

计及运行特性的配电网分布式电源与广义储能规划

刘自发,于普洋,李颀雨

(华北电力大学 电气与电子工程学院,北京 102206)

摘要:在配电网分布式电源与广义储能的联合规划中,为了充分挖掘柔性负荷的调控能力,实现源-荷-储的协同互动,提出了分布式电源和广义储能的双层规划方法。结合广义储能的运行特性模型,提出了柔性负荷的需求响应潜力量化方法及配电网的运行策略。构建了运行-规划模型,上层考虑系统规划成本、响应激励成本以确定资源的选址定容方案;下层以配电网的可持续性、可靠性为目标,采用自适应参数网格粒子群优化算法求解广义储能的运行结果。算例仿真结果验证了所提模型和方法的有效性及其优越性。

关键词:配电网;分布式电源;广义储能;需求响应潜力;运行策略;联合规划;选址定容

中图分类号:TM715

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202208029

0 引言

随着分布式电源(distributed generation, DG)的渗透率不断增长,其出力的不确定性限制了配电网的消纳能力^[1]。安装储能设备等传统的解决措施又受到规划成本、设备灵活性等诸多方面的制约。柔性负荷具有成本低、灵活度高的特点,可代替储能设备实现一定的辅助功能,其与实际储能被统称为广义储能系统^[2-3],是现代配电网规划中的重要部分。另一方面,相比于传统规划方法大多考虑负荷需求量,新背景下的配电网规划更关注负荷响应的预测值,即需求响应潜力的研究^[4]。响应潜力能有效反映系统的特征信息(如电价、用电情况等)与用户响应行为之间的关系。鉴于此,综合考虑多种分布式资源,将负荷侧的可控资源纳入规划流程中,计及需求响应潜力制定系统的运行策略,得到适应现代配电网运行特性的规划方案,是亟需解决的问题。

近年来,联合规划相比单一规划受到学者们更多的关注,其通过考虑多主体多要素的规划-运行特性,实现资源的协同优化配置^[5]。文献[6]分析了多种广义储能的响应特性,综合经济性、可靠性等方面构建了考虑运行调度策略的联合规划模型,算例仿真结果验证了虚拟储能和联合规划的优势及意义。文献[7]提出了柔性负荷的自适应合同策略,通过与光伏、储能的协调规划,验证了柔性负荷的时序互补作用。文献[8]构建了上层以总成本、负载率均匀度、广义储能利用率最优为目标,下层以清洁能源消纳量和违反约束惩罚量最优为目标的多目标联合模型,结果表明广义储能可以部分代替传统储能,且在经济性、灵活性上表现更优。文献[9]计及电价对需

求响应的影响,提出了以净社会效益最大化为目标的孤岛配电网系统的规划模型,得到新型储能与DG的选址定容方案及强化更新策略。然而,目前考虑广义储能的联合规划研究主要关注电网侧的经济性、可靠性等目标,对用户侧的需求响应潜力挖掘不够深入,针对潜力值量化方法的研究存在不足。

为此,本文首先分析了柔性负荷及储能电池的运行特性,建立了广义储能响应模型;其次,采用响应速率、负荷变化率、响应概率三要素表征柔性负荷的需求响应潜力,提出了以提升系统效益及用户满意度为目标的运行策略;然后,综合考虑配电网的经济性、可持续性、可靠性需求,构建了DG与广义储能的规划-运行双层模型,并采用自适应参数网格粒子群优化算法对下层的多目标问题进行求解;最后,以IEEE 33节点系统为例进行仿真分析,结果表明考虑需求响应潜力的运行策略可以提升电网规划结果的可持续性、可靠性,DG与广义储能的联合规划有利于合理配置资源以及提高配电网的效能。

1 广义储能的运行特性模型

本文中的广义储能包含可平移负荷、可转移负荷、可削减负荷这3种激励性响应柔性负荷以及储能电池,分别根据其响应特性建立数学模型。

1.1 可平移负荷

可平移负荷曲线向前时段平移可等效为储能先充电后放电,向后时段平移可等效为先放电后充电,其模型可表示为^[10-11]:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{t \in S_i^{\text{shift}}} \gamma_{i,t}^{\text{shift}} = 1, \sum_{t \notin S_i^{\text{shift}}} \gamma_{i,t}^{\text{shift}} = 0, S_i^{\text{shift}} = [t_{i,s}^{\text{shift}}, t_{i,e}^{\text{shift}}] \cup \{t_{i,0}^{\text{shift}}\} \\ C_i^{\text{shift}} = C_{i,\text{unit}}^{\text{shift}} P_{i,\text{total}}^{\text{shift}} \sum_{t=t_{i,s}^{\text{shift}}, t \neq t_{i,0}^{\text{shift}}}^{t_{i,e}^{\text{shift}}-t_{i,s}^{\text{shift}}+1} \gamma_{i,t}^{\text{shift}} \\ P_{i,\text{total}}^{\text{shift}} = \sum_{k=1}^{n'} P_{i,s(k)}^{\text{shift}} \end{array} \right. \quad (1)$$

式中: $\gamma_{i,t}^{\text{shift}}$ 为0-1变量,取值为1表示负荷平移至从t

收稿日期:2022-03-23;修回日期:2022-07-04

在线出版日期:2022-08-22

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51977074)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51977074)

时刻开始,取值为0表示负荷在 t 时刻不发生平移; S_i^{shift} 为第 i 种可平移负荷可能的响应起始时刻集合; $t_{i,s}^{\text{shift}}、t_{i,e}^{\text{shift}}$ 分别为第 i 种可平移负荷可响应时段的始、末时刻; $t_{i,0}^{\text{shift}}$ 为第 i 种可平移负荷的原起始时刻; $C_{i,\text{unit}}^{\text{shift}}$ 分别为第 i 种可平移负荷的响应激励总成本、单位功率响应成本; $P_{i,\text{total}}^{\text{shift}}$ 为第 i 种可平移负荷的总响应功率; t_d 为持续时间; $P_{i,s(k)}^{\text{shift}}$ 为 t 时刻响应后第 i 种可平移负荷在第 k 个步骤的功率值; n' 为步骤总数。

1.2 可转移负荷

可转移负荷调度后的曲线与原曲线之间的正差值可等效为储能充电,负差值可等效为储能放电,其模型可表示为:

$$\begin{cases} \gamma_{j,t}^{\text{trans}} P_{j,\text{min}}^{\text{trans}} \leq P_{j,t}^{\text{trans}} \leq \gamma_{j,t}^{\text{trans}} P_{j,\text{max}}^{\text{trans}} \\ \gamma_{j,t}^{\text{trans}} = 0 \quad t \notin [t_{j,s}^{\text{trans}}, t_{j,e}^{\text{trans}}] \\ \sum_{t=t_{j,s}^{\text{trans}}}^{t_{j,e}^{\text{trans}}} P_{j,t}^{\text{trans}} \Delta t = \sum_{t=1}^T P_{j,t}^{\text{trans}*} \Delta t \\ C_j^{\text{trans}} = C_{j,\text{unit}}^{\text{trans}} \sum_{t=t_{j,s}^{\text{trans}}}^{t_{j,e}^{\text{trans}}} |P_{j,t}^{\text{trans}} - P_{j,t}^{\text{trans}*}| \end{cases} \quad (2)$$

式中: $P_{j,t}^{\text{trans}}$ 为第 j 种可转移负荷在 t 时刻转移后的功率值; $P_{j,\text{max}}^{\text{trans}}、P_{j,\text{min}}^{\text{trans}}$ 分别为第 j 种可转移负荷的功率上、下限; $\gamma_{j,t}^{\text{trans}}$ 为0-1变量,取值为1表示负荷在 t 时刻发生转移,取值为0表示负荷在 t 时刻不发生转移; $t_{j,s}^{\text{trans}}、t_{j,e}^{\text{trans}}$ 分别为第 j 种可转移负荷可转移时段的始、末时刻; $P_{j,t}^{\text{trans}*}$ 为第 j 种可转移负荷转移前的功率值; Δt 为时间变化量; T 为转移前负荷持续时长; C_j^{trans} 为第 j 种可转移负荷的响应激励总成本; $C_{j,\text{unit}}^{\text{trans}}$ 为第 j 种可转移负荷的单位功率响应成本。

1.3 可削减负荷

可削减负荷发生削减可等效为储能放电,其模型可表示为:

$$\begin{cases} P_{k,t}^{\text{cut}} = (1 - \gamma_{k,t}^{\text{cut}} \beta_k^{\text{cut}}) P_{k,t}^{\text{cut}*} \\ t_{k,s}^{\text{cut}} \leq \sum_{t=1}^T \gamma_{k,t}^{\text{cut}} \Delta t \leq t_{k,e}^{\text{cut}} \\ C_k^{\text{cut}} = C_{k,\text{fixed}}^{\text{cut}} + \sum_{t=1}^T \gamma_{k,t}^{\text{cut}} \beta_k^{\text{cut}} P_{k,t}^{\text{cut}*} C_{k,\text{unit}}^{\text{cut}} \end{cases} \quad (3)$$

式中: $P_{k,t}^{\text{cut}*}、P_{k,t}^{\text{cut}}$ 分别为第 k 种可削减负荷在 t 时刻响应前、后的功率值; $\gamma_{k,t}^{\text{cut}}$ 为0-1变量,取值为1表示负荷在 t 时刻发生削减,取值为0表示负荷在 t 时刻不发生削减; β_k^{cut} 为第 k 种可削减负荷的削减率; $t_{k,s}^{\text{cut}}、t_{k,e}^{\text{cut}}$ 分别为第 k 种可削减负荷可削减持续时段的始、末时刻; C_k^{cut} 为第 k 种可削减负荷的响应激励总成本; $C_{k,\text{unit}}^{\text{cut}}$ 为第 k 种可削减负荷的单位功率响应成本; $C_{k,\text{fixed}}^{\text{cut}}$ 为第 k 种可削减负荷的固定惩罚费用。

1.4 储能电池

储能电池模型可表示为^[12]:

$$\begin{cases} \eta^{\text{BESS}} (E_t^{\text{BESS}} - E_{t-\Delta t}^{\text{BESS}}) = -P_t^{\text{BESS}} \Delta t \\ |P_{\text{min}}^{\text{BESS}}| \leq P_t^{\text{BESS}} \leq |P_{\text{max}}^{\text{BESS}}| \\ S_{\text{SOC},\text{min}} \leq E_t^{\text{BESS}} / E^{\text{BESS}} \leq S_{\text{SOC},\text{max}} \\ S_{\text{SOC},\text{start}} = S_{\text{SOC},\text{end}}, \sum_{t=1}^T P_t^{\text{BESS}} \Delta t = 0 \end{cases} \quad (4)$$

式中: $E_t^{\text{BESS}}、E_{t-\Delta t}^{\text{BESS}}$ 分别为 $t、t-\Delta t$ 时刻储能电池的容量; P_t^{BESS} 为 t 时刻储能电池的充放电功率,放电时值为正,充电时值为负; η^{BESS} 为储能电池的充放电效率; $P_{\text{max}}^{\text{BESS}}、P_{\text{min}}^{\text{BESS}}$ 分别为储能电池充放电功率的上、下限; E^{BESS} 为储能电池的额定容量; $S_{\text{SOC},\text{max}}、S_{\text{SOC},\text{min}}$ 分别为储能电池荷电状态的上、下限; $S_{\text{SOC},\text{start}}、S_{\text{SOC},\text{end}}$ 分别为调度周期始、末时刻储能电池的荷电状态。

2 柔性负荷的需求响应潜力量化方法及配电网运行策略

2.1 基于柔性负荷动态特性的需求响应潜力计算

考虑柔性负荷接入对配电网运行的影响,需求响应潜力可定义为:受分布式资源配置、分时电价、用户用电行为偏好等因素的影响,可调度负荷改变负荷曲线的可能性。需求响应潜力刻画了用户的需求能力,可作为用能舒适度和响应积极性的量化反映,本文采用响应速率、负荷变化率、响应概率这3个要素进行描述。

1) 响应速率^[13]。

响应速率 $R_{ra,t}$ 反映了负荷响应激励的快慢,可表示为:

$$R_{ra,t} = (|P_t^{\text{load}} - P_{t-\Delta t}^{\text{load}}| + |P_{t+\Delta t}^{\text{load}} - P_t^{\text{load}}|) / (2\Delta t) \quad (5)$$

式中: $P_t^{\text{load}}、P_{t-\Delta t}^{\text{load}}、P_{t+\Delta t}^{\text{load}}$ 分别为 $t、t-\Delta t、t+\Delta t$ 时刻的负荷。

2) 负荷变化率。

负荷变化率反映了受分时电价的影响,在实现削峰填谷等功能的过程中负荷响应的变化程度。采用分时电价前、后 t_1 时刻的负荷与 t_2 时刻的电价之间的弹性系数 $E(t_1, t_2)$ 为:

$$E(t_1, t_2) = \frac{d(t_1) - d_0(t_1)}{\rho(t_2) - \rho_0(t_2)} \frac{\rho_0(t_2)}{d_0(t_1)} \quad (6)$$

式中: $d_0(t_1)、d(t_1)$ 分别为采用分时电价前、后 t_1 时刻的负荷量; $\rho_0(t_2)、\rho(t_2)$ 分别为采用分时电价前、后 t_2 时刻的电价,且设定采用分时电价前的电价为平时段电价。当 $t_1=t_2$ 时, $E(t_1, t_2) \leq 0$ 为自弹性系数;当 $t_1 \neq t_2$ 时, $E(t_1, t_2) \geq 0$ 为交叉弹性系数。不同类型负荷的弹性系数可根据用户上报数据和社会调查信息确定,具体可参考文献[14]。

采用分时电价后, t_1 时刻的负荷变化量 $\Delta d(t_1)$ 、负荷变化率 R_{va} 可分别表示为:

$$\Delta d(t_1) = \sum_{t_2=1}^T E(t_1, t_2) \frac{d_0(t_1)}{\rho_0(t_2)} (\rho(t_2) - \rho_0(t_2)) \quad (7)$$

$$R_{va} = \frac{\Delta d(t_1)}{d_0(t_1)} = \sum_{t_2=1}^T E(t_1, t_2) \frac{\rho(t_2) - \rho_0(t_2)}{\rho_0(t_2)} \quad (8)$$

3) 响应概率。

响应概率反映了在当前的激励机制驱动下负荷参与响应的可能性,可平抑负荷、可转移负荷、可削减负荷的响应概率可分别表示为:

$$\lambda_i^{\text{shift}} = \begin{cases} (s_i^{\text{shift}} - t_{i,s}^{\text{shift}}) / (t_{i,e}^{\text{shift}} - t_{i,s}^{\text{shift}}) & t_{i,s}^{\text{shift}} \leq s_i^{\text{shift}} \leq t_{i,e}^{\text{shift}} \\ 0 & \text{其他} \end{cases} \quad (9)$$

$$\lambda_j^{\text{trans}} = \begin{cases} \Delta t_{j,t}^{\text{trans}} / (t_{j,e}^{\text{trans}} - t_{j,s}^{\text{trans}}) & t_{j,s}^{\text{trans}} \leq t \leq t_{j,e}^{\text{trans}} \\ 0 & \text{其他} \end{cases} \quad (10)$$

$$\lambda_k^{\text{cut}} = \begin{cases} \sum_{t=1}^T \gamma_{k,t}^{\text{cut}} / N_{k,\max}^{\text{cut}} & t_{k,s}^{\text{cut}} \leq t \leq t_{k,e}^{\text{cut}} \\ 0 & \text{其他} \end{cases} \quad (11)$$

式中: λ_i^{shift} 、 s_i^{shift} 分别为第 i 种可平移负荷的响应概率、实际平移起始时刻; λ_j^{trans} 为第 j 种可转移负荷的响应概率; $\Delta t_{j,t}^{\text{trans}}$ 为第 j 种可转移负荷转移后的持续时长; λ_k^{cut} 为第 k 种可削减负荷的响应概率; $N_{k,\max}^{\text{cut}}$ 为第 k 种可削减负荷周期内的理论最大削减次数。

综上,柔性负荷的日平均需求响应潜力 R_{po} 为:

$$R_{po} = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T \left[R'_{ra,t} \sum R_{va} (\lambda_i^{\text{shift}} + \lambda_j^{\text{trans}} + \lambda_k^{\text{cut}}) \right] \quad (12)$$

式中: $R'_{ra,t}$ 为 $R_{ra,t}$ 经归一化处理后的值。

2.2 考虑需求响应潜力的配电网运行策略

传统的合同策略^[15]主要从可调度负荷及 DG 的削峰填谷功能角度来提高运行效益。在此基础上,本文提出了考虑需求响应潜力的运行策略,充分计及用户响应满意度的影响,结合 DG 接纳率 $R_{\text{bear}}^{\text{DG}}$ 及储能电池利用率 $R_{\text{use}}^{\text{BESS}}$,以实现最优化运行,即目标函数 f 满足 $f = \max \{ R_{\text{bear}}^{\text{DG}} + R_{\text{use}}^{\text{BESS}} + R_{po} \}$ 。

1) DG、储能电池应首先满足用户的电力需求,减小配电网的主网购电功率。

2) 基于历史负荷及 DG 出力曲线,结合用户、电网公司的信息,得到待规划系统日负荷的峰谷时段和 DG 出力区间,确定负荷的可调度时段及响应量。

3) 计算各时段柔性负荷的需求响应潜力,得到系统内用户参与度、响应配合度。

4) 结合分时电价,选取柔性负荷调度时段的优先级为: DG 出力时段 > 需求响应潜力值较大的时段 > 电价低谷时段。并根据 DG 与负荷之间的功率差额,制定储能电池的充放电策略。

3 计及运行特性的 DG 与广义储能协同规划模型

3.1 上层规划模型

上层规划模型^[16]考虑配电网规划的经济成本。

1) 目标函数 f_1 可表示为:

$$f_1 = \min \{ C_{\text{plan}} \} = \min \{ C_{\text{inv}} + C_{\text{main}} + C_{\text{inc}} + C_{\text{ab}} + C_{\text{buy}} \} \quad (13)$$

$$C_{\text{inv}} = \frac{1}{365} \left[\frac{r^{\text{WT}} (1+r^{\text{WT}})^{y^{\text{WT}}}}{(1+r^{\text{WT}})^{y^{\text{WT}}}-1} C_{\text{inv}}^{\text{WT}} E_{\text{inv}}^{\text{WT}} + \frac{r^{\text{PV}} (1+r^{\text{PV}})^{y^{\text{PV}}}}{(1+r^{\text{PV}})^{y^{\text{PV}}}-1} C_{\text{inv}}^{\text{PV}} E_{\text{inv}}^{\text{PV}} + \frac{r^{\text{GESS}} (1+r^{\text{GESS}})^{y^{\text{GESS}}}}{(1+r^{\text{GESS}})^{y^{\text{GESS}}}-1} C_{\text{E,inv}}^{\text{GESS}} E_{\text{inv}}^{\text{GESS}} \right] \quad (14)$$

$$\begin{cases} C_{\text{main}} = \mu C_{\text{inv}} + k_{\text{renew}}^{\text{BESS}} C_{\text{E,inv}}^{\text{BESS}} E_{\text{inv}}^{\text{BESS}} \\ C_{\text{inc}} = \sum (C_i^{\text{shift}} + C_j^{\text{trans}} + C_k^{\text{cut}}) \\ C_{\text{ab}} = \zeta_{\text{ab}}^{\text{WT}} \sum_{t=1}^T (P_{t,f}^{\text{WT}} - P_t^{\text{WT}}) + \zeta_{\text{ab}}^{\text{PV}} \sum_{t=1}^T (P_{t,f}^{\text{PV}} - P_t^{\text{PV}}) \end{cases} \quad (15)$$

$$C_{\text{buy}} = \sum_{t=1}^T C_{t,\text{buy}} P_{t,\text{buy}} \quad (16)$$

式中: C_{plan} 为配电网的规划总成本; C_{inv} 、 C_{main} 、 C_{inc} 、 C_{ab} 、 C_{buy} 分别为配电网的投资建设成本(将其与运行周期相匹配,折算为日投资建设成本)、运维成本(其中考虑了部分储能电池因提前衰退而需更换)、柔性负荷响应激励成本、弃电成本、主网购电成本; r^{WT} 、 r^{PV} 、 r^{GESS} 分别为分布式风电、光伏、广义储能的贴现率; y^{WT} 、 y^{PV} 、 y^{GESS} 分别为分布式风电、光伏、广义储能的使用寿命; $C_{\text{inv}}^{\text{WT}}$ 、 $C_{\text{inv}}^{\text{PV}}$ 、 $C_{\text{E,inv}}^{\text{GESS}}$ 分别为分布式风电、光伏、广义储能的单位容量投资建设成本; $E_{\text{inv}}^{\text{WT}}$ 、 $E_{\text{inv}}^{\text{PV}}$ 分别为分布式风电、光伏的安装容量; $E_{\text{inv}}^{\text{GESS}}$ 为广义储能的并网容量; μ 为运维成本的折算比例,参考文献[17]及工程经验选取为 10%; $k_{\text{renew}}^{\text{BESS}}$ 为储能电池的更换率; $C_{\text{E,inv}}^{\text{BESS}}$ 、 $E_{\text{inv}}^{\text{BESS}}$ 分别为储能电池的单位容量投资成本、并网容量; $\zeta_{\text{ab}}^{\text{WT}}$ 、 $\zeta_{\text{ab}}^{\text{PV}}$ 分别为单位功率弃风、弃光成本; $P_{t,f}^{\text{WT}}$ 、 P_t^{WT} 和 $P_{t,f}^{\text{PV}}$ 、 P_t^{PV} 分别为 t 时刻的风电和光伏功率预测值、实际值; $C_{t,\text{buy}}$ 为 t 时刻的分时电价; $P_{t,\text{buy}}$ 为 t 时刻配电网的主网购电功率。

2) 约束条件。

规划模型主要考虑配电网的潮流约束、功率平衡约束、节点电压约束、主网购电功率约束、DG 并网容量约束、储能电池特性约束。

(1) 潮流约束。

$$\begin{cases} P_m = U_m \sum_{n=1}^N U_n (G_{mn} \cos \theta_{mn} + B_{mn} \sin \theta_{mn}) \\ Q_m = U_m \sum_{n=1}^N U_n (G_{mn} \sin \theta_{mn} - B_{mn} \cos \theta_{mn}) \end{cases} \quad (17)$$

式中: P_m 、 Q_m 分别为节点 m 的有功、无功功率; U_m 、 U_n 分别为节点 m 、 n 的电压; N 为节点总数; G_{mn} 、 B_{mn} 分别为节点 m 与节点 n 之间线路的电导、电纳; θ_{mn} 为节点 m 与节点 n 之间的电压相角。

(2) 功率平衡约束。

$$\sum (P^{\text{buy}} + P^{\text{PV}} + P^{\text{WT}} + P^{\text{BESS}}) = \sum (P^{\text{shift}} + P^{\text{trans}} + P^{\text{cut}} + P^{\text{load}}) \quad (18)$$

式中: P^{buy} 为主网购电功率; P^{PV} 、 P^{WT} 、 P^{BESS} 分别为光伏、风电、储能电池的并网功率; P^{shift} 、 P^{trans} 、 P^{cut} 、 P^{load} 分别为可平移、可转移、可削减、一般性不可调度负荷功率。

(3)节点电压约束。

$$U_{n,\min} \leq U_{n,t} \leq U_{n,\max} \quad (19)$$

式中: $U_{n,t}$ 为 t 时刻节点 n 的电压值; $U_{n,\max}$ 、 $U_{n,\min}$ 分别为节点 n 电压的上、下限。

(4)主网购电功率约束。

$$P_{t,\text{buy}} \geq 0 \quad (20)$$

(5)DG并网容量约束。

$$P_{n,\min}^{\text{DG}} \leq P_n^{\text{DG}} \leq P_{n,\max}^{\text{DG}} \quad (21)$$

式中: P_n^{DG} 为节点 n 处 DG 的并网容量; $P_{n,\max}^{\text{DG}}$ 、 $P_{n,\min}^{\text{DG}}$ 分别为节点 n 处允许的 DG 并网容量上、下限。

(6)储能电池特性约束见式(4)。

3.2 下层运行模型

下层运行模型以系统运行的可持续性、可靠性最优为目标。

1)采用可持续能力 R_{sus} 表征系统实施 2.2 节中的运行策略后稳定运行状态的维持能力,目标函数 f_2 可表示为:

$$f_2 = \max \{ R_{\text{sus}} \} = \max \{ R_{\text{bear}}^{\text{DG}} + R_{\text{use}}^{\text{BESS}} + R_{\text{po}} \} \quad (22)$$

$$R_{\text{bear}}^{\text{DG}} = \left(\sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^N P_{n,t}^{\text{DG}} \Delta t \right) / (T^{\text{DG}} P_{\text{ave}}^{\text{load}}) \quad (23)$$

$$R_{\text{use}}^{\text{BESS}} = \sum_{t=1}^T \frac{P_t^{\text{BESS}}}{\min \{ |P_{\text{max}}^{\text{BESS}}|, (E_t^{\text{BESS}} - E_{\text{SOC,min}}^{\text{BESS}}) / \Delta t \}} \quad (24)$$

式中: T^{DG} 为 DG 的理论利用小时数; $P_{n,t}^{\text{DG}}$ 为 t 时刻节点 n 处 DG 的并网容量; $P_{\text{ave}}^{\text{load}}$ 为日负荷平均值。

2)节点电压是衡量配电网稳定性的重要指标, DG 的接入会加剧电压波动,因此选用电压平稳度 U_{smo} 来评估广义储能平抑电压波动的能力,目标函数 f_3 可表示为:

$$f_3 = \min \{ U_{\text{smo}} \} = \min \left\{ \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^N |U_{n,t} - \bar{U}_n| \right\} \quad (25)$$

式中: $\bar{U}_n$ 为调度周期内的电压平均值。

运行模型的约束条件包括可平移负荷、可转移负荷、可削减负荷及储能电池的约束条件,见式(1)~(4)。

4 基于自适应参数网格粒子群优化算法的双层规划模型求解方法

4.1 自适应参数网格粒子群优化算法

本文模型为双层模型,在其求解过程中需要进行上、下层参数的传递,且下层模型为多目标问题。由于本文模型较难转化为二阶锥规划形式,且二阶锥规划难以很好地解决多目标问题;另外,将多目标问题通过加权转化为单目标问题难以获得合理的权重系数,且不同量纲的参数需要进行归一化处理。为此,本文采用自适应参数网格粒子群优化算法^[18]对多目标规划模型进行求解,算法的求解步骤如下。

1)更新种群粒子的速度和位置分量。

2)自适应调整参数 δ_g 。

在最小化多目标规划问题中,设定粒子 n_1 的参数 δ_g 支配粒子 n_2 ,可表示为:

$$f_g(n_1) - \delta_g \leq f_g(n_2) \quad g \in \{1, 2, \dots, G\} \quad (26)$$

式中: $f_g(n_1)$ 、 $f_g(n_2)$ 分别为粒子 n_1 、 n_2 的第 g 个目标函数值; δ_g 为第 g 个目标函数的参数; G 为目标函数数量。

将每次迭代中产生的当前最优解保存到外部存储集合中, δ_g 受外部存储集合影响,其调整策略为:

$$\delta_g = (f_g^{\max} - f_g^{\min}) / M \quad (27)$$

式中: $f_g^{\max}$ 、 $f_g^{\min}$ 分别为第 g 个目标函数的极大、极小值; M 为外部存储集合的存储上限。

3)外部存储集合的网格更新。

设定 G 维目标空间并将其等分为 $N_1 \times N_2 \times \dots \times N_G$ 个网格,每个网格所属向量 β 中的第 g 维元素如式(28)所示,并根据该向量确定各粒子所在的网格。

$$\beta_g(n'') = \left[(f_g(n'') - f_g^{\min}) / \delta_g \right] \quad (28)$$

式中: $[\cdot]$ 为取整函数; $\beta_g(n'')$ 为粒子 n'' 在向量 β 中的第 g 维数值。

将更新后的粒子加入外部存储集合,网格更新策略的示意图见附录 A 图 A1,具体步骤如下:

(1)删除超出各目标函数极值的相应粒子;

(2)若网格中只有 1 个粒子,则直接保留该粒子;

(3)若网格中含有第 g 个目标函数的极大、极小值点,则删除该网格中的其他粒子,只保留极值点;

(4)若网格中包含若干个粒子且无极值点,则比较各粒子与该网格向量的距离 $D(n'')$ (计算式见式(29)),保留距离最小的粒子。

$$D(n'') = \sqrt{\sum_{g=1}^G \left[(f_g(n'') - f_g^{\min}) / \delta_g - \beta_g(n'') \right]^2} \quad (29)$$

4)按照以下方法选取个体最优位置 p_{best} 和全局最优位置 g_{best} 。

p_{best} 的选取:比较迭代后的粒子与其个体最优位置 p_{best} ,选取两者的支配方。

g_{best} 的选取:在外部存储集合中,选取与粒子夹角最小的存储集合粒子作为其全局最优位置 g_{best} 。

4.2 双层模型的求解流程

联合模型的上下层关系如图 1 所示。上层决策 DG、储能电池的选址定容方案及柔性负荷的位置,下层求解主网购电功率、储能电池的充放电功率及柔性负荷的调度策略。

双层模型的求解步骤如下。

步骤 1:输入配电网系统参数、DG 和负荷的典型日曲线及算法参数。

步骤 2:对待规划广义储能的位置 L^{GESS} 及容量 E^{GESS} 、DG 的位置 L^{DG} 及容量 E^{DG} 进行编码,即 $X_1 = [L^{\text{GESS}}, L^{\text{DG}}, E^{\text{GESS}}, E^{\text{DG}}]$,随机生成粒子的速度及位置,初始化上层粒子种群。

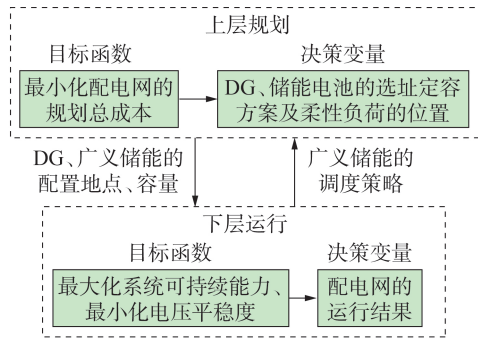


图1 联合模型的上下层关系

Fig.1 Relationship between upper layer and lower layer for joint model

步骤3:根据下层传递的调度策略,根据式(15)计算上层的运维成本,进而获得上层的规划成本及种群适应度。

步骤4:参考文献[7]采用嵌入潮流的粒子群优化算法,更新上层粒子种群,并将上层结果传递到下层。

步骤5:根据上层的结果,初始化下层粒子种群,包括广义储能的决策变量 γ^{GESS} 及功率 P^{GESS} 、主网购电功率 P^{buy} ,编码为 $X_2=[\gamma^{\text{GESS}}, P^{\text{GESS}}, P^{\text{buy}}]$ 。

步骤6:采用前推回代法计算系统潮流,将式(22)转化为最小化问题,即 $f'_2=1-f_2$,采用本文所述自适应参数网格粒子群优化算法,结合运行模型获得主网购电功率、广义储能的调度策略,计算下层适应度函数、更新种群及外部存储集合。

步骤7:判断是否达到迭代次数最大值或2次迭代之间的误差是否在 $\pm 5\%$ 范围内,若是,则转步骤8;否则,转步骤3。

步骤8:输出上层结果作为规划方案,输出下层结果作为运行策略,计算结束。

5 算例分析

5.1 算例参数及场景设置

本文以IEEE 33节点系统为例进行分析,其拓扑结构见附录A图A2。系统总有功负荷为3715 kW(基准值),额定电压为12.66 kV,节点电压允许范围为12.027~13.293 kV。系统典型日负荷曲线、DG日出力预测曲线分别见附录A图A3和图A4。柔性负荷模型参数见附录A表A1—A3,单位容量投资建设成本为1000元/kW。电网分时电价参考文献[19],具体见附录A表A4,且规定同一分时电价下的运行策略一致。配电网的负荷-电价弹性系数见附录A表A5。DG及储能电池参数见附录A表A6。

粒子群优化算法参数设置如下:上、下层的种群规模均为200,最大迭代次数均为200,学习因子均为1.5,惯性权重均为0.8,自适应网格策略中外部存储集合的存储上限为100。

设置4种场景进行对比分析:①场景1,不考虑储能电池和柔性负荷;②场景2,考虑储能电池,不考虑柔性负荷;③场景3,考虑柔性负荷,不考虑储能电池;④场景4,同时考虑储能电池、柔性负荷。

5.2 模型计算结果

根据双层规划模型,采用自适应网格粒子群优化算法进行计算,各场景的规划方案和规划成本分别见表1和表2,各场景下的主网购电功率见图2。

表1 各场景的规划方案

Table 1 Planning scheme of each scenario

场景	风电		光伏		储能电池	
	安装节点	安装容量/kW	安装节点	安装容量/kW	安装节点	额定容量/(kW·h)
1	14	350.03	6, 19	320.89, 284.32	—	—
2	13, 19	256.12, 266.07	8, 26	301.81, 281.89	11	1831.88
3	11, 23	300.17, 322.14	5, 14	317.32, 334.37	—	—
4	20, 27	234.61, 243.75	8, 17	408.60, 408.60	8, 17	1074.38, 1617.12

表2 各场景的规划成本

Table 2 Planning cost of each scenario

场景	$C_{\text{inv}} / \text{万元}$	$C_{\text{main}} / \text{万元}$	$C_{\text{inc}} / \text{万元}$	$C_{\text{ab}} / \text{万元}$	$C_{\text{buy}} / \text{万元}$	$C_{\text{plan}} / \text{万元}$
1	1.491	0.149	0	0.312	10.975	12.927
2	4.135	0.441	0	0	8.259	12.835
3	2.259	0.226	0.114	0.171	9.504	12.274
4	5.235	0.556	0.096	0	6.337	12.224

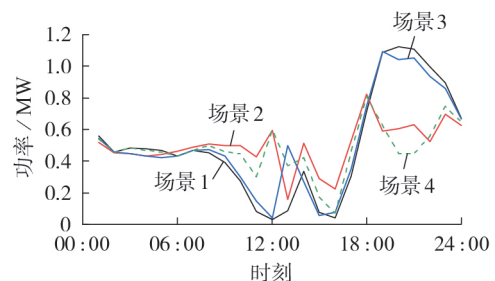


图2 各场景的主网购电功率

Fig.2 Purchase power from main network of each scenario

对比场景1、3的结果可知,合理地规划调度柔性负荷可以有效降低弃电成本,提高系统对清洁能源的消纳能力。与场景2相比,场景3的规划总成本尤其是投资建设成本和运维成本较低,这是因为储能电池的投入成本较高,在一定程度上改善系统问题的前提下,柔性负荷的性价比优于储能电池。

由场景4的结果可看出,储能电池、柔性负荷协同规划解决了系统的弃电问题,再次验证了储能电池和柔性负荷可提高系统对新能源消纳率的结论。同时结合图2可看出,储能电池和柔性负荷均可起到削峰填谷的作用,缓解了高峰时段主网传输功率的压力,有效地降低了购电成本。同时,广义储能种类的增多优化了资源配置,提升了系统的经济性。

4种场景的系统可持续能力及电压平稳度结果如表3所示,各场景的 Pareto 前沿解集如附录 A 图 A5 所示。

表 3 各场景的系统可持续能力及电压平稳度结果

Table 3 System sustainability and voltage stability results for each scenario

场景	DG 接纳率	储能电池利用率	需求响应潜力	可持续能力	电压平稳度 / kV
1	0.465	0	0	0.465	4.589
2	0.524	0.532	0	1.056	3.328
3	0.493	0	0.060	0.553	3.696
4	0.593	0.583	0.065	1.241	3.068

由表 3 可知:在提高配电网新能源接纳率的效果方面,储能电池优于柔性负荷;在储能电池利用率方面,由于柔性负荷可在一定程度上实现储能电池的功能,二者协同互补可以提高储能电池利用率;由于需求响应潜力主要受激励措施影响,储能电池的加入对需求响应潜力的作用较小;可控广义储能的增多改善了系统的电压平稳度,且储能电池和柔性负荷抑制电压波动的能力接近。

综合表 1—3 可知:广义储能种类的增多使得系统平抑电压的能力增强,消纳新能源的水平提高,且进一步增大了 DG 的可并网容量;由于配电网优化空间扩大,资源协调互补更为密切,投建广义储能反而降低了规划总成本,提升了系统的经济性、灵活性。

仅选取场景 4 进行柔性负荷调度分析,柔性负荷规划方案如下:可平移负荷 1、2 分别接入节点 10、24;可转移负荷 1、2 分别接入节点 12、24;可削减负荷 1、2 分别接入节点 7、16。场景 4 下调度前、后的柔性负荷分布结果如图 3 所示。由图可知:可平移负荷均平移至白天的低谷时段,此时的电价较低,经济性较优,且相应时段内的 DG 出力较充沛,负荷平移至此不仅实现了削峰填谷,还有助于消纳新能源,同时避免了储能电池在该时段因 DG 出力过剩而频繁动作,减缓了设备老化,降低了运维成本;可转移负荷在维持用电总量不变的前提下,分散转移至多个时段,减小了负荷峰谷差,提升了系统的稳定性;可削减负荷在高峰时段动作,发挥了削峰功能。

为了进一步研究本文考虑需求响应潜力运行策略的有效性,设置场景 5 和场景 6,这 2 种场景均考虑储能电池、柔性负荷,但采用不同的电价策略,具体见附录 A 表 A7。场景 4—6 的规划方案、规划结果分

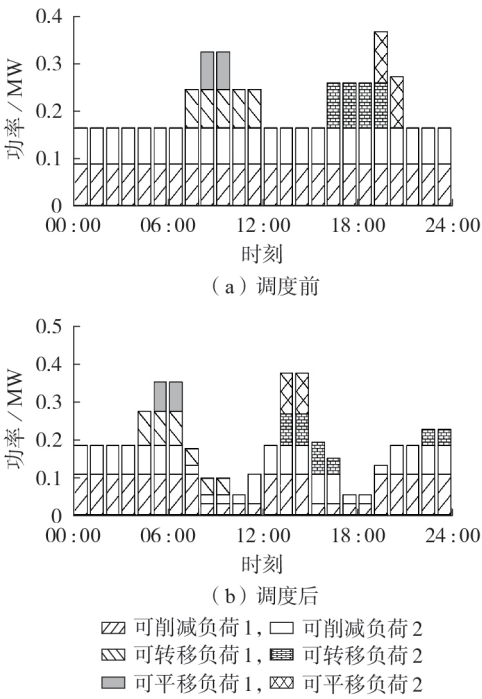


图 3 场景 4 调度前、后的柔性负荷分布

Fig.3 Flexible load distribution before and after scheduling for Scenario 4

别见表 4 和表 5,调度前、后的负荷曲线对比见图 4。

由上述结果可知,不同的运行策略会影响配电网的规划结果。场景 5、6 的规划经济性略优,但可持续能力、电压平稳度不如场景 4。结合图 4 分析其原因是:电价策略的改变导致场景 5、6 的需求响应潜力降低,用户侧的响应电量以及 DG、储能电池的并网容量减少,则投资建设和运维成本随之减少,进而导致规划总成本降低。然而,场景 5、6 下的 DG 出力没有很好地匹配负荷曲线,柔性负荷未能与储能电池形成有效的功能互补,系统的协调性不足,造成 DG 接纳率、储能电池利用率、电压平稳度降低。场

表 4 场景 4—6 的规划方案

Table 4 Planning schemes of Scenario 4,5 and 6

场景	风电		光伏		储能电池	
	安装节点	安装容量 / kW	安装节点	安装容量 / kW	安装节点	额定容量 / (kW·h)
4	20,27	234.61, 243.75	8,17	408.60, 408.60	8,17	1074.38, 1617.12
5	19,24	316.33, 278.62	8,17	396.33, 213.64	16,17	605.91, 1811.38
6	13,20	321.08, 282.80	17,26	402.28, 236.84	8,17	1030.79, 1551.51

表 5 场景 4—6 的规划结果

Table 5 Planning results of Scenario 4,5 and 6

场景	C_{inv} / 万元	C_{main} / 万元	C_{inc} / 万元	C_{ab} / 万元	C_{buy} / 万元	C_{plan} / 万元	DG 接纳率	储能电池利用率	需求响应潜力	可持续能力	电压平稳度 / kV
4	5.235	0.556	0.096	0	6.337	12.224	0.593	0.583	0.065	1.241	3.068
5	4.735	0.490	0.086	0	6.700	12.011	0.578	0.567	0	1.145	3.575
6	5.023	0.533	0.092	0	6.568	12.216	0.587	0.575	0.047	1.209	3.298

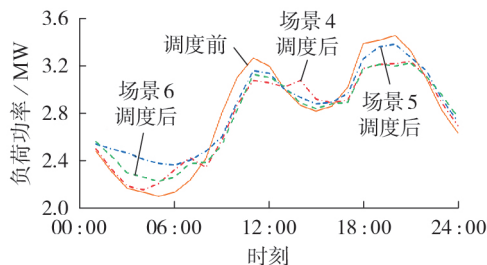


图4 场景4—6调度前、后的负荷曲线对比

Fig.4 Comparison of load curves before and after dispatching among Scenario 4,5 and 6

景5、6的负荷调度只考虑了系统自身而忽略了用户侧的用电规律,这也会降低配电网优化的灵活性。

对比场景4—6的结果可知,在仅考虑运行策略不同的情况下,场景4的需求响应潜力更优,这表明合理的电价策略与本文模型相结合可以在一定程度上优化用能舒适度或响应积极性,且峰平谷时段的电价差值越大,越能激发用户的需求响应潜力,策略的效果越优。因此,适当地拉大分时电价不同时段的电价差值,可以提升配电网的规划-运行效果。

综合分析图4及DG典型日出力曲线可知,场景4下调度后负荷曲线出现了小规模移峰现象,即由正午、晚间时段移至上午、下午时段,与DG出力更为吻合,具有以下3点优势:①有效地消纳了新能源出力,转移了储能电池的工作压力,提升了系统的可靠性;②减少了主网购电功率,极大地降低了电价高峰时段的购电成本,改善了系统的经济性;③考虑需求响应潜力的运行策略,调度后负荷的时间分布仍可以满足用户需求,防止因调度不合理出现用户满意度、响应配合度过低的现象。

6 结论

本文综合考虑柔性负荷的响应特性和激励模式,提出了DG、广义储能协同规划-运行策略,所得结论如下。

1)DG与广义储能共同作用可以实现削峰填谷,有助于增强配电网对新能源的消纳能力,缓解主网传输功率的压力,提升系统的经济性、可靠性、稳定性。资源种类越多、运行模式越全面,系统的规划-运行效果更优。另外,今后的研究应重点考虑在长时间尺度下系统的发展变化,使运行策略及规划方案更贴合配电网的动态时空特性,进一步满足现实需求。

2)相比于削峰填谷的传统策略,考虑需求响应潜力的运行策略虽然会在一定程度上降低系统的经济性,但配电网的可靠性、协调性、可持续性等技术性方面得到了改善。

3)适当地拉大分时电价不同时段的电价差值可以提高柔性负荷的需求响应潜力,从而增强源-荷-储的协调互补性,满足用户的用能需求。然而,如何

调整峰平谷电价差值以最大限度地激发用户的需求响应潜力,有待深入研究。

4)相比于传统的储能设备,柔性负荷的成本低、灵活度高,但受用户侧的影响,其具有较大的随机性,在规划中能否寻求实际储能与虚拟储能的资源配置比例使系统效益最优,值得进一步研究。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 王成山,王瑞,于浩,等. 配电网形态演变下的协调规划问题与挑战[J]. 中国电机工程学报,2020,40(8):2385-2396.
WANG Chengshan,WANG Rui,YU Hao,et al. Challenges on coordinated planning of smart distribution networks driven by source-network-load evolution[J]. Proceedings of the CSEE, 2020,40(8):2385-2396.
- [2] 茆美琴,刘云晖,张榴晨,等. 含高渗透率可再生能源的配电网广义储能优化配置[J]. 电力系统自动化,2019,43(8):77-85.
MAO Meiqin,LIU Yunhui,ZHANG Liuchen,et al. Optimal configuration of generalized energy storage in distribution network with high-penetration renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems,2019,43(8):77-85.
- [3] 张大海,负蕴韵,王小君,等. 考虑广义储能及光热电站的电热气互联综合能源系统经济调度[J]. 电力系统自动化,2021,45(19):33-42.
ZHANG Dahai,YUN Yunyun,WANG Xiaojun,et al. Economic dispatch of integrated electricity-heat-gas energy system considering generalized energy storage and concentrating solar power plant[J]. Automation of Electric Power Systems,2021,45(19):33-42.
- [4] 齐宁,程林,田立亭,等. 考虑柔性负荷接入的配电网规划研究综述与展望[J]. 电力系统自动化,2020,44(10):193-207.
QI Ning,CHENG Lin,TIAN Liting,et al. Review and prospect of distribution network planning research considering access of flexible load[J]. Automation of Electric Power Systems,2020,44(10):193-207.
- [5] 沈欣炜,朱守真,郑竞宏,等. 考虑分布式电源及储能配合的主动配电网规划-运行联合优化[J]. 电网技术,2015,39(7):1913-1920.
SHEN Xinwei,ZHU Shouzhen,ZHENG Jinghong,et al. Active distribution network planning-operation co-optimization considering the coordination of ESS and DG[J]. Power System Technology,2015,39(7):1913-1920.
- [6] 程林,齐宁,田立亭. 考虑运行控制策略的广义储能资源与分布式电源联合规划[J]. 电力系统自动化,2019,43(10):27-35,43.
CHENG Lin,QI Ning,TIAN Liting. Joint planning of generalized energy storage resource and distributed generator considering operation control strategy[J]. Automation of Electric Power Systems,2019,43(10):27-35,43.
- [7] 陈长青,阳同光. 计及柔性负荷的电网储能和光伏协调规划研究[J]. 电力系统保护与控制,2021,49(4):169-177.
CHEN Changqing,YANG Tongguang. Research on grid energy storage and photovoltaic coordination planning with flexible load[J]. Power System Protection and Control,2021,49(4):169-177.
- [8] 房宇娇,李树静,李宏仲,等. 考虑广义储能的配电网双层规划研究[J]. 可再生能源,2020,38(11):1541-1550.
FANG Yujiao,LI Shujing,LI Hongzhong,et al. Research on bi-level planning of distribution network considering generalized energy storage[J]. Renewable Energy Resources,2020,

- 38(11):1541-1550.
- [9] ASENSIO M, MENESES DE QUEVEDO P, MUNOZ-DELGADO G, et al. Joint distribution network and renewable energy expansion planning considering demand response and energy storage-part I: stochastic programming model[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(2): 655-666.
- [10] 孙川, 汪隆君, 许海林. 用户互动负荷模型及其微电网日前经济调度的应用[J]. 电网技术, 2016, 40(7): 2009-2016.
SUN Chuan, WANG Longjun, XU Hailin. An interaction load model and its application in microgrid day-ahead economic scheduling[J]. Power System Technology, 2016, 40(7): 2009-2016.
- [11] 高锋阳, 袁成, 李昭君, 等. 考虑风-光-荷时空相关性的分布式电源和广义储能联合规划[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(6): 133-144.
GAO Fengyang, YUAN Cheng, LI Zhaojun, et al. Joint planning of distributed generation and generalized energy storage considering spatial-temporal correlation of wind-photovoltaic-load[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(6): 133-144.
- [12] 郑伟民, 王蕾, 孙可, 等. 考虑多能流广义储能作用的配电网协调规划[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(7): 22-30.
ZHENG Weimin, WANG Lei, SUN Ke, et al. Coordinated planning of distribution network considering function of multi-energy flow generalized energy storage[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(7): 22-30.
- [13] 王媛, 周明. 居民用户对分时电价响应潜力评价方法[J]. 电力建设, 2017, 38(11): 48-54.
WANG Yuan, ZHOU Ming. Demand response potential evaluation method of time-of-use price for residential community[J]. Electric Power Construction, 2017, 38(11): 48-54.
- [14] 阮文骏, 王蓓蓓, 李扬, 等. 峰谷分时电价下的用户响应行为研究[J]. 电网技术, 2012, 36(7): 86-93.
RUAN Wenjun, WANG Beibei, LI Yang, et al. Customer response behavior in time-of-use price[J]. Power System Technology, 2012, 36(7): 86-93.
- [15] BUKHSH W A, ZHANG C Y, PINSON P. An integrated multi-period OPF model with demand response and renewable generation uncertainty[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, 7(3): 1495-1503.
- [16] 陈占鹏, 胡炎, 邵能灵, 等. 考虑灵活性与经济性的可再生能源电力系统源网联合规划[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(9): 94-101.
CHEN Zhanpeng, HU Yan, TAI Nengling, et al. Source-grid joint planning of renewable energy power system considering flexibility and economy[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(9): 94-101.
- [17] 赵立军, 张秀路, 韩丽维, 等. 基于多场景的配电网分布式光伏及储能规划[J]. 现代电力, 2022, 39(4): 460-468.
ZHAO Lijun, ZHANG Xiulu, HAN Liwei, et al. Distributed photovoltaic generation and energy storage planning of distribution network based on multi scenarios[J]. Modern Electric Power, 2022, 39(4): 460-468.
- [18] 张忠会, 雷大勇, 李俊, 等. 基于自适应 ε -支配多目标粒子群算法的含SOP的主动配电网源-网-荷-储双层协同规划模型[J]. 电网技术, 2022, 46(6): 2199-2209.
ZHANG Zhonghui, LEI Dayong, LI Jun, et al. Source-network-load-storage bi-level collaborative planning model of active distribution network with SOP based on adaptive ε -dominating multi-objective particle swarm optimization algorithm[J]. Power System Technology, 2022, 46(6): 2199-2209.
- [19] 刘小聪, 王蓓蓓, 李扬, 等. 智能电网下计及用户侧互动的发电日前调度计划模型[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(1): 30-38.
LIU Xiaocong, WANG Beibei, LI Yang, et al. Day-ahead generation scheduling model considering demand side interaction under smart grid paradigm[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(1): 30-38.

作者简介:



刘自发

刘自发(1973—),男,教授,博士,主要研究方向为电力系统规划和评估、直流配电网以及分布式电源接入电网分析等(E-mail: tjubluesky@163.com);

于普洋(1998—),男,硕士研究生,通信作者,主要研究方向为电力系统规划和评估(E-mail: 1413613564@qq.com);

李颀雨(1998—),女,硕士研究生,主要研究方向为电力系统规划和可靠性计算(E-mail: 384288870@qq.com)。

(编辑 陆丹)

Planning of distributed generation and generalized energy storage in distribution network considering operation characteristics

LIU Zifa, YU Puyang, LI Jieyu

(School of Electrical and Electronic Engineering, North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

Abstract: In the joint planning of distributed generation and generalized energy storage in the distribution network, in order to fully exploit the regulation ability of flexible load and realize the source-load-storage cooperative interaction, a two-layer planning method of distributed generation and generalized energy storage is proposed. Combined with the operation characteristic model of generalized energy storage, the quantitative evaluation method of flexible load demand response potential and the operation strategy of distribution network are proposed. The operation-planning model is constructed. The upper layer considers the system planning cost and response incentive cost to determine the locating and sizing schemes of resources. The lower layer aims at the sustainability and reliability of the distribution network and uses the adaptive parameter mesh particle swarm optimization algorithm to solve the operation results of generalized energy storage. Simulative results verify the effectiveness and superiority of the proposed model and method.

Key words: distribution network; distributed power generation; generalized energy storage; demand response potential; operation strategy; joint planning; locating and sizing

附录 A

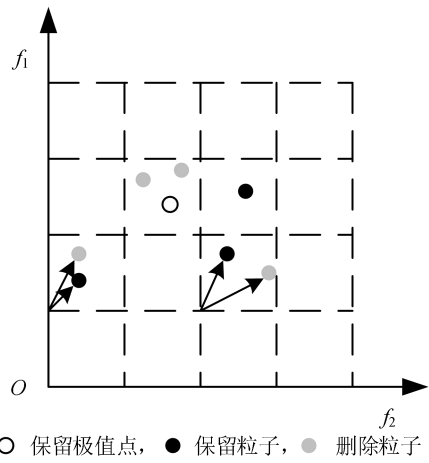


图 A1 外部存储集网格更新策略示意图

Fig.A1 Schematic diagram of external save set grid update strategy

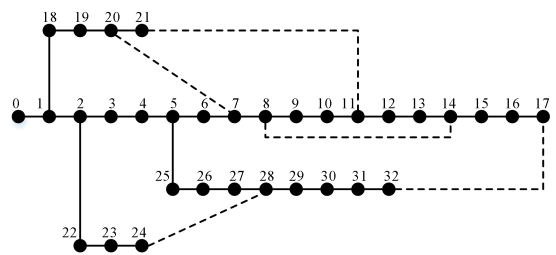


图 A2 IEEE 33 节点系统

Fig.A2 IEEE 33-bus system

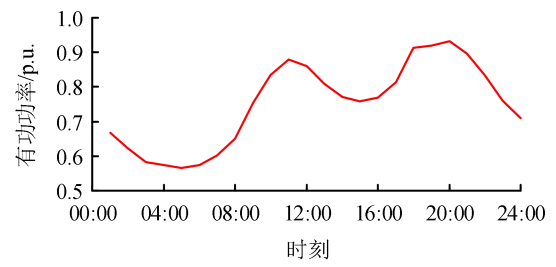


图 A3 典型日负荷曲线

Fig.A3 Typical daily load curve

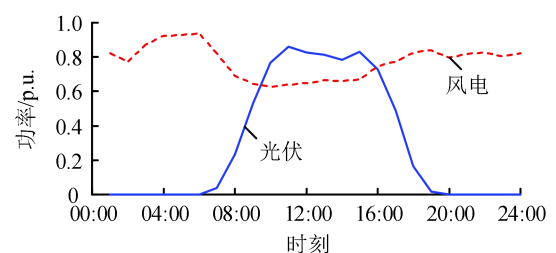


图 A4 DG 日出力曲线

Fig.A4 DG daily output curve

表 A1 可平移负荷参数					
Table A1 Shiftable load parameters					
i	$t_{i,s}^{\text{shift}}/\text{h}$	$t_{i,e}^{\text{shift}}/\text{h}$	$t_{i,0}^{\text{shift}}/\text{h}$	t_d/h	$C_{i,\text{unit}}^{\text{shift}}/\text{元}$
1	6	23	18	2	0.2
2	8	22	16	2	0.2

表 A2 可转移负荷参数					
Table A2 Transferable load parameters					
j	$t_{j,s}^{\text{trans}}/\text{h}$	$t_{j,e}^{\text{trans}}/\text{h}$	$P_{j,\text{min}}^{\text{trans}}/\text{kW}$	$P_{j,\text{max}}^{\text{trans}}/\text{kW}$	$C_{j,\text{unit}}^{\text{trans}}/\text{元}$
1	4	22	0	100	0.5
2	5	23	0	100	0.5

表 A3 可削减负荷参数						
Table A3 Reducible load parameters						
k	β_k^{cut}	$t_{k,s}^{\text{cut}}/\text{h}$	$t_{k,e}^{\text{cut}}/\text{h}$	$N_{k,\text{max}}^{\text{cut}}/\text{次}$	$C_{k,\text{unit}}^{\text{cut}}/\text{元}$	$C_{k,\text{fixed}}^{\text{cut}}/\text{元}$
1	0.65	4	8	4	0.4	1
2	0.70	5	9	5	0.4	0.8

表 A4 电网分时电价		
Table A4 Time of use electricity price of power grid		
	时段	价格/[元/(kW·h)]
高峰段	09:00—14:00, 18:00—21:00	0.975
平时段	07:00—9:00, 14:00—18:00, 21:00—23:00	0.510
低谷段	00:00—07:00, 23:00—24:00	0.195

表 A5 负荷-电价弹性系数				
Table A5 Load-price elasticity coefficient				
负荷类型	自弹性系数	交叉弹性系数		
		峰-平	峰-谷	平-谷
可平移负荷	-0.38	0.03	0.30	0.03
可转移负荷	-0.12	0.02	0.02	0.02
可削减负荷	-0.20	—	—	—

表 A6 DG 及储能电池参数		
Table A6 Parameters of DG and energy storage battery		
风电	单位容量投资成本	4800 元/kW
	并网容量范围	[0,400] kW
	单位弃风成本	0.6 元/kW
光伏	单位容量投资成本	6000 元/kW
	并网容量范围	[0,500] kW
	单位弃光成本	0.5 元/kW
适用寿命		10a
贴现率		0.06
储能电池	单位容量投资成本	3600 元/(kW·h)
	额定装机容量	2000 kW·h
	充放电功率范围	[0,1000] kW
	充放电效率	90%
	荷电状态范围	[0.1,0.9]
	运维更换率	5%
	适用寿命	15 a
	贴现率	0.065

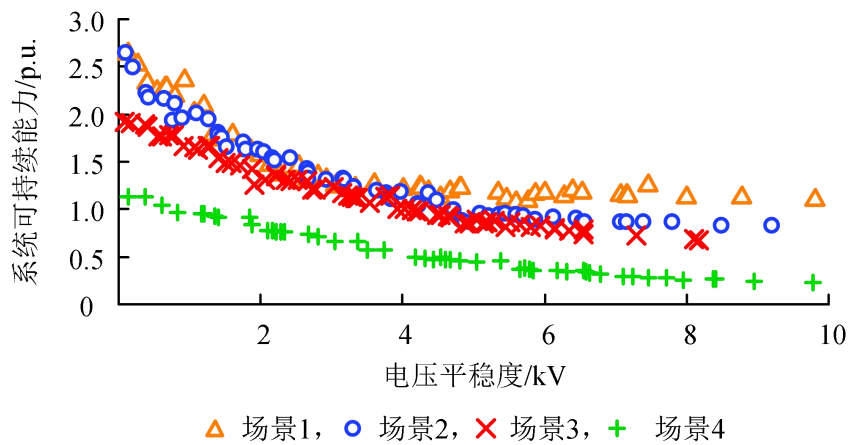


图 A5 各场景 Pareto 前沿解集对比图

Fig.A5 Comparison of Pareto frontier solution sets among different scenarios

表 A7 场景 5、6 的电价策略

Table A7 Electricity price strategy of Scenario 5 and Scenario 6

时段		价格/[元/(kW·h)]	
		场景 5	场景 6
高峰段	09:00—14:00, 18:00—21:00		0.765
平时段	07:00—9:00, 14:00—18:00, 21:00—23:00	0.510	0.510
低谷段	00:00—07:00, 23:00—24:00		0.255