



(12) 发明专利

(10) 授权公告号 CN 115545552 B

(45) 授权公告日 2025. 06. 06

(21) 申请号 202211377534.7

(22) 申请日 2022.11.04

(65) 同一申请的已公布的文献号  
申请公布号 CN 115545552 A

(43) 申请公布日 2022.12.30

(73) 专利权人 广东电网有限责任公司  
地址 510000 广东省广州市越秀区东风东  
路757号  
专利权人 广东电网有限责任公司电力调度  
控制中心

(72) 发明人 李波 赵瑞锋 卢建刚 辛阔  
黄缙华 郑文杰 施展 张健  
苏卓

(74) 专利代理机构 广州三环专利商标代理有限  
公司 44202  
专利代理师 江嘉玲

(51) Int.Cl.  
G06Q 10/0631 (2023.01)  
G06Q 10/04 (2023.01)  
G06Q 50/06 (2024.01)

(56) 对比文件  
CN 110474367 A, 2019.11.19  
CN 111738498 A, 2020.10.02  
审查员 钟嘉欣

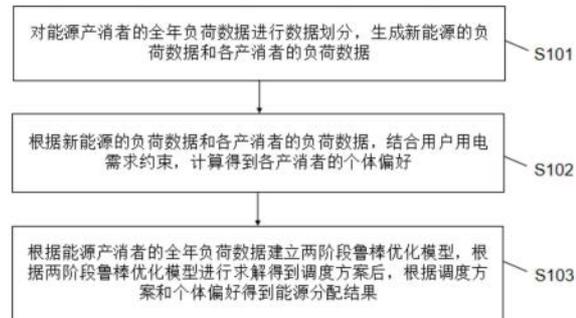
权利要求书4页 说明书9页 附图1页

(54) 发明名称

一种能源分配方法及装置

(57) 摘要

本发明公开了一种能源分配方法及装置,所述方法包括:对能源产消者的全年负荷数据进行数据划分,生成新能源的负荷数据和各产消者的负荷数据;根据新能源的负荷数据和各产消者的负荷数据,结合用户用电需求约束,计算得到各产消者的个体偏好;根据能源产消者的全年负荷数据建立两阶段鲁棒优化模型,根据两阶段鲁棒优化模型进行求解得到调度方案后,根据调度方案和个体偏好得到能源分配结果。采用本发明实施例能够有效提高能源利用效率。



1. 一种能源分配方法,其特征在于,包括:

对能源产消费者的全年负荷数据进行数据划分,生成新能源的负荷数据和各产消费者的负荷数据;

根据所述新能源的负荷数据和所述各产消费者的负荷数据,结合用户用电需求约束,计算得到各产消费者的个体偏好;

根据能源产消费者的全年负荷数据建立两阶段鲁棒优化模型,根据所述两阶段鲁棒优化模型进行求解得到调度方案后,根据所述调度方案和所述个体偏好得到能源分配结果;

所述根据能源产消费者的全年负荷数据建立两阶段鲁棒优化模型,具体为:

根据能源产消费者的全年负荷数据计算得到电网成本、调度成本和可控分布式电源成本;

根据所述电网成本、所述调度成本和所述可控分布式电源成本,建立所述两阶段鲁棒优化模型;

所述对能源产消费者的全年负荷数据进行数据划分,生成新能源的负荷数据和各产消费者的负荷数据,具体为:

对所述能源产消费者的全年负荷数据以能源类型的形式进行数据划分,生成所述新能源的负荷数据;其中,所述新能源的负荷数据用于作为鲁棒优化中的不确定集;

对所述能源产消费者的全年负荷数据以产消费者的角度进行数据划分,生成所述各产消费者的负荷数据;其中,所述各产消费者的负荷数据用于作为各产消费者的用能要求;

所述用户用电需求约束,具体为:

$$\sum_{t=1}^{N_T} P_{DR}(t)\Delta t = D_{DR} \quad ;$$

$$D_{DR}^{\min}(t) \leq P_{DR}(t)\Delta t \leq D_{DR}^{\max}(t) \quad ;$$

其中, $P_{DR}(t)$ 为t时间段内电网微电网对需求响应负荷的实际调度功率; $D_{DR}$ 为需求响应负荷在调度周期内的总用电需求; $D_{DR}^{\min}(t)$ 为需求响应负荷在t时段的最小用电需求;

$D_{DR}^{\max}(t)$ 为需求响应负荷在t时段的最大用电需求;

所述根据所述电网成本、所述调度成本和所述可控分布式电源成本,建立所述两阶段鲁棒优化模型,具体为:

$$\min \sum_{t=1}^{N_T} [C_G(t) + C_{DR}(t) + C_M(t)] \quad ;$$

其中, $C_G(t)$ 表示所述可控分布式电源成本; $C_{DR}(t)$ 表示所述调度成本; $C_M(t)$ 表示所述电网成本;

新能源的负荷数据用于作为鲁棒优化中的不确定集,不确定集为:

$$U := \begin{cases} u = [u_{pV}(t), u_L(t)]^T \in \mathbb{R}^{(N_T) \times 2}, t = 1, 2, \dots, N_T \\ u_{pV}(t) \in [\hat{u}_{pV}(t) - \Delta u_{pV}^{max}(t), \hat{u}_{pV}(t) + \Delta u_{pV}^{max}(t)] \\ u_L(t) \in [\hat{u}_L(t) - \Delta u_L^{max}(t), \hat{u}_L(t) + \Delta u_L^{max}(t)] \end{cases};$$

其中,  $u_{pV}(t)$  为考虑不确定性后引入的各新能源出力的不确定性;  $u_L(t)$  为考虑不确定性后引入的负荷功率不确定变量;  $\Delta u_{pV}^{max}(t)$  为光伏出力允许的最大波动偏差;  $\Delta u_L^{max}(t)$  为负荷功率允许的最大波动偏差;  $\Delta u_{pV}^{max}(t)$  和  $\Delta u_L^{max}(t)$  都为正数。

2. 根据权利要求1所述的一种能源分配方法, 其特征在于, 所述根据能源产消者的全年负荷数据计算得到电网成本, 具体为:

所述能源产消者的全年负荷数据包括: 电网内的常规负荷功率、电网内的光伏输出功率、微型燃气轮机的输出功率和日前交易电价;

根据所述电网内的常规负荷功率、所述电网内的光伏输出功率、所述微型燃气轮机的输出功率和所述日前交易电价, 计算得到所述电网成本, 具体为:

$$C_M(t) = \lambda(t) [P_{DR}(t) + P_L(t) - P_G(t) - P_{pV}(t)] \Delta t;$$

其中,  $C_M(t)$  表示所述电网成本;  $P_L(t)$  表示t时段内所述电网内的常规负荷功率;  $P_{pV}(t)$  表示t时段内所述电网内的光伏输出功率;  $P_G(t)$  表示t时段内所述微型燃气轮机的输出功率;  $\lambda(t)$  表示配电网的日前交易电价;  $\Delta t$  为调度步长, 取值为1h。

3. 根据权利要求2所述的一种能源分配方法, 其特征在于, 所述根据能源产消者的全年负荷数据计算得到调度成本, 具体为:

所述能源产消者的全年负荷数据包括: 需求响应负荷的单位调度成本和需求响应负荷的期望用电功率;

根据所述需求响应负荷的单位调度成本和所述需求响应负荷的期望用电功率, 计算得到所述调度成本, 具体为:

$$C_{DR}(t) = K_{DR} |P_{DR}(t) - P_{DR}^*(t)| \Delta t;$$

其中,  $C_{DR}(t)$  表示所述调度成本;  $K_{DR}$  为所述需求响应负荷的单位调度成本;  $P_{DR}^*(t)$  表示t时段内所述需求响应负荷的期望用电功率。

4. 根据权利要求3所述的一种能源分配方法, 其特征在于, 所述根据能源产消者的全年负荷数据计算得到可控分布式电源成本, 具体为:

所述能源产消者的全年负荷数据包括: 微型燃气轮机的输出功率;

根据所述微型燃气轮机的输出功率计算得到所述可控分布式电源成本, 具体为:

$$C_G(t) = [aP_G(t) + b] \Delta t;$$

其中,  $C_G(t)$  表示所述可控分布式电源成本;  $C_G(t)$  表示微型燃气轮机在t时段内的发电成本;  $a$ 、 $b$  为成本系数;  $P_G(t)$  表示t时段内所述微型燃气轮机的输出功率。

5. 一种能源分配装置, 其特征在于, 包括: 划分模块、计算模块和求解模块;

其中, 所述划分模块用于对能源产消者的全年负荷数据进行数据划分, 生成新能源的负荷数据和各产消者的负荷数据;

所述计算模块用于根据所述新能源的负荷数据和所述各产消者的负荷数据,结合用户用电需求约束,计算得到各产消者的个体偏好;

所述求解模块用于根据能源产消者的全年负荷数据建立两阶段鲁棒优化模型,根据所述两阶段鲁棒优化模型进行求解得到调度方案后,根据所述调度方案和所述个体偏好得到能源分配结果;

所述根据能源产消者的全年负荷数据建立两阶段鲁棒优化模型,具体为:

根据能源产消者的全年负荷数据计算得到电网成本、调度成本和可控分布式电源成本;

根据所述电网成本、所述调度成本和所述可控分布式电源成本,建立所述两阶段鲁棒优化模型;

所述对能源产消者的全年负荷数据进行数据划分,生成新能源的负荷数据和各产消者的负荷数据,具体为:

对所述能源产消者的全年负荷数据以能源类型的形式进行数据划分,生成所述新能源的负荷数据;其中,所述新能源的负荷数据用于作为鲁棒优化中的不确定集;

对所述能源产消者的全年负荷数据以产消者的角度进行数据划分,生成所述各产消者的负荷数据;其中,所述各产消者的负荷数据用于作为各产消者的用能要求;

所述用户用电需求约束,具体为:

$$\sum_{t=1}^{N_T} P_{DR}(t)\Delta t = D_{DR} ;$$

$$D_{DR}^{\min}(t) \leq P_{DR}(t)\Delta t \leq D_{DR}^{\max}(t) ;$$

其中, $P_{DR}(t)$ 为t时间段内电网微电网对需求响应负荷的实际调度功率; $D_{DR}$ 为需求响应负荷在调度周期内的总用电需求; $D_{DR}^{\min}(t)$ 为需求响应负荷在t时段的最小用电需求; $D_{DR}^{\max}(t)$ 为需求响应负荷在t时段的最大用电需求;

所述根据所述电网成本、所述调度成本和所述可控分布式电源成本,建立所述两阶段鲁棒优化模型,具体为:

$$\min \sum_{t=1}^{N_T} [C_G(t) + C_{DR}(t) + C_M(t)] ;$$

其中, $C_G(t)$ 表示所述可控分布式电源成本; $C_{DR}(t)$ 表示所述调度成本; $C_M(t)$ 表示所述电网成本;

新能源的负荷数据用于作为鲁棒优化中的不确定集,不确定集为:

$$U := \begin{cases} u = [u_{pV}(t), u_L(t)]^T \in \mathbb{R}^{(N_T) \times 2}, t=1, 2, \dots, N_T \\ u_{pV}(t) \in [\hat{u}_{pV}(t) - \Delta u_{pV}^{\max}(t), \hat{u}_{pV}(t) + \Delta u_{pV}^{\max}(t)] \\ u_L(t) \in [\hat{u}_L(t) - \Delta u_L^{\max}(t), \hat{u}_L(t) + \Delta u_L^{\max}(t)] \end{cases} ;$$

其中, $u_{pV}(t)$ 为考虑不确定性后引入的各新能源出力的不确定性; $u_L(t)$ 为考虑不确定

性后引入的负荷功率不确定变量； $\Delta u_{PV}^{max}(t)$ 为光伏出力允许的最大波动偏差； $\Delta u_L^{max}(t)$ 为负荷功率允许的最大波动偏差； $\Delta u_{PV}^{max}(t)$ 和 $\Delta u_L^{max}(t)$ 都为正数。

## 一种能源分配方法及装置

### 技术领域

[0001] 本发明涉及能源分配技术领域,尤其涉及一种能源分配方法及装置。

### 背景技术

[0002] 现有的能源系统并未考虑消费者的用能需求及新能源的不确定性,导致各类能源不能按照消费者的用能需求进行分配。

[0003] 由上述可得,现有的能源分配方法无法解决不确定性的问题,使得各类能源不能按照消费者的用能需求进行分配,导致能源利用效率低下。

### 发明内容

[0004] 本发明实施例提供一种能源分配方法及装置,有效提高了能源利用效率。

[0005] 本申请实施例的第一方面提供了一种能源分配方法,包括:

[0006] 对能源产消者的全年负荷数据进行数据划分,生成新能源的负荷数据和各产消者的负荷数据;

[0007] 根据新能源的负荷数据和各产消者的负荷数据,结合用户用电需求约束,计算得到各产消者的个体偏好;

[0008] 根据能源产消者的全年负荷数据建立两阶段鲁棒优化模型,根据两阶段鲁棒优化模型进行求解得到调度方案后,根据调度方案和个体偏好得到能源分配结果。

[0009] 在第一方面的一种可能的实现方式中,根据能源产消者的全年负荷数据建立两阶段鲁棒优化模型,具体为:

[0010] 根据能源产消者的全年负荷数据计算得到电网成本、调度成本和可控分布式电源成本;

[0011] 根据电网成本、调度成本和可控分布式电源成本,建立两阶段鲁棒优化模型。

[0012] 在第一方面的一种可能的实现方式中,对能源产消者的全年负荷数据进行数据划分,生成新能源的负荷数据和各产消者的负荷数据,具体为:

[0013] 对能源产消者的全年负荷数据以能源类型的形式进行数据划分,生成新能源的负荷数据;其中,新能源的负荷数据用于作为鲁棒优化中的不确定集;

[0014] 对能源产消者的全年负荷数据以产消者的角度进行数据划分,生成各产消者的负荷数据;其中,各产消者的负荷数据用于作为各产消者的用能要求。

[0015] 在第一方面的一种可能的实现方式中,用户用电需求约束,具体为:

$$[0016] \quad \sum_{t=1}^{N_T} P_{DR}(t)\Delta t = D_{DR} \quad ;$$

$$[0017] \quad D_{DR}^{\min}(t) \leq P_{DR}(t)\Delta t \leq D_{DR}^{\max}(t) \quad ;$$

[0018] 其中, $P_{DR}(t)$ 为t时间段内电网微电网对需求响应负荷的实际调度功率; $D_{DR}$ 为需求

响应负荷在调度周期内的总用电需求； $D_{DR}^{\min}(t)$ 为需求响应负荷在t时段的最小用电需求； $D_{DR}^{\max}(t)$ 为需求响应负荷在t时段的最大用电需求。

[0019] 在第一方面的一种可能的实现方式中,根据能源产消者的全年负荷数据计算得到电网成本,具体为:

[0020] 能源产消者的全年负荷数据包括:电网内的常规负荷功率、电网内的光伏输出功率、微型燃气轮机的输出功率和日前交易电价;

[0021] 根据电网内的常规负荷功率、电网内的光伏输出功率、微型燃气轮机的输出功率和日前交易电价,计算得到电网成本,具体为:

$$[0022] \quad C_M(t) = \lambda(t) [P_{DR}(t) + P_L(t) - P_G(t) - P_{PV}(t)] \Delta t;$$

[0023] 其中, $C_M(t)$ 表示电网成本; $P_L(t)$ 表示t时段内电网内的常规负荷功率; $P_{PV}(t)$ 表示t时段内电网内的光伏输出功率; $P_G(t)$ 表示t时段内微型燃气轮机的输出功率; $\lambda(t)$ 表示配电网的日前交易电价; $\Delta t$ 为调度步长,取值为1h。

[0024] 在第一方面的一种可能的实现方式中,根据能源产消者的全年负荷数据计算得到调度成本,具体为:

[0025] 能源产消者的全年负荷数据包括:需求响应负荷的单位调度成本和需求响应负荷的期望用电功率;

[0026] 根据需求响应负荷的单位调度成本和需求响应负荷的期望用电功率,计算得到调度成本,具体为:

$$[0027] \quad C_{DR}(t) = K_{DR} |P_{DR}(t) - P_{DR}^*(t)| \Delta t;$$

[0028] 其中, $C_{DR}(t)$ 表示调度成本; $K_{DR}$ 为需求响应负荷的单位调度成本; $P_{DR}^*(t)$ 表示t时段内需求响应负荷的期望用电功率。

[0029] 在第一方面的一种可能的实现方式中,根据能源产消者的全年负荷数据计算得到可控分布式电源成本,具体为:

[0030] 能源产消者的全年负荷数据包括:微型燃气轮机的输出功率;

[0031] 根据微型燃气轮机的输出功率计算得到可控分布式电源成本,具体为:

$$[0032] \quad C_G(t) = [aP_G(t) + b] \Delta t;$$

[0033] 其中, $C_G(t)$ 表示可控分布式电源成本; $C_G(t)$ 表示微型燃气轮机在t时段内的发电成本;a、b为成本系数; $P_G(t)$ 表示t时段内微型燃气轮机的输出功率。

[0034] 在第一方面的一种可能的实现方式中,根据电网成本、调度成本和可控分布式电源成本,建立两阶段鲁棒优化模型,具体为:

$$[0035] \quad \min \sum_{t=1}^{NT} [C_G(t) + C_{DR}(t) + C_M(t)];$$

[0036] 其中, $C_G(t)$ 表示可控分布式电源成本; $C_{DR}(t)$ 表示调度成本; $C_M(t)$ 表示电网成本。

[0037] 本申请实施例的第二方面提供了一种能源分配装置,包括:划分模块、计算模块和求解模块;

[0038] 其中,划分模块用于对能源产消者的全年负荷数据进行数据划分,生成新能源的负荷数据和各产消者的负荷数据;

[0039] 计算模块用于根据新能源的负荷数据和各产消者的负荷数据,结合用户用电需求约束,计算得到各产消者的个体偏好;

[0040] 求解模块用于根据能源产消者的全年负荷数据建立两阶段鲁棒优化模型,根据两阶段鲁棒优化模型进行求解得到调度方案后,根据调度方案和个体偏好得到能源分配结果。

[0041] 在第二方面的一种可能的实现方式中,根据能源产消者的全年负荷数据建立两阶段鲁棒优化模型,具体为:

[0042] 根据能源产消者的全年负荷数据计算得到电网成本、调度成本和可控分布式电源成本;

[0043] 根据电网成本、调度成本和可控分布式电源成本,建立两阶段鲁棒优化模型。

[0044] 相比于现有技术,本发明实施例提供的一种能源分配方法及装置,所述方法包括:对能源产消者的全年负荷数据进行数据划分,生成新能源的负荷数据和各产消者的负荷数据;根据新能源的负荷数据和各产消者的负荷数据,结合用户用电需求约束,计算得到各产消者的个体偏好;根据能源产消者的全年负荷数据建立两阶段鲁棒优化模型,根据两阶段鲁棒优化模型进行求解得到调度方案后,根据调度方案和个体偏好得到能源分配结果。

[0045] 其有益效果在于:本发明实施例对能源产消者的全年负荷数据进行数据划分,生成新能源的负荷数据和各产消者的负荷数据后,根据新能源的负荷数据和各产消者的负荷数据计算得到各产消者的个体偏好,根据两阶段鲁棒优化模型进行求解得到调度方案后,根据调度方案和个体偏好得到能源分配结果。本发明实施例在计算能源分配结果的过程中,考虑了用于作为鲁棒优化中的不确定集的新能源的负荷数据以及用于作为各产消者的用能要求的各产消者的负荷数据,充分考虑了各能源产消者的用能需求和发电不确定性,所以计算得到的能源分配结果能够有效提高能源利用效率。

[0046] 进一步地,本发明实施例具有全面性、灵活性和实用性,易于推广。

## 附图说明

[0047] 图1是本发明一实施例提供的一种能源分配方法的流程示意图;

[0048] 图2是本发明一实施例提供的一种能源分配装置的结构示意图。

## 具体实施方式

[0049] 下面将结合本发明实施例中的附图,对本发明实施例中的技术方案进行清楚、完整地描述,显然,所描述的实施例仅仅是本发明一部分实施例,而不是全部的实施例。基于本发明中的实施例,本领域普通技术人员在没有作出创造性劳动前提下所获得的所有其他实施例,都属于本发明保护的范围。

[0050] 参照图1,是本发明一实施例提供的一种能源分配方法的流程示意图,包括S101-S103:

[0051] S101:对能源产消者的全年负荷数据进行数据划分,生成新能源的负荷数据和各产消者的负荷数据。

[0052] 在本实施例中,所述对能源产消者的全年负荷数据进行数据划分,生成新能源的负荷数据和各产消者的负荷数据,具体为:

[0053] 对所述能源产消者的全年负荷数据以能源类型的形式进行数据划分,生成所述新能源的负荷数据;其中,所述新能源的负荷数据用于作为鲁棒优化中的不确定集;

[0054] 对所述能源产消者的全年负荷数据以产消者的角度进行数据划分,生成所述各产消者的负荷数据;其中,所述各产消者的负荷数据用于作为各产消者的用能要求。

[0055] S102:根据新能源的负荷数据和各产消者的负荷数据,结合用户用电需求约束,计算得到各产消者的个体偏好。

[0056] 其中,各产消者的用能需求是对参与分层分级的能源产消者负荷数据从产消者的角度进行划分,以各产消者的负荷数据作为各产消者的用能要求;根据用户用电需求约束以考虑各产消者的个体偏好。

[0057] 在本实施例中,所述用户用电需求约束,具体为:

$$[0058] \quad \sum_{t=1}^{N_T} P_{DR}(t)\Delta t = D_{DR} \quad ;$$

$$[0059] \quad D_{DR}^{\min}(t) \leq P_{DR}(t)\Delta t \leq D_{DR}^{\max}(t) \quad ;$$

[0060] 其中, $P_{DR}(t)$ 为t时间段内电网微电网对需求响应负荷的实际调度功率; $D_{DR}$ 为需求响应负荷在调度周期内的总用电需求; $D_{DR}^{\min}(t)$ 为需求响应负荷在t时段的最小用电需求;

$D_{DR}^{\max}(t)$ 为需求响应负荷在t时段的最大用电需求。

[0061] S103:根据能源产消者的全年负荷数据建立两阶段鲁棒优化模型,根据两阶段鲁棒优化模型进行求解得到调度方案后,根据调度方案和个体偏好得到能源分配结果。

[0062] 在本实施例中,所述根据能源产消者的全年负荷数据建立两阶段鲁棒优化模型,具体为:

[0063] 根据能源产消者的全年负荷数据计算得到电网成本、调度成本和可控分布式电源成本;

[0064] 根据所述电网成本、所述调度成本和所述可控分布式电源成本,建立所述两阶段鲁棒优化模型。

[0065] 在一具体实施例中,所述根据能源产消者的全年负荷数据计算得到电网成本,具体为:

[0066] 所述能源产消者的全年负荷数据包括:电网内的常规负荷功率、电网内的光伏输出功率、微型燃气轮机的输出功率和日前交易电价;

[0067] 根据所述电网内的常规负荷功率、所述电网内的光伏输出功率、所述微型燃气轮机的输出功率和所述日前交易电价,计算得到所述电网成本,具体为:

$$[0068] \quad C_M(t) = \lambda(t) [P_{DR}(t) + P_L(t) - P_G(t) - P_{PV}(t)] \Delta t;$$

[0069] 其中, $C_M(t)$ 表示所述电网成本; $P_L(t)$ 表示t时段内所述电网内的常规负荷功率; $P_{PV}(t)$ 表示t时段内所述电网内的光伏输出功率; $P_G(t)$ 表示t时段内所述微型燃气轮机的输出功率; $\lambda(t)$ 表示配电网的日前交易电价; $\Delta t$ 为调度步长,取值为1h。

[0070] 在一具体实施例中,所述根据能源产消者的全年负荷数据计算得到调度成本,具体为:

[0071] 所述能源产消者的全年负荷数据包括:需求响应负荷的单位调度成本和需求响应负荷的期望用电功率;

[0072] 根据所述需求响应负荷的单位调度成本和所述需求响应负荷的期望用电功率,计算得到所述调度成本,具体为:

$$[0073] \quad C_{DR}(t) = K_{DR} |P_{DR}(t) - P_{DR}^*(t)| \Delta t ;$$

[0074] 其中, $C_{DR}(t)$ 表示所述调度成本; $K_{DR}$ 为所述需求响应负荷的单位调度成本; $P_{DR}^*(t)$ 表示t时段内所述需求响应负荷的期望用电功率。

[0075] 在一具体实施例中,所述根据能源产消者的全年负荷数据计算得到可控分布式电源成本,具体为:

[0076] 所述能源产消者的全年负荷数据包括:微型燃气轮机的输出功率;

[0077] 根据所述微型燃气轮机的输出功率计算得到所述可控分布式电源成本,具体为:

$$[0078] \quad C_G(t) = [aP_G(t) + b] \Delta t ;$$

[0079] 其中, $C_G(t)$ 表示所述可控分布式电源成本; $C_G(t)$ 表示微型燃气轮机在t时段内的发电成本;a、b为成本系数; $P_G(t)$ 表示t时段内所述微型燃气轮机的输出功率。

[0080] 在一具体实施例中,所述根据所述电网成本、所述调度成本和所述可控分布式电源成本,建立所述两阶段鲁棒优化模型,具体为:

$$[0081] \quad \min \sum_{t=1}^{N_T} [C_G(t) + C_{DR}(t) + C_M(t)] ;$$

[0082] 其中, $C_G(t)$ 表示所述可控分布式电源成本; $C_{DR}(t)$ 表示所述调度成本; $C_M(t)$ 表示所述电网成本。

[0083] 进一步地,由于新能源的负荷数据用于作为鲁棒优化中的不确定集,不确定集为:

$$[0084] \quad U := \begin{cases} u = [u_{PV}(t), u_L(t)]^T \in \mathbb{R}^{(N_T) \times 2}, t = 1, 2, \dots, N_T \\ u_{PV}(t) \in [\hat{u}_{PV}(t) - \Delta u_{PV}^{max}(t), \hat{u}_{PV}(t) + \Delta u_{PV}^{max}(t)] \\ u_L(t) \in [\hat{u}_L(t) - \Delta u_L^{max}(t), \hat{u}_L(t) + \Delta u_L^{max}(t)] \end{cases} ;$$

[0085] 其中, $u_{PV}(t)$ 为考虑不确定性后引入的各新能源出力的不确定性; $u_L(t)$ 为考虑不确定性后引入的负荷功率不确定变量; $\Delta u_{PV}^{max}(t)$ 为光伏出力允许的最大波动偏差;

$\Delta u_L^{max}(t)$ 为负荷功率允许的最大波动偏差; $\Delta u_{PV}^{max}(t)$ 和 $\Delta u_L^{max}(t)$ 都为正数。

[0086] 以新能源的负荷数据用于作为鲁棒优化中的不确定集,根据不确定集求取不确定变量在不确定集中最恶劣场景变化时经济性最优的调度方案,随后对内外层进行优化,根据对应的优化变量进行迭代分解,再根据强对偶理论对分解后的子问题进行转换并与外层max问题合并,对合并后的约束进行求解即可得到最优的调度方案。

[0087] 本模型的目的在于找到不确定变量u在不确定集U内朝着最恶劣场景变化时经济性最优的调度方案,具有如下形式:

$$[0088] \quad \begin{cases} \min_x \{ \max_{u \in U} \min_{y \in \Omega(x, u)} c^T y \} \\ \text{s.t. } \mathbf{x} = (x_1, x_2, \dots, x_{2 \times N_T})^T \\ x_i \in \{0, 1\}, \forall i \in (1, 2, \dots, 2 \times N_T) \end{cases};$$

[0089] 其中,外层的最小化为第一阶段问题,优化变量为 $x$ ;内层的最大最小化为第二阶段问题,优化变量为 $u$ 和 $y$ ,其中的最小化问题表示最小化运行成本; $x$ 和 $y$ 的表达式如下:

$$[0090] \quad \begin{cases} \mathbf{x} = [U_S(t), U_M(t)]^T \\ \mathbf{y} = [P_G(t), P_S^{\text{ch}}(t), P_S^{\text{dis}}(t), P_{\text{DR}}(t), R_{\text{DR1}}(t), \\ R_{\text{DR2}}(t), R_M^{\text{buy}}(t), R_M^{\text{sell}}(t), P_{\text{PV}}(t), P_L(t)]^T, \\ t = (1, 2, \dots, N_T) \end{cases};$$

[0091]  $\Omega(x, u)$  表示给定一组 $(x, u)$ 时优化变量 $y$ 的可行域,具体表达式如下:

$$[0092] \quad \Omega(x, u) := \begin{cases} y \\ \mathbf{D}y \geq \mathbf{d}, & \rightarrow \boldsymbol{\gamma} \\ \mathbf{K}y = \mathbf{0}, & \rightarrow \boldsymbol{\lambda} \\ \mathbf{F}x + \mathbf{G}y \geq \mathbf{h}, & \rightarrow \boldsymbol{\nu} \\ \mathbf{I}_u y = u, & \rightarrow \boldsymbol{\pi} \end{cases};$$

[0093] 式中,  $\boldsymbol{\gamma}$ 、 $\boldsymbol{\lambda}$ 、 $\boldsymbol{\nu}$ 和 $\boldsymbol{\pi}$ 表示第二阶段的最小化问题中各约束对应的对偶变量。

[0094] 采用C&CG对目的形式进行分解,得到主问题形式为:

$$[0095] \quad \begin{cases} \min_x \alpha, \\ \text{s.t. } \alpha \geq c^T y_l \\ \mathbf{D}y_l \geq \mathbf{d} \\ \mathbf{K}y_l = \mathbf{0} \\ \mathbf{F}x + \mathbf{G}y_l \geq \mathbf{h} \\ \mathbf{I}_u y_l = \mathbf{u}_l^* \\ \forall l \leq k \end{cases};$$

[0096] 其中, $k$ 为当前的迭代次数; $y_l$ 为第 $l$ 次迭代后子问题的解; $\mathbf{u}_l^*$ 为第 $l$ 次迭代后得到的最恶劣场景下不确定变量 $u$ 的取值。

[0097] 经分解后的子问题形式为:

$$[0098] \quad \max_{u \in U} \min_{y \in \Omega(x, u)} c^T y;$$

[0099] 根据强对偶理论将其转换为max形式,并与外层的max问题合并,得到如下对偶问题:

$$[0100] \quad \begin{cases} \max_{u \in U, \gamma, \lambda, v, \pi} d^T \gamma + (h - Fx)^T v + u^T \pi \\ \text{s.t.} \quad D^T \gamma + K^T \lambda + G^T v + I_v^T \pi \leq c \\ \gamma \geq 0, v \geq 0, \pi \geq 0 \end{cases};$$

[0101] 并通过上述约束进行求解,得到最优的调度方案。

[0102] 进一步地,得到最优的调度方案包括:用能费用、灵活资源备用费用和用能需求费用,将用能费用、灵活资源备用费用和用能需求费用分配给对应的分层分级调度计划的参与者(即结合个体偏好),即可得到最终的分层分级调度结果(即能源分配结果)。根据上述模型及其对偶变量,可以计算出灵活资源价格、电力用能价格和用户用电福利的边际价格;根据最优的调度方案结合各产消者的个体偏好得到最终的分层分级调度结果。

[0103] 用能费用具体为: $C_G(t) + C_{DR}(t) + C_M(t)$ ;

[0104] 灵活资源备用的费用为: $\lambda(t) [P_L(t) - P_{PV}(t)] \Delta t$ ;

[0105] 用能需求费用为: $C_{DR}(t) = K_{DR} |P_{DR}(t) - P_{DR}^*(t)| \Delta t$ 。

[0106] 为了进一步说明能源分配装置,请参照图2,图2是本发明一实施例提供的一种能源分配装置的结构示意图,包括:划分模块、计算模块和求解模块;

[0107] 其中,所述划分模块用于对能源产消者的全年负荷数据进行数据划分,生成新能源的负荷数据和各产消者的负荷数据;

[0108] 所述计算模块用于根据所述新能源的负荷数据和所述各产消者的负荷数据,结合用户用电需求约束,计算得到各产消者的个体偏好;

[0109] 所述求解模块用于根据能源产消者的全年负荷数据建立两阶段鲁棒优化模型,根据所述两阶段鲁棒优化模型进行求解得到调度方案后,根据所述调度方案和所述个体偏好得到能源分配结果。

[0110] 在本实施例中,所述根据能源产消者的全年负荷数据建立两阶段鲁棒优化模型,具体为:

[0111] 根据能源产消者的全年负荷数据计算得到电网成本、调度成本和可控分布式电源成本;

[0112] 根据所述电网成本、所述调度成本和所述可控分布式电源成本,建立所述两阶段鲁棒优化模型。

[0113] 在本实施例中,所述对能源产消者的全年负荷数据进行数据划分,生成新能源的负荷数据和各产消者的负荷数据,具体为:

[0114] 对所述能源产消者的全年负荷数据以能源类型的形式进行数据划分,生成所述新能源的负荷数据;其中,所述新能源的负荷数据用于作为鲁棒优化中的不确定集;

[0115] 对所述能源产消者的全年负荷数据以产消者的角度进行数据划分,生成所述各产消者的负荷数据;其中,所述各产消者的负荷数据用于作为各产消者的用能要求。

[0116] 在本实施例中,所述用户用电需求约束,具体为:

$$[0117] \quad \sum_{t=1}^{N_T} P_{DR}(t)\Delta t = D_{DR} ;$$

$$[0118] \quad D_{DR}^{\min}(t) \leq P_{DR}(t)\Delta t \leq D_{DR}^{\max}(t) ;$$

[0119] 其中,  $P_{DR}(t)$  为  $t$  时间段内电网微电网对需求响应负荷的实际调度功率;  $D_{DR}$  为需求响应负荷在调度周期内的总用电需求;  $D_{DR}^{\min}(t)$  为需求响应负荷在  $t$  时段的最小用电需求;  $D_{DR}^{\max}(t)$  为需求响应负荷在  $t$  时段的最大用电需求。

[0120] 在本实施例中,所述根据能源产消者的全年负荷数据计算得到电网成本,具体为:

[0121] 所述能源产消者的全年负荷数据包括:电网内的常规负荷功率、电网内的光伏输出功率、微型燃气轮机的输出功率和日前交易电价;

[0122] 根据所述电网内的常规负荷功率、所述电网内的光伏输出功率、所述微型燃气轮机的输出功率和所述日前交易电价,计算得到所述电网成本,具体为:

$$[0123] \quad C_M(t) = \lambda(t) [P_{DR}(t) + P_L(t) - P_G(t) - P_{PV}(t)] \Delta t ;$$

[0124] 其中,  $C_M(t)$  表示所述电网成本;  $P_L(t)$  表示  $t$  时段内所述电网内的常规负荷功率;  $P_{PV}(t)$  表示  $t$  时段内所述电网内的光伏输出功率;  $P_G(t)$  表示  $t$  时段内所述微型燃气轮机的输出功率;  $\lambda(t)$  表示配电网的日前交易电价;  $\Delta t$  为调度步长,取值为 1h。

[0125] 在本实施例中,所述根据能源产消者的全年负荷数据计算得到调度成本,具体为:

[0126] 所述能源产消者的全年负荷数据包括:需求响应负荷的单位调度成本和需求响应负荷的期望用电功率;

[0127] 根据所述需求响应负荷的单位调度成本和所述需求响应负荷的期望用电功率,计算得到所述调度成本,具体为:

$$[0128] \quad C_{DR}(t) = K_{DR} |P_{DR}(t) - P_{DR}^*(t)| \Delta t ;$$

[0129] 其中,  $C_{DR}(t)$  表示所述调度成本;  $K_{DR}$  为所述需求响应负荷的单位调度成本;  $P_{DR}^*(t)$  表示  $t$  时段内所述需求响应负荷的期望用电功率。

[0130] 在本实施例中,所述根据能源产消者的全年负荷数据计算得到可控分布式电源成本,具体为:

[0131] 所述能源产消者的全年负荷数据包括:微型燃气轮机的输出功率;

[0132] 根据所述微型燃气轮机的输出功率计算得到所述可控分布式电源成本,具体为:

$$[0133] \quad C_G(t) = [aP_G(t) + b] \Delta t ;$$

[0134] 其中,  $C_G(t)$  表示所述可控分布式电源成本;  $C_G(t)$  表示微型燃气轮机在  $t$  时段内的发电成本;  $a$ 、 $b$  为成本系数;  $P_G(t)$  表示  $t$  时段内所述微型燃气轮机的输出功率。

[0135] 在本实施例中,所述根据所述电网成本、所述调度成本和所述可控分布式电源成本,建立所述两阶段鲁棒优化模型,具体为:

$$[0136] \quad \min \sum_{t=1}^{N_T} [C_G(t) + C_{DR}(t) + C_M(t)] ;$$

[0137] 其中,  $C_G(t)$  表示所述可控分布式电源成本;  $C_{DR}(t)$  表示所述调度成本;  $C_M(t)$  表示

所述电网成本。

[0138] 本发明实施例通过划分模块对能源产消者的全年负荷数据进行数据划分,生成新能源的负荷数据和各产消者的负荷数据;通过计算模块根据新能源的负荷数据和各产消者的负荷数据,结合用户用电需求约束,计算得到各产消者的个体偏好;通过求解模块根据能源产消者的全年负荷数据建立两阶段鲁棒优化模型,根据两阶段鲁棒优化模型进行求解得到调度方案后,根据调度方案和个体偏好得到能源分配结果。

[0139] 本发明实施例对能源产消者的全年负荷数据进行数据划分,生成新能源的负荷数据和各产消者的负荷数据后,根据新能源的负荷数据和各产消者的负荷数据计算得到各产消者的个体偏好,根据两阶段鲁棒优化模型进行求解得到调度方案后,根据调度方案和个体偏好得到能源分配结果。本发明实施例在计算能源分配结果的过程中,考虑了用于作为鲁棒优化中的不确定集的新能源的负荷数据以及用于作为各产消者的用能要求的各产消者的负荷数据,充分考虑了各能源产消者的用能需求和发电不确定性,所以计算得到的能源分配结果能够有效提高能源利用效率。

[0140] 进一步地,本发明实施例具有全面性、灵活性和实用性,易于推广。

[0141] 以上所述是本发明的优选实施方式,应当指出,对于本技术领域的普通技术人员来说,在不脱离本发明原理的前提下,还可以做出若干改进和润饰,这些改进和润饰也视为本发明的保护范围。

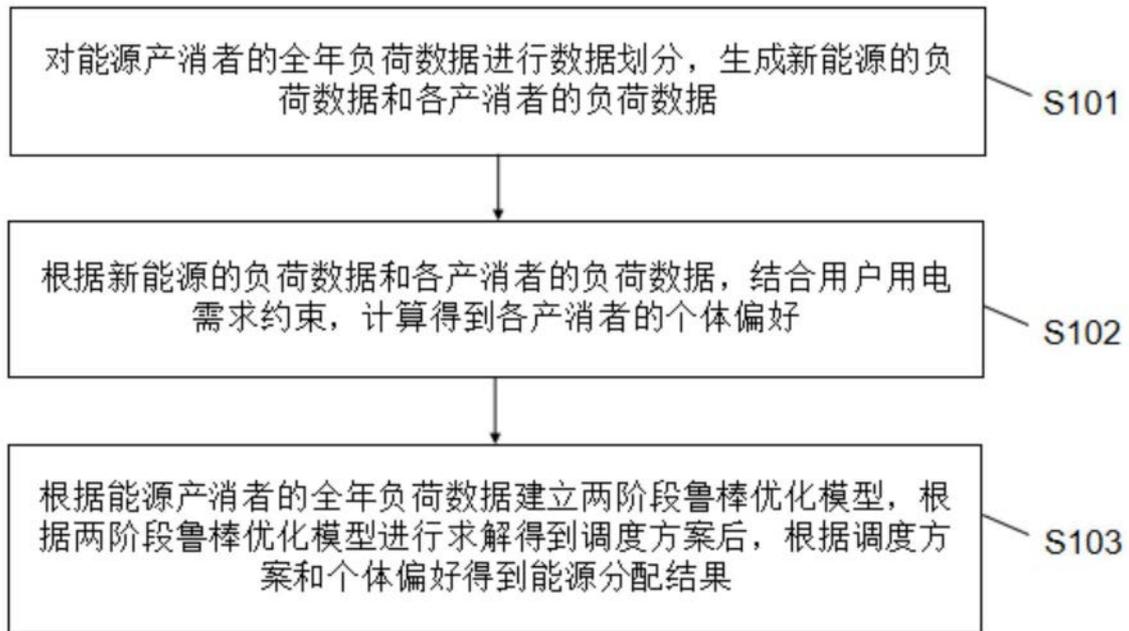


图1

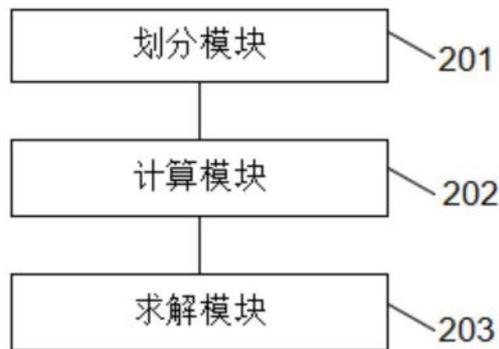


图2