

适应高比例户用光伏的低压配电网能量协调互动管理策略

赵庆林¹, 蔡永翔², 陈湘萍¹, 方 阳², 杨安黔², 张思洪¹, 何肖蒙², 王祖峰²
(1. 贵州大学 电气工程学院, 贵州 贵阳 550025; 2. 贵州电网有限责任公司, 贵州 贵阳 550002)

摘要:为了研究配电能量管理系统和家庭能量管理系统之间的协调互动方法,提出了一种低压配电网-用户协调互动的两阶段能量管理策略。阶段1提出了一种基于稳态安全域和机会约束规划的有功、无功调节量整定方法,在保证网络安全性的同时,确保低压配电网-用户调节权责清晰;阶段2同时考虑配电网与用户的利益最大化,建立了能量管理系统相互独立、隐私隔离的低压配电网-用户互动策略,配电网以运行经济性最优为目标函数,将运行效益增量部分作为额外奖励反馈给用户,在避免电网可调资源投资的同时,进一步提高用户收益。算例仿真结果表明,所提策略能有效保证网络的安全性,提高配电网运行和用户用电的经济性。

关键词: 低压配电网; 高比例户用光伏; 两阶段能量管理; 责任调节; 协调互动

中图分类号: TM615; TM73

文献标志码: A

DOI: 10.16081/j.epae.202301020

0 引言

随着全球能源、环境和气候问题日益突出,世界各国积极主动推进碳中和目标的实现^[1]。我国光伏呈现“高比例、分散式”的发展趋势,据统计2021年我国新增分布式光伏约 2.9×10^7 kW,约占全部新增光伏发电装机的55%^[2]。然而,对于含大量分布式光伏并网运行的低压配电网,其薄弱的网架结构和基础设施导致电网应对电压越限、网损较大、负荷峰谷差偏大等问题的调节能力严重不足^[3],须新增大量并网调节设备(储能、调压器、有载调容分接开关等)来保证网络运行的安全性和经济性,但这会带来巨量的设备投资和运维成本^[4]。同时,用户侧含有大量的储能(电、热、冷)设备和可调节负荷(洗衣机、消毒柜等),但电网的能量管理系统与用户的能量管理系统之间未形成互动关系,使得用户侧的大量可调资源未参与电网的调节,导致资源的极大浪费^[5]。因此,如何减小上述不良影响,保证网络的安全性,提高电网运行和用户用电的经济性成为本文的研究重点。

配电能量管理系统(distribution energy management system, DEMS)是通过控制和通信技术对配电网中的可控设备进行优化管理,以提升网络的运行

状态为目标。文献[6]以网络运行总成本最小为目标,研究了一种对可再生能源、储能装置、变速柴油发电机进行优化管理的DEMS。文献[7]以提高系统稳定性和减小运行成本为目标,提出了一种分布式电源并网情况下的配电网分段开关布置方法。文献[8]以最小化网络线损和改善电能质量为目标,提出了一种配电网重构和分布式发电分配模型。然而,含高渗透率分布式光伏的低压配电网普遍存在调节能力不足的问题。

家庭能量管理系统(home energy management system, HEMS)是通过各种优化算法和优化模型对用户的可控负荷进行优化管理,以提升用户的用电经济性为目标。文献[9]以降低用电成本为目标,提出了一种利用分时电价信息优化家用电器运行的方法。文献[10]以减少用电成本为目标,采用灰狼算法对含屋顶光伏用户家用电器的运行进行优化。然而,上述研究仅对用电设备进行优化管理,难以充分协调优化各设备。为此,部分文献研究了含储能设备的HEMS,如:文献[11]以降低用电成本为目标,提出了一种含光伏、燃料电池、蓄电池的用户优化模型。然而,用户侧包含的大量资源仍未被电网利用,造成了资源的极大浪费。

DEMS与HEMS的目标具有相互矛盾的性质,仅考虑DEMS会增加电网投资成本并降低用户收益,而仅考虑HEMS又无法解决海量光伏并网带来的安全性问题,并会造成用户可调资源的极大浪费^[12]。为了协调DEMS和HEMS,部分研究基于需求响应方法^[13],引导大型工商业用户进行负荷转移,取得了较好的削峰填谷效果,但对于部分超低负荷农村区域而言,分布式光伏爆发式增长,区域内统一的电价信息已无法引导屋顶光伏有序并网。另有部分基于博弈论理论方法^[14]的研究,但按照发电机组的耗量特

收稿日期:2022-06-29;修回日期:2022-11-30

在线出版日期:2023-01-17

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51867007);贵州省科技支撑计划项目(黔科合支撑[2022]一般012);中国南方电网公司重点科技项目(GZKJXM20220043)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51867007), the Science and Technology Support Program of Guizhou Province([2022] General 012) and the Key Science and Technology Project of China Southern Power Grid Co.,Ltd.(GZKJXM20220043)

性确定电价函数,这不适用于大量分布式光伏电源,且未充分考虑用户本身具有的随机性和自主性、用户隐私等问题。

因此,本文提出了一种低压配电网-用户协调互动的两阶段能量管理策略。阶段1将传统完全依赖于电网的调节模式改进为基于稳态安全域(steady-state security region, SSR)的机会约束模型,提出了配电网、用户的责任调节量整定方法,在确保网络运行安全的同时,保证了配电网、用户的调节权责清晰;阶段2建立了具有隐私保护的能量管理系统,并提出了一种基于三相四线制网络模型的 DEMS 和 HEMS 友好互动的协调互动策略,在提升电网运行和用户用电经济性的同时,避免了电网调节设备的大量投资。

1 系统模型

1.1 两阶段调节权责

当海量光伏接入低压配电网导致网络出现严重的安全性问题时,由于电网企业是电网运行控制的主体,电网应优先调用所有资源来保障网络的安全稳定运行;当电网所有可调资源用尽后仍存在安全问题时,所有用户均有责任参与网络的运行调节,这是因为电网的崩溃会直接损害电网企业和所有用户的利益,但是用户参与调节的责任大小不同,用户的并网光伏容量越大,则其责任也越大。

因此,在用户参与网络运行调节的过程中,为了兼顾用户之间的公平性,本文采用安全域模型来划分用户功率变化边界,同一类型用户的安全域边界相同,这使得光伏并网容量大的用户(其节点功率超过边界更多)的调节量更大,而并网容量小的用户(其节点功率不超过边界)可不启动调节,进而保障每个用户都拥有相同的并网权利。具体调节权责示意图见附录 A 图 A1。

1.2 两阶段能量管理架构

为了在解决传统低压配电网面临的海量光伏并网所导致的电网调节能力不足问题的同时,进一步保证电网和用户的调节权责清晰、保障用户调节的自主性、提升电网运行和用户用电的经济性,本文提出了一种两阶段能量管理架构,如图 1 所示。

1)阶段1,以网络运行安全性为优化目标,同时兼顾用户之间的公平性。首先,获取配电网线路结构、线路参数及各节点处的光伏、负荷、有功/无功调节容量信息;然后,通过 SSR 整定各节点的责任调节量;最后,对电网侧储能系统(energy storage systems, ESS)、静止无功发生器(static var generator, SVG)进行优先调节,当调节能力不足时,通过用户侧 ESS 和可调负荷完成调节。

2)阶段2,在安全域约束条件下以网络运行和用户用电经济性为优化目标。首先,电网将优化的

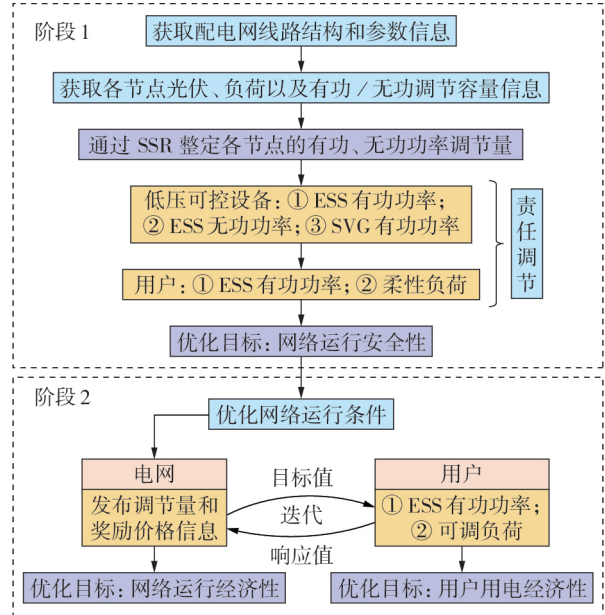


图 1 两阶段能量管理架构

Fig.1 Architecture of two-stage energy management

目标调节量和奖励价格信息发送给用户;然后,用户通过 ESS 和柔性可调负荷进行互动调节。

1.3 能量传输和信息交互方式

低压配电网两阶段调节的能量传输和信息交互方式如图 2 所示。

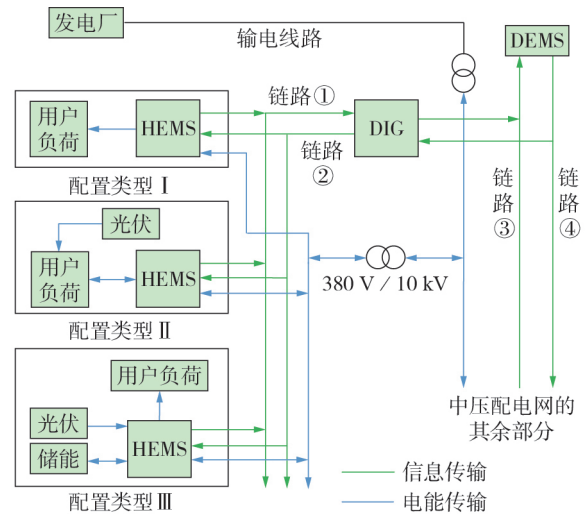


图 2 能量传输和信息交互方式

Fig.2 Energy transmission and information interaction mode

在能量传输方面,本文考虑了 3 种配置类型的低压用户:①配置类型 I,只含用户负荷的 PQ 节点,只能吸收有功功率和无功功率;②配置类型 II,含屋顶光伏用户的 PQ 节点,既能吸收又能注入有功和无功功率;③配置类型 III,含光伏和 ESS 用户的 PQ 节点,既能吸收又能注入有功和无功功率。

在信息交互方式方面,配电智能网关(distribu-

tion intelligent gateway, DIG)在 DEMS 和各用户之间建立双向通信链路。各用户通过链路①与 DIG 通信, DIG 通过链路②与 HEMS 通信。此外, DIG 通过链路③和链路④与 DEMS 进行通信。其中:从 DEMS 到 DIG 传输的是系统信息(如电压水平和网损);从 DIG 到 HEMS 传输的是一般信息(如各用户的目标调节量和奖励价格信息),而不是每个 HEMS 的直接控制信号, HEMS 通过接收的系统信息进行本地优化计算,得到用户的最优调节策略。该方式不仅可以使用户拥有更多的自主控制和选择权,还提高了电网和用户双方的隐私数据安全性。

2 两阶段模型

2.1 阶段 1 模型

SSR 能确定网络在安全稳定运行条件下各节点功率的注入和吸收范围,同时机会约束规划常用于解决分布式光伏发电和负荷需求的不确定性问题^[15],因此,本文建立了基于 SSR 的机会约束规划模型来整定各节点的调节量。以 a 相为例,假设网络含有 $n+1$ 个节点和 n_b 条线路,功率注入空间中的节点电压安全域 Ω_V 和线路电流安全域 Ω_I 可分别表示为:

$$\Omega_V = \left\{ \mathbf{x}_\beta \mid \mathbf{V} \in \zeta_V, f_{(V_0, \theta_0)}(\mathbf{V}, \boldsymbol{\theta}) = \mathbf{x}_\beta \right\} \quad (1)$$

$$\Omega_I = \left\{ \mathbf{x}_\beta \mid \mathbf{I}_1 \in \zeta_I, f_{(V_0, \theta_0)}(\mathbf{V}, \boldsymbol{\theta}) = \mathbf{x}_\beta \right\} \quad (2)$$

式中: $\Omega_V \in \mathbf{R}^{2n}$; $\Omega_I \in \mathbf{R}^{2n}$; $\mathbf{x}_\beta = [P^T, Q^T]^T \in \mathbf{R}^{2n}$ 为节点注入的复功率向量, $\mathbf{P} = [P_1, P_2, \dots, P_n]^T$, $\mathbf{Q} = [Q_1, Q_2, \dots, Q_n]^T$ 分别为节点注入有功功率、无功功率向量, P_i 、 Q_i ($i=1, 2, \dots, n$) 分别为节点 i 注入有功功率、无功功率; \mathbf{V} 为节点电压幅值向量; $\boldsymbol{\theta}$ 为节点电压相角向量; \mathbf{I}_1 为线路电流幅值向量; $f_{(V_0, \theta_0)}(\mathbf{V}, \boldsymbol{\theta}) = \mathbf{x}_\beta$ 为潮流函数; V_0 、 θ_0 分别为馈线根节点的电压幅值、相角向量; ζ_V 、 ζ_I 分别为节点电压幅值约束、线路电流幅值约束,如式(3)所示。

$$\begin{cases} \zeta_V = \left\{ \mathbf{V} \in \mathbf{R}^n \mid V_i^m \leq V_i \leq V_i^M, i \in N \right\} \\ \zeta_I = \left\{ \mathbf{I}_1 \in \mathbf{R}^{n_b} \mid -I_{1,j}^M \leq I_{1,j} \leq I_{1,j}^M, j \in B \right\} \end{cases} \quad (3)$$

式中: V_i 为节点 i 的电压幅值; V_i^M 、 V_i^m 分别为节点 i 电压幅值的上、下限; $I_{1,j}$ 为线路 j 的电流幅值; $I_{1,j}^M$ 为线路 j 电流幅值的上限; N 为网络的节点集合; B 为网络的线路集合。令 GCN 、 LCN 分别为具有调节装置提供有功功率、无功功率支持的节点集合,有功功率容量约束 ζ_p 和无功功率容量约束 ζ_q 的定义如下:

$$\begin{cases} \zeta_p = \left\{ \mathbf{x}_\beta \mid P_i^m \leq P_i \leq P_i^M, i \in G \right\} \\ \zeta_q = \left\{ \mathbf{x}_\beta \mid Q_i^m \leq Q_i \leq Q_i^M, i \in L \right\} \end{cases} \quad (4)$$

式中: P_i^M 、 P_i^m 分别为节点 i 有功功率的上、下限; Q_i^M 、 Q_i^m 分别为节点 i 无功功率的上、下限。因此,考虑节

点电压、线路电流、功率容量等约束,复杂功率注入空间中 SSR 的定义如下:

$$\Omega_{SS} = \Omega_V \cap \Omega_I \cap \zeta_p \cap \zeta_q \quad (5)$$

式中: $\Omega_{SS} \in \mathbf{R}^{2n}$ 为一个被 $2n$ 维超平面包围的凸多面体。同时,采用三相负荷不平衡率对 SSR 中的三相不平衡程度进行描述,其三相不平衡约束与文献[16]一致,具体计算过程可参考文献[15]。在调节过程中,按照式(6)更新节点注入、吸收的有功功率和无功功率。

$$\begin{cases} P_i = \tilde{P}_i + \Delta P_i \\ Q_i = \tilde{Q}_i + \Delta Q_i \end{cases} \quad i \in N \quad (6)$$

式中: \tilde{P}_i 、 \tilde{Q}_i 分别为节点 i 注入有功功率、无功功率的预测值(为分布式电源或节点的负荷); ΔP_i 、 ΔQ_i 分别为节点 i 的有功功率、无功功率注入变化量。

2.2 阶段 2 模型

2.2.1 配电网优化模型

1) 优化目标。

以网损最小为目标,建立三相四线制配电网最优潮流模型,优化变量为电网侧 ESS 的有功功率和无功功率、SVG 无功功率和用户侧可调有功功率^[17],目标函数可表示为:

$$\min F = \sum_{t=1}^T P_t^{\text{loss}} \Delta t \quad (7)$$

$$P_t^{\text{loss}} = [(\mathbf{I}_t^{\text{line}})^* \otimes \mathbf{I}_t^{\text{line}}]^T \mathbf{R}^{\text{line}} \quad (8)$$

$$\mathbf{I}_t^{\text{line}} = \mathbf{M} \mathbf{V}_t \quad (9)$$

$$\mathbf{V}_t = \mathbf{Y}^{-1} \mathbf{I}_t^{\text{inj}} \quad (10)$$

式中: F 为网损目标函数值; P_t^{loss} 为 t 时刻用户参与调节后的网损; Δt 为时间间隔; T 为总时长; $\mathbf{I}_t^{\text{line}}$ 为 t 时刻线路电流向量; \mathbf{R}^{line} 为支路电阻矩阵; 上标“*”表示取共轭; \otimes 表示矩阵的对应元素相乘; \mathbf{M} 为节点与支路的关联矩阵; \mathbf{V}_t 为 t 时刻节点电压幅值向量; \mathbf{Y}^{-1} 为节点导纳矩阵的逆矩阵; $\mathbf{I}_t^{\text{inj}}$ 为 t 时刻节点注入电流向量,其第 i 个元素如式(11)所示。

$$I_{i,\varphi,t} = \frac{P_{i,\varphi,t} - jQ_{i,\varphi,t}}{U_{i,\varphi,t}} \quad (11)$$

$$P_{i,\varphi,t} = P_{i,\varphi,t}^{\text{PV}} + P_{i,\varphi,t}^{\text{G,ESS}} + P_{i,\varphi,t}^{\text{LOAD-m}} \quad (12)$$

$$Q_{i,\varphi,t} = Q_{i,\varphi,t}^{\text{G,ESS}} + Q_{i,\varphi,t}^{\text{SVG}} - Q_{i,\varphi,t}^{\text{LOAD-m}} \quad (13)$$

式中: $\varphi \in \{a, b, c\}$; $I_{i,\varphi,t}$ 为 t 时刻节点 i 的 φ 相注入电流; $P_{i,\varphi,t}$ 、 $Q_{i,\varphi,t}$ 分别为 t 时刻节点 i 处 φ 相的有功功率、无功功率; $U_{i,\varphi,t}$ 为 t 时刻节点 i 的 φ 相标称电压; $P_{i,\varphi,t}^{\text{PV}}$ 为 t 时刻节点 i 处 φ 相光伏的有功功率; $P_{i,\varphi,t}^{\text{G,ESS}}$ 、 $Q_{i,\varphi,t}^{\text{G,ESS}}$ 分别为 t 时刻节点 i 处 φ 相电网侧 ESS 的有功功率、无功功率; $P_{i,\varphi,t}^{\text{LOAD-m}}$ 、 $Q_{i,\varphi,t}^{\text{LOAD-m}}$ 分别为 t 时刻节点 i 处 φ 相用户负荷有功功率、无功功率测量值; $Q_{i,\varphi,t}^{\text{SVG}}$ 为 t 时刻节点 i 处 φ 相电网侧 SVG 的无功功率。

2) 约束条件。

a) 节点电压、支路电流、节点功率和三相不平衡

约束。

节点电压和支路电流约束如式(3)所示,各节点净功率约束如式(5)所示,三相不平衡约束、中性线电压约束、储能模型及其约束等可参考文献[17],本文不再赘述。另外,也须对用户功率可调节范围进行限制,如式(14)所示。

$$P_{i,\varphi,t}^{\text{LOADmin}} \leq P_{i,\varphi,t}^{\text{LOAD-m}} \leq P_{i,\varphi,t}^{\text{LOADmax}} \quad (14)$$

式中: $P_{i,\varphi,t}^{\text{LOADmax}}$ 、 $P_{i,\varphi,t}^{\text{LOADmin}}$ 分别为 t 时刻节点 i 处 φ 相用户可调节有功功率上、下限。

b)增量效益约束。

将用户参与调节所减小的网损视为网络运行的效益增量 I_{net} ,可表示为:

$$I_{\text{net}} = (Q_c + \mu_c K_c) \Delta W^{\text{loss}} \quad (15)$$

$$\Delta W^{\text{loss}} = \sum_{t=1}^T (P_{\text{before},t}^{\text{loss}} - P_t^{\text{loss}}) \Delta t \quad (16)$$

式中: Q_c 为单位功率发电成本; μ_c 为碳税价格; K_c 为传统燃煤电厂发电 $1 \text{ kW} \cdot \text{h}$ 产生的 CO_2 ,具体参数和计算方法可参考文献[18]; ΔW^{loss} 为网损变化量; $P_{\text{before},t}^{\text{loss}}$ 为用户参与调节前 t 时刻的网损。

2.2.2 用户优化模型

1)优化目标。

以用户的经济成本最优为目标建立用户优化模型。节点 i 处用户收益的目标函数可表示为^[19]:

$$\max f_i = \sum (C_{i,\varphi}^G + C_{i,\varphi}^{\text{DR}} - C_{i,\varphi}^{\text{ESS}}) \quad (17)$$

$$C_{i,\varphi}^G = \begin{cases} \gamma_t^{\text{buy}} \sum_{t=1}^T P_{i,\varphi,t}^G \Delta t & P_{i,\varphi,t}^G < 0 \\ \gamma_t^{\text{sell}} \sum_{t=1}^T P_{i,\varphi,t}^G \Delta t & P_{i,\varphi,t}^G \geq 0 \end{cases} \quad (18)$$

$$C_{i,\varphi}^{\text{DR}} = \varepsilon_{i,\varphi,t} \sum_{t=1}^T P_{i,\varphi,t}^{\text{DR}} \Delta t \quad (19)$$

$$C_{i,\varphi}^{\text{ESS}} = \eta_s \sum_{t=1}^T (P_{i,\varphi,t}^{\text{char}} + P_{i,\varphi,t}^{\text{disc}}) \Delta t \quad (20)$$

$$\eta_s = C_s^{\text{P,ESS}} / (2E_s^{\text{ESS}}) \quad (21)$$

$$C_s^{\text{P,ESS}} = C_s^{\text{capital}} / N_s^{\text{ESS}}(x) \quad (22)$$

式中: f_i 为节点 i 处用户的收益目标函数值; $C_{i,\varphi}^{\text{DR}}$ 为节点 i 处 φ 相用户的响应调节收益, $C_{i,\varphi}^{\text{ESS}}$ 为节点 i 处 φ 相用户ESS的充放电成本; $C_{i,\varphi}^G$ 为节点 i 处 φ 相用户的购售电收益; $P_{i,\varphi,t}^G$ 为 t 时刻节点 i 处 φ 相用户向电网公司的购/售电功率,购电时 $P_{i,\varphi,t}^G < 0$,售电时 $P_{i,\varphi,t}^G > 0$; γ_t^{buy} 、 γ_t^{sell} 分别为 t 时刻的购、售电价格; $P_{i,\varphi,t}^{\text{DR}}$ 为 t 时刻节点 i 处 φ 相用户的响应调节功率; $\varepsilon_{i,\varphi,t}$ 为 t 时刻节点 i 处 φ 相用户响应调节的额外奖励价格; $P_{i,\varphi,t}^{\text{char}}$ 、 $P_{i,\varphi,t}^{\text{disc}}$ 分别为 t 时刻节点 i 处 φ 相ESS的充、放电功率; η_s 为第 s 类型ESS的单位功率充放电成本; E_s^{ESS} 为第 s 类型ESS的容量; $C_s^{\text{P,ESS}}$ 为第 s 类型ESS一次完整的充放电运行成本; C_s^{capital} 为第 s 类型EES的投资成本; $N_s^{\text{ESS}}(x)$ 为第 s 类型EES的总充放电循环次数,由放电深度 x 决定,具体计算方法可参考文献[20]。

2)约束条件。

a)功率平衡约束。

$$P_{i,\varphi,t}^G = P_{i,\varphi,t}^{\text{LOAD}} - P_{i,\varphi,t}^{\text{TR}} - P_{i,\varphi,t}^{\text{PV}} - P_{i,\varphi,t}^{\text{ESS}} \quad (23)$$

式中: $P_{i,\varphi,t}^{\text{LOAD}}$ 为 t 时刻节点 i 处 φ 相用户的负荷功率; $P_{i,\varphi,t}^{\text{TR}}$ 为 t 时刻节点 i 处 φ 相用户的可调节负荷功率; $P_{i,\varphi,t}^{\text{ESS}}$ 为 t 时刻节点 i 处 φ 相EES的充放电功率。

b)ESS约束。

ESS的荷电状态(state of charge,SOC)可表示为:

$$S_{i,\varphi,t+\Delta t}^{\text{SOC}} = S_{i,\varphi,t}^{\text{SOC}} + \frac{P_{i,\varphi,t}^{\text{char}} \eta_s^{\text{char}} \Delta t}{E_s^{\text{ESS}}} - \frac{P_{i,\varphi,t}^{\text{disc}} \Delta t}{\eta_s^{\text{disc}} E_s^{\text{ESS}}} \quad (24)$$

式中: $S_{i,\varphi,t}^{\text{SOC}}$ 、 $S_{i,\varphi,t+\Delta t}^{\text{SOC}}$ 分别为 t 、 $t+\Delta t$ 时刻节点 i 处 φ 相ESS的SOC; η_s^{char} 、 η_s^{disc} 分别为第 s 类型ESS的充、放电效率。

ESS的SOC和充/放电功率约束为:

$$S_{\text{min}}^{\text{SOC}} \leq S_{i,\varphi,t}^{\text{SOC}} \leq S_{\text{max}}^{\text{SOC}} \quad (25)$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_{i,\varphi,t}^{\text{char}} \leq P_{i,\varphi,t}^{\text{charmax}} \\ 0 \leq P_{i,\varphi,t}^{\text{disc}} \leq P_{i,\varphi,t}^{\text{discmax}} \end{cases} \quad (26)$$

式中: $S_{\text{max}}^{\text{SOC}}$ 、 $S_{\text{min}}^{\text{SOC}}$ 分别为ESS的SOC上、下限; $P_{i,\varphi,t}^{\text{charmax}}$ 、 $P_{i,\varphi,t}^{\text{discmax}}$ 分别为 t 时刻节点 i 处 φ 相ESS充、放电功率的最大值。

c)可调节负荷功率约束。

$$0 \leq P_{i,\varphi,t}^{\text{TR}} \leq P_{i,\varphi,t}^{\text{TRmax}} \quad (27)$$

式中: $P_{i,\varphi,t}^{\text{TRmax}}$ 为 t 时刻节点 i 处 φ 相用户可调节负荷的功率上限。

3 两阶段调节流程

本文所提两阶段调节流程图如附录A图A2所示,分为初始化阶段、阶段1、阶段2三部分。采用二阶锥规划方法对阶段2的优化模型进行松弛^[17],基于MATLAB 2018b和YALMIP平台进行编程,调用CPLEX算法包对程序进行求解,具体步骤如下。

1)程序初始化:输入低压配电网的网络拓扑结构、线路参数以及各节点光伏、负荷、有功/无功调节容量;根据式(1)~(5)建立基于SSR的机会约束规划模型,并计算SSR的范围。

2)阶段1模型求解:根据式(6)更新各节点有功功率、无功功率变化量,优先对电网进行运行控制;当各节点电压、支路电流不合格时,电网基于SSR整定各节点用户的责任调节量;用户通过ESS和可调节负荷完成调节任务。

3)阶段2模型求解:各节点的用户先上报有功功率可调节范围;DEMS根据式(7)~(14)计算各节点用户的目标调节量,根据式(15)和式(16)计算网络运行的效益增量,并向用户发送目标调节量和奖励价格信息;响应调节的用户根据式(17)~(27)优化得到最经济的调节策略;当DEMS根据优化模型进行下一次优化时,剔除未响应的用户,即在每次优化过程中不断缩小决策变量空间的大小,最终得到

一个收敛的解^[21];DEMS再次发布下一轮的目标调节量和奖励价格信息,用户再次响应调节;DEMS不断迭代更新下一轮的目标调节量和奖励价格信息,直至网络的运行效益增量小于0.1或者目标调节量与实际响应量之间的误差小于0.1时,结束程序。

4 算例分析

4.1 算例介绍

本文基于低压21节点三相四线制网络进行仿真,网络拓扑结构见附录A图A3,额定电压为380V,每段线路长度为50m,单位长度的线路阻抗参数见附录A表A1,基准负荷见附录A表A2。光伏和ESS的具体接入情况见附录A表A3。算例使用的分时电价见附录A表A4。算例的其他相关参数见附录A表A5。

并网光伏出力和负荷功率曲线见图3,图中功率为标么值。由图可见:光伏大出力时段为08:00—17:00,在该时段内大量的光伏剩余发电功率通过各节点注入低压配电网,导致电压越上限;高负荷时段为17:00—19:00,在该时段内光伏发电功率不能满足用户负荷,导致电压越下限。

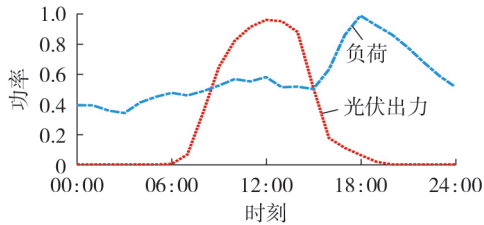


图3 光伏出力和负荷功率曲线

Fig.3 Photovoltaic output and load power curves

为了验证本文所提策略的效果,设置如下4种策略进行对比分析:

1)策略1,不采取任何优化管理策略,并将其结果作为基准结果;

2)策略2,采用文献[17]中的传统低压配电网集中式优化控制思路,以网损最小为目标建立最优潮流模型,不考虑用户侧资源,仅对电网侧ESS和SVG进行调节;

3)策略3,即本文所提两阶段能量管理策略;

4)策略4,采用文献[17]中的集中式优化控制思路,电网增加设备投资使其与策略3具有相同的调节资源。

4.2 电网侧调节效果分析

网络中的电压偏差 V_{dev} 可以用最大电压偏差指数(maximum voltage deviation index, MVDI)来衡量,其定义如下:

$$V_{dev} = \max \left\{ \left| \frac{V_i - V_{ref}}{V_{ref}} \right| \times 100\% \right\} \quad i \in N \quad (28)$$

式中: V_{ref} 为节点参考电压。由于用户的可调节资源为ESS和可调负荷,所以策略4将各节点的功率调节量折算为储能设备的投资成本,其中储能设备为蓄电池。则设备总投资成本 C_{sum} 可表示为:

$$C_{sum} = (C_{unit}^{cap} + C_{unit}^{OM} + C_{unit}^{rep, ess}) \sum_{i \in N} \sum_{t=1}^T P_{i, \varphi, t}^{DR} \Delta t \quad (29)$$

式中: C_{unit}^{cap} 、 C_{unit}^{OM} 、 $C_{unit}^{rep, ess}$ 分别为储能单位容量的投资成本、运维成本、替换成本,具体参数和计算方法可参考文献[22]。节点16处的电压幅值(标么值)仿真结果见附录A图A4,该节点为网络末端节点,最容易出现过/欠电压问题。不同策略的仿真结果如表1所示。

表1 不同策略的仿真结果

Table 1 Simulative results of different strategies

策略	MVDI / %	网损 / (kW·h)	C_{sum} / 元
1	10.35	91.53	—
2	8.83	83.72	—
3	6.04	31.39	0
4	5.70	28.45	7.08×10^5

由图A4和表1可以看出:①策略2下的MVDI为8.83%,网损为83.72kW·h,这表明传统完全依靠电网的调节模式存在因调节能力不足所导致的电压越限和网损较大的问题;②相较于策略2,策略3和策略4的MVDI分别下降了2.79%、3.13%,电压越限问题得到了有效解决,网损分别降低了62.42%、66.01%,网损也有较大的改善,这表明低压配电网通过增加调节设备和合理利用用户的调节潜力2种方式,可以有效改善电网的运行控制结果;③策略3和策略4的结果相近,但相较于策略3,策略4的设备总投资成本增加了 7.08×10^5 元,这表明电网通过增加大量调节设备来改善网络的运行状态,会增大总投资成本,降低经济性。

因此,电网应合理利用用户的调节潜力,在保障网络运行安全性的同时,应避免大量投资调节设备,以保证配电网经济性。上述结果验证了本文所提两阶段能量管理策略的优越性。

4.3 用户侧调节效果分析

为了合理引导用户参与调节,将阶段2用户参与调节为网络运行带来的增量效益作为额外奖励反馈给用户,并确定用户参与调节的单位奖励价格。用户综合考虑参与调节的成本和收益进行自主响应调节,各节点的响应调节量和奖励价格如图4所示。

由图4可以看出:部分节点(如节点11、12、16等)处用户的奖励价格相对较高,这是因为这些节点的调节性能较好,能为电网带来较大的效益增量;奖励价格与响应调节量高度正相关,这说明高奖励价格能够引导用户正向出力,显著挖掘用户的调节能力;另一方面,高奖励价格还能够引导用户侧进行资

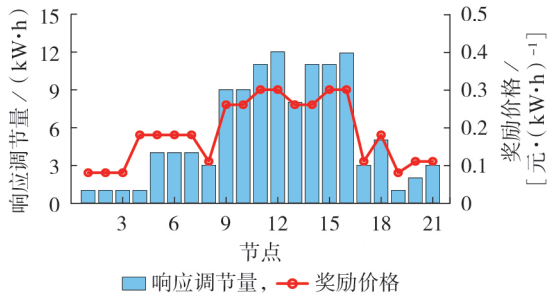


图4 各节点的响应调节量和奖励价格

Fig.4 Response regulation capacity and incentive price of each bus

源的合理配置。

为了进一步分析本文所提策略对用户用电经济性的提升效果,将其与常用的直接控制策略(即电网以网络运行经济性为目标直接控制用户的可响应调节资源,并按照正常的电价补偿用户(无额外奖励))进行比较,用户收益结果如图5所示。由图可看出,相较于直接控制策略,本文所提策略下的用户总收益从248.73元增大为282.45元,提升了13.6%,这是因为本文所提策略考虑了用户参与调节获得的额外奖励,且用户以经济性为优化目标参与调节,能够提升用户的经济效益。

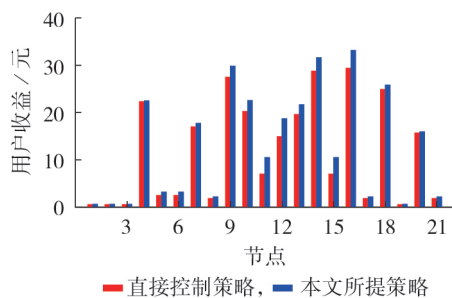


图5 用户收益比较

Fig.5 Comparison of user benefit

5 结论

海量分布式光伏接入低压配电网会导致网络出现严重的安全稳定问题,同时为了提高电网运行和用户用电的经济性,本文提出了一种低压配电网和用户协调互动的两阶段能量管理策略。基于算例仿真结果可得如下结论。

1)考虑安全性和公平性,在阶段1提出了一种基于SSR机会约束模型的配电网-用户的责任调节量整定方法,解决了网络安全性问题。考虑经济性,建立了具有隐私保护的互动协调策略,提升了配电网和用户双方的利益。

2)相较于传统完全依赖于电网的调节模式,本文所提策略下的MVDI为6.04%,降低了2.79%,有效解决了网络安全性问题,同时还避免了电网的巨额投资。

3)相较于直接控制策略,本文所提策略使用户收益提升了13.6%,同时还能够引导用户正向出力,合理配置用户侧资源。此外本文所提策略还提升了用户参与调节的自主性和灵活性,保护了用户隐私。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 崔杨,曾鹏,仲悟之,等. 考虑阶梯式碳交易的电-气-热综合能源系统低碳经济调度[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(3): 10-17.
CUI Yang, ZENG Peng, ZHONG Wuzhi, et al. Low-carbon economic dispatch of electricity-gas-heat integrated energy system based on ladder-type carbon trading[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(3): 10-17.
- [2] 国家能源局. 我国光伏发电并网装机容量突破3亿千瓦分布式发展成为新亮点[EB/OL]. [2022-01-20]. http://www.nea.gov.cn/2022-01/20/c_1310432517.htm.
- [3] 姜涛,张东辉,李雪,等. 含分布式光伏的主动配电网电压分布式优化控制[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(9): 102-109, 125.
JIANG Tao, ZHANG Donghui, LI Xue, et al. Distributed optimal control of voltage in active distribution network with distributed photovoltaic[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9): 102-109, 125.
- [4] 尹德扬,梅飞,郑建勇,等. 分布式光伏系统最优运维周期确定方法[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(5): 135-141.
YIN Deyang, MEI Fei, ZHENG Jianyong, et al. Determination method of optimal operation and maintenance cycles for distributed photovoltaic system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(5): 135-141.
- [5] 蔡紫婷,彭敏放,沈美娥. 考虑需求侧资源的智能小区综合能源日前优化调度[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(3): 18-24, 32.
CAI Ziting, PENG Minfang, SHEN Meie. Day-ahead optimal scheduling of smart integrated energy communities considering demand-side resources[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(3): 18-24, 32.
- [6] TAHA M S, ABDELTAWAB H H, MOHAMED A R I. An online energy management system for a grid-connected hybrid energy source[J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2018, 6(4): 2015-2030.
- [7] LI B, WEI J, LIANG Y F, et al. Optimal placement of fault indicator and sectionalizing switch in distribution networks[J]. IEEE Access, 2020, 8: 17619-17631.
- [8] MOGHADDAM M J H, KALAM A, SHI J, et al. A new model for reconfiguration and distributed generation allocation in distribution network considering power quality indices and network losses[J]. IEEE Systems Journal, 2020, 14(3): 3530-3538.
- [9] CELIK B, ROCHE R, BOUQUAIN D, et al. Decentralized neighborhood energy management with coordinated smart home energy sharing[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(6): 6387-6397.
- [10] MOLLA T, KHAN B, MOGES B, et al. Integrated optimization of smart home appliances with cost-effective energy management system[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2019, 5(2): 249-258.
- [11] REN H B, WU Q, GAO W J, et al. Optimal operation of a grid-connected hybrid PV/fuel cell/battery energy system for residential applications[J]. Energy, 2016, 113: 702-712.
- [12] HUSSAIN S, EL-BAYEH C Z, LAI C Y, et al. Multi-level energy management systems toward a smarter grid: a review[J]. IEEE Access, 2021, 9: 71994-72016.

- [13] 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.
- [14] 姚文亮,王成福,赵雨菲,等. 不确定性环境下基于合作博弈的综合能源系统分布式优化[J]. 电力系统自动化,2022,46(20):43-53.
YAO Wenliang,WANG Chengfu,ZHAO Yufei,et al. Distributed optimization of integrated energy system based on cooperative game in uncertain environment[J]. Automation of Electric Power Systems,2022,46(20):43-53.
- [15] YANG T K,YU Y X. Steady-state security region-based voltage/var optimization considering power injection uncertainties in distribution grids[J]. IEEE Transactions on Smart Grid,2019,10(3):2904-2911.
- [16] 马瑞,敖维安. 三相不平衡主动配电网随机模糊安全距离研究[J]. 中国电机工程学报,2020,40(23):7600-7609.
MA Rui,AO Weian. Research on random fuzzy safety distance of active distribution network considering three-phase unbalance[J]. Proceedings of the CSEE,2020,40(23):7600-7609.
- [17] 唐巍,李天锐,张璐,等. 基于三相四线制最优潮流的低压配电网光伏-储能协同控制[J]. 电力系统自动化,2020,44(12):31-40.
TANG Wei,LI Tianrui,ZHANG Lu,et al. Coordinated control of photovoltaic and energy storage system in low-voltage distribution networks based on three-phase four-wire optimal power flow[J]. Automation of Electric Power Systems,2020,44(12):31-40.
- [18] 王惠,赵军,安青松,等. 不同建筑负荷下分布式能源系统优化与政策激励研究[J]. 中国电机工程学报,2015,35(14):3734-3740.
WANG Hui,ZHAO Jun,AN Qingsong,et al. Study on optimization and policy incentives of distributed energy system under different building loads[J]. Proceedings of the CSEE,2015,35(14):3734-3740.
- [19] ELKAZAZ M,SUMNER M,NAGHIYEV E,et al. A hierarchical two-stage energy management for a home microgrid using model predictive and real-time controllers[J]. Applied Energy,2020,269:115118.
- [20] 江知瀚,陈金富. 计及不确定性和多投资主体需求指标的分布式电源优化配置方法研究[J]. 中国电机工程学报,2013,33(31):34-42.
JIANG Zhihan,CHEN Jinfu. Optimal distributed generator allocation method considering uncertainties and requirements of different investment entities[J]. Proceedings of the CSEE,2013,33(31):34-42.
- [21] LIU Z Z,WANG Y. Handling constrained multiobjective optimization problems with constraints in both the decision and objective spaces[J]. IEEE Transactions on Evolutionary Computation,2019,23(5):870-884.
- [22] 巨云涛,李红权,于宗民,等. 考虑多元不确定性和备用需求的微电网双层鲁棒容量规划[J/OL]. 电网技术.(2022-06-08)[2022-06-29]. <https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2022.0555>.

作者简介:

赵庆林(1996—),男,硕士研究生,主要研究方向为分布式光伏并网、主动配电网经济运行(E-mail:821053521@qq.com);

蔡永翔(1991—),男,工程师,博士,通信作者,主要研究方向为智能配电网运行控制(E-mail:lpcaiyy@163.com);

陈湘萍(1977—),女,教授,博士,主要研究方向为分布式发电与微电网技术(E-mail:ee.xpchen@gzu.edu.cn)。

(编辑 陆丹)

Coordinated and interactive energy management strategy for low-voltage distribution network adapting to high proportion of residential photovoltaics

ZHAO Qinglin¹,CAI Yongxiang²,CHEN Xiangping¹,FANG Yang²,YANG Anqian²,
ZHANG Sihong¹,HE Xiaomeng²,WANG Zufeng²

(1. College of Electrical Engineering,Guizhou University,Guiyang 550025,China;

2. Guizhou Power Grid Co.,Ltd.,Guiyang 550002,China)

Abstract: In order to study the coordinated and interactive method between distribution energy management system and home energy management system, a two-stage energy management strategy of low-voltage distribution network and user coordination interaction is proposed. In the first stage, a method for setting active and reactive power regulation based on steady-state security domain and chance-constrained programming is proposed to ensure network security and clear regulation rights and responsibilities of low-voltage distribution network and users. In the second stage, in order to maximize the benefits of distribution network and users, an independent and privacy-isolated interaction strategy between the low-voltage distribution network and users is established in the energy management system. The distribution network takes the optimal operation economy as the objective function and feeds the incremental operation benefit back to the users as an extra reward, so as to further improve the users' income while avoiding the investment of power network adjustable resources. The simulative results show that the proposed strategy can effectively ensure the security of the network, and improve the operation economy of distribution network and the electricity consumption economy of users.

Key words: low-voltage distribution network; high proportion of residential photovoltaics; two-stage energy management; responsibility regulation; coordination and interaction

附录 A

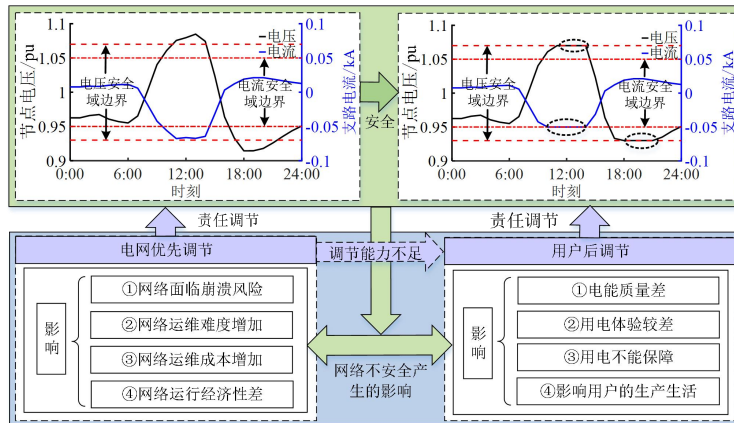


图 A1 调节权责

Fig.A1 Rights and responsibilities of adjustment

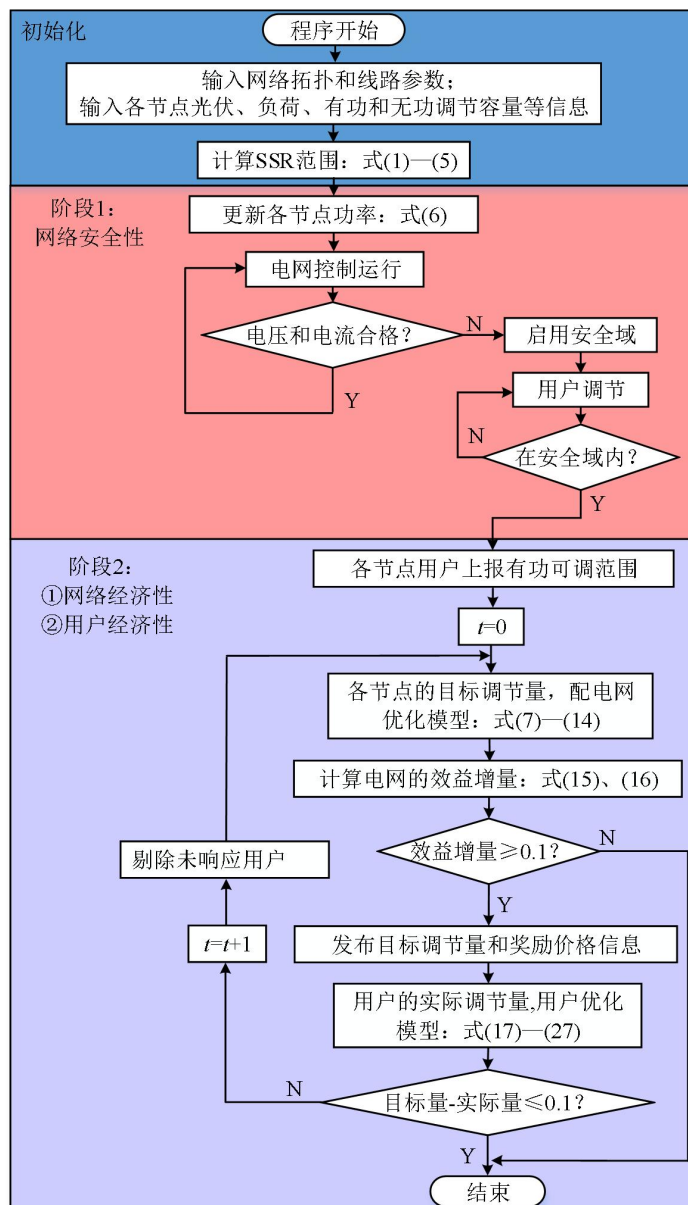


图 A2 两阶段模型求解流程图

Fig.A2 Flowchart of solving two-stage model

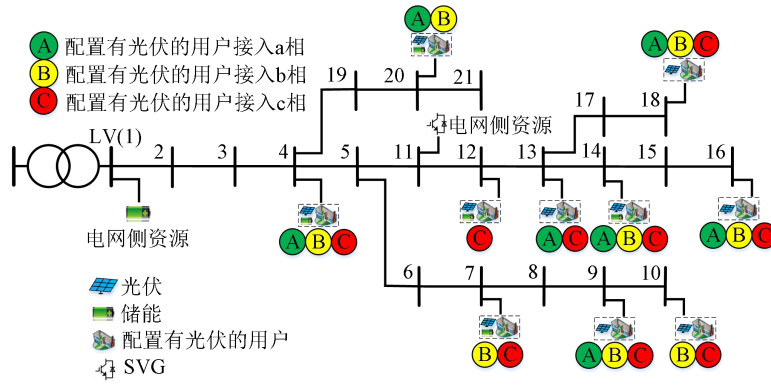


图 A3 网络拓扑结构

Fig.A3 Network topology

表 A1 单位长度的线路的阻抗参数

Table A1 Impedance parameters of unit length line

线路首端	阻抗/(Ω/km)			
	2_A	2_B	2_C	2_N
1_A	0.65000+j0.41200	0.00650+j0.00412	0.00650+j0.00412	0.00650+j0.00412
1_B	0.00650+j0.00412	0.65000+j0.41200	0.00650+j0.00412	0.00650+j0.00412
1_C	0.00650+j0.00412	0.00650+j0.00412	0.65000+j0.41200	0.00650+j0.00412
1_N	0.00650+j0.00412	0.00650+j0.00412	0.00650+j0.00412	0.65000+j0.41200

注：表头中为线路末端。

表 A2 21 节点低压配电网基准负荷信息

Table A2 Base load of 21-bus low-voltage distribution network

支路号	首节点	末节点	负荷基准值/Ω							
			P_a	Q_a	P_b	Q_b	P_c	Q_c	P_n	Q_n
1	0	1	2.0045	0.8018	0.9450	0.3780	1.6400	0.6560	0	0
2	1	2	1.7871	0.7148	2.3520	0.9408	1.4400	0.5760	0	0
3	2	3	1.5456	0.6182	1.3020	0.5208	1.7000	0.6800	0	0
4	3	4	1.3524	0.5410	1.7640	0.7056	2.3400	0.9360	0	0
5	4	5	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	4.6800	1.8720	0	0
6	5	6	3.2844	1.3138	4.0320	1.6128	2.9000	1.1600	0	0
7	6	7	0.0000	0.0000	2.5410	1.0164	2.9600	1.1840	0	0
8	7	8	0.0000	0.0000	2.5830	1.0332	3.1200	1.2480	0	0
9	8	9	2.9946	1.1978	1.4280	0.5712	1.7000	0.6800	0	0
10	4	10	2.1252	0.8501	2.1000	0.8400	2.4800	0.9920	0	0
11	10	11	0.0000	0.0000	2.3730	0.9492	3.0000	1.2000	0	0
12	11	12	2.0769	0.8308	1.4070	0.5628	1.9600	0.7840	0	0
13	12	13	1.8596	0.7438	0.7770	0.3108	3.3400	1.3360	0	0
14	13	14	0.0000	0.0000	2.1000	0.8400	1.7000	0.6800	0	0
15	14	15	3.4293	1.3717	2.2260	0.8904	0.0000	0.0000	0	0
16	12	16	1.2800	0.5120	2.0790	0.8316	1.5600	0.6240	0	0
17	16	17	0.0000	0.0000	1.1550	0.4620	0.9200	0.3680	0	0
18	3	18	0.0000	0.0000	3.6750	1.4700	3.1000	1.2400	0	0
19	18	19	1.8596	0.7438	3.0240	1.2096	3.9800	1.5920	0	0
20	19	20	3.2120	1.2848	2.0790	0.8316	2.8800	1.1520	0	0

表 A3 21 节点低压配电网分布式光伏额定功率和储能类型

Table A3 PV rated power and energy storage type of 21-bus low-voltage distribution network

相	接入节点编号的光伏额定发电功率/kW										接入节点编号的储能类型					
	4	7	9	10	12	13	14	16	18	20	4	7	12	13	14	20
A	4	—	6	—	—	4	5	6	5	6	ESS1	—	—	ESS1	ESS2	ESS2
B	4	5	6	4	—	—	5	6	5	6	ESS1	ESS2	ESS1	—	ESS2	ESS2
C	4	5	6	4	5	4	5	6	5	—	ESS1	ESS2	—	ESS1	ESS2	—

表 A4 分时电价

Table A4 Time of use pricing tariff

时段	购电价格/[元/(kW·h)]	售电价格/[元/(kW·h)]
峰时段(08:00—11:00, 18:00—23:00)	1.59	1.38
平时段(07:00—08:00, 11:00—18:00)	0.74	0.51
谷时段(00:00—07:00, 23:00—24:00)	0.53	0.32

表 A5 算例相关参数

Table A5 Related parameters in study case

参数类型	参数名称	参数内容
模型参数	节点电压允许范围	0.93~1.07p.u.
	节点参考电压	1p.u.
	支路电流允许范围	-100A~100A
电网侧的 ESS 参数	接入的节点编号	1
	接入的相线	a、b、c
	单相额定容量	30kW·h
	充/放电功率上限	5kW
电网侧的 SVG 参数	接入的节点编号	11
	接入的相线	a、b、c
	单相额定输出功率	100kvar
	单相额定容量	16kW·h
用户侧的 ESS1 参数	充/放电功率上限	4kW
	充/放电效率	92%
	单相额定容量	20kW·h
用户侧的 ESS2 参数	充/放电功率上限	5kW
	充/放电效率	95%
	储能的 SOC 参数	SOC 允许范围
节点用户的配置参数	“配置 I”的节点编号	1、2、3、5、6、8、11、15、17、19、21
	“配置 II”的节点编号	9、10、16、18
	“配置 III”的节点编号	4、7、12、13、14、20

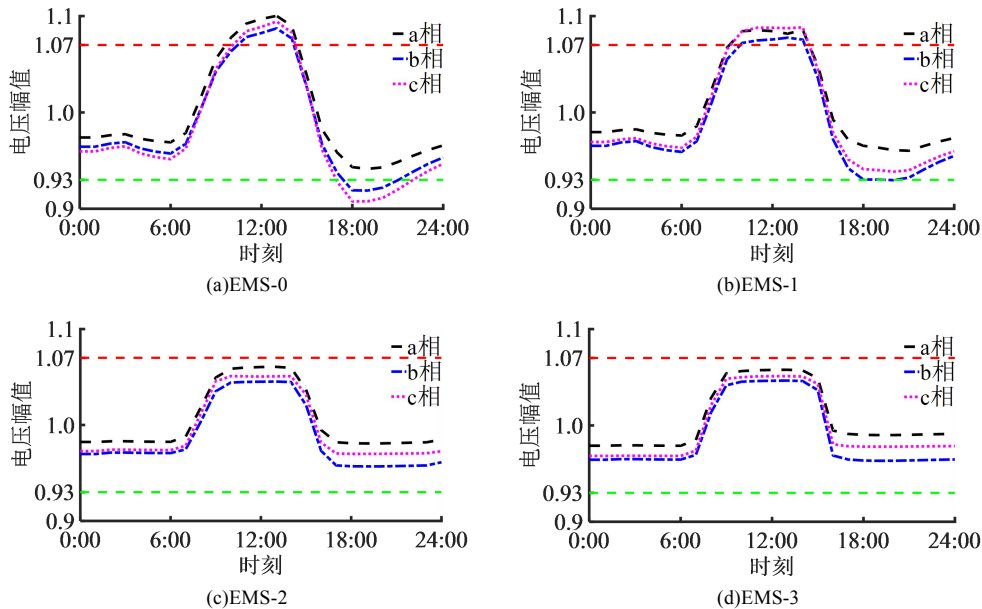


图 A4 16 节点电压幅值曲线

Fig.A4 Voltage amplitude curve of Bus 16