

# 考虑数据中心和分布式能源接入的配电网双层规划方法

沈玉明<sup>1</sup>, 斯辉<sup>2</sup>, 马浩天<sup>3</sup>, 徐衍会<sup>3</sup>, 胡俊杰<sup>3\*</sup>

1. 国网安徽省电力有限公司经济技术研究院, 安徽省 合肥市 230000;
2. 国网安徽省电力有限公司池州供电公司, 安徽省 池州市 247100;
3. 新能源电力系统国家重点实验室(华北电力大学), 北京市 昌平区 102206)

## A Bilevel Programming Model for Distribution Networks Considering Data Center and Distributed Energy Access

SHEN Yuming<sup>1</sup>, SI Hui<sup>2</sup>, MA Haotian<sup>3</sup>, XU Yanhui<sup>3</sup>, HU Junjie<sup>3\*</sup>

1. Economic and Technological Research Institute of State Grid Anhui Electric Power Co., Ltd., Hefei 230000, Anhui Province, China;
2. Chizhou Power Supply Company of State Grid Anhui Electric Power Co., Ltd., Chizhou 247100, Anhui Province, China;
3. State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources (North China Electric Power University), Changping District, Beijing 102206, China)

**Abstract:** In the context of the big data era, the growth of society's demand for data processing leads to the growing load of data centers in the grid, which will create a large burden on the distribution grid operation if connected to the grid as the original load of data centers. The batch processing load of the data center and the equipped energy storage equipment determine that it can be connected to the grid as a flexible load to participate in demand response. By selecting a distribution grid containing data centers, conventional loads, and PV units as the object of study, a distribution grid planning model considering the operational flexibility of data centers and distributed PV access is developed using a two-tier planning approach. The upper model aims to minimize the planning and operation costs of the distribution grid system by planning the distribution grid lines and the capacity of PV units and gas turbines within them, and the lower model is aimed at minimizing the planning and operation cost of the data center operators, and the capacity of data center energy storage equipment is allocated while considering the demand response characteristics of data centers. Finally, an IEEE 33-node distribution grid system is used as an example to validate the proposed planning model, which shows that the proposed planning model utilizes the flexibility of the data center itself within the distribution grid while reducing the planning and

operation costs of both the distribution grid system and the data center.

**Keywords:** distribution network planning; demand response; data center; new energy consumption; bilevel planning

**摘要:** 在大数据时代背景下, 社会对数据处理需求的增加导致电网中数据中心的负荷不断增长, 若按数据中心原始负荷接入电网, 会对配电网运行产生较大的负担。而数据中心的批处理负载与配备的储能设备决定了其可以作为灵活性负荷接入电网参与需求响应。通过选取包含数据中心、常规负荷与光伏机组的配电网作为研究对象, 采用双层规划方法建立了考虑数据中心运行灵活性和分布式光伏接入的配电网规划模型, 上层模型以最小化配电网系统的规划与运行成本为目标, 对配电网线路以及其内部的光伏机组与燃气轮机容量进行规划, 下层模型以最小化数据中心运营商的规划与运行成本为目标, 在考虑数据中心需求响应特性的同时对数据中心的储能设备进行容量配置。最后以IEEE-33节点配电网系统为例进行验证, 算例表明所提规划模型利用了配电网内数据中心自身的灵活性, 同时降低了配电网系统与数据中心的规划成本与运行成本。

**关键词:** 配电网规划; 需求响应; 数据中心; 新能源消纳; 双层规划

基金项目: 国网安徽经研院科技项目 (B31209210001); 国家自然科学基金面上项目 (51877078)。

Science and Technology Foundation of Anhui Economic Research Institute of SGCC (B31209210001); National Natural Science Foundation of China (51877078).

## 0 引言

随着计算机与互联网技术的不断革新升级, 用户对数据的需求不断增加, 大量的数据处理需求使得数

据中心电力负荷逐年升高<sup>[1]</sup>。数据中心数量以及用电负荷的增加, 将会引起配电网变压器过载、电压降低等问题, 势必需要对配电网进行升级改造。若按数据中心额定负荷需求进行电网规划, 则会带来一定的资源浪费与环保问题。数据中心中部分任务具有可延迟特性, 其负荷具有一定的调度潜能<sup>[2]</sup>, 且为保证安全运行, 数据中心通常配备了相应容量的储能设备。与此同时, 分布式电源 (distributed generation, DG) 在配电网大量接入, 在配电网规划中考虑数据中心运行时的灵活性, 以及考虑数据中心和多种DG的协同运行方案<sup>[3]</sup>, 对于减少配电网与数据中心的配电网规划综合投资具有重要意义。

目前, 国内外对于含需求响应资源的配电网研究侧重于先从需求侧资源负荷特性分析出发<sup>[4]</sup>, 文献[5]考虑了需求响应资源具有不确定性时的灵活性的量化问题, 文献[6]中考虑了需求侧资源运行时相关的储能配置, 而数据中心作为近些年来新兴的可参与需求响应的负荷, 在电网规划中考虑数据中心对新能源的利用是现在含数据中心配电网的主要研究方向<sup>[7-8]</sup>。文献[9-10]研究了需求侧数据中心对于可再生能源多能互补发电系统的联合调度优化问题, 文献[11]提出利用虚拟机技术将数据中心负荷转移到DG附近, 同时考虑了DG的供电和数据中心用电成本的降低。在考虑需求响应的配电网规划方面, 文献[12]建立了含DG与电动汽车充电站的配电网多目标协调规划模型, 文献[13]建立了考虑需求响应和DG的协调规划模型, 文献[14]综合考虑需求响应和网络重构建立了3层DG规划模型。综上, 现有文献中关于包含分布式可再生能源与数据中心的配电网规划的研究工作仍然十分有限。

基于上述文献的研究基础, 本文从电网公司与数据中心运营商2个利益主体出发, 实现二者在规划时的有机协调, 达到双方利益共赢的目的。通过采集历史运行数据并依据季节进行分类得到4种典型负荷与光伏出力曲线, 并通过蒙特卡洛方法得到系统运行的对应典型场景集, 在各场景中以光伏、数据中心、电网常规负荷以及燃气轮机的运行模拟为框架, 构建包含配电网与数据中心的二层规划模型, 其中上层模型最小化配电网系统的规划与运行成本, 对配电网线路以及其内部的储能、光伏机组与燃气轮机的容量进行规划, 下层模型则最小化数据中心运营商的规划与运行成本, 对数据中心日内运行方案与储能配置方案进行优化规划。最后, 采用改进的IEEE-33节点系统为算例分析模型的可行性与有效性。

## 1 配电网规划分析

### 1.1 情景描述

配电网中负荷包含常规负荷与数据中心负荷2项, 其中常规负荷包含工业负荷、居民负荷、商业负荷, 数据中心负荷包括工作时需要的制冷负荷和计算负荷。在规划过程中, 随着规划年份的推进, 由于系统的常规电力负荷与数据需求所带来的数据中心负荷的增加, 需要投入新的线路并对已有的电网设备进行扩建。同时考虑到数据中心对供电可靠性的需求, 将配电网与上级电网连接的变压器所在变电站间隔处引出一条专线为数据中心供电<sup>[15]</sup>, 此专线包含的负荷仅有数据中心负荷, 并为数据中心配备不间断电源 (uninterruptible power supply, UPS) 进行供电, 但针对UPS在电力系统中容量的规划尚未有合适的论文及方法, 且通常仅将固定容量的UPS作为供电系统的一部分接入数据中心<sup>[16]</sup>。因此, 包含数据中心的配电网规划问题可描述为: 在已知光伏机组、燃气轮机与数据中心所在节点的情况下, 计算配电网光伏机组、燃气轮机、线路扩建与数据中心储能设备的最优建设与扩建方案。

### 1.2 电网负荷模型

电力系统中存在的负荷种类的不同会使得系统规划计算的结果也有所不同。系统中不同类型负荷的潮流模型特性、时序特性均存在差异<sup>[17]</sup>。考虑到实际电力系统中负荷的种类, 本文在模型中选取传统的居民、商业、工业与数据中心4类典型负荷。

#### 1.2.1 数据中心负荷计算模型

##### 1) 数据中心工作负载模型。

一般来说, 数据中心待处理的负荷可以分为2类: 不可延迟任务和可延迟任务<sup>[18]</sup>。不可延迟任务包含即时信息计算和语音服务等, 可延迟服务则包括数据备份、系统更新等<sup>[19]</sup>。可延迟服务的处理可在接受任务的时刻与给定的截止时刻之间完成, 其时延性赋予了数据中心需求响应特性。在电价较高或服务器使用率过高时, 数据中心可以将可延迟服务对应的负荷实现时间上的转移。对于任意时刻的数据中心, 该时刻其待处理的负荷表达式为

$$d_t = \sum_{i=1}^{N_t} a_i + \sum_{i=1}^{N_t} b_{i,n}^d, \forall n \in Q \quad (1)$$

式中:  $d_t$ 为 $t$ 时刻数据中心需要处理的总负荷;  $a_i$ 为该时刻处理的不可延迟服务;  $b_{i,n}^d$ 为该时刻处理的可延迟

服务； $Q$ 为可延迟服务的集合。

对于 $b_{t,n}^d$ 的处理，需要得到数据中心可延迟的数据处理负荷相关信息，如每个数据处理请求的可延迟时间上限、处理时间等，在给定规划场景的数据中心典型日数据时，可计算得到日内可延迟服务的总和，即

$$B^d = \sum_{t=1}^{N_t} \sum_{n \in Q} b_{t,n}^d \quad (2)$$

对于数据中心接收到的可延迟服务，从接收时刻起，数据中心便根据其要求的处理时限与自身服务器限制安排运算计划，对于每一个可延迟服务，均应满足计算队列约束：

$$Q_n^{t+1} = Q_n^t - b_{t,n}^d + b_{t+1,n}, \forall n \in Q \quad (3)$$

$$Q_n^t \geq 0 \quad (4)$$

$$Q_n^{\text{start}} = Q_n^{\text{end}+1} = 0, \forall n \in Q \quad (5)$$

式中： $Q_n^t$ 为待处理可延迟服务的服务器工作队列长度；式(4)保证了队列长度非负；式(5)表示对于任何一个典型日内的待处理队列，保证该典型日的初始时刻与结束时刻数据中心的待处理任务量均为0。

## 2) 数据中心电力负载模型。

数据中心的负荷主要由制冷负荷与数据处理负荷构成，其中数据处理负荷可以表达为服务器CPU使用率的函数，而制冷负荷可以表达为数据处理负荷的函数<sup>[20]</sup>。数据处理负荷的表达式为

$$P_t(s_t) = P_{\max} \left[ (1-\eta)(s_t)^\nu + \eta \right], \quad \eta, s_t \in [0,1] \quad (6)$$

$$s_t = \frac{d_t}{D_t} \quad (7)$$

式中： $P_t(s_t)$ 为数据中心的功率函数，大小由服务器的CPU利用率 $s_t$ 决定，当无任务需要处理时，该值为0，当CPU以最大功率运转时，该值为1； $D_t$ 为服务器的CPU总容量； $\nu$ 为服务器运行参数，实际运行中可取2； $\eta$ 为服务器功率最小值 $P_{\min}$ 与最大值 $P_{\max}$ 的比值，该参数保证了在 $s_t=0$ 时， $P_t(s_t)$ 为 $P_{\min}$ ，在 $s_t=1$ 时， $P_t(s_t)$ 为 $P_{\max}$ 。

数据中心的冷却系统通常是以2种模式运行：空气冷却与低温水冷却<sup>[21]</sup>。空气冷却主要使用鼓风机将外界冷空气引入数据中心以降低数据中心的运行温度，其功率可表达为数据中心功率的函数：

$$P_{\text{cwi},t} = k_{\text{cwi}} (P_t)^3 \quad (8)$$

式中： $P_{\text{cwi},t}$ 为 $t$ 时刻数据中心空气冷却装置所消耗的电能； $k_{\text{cwi}}$ 为空气冷却装置功耗参数。

低温水冷却使用较低温度的水来为数据中心的服务器进行降温，其功耗来自于冷却器的运行，函数表达式近似为数据中心功率的一次函数：

$$P_{\text{cwa},t} = k_{\text{cwa}} P_t \quad (9)$$

式中： $P_{\text{cwa},t}$ 为 $t$ 时刻数据中心低温水冷却装置所消耗的电能； $k_{\text{cwa}}$ 为低温水冷却装置功耗参数。

由于2种冷却方式的能耗函数均为单调函数且增长率存在差异，即制冷效率存在差异，因此在实际运行中存在一个风冷与水冷选择的最优功率值 $P_0$ ，即在数据中心功率达到该值时，风冷和水冷的制冷效率相同，而在数据中心功率到达该值之前，采用风冷较为经济，到达该值之后，超过部分采用水冷更加经济，该关系可以表达为

$$P_c = \begin{cases} k_{\text{cwi}} (P_t)^3, & P_t \leq P_0 \\ k_{\text{cwi}} (P_0)^3 + k_{\text{cwa}} (P_t - P_0), & P_t > P_0 \end{cases} \quad (10)$$

由于数据中心对电能质量要求较高，在连接有数据中心的节点通常配置有无功补偿装置以保证电压的稳定，因此其负荷可表示为制冷负荷与数据处理负荷之和<sup>[22]</sup>，即

$$P_{\text{DC}} = P_t + P_c \quad (11)$$

数据中心中储能设备在运行时需要满足充放电功率约束与SOC约束，可表示为

$$0 \leq P_{S,t}^{\text{dis}} \leq P_S^{\text{max}} \quad (12)$$

$$0 \leq P_{S,t}^{\text{ch}} \leq P_S^{\text{max}} \quad (13)$$

$$\eta \sum_{t=1}^{N_t} [P_{S,t}^{\text{ch}} \Delta t] = \frac{1}{\eta} \sum_{t=1}^{N_t} [P_{S,t}^{\text{dis}} \Delta t] \quad (14)$$

$$E_S^{\min} \leq E_{S,t} + \eta \sum_{t'=1}^t [P_{S,t'}^{\text{ch}} \Delta t] - \frac{1}{\eta} \sum_{t'=1}^t [P_{S,t'}^{\text{dis}} \Delta t] \leq E_S^{\max} \quad (15)$$

式中： $P_{S,t}^{\text{ch}}$ 与 $P_{S,t}^{\text{dis}}$ 分别为储能设施的最大放电与充电功率； $P_S^{\text{max}}$ 为储能设施的最大充放电功率，该值由储能装置的安装容量决定； $E_S^{\min}$ 与 $E_S^{\max}$ 分别为储能设施的最小电量与最大电量约束，本文分别取为0与储能设备的安装容量。式(14)使得储能设施在每个调节周期始末电量平衡，保证了其参与电网调节的循环性；式(15)为储能设施的电能约束，防止储能设施在任意时刻的电能越限。

## 1.2.2 常规负荷潮流计算模型

由文献[23]可知，常见的负荷模型包括恒阻抗模型、恒功率模型与恒电流模型，不同的负荷模型对应不同的静态电压幂函数表达式。居民、工业、商业3种负荷不参与系统的需求响应，但会受到节点电压影响，其等效负荷模型如下：

$$\begin{cases} P^{\text{load}} = P_0^{\text{load}} \left( \frac{V}{V_0} \right)^\alpha \\ Q^{\text{load}} = Q_0^{\text{load}} \left( \frac{V}{V_0} \right)^\beta \end{cases} \quad (16)$$

式中:  $P_0^{\text{load}}$  和  $Q_0^{\text{load}}$  分别为节点的电压为额定值时节点的有功功率与无功功率;  $\alpha$  和  $\beta$  分别为节点负荷的有功与无功电压特征系数。3种常规负荷在不同季节的电压特征系数取值如表1所示。

表1 不同季节负荷电压特征系数

Table 1 Coefficients of load voltage in different seasons

季节	居民负荷		工业负荷		商业负荷	
	$\alpha$	$\beta$	$\alpha$	$\beta$	$\alpha$	$\beta$
春季	1.20	4.38	0.18	6.00	1.25	3.35
夏季	0.72	2.96	0.18	6.00	1.25	3.50
秋季	0.98	3.52	0.18	6.00	0.99	3.95
冬季	1.04	4.19	0.18	6.00	1.50	3.15

### 1.3 电网DG模型

#### 1.3.1 光伏机组出力模型

由于太阳能具有随机性, 在电力系统运行过程中, 预测光伏发电的中长期出力始终是一个困难的问题<sup>[24]</sup>。同一地区的光照强度在不同季度的分布差异很大, 在规划阶段, 为了更好描述光伏机组的出力, 可将光伏出力按照不同季节的时序特性进行描述<sup>[25]</sup>。此时需要根据历史气象信息资料得到该地区不同季节的日照强度, 由日照强度的变化推算出对应光伏的出力时序曲线, 如图1所示。

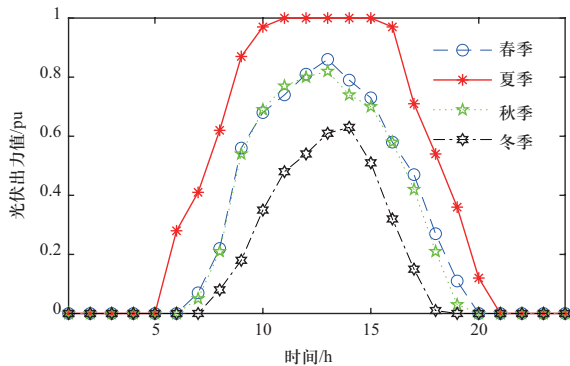


图1 光伏出力时序值

Fig. 1 Time series of PV's output

此外, 光伏机组接入电网时, 其自身可以保持输出功率因数为1, 即在计算潮流时, 可以将光伏机组仅作为有功电源加以考虑, 其出力具体功率值将由对应节点的光伏机组实际装机容量决定。

#### 1.3.2 燃气轮机模型

燃气轮机在运行中受到爬坡约束与功率约束:

$$P_G^{\min} \leq P_{G,t} \leq P_G^{\max} \quad (17)$$

$$-R_G \leq P_{G,t} - P_{G,t-1} \leq R_G \quad (18)$$

式中:  $P_G^{\max}$ 、 $P_G^{\min}$  分别为燃气轮机输出的功率上限与下限,  $P_G^{\max}$  由燃气轮机的额定功率限制, 而  $P_G^{\min}$  受燃气轮机的最小负载率限制;  $R_G$  为微型汽轮机的爬坡速率。

## 2 考虑光伏与数据中心接入的电网双层场景规划模型

### 2.1 上层模型

上层模型中采用规划的综合经济性进行评价, 可以表达为各场景中规划总成本的等年值最小, 即

$$\min f_1 = \min(C_{1,\text{grid}} + C_{2,\text{grid}}) \quad (19)$$

式中:  $C_{1,\text{grid}}$  为投资成本;  $C_{2,\text{grid}}$  为运行成本。

#### 1) 系统投资成本。

该成本考虑电网在系统潮流增加时, 计划投入建设的线路成本, 即

$$C_{1,\text{grid}} = \mu(C_{\text{line}} + C_{\text{PV}} + C_G) \quad (20)$$

$$\mu = \frac{m(1+m)^A}{(1+m)^A - 1} \quad (21)$$

$$C_{\text{line}} = c_{\text{line}} \sum_{i \in V} x_i L_{\text{line},i} \quad (22)$$

$$C_{\text{PV}} = c_{\text{pv}} P_{\text{pv},0} \quad (23)$$

$$C_G = c_G P_{G,0} \quad (24)$$

式中:  $\mu$  为年度等效系数;  $m$  为贴现率;  $A$  为设备寿命;  $C_{\text{line},i}$  为新铺设线路的成本;  $c_{\text{line}}$  为铺设线路的单位成本, 其值由线路的容量决定;  $V$  为新建线路的集合;  $x_i$  为铺设线路的决策变量;  $L_{\text{line}}$  为新铺设线路长度;  $c_{\text{pv}}$  为光伏机组单位容量成本;  $P_{\text{pv},0}$  为光伏机组安装容量;  $c_G$  为燃气轮机单位容量成本;  $P_{G,0}$  为燃气轮机安装容量。

#### 2) 系统运行成本。

运行成本  $C_{2,\text{grid}}$  取典型场景集日内网损成本、购电成本、需求响应电量成本以及光伏发电未消纳惩罚成本四部分之和<sup>[26]</sup>:

$$C_{2,\text{grid}} = C_{\text{loss},s} + C_{\text{buy},s} + C_{\text{cur},s} + C_{G,s} \quad (25)$$

$$C_{\text{loss},s} = \sum_{t=1}^{N_t} c_{\text{loss},t} P_{\text{loss},t,s} \quad (26)$$

$$C_{\text{buy},s} = \sum_{t=1}^{N_t} c_{\text{buy},t} P_{\text{buy},t,s} \quad (27)$$

$$C_{\text{cur},s} = \sum_{t=1}^{N_t} \sum_{i \in P_V} c_{\text{cur},t,i} P_{\text{cur},t,s,i} \quad (28)$$

$$C_{G,s} = \sum_{t=1}^{N_t} \sum_{i \in G} c_{g,t,i} P_{G,t,s,i} \quad (29)$$

式中:  $N_t$  为日内时段数, 取24;  $t$  为日内时段编号;

$s$ 为场景集编号； $i$ 为节点编号； $C_{\text{loss},s}$ 、 $C_{\text{buy},s}$ 、 $C_{\text{cur},s}$ 、 $C_{G,s}$ 分别为场景集 $s$ 中系统的网损成本、购电成本、光伏发电未消纳惩罚成本与燃气轮机运行成本；设置光伏发电未消纳惩罚成本的目的是保证光伏发电就地消纳的最大化； $P_{\text{loss},t,s}$ 、 $P_{\text{buy},t,s}$ 、 $P_{\text{cur},t,s,i}$ 、 $P_{G,t,s,i}$ 分别为场景集 $s$ 中 $t$ 时刻系统的网损量、购电电量、光伏发电未消纳量与燃气轮机有功出力； $c_{\text{loss},t}$ 、 $c_{\text{buy},t}$ 、 $c_{\text{cur},t,i}$ 、 $c_{g,t,i}$ 分别为单位网损成本、购电电价、光伏未消纳惩罚价格、燃气轮机燃料成本； $P_V$ 为光伏建设节点集合。基于配电网相关模型，可以得到上层模型的约束条件为

$$U_{\min,i} \leq U_{t,s,i} \leq U_{\max,i} \quad (30)$$

$$S_{t,s,ij} \leq S_{\max,ij} \left( N_{ij} + \sum_{i \in I'} x_i \right) \quad (31)$$

$$I_{\min,ji} \leq I_{t,s,ji} \leq I_{\max,ji} \quad (32)$$

$$P_{\text{load},t,s,i} + P_{\text{PV},t,s,i} + P_{G,t,s,i} + P_{\text{buy},t,s,i} = G_i U_{t,s,i}^2 + \sum_{j \in \delta(i)} P_{t,s,ij} - \sum_{k \in \pi(i)} (P_{t,s,ki} - I_{t,s,ki}^2 r_{ji}) \quad (33)$$

$$Q_{\text{load},t,s,i} = B_i U_{t,s,i}^2 + \sum_{j \in \delta(i)} Q_{t,s,ij} - \sum_{k \in \pi(i)} (Q_{t,s,ki} - I_{t,s,ki}^2 x_{ji}) \quad (34)$$

$$U_{t,s,j}^2 = U_{t,s,i}^2 - 2(P_{t,s,ij} r_{ji} + Q_{t,s,ij} x_{ji}) + I_{t,s,ji}^2 (r_{ji}^2 + x_{ji}^2) \quad (35)$$

$$P_{\text{loss},t,i,j} = \frac{P_{t,i,j}^2 + Q_{t,i,j}^2}{U_{t,i}^2} r_{ji} = I_{t,s,ji}^2 r_{ji} \quad (36)$$

$$0 \leq P_{\text{PV},t,i} \leq P_{\text{PV}0,t,i} \quad (37)$$

$$0 \leq P_{G,t,s,i} \leq P_{G,0} \quad (38)$$

$$\begin{cases} P_{t,i,j} \geq 0 \\ Q_{t,i,j} \geq 0 \end{cases}, \quad \forall i > j \quad (39)$$

$$P_{\text{cur},t,i} = P_{\text{PV}0,t,i} - P_{\text{PV},t,i} \quad (40)$$

$$P_{\text{load},t,s,i} = P_{\text{load}0,t,s,i} + P_{\text{DC},t,s,i} \quad (41)$$

式中： $U_{t,s,i}$ 为场景集 $s$ 中 $t$ 时刻节点 $i$ 的电压幅值； $U_{\max,i}$ 与 $U_{\min,i}$ 为节点 $i$ 电压幅值的上限与下限值； $S_{t,s,ij}$ 为场景集 $s$ 中 $t$ 时刻节点 $i,j$ 之间支路上的功率； $N_{ij}$ 为节点 $i,j$ 之间原始铺设线路条数； $S_{\max,ij}$ 为节点 $i,j$ 之间支路上的传输功率极限值； $I_{t,s,ji}$ 为场景集 $s$ 中 $t$ 时刻节点 $i,j$ 之间支路上的电流； $I_{\max,ji}$ 与 $I_{\min,ji}$ 为节点 $i$ 电流幅值的上限值与下限值； $P_{\text{PV},t,s,i}$ 、 $P_{\text{buy},t,s,i}$ 、 $P_{\text{load},t,s,i}$ 分别是在场景集 $s$ 中 $t$ 时刻节点 $i$ 的光伏有功注入量、有功购电量、有功负荷； $Q_{\text{load},t,s,i}$ 是在场景集 $s$ 中 $t$ 时刻节点 $i$ 的无功负荷； $r_{ji}$ 和 $x_{ji}$ 分别是连接节点 $i,j$ 线路的电阻与电抗； $G_{ij}$ 和 $B_{ij}$ 分别是连接节点 $i,j$ 线路的电导与电纳； $P_{\text{loss},t,i,j}$ 为节点 $i,j$ 之间支路上的有功功率损耗； $P_{\text{PV}0,t,i}$ 为 $t$ 时刻 $i$ 节点的光伏并网容量； $P_{\text{PV},t,i}$ 为 $t$ 时刻 $i$ 节点的光伏实际出力； $P_{\text{load}0,t,s,i}$ 为

该节点常规负荷值； $P_{\text{DC},t,s,i}$ 为该节点数据中心有功负荷值。考虑到模型的约束中存在非线性约束问题，因此令 $\tilde{U}_{t,s,i} = U_{t,s,i}^2$ 及 $\tilde{I}_{t,s,ij} = I_{t,s,ij}^2$ ，对模型进行二阶锥松弛转化，即松弛后的静态最优潮流形式：

$$U_{\min,i}^2 \leq \tilde{U}_{t,s,i} \leq U_{\max,i}^2 \quad (42)$$

$$I_{\min,ji}^2 \leq \tilde{I}_{t,s,ij} \leq I_{\max,ji}^2 \quad (43)$$

$$P_{\text{load},t,s,i} + P_{\text{PV},t,s,i} + P_{\text{buy},t,s,i} = G_i \tilde{U}_{t,s,i} + \sum_{j \in \delta(i)} P_{t,s,ij} - \sum_{k \in \pi(i)} (P_{t,s,ki} - \tilde{I}_{t,s,ki} r_{ji}) \quad (44)$$

$$Q_{\text{load},t,s,i} = B_i \tilde{U}_{t,s,i} + \sum_{j \in \delta(i)} Q_{t,s,ij} - \sum_{k \in \pi(i)} (Q_{t,s,ki} - \tilde{I}_{t,s,ki} x_{ji}) \quad (45)$$

$$\tilde{U}_{t,s,j} = \tilde{U}_{t,s,i} - 2(P_{t,s,ij} r_{ji} + Q_{t,s,ij} x_{ji}) + \tilde{I}_{t,s,ji} (r_{ji}^2 + x_{ji}^2) \quad (46)$$

$$\left\| \begin{array}{c} 2P_{t,s,ij} \\ 2Q_{t,s,ij} \\ \tilde{I}_{t,s,ij} - \tilde{U}_{t,s,j} \end{array} \right\|_2 \leq \tilde{I}_{t,s,ij} + \tilde{U}_{t,s,j} \quad (47)$$

## 2.2 下层模型

上层模型计算得出了配电网的规划与运行方案，将规划方案代入下层模型并对数据中心的规划与运行方案进行求解。下层模型考虑到了数据中心的建设规划与运行，将各场景下规划与运行总成本最小作为目标函数，即

$$\min f_2 = \min (C_{1,\text{DC}} + C_{2,\text{DC}}) \quad (48)$$

式中： $C_{1,\text{DC}}$ 为数据中心的规划成本； $C_{2,\text{DC}}$ 为数据中心的运行成本。

1) 系统投资成本。

$$C_{1,\text{DC}} = \mu C_{\text{ess}} \quad (49)$$

$$C_{\text{ess}} = c_{\text{ess}} E_S^{\max} \quad (50)$$

式中： $C_{\text{ess}}$ 为数据中心内部储能设备成本； $E_S^{\max}$ 为储能设备容量。

2) 系统运行成本。

$$C_{2,\text{DC}} = \sum_{t=1}^{N_t} c_{\text{buy},t} P_{\text{DCbuy},t,s} \quad (51)$$

式中： $P_{\text{DCbuy},t,s}$ 为数据中心购电量。

数据中心运行对应的约束条件为

式(1) — (15)，

$$P_{\text{DC},t,s,i} + P_{S,t,s,i}^{\text{ch}} = P_{S,t,s,i}^{\text{dis}} + P_{\text{DCbuy},t,s,i} \quad (52)$$

数据中心配备的UPS为数据中心提供了灵活性，运行成本计入数据中心的购电费用，当数据中心与其相连接的UPS出现电能缺失时，由式(52)可知，数据中心需要购入更多的电能。

### 2.3 模型求解

本文规划的框架如图2所示。模型的上层为配电网决策层, 负责决策电网中线路与各DG设备的建设以保证模型整体规划与运行的经济性, 建设的计划将传递到下层模型中; 模型的下层为数据中心决策层, 在线路结构与DG设备容量确定的情况下, 计算数据中心的储能最优配置容量与最优运行方式, 将数据中心的负荷曲线以常数形式传递到上层模型中, 并进行下一次优化, 直到模型迭代计算出最优结果。其中每个运行的场景集包含以对应季节典型曲线通过蒙特卡洛模拟生成的100个场景, 最后系统的综合规划成本为所有场景对应成本的平均值。

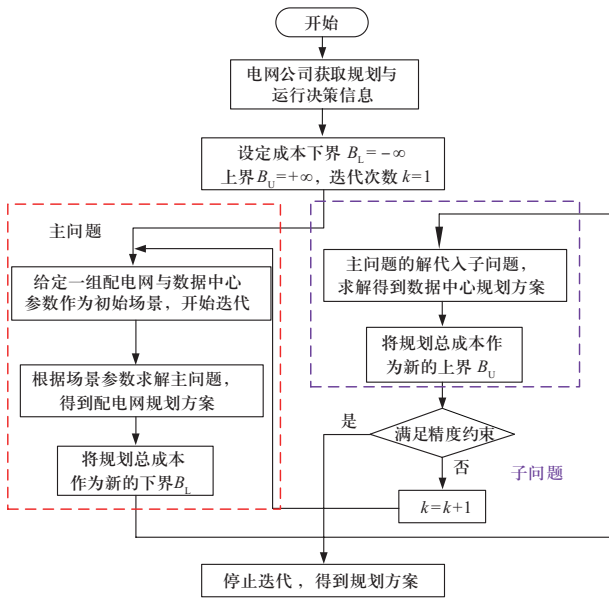


图2 双层规划框架

Fig. 2 Framework of bilevel programming

## 3 算例分析

### 3.1 测试系统和基础数据

本文以包含居民、商业、工业与数据中心4种负荷的IEEE-33节点配电网系统为例展开分析研究以验证文中所提模型的有效性。各节点的类型分布如表2所示, 其中数据中心负荷以专线的形式接入节点1并视为节点1的负荷。

在本文算例中, 数据中心的数据处理需求逐年增长。光伏接入节点包含节点4、10、11、20、25、29。经对年历史数据的统计与整合处理, 得到各负荷的典型季度负荷标幺值曲线如图3—图6所示。

表2 配电网节点分类

Table 2 Classification of distribution network nodes

负荷分类	负荷所在节点
居民负荷	2, 3, 5, 6, 9, 10, 11, 12, 13, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 26, 27, 31, 32, 33
商业负荷	24, 25
工业负荷	4, 7, 8, 14, 28, 29, 30
数据中心负荷	1

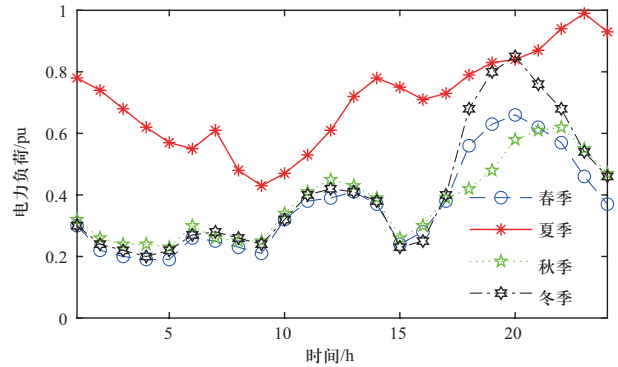


图3 居民负荷时序值

Fig. 3 Time series of residential load's value

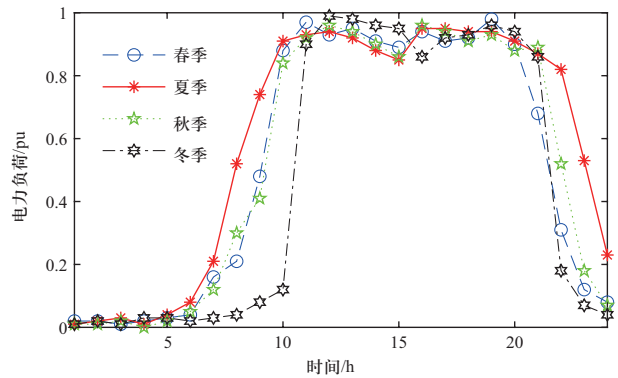


图4 商业负荷时序值

Fig. 4 Time series of commercial load's value

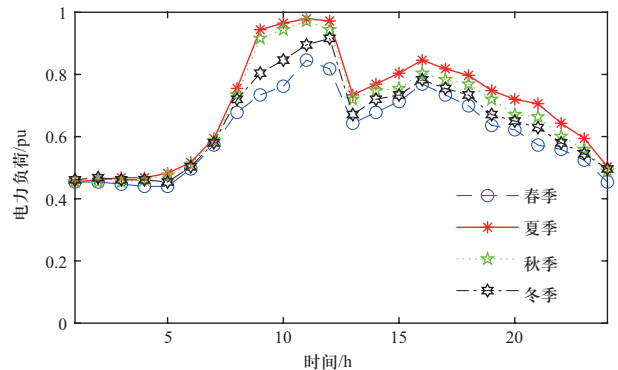


图5 工业负荷时序值

Fig. 5 Time series of industrial load's value

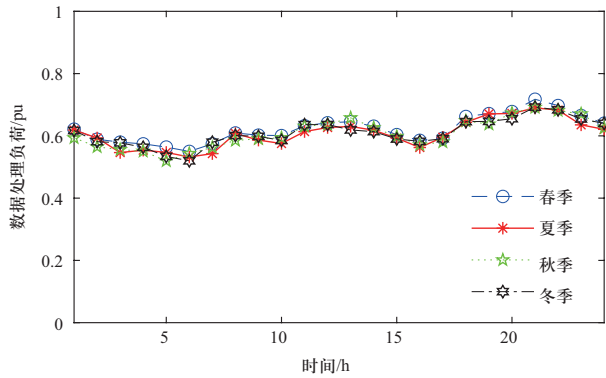


图6 数据处理负荷时序值

Fig. 6 Time series of data processing's value

通过式(1)~(11)的计算,得到不考虑可转移负荷的数据中心电力负荷时序值如图7所示。

可以看出,同一种负荷的峰谷趋势大致相同,但不同季节对应的时序特性则存在一定差异,以夏季居民负荷为例,由于空调制冷负荷需求的增加,其季节负荷明显高于其他季节的对应负荷。商业负荷与工业负荷的差异并不显著。

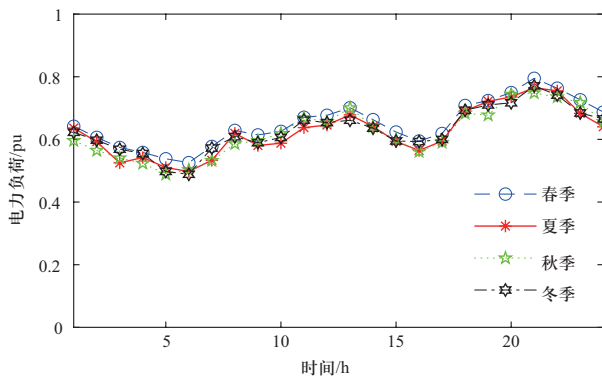


图7 数据中心电力负荷时序值

Fig. 7 Time series of data center electric load's value

### 3.2 算例结果分析

本文中,空气冷却装置功耗参数为0.18,低温水冷却装置功耗参数为0.12;贴现率为0.06,设备寿命为10 a,规划时长为10 a;光伏机组单位容量成本为3000元/kW,燃气轮机单位容量成本为1650元/kW;数据中心数据处理需求年增长率为8%,电网内其他负荷年增长率为5%,资本回收率为6%;配电网额定电压为12.66 kV,电压允许波动范围为额定电压的±5%;铺设线路的单位成本15万元/km;单位网损成本系数与购电电价均为0.52元/kW;光伏未消纳惩罚为0.8元/kW。程序在Matlab R2018a环境下,基于

Gurobi求解器进行求解,系统硬件环境为i5 9400 F CPU@2.9 GHz,16 GB内存。

本文通过采用2种方案对电网进行仿真计算以完成对比分析。方案1为采用数据中心需求响应的运行方案,即本文所提模型,方案2为不采用需求响应的运行方案,即配电网全部负荷节点按照各自原始负荷进行运行规划。2种方案的配电网与数据中心设备规划容量扩建需求对比如表3所示,而2种方案规划的经济性结果如表4所示。

表3 规划方案的设备扩建容量比较

Table 3 Comparison of equipment enlarging capacity of planning schemes

规划结果	方案1	方案2
$P_{pv,0}/kW$	82.31	83.61
$P_{G,0}/kW$	57.12	59.83
$E_S^{\max}/kW$	71.78	75.81
扩建线路	1-2, 1-18, 23-24	1-2, 1-18, 23-24, 25-26

表4 规划方案的经济性结果比较

Table 4 Comparison of economic results of planning schemes

规划结果	方案1	方案2
$f_1/万元$	763.04	775.98
$C_{1,grid}/万元$	70.68	78.79
$C_{2,grid}/万元$	692.36	697.19
$f_2/万元$	98.28	108.11
$C_{1,DC}/万元$	11.13	11.75
$C_{2,DC}/万元$	87.15	95.46

由表4结果可以看出,在考虑需求响应的方案1规划结果中,规划与运行的总成本均低于不考虑需求响应的方案2。这是因为考虑数据中心负荷运行时的需求响应可以将数据中心的可变负荷由光伏出力较少的夜晚转移至白天以提高配电网中的光伏出力消纳率,减少电网中的功率流动,从而减小网损成本;而由于光伏出力消纳量的提高,系统的购电成本与弃光惩罚也相应降低。求解过程的收敛曲线如图8所示。

可以看出,所提方案可以较快收敛,证明了模型的可行性。其中具体的数据中心负荷转移情况如图9与图10所示。

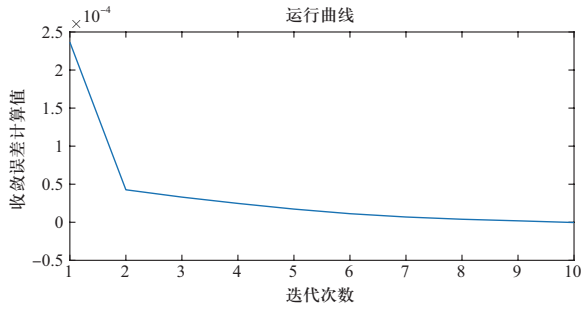


图8 求解过程收敛曲线

Fig. 8 Convergence curve of the solving process

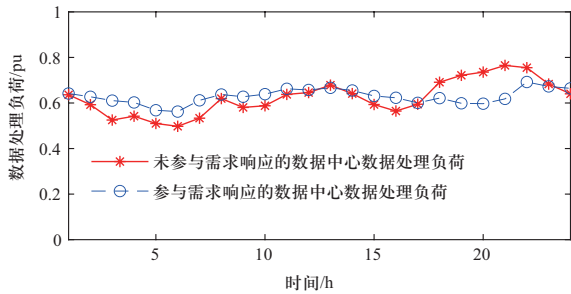


图9 节点1数据中心参与需求响应前后数据处理负荷

Fig. 9 Load of data processing in node 1 data center before and after participating demand response

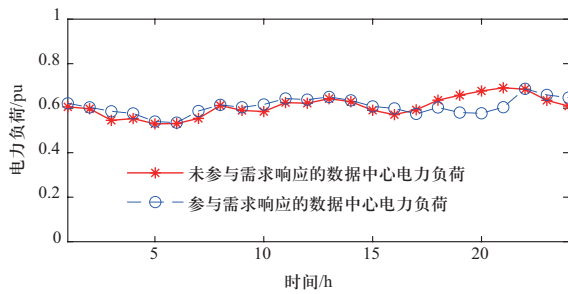


图10 节点1数据中心参与需求响应前后电力负荷

Fig. 10 Load of electric in node 1 data center before and after participating demand response

由图9与图10可以看出, 在参与需求响应后, 数据中心负荷曲线主要有两个变化: 一是在光伏出力的时段, 即9:00—17:00总体呈增加趋势; 二是夜晚电价高峰期17:00—23:00的负荷有较大比例转移至凌晨的低谷期0:00—7:00时段。

图11与图12为方案1与方案2典型日的系统电能需求情况与来源构成。通过对比可知, 考虑需求响应时, 不同季节的峰值负荷均较不考虑需求响应的季节峰值负荷减小, 图13为更清晰光伏出力情况对比。由图13可以看出, 考虑需求响应时, 对应场景的光伏出力消纳量有所增加, 证明了方法的有效性。

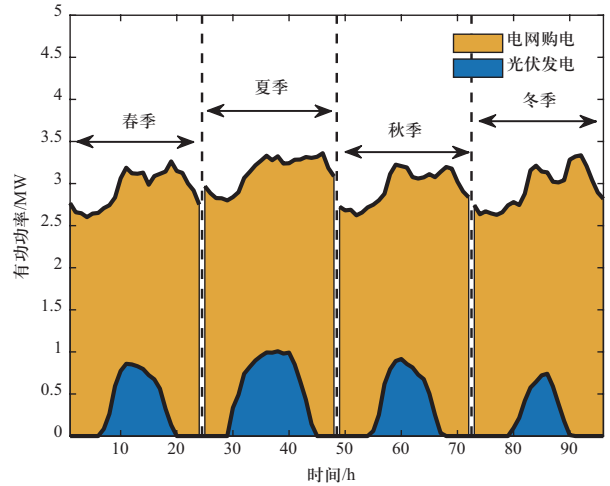


图11 考虑数据中心需求响应时系统电能需求情况与来源构成

Fig. 11 Power demand and source composition considering data center demand response

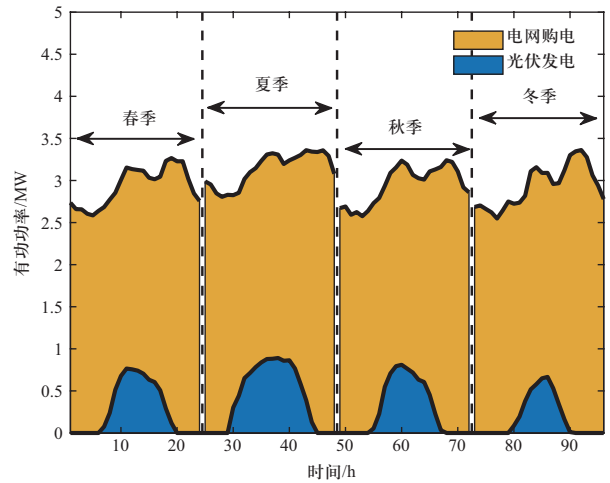


图12 不考虑数据中心需求响应时系统电能需求情况与来源构成

Fig. 12 Power demand and source composition of the system without considering the demand response of the data center

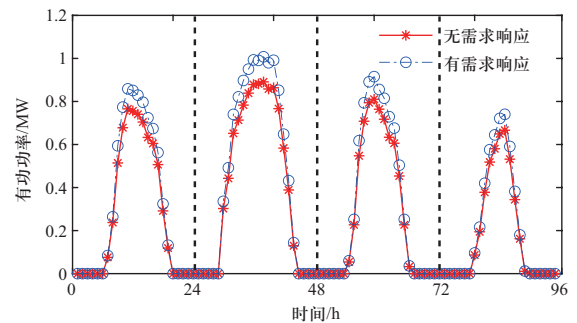


图13 系统光伏总出力值

Fig. 13 Total output of the PV system



## 4 结论

本文针对近年来逐渐增加的数据中心负荷与灵活性负荷接入电网的情况,提出了一种考虑数据中心运行灵活性和分布式光伏接入的配电网规划方法。该方法基于数据中心的负荷模型和光伏的出力特性年历史数据提取出四季中各负荷的需求,再对考虑数据中心负荷需求响应的配电网双层规划模型进行求解,最后通过算例的验证,可以得到以下结论。

1) 所提算法在配电网规划时考虑数据中心负荷的需求响应特性,可减少配电网系统与数据中心的规划与运行成本,提高经济性。

2) 本文所提规划方法充分调用了数据中心的灵活性资源,使其将数据处理任务从高电价时段向低电价时段与光伏出力较多的时段平移,既增加了光伏的消纳比例,也节省了电网运行时的购电成本。

## 参考文献

- [1] 刘敬玲, 黄家玮, 蒋万春, 等. 数据中心负载均衡方法研究综述[J]. 软件学报, 2021, 32(2): 300-326.  
LIU Jingling, HUANG Jiawei, JIANG Wanchun, et al. Survey on load balancing mechanism in data center[J]. Journal of Software, 2021, 32(2): 300-326(in Chinese).
- [2] 孙湛冬, 焦娇, 李伟, 等. 基于改进蚁群算法的电力云数据中心任务调度策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(2): 95-101.  
SUN Zhandong, JIAO Jiao, LI Wei, et al. A task scheduling strategy for a power cloud data center based on an improved ant colony algorithm[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(2): 95-101(in Chinese).
- [3] 张小莲, 李恒聪, 胡淇, 等. 多站融合选址综合评估研究[J]. 电力工程技术, 2022, 41(2): 53-59.  
ZHANG Xiaolian, LI Hengcong, HU Qi, et al. Comprehensive location evaluation of multi-station integration[J]. Electric Power Engineering Technology, 2022, 41(2): 53-59(in Chinese).
- [4] 宋莉, 刘敦楠, 庞博, 等. 需求侧资源参与电力市场机制及典型案例实践综述[J]. 全球能源互联网, 2021, 4(4): 401-410.  
SONG Li, LIU Dunnan, PANG Bo, et al. Mechanism of demand-side resource participation in the electricity market and typical case practice review[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2021, 4(4): 401-410(in Chinese).
- [5] 吴界辰, 艾欣, 胡俊杰. 需求侧资源灵活性刻画及其在日前优化调度中的应用[J]. 电工技术学报, 2020, 35(9): 1973-1984.  
WU Jiechen, AI Xin, HU Junjie. Methods for characterizing flexibilities from demand-side resources and their applications in the day-ahead optimal scheduling[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2020, 35(9): 1973-1984(in Chinese).
- [6] 吴界辰, 艾欣, 胡俊杰, 等. 计及不确定因素的需求侧灵活性资源优化调度[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(14): 73-80.  
WU Jiechen, AI Xin, HU Junjie, et al. Optimal dispatch of flexible resource on demand side considering uncertainties[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(14): 73-80(in Chinese).
- [7] 吴洲洋, 艾欣, 胡俊杰. 需求侧灵活性资源参与调频辅助服务的备用优化与实时调度[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(6): 148-157.  
WU Zhouyang, AI Xin, HU Junjie. Reserve optimization and real-time scheduling of frequency regulation ancillary service with participation of flexible resource on demand side[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(6): 148-157(in Chinese).
- [8] 曹晓峻, 高赐威, 李德智, 等. 数据网络与电力网络混合运行建模及其参与系统经济运行[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(5): 1448-1456.  
CAO Xiaojun, GAO Ciwei, LI Dezhi, et al. Mixed operation model of data network and power network and its participation in the economic operation of power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(5): 1448-1456(in Chinese).
- [9] DOU Z L, ZHANG C Y, WANG W, et al. Review on key technologies and typical applications of multi-station integrated energy systems[J]. Global Energy Interconnection, 2022, 5(3): 309-327.
- [10] CARRERA E V, PINHEIRO E, BIANCHINI R. Conserving disk energy in network servers[C]//Proceedings of the 17th Annual International Conference on Supercomputing - ICS '03. June 23-26, 2003. San Francisco, CA, USA. New York: ACM Press, 2003.
- [11] KHOSRAVI A, NADJARAN TOOSI A, BUYYA R. Online virtual machine migration for renewable energy usage maximization in geographically distributed cloud data centers[J]. Concurrency and Computation: Practice and Experience, 2017, 29(18): e4125.
- [12] 杨书强, 范文奕, 赵阳, 等. 基于充电功率场景模型的电动汽车负荷建模[J]. 全球能源互联网, 2021, 4(6): 575-584.  
YANG Shuqiang, FAN Wenyi, ZHAO Yang, et al. Electric vehicle load modeling based on charging power scenarios[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2021, 4(6): 575-584(in Chinese).
- [13] 崔杨, 张家瑞, 王铮, 等. 计及价格型需求响应的风-光-光热联合发电系统日前调度策略[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(10): 3103-3114.  
CUI Yang, ZHANG Jiarui, WANG Zheng, et al. Day-ahead scheduling strategy of wind-PV-CSP hybrid power generation

- system by considering PDR[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(10): 3103-3114(in Chinese).
- [14] 贾龙, 胡泽春, 宋永华, 等. 储能和电动汽车充电站与配电网的联合规划研究[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(1): 73-84.  
JIA Long, HU Zechun, SONG Yonghua, et al. Joint planning of distribution networks with distributed energy storage systems and electric vehicle charging stations[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(1): 73-84(in Chinese).
- [15] 桑丙玉, 王德顺, 杨波, 等. 基于经济性的互联网数据中心光-储协同优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(17): 131-138.  
SANG Bingyu, WANG Deshun, YANG Bo, et al. Collaborative optimization configuration of photovoltaic-energy storage based on economy in an Internet data center[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(17): 131-138(in Chinese).
- [16] 李江伟, 石瑞才, 王愚, 等. UPS系统中电压型逆变器开路故障诊断研究[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(23): 148-153.  
LI Jiangwei, SHI Ruicai, WANG Yu, et al. Open-circuit fault diagnosis of a voltage-source inverter in a UPS system[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(23): 148-153(in Chinese).
- [17] 高正平, 刘昊宇, 李璇, 等. 从变电站到能源综合服务站: 演化路径探讨[J]. 全球能源互联网, 2021, 4(4): 411-423.  
GAO Zhengping, LIU Haoyu, LI Hu, et al. From substation to integrated energy service station: discussion on the evolutionary path[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2021, 4(4): 411-423(in Chinese).
- [18] 颜伟, 吕冰, 赵霞, 等. 计及需求响应影响的配网可控DG和开关协调规划[J]. 电网技术, 2014, 38(8): 2220-2224.  
YAN Wei, LÜ Bing, ZHAO Xia, et al. Coordinated allocation of controllable distributed generation and switchers in distribution system considering demand response[J]. Power System Technology, 2014, 38(8): 2220-2224(in Chinese).
- [19] 张子仪, 蔡泽祥, 郭采珊, 等. 面向泛在电力物联网的分布式云数据中心优化选址[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(3): 36-42.  
ZHANG Ziyi, CAI Zexiang, GUO Caishan, et al. Optimization of distributed cloud computing data center layout for ubiquitous power Internet of Things[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(3): 36-42(in Chinese).
- [20] VASUDEVAN M, TIAN Y C, TANG M L, et al. Profile-based application assignment for greener and more energy-efficient data centers[J]. Future Generation Computer Systems, 2017, 67: 94-108.
- [21] LIU Y N, WEI X X, XIAO J Y, et al. Energy consumption and emission mitigation prediction based on data center traffic and PUE for global data centers[J]. Global Energy Interconnection, 2020, 3(3): 272-282.
- [22] 黄宇丹. 含数据中心的微电网稳定性分析与控制研究[D]. 上海: 上海工程技术大学, 2017.
- [23] 张沈习, 袁加妍, 程浩忠, 等. 主动配电网中考虑需求侧管理和网络重构的分布式电源规划方法[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(增刊1): 1-9.  
ZHANG Shenxi, YUAN Jiayan, CHENG Haozhong, et al. Optimal distributed generation planning in active distribution network considering demand side management and network reconfiguration[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(Supplement 1): 1-9(in Chinese).
- [24] 苏辛一, 徐东杰, 韩小琪, 等. 风电年最大弃风电量计算方法及分析[J]. 中国电力, 2014, 47(7): 96-100.  
SU Xinyi, XU Dongjie, HAN Xiaoqi, et al. A computing method for maximum annual wind energy curtailment[J]. Electric Power, 2014, 47(7): 96-100(in Chinese).
- [25] CHEN T Y, ZHANG Y, WANG X, et al. Robust workload and energy management for sustainable data centers[J]. IEEE Journal on Selected Areas in Communications, 2016, 34(3): 651-664.
- [26] 刘晋源, 吕林, 高红均, 等. 计及分布式电源和电动汽车特性的主动配电网规划[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(12): 41-48.  
LIU Jinyuan, LYU Lin, GAO Hongjun, et al. Planning of active distribution network considering characteristics of distributed generator and electric vehicle[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(12): 41-48(in Chinese).

收稿日期: 2022-05-24; 修回日期: 2022-07-25。



沈玉明

作者简介:

沈玉明(1988), 男, 博士, 工程师, 研究方向为电网规划、新能源消纳, E-mail: syming1988@126.com。

斯辉(1978), 男, 高级工程师, 研究方向为新能源电力系统及微电网, E-mail: sihui6@126.com。

马浩天(1998), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力系统规划, E-mail: 971259188@qq.com。

徐行会(1978), 男, 博士, 教授, 博士生导师, 研究方向为动态电力系统分析与负荷建模, E-mail: xuyanhu23@sohu.com。

胡俊杰(1986), 男, 博士, 副教授, 博士生导师, 研究方向为新能源电力系统及微电网。通信作者, E-mail: junjiehu@ncepu.edu.cn。

(责任编辑 李锡)