi_{DR,i,t}) - l \xi_{DR,i,t} & \xi_{DR,i,t} < 0 \\ a_{DR,i} \bar{P}_{DR,i,t}^2 + b_{DR,i} \bar{P}_{DR,i,t} & \xi_{DR,i,t} \geq 0 \end{cases} \quad (14)$$

式中:  $a_{DR,i} = k_{1,i}$ ;  $b_{DR,i} = k_{2,i} + r_p$ ;  $l$  为微电网的单位停电损失, 满足  $-l \xi_{DR,i,t} > 0$ 。

为了简化式 (14), 可计算出  $C'_{DR,i,t}$  的期望值。根据大数据统计, 设已知用户响应偏差的概率密度分布函数为  $f(\xi_{DR,i,t})$ , 则有:

$$E(C'_{DR,i,t}) = \int_{-\infty}^{\infty} C'_{DR,i,t} f(\xi_{DR,i,t}) d\xi_{DR,i,t} \quad (15)$$

式中:  $E(C'_{DR,i,t})$  为 IBDR-VPP 的期望值成本。

根据期望值运算可得  $E(C'_{DR,i,t})$  为:

$$E(C'_{DR,i,t}) = a'_{DR,i} \bar{P}_{DR,i,t}^2 + b'_{DR,i} \bar{P}_{DR,i,t} + c'_{DR,i} \quad (16)$$

$$a'_{DR,i} = a_{DR,i} \left( 0.5 + \int_{-\infty}^0 \xi_{DR,i,t} f(\xi_{DR,i,t}) d\xi_{DR,i,t} \right) \quad (17)$$

$$b'_{DR,i} = b_{DR,i} + 2a_{DR,i} \int_{-\infty}^0 \xi_{DR,i,t} f(\xi_{DR,i,t}) d\xi_{DR,i,t} \quad (18)$$

$$c'_{DR,i} = a_{DR,i} \int_{-\infty}^0 \xi_{DR,i,t}^2 f(\xi_{DR,i,t}) d\xi_{DR,i,t} +$$

$$(b_{DR,i} - l) \int_{-\infty}^0 \xi_{DR,i,t} f(\xi_{DR,i,t}) d\xi_{DR,i,t} \quad (19)$$

相应地, 考虑不确定性后在 1 h 尺度内合约利润的期望值  $U'_{i,t}$  为:

$$U'_{i,t} = \frac{\mu_i}{24} (r_p P_{CT,i,t} - C_{vsb,i,t} - C'_{DR,i,t}) \quad (20)$$

因此, 考虑不确定性后, 可将不考虑期望值的式 (8) 改写为:

$$U'_i = \sum_{t=1}^{24} U'_{i,t} = \mu_i \sum_{t=1}^{24} (r_p P_{CT,i,t} - C_{vsb,i,t} - C'_{DR,i,t}) \quad (21)$$

式中:  $U'_i$  为 24 h 的期望值。

## 3 多微电网需求侧资源优化模型

本文的优化目标首要是保证微电网个体 (即需求侧资源主体) 的最优。为使多微电网需求侧资源得到优化, 在使微电网  $V_i$  通过合约得到的利润  $U_{i,t}$  最大化的同时, 需满足多微电网群的最优化。因此, 本文

将优化目标函数设定为各微电网通过合约使利润最大化。由于多微电网群中有多个主体,在达到最优资源分配的同时,各微电网需满足自身最优性条件,因此原始问题为多目标非线性凸优化问题。为提高计算效率,本文采用加权求和法对该问题进行简化。

对每小时进行优化,则优化目标函数为:

$$\min_{P_{DR,i,t}, P_{CT,i,t}} \sum_i (C_{vsh,i,t} + C'_{DR,i,t}) \quad (22)$$

约束为:

$$\begin{cases} P_{CT,i,t} = \sum_j P_{CT,i,j,t} \\ P_{CT,j,i,t} = -P_{CT,i,j,t} \\ P_{i,t} - P_{DR,i,t} - P_{CT,i,t} = 0 \\ \sigma P_{DR,i,t} \geq P_{CT,i,t} \\ P_{i,t} \geq 0 \\ P_{CT,i,j,\min} \leq P_{CT,i,j,t} \leq P_{CT,i,j,\max} \end{cases} \quad (23)$$

式中:  $P_{CT,i,j,\min}$  和  $P_{CT,i,j,\max}$  分别为  $t$  时刻微电网  $V_i$  从微电网  $V_j$  获取的虚拟备用的最小值和最大值。不确定偏差量  $\xi_{DR,i,t}$  和停电损失  $l$  约束为:

$$\begin{cases} \xi_{DR,i,t} \in \left[ -\frac{1}{2} P_{DR,i,t}, \frac{1}{2} P_{DR,i,t} \right] \\ l > 0 \end{cases} \quad (24)$$

缺电时间期望值  $\mu_i$ 、合约惩罚系数  $\varepsilon_i$  和合约购电比例  $\sigma$  约束为:

$$\begin{cases} 0 \leq \mu_i \leq 1 \\ \varepsilon_i > 0 \\ 0 \leq \sigma \leq 1 \end{cases} \quad (25)$$

仿真时,使用 MATLAB 的 Gurobi 工具箱,联立式(2)~(7)、(16)~(25)求解非线性凸优化问题。

## 4 算例仿真

### 4.1 区域多微电网拓扑结构

在 IEEE 33 节点系统标准模型中对上述模型进行仿真,根据微电网组成原则,所建多微电网拓扑结构如图 1 所示。图中,每个虚线方框表示 1 个微电网,各微电网通过用虚线表示的联络线相连,构成区域多微电网系统。划分出的 5 个相对独立微电网的简化模型如图 2 所示。通过馈线相连的微电网能够通过馈线执行本文所提出的合约以交易储能中的电能。假定节点 8、16、20、24 和 28 处的负荷对供电可

靠性的要求较高,则这 5 处负荷属于重要负荷。同时假定区域多微电网系统中各微电网的利益主体不同,均以自身运行成本最低(或效益最高)为目标。

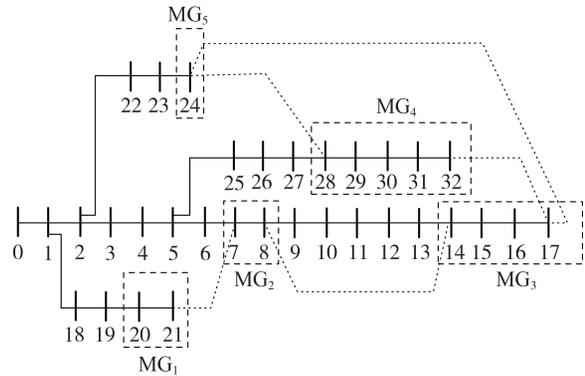


图 1 IEEE 33 节点系统模型及其多微电网模型

Fig.1 IEEE 33-bus system model and its multi-microgrid model

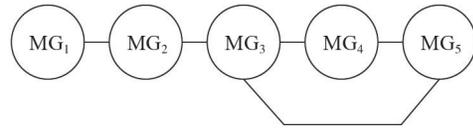


图 2 多微电网拓扑简化模型

Fig.2 Simplified model of multi-microgrid topology

### 4.2 不同合约购电比例下区域多微电网系统运行效益分析

由于不同微电网的购电政策不同,微电网对合约的接受程度均不同,且在不同电量水平下对合约的侧重程度也不同。本文设置 2 个不同的场景来展示合约对区域多微电网系统运行效益的影响,在这 2 个场景中均假设优先采取激励型需求响应与合约购电来弥补缺电额值。场景参数<sup>[19]</sup>设置如下:假定区域多微电网系统的用户电价为 0.395 元 / (kW·h),微电网之间买 / 卖虚拟备用的电价以及激励性需求响应补贴系数见表 1。

#### 4.2.1 场景 1

在 1 h 时间尺度内对场景 1 进行研究。在该场景下,假设所有合约在整个区域内统一生效,同一时间段内 5 个微电网中的合约购电比例  $\sigma$  均相同,售电价格、惩罚价格与需求响应相关参数可以不尽相同(如表 1 所示),同时考虑不确定性,仿真时对这些参数进行随机处理。

表 1 仿真相关参数

Table 1 Relevant parameters in simulation

微电网	$g_i /$ [元·(kW·h) <sup>-2</sup> ]	$h_i /$ [元·(kW·h) <sup>-1</sup> ]	$a_{DR,i} /$ [元·(kW·h) <sup>-2</sup> ]	$b_{DR,i} /$ [元·(kW·h) <sup>-1</sup> ]	$\mu_i / d$	$\varepsilon_i /$ [元·(kW·h) <sup>-1</sup> ]	$P_{CT,i,j,\min} /$ (kW·h)	$P_{CT,i,j,\max} /$ (kW·h)
MG <sub>1</sub>	0.0083	0.0514				0.2370		
MG <sub>2</sub>	0.0134	0.0592				0.3506		
MG <sub>3</sub>	0.0095	0.0830	0.002	0.0802	0.333	0.1737	80	80
MG <sub>4</sub>	0.0138	0.0750				0.2370		
MG <sub>5</sub>	0.0122	0.0435				0.2370		

假设微电网  $MG_1$  与  $MG_3$  分别缺电  $1200 \text{ kW}\cdot\text{h}$  与  $960 \text{ kW}\cdot\text{h}$ , 微电网  $MG_2$ 、 $MG_4$ 、 $MG_5$  不缺电。为了保证电能质量, 微电网  $MG_2$ 、 $MG_4$ 、 $MG_5$  能够在贩卖储能容量的同时, 使用需求响应满足本电网电量平衡。图3展示了通过合约购买虚拟备用的成本、需求响应成本和微电网运行总成本(即前两者之和)随合约购电比例变化的曲线, 合约购电比例取值范围为  $2\% \sim 98\%$ , 其值越大, 缺电时需求响应所提供电能的比例就越高。

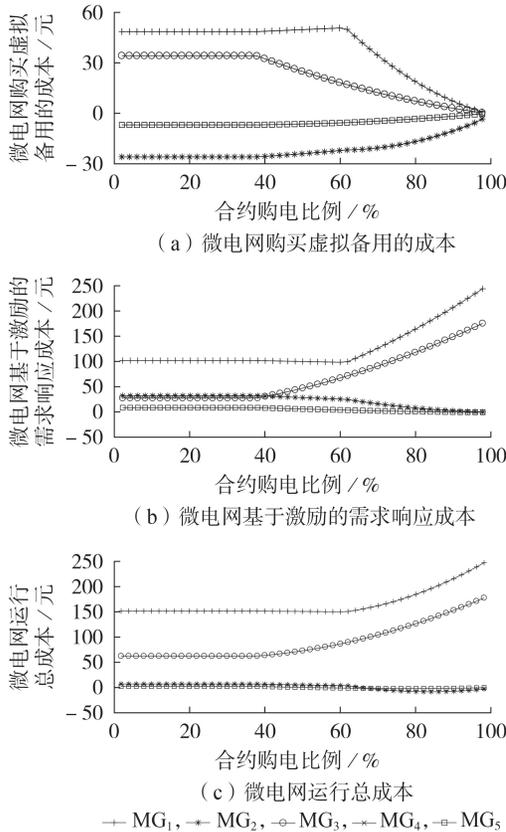


图3 不同成本与合约购电比例的关系

Fig.3 Relationship between different costs and contract power purchase proportion

由图3(a)可知, 缺电微电网  $MG_1$ 、 $MG_3$  在前期因购买合约所规定的储能服务而承担较高的运行成本, 而它们的运行成本均在某一合约购电比例( $MG_1$  为  $63\%$ ,  $MG_3$  为  $38\%$ )后随着合约购电比例的升高而下降, 直至用电缺额完全由该微电网中的需求响应所弥补, 运行成本降低到0。而对于不缺电微电网而言, 在其他微电网有电力需求时通过贩卖储能获得负成本(即盈利), 这是合约所带来的额外经济效益, 对微电网利益主体具有足够的吸引力。

由图3(b)可知, 需求响应给缺电微电网造成的成本在开始时处于较低水平。市场管理者为了提高合约的吸引力, 往往会将惩罚成本设为较高的值, 因此在合约购电比例较低时, 缺电微电网的需求响应

成本低于合约产生的成本。但由图3(c)得知, 随着合约购电比例升到一定程度, 成本曲线会在微小下降后开始爬升, 直到用电缺额完全被需求响应弥补, 而此时需求响应数值已远远超过合约产生的成本。这也说明每个缺电微电网都会存在某个合约购电比例使得合约产生的成本与需求响应成本相同, 如图4所示。由图4还可知, 对缺电微电网而言, 由于成本的交叉点(图中交叉点对应合约购电比例为  $41\%$ )非常接近总成本最小值所对应的点, 因此可以将该合约购电比例作为微电网在本时段的最佳合约购电比例, 同时达成需求侧资源的一致性。

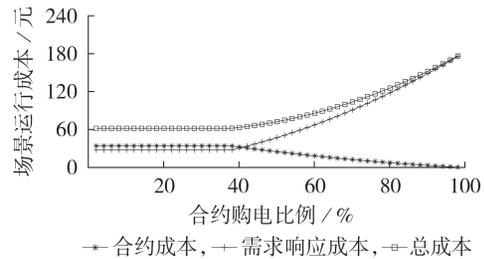


图4 某随机场景下  $MG_1$  的不同成本与合约购电比例的关系

Fig.4 Relationship between different costs and contract power purchase proportion for  $MG_1$  under a random scenario

需要说明的是, 图4中, 由于储能成本和需求响应成本均等效为二次函数, 因此储能成本和需求响应成本的交叉点一般是总成本最低点, 真实成本最低点与交叉点的距离仅由储能单位使用成本和需求响应单位成本的差值决定, 而这2个成本实际差距并不大, 因此可以简化认为交叉点即为成本最低点。

此外,  $MG_4$  和  $MG_5$  为不缺电微电网, 因此两者在图3中的曲线没有太大差别, 这证明了本文方法的实现是在一个相对局部的范围内进行的, 不会对不缺电微电网进行过多的调整。

为了简化建模且不失一般性, 对于不缺电微电网, 可对合约购电比例取默认值  $50\%$ , 直至该微电网发生缺电事件后对其进行更新。

#### 4.2.2 场景2

场景2下通过对一天24h的优化计算, 验证本文所提基于虚拟备用合约的运行策略。规定每小时各微电网的缺电数额都是随机生成且大致符合用户用电规律的。为了提高普适性, 不再对  $\mu_i$  设限, 但每个微电网的功率缺额需满足约束:

$$0 \leq P_{i,t} \leq 1500 \text{ kW}\cdot\text{h} \quad (26)$$

根据场景1的结果, 场景2下将每小时最低成本对应的合约购电比例作为下一时间尺度(下一小时)的合约购电比例。为了满足实际需求, 对需求响应功率值在每个时间尺度(1h)下进行不确定性处理,

即添加随机扰动(不超过原值的  $\pm 20\%$ )。5 个微电网在一天 24 h 内的缺电值与运行成本变化曲线分布分别如图 5、6 所示。

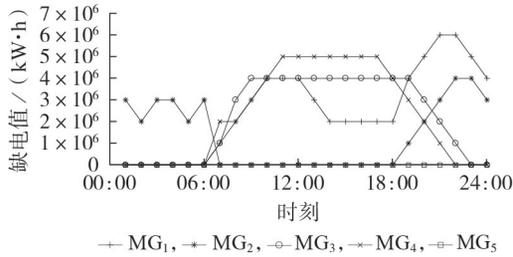


图 5 5 个微电网在一天内的缺电值

Fig.5 Electricity shortage values of five microgrids in a day

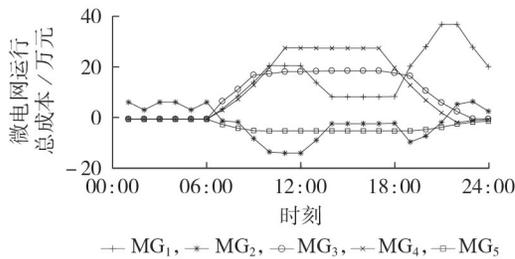


图 6 5 个微电网在一天内的运行总成本

Fig.6 Total operating costs of five microgrids in a day

由于微电网  $MG_2$  不处在拓扑结构的边缘,且和完全依靠自身的微电网  $MG_1$  相邻,由图 6 可看出,在该合约中微电网  $MG_2$  能够通过出售备用容量获得较大收益,其他微电网的总运行成本曲线基本类似,且均有机会达到负成本,因此可以得出结论:每个微电网对合约参数的设置需与实际拓扑结构相结合,当处在备用需求较高的地区时,微电网可适当提高出售备用的单位价格,反之则应注重需求响应业务的发展,这与实际情况相统一,可见本文所提合约策略具有实际参考价值。需要说明的是,由于场景 2 是随机生成的,因此未来可以考虑将该场景下的仿真结果与日前预测的结果相结合进行研究。

基于图 6 的仿真数据,图 7 比较了本文策略下的区域微电网群的总运行成本和仅依赖配电网的传统购电策略的总运行成本。由图可以看出:在 00:00—06:00,电力需求很低,因此微电网群总运行成本极低,且在 02:00 和 05:00,由于几乎不需要需求响应,微电网群总运行成本几乎为 0;07:00—24:00 是电力易紧缺的时段,本文策略的总运行成本基本优于传统购电策略,其中在 14:00—17:00 微电网  $MG_3$  和  $MG_4$  缺电较多,且结合图 2 和表 1 可知,能够提供备用的微电网  $MG_2$  与  $MG_5$  的备用价格较高,因此本文策略的总运行成本与传统策略几乎一致,这说明微电网  $MG_3$  与  $MG_4$  应重点发展本地电力资源,尽量不依赖其他微电网的电力。综上,本文策略能充分发挥备

用的作用,使微电网群具有成本优势。

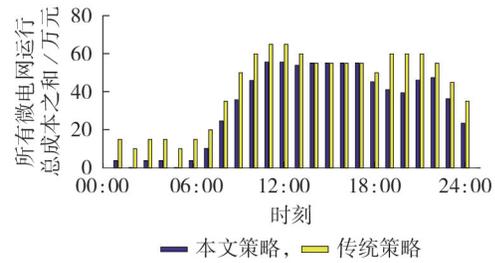


图 7 本文策略与传统策略的总运行成本成本比较

Fig.7 Comparison of total operating costs between proposed strategy and traditional strategy

## 5 结论

本文提出缺电调度合约,建立多微电网互相扶持、自给自足的需求侧多微电网虚拟备用模型,将不确定性变量融入激励性需求响应模型中,并结合虚拟备用模型与新型需求响应模型,讨论需求侧资源分配占比与成本的关系,结果体现了合约的吸引力与成本优势。随着对多微电网中长期/日前日内预测研究的成熟,可将本文模型与这些研究结合,为多微电网群可靠、安全运行与最优成本运行提供参考。

## 参考文献:

- [1] 李嘉媚,艾芊. 考虑调峰辅助服务的虚拟电厂运营模式[J]. 电力自动化设备,2021,41(6):1-7.  
LI Jiamei, AI Qian. Operation mode of virtual power plant considering peak regulation auxiliary service[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(6): 1-7.
- [2] 刘蓉晖,赵增凯,孙改平,等. 考虑不同风险偏好的虚拟电厂优化策略及利润分配[J]. 电力自动化设备,2021,41(4):154-161.  
LIU Ronghui, ZHAO Zengkai, SUN Gaiping, et al. Optimization strategy and profit allocation of virtual power plant considering different risk preference[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(4): 154-161.
- [3] 孙元章,吴俊,李国杰,等. 基于风速预测和随机规划的含风电场电力系统动态经济调度[J]. 中国电机工程学报,2009,29(4):41-47.  
SUN Yuanzhang, WU Jun, LI Guojie, et al. Dynamic economic dispatch considering wind power penetration based on wind speed forecasting and stochastic programming[J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(4): 41-47.
- [4] XU Z W, HU Z C, SONG Y H, et al. Risk-averse optimal bidding strategy for demand-side resource aggregators in day-ahead electricity markets under uncertainty[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017, 8(1): 96-105.
- [5] BENYSEK G, BOJARSKI J, SMOLENSKI R, et al. Application of stochastic Decentralized Active Demand Response (DADR) system for load frequency control[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(2): 1055-1062.
- [6] LIU W J, WU Q W, WEN F S, et al. Day-ahead congestion management in distribution systems through household demand response and distribution congestion prices[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2014, 5(6): 2739-2747.
- [7] 吴盛军,刘建坤,周前,等. 考虑储能电站服务的冷热电多微电网系统优化经济调度[J]. 电力系统自动化,2019,43(10):10-18.  
WU Shengjun, LIU Jiankun, ZHOU Qian, et al. Optimal eco-

- conomic scheduling for multi-microgrid system with combined cooling, heating and power considering service of energy storage station[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(10):10-18.
- [8] 高扬, 艾芊, 王靖. 多智能体系统的交直流混合微网群一致性协同控制[J]. 高电压技术, 2018, 44(7):2372-2377. GAO Yang, AI Qian, WANG Jing. Consensus cooperative control of AC/DC hybrid microgrids based on multi-agent system[J]. High Voltage Engineering, 2018, 44(7):2372-2377.
- [9] 芮涛. 基于博弈论的配电网多微电网系统优化运行方法研究[D]. 合肥:安徽大学, 2019. RUI Tao. Research on optimal operation method of distribution side multi-micro grid system based on game theory[D]. Hefei: Anhui University, 2019.
- [10] 朱兰, 严正, 杨秀, 等. 计及需求侧响应的微网综合资源规划方法[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(16):2621-2628. ZHU Lan, YAN Zheng, YANG Xiu, et al. Integrated resources planning in microgrid based on modeling demand response[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(16):2621-2628.
- [11] 杨雪纯. 需求响应参与大规模风电消纳的运行机制研究[D]. 南京:东南大学, 2016. YANG Xuechun. Research on operation mechanism of demand response on wind power integration[D]. Nanjing: Southeast University, 2016.
- [12] 周楠, 樊玮, 刘念, 等. 基于需求响应的光伏微网储能系统多目标容量优化配置[J]. 电网技术, 2016, 40(6):1709-1716. ZHOU Nan, FAN Wei, LIU Nian, et al. Battery storage multi-objective optimization for capacity configuration of PV-based microgrid considering demand response[J]. Power System Technology, 2016, 40(6):1709-1716.
- [13] 陈昊宇, 黄顺杰, 樊志华, 等. 基于博弈的多微网需求响应[J]. 南方电网技术, 2017, 11(2):34-40. CHEN Haoyu, HUANG Shunjie, FAN Zhihua, et al. Demand response of multi-microgrid based on game theory[J]. Southern Power System Technology, 2017, 11(2):34-40.
- [14] 余爽, 卫志农, 孙国强, 等. 考虑不确定性因素的虚拟电厂竞标模型[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(22):43-49. YU Shuang, WEI Zhihong, SUN Guoqiang, et al. A bidding model for a virtual power plant considering uncertainties[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(22):43-49.
- [15] 孙国强, 钱苇航, 黄文进, 等. 考虑配电网安全性的虚拟电厂优化调度博弈模型[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(5):7-14. SUN Guoqiang, QIAN Weihang, HUANG Wenjin, et al. Optimal dispatch game model for virtual power plant considering security of distribution network[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(5):7-14.
- [16] 王哲, 杨鹏, 刘思源, 等. 考虑需求响应和多能互补的虚拟电厂协调优化策略[J]. 电力建设, 2017, 38(9):60-66. WANG Zhe, YANG Peng, LIU Siyuan, et al. Coordination and optimization strategy of VPP considering demand response and multi-energy coordination[J]. Electric Power Construction, 2017, 38(9):60-66.
- [17] 贾乾罡, 陈思捷, 严正, 等. 基于区块链的空调负荷用电权分配:模式与方法[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(11):3393-3402. JIA Qiangang, CHEN Sijie, YAN Zheng, et al. Blockchain-enabled power usage quotas allocation method for air conditioning loads[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(11):3393-3402.
- [18] ZHAO C Y, WANG J H, WATSON J P, et al. Multi-stage robust unit commitment considering wind and demand response uncertainties[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(3):2708-2717.
- [19] 王守相, 张齐, 王瀚, 等. 高可再生能源渗透率下的区域多微网系统优化规划方法[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(12):33-38, 52. WANG Shouxiang, ZHANG Qi, WANG Han, et al. Optimal planning method for regional multi-microgrid system with high renewable energy penetration[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(12):33-38, 52.

#### 作者简介:



程浩原

程浩原(1997—),男,山东临沂人,博士研究生,主要研究方向为分布式协调控制(E-mail:chenghaoyuan@sjtu.edu.cn);

艾芊(1969—),男,湖北武汉人,教授,博士,主要研究方向为电能质量、人工智能、大数据及其在电力系统中的应用、电力系统建模、分布式发电与微电网等(E-mail:aiqian@sjtu.edu.cn)。

(编辑 王锦秀)

## Application of multi-microgrid virtual reserve model in demand-side resource allocation considering uncertainty

CHENG Haoyuan<sup>1</sup>, AI Qian<sup>1</sup>, SUN Donglei<sup>2</sup>, LI Xueliang<sup>2</sup>

(1. Key Laboratory of Control of Power Transmission and Conversion, Ministry of Education, Shanghai Jiao Tong University, Shanghai 200240, China;

2. Economic & Technology Research Institute of State Grid Shandong Electric Power Company, Jinan 250021, China)

**Abstract:** In order to improve the operation efficiency and save the operation cost of multi-microgrid clusters, on the basis of graph theory and power shortage dispatching contract, a virtual reserve model of multi-microgrid with mutual support at demand side is built, meanwhile the uncertainty variables are integrated into incentive-based demand response model. Combined with the regional multi-microgrid model in IEEE 33-bus system, the relationship between virtual reserve and demand response costs and contract power purchase proportion in power shortage dispatching is discussed, which verifies the attraction of power shortage dispatching contract. The simulation and cost comparison of different random power shortage scenarios within a day are carried out, and results verify that the proposed model has cost advantage in power shortage dispatching.

**Key words:** multi-microgrid clusters; power shortage dispatching contract; virtual reserve; uncertainty; demand response; resource allocation