

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.230188

计及并网频率约束的微电网容量优化配置方法

邱星宇^{1,2}, 吴毓峰^{1,2}, 王梓耀^{1,2}, 余涛^{1,2}, 王克英^{1,2}, 潘振宁^{1,2}

(1. 华南理工大学电力学院, 广东 广州 510641; 2. 广东省电网智能量测与先进
计量企业重点实验室, 广东 广州 510640)

摘要: 在新能源渗透率不断提升的背景下, 微电网出现低惯量、弱阻尼的现象。现有研究主要通过改进控制策略、优化调度来提升微电网调频能力, 但前提是微电网本身具有足够的调频容量。针对此问题, 在微电网规划阶段加入并网和离网模式频率约束, 建立混合整数线性容量优化模型。首先, 对微电网内多种调频资源进行建模, 构建综合频率响应模型并推导频率约束。其次, 采用改进的自适应线性化方法将频率约束线性化并嵌入到模型中。最后, 使用 Gurobi 求解器在多个微电网算例中进行验证分析, 结果表明所提出的微电网容量优化配置模型能够在保证系统并网和离网频率稳定的同时达到最低的投建与运行成本。

关键词: 高渗透率; 微电网; 频率约束; 容量优化配置

Optimal configuration method of microgrid capacity considering grid connection and islanding frequency constraints

QIU Xingyu^{1,2}, WU Yufeng^{1,2}, WANG Ziyao^{1,2}, YU Tao^{1,2}, WANG Keying^{1,2}, PAN Zhenning^{1,2}

(1. School of Electric Power Engineering, South China University of Technology, Guangzhou 510641, China; 2. Guangdong Provincial Key Laboratory of Intelligent Measurement and Advanced Metering of Power Grid, Guangzhou 510640, China)

Abstract: Against the backdrop of continuously increasing penetration of new energy, the phenomenon of low inertia and weak damping has emerged in microgrids. Existing research mainly improves the frequency regulation capability of microgrids by improving control strategies and optimizing scheduling, but the premise is that the microgrid itself has sufficient frequency regulation capacity. In response to this issue, this paper incorporates frequency constraints in grid connection and off grid modes during the microgrid planning phase, and establishes a mixed integer linear capacity optimization model. First, this paper models multiple frequency modulation resources within the microgrid, constructs a comprehensive frequency response model, and derives frequency constraints. Second, an improved adaptive linearization method is used to linearize the frequency constraint and embed it into the model. Finally, the Gurobi solver is used to validate and analyze multiple microgrid examples, and the results show that the proposed microgrid capacity optimization configuration model can achieve the lowest construction and operation costs while ensuring the stability of system grid connection and off grid frequencies.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 52207105).

Key words: high permeability of new energy; microgrid; frequency constraints; capacity optimization configuration

0 引言

随着以风能和太阳能为主的新能源大规模开发利用, 微电网呈现高渗透率分布式电源接入、高度电力电子化等特征^[1-2]。然而, 分布式电源接口逆变

器的静止特性使其无法提供天然的惯量和阻尼, 微电网在遭受有功功率冲击时可能会频率失稳。针对上述问题, 许多学者提出在逆变器上应用虚拟同步机(virtual synchronous generator, VSG)技术^[3-4], 使得分布式电源能够利用功率备用模拟传统同步发电机的响应特性, 从而有效提升微电网的频率稳定能力。

目前, 关于 VSG 的研究主要集中在控制与运行层面。控制层面的研究主要通过参数优化设计或

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(52207105); 广东省基础与应用基础研究基金项目资助(2023A1515011598)

控制策略设计改善 VSG 的响应特性^[5-8]。运行层面的研究则是为了确定分布式电源的最优出力计划, 在保证微电网频率稳定的同时使得运行成本最小^[9-11]。然而, 以上两方面的研究仅能提升分布式电源功率备用的利用效率, 难以从实质上增加现状微电网用于调频的功率备用, 这对于备用不足的微电网系统具有较强的局限性。为了解决以上问题, 需要在微电网的容量优化配置阶段考虑频率稳定性的影响, 为调频预留足够的功率备用。

传统微电网容量优化配置的目标是以最低的投建和运行成本保证微电网在长期运行过程中的能量平衡, 通常可考虑需求响应、多微网协同、并离网运行的影响建立不同的规划模型。以上模型优化得到的结果难以保证微电网在有功功率冲击下的频率稳定, 后续需要进行稳定性评估并对容量配置方案多次修正后才能得到满足频率稳定约束的配置方案。部分学者利用分布式电源容量与其惯量的数学关系, 动态地计算微电网在给定功率波动下的频率偏差值, 并将频率约束嵌入容量优化配置模型中。如图 1 所示, 嵌入频率约束的容量优化配置模型求解过程不需要反复迭代, 能够“一键贯通”地给出满足频率约束且经济性最优的配置方案, 因此得到诸多学者的关注。

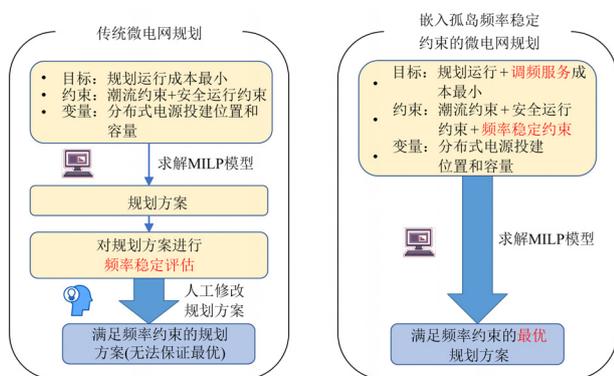


图 1 频率约束下的微电网规划框架

Fig. 1 Microgrid planning framework considering frequency constraints

现有文献中嵌入频率约束的容量优化配置的研究对象绝大部分为主网, 对微电网的研究尚处于起步阶段。文献[12]考虑风电场对主网的频率支撑作用, 建立了含风电的系统频率约束并将其嵌入规划模型中, 比较了风电在不同控制模式下规划方案的收益。文献[13-14]则同时考虑了风电和储能的频率支撑作用, 建立了线性化的容量优化配置模型。然而, 微电网中频率约束的建立过程与主网有较多区别。第一, 主网中常规机组仍然是调频功率的主要

来源, VSG 能够提供的惯量和阻尼有限, 主要起到辅助支撑作用。而微电网中新能源渗透率相对更高, 仅靠微型燃气机组等同步机组无法提供充足惯量与阻尼, 因此需要对多种类电源采用 VSG 控制并进行容量优化。第二, 主网中功率波动通常来源于 $N-1$ 故障, 一般取机组的最大出力或按最大负荷百分比计算。但微电网中的功率波动更多来源于新能源出力以及负荷需求的波动, 因此不能取一个固定的功率波动值, 而应该根据运行状态实时计算。第三, 微电网具有并网和离网两种运行方式, 容量优化配置模型应该同时考虑两种运行方式下的频率约束, 这大幅增加了模型建立和求解的难度。

基于以上分析, 本文综合了微电网内微型燃气轮机、风电光伏、储能以及柔性负荷的频率支撑作用, 考虑实时系统功率波动, 构建微电网在并网和离网模式下的频率约束并对其分段线性化, 最终提出了计及并离网频率约束的微电网容量优化配置模型, 通过 Gurobi 求解器在多个微电网算例上验证了模型的有效性。

1 微电网源荷储频率响应模型

为建立微电网源荷储频率响应模型, 本文首先分析影响系统频率安全的主要因素, 如图 2 所示, 微电网存在的潜在故障将造成功率扰动, 如联络线中断和机组故障。另一方面, 微电网内的传统机组、新能源机组、储能以及柔性负荷将能够提供调频需要的惯量与阻尼, 本节建立上述调频单元的频率响应模型。

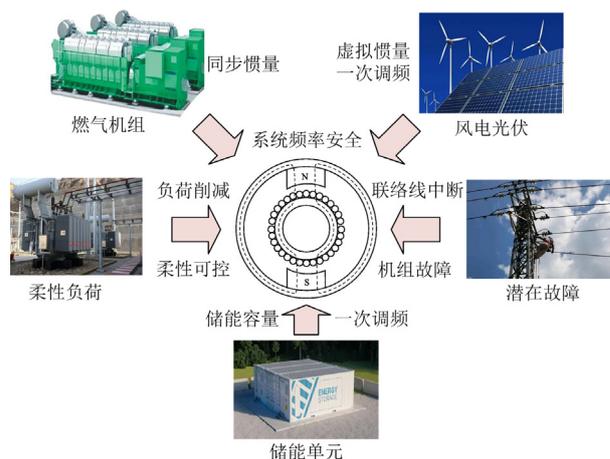


图 2 系统频率安全影响因素

Fig. 2 Factors affecting system frequency safety

1.1 微型燃气机组频率响应模型

在微电网中, 微型燃气机组能够提供大量系统所需的惯量与一次调频容量^[15]。根据文献[16], 微

型燃气机组的一次调频响应功率表达式为

$$\frac{\Delta P^{\text{MT}}(s)}{\Delta f(s)} = -\frac{1}{R^{\text{MT}}(1+T_f s)(1+T_l s)} \quad (1)$$

式中： $\Delta P^{\text{MT}}(s)$ 和 $\Delta f(s)$ 分别为频域下的微型燃气机组频率响应功率和频率偏差； R^{MT} 为微型燃气机组调速器的调差系数； T_f 和 T_l 分别为燃料系统和燃气涡轮的响应时间常数，由于时间常数的乘积项相对较小，为了保证后续建立系统频率响应方程的简洁性，本文忽略模型中的二次项，令 $T_r = T_f + T_l$ ，那么有

$$\frac{\Delta P^{\text{MT}}(s)}{\Delta f(s)} = -\frac{1}{R^{\text{MT}}} \frac{1}{1+T_r s} \quad (2)$$

1.2 风电机组频率响应模型

风电机组通过逆变器接入微电网，在没有潮流阻塞的情况下运行于最大功率跟踪(maximum power point tracking, MPPT)模式，此时风电机组没有功率备用，无法向系统提供惯量支撑与一次调频响应^[17]。为了让风电机组对微电网提供频率支撑，需要采用相应的惯量控制策略，使得风电机组将偏离最大功率点运行，从而保留部分有功功率备用。为了最大化可用调频容量，并避免调频后频率二次跌落的问题，采用超速备用与桨距角控制结合的策略进行风机控制。

当风机处于超速备用运行方式时，其转子可用动能 ΔE 可按式(3)计算。

$$\begin{cases} \Delta E = k_{\text{we}} P_2 = \frac{k_{\text{opt}} - k_{\text{de}}}{k_{\text{opt}}(1-d)} P_2 \\ P_2 = (1-d)P_1 \end{cases} \quad (3)$$

式中： k_{we} 为动能系数； k_{opt} 和 k_{de} 分别为MPPT和减载模式下最大功率跟踪系数； P_1 为MPPT模式下风机功率； P_2 为超速点功率； d 为减载备用系数。

由于微电网中风机的距离较近，可假设同一风电场内风速一致^[18]。由于风机存在最大转速限制，因此转子动能也有最大值，其表达式为分段函数，如式(4)所示。

$$\Delta E = \begin{cases} Nk_{\text{we}} P_2, & 0 < P^{\text{WT}} \leq P_{\omega_{\text{max}}} \\ Nk_{\text{we}} P_{\omega_{\text{max}}}, & P^{\text{WT}} > P_{\omega_{\text{max}}} \end{cases} \quad (4)$$

式中： P^{WT} 为风机出力； $P_{\omega_{\text{max}}}$ 为转子最大转速时对应的风机出力； N 为风机数量。

综上所述，可以得到风电机组为系统提供的惯量系数和阻尼系数。为了简化公式推导过程，本文采用有名值计算惯量与阻尼系数。

$$H^{\text{WT}} = \frac{\Delta E}{S_N^{\text{WT}}} \quad (5)$$

$$K^{\text{WT}} = \frac{N(P_1 - P_2)}{\Delta f_{\text{max,nadir}}^{\text{set}}} \quad (6)$$

式中： H^{WT} 为风机惯量系数； K^{WT} 为风机一次调频的阻尼系数； S_N^{WT} 为风机额定容量； $\Delta f_{\text{max,nadir}}^{\text{set}}$ 为系统允许的最大频率偏差。

由于逆变器的响应时间常数相较微型燃气机组等常规机组小很多^[19]，且为后续建模简便考虑，此处忽略逆变器的惯性环节。最终可以得到风电机组的频率响应模型如式(7)所示。

$$\frac{\Delta P^{\text{WT}}(s)}{\Delta f(s)} = -2H^{\text{WT}}s - K^{\text{WT}} \quad (7)$$

式中： $\Delta P^{\text{WT}}(s)$ 为频域下的风电机组响应功率； $\Delta f(s)$ 为频域下的系统频率偏差。

1.3 光伏机组频率响应模型

与风电机组类似，光伏机组在减载控制模式下才能向系统提供惯量和一次调频响应。不同的是，光伏发电单元没有类似风机的旋转器件，不具有天然的转动惯量，因此其提供惯量和一次调频所需的功率都来自于有功备用^[20]。为了避免光伏机组功率响应超过有功备用，对其惯量常数和调差系数约束如式(8)、式(9)所示。

$$2H^{\text{PV}} \dot{f}_{\text{max}}^{\text{set}} = k_{\text{H}} dP^{\text{PV}} \quad (8)$$

$$K^{\text{PV}} \Delta f_{\text{max,nadir}}^{\text{set}} = (1 - k_{\text{H}}) dP^{\text{PV}} \quad (9)$$

式中： H^{PV} 为光伏机组的惯量常数； $\dot{f}_{\text{max}}^{\text{set}}$ 为系统允许的最大频率变化率； K^{PV} 为光伏机组的调差系数； P^{PV} 为光伏机组的出力； k_{H} 为备用容量中提供惯量响应的比例。

可建立光伏机组的频率响应模型如式(10)所示。

$$\frac{\Delta P^{\text{PV}}(s)}{\Delta f(s)} = -2H^{\text{PV}}s - K^{\text{PV}} \quad (10)$$

式中： $\Delta P^{\text{PV}}(s)$ 为频域下的光伏机组响应功率。

1.4 储能频率响应模型

储能是微电网中重要的柔性资源。其中，电化学储能的响应速度极快，可在数十毫秒内为系统提供数分钟到数小时的有功功率支撑^[21]。本文考虑储能的一次调频功能，可建立其频率响应模型如式(11)所示。

$$\frac{\Delta P^{\text{ESS}}(s)}{\Delta f(s)} = -K^{\text{ESS}} \quad (11)$$

式中： $\Delta P^{\text{ESS}}(s)$ 为频域下的储能响应功率； K^{ESS} 为储能调差系数。

储能参与系统一次调频需要满足两个约束条件。第一，响应功率不超过储能最大输出功率，可

以表达为式(12); 第二, 储能剩余电量大于调频需要的有功, 可以表达为式(13)、式(14)。

$$-P_{\max}^{\text{ESS}} \leq P_f^{\text{ESS}} = K^{\text{ESS}} \Delta f_{\text{ss}} \leq P_{\max}^{\text{ESS}} \quad (12)$$

$$S_{\text{t,f}}^{\text{ESS}} = S_t^{\text{ESS}} - (P_f^{\text{ESS}} + P^{\text{ESS}}) \Delta t_f \quad (13)$$

$$S_{\min}^{\text{ESS}} \leq S_{\text{t,f}}^{\text{ESS}} \leq S_{\max}^{\text{ESS}} \quad (14)$$

式中: P_{\max}^{ESS} 为储能最大输出功率; Δf_{ss} 为一次调频后系统频率稳定值; S_t^{ESS} 和 $S_{\text{t,f}}^{\text{ESS}}$ 分别为调频前和调频后储能的剩余电量; P^{ESS} 为正常情况下储能的输出功率; P_f^{ESS} 为储能的频率响应功率; S_{\max}^{ESS} 和 S_{\min}^{ESS} 分别为储能充放电后剩余电量的上、下界; Δt_f 为调频持续时间。

1.5 需求响应下频率响应模型

微电网中存在大量的灵活性负荷, 如可控工业负荷、电热水器、空调和电动汽车充电桩等, 该类负荷具有功率可调特性, 可通过电力调峰、调频和备用辅助服务市场参与电力系统调节^[22]。但以上各种负荷在响应性能上有所差距, 工业可中断负荷、电动汽车充电桩的响应时间为毫秒级, 而商业和居民空调负荷的响应时间为分钟级^[23]。为了充分利用以上柔性负荷, 本文将响应时间较短的部分负荷用于频率调节, 响应时间较长的负荷用于调峰。需求响应下频率响应模型为

$$\Delta P^{\text{DR}} = - \sum_{i \in \Omega^{\text{LOAD}}} k_i^{\text{TP}} P_i^{\text{LOAD}} \quad (15)$$

式中: ΔP^{DR} 为需求响应下功率响应; Ω^{LOAD} 为所有负荷的集合; k_i^{TP} 为调频柔性负荷占比; P_i^{LOAD} 为节点 i 的有功负荷。

2 系统频率响应模型

综合上述各类源、荷、储频率响应模型, 系统综合频率响应模型如图 3 所示。其中, ΔD 为系统功率缺额; H_A 为综合虚拟惯量, 包括所有机组提供的惯量; K_L 为综合调差系数, 包括负荷调节系数、除微型燃气机组外所有机组的调差系数以及储能的调差系数。

$$H_A = \sum_{\Omega^{\text{MT}}} H^{\text{MT}} + \sum_{\Omega^{\text{WT}}} H^{\text{WT}} + \sum_{\Omega^{\text{PV}}} H^{\text{PV}} \quad (16)$$

$$K_L = \sum_{\Omega^{\text{WT}}} K^{\text{WT}} + \sum_{\Omega^{\text{PV}}} K^{\text{PV}} + \sum_{\Omega^{\text{ESS}}} K^{\text{ESS}} + K^{\text{D}} \quad (17)$$

式中: H^{MT} 为微型燃气机组的惯量常数; K^{D} 为负荷的频率调节效应系数; Ω^{MT} 、 Ω^{WT} 、 Ω^{PV} 和 Ω^{ESS} 分别为相应机组集合。

根据文献[24-25], 多个微型燃气机组可以等效为下式所示单机模型。

$$\frac{\Delta P^{\text{MT}}}{\Delta f} = \frac{1}{R_T(1+T_R s)} \quad (18)$$

$$\frac{1}{R_T} = \sum_{i \in \Omega^{\text{MT}}} \frac{1}{R_{\text{MT},i}} \quad (19)$$

式中: R_T 为微型燃气机组的等效调差系数; $R_{\text{MT},i}$ 为第 i 台微型燃气机组的调差系数。

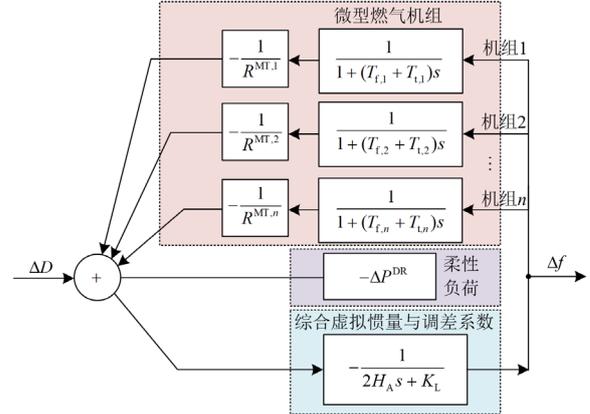


图 3 系统综合频率响应模型

Fig. 3 System synthesis frequency response model

经过如附录 C 所示的推导, 可建立系统频率约束如式(20)一式(22)所示。

$$2H_A \dot{f}_{\max}^{\text{set}} \geq \Delta D \quad (20)$$

$$(K_L R_T + 1) \Delta f_{\max, \text{ss}}^{\text{set}} \geq R_T \Delta D \quad (21)$$

$$F_c(\lambda) = \frac{(K_L R_T + 1) \Delta f_{\max, \text{nadir}}^{\text{set}}}{R_T(1 + A\sqrt{1 - \xi^2} e^{-\xi \omega_n t_{\text{nadir}}})} \geq \Delta D \quad (22)$$

式中: $\lambda = (H_A, K_L, R_T)$; $\Delta f_{\max, \text{ss}}^{\text{set}}$ 为频率响应达到稳态后系统允许的最大频率偏差; $F_c(\lambda)$ 为系统允许的最大功率波动曲面; A 、 ξ 、 ω_n 和 t_{nadir} 为公式推导过程中出现的中间变量, 具体表达式见附录 C。

在模型求解过程中, 非线性约束的存在会大幅降低求解速度, 甚至使模型变得不可解。本文中的非线性约束为如式(22)所示的功率响应最大值约束, 其中含有指数项、三角函数项等非线性部分, 且约束中含有多个独立变量, 是一个高维、高度非线性的约束, 需要采用分段线性化的方法进行处理。

3 频率约束线性化表征

对约束进行线性化的方法可以分为两类。第一类仅要求线性化后的约束仍能反映正确的大小关系。以式(22)为例, 若原曲面中 $F_c(\lambda) > \Delta D$, 那么线性化曲面中 $F_s(\lambda_i)$ 仍满足 $F_s(\lambda_i) > \Delta D$, 而无论 $F_s(\lambda_i)$ 的具体取值。由于需要拟合的数据量较少, 线性化速度快, 文献[13]采用了这类方法。这种方

法的局限性在于只在某一点进行了线性化,也就是说 ΔD 的取值不能变化。另一类线性化方法则以线性化平面与原曲面的欧氏距离最小为目标,这类方法需要对所有样本点进行拟合,因此速度较慢,相对准确率也较低,但适用 ΔD 为变量的情形。为了尽可能完整考虑微电网运行可能发生的各种突发情况,本文不取系统有功不平衡量为预设值,而是将其作为变量写入频率约束。同时,为了加快线性化速度,本文提出改进分段线性化方法。

式(22)中的非线性曲面是一个性质良好的曲面,由于功率响应最大值随系统惯量、调差系数的增大而增加,因此该曲面沿3个坐标轴均为单调。根据曲面性质,本文沿系统惯量轴对该曲面进行分段线性化,分段数 $n=3$ 。首先对原曲面进行采样,采样点 λ_i 按系统惯量值从小到大进行排序。基于样本数据 P ,可以构建以下线性化模型:

$$\min \sum_{i \in P} (F_c(\lambda_i) - F_s(\lambda_i))^2 \quad (23)$$

s.t.

$$\sum_{j \in n} z_{ij} = 1, \forall i \in P \quad (24)$$

$$\begin{cases} F_s(\lambda_i) \geq c_j \lambda_i + b_j - M_1(1 - z_{ij}) \\ F_s(\lambda_i) \leq c_j \lambda_i + b_j + M_1(1 - z_{ij}) \end{cases}, \forall i \in P, j \in n \quad (25)$$

$$\begin{cases} h_i \leq m_1 + M_2(1 - z_{i0}) \\ h_i \geq m_1 - M_2(1 - z_{i1}) \\ h_i \leq m_2 + M_2(1 - z_{i2}) \\ h_i \geq m_2 - M_2(1 - z_{i2}) \end{cases}, \forall i \in P \quad (26)$$

$$F_s(\lambda_i) \leq F_c(\lambda_i), \forall i \in P \quad (27)$$

$$h_{\min} \leq m_1 \leq m_2 \leq h_{\max} \quad (28)$$

式(23)为线性化目标,即令所有样本点在原曲面 $F_c(\lambda)$ 和线性化平面 $F_s(\lambda)$ 上差值总和最小。式(24)中 z_{ij} 为二进制变量,当第 i 个样本属于第 j 个平面时, $z_{ij}=1$,否则 $z_{ij}=0$ 。式(25)为线性化平面的取值约束,其中 c_j 和 b_j 为线性化平面 j 的系数与常数项,当 j 为样本 i 所在的平面时约束取等号,否则约束被松弛。式(26)为分段约束,其中 h_i 为样本 i 的系统惯量分量, m_1 和 m_2 为系统惯量轴上的两个分段点,该约束可以按系统惯量分量的大小判断该样本点属于某个平面。式(27)使线性化平面位于原曲面下方,保证了约束的鲁棒性。式(28)中 h_{\min} 和 h_{\max} 分别为所有样本中系统惯量的最小值和最大值,该约束限制了分段点的取值。需要注意的是,模型中的 M_1 和 M_2 均为惩罚项,其取值应略大于不等式移项后能取到的最大值。模型(23-28)求解完成后, c_j 和 b_j 已知,约束式(25)一式(27)可以直接加入规划运行模型

中成为功率响应最大值的分段线性化约束。

4 微电网容量优化配置模型

本文通过多场景法对新能源出力的不确定性进行描述。假设微电网在任意时刻都可能以并网或离网状态运行,本文建立的容量优化配置模型需要考虑并网模式下PCC联络线中断时的频率急剧变化问题以及离网模式下新能源、负荷波动带来的频率稳定问题。

4.1 目标函数

微电网处于离网模式的时间通常很少,除了折算到每年的投建成本 C_{DG}^I 以外,目标函数中主要考虑并网模式下每年的运行成本,包括DG运行成本 C_{DG}^O 、购电成本与售电收益 C_{Grid}^O 、负荷需求响应成本 C_{DR}^O 、调频服务补贴 $C_{f,sub}^O$ 。对于离网模式则考虑保持频率稳定所带来的切负荷惩罚成本 C_{cut}^P 。目标函数为以上各项成本之和,计算方法分别如下所述。

1) DG 投建成本

$$C_{DG}^I = \alpha_{MT} \sum_{i \in \Omega^{MT}} c^{MT} x_i^{MT} + \alpha_{WT} \sum_{i \in \Omega^{WT}} c^{WT} x_i^{WT} + \alpha_{PV} \sum_{i \in \Omega^{PV}} c^{PV} x_i^{PV} + \alpha_{ESS} \sum_{i \in \Omega^{ESS}} c^{ESS} x_i^{ESS} \quad (29)$$

式中: α_{MT} 、 α_{WT} 、 α_{PV} 和 α_{ESS} 分别为相应机组的等年值成本折算系数; c^{MT} 、 c^{WT} 、 c^{PV} 和 c^{ESS} 分别为相应机组的单位容量投建成本; x_i^{MT} 、 x_i^{WT} 、 x_i^{PV} 和 x_i^{ESS} 分别为相应机组的投建数量,为整数型决策变量。

2) DG 运行成本

$$C_{DG}^O = \sum_{s=1}^4 D_s \sum_{t=1}^{24} \left(\sum_{i \in \Omega^{MT}} y^{MT} P_{i,s,t}^{MT} + \sum_{i \in \Omega^{WT}} y^{WT} P_{i,s,t}^{WT} + \sum_{i \in \Omega^{PV}} y^{PV} P_{i,s,t}^{PV} + \sum_{i \in \Omega^{ESS}} y^{ESS} (P_{i,s,t}^{ESS,+} + P_{i,s,t}^{ESS,-}) \right) \quad (30)$$

式中: D_s 为第 s 个场景包含的天数; y^{MT} 、 y^{WT} 、 y^{PV} 和 y^{ESS} 分别为相应机组的运行成本; $P_{i,s,t}^{MT}$ 、 $P_{i,s,t}^{WT}$ 、 $P_{i,s,t}^{PV}$ 分别为相应第 i 个机组在 s 场景中 t 时刻下的输出功率; $P_{i,s,t}^{ESS,+}$ 和 $P_{i,s,t}^{ESS,-}$ 分别为储能机组 i 在 s 场景中 t 时刻下的充电功率和放电功率。

3) 购电成本与售电收益

$$C_{Grid}^O = \sum_{s=1}^4 D_s \sum_{t=1}^{24} p_{b,t} (P_{s,t}^{PCC} + \sum_{i \in \Omega^{ESS}} P_{i,s,t}^{ESS,+}) + p_{s,t} \left(\sum_{i \in \Omega^{MT}} P_{i,s,t}^{MT} + \sum_{i \in \Omega^{WT}} P_{i,s,t}^{WT} + \sum_{i \in \Omega^{PV}} P_{i,s,t}^{PV} + \sum_{i \in \Omega^{ESS}} P_{i,s,t}^{ESS,-} \right) \quad (31)$$

式中: $p_{b,t}$ 和 $p_{s,t}$ 分别为 t 时刻下微电网的购电价格和售电价格; $P_{s,t}^{PCC}$ 为PCC节点流过的功率,即微

电网向主网的购电量。

4) 负荷需求响应成本

$$C_{DR}^O = \sum_{s=1}^4 D_s \sum_{t=1}^{24} \sum_{i \in \Omega^{LOAD}} p_{DR} \Delta P_{i,s,t}^{LOAD} \quad (32)$$

式中: p_{DR} 为单位负荷的需求相应成本; $\Delta P_{i,s,t}^{LOAD}$ 为负荷需求响应削减量。

5) 辅助调频服务补贴

$$C_{f,sub}^O = \sum_{s=1}^4 D_s \sum_{t=1}^{24} p_{f,sub} d \left(\sum_{i \in \Omega^{WT}} P_{i,s,t}^{WT,M} + \sum_{i \in \Omega^{PV}} P_{i,s,t}^{PV,M} \right) \quad (33)$$

式中: $p_{f,sub}$ 为单位功率的辅助调频服务补贴; $P_{i,s,t}^{WT,M}$ 、 $P_{i,s,t}^{PV,M}$ 分别为相应机组不参加辅助调频服务时的最大出力。

6) 离网模式切负荷成本

$$C_{cut}^P = \frac{T_{island}}{96 D_s} \sum_{s=1}^4 D_s \sum_{t=1}^{24} p_{punish}^{cut} P_{s,t}^{cut} \quad (34)$$

式中: T_{island} 为微电网每年离网的次数; p_{punish}^{cut} 为切负荷的惩罚成本; $P_{s,t}^{cut}$ 为切负荷量。

4.2 投建容量约束

分布式电源的投建容量与微电网并网和离网运行无关, 可写为

$$\begin{cases} 0 \leq P_{S,i}^{\Pi} = x_i^{\Pi} P_{unit,i}^{\Pi} \leq P_{max,i}^{\Pi}, \forall i \in \Omega^{\Pi} \\ \forall \Pi \in \{MT, WT, PV, ESS\} \end{cases} \quad (35)$$

式中: $P_{S,i}^{\Pi}$ 为相应机组 i 的投建容量; x_i^{Π} 为相应机组 i 的投建决策变量; $P_{unit,i}^{\Pi}$ 为机组 i 的单位投建容量; $P_{max,i}^{\Pi}$ 为机组 i 的最大投建容量; Ω^{Π} 为所有机组的集合。

4.3 并网模式约束

并网运行约束条件包括正常运行时的各项约束以及 PCC 联络线中断后的频率约束。其中, 频率约束的主体部分已经在第 2 节中建立, 涉及到系统惯量阻尼和系统功率波动两类变量, 第 1 节已建立系统惯量阻尼与备用容量的关联约束, 因此本节建立系统功率波动约束。各约束条件如下所述。

1) 微型燃气机组出力约束

$$d_{min}^{MT} P_{S,i}^{MT} \leq P_{i,s,t}^{MT} \leq d_{max}^{MT} P_{S,i}^{MT}, \forall i, s, t \quad (36)$$

式中, d_{max}^{MT} 和 d_{min}^{MT} 分别为微型燃气机组的最大和最小出力比例。

2) 新能源机组出力约束

$$\begin{cases} P_{S,i}^{WT,M} = w_{i,s,t}^{WT} P_{S,i}^{WT} \\ P_{S,i}^{PV,M} = w_{i,s,t}^{PV} P_{S,i}^{PV} \\ 0 \leq P_{i,s,t}^{WT} \leq (1-d) P_{S,i}^{WT,M}, \forall i, s, t \\ 0 \leq P_{i,s,t}^{PV} \leq (1-d) P_{S,i}^{PV,M} \end{cases} \quad (37)$$

式中: $P_{S,i}^{WT,M}$ 和 $P_{S,i}^{PV,M}$ 分别为风电和光伏机组 i 提供备用时的最大出力; $w_{i,s,t}^{WT}$ 和 $w_{i,s,t}^{PV}$ 分别为风电和光伏机组 i 在场景 s 中 t 时刻下可用最大出力标么值。

3) 线路传输功率约束

$$-S_{max}^{LINE} \leq P_{k,s,t}^{LINE} \leq S_{max}^{LINE}, \forall k \in \Omega^{LINE}, s, t \quad (38)$$

式中: Ω^{LINE} 为所有线路的集合; S_{max}^{LINE} 为线路允许的传输功率最大值; $P_{k,s,t}^{LINE}$ 为线路 k 在场景 s 中 t 时刻下流过的有功功率。

4) 储能运行约束

$$\begin{cases} S_i^{ESS} = s^{ESS} P_{S,i}^{ESS} \\ 0 \leq P_{i,s,t}^{ESS,+}, P_{i,s,t}^{ESS,-} \leq P_{S,i}^{ESS}, \forall i, s, t \\ E_{i,s,t+1} = E_{i,s,t} + \eta P_{i,s,t}^{ESS,+} - P_{i,s,t}^{ESS,-} / \eta, \forall i, s, t \\ E_{i,s,0} = E_{i,s,23} + \eta P_{i,s,23}^{ESS,+} - P_{i,s,23}^{ESS,-} / \eta, \forall i, s \\ 0.2 S_i^{ESS} \leq E_{i,s,t} \leq 0.9 S_i^{ESS}, \forall i, s, t \end{cases} \quad (39)$$

式中: S_i^{ESS} 为储能机组 i 的额定容量; s^{ESS} 为单位电功率对应的储能容量大小; $P_{S,i}^{ESS}$ 为储能机组 i 的投建容量; $E_{i,s,t}$ 为储能机组 i 在场景 s 中 t 时刻下的剩余电量; η 为储能机组的充放电效率。

5) 节点功率守恒约束

$$\begin{aligned} P_{i,s,t}^{PCC} + P_{i,s,t}^{MT} + P_{i,s,t}^{WT} + P_{i,s,t}^{PV} + P_{i,s,t}^{ESS,-} - P_{i,s,t}^{ESS,+} - \\ P_{i,s,t}^{LOAD} + \Delta P_{i,s,t}^{LOAD} = \sum_{k \in \Omega_j^{LINE}} P_{k,s,t}^{LINE} - \sum_{k \in \Omega_i^{LINE}} P_{k,s,t}^{LINE}, \forall i, s, t \end{aligned} \quad (40)$$

式中: 当节点 i 为微电网联络节点时, $P_{i,s,t}^{PCC}$ 为联络线传输功率, 否则 $P_{i,s,t}^{PCC}$ 为 0; Ω_j^{LINE} 和 Ω_i^{LINE} 分别为首端节点为 i 的线路集合与末端节点为 i 的线路集合; $P_{i,s,t}^{LOAD}$ 为负荷 i 在场景 s 中 t 时刻下的有功需求。

6) 线路潮流约束

$$\theta_{i,s,t} - \theta_{j,s,t} = P_{k,s,t}^{LINE} X_k, \forall k \in \Omega^{LINE}, s, t \quad (41)$$

式中: $\theta_{i,s,t}$ 和 $\theta_{j,s,t}$ 分别为节点 i 和 j 的相角; X_k 为线路 k 的电抗。

7) 节点电压约束

$$\theta_{min} \leq \theta_{i,s,t} \leq \theta_{max}, \forall i, s, t \quad (42)$$

式中, θ_{max} 和 θ_{min} 分别为系统允许的节点电压相角最大值和最小值。

8) 负荷需求响应约束

$$\begin{cases} \Delta P_{i,s,t}^{LOAD} = k_{i,s,t}^{TF} P_{i,s,t}^{LOAD} \\ 0 \leq k_{i,s,t}^{TF} \leq k_{max}^{TF}, \forall i, s, t \end{cases} \quad (43)$$

式中: $k_{i,s,t}^{TF}$ 为负荷需求响应系数; k_{max}^{TF} 为用于调峰

的柔性负荷占比。

9) 并网模式功率波动约束

微电网并网模式下的功率波动来源于 PCC 联络线突然中断,所以功率波动等于 PCC 联络线流过的实时功率。

$$\Delta D_{s,t} = P_{s,t}^{PCC}, \forall s,t \quad (44)$$

式中, $\Delta D_{s,t}$ 为场景 s 中 t 时刻下的系统功率波动。

4.4 离网模式约束

同一时刻下微电网离网运行时分布式电源和储能的出力状态、线路的传输功率等变量与并网运行时不同,因此需要建立离网模式下的运行约束条件,形式与 4.2 节中约束(1-7)相同,只需要将 PCC 联络线功率 $P_{i,s,t}^{PCC}$ 置零。微电网离网模式下的功率波动来源于负荷突然变化和新能源机组出力剧烈波动^[26]。考虑到离网模式下微电网可能需要通过切负荷实现频率稳定,建立功率波动约束如式(45)所示。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{s,t}^{cut} \leq d_{cut} \sum_{i \in \Omega^{LOAD}} P_{i,s,t}^{LOAD} \\ \Delta D_{s,t} + P_{s,t}^{cut} \geq d_{LOAD} \sum_{i \in \Omega^{LOAD}} P_{i,s,t}^{LOAD}, \forall s,t \\ \Delta D_{s,t} + P_{s,t}^{cut} \geq d_{DG} \left(\sum_{i \in \Omega^{WT}} P_{S,i}^{WT} + \sum_{i \in \Omega^{PV}} P_{S,i}^{PV} \right) \end{cases} \quad (45)$$

式中: d_{cut} 为系统允许的切负荷比例上限; d_{LOAD} 和 d_{DG} 分别为预设的负荷、新能源波动率。

5 算例分析

本文以图 4 所示的微电网系统进行算例分析,微电网电压等级为 10 kV^[27];节点 0 为公共连接点;在每个风电和光伏的投建待选点同样可以投建储能。本文参考文献[28-30]对机组的投建与运行成本、负荷及新能源的场景聚类曲线进行设置,参数设置详见附录 A。

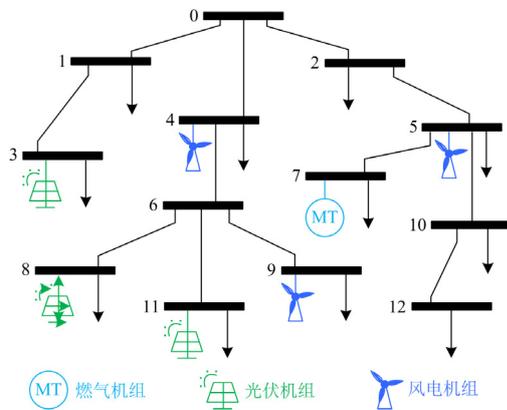


图 4 13 节点微电网测试算例
Fig. 4 13-node system of microgrid

5.1 频率约束准确率分析

为确保本文推导出的式(22)的准确性及相关假设的合理性,在不同采样区间下对比仿真结果以及线性化频率约束下最大允许功率偏差值,经过统计得到频率约束准确率如表 1 所示。

表 1 不同区间下频率约束准确率

Table 1 Accuracy of frequency constraints in different intervals

采样区间		样本数	线性化时间/s	准确率/%
$H/(MW \cdot s)$	$K/(MW \cdot Hz^{-1})$			
(3, 20)	(5, 40)	1000	2	97.9
(3, 10)	(5, 20)	1000	1	98.2
(3, 5)	(5, 10)	1000	0.1	99.6

由表 1 可知,本文采用的线性化方法在不同大小的采样区间上均有较高的准确率,在微电网的惯量与阻尼波动区间内,可以达到 99%以上的线性化准确率。

5.2 频率约束对容量配置方案的影响分析

为了研究频率约束在容量优化配置模型中的重要性,本文对传统不含频率约束模型与本文模型给出的方案进行分析,结果如表 2 所示。

表 2 频率约束对容量配置方案的影响

Table 2 Impact of frequency constraints on capacity allocation schemes

模型	投建容量/MW				成本/(万元/年)		
	燃气	风电	光伏	储能	总成本	总收益	净收益
不含频率约束	2.00	3.76	2.73	2.44	2709.66	3557.98	672.20
含频率约束	2.40	4.37	3.59	3.92	3205.70	3731.22	433.74

根据模型求解结果对场景 1 下的系统频率偏差进行仿真计算,得到频率偏差最大值如图 5 所示,其中 04:00 的频率响应曲线如图 6 所示。

不考虑频率约束时,由于分布式电源不需要预留有功备用,整体投建容量和投建成本相对较少,

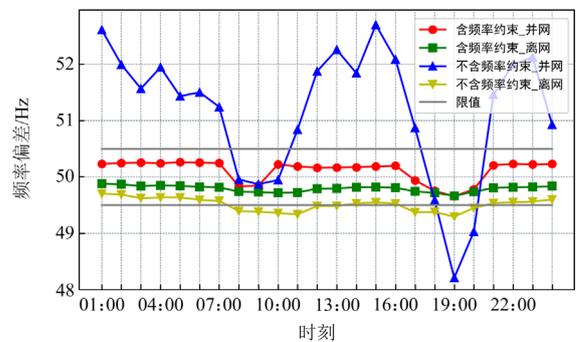


图 5 场景 1 下的系统频率最大偏差曲线

Fig. 5 Maximum deviation curve under scenario 1

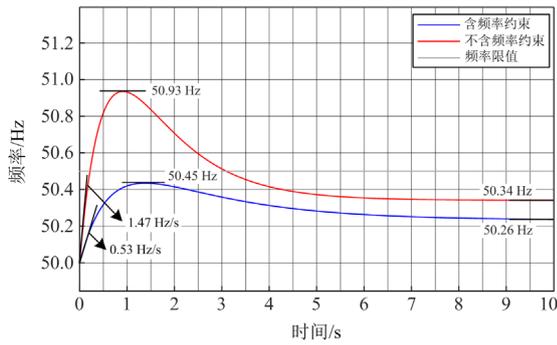


图6 在场景1下04:00并网模式下频率响应曲线

Fig. 6 Frequency response curve of scenario 1 at 04:00

因此净收益也相对较高。但根据图5, 不含频率约束时频率最大偏差在多个时刻都超过了 ± 0.5 Hz的限值, 无法保证系统频率稳定, 相对而言, 本文模型则能够保证频率最大偏差不越限。另外, 如图6所示, 含频率约束时频率响应曲线的动态过程得到大幅改善, 本文模型同样能够保证频率最大变化率和频率稳定值不超过限值。

5.3 不同控制策略容量优化配置方案对比

为了研究不同频率控制策略下求解结果的区别, 本文对4种控制策略的容量优化配置方案进行对比分析。

控制策略1: 仅微型燃气轮机参与系统频率调节。

控制策略2: 微型燃气轮机和分布式电源都参与频率调节, 分布式电源采用下垂控制策略。

控制策略3: 微型燃气轮机和分布式电源都参与频率调节, 分布式电源采用VSG控制策略。

控制策略4: 微型燃气轮机、分布式电源、储能和柔性负荷都参与频率调节, 分布式电源和储能采用VSG控制策略。

以上4个控制策略下的规划方案与成本如表3所示, 不同控制策略下系统功率波动曲线如图7所示。

表3 不同控制策略下规划方案与成本

Table 3 Comparison of planning schemes and the costs

with different control strategies

控制策略	投建容量/MW				成本/(万元/年)		
	燃气	风电	光伏	储能	总成本	总收益	净收益
1	5.00	2.70	1.56	1.10	2721.49	3247.31	275.46
2	4.50	3.00	2.74	1.32	3028.21	3367.98	355.38
3	2.40	4.66	3.89	3.42	3255.44	3702.44	413.24
4	2.40	4.37	3.59	3.92	3205.70	3731.22	439.37

从表3中可以看出, 控制策略1下微型燃气轮机投建容量最多, 分布式电源和储能投建容量相对较少, 这导致总投建成本低。但由于系统惯量和阻尼的不充足迫使PCC联络线降额运行, 如图7所示,

控制策略1下系统功率波动相对较小, 这既使得微电网在PCC联络线中断故障下频率波动变小, 也使得正常运行时向上级电网的售电量变少, 因此控制策略1的净收益最低。控制策略2中分布式电源采用下垂控制提升了系统阻尼, 但系统惯量水平仍不充足, 系统功率波动与控制策略1具有类似的性质, 然而整体收益比控制策略1更高。控制策略3和4中VSG为系统提供了充足的惯量和阻尼, 因此PCC联络线允许的传输功率较大, 售电收益也相对较高。控制策略4充分利用了微电网内部更多种类的频率调节资源, 其容量优化配置方案经济效益最高。

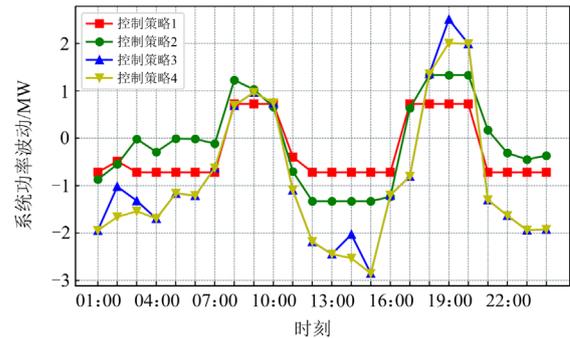


图7 不同控制策略系统功率波动曲线

Fig. 7 Power fluctuation curves of system with different control strategies

5.4 不同减载备用系数规划方案对比

为了研究新能源预留有功备用比例对规划成本的影响, 本文设置不同减载备用系数进行规划模型求解, 得到不同运行方案下的成本如表4所示。

表4 不同减载备用系数运行方案对比

Table 4 Comparison of operation schemes with different load shedding reserve factors

减载备用系数/%	成本/(万元/年)		
	投建成本	总收益	净收益
10	3350.11	3655.70	423.17
20	3205.70	3731.22	439.37
30	3156.84	3503.76	400.87
40	3076.11	3381.21	345.71

从表4中可以看出, 当新能源减载备用系数为20%时, 净收益最大。当减载备用系数减小时, 新能源用于调频的容量减少, 为了满足频率约束需要增加新能源总投建量, 增加了规划运行成本, 所以净收益减少。当减载备用系数增大时, 新能源用于调频的容量增加, 但用于正常运行的可用发电容量减少, 售电收益降低, 导致净收益减少。综上所述, 减载备用系数的取值平衡了新能源机组用于调频和用于正常运行的容量, 该值对最终规划运行方案的

收益有重要影响。

5.5 频率约束可拓展性分析

为了分析本文建立模型中频率约束对系统节点规模的可拓展性,采用改进的36节点微电网算例进行验证分析,如图8所示。微电网的电压等级为10 kV,节点1连接上级电网,微型燃气轮机投建待选点为7、36,风电投建待选点为12、28,光伏投建待选点为18、24,储能的投建待选点为12、18、24、28。其余参数设置与图4所示的算例相同,此处不再赘述。

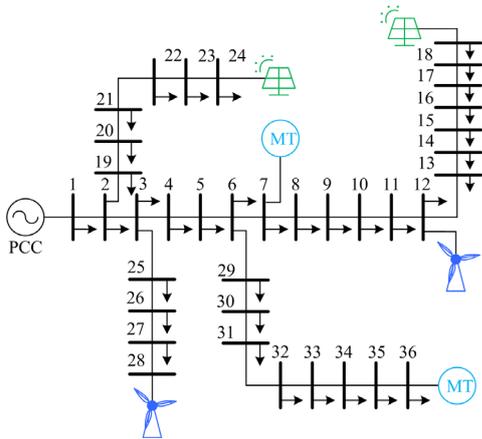


图8 36节点微电网测试算例

Fig. 8 Test example of 36-node microgrid

传统不含频率约束模型与本文模型求解结果如表5所示。

表5 频率约束对容量配置方案的影响
Table 5 Impact of frequency constraints on capacity allocation schemes

模型	投建容量/MW				成本/(万元/年)		
	燃气	风电	光伏	储能	总成本	总收益	净收益
不含频率约束	7.20	9.80	7.41	5.84	4758.17	7772.29	3104.89
含频率约束	7.80	11.9	9.07	5.52	4926.97	7785.36	2939.03

根据模型求解结果对场景1下的系统频率偏差进行仿真计算,得到频率最大偏差曲线如图9所示。

从图9中可以看出,在36节点算例中,本文模型仍能够保证微电网在并网模式和离网模式下的频率稳定,这说明了本文模型在算例规模上的可拓展性。同时,综合表5进行分析,可以看出传统不考虑频率约束的容量优化配置模型表面上具有较好的经济性,但实际上无法满足运行过程中的频率稳定,需要人工对配置方案进行修正。而本文的模型求解过程不需要反复迭代,能够“一键贯通”地给

出满足频率约束且经济性最优的配置方案,这极大地减轻了规划人员的工作负担。

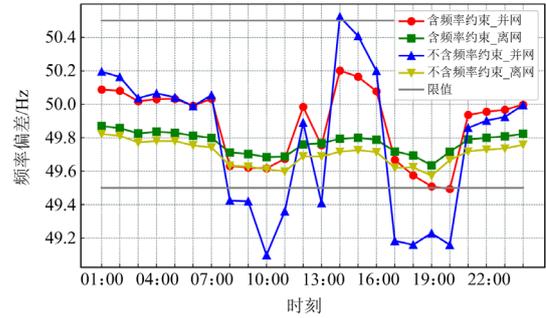


图9 场景1下的系统频率最大偏差曲线

Fig. 9 Maximum deviation curve under scenario 1

6 结论

本文首次综合了微电网中存在的微型燃气机组、新能源、储能和柔性负荷等多种频率调节资源,采用改进的自适应线性化方法建立了系统频率响应的线性化约束,最终提出了计及并网和离网频率约束的微电网容量优化配置模型,并在多个算例中进行验证分析。主要结论如下。

1) 传统的微电网容量优化配置模型给出的方案缺少足够的惯量支撑,在PCC联络线故障时有严重的频率越限风险。通过限制PCC联络线的传输功率或增加调频备用均可以保证系统频率稳定,但前者不利于新能源大规模接入并且经济性较差。

2) 在同样考虑频率约束的情况下,与仅有微型燃气轮机参与调频和分布式电源采用下垂控制两种策略相比,本文模型通过预留充足调频备用的方式不仅保证了微电网在并网和离网模式下的频率稳定,所得方案同时具有较优的经济性。

3) 本文综合了微电网内微型燃气轮机、风电、光伏、储能和柔性负荷等多种频率调节资源,相比于只考虑部分电源采用VSG控制的策略,本文给出的容量优化配置方案具有更高的经济性。

在本文中,新能源提供调频服务将使微电网总收益降低,如何改进调频服务的激励措施,提高微电网运营商保证频率安全的积极性将是未来工作。

附录A 算例参数设置

表A1 机组投建与运行成本

Table A1 Unit construction and operation costs

机组类别	单位容量/kW	投建成本/万元	运行成本/(元/kW)	单节点投建容量上限/MW
风电	100.0	60.0	0.4	3.0
光伏	1.0	0.1	0.4	2.0
储能	80.0	60.0	0.15	2.0

表 A2 算例参数设置

Table A2 Parameter setting of calculation example

名称	数值
最大频率偏差/Hz	0.5
最大频率变化率/(Hz/s)	0.5
一次调频稳定值/Hz	0.3
线路最大允许功率/MW	4
贴现率	0.05
设备使用年限/年	15
辅助调频服务价格/(元/kWh)	0.5
柔性负荷调度价格/(元/kWh)	0.5

附录 B 负荷及新能源的场景聚类曲线

图 B1—图 B2 中, 横轴为时刻, 纵轴分别为风电和光伏在对应时刻的实际出力与额定功率的比值。

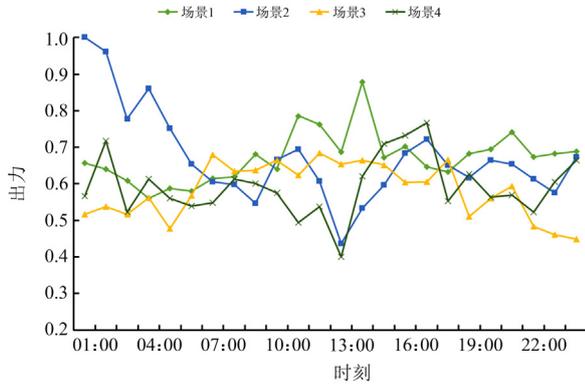


图 B1 4 个场景下风电出力曲线

Fig. B1 Wind power output curve of 4 scenarios

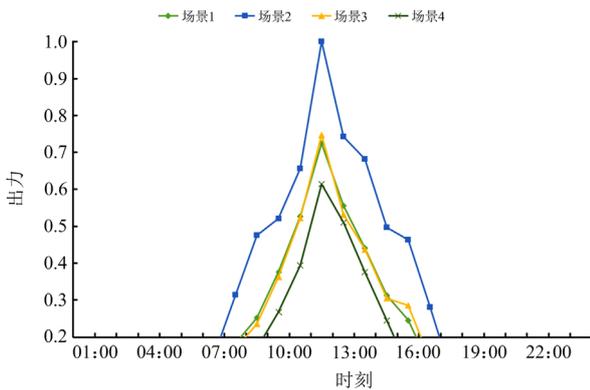


图 B2 4 个场景下光伏出力曲线

Fig. B2 PV output curve of 4 scenarios

图 B3 中, 横轴为时刻, 纵轴为负荷在对应时刻的实际需求与最大负荷需求的比值。

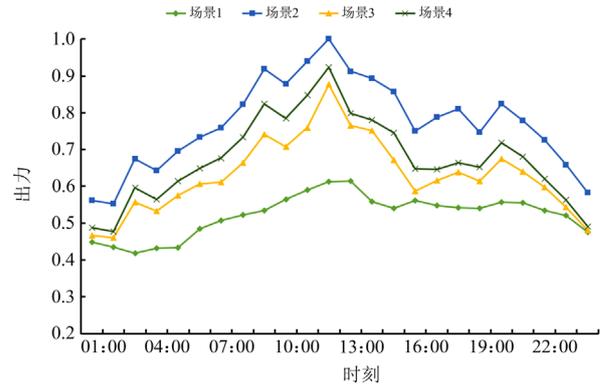


图 B3 4 个场景下负荷曲线

Fig. B3 Load curve of 4 scenarios

附录 C 系统频率响应表达式推导

根据正文图 2, 系统频率响应方程可建立如下:

$$\frac{\Delta f(s)}{\Delta P(s)} = \frac{1}{2H_A s + K_L + \frac{1}{R_T(1+T_R s)}} = \quad (C1)$$

$$\frac{R_T(1+T_R s)\omega_n^2}{(K_L R_T + 1)(s^2 + 2\xi\omega_n s + \omega_n^2)}$$

$$\begin{cases} \omega_n^2 = \frac{K_L R_T + 1}{2R_T H_A T_R} \\ \xi = \frac{R_T K_L T_R + 2R_T H_A}{2(K_L R_T + 1)} \omega_n \end{cases} \quad (C2)$$

求解该频率约束方程, 并进行拉式逆变换可以得到式(C3)。

$$\Delta f(t) = L^{-1}(G(s)\frac{\Delta D}{s}) = \frac{R_T \Delta D}{K_L R_T + 1} (1 + A e^{-\xi\omega_n t} \sin(\omega_n t + \varphi)) \quad (C3)$$

式中:

$$\begin{cases} A = \sqrt{\frac{1 - 2\xi T_R \omega_n + T_R^2 \omega_n^2}{1 - \xi^2}} \\ \omega_r = \omega_n \sqrt{1 - \xi^2} \\ \varphi = \arctan\left(\frac{\omega_r T_R}{1 - \xi T_R \omega_n}\right) - \arctan\left(\frac{\sqrt{1 - \xi^2}}{-\xi}\right) \end{cases} \quad (C4)$$

式(C3)即为有功波动下系统频率变化暂态曲线, 对该曲线上 3 个特征点进行约束, 包括初始时刻斜率、极值以及稳定值, 分别对应了系统频率最大变化率、系统频率偏差最大值和系统频率稳定值。经过推导, 三者计算公式分别为

$$\Delta \dot{f}_{\max} = \frac{\Delta D}{2H_A} \quad (C5)$$

$$\Delta f_{ss} = \frac{R_T \Delta D}{K_L R_T + 1} \quad (C6)$$

$$\begin{cases} \Delta f_{nadir} = \frac{R_T \Delta D}{K_L R_T + 1} (1 + A \sqrt{1 - \xi^2} e^{-\xi \omega_n t_{nadir}}) \\ t_{nadir} = \frac{1}{\omega_r} \arctan\left(-\frac{\omega_r T_R}{1 - \xi T_R \omega_n}\right) \end{cases} \quad (C7)$$

式中： $\dot{\Delta f}_{max}$ 为系统频率最大变化率； Δf_{ss} 为系统频率稳定值； Δf_{nadir} 为系统频率偏差最大值。对式(C5)一式(C7)进行变形，代入预设的参数 \dot{f}_{max}^{set} 、 $\Delta f_{max,ss}^{set}$ 和 $\Delta f_{max,nadir}^{set}$ ，可以得到以下约束：

$$2H_A \dot{f}_{max}^{set} \geq \Delta D \quad (C8)$$

$$(K_L R_T + 1) \Delta f_{max,ss}^{set} \geq R_T \Delta D \quad (C9)$$

$$F_c(\lambda) = \frac{(K_L R_T + 1) \Delta f_{max,nadir}^{set}}{R_T (1 + A \sqrt{1 - \xi^2} e^{-\xi \omega_n t_{nadir}})} \geq \Delta D \quad (C10)$$

附录 D 系统频率响应 Simulink 仿真图

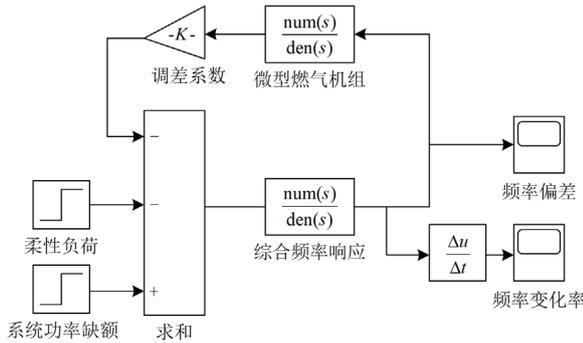


图 D1 系统频率响应 Simulink 仿真图

Fig. D1 Simulink simulation diagram of system frequency response

参考文献

[1] 张金平, 汪宁渤, 黄蓉, 等. 高渗透率光伏参与电力系统调频研究综述[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(15): 179-186.
ZHANG Jinping, WANG Ningbo, HUANG Rong, et al. Survey on frequency regulation technology of power grid by high-penetration photovoltaic[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(15): 179-186.

[2] 高启瑄, 吕世轩, 郑丽君, 等. 高渗透率条件下考虑功率协调性的可再生能源调频方式[J]. 电力建设, 2022, 43(11): 122-131.
GAO Qixuan, LÜ Shixuan, ZHENG Lijun, et al. Frequency regulation mode of renewable energy considering power coordination under the condition of high penetration[J]. Electric Power Construction, 2022, 43(11): 122-131.

[3] 董存, 陶以彬, 张牟发, 等. 基于虚拟同步发电机的逆变器类电源频率特性及重塑技术[J]. 电力建设, 2022, 43(2): 109-116.

DONG Cun, TAO Yibin, ZHANG Moufa, et al. Frequency characteristics and reshaping technology for inverter-based generators based on virtual synchronous generator[J]. Electric Power Construction, 2022, 43(2): 109-116.

[4] 曹炜, 钦焕乘, 陆建忠, 等. 新型电力系统下虚拟同步机的定位和应用前景展望[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(4): 190-207.

CAO Wei, QIN Huancheng, LU Jianzhong, et al. Orientation and application prospect of virtual synchronous generator in new power system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(4): 190-207.

[5] 孟飞, 曲骅, 郭添亨, 等. 直流微电网的惯性与阻尼自适应协调控制[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(20): 149-157.

MENG Fei, QU Ye, GUO Tianheng, et al. Adaptive coordinated control of inertia and damping for DC microgrid[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(20): 149-157.

[6] 李咸善, 董鑫, 程杉, 等. 微电网群频率调整的分层协调控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(21): 1-14.
LI Xianshan, DONG Xin, CHENG Shan, et al. Hierarchical coordinated control strategy for frequency adjustment of microgrid groups[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(21): 1-14.

[7] 王亚军, 杨立波, 马斌, 等. VSG 惯量及阻尼系数协调优化方法[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(19): 88-98.
WANG Yajun, YANG Libo, MA Bin, et al. Coordination and optimization strategy of virtual inertia and damping coefficient of a virtual synchronous generator[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(19): 88-98.

[8] 兰征, 刁伟业, 曾进辉, 等. 含异构微源孤岛微电网内虚拟同步发电机预同步控制策略[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(19): 154-161.
LAN Zheng, DIAO Weiye, ZENG Jinhui, et al. Pre-synchronization control strategy of virtual synchronous generator in islanded microgrid with heterogeneous distributed generators[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(19): 154-161.

[9] 况理, 文云峰, 陆艺丹, 等. 含虚拟同步机的微电网频率稳定约束优化调度模型研究[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(1): 71-83.
KUANG Li, WEN Yunfeng, LU Yidan, et al. Frequency stability constrained optimal dispatch model of microgrid with virtual synchronous machines[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(1): 71-83.

[10] 陶琼, 李春来, 穆云飞, 等. 考虑需求侧响应能力的孤立微网蓄电池储能系统容量概率规划方法[J]. 电力系统及其自动化学报, 2017, 29(1): 37-44.
TAO Qiong, LI Chunlai, MU Yunfei, et al. Statistical capacity planning method for battery energy storage system of island microgrid considering demand response[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2017, 29(1): 37-44.

[11] 李欣育, 王越. 考虑事故频率约束的微网机组组合能效评估方法[J]. 电网技术, 2022, 46(8): 3149-3158.

- LI Xinyu, WANG Yue. A method for microgrid unit commitment efficiency assessment aware of contingency frequency constraints[J]. *Power System Technology*, 2022, 46(8): 3149-3158.
- [12] LI H, QIAO Y, LU Z, et al. Frequency-constrained stochastic planning towards a high renewable target considering frequency response support from wind power[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2021, 36(5): 4632-4644.
- [13] ZHANG C, LIU L, CHENG H, et al. Frequency-constrained co-planning of generation and energy storage with high-penetration renewable energy[J]. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 2021, 9(4): 760-775.
- [14] CHU Z, ZHANG N, TENG F. Frequency-constrained resilient scheduling of microgrid: a distributionally robust approach[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2021, 12(6): 4914-4925.
- [15] 王鹤. 含多种分布式电源的微电网控制策略[J]. *电力自动化设备*, 2012, 32(5): 19-23.
WANG He. Control strategy of microgrid with different DG types[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2012, 32(5): 19-23.
- [16] 时珊珊, 鲁宗相, 闵勇, 等. 微电网孤网运行时的频率特性分析[J]. *电力系统自动化*, 2011, 35(9): 36-41.
SHI Shanshan, LU Zongxiang, MIN Yong, et al. Analysis on frequency characteristics of islanded microgrid[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2011, 35(9): 36-41.
- [17] 傅业盛, 桑姐, 曹炜, 等. 欧盟的 REserviceS 项目以及对我国风电及光伏参与电网调频的启示[J]. *电网技术*, 2019, 43(2): 613-621.
FU Yesheng, SANG Da, CAO Wei, et al. REserviceS project of EU and its enlightenment to China's wind power and PV participation in grid frequency regulation[J]. *Power System Technology*, 2019, 43(2): 613-621.
- [18] 边晓燕, 张菁娴, 丁炆, 等. 基于 DFIG 虚拟惯量的微电网双维自适应动态频率优化控制[J]. *高电压技术*, 2020, 46(5): 1476-1485.
BIAN Xiaoyan, ZHANG Jingxian, DING Yang, et al. Double layer adaptive dynamic frequency optimization control of microgrid based on DFIG virtual inertia[J]. *High Voltage Engineering*, 2020, 46(5): 1476-1485.
- [19] 马婧. 离网型智能微网系统建模及其控制策略研究[D]. 兰州: 兰州理工大学, 2022.
- [20] 张金平, 汪宁渤, 黄蓉, 等. 高渗透率光伏参与电力系统调频研究综述[J]. *电力系统保护与控制*, 2019, 47(15): 179-186.
ZHANG Jinping, WANG Ningbo, HUANG Rong, et al. Survey on frequency regulation technology of power grid by high-penetration photovoltaic[J]. *Power System Protection and Control*, 2019, 47(15): 179-186.
- [21] CARRION M, DVORKIN Y, PANDŽIĆ H. Primary frequency response in capacity expansion with energy storage[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2017, 33(2): 1824-1835.
- [22] 张华鲁. 面向电力调峰的柔性负荷群调节能力表征及响应策略研究[D]. 吉林: 东北电力大学, 2022.
- [23] 王彩霞, 时智勇, 梁志峰, 等. 新能源为主体电力系统的需求侧资源利用关键技术及展望[J]. *电力系统自动化*, 2021, 45(16): 37-48.
WANG Caixia, SHI Zhiyong, LIANG Zhifeng, et al. Key technologies and prospects of demand-side resource utilization for power systems dominated by renewable energy[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2021, 45(16): 37-48.
- [24] ZHANG C, LIU L, CHENG H, et al. Frequency-constrained generation expansion planning with frequency support from wind farm[C] // 2020 IEEE/IAS Industrial and Commercial Power System Asia (I&CPS Asia), July 13-15, 2020, Weihai, Shandong: 668-674.
- [25] SHI Q, LI F, CUI H. Analytical method to aggregate multi-machine SFR model with applications in power system dynamic studies[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2018, 33(6): 6355-6367.
- [26] 赵恩盛, 韩杨, 周思宇, 等. 微电网惯量与阻尼模拟技术综述及展望[J]. *中国电机工程学报*, 2022, 42(4): 1413-1428.
ZHAO Ensheng, HAN Yang, ZHOU Siyu, et al. Review and prospect of inertia and damping simulation technologies of microgrids[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2022, 42(4): 1413-1428.
- [27] WANG Ziyao, ZHONG Lipeng, PAN Zhenning, et al. Optimal double Q AC-DC hybrid distribution system planning with explicit topology-variable-based reliability assessment[J]. *Applied Energy*, 2022, 322.
- [28] GUO X, GUO H, CHENG H. Coordinated planning of distributed energy resources and microgrid network[C] // 2016 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D), May 3-5, 2016, Dallas, TX, USA: 1-5.
- [29] KHODAEI A, BAHRAMIRAD S, SHAHIDEHPOUR M. Microgrid planning under uncertainty[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2014, 30(5): 2417-2425.
- [30] CHENG S, LIU Z, HUANG T L, et al. Optimal planning of hybrid energy generation system in the microgrid considering direct load control[C] // 2017 International Conference on Fuzzy Theory and Its Applications (iFUZZY), November 12-15, 2017, Pingtung, China: 1-5.

收稿日期: 2023-02-25; 修回日期: 2023-05-17

作者简介:

邱星宇(1999—), 男, 硕士研究生, 研究方向为配电网规划与运行; E-mail: 1770173573@qq.com

余涛(1974—), 男, 通信作者, 博士, 教授, 博士生导师, 研究方向为复杂电力系统的非线性理论与仿真。E-mail: taoyu1@scut.edu.cn

(编辑 魏小丽)