

基于梯级水电和高载能负荷功率变化主动响应能力的风光容量优化配置

余 千^{1,2}, 杨洪明², 刘俊鹏², 廖圣桃², 孟 科²

(1. 长沙理工大学 经济与管理学院, 湖南 长沙 410114; 2. 长沙理工大学 电气与信息工程学院 湖南省电动交通与智能配网工程技术研究中心 教育部基于分布式光储的能源互联网运行与规划国际合作联合实验室, 湖南 长沙 410114)

摘要:为有效解决高比例风光消纳问题,提出一种基于梯级水电与高载能负荷功率变化主动响应能力的风光容量优化配置方法。设计高载能负荷配合梯级水电平抑风光出力波动的协调框架;通过刻画基于水头变化的不同时刻间梯级水电的功率调节规律以及基于生产过程的冶炼类高载能负荷功率调节特性,构建考虑系统调节能力约束的风光容量最优配置模型,以风光电站投资建设成本、水火电站运行成本、高载能负荷调度成本以及弃风弃光惩罚成本最低为目标确定风光装机容量。湖南某地区仿真结果表明,所提方法能够更好地应对净负荷功率波动,增加风光并网容量。

关键词:风光消纳;容量配置;梯级水电站;高载能负荷;源-荷协调

中图分类号:TM 732

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202010007

0 引言

近年来,我国风电和光伏发电等可再生能源呈现规模化快速发展趋势。2019年,风电新增装机容量为 2.574×10^7 kW,光伏发电新增装机容量为 3.011×10^7 kW^[1]。但受天气的直接影响,风光出力具有波动性、随机性和间歇性。在电源和电网结构不变的情况下,高比例风光接入将给电力系统的安全稳定运行带来巨大挑战^[2-3]。当系统现有调节能力不足以有效应对风光出力和负荷的随机变化时,为达到发电和用电的实时供需平衡,须切除部分风光接入量,这将导致大规模弃风弃光问题^[4-5]。2019年,我国弃风、弃光量分别达到了 1.69×10^6 kW·h和 4.6×10^5 kW·h^[1]。

梯级水电站作为电力系统重要的可调度资源,具有发电功率调节速度快、蓄能容量大的优势。通过控制发电水头和下泄流量,快速调节水力发电功率,可平抑风光出力波动,从而增大电力系统对风光等随机性电源的消纳^[6-9]。考虑一定水库容量的梯级水电站,合理配置区域内所能接纳的最大风光装机容量,可以保证能源高效利用,减少弃风弃光。

针对水-风-光联合系统的容量配置问题,国内

外学者开展了研究工作。文献[10]考虑输电线路传输功率限制,提出以年建设成本最小为目标的水-风-光最优容量配置模型,以确定并网情况下各节点的风光装机容量,但该模型只考虑了针对单一水电站的水库水位或流量约束,没有考虑水库蓄能以及梯级水电站上下游之间特有的复杂水力连接特性。文献[11]对比分析有、无水库对单一水电站下游水位变化和功率输出的影响,在考虑水库蓄能情况下,给出系统可接入的最大风光容量。文献[12-13]在考虑梯级水电站上、下游之间水流量关系的基础上,建立兼顾水库综合利用需求(如灌溉、防洪等)的可再生能源发电协调优化模型,确定了不同季节的水电站最优下泄流量以及风光最优并网容量。然而,上述研究刻画了每个时刻的水电发电功率大小,但并未涉及不同时刻间梯级流域水电机组功率变化的调节特性及其与发电水头之间的关系,以及梯级水电站的快速调节能力对风光波动的影响。

随着可再生能源并网比例的增加,短时间内风光出力波动幅度增大。由于水电受自然来水影响和运行安全边界限制,在只考虑水电站参与调节的系统中,可接入的最大风光并网容量依然有限。而与发电侧可调度资源相比,负荷侧可控资源同样能满足风光出力变化引起的系统调节需求。因此,充分发挥可控负荷的调节能力,实现源-荷双向互动,可增加风光的并网装机容量^[14-15]。

在各类可控负荷中,高载能负荷作为能源消耗比重较大的集中式负荷,具有大容量以及可快速投切的特点。在生产过程中往往采用多条生产线串联的生产方式。通过调整生产产量和生产时间,实现高载能负荷用电功率在一定范围内变化,从而参与

收稿日期:2020-02-19;修回日期:2020-08-12

基金项目:国家自然科学基金重点资助项目(71931003);湖南省科技厅和长沙市研究项目(2018GK4002, 2019CT5001, 2019WK2011, 2019GK5015, kq1907086)

Project supported by the Key Program of the National Natural Science Foundation of China(71931003) and the Research Program of China Hunan Provincial Science & Technology Department and Changsha City(2018GK4002, 2019CT5001, 2019WK2011, 2019GK5015, kq1907086)

系统功率波动的平抑,进而提升系统消纳风光电量的水平^[16]。

目前,国内外已有学者开展了高载能负荷参与电网调度、辅助风光消纳的研究工作。文献[17]综合分析高载能负荷消纳风电时所产生的经济效益和运行成本,提出大规模风电接入的系统优化配置模型。文献[18-19]根据响应方式,将高载能负荷划分为可中断和可平移2类,构建考虑可控负荷调节容量限制的协调规划模型,以确定风光最优并网容量。然而,上述模型均未考虑高载能负荷的用电特性以及调度对企业生产的影响。针对该问题,文献[20]对冶炼类和电解类高载能负荷进行精细化建模,并讨论风电新增出力与高载能负荷出力实时匹配的协调模式。文献[21]将生产电解铝、铁合金、碳化硅的高载能负荷按生产时段、启停次数等不同调度特性进行归类分析。但上述研究仅仅描述每个时刻的功率大小,而未考虑高载能负荷生产过程对不同时刻间用电功率变化调节响应能力的影响,在规划风光最大容量配置时,也未详细描述高载能负荷与梯级水电站平抑大规模风光功率波动的联动协调能力。

基于上述分析,针对间歇、频繁波动的高比例风光消纳问题,本文提出一种基于梯级水电与高载能负荷功率变化主动响应的风光容量优化配置方法。首先,设计高载能负荷配合梯级水电功率变化平抑风光出力波动的主动响应方式。其次,基于水电机组出力与水头之间的变化规律,获得不同时刻间梯级水电的可调功率范围。基于冶炼炉用电功率与计划产量、工作状态之间的变化规律,获得冶炼类高载能负荷的可调功率范围。在此基础上,考虑梯级水电和高载能负荷功率变化的调节能力约束,以系统经济成本最低为目标构建风光容量优化配置规划模型。最后,以湖南某地区的算例分析验证所提模型能有效提高系统消纳风光电量的水平。

1 梯级水电与高载能负荷功率变化主动响应的风光消纳框架设计

在高比例风光接入的电力系统中,可调度电源在出力可调节范围内提供系统上/下调功率,以保证发电和用电功率的瞬时平衡。为此,本文设计了考虑梯级水电与高载能负荷功率变化主动响应能力的风光消纳框架,如图1所示。

定义系统等效负荷为负荷功率与风光联合出力之差,表达式为:

$$P_{L,t}^e = P_{L,t} - (P_{W,t} + P_{P,t}) = P_{L,t} - P_{WP,t} \quad (1)$$

其中, $P_{L,t}^e$ 为 t 时刻的等效负荷功率; $P_{L,t}$ 为 t 时刻的负荷功率(不包含可调的高载能负荷); $P_{W,t}$ 为 t 时刻的风电出力; $P_{P,t}$ 为 t 时刻的光伏出力; $P_{WP,t}$ 为 t 时刻的风光联合出力。当负荷功率 $P_{L,t}$ 不变时,等效负

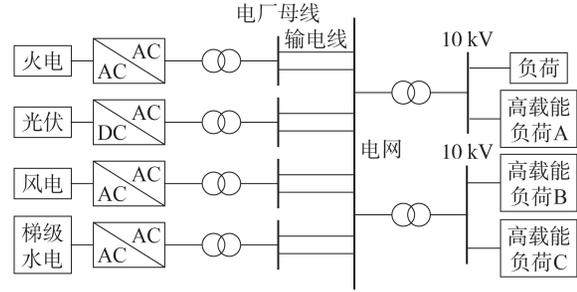


图1 源-荷主动响应的光风消纳框架

Fig.1 Framework of generation-load active response to wind and photovoltaic generation consumption

荷功率 $P_{L,t}^e$ 越小,风光消纳量越大。

电力系统需保证发电和用电功率实时平衡,即:

$$P_{L,t}^e + P_{DR,t} = P_{G,t} + P_{H,t} \quad (2)$$

其中, $P_{G,t}$ 为 t 时刻的火电机组出力; $P_{H,t}$ 为 t 时刻的梯级水电站出力; $P_{DR,t}$ 为 t 时刻的高载能负荷功率。

为更大限度地接入风光资源,在满足系统安全运行的情况下,需尽可能减少常规机组出力。在梯级水电和高载能负荷功率不变的情况下,当火电机组减少至最小技术出力,无法完全平抑风光出力增量引起的等效负荷功率波动时,火电参与调节后系统弃风弃光量 $P_{WP,t+\Delta t}^{abon1}$ 为:

$$P_{WP,t+\Delta t}^{abon1} = P_{G,\min} + P_{H,t} - P_{DR,t} - P_{L,t+\Delta t}^e \quad (3)$$

其中, $P_{G,\min}$ 为火电机组最小技术出力; $P_{L,t+\Delta t}^e$ 为 $t+\Delta t$ 时刻的等效负荷功率, Δt 为调度时间间隔。

进一步地,考虑水电机组功率参与等效负荷波动的调节控制时,由式(3)可得:

$$P_{WP,t+\Delta t}^{abon2} = P_{WP,t+\Delta t}^{abon1} + \Delta P_{H,t+\Delta t} = P_{G,\min} + P_{H,t} - P_{DR,t} - P_{L,t+\Delta t}^e + \Delta P_{H,t+\Delta t} \quad (4)$$

其中, $\Delta P_{H,t+\Delta t}$ 为 t 到 $t+\Delta t$ 时刻的梯级水电站下调功率, $\Delta P_{H,t+\Delta t} = P_{H,t+\Delta t} - P_{H,t} < 0$ 。

若水电可调度容量大, $P_{WP,t+\Delta t}^{abon1}$ 可由梯级水电站全额消纳,即 $P_{WP,t+\Delta t}^{abon2} = 0$ 。若水电机组减少至最小技术出力 $P_{H,\min}$,仍无法完全消纳 $P_{WP,t+\Delta t}^{abon1}$,则水电参与调节后系统弃风弃光量为:

$$P_{WP,t+\Delta t}^{abon3} = P_{G,\min} + P_{H,\min} - P_{DR,t} - P_{L,t+\Delta t}^e \quad (5)$$

此时, $P_{WP,t+\Delta t}^{abon2}$ 可进一步利用高载能负荷上调功率补偿消纳,即:

$$P_{WP,t+\Delta t}^{abon3} = P_{WP,t+\Delta t}^{abon2} - \Delta P_{DR,t+\Delta t} = P_{G,\min} + P_{H,\min} - P_{DR,t} - P_{L,t+\Delta t}^e - \Delta P_{DR,t+\Delta t} \quad (6)$$

其中, $\Delta P_{DR,t+\Delta t}$ 为 t 到 $t+\Delta t$ 时刻高载能负荷上调功率, $\Delta P_{DR,t+\Delta t} = P_{DR,t+\Delta t} - P_{DR,t} > 0$ 。

若高载能负荷可调度容量大, $P_{WP,t+\Delta t}^{abon2}$ 可由高载能负荷全额消纳,即 $P_{WP,t+\Delta t}^{abon3} = 0$ 。若高载能负荷上调至其最大容量,仍无法完全消纳 $P_{WP,t+\Delta t}^{abon2}$,则火电、水电和高载能负荷调节后的系统弃风弃光量为 $P_{WP,t+\Delta t}^{abon3}$ 。

同理,等效负荷功率向上波动时,火电机组、梯级水电站和高载能负荷的调节策略与上文类似,在

此不再赘述。

基于上述分析可知,系统可调节功率的大小是决定风光并网消纳容量的关键因素。随着梯级水电站和高载能负荷可调节功率的增大,系统调节能力可以实现等效负荷波动的幅度越大,系统接入的风光资源越多。因此,详细刻画梯级水电与高载能负荷的功率调节能力极为重要。

2 梯级水电与高载能负荷功率调节能力的数学刻画

2.1 梯级水电功率调节能力

对于具有年调节或季调节能力的梯级水电站,在满足上下游复杂水力关系约束的基础上,通过改变发电水头调节下游调度水库的下泄流量,使其小于上游来水量(由上游水电站下泄流量和区间来水确定),引起水库水位上升,蓄水量增加,从而减少水电站功率输出,满足系统调度要求,反之亦然。

梯级水电站输出功率的一般表达式为:

$$P_{H,n,t} = g\eta_n Q_{n,t} H_{n,t} \quad (7)$$

其中, $P_{H,n,t}$ 为 t 时刻节点 n 的水电机组发电功率; g 为重力加速度, $g=9.81 \text{ m/s}^2$; η_n 为节点 n 的水电机组综合出力效率; $Q_{n,t}$ 为 t 时刻节点 n 的水电机组发电流量; $H_{n,t}$ 为 t 时刻节点 n 的水电机组发电水头。

梯级水电站出力主要取决于发电水头与发电流量,二者之间关系的表达式可描述为:

$$\begin{cases} Q_{n,t} = kG_n \sqrt{H_{n,t}} \\ H_{n,t} = H_{n,0} - H_{n,t}^{\text{loss}} \\ H_{n,t}^{\text{loss}} = f_n G_n^2 H_{n,t} \end{cases} \quad (8)$$

其中, G_n 为节点 n 的水电机组导叶开度; k 为比例系数; $H_{n,0}$ 为初始水头; $H_{n,t}^{\text{loss}}$ 为 t 时刻的损耗水头; f_n 为管道摩擦引起的损耗系数。

一般情况下,参与系统调节的机组在调度期内水头变化较大,而水头变化对机组发电效率的影响显著。将式(8)代入式(7),可得到随水头变化的梯级水电站输出功率 $P_{H,n,t}$ 为:

$$P_{H,n,t} = \left[kg\eta_n G_n H_{n,0} / (1 + f_n G_n^2) \right] H_{n,t}^{0.5} \quad (9)$$

为简化表达式,令 $K_H = kg\eta_n G_n H_{n,0} / (1 + f_n G_n^2)$,在 $H_{n,t-1}$ 处利用泰勒公式将式(9)展开,得到:

$$P_{H,n,t} = P_{H,n,t-1} + 0.5K_H H_{n,t-1}^{-0.5} (H_{n,t} - H_{n,t-1}) - 0.125K_H H_{n,t-1}^{-1.5} (H_{n,t} - H_{n,t-1})^2 + \dots \quad (10)$$

忽略式(10)中2次及以上的高次项,得到:

$$P_{H,n,t} - P_{H,n,t-1} = 0.5K_H H_{n,t-1}^{-0.5} (H_{n,t} - H_{n,t-1}) \quad (11)$$

单位时间内梯级水电站功率变化值 $\Delta P_{H,n,t}$ 与发电水头变化值 $\Delta H_{n,t}$ 之间满足:

$$\Delta P_{H,n,t} = 0.5K_H H_{n,t-1}^{-0.5} \Delta H_{n,t} \quad (12)$$

在满足水电机组最大/最小技术出力和上/下坡率约束条件下,水电站的上/下调最大功率为当前机组组合下可增加/减少出力的最大值。因此,考虑水头变化的梯级水电站上、下调能力分别为:

$$\begin{cases} \Delta P_{H,t+\Delta t}^+ = \sum_{n=1}^N \min(P_{H,n,\max} - P_{H,n,t}, \Delta P_{t+\Delta t}^{\text{up}}) = \\ \quad \sum_{n=1}^N \min(P_{H,n,\max} - P_{H,n,t}, 0.5K_H H_{n,t}^{-0.5} \Delta H_{n,t+\Delta t}^{\text{up}}) \\ \Delta P_{H,t+\Delta t}^- = -\sum_{n=1}^N \min(P_{H,n,t} - P_{H,n,\min}, \Delta P_{t+\Delta t}^{\text{dw}}) = \\ \quad -\sum_{n=1}^N \min(P_{H,n,t} - P_{H,n,\min}, 0.5K_H H_{n,t}^{-0.5} \Delta H_{n,t+\Delta t}^{\text{dw}}) \end{cases} \quad (13)$$

其中, $\Delta P_{H,t+\Delta t}^+$ 和 $\Delta P_{H,t+\Delta t}^-$ 分别为 t 到 $t+\Delta t$ 时刻的梯级水电站上、下调功率; $P_{H,n,\max}$ 和 $P_{H,n,\min}$ 分别为节点 n 的水电机组最大、最小出力限值; $\Delta P_{t+\Delta t}^{\text{up}}$ 和 $\Delta P_{t+\Delta t}^{\text{dw}}$ 分别为 t 到 $t+\Delta t$ 时刻节点 n 的水电机组最大上、下调功率变化值,由 t 到 $t+\Delta t$ 时刻的最大上、下调水头变化值 $\Delta H_{n,t+\Delta t}^{\text{up}}$ 和 $\Delta H_{n,t+\Delta t}^{\text{dw}}$ 决定; N 为系统总节点数。

2.2 高载能负荷功率调节能力

高载能负荷具有调节容量大、响应速度快的特点,常作为负荷侧重要的可调度资源。但高载能负荷种类多,不同类型负荷的用电特性也不同。本文以可离散调节的冶炼类负荷(铁合金、碳化硅等)为研究对象,通过分析生产过程与用电功率之间的关系,得出上/下可调功率。

冶炼类高载能负荷的主要用电设备为冶炼炉。按照设备的作业形式,冶炼炉包括启停、生产以及烘炉(维持炉温等待生产)3种状态。由于冶炼炉启动成本高、时间长,用电功率不计及启停状态,只考虑开机后的烘炉和生产状态,表达式为:

$$P_{\text{DR},n,t} = P_{\text{DR},n,t}^{\text{off}} (1 - x_{\text{DR},n,t}) + P_{\text{DR},n,t}^{\text{on}} x_{\text{DR},n,t} + \Delta P_{\text{DR},n,t+\Delta t} \quad (14)$$

其中, $P_{\text{DR},n,t}$ 为 t 时刻节点 n 的冶炼炉用电功率; $P_{\text{DR},n,t}^{\text{off}}$ 和 $P_{\text{DR},n,t}^{\text{on}}$ 分别为 t 时刻节点 n 的冶炼炉处于烘炉状态和生产状态时的用电功率; $x_{\text{DR},n,t}$ 为状态变量,其值为1表示冶炼炉处于生产状态,为0表示冶炼炉处于烘炉状态; $\Delta P_{\text{DR},n,t+\Delta t}$ 为 t 到 $t+\Delta t$ 时刻节点 n 的冶炼炉处于生产状态下的调节功率。

冶炼类负荷调节功率应处于冶炼炉设计容量的允许范围内,即:

$$-\Delta P_{\text{DR},n,\max}^{\text{dw}} x_{\text{DR},n,t} \leq \Delta P_{\text{DR},n,t+\Delta t} \leq \Delta P_{\text{DR},n,\max}^{\text{up}} x_{\text{DR},n,t} \quad (15)$$

$$\Delta P_{\text{DR},n,t+\Delta t,\max}^{\text{dw}} = P_{\text{DR},n,t}^{\text{on}} - P_{\text{DR},n,\min}^{\text{on}} \quad (16)$$

$$\Delta P_{\text{DR},n,t+\Delta t,\max}^{\text{up}} = P_{\text{DR},n,\max}^{\text{on}} - P_{\text{DR},n,t}^{\text{on}} \quad (17)$$

其中, $\Delta P_{\text{DR},n,\max}^{\text{up}}$ 和 $\Delta P_{\text{DR},n,\max}^{\text{dw}}$ 分别为 t 到 $t+\Delta t$ 时刻节点 n 的冶炼炉处于生产状态时的最大上、下调功率; $P_{\text{DR},n,\max}^{\text{on}}$ 和 $P_{\text{DR},n,\min}^{\text{on}}$ 分别为节点 n 的冶炼炉最大、最小生产负荷。

冶炼炉每炉次生产所用时间是固定的,生产状态约束为:

$$x_{DR,n,t-1} - x_{DR,n,t} \leq 1 - x_{DR,n,t'} \quad \forall t' \in [t+1, \min(t+T_{DR,n}^{on}-1, T)] \quad (18)$$

其中, $T_{DR,n}^{on}$ 为节点 n 的冶炼炉生产一炉次所需的时间; T 为调度周期。

在调度高载能负荷资源时,为不影响企业正常生产,对允许烘炉的时间进行约束,即:

$$\sum_{i=t'}^{t'+T_{DR,n}^{on}-1} x_{DR,n,i} \geq 1 \quad \forall t' \in [1, T - T_{DR,n}^{off} + 1] \quad (19)$$

其中, $T_{DR,n}^{off}$ 为节点 n 的冶炼炉的最大烘炉时间。

在满足生产设备设计容量和最大/最小技术爬坡速率的约束条件下,冶炼类高载能负荷的上/下调功率为当前工作状态下可增加/减少生产功率的最大值。当处于烘炉状态时,下调功率使得冶炼炉温低于生产工艺要求,降低产品质量,故该状态下的高载能负荷只能进行功率上调。因此,综合考虑烘炉、生产2种工作状态以及计划产量,高载能负荷的调节能力表示如下:

$$\begin{cases} \Delta P_{DR,t+\Delta t}^+ = \sum_{n=1}^N \min \left[\Delta P_{DR,n,t+\Delta t, \max}^{up} x_{DR,n,t} + (P_{DR,n, \max}^{on} - P_{DR,n,t}^{off})(1 - x_{DR,n,t}), r_{DR,n,t}^{up} \Delta t + P_{DR,n,t}^{off}(1 - x_{DR,n,t}) \right] \\ \Delta P_{DR,t+\Delta t}^- = - \sum_{n=1}^N x_{DR,n,t} \min \left(\Delta P_{DR,n,t+\Delta t, \max}^{dw}, r_{DR,n,t}^{dw} \Delta t \right) \end{cases} \quad (20)$$

其中, $\Delta P_{DR,t+\Delta t}^+$ 和 $\Delta P_{DR,t+\Delta t}^-$ 分别为 t 到 $t+\Delta t$ 时刻的高载能负荷上、下可调功率; $r_{DR,n,t}^{up}$ 和 $r_{DR,n,t}^{dw}$ 分别为 t 时刻节点 n 的高载能负荷的最大上、下坡速率限值。

2.3 梯级水电与高载能负荷功率变化的主动响应能力

基于上述分析,将梯级水电站与高载能负荷协调主动响应定义为系统总可调能力。其中,系统在 t 到 $t+\Delta t$ 时刻的总上调能力 $\Delta P_{t+\Delta t}^+$ 由梯级水电站最大上调能力与高载能负荷最大下调能力构成,由式(13)与式(20)可得:

$$\Delta P_{t+\Delta t}^+ = \Delta P_{H,t+\Delta t}^+ + \left| \Delta P_{DR,t+\Delta t}^- \right| \quad (21)$$

同理,系统在 t 到 $t+\Delta t$ 时刻的总下调能力 $\Delta P_{t+\Delta t}^-$ 可表示为:

$$\Delta P_{t+\Delta t}^- = \left| \Delta P_{H,t+\Delta t}^- \right| + \Delta P_{DR,t+\Delta t}^+ \quad (22)$$

当系统调节能力低于风光波动幅度时,会导致弃风弃光或系统可靠性不足的问题。因此,系统总上/下调能力应满足风光接入系统后的等效负荷向上/向下波动约束,表示为:

$$\begin{cases} \Delta P_{t+\Delta t}^+ \geq \Delta P_{L,t+\Delta t}^{re} & \Delta P_{L,t+\Delta t}^{re} \geq 0 \\ \Delta P_{t+\Delta t}^- \geq \left| \Delta P_{L,t+\Delta t}^{re} \right| & \Delta P_{L,t+\Delta t}^{re} < 0 \end{cases} \quad (23)$$

$$\Delta P_{L,t+\Delta t}^{re} = P_{L,t+\Delta t}^{re} - P_{L,t}^{re} \quad (24)$$

其中, $\Delta P_{L,t+\Delta t}^{re}$ 为 t 到 $t+\Delta t$ 时刻的等效负荷变化量。

3 基于梯级水电与高载能负荷功率变化响应能力的风光容量配置规划模型

本文构建了基于源荷功率变化响应能力的风光容量配置优化模型,在最大限度消纳风光的同时,保持系统经济成本最低。

3.1 基于密度峰值聚类的风光出力聚类场景

密度峰值聚类算法的优势在于它能发现任意形状的类簇,同时检测出离群点,并自动确定聚类数^[22]。该算法适用于数目庞大、类簇形状差异大的风光出力曲线聚类划分。

以历史全年风光出力曲线数据(时间间隔为1h,一条曲线为24h数据)为样本集,选取风光出力峰谷差、风光出力平均值指标作为聚类特征对样本进行聚类,最终生成典型日风光出力曲线的聚类分布图。以聚类场景构成的典型日风光出力场景集 Y 对其随机性建模,表征风光接入对系统规划运行的综合影响。各典型日风光出力场景发生的概率为:

$$\rho_y = \frac{S_y}{S} \quad y \in Y \quad (25)$$

其中, ρ_y 为场景 y 发生的概率; S_y 为场景 y 下典型日风光出力曲线数; S 为研究周期内典型日风光出力曲线总数。

3.2 风光容量优化配置规划模型

以水-风-光-荷联合系统经济成本最低为目标,通过优化决策风、光装机容量 $S_{w,n}$ 和 $S_{p,n}$ 建立规划模型,即:

$$\min F_1 = C_{CON} + C_H + C_{DR} + C_G + C_{WP}^{abon} \quad (26)$$

其中, C_{CON} 、 C_H 、 C_{DR} 、 C_G 和 C_{WP}^{abon} 分别为风光电站年投资建设成本、梯级水电站运行成本、高载能负荷调度成本、常规火电机组运行成本以及弃风弃光惩罚成本。各成本具体计算公式如下。

(1) 风光电站年投资建设成本 C_{CON} :

$$C_{CON} = \sum_{n=1}^N \frac{d(1+d)^{D_T}}{(1+d)^{D_T} - 1} (c_w S_{w,n} + c_p S_{p,n}) \quad (27)$$

其中, $S_{w,n}$ 和 $S_{p,n}$ 分别为节点 n 的风电和光伏装机容量; c_w 和 c_p 分别为风电和光伏的单位装机容量投资成本; d 为贴现率; D_T 为风光电站设计运行年限,一般取15a。将风光电站的总建设成本在设计运行年限内按一定折旧率分摊至每年形成年投资建设成本。

(2) 梯级水电站运行成本 C_H :

$$C_H = 365 \sum_{y \in Y} \left(\rho_y \sum_{n=1}^N \sum_{t=1}^{24} c_H P_{H,n,t} \right) \quad (28)$$

其中, c_H 为水电站单位运行成本。

(3)高载能负荷调度成本 C_{DR} :

$$C_{DR} = 365 \sum_{y \in Y} \left(\rho_y \sum_{n=1}^N \sum_{t=1}^{24} c_{DR} P_{DR,n,t} \right) \quad (29)$$

其中, c_{DR} 为高载能负荷的单位功率调节补偿电价。

(4)常规火电机组运行成本 C_G :

$$C_G = 365 \sum_{y \in Y} \left[\rho_y \sum_{n=1}^N \sum_{t=1}^{24} (a_n P_{G,n,t}^2 + b_n P_{G,n,t} + c_n) \right] \quad (30)$$

其中, a_n 、 b_n 、 c_n 为节点 n 的火电机组发电成本系数; $P_{G,n,t}$ 为 t 时刻节点 n 的火电机组发电功率。

(5)弃风弃光惩罚成本 C_{WP}^{abon} :

$$C_{WP}^{abon} = 365 \sum_{y \in Y} \left(\rho_y \sum_{n=1}^N \sum_{t=1}^{24} c_{WP}^{abon} P_{WP,n,t+\Delta t}^{abon3} \right) \quad (31)$$

其中, c_{WP}^{abon} 为弃风弃光单位惩罚成本; $P_{WP,n,t+\Delta t}^{abon3}$ 为 $t + \Delta t$ 时刻节点 n 的系统弃风弃光功率。

3.3 约束条件

本文所提的优化配置模型需满足系统调节能力约束式(23)、高载能负荷调度约束式(15)~(19)、电源侧及其他系统约束。

(1)功率平衡约束:

$$\sum_{n=1}^N P_{H,n,t} + \sum_{n=1}^N P_{G,n,t} + \sum_{n=1}^N P_{WP,n,t} = \sum_{n=1}^N P_{L,n,t} + \sum_{n=1}^N P_{DR,n,t} \quad (32)$$

(2)线路传输容量约束:

$$\begin{cases} P_{ni,t} < P_{ni}^{\max} \\ P_{ni,t} = (P_{H,n,t} + P_{G,n,t} + P_{WP,n,t} - P_{L,n,t} - P_{DR,n,t}) + \sum_{\substack{j \neq i \\ i,j \in n'}} P_{nj,t} \end{cases} \quad (33)$$

其中, $P_{ni,t}$ 为连接节点 n 、 i 的线路在 t 时刻的传输功率; P_{ni}^{\max} 为连接节点 n 、 i 的线路的传输功率最大值; $P_{nj,t}$ 为连接节点 n 、 j 的线路在 t 时刻的传输功率; n' 为连接节点 n 的节点集合。

(3)风光电站装机容量约束:

$$\begin{cases} S_{W,n}^{\min} < S_{W,n} < S_{W,n}^{\max} \\ S_{P,n}^{\min} < S_{P,n} < S_{P,n}^{\max} \end{cases} \quad (34)$$

其中, $S_{W,n}^{\min}$ 、 $S_{W,n}^{\max}$ 分别为节点 n 的风电最小、最大装机容量; $S_{P,n}^{\min}$ 、 $S_{P,n}^{\max}$ 分别为节点 n 的光伏发电最小、最大装机容量。

(4)风光电站出力约束:

$$\begin{cases} P_{W,n,t} = S_{W,n} p_{W,n,t} \\ P_{P,n,t} = S_{P,n} p_{P,n,t} \end{cases} \quad (35)$$

其中, $p_{W,n,t}$ 、 $p_{P,n,t}$ 分别为 t 时刻节点 n 的风、光单位装机容量出力。

(5)梯级水电站上下游水量约束:

$$\begin{cases} Q_{n,t}^{\text{in}} = I_{n,t} + Q_{n+1,t-\tau_n} \\ V_{n,t} = V_{n,t-1} + 3600(Q_{n,t}^{\text{in}} - Q_{n,t} - S_{n,t})\Delta t \end{cases} \quad (36)$$

其中, $Q_{n,t}^{\text{in}}$ 为 t 时刻节点 n 的水电站入库流量; $I_{n,t}$ 为

时刻节点 n 的水电站区间来水; $Q_{n+1,t-\tau_n}$ 为 $t - \tau_n$ 时刻节点 $n + 1$ 的水电站发电流量, τ_n 为节点 $n + 1$ 到节点 n 的水电站水流时滞, 其值与上、下级电站之间的实际距离呈正相关; $V_{n,t}$ 和 $V_{n,t-1}$ 分别为节点 n 的下游水电站在 t 时刻和 $t - 1$ 时刻末的蓄水量; $S_{n,t}$ 为 t 时刻节点 n 的水电站弃水流量。

(6)水库的初库容和末库容约束:

$$\begin{cases} V_{n,0} = V_n^{\text{Begin}} \\ V_{n,T} = V_n^{\text{End}} \end{cases} \quad (37)$$

其中, $V_{n,0}$ 、 $V_{n,T}$ 分别为节点 n 的水电站在 0 和 T 时刻的库容; V_n^{Begin} 、 V_n^{End} 分别为节点 n 的水电站初、末库容。

(7)水库蓄水容量及水头约束:

$$\begin{cases} V_n^{\min} \leq V_{n,t} \leq V_n^{\max} \\ H_n^{\min} \leq H_{n,t} \leq H_n^{\max} \end{cases} \quad (38)$$

其中, V_n^{\min} 、 V_n^{\max} 分别为节点 n 的水电站最小、最大蓄水容量; H_n^{\min} 、 H_n^{\max} 分别为节点 n 的水电站最小、最大发电水头。

(8)火电运行约束:

$$P_{G,n}^{\min} < P_{G,n,t} < P_{G,n}^{\max} \quad (39)$$

其中, $P_{G,n}^{\min}$ 和 $P_{G,n}^{\max}$ 分别为节点 n 的火电机组最小、最大技术出力。

本文所提出的规划模型是混合整数非线性规划 MINP (Mixed-Integer Nonlinear Programming) 问题, 采用分支定界算法求解该问题。商业求解器 CPLEX 是一种基于分支定界算法的具有全局优化能力的求解器。因此, 本文在 MATLAB 平台上采用 YALMIP 语言对问题进行建模, 通过调用 CPLEX 进行求解, 最后输出风光容量最优配置、典型日最优出力以及其他运行结果。

4 算例分析

本文选取 IEEE 14 节点系统对湖南某地区进行仿真分析, 验证所提模型的有效性。该系统包含 2 座容量分别为 300、400 MW 的火电厂, 4 座容量分别为 150、270、180、128 MW 的梯级水电站及 3 个可调度高载能负荷。高载能负荷的控制参数见附录中表 A1。算例中风电场单位投资成本为 3.36×10^5 元 / MW, 光伏电站单位投资成本为 2.67×10^5 元 / MW, 水电运行成本为 55 元 / (MW·h), 高载能负荷调度成本为 65 元 / (MW·h)。

4.1 典型日风光出力曲线场景划分

基于密度峰值聚类方法, 得到 4 个聚类场景的风光单位出力曲线, 如图 2 所示 (图中, 各场景后括号中数据表示相应场景出现的概率, 风光出力均为标么值, 基准容量取 600 MW)。

从图 2 可看出, 生成的 4 个聚类场景基本涵盖了

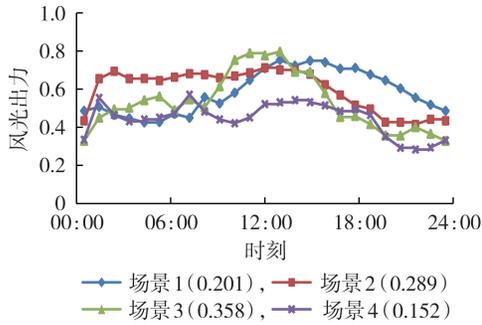


图2 风光出力曲线聚类场景

Fig.2 Cluster scenario of wind and photovoltaic generation

风光出力曲线的正调峰(场景1)、反调峰(场景2)、峰谷差大(场景3)、低出力(场景4)全部特征,但各场景间差异显著。从各场景出现概率看,4个聚类场景区分较为明确,场景2和3出现的概率相对较大。场景生成结果能够较好地模拟所在区域的风光随机性,有利于系统整体规划。

4.2 不同方案下的配置结果对比分析

采用本文提出的规划模型,求解得到风电和光伏最优装机容量分别为159.6 MW和191.4 MW,占总装机容量的24.58%。为突出所提模型的优越性,设置3种不同方案进行对比分析,具体如下。

方案1:系统仅考虑梯级水电站参与调节风光波动。

方案2:梯级水电站和高载能负荷同时参与调节风光波动,但不考虑功率调节能力约束。

方案3:考虑功率调节能力约束的梯级水电站和高载能负荷同时参与调节风光波动。

表1给出了3种方案下系统经济成本、风光容量配置及弃风弃光量的结果。

表1 不同方案下的优化结果

Table 1 Optimization results under different schemes

方案	$C_{CON}/$ 元	$C_H+C_C/$ 元	$C_{DR}/$ 元	$C_{WP}^{abon}/$ 元	$S_W/$ MW	$S_P/$ MW	$P_{WP}^{abon3}/$ MW
1	8.252×10^7	3.055×10^8	0	7.59×10^6	116.4	157.3	23.9
2	1.164×10^8	2.421×10^8	2.73×10^7	8.02×10^6	176.2	207.2	25.3
3	1.065×10^8	2.507×10^8	3.01×10^7	1.27×10^6	159.6	191.4	4.0

(1)考虑高载能负荷参与系统调节的影响分析。

在方案1中,风电和光伏最优装机容量分别为116.4 MW和157.3 MW。方案2中考虑可调度高载能负荷参与调节,风电和光伏装机容量比方案1分别增加了59.8 MW和49.9 MW。

在成本方面,方案1总成本为 3.76×10^8 元,比方案2减少了 1.82×10^7 元。由于方案2中的风光装机容量都有所增加,系统年投资建设成本也随之上升,但高载能负荷参与调节使得水火运行成本降低了 4.34×10^7 元。综合来看,方案2的总成本比方案1高出4.85%,但风光总装机容量比方案1提高40.08%。

因此,考虑高载能负荷参与调节的方案2更具有优势。

(2)考虑功率调节能力约束的影响分析。

方案3在方案2的基础上考虑功率调节能力约束,风光总装机容量为351 MW,比方案2减少了32.4 MW。但方案2的系统风光消纳电量明显低于风光的装机规模,弃风弃光量达到31.4 MW,占装机容量的8.2%,而方案3中的风光消纳电量基本与风光装机容量相等。

方案2的总成本为 3.95×10^8 元,比方案3增加了 5.28×10^6 元,其中弃风弃光成本增加了 6.75×10^6 元。这是由于方案3考虑系统调节能力约束,有效避免了实际运行中风光的过度装机,造成大量的弃风弃光。综合来看,方案2和方案3的总成本差额较小,但方案3中系统弃风弃光量更少。因此,考虑功率调节能力约束的方案3更具有优势。

4.3 不同方案下的运行结果对比分析

从图2可以看出,场景4的风光出力普遍较低,波动较大,且具有一定的反调峰特性(19:00至次日10:00),对系统调节要求较高。因此,本文给出场景4下梯级水电和高载能负荷主动响应风光波动的运行结果,如附录中图A1所示。

(1)考虑高载能负荷参与系统调节的影响分析。

在方案1中,由于水电机组受天然来水、运行经济性、出力大小等限制,在风光出力发生波动时,仅仅通过调节梯级水电站出力无法完全平抑波动,导致系统接纳风光水平较低,风光日运行出力为4 250.19 MW·h。方案2中考虑可调度的高载能负荷配合梯级水电站协调主动参与系统功率调节,风光消纳量比方案1提高了75 MW,风光日运行出力为6 085.38 MW·h,比方案1增加了1 835.2 MW·h。

此外,方案2的火电出力比方案1更为平稳,其火电日平均波动率为12.4%,比方案1减少了3.3%。

(2)考虑功率调节能力约束的影响分析。

方案2与方案3的风光出力水平差额较小,比方案3增加了468.28 MW·h。在23:00至次日09:00时段,系统处于负荷低谷,方案2的风光出力最大功率为337.02 MW,比方案3增加了8.59 MW。此时,方案2和3中的梯级水电站分别下调出力1 764.73 MW·h和1 334.87 MW·h,高载能负荷分别上调功率488.75 MW·h和507.2 MW·h。因此,方案2中在系统出力减少时,增大系统负荷,可增大风光的并网容量。

在09:00—23:00时段,系统负荷较大,但风光出力相对较小,无法满足负荷需求。方案2的风光最小功率为103.13 MW,比方案3减少了8.02 MW。此时,方案2和3中的梯级水电站处于满负荷运行,分别上调出力1 330.1 MW·h和1 814.14 MW·h,高载能负荷分别下调功率726.62 MW·h和781.1 MW·h,

以调整系统的功率缺额,保持瞬时功率平衡。

在方案 3 中,负荷峰谷差由 600.69 MW 削减为 465.34 MW,比方案 2 增加了 41.18 MW 的削减量,平抑效果更为明显。

综上所述,考虑系统调节能力约束的梯级水电站与高载能负荷主动响应,以经济成本最小为目标的风光容量配置方案(方案 3)比其他方案更具优势,证明了本文所提模型的有效性。

5 结论

针对高比例新能源消纳问题,本文在考虑梯级水电站与高载能负荷功率动态主动响应能力的基础上,构建风光容量优化配置双层规划模型,得到如下结论:

(1)提出高载能负荷配合梯级水电站主动参与风光消纳的策略,从理论上证明源-荷协调能够更有效地提高风光消纳水平,减少弃风弃光;

(2)详细刻画不同时刻间随水头变化的梯级水电站可调功率,以及随计划产量和工作状态变化的冶炼类高载能负荷可调功率,得到联合系统的功率变化调节能力约束;

(3)统筹兼顾源-荷协调主动响应与系统调节能力约束对容量规划和优化运行的影响,提出以系统经济成本最小为目标的风光容量优化配置双层模型,为大规模风光并网消纳提供了新的方法和思路。

此外,聚类场景分析法有效模拟了风光出力的不确定性,但难以应对小概率的极端情况。笔者将在后续工作中对极端场景刻画、极端场景下风光容量配置等问题展开研究。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

[1] 国家能源局. 2020 年一季度网上新闻发布会文字实录[EB/OL]. [2020-03-06]. http://www.nea.gov.cn/2020-03/06/c_138850234.htm.

[2] SHAHRIARI M, BLUMSACK S. The capacity value of optimal wind and solar portfolios[J]. Energy, 2018, 148:992-1005.

[3] LI J H, WANG S, YE L, et al. A coordinated dispatch method with pumped-storage and battery-storage for compensating the variation of wind power[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2018, 3(1):1-14.

[4] DEETJEN T A, RHODES J D, WEBBER M E. The impacts of wind and solar on grid flexibility requirements in the Electric Reliability Council of Texas[J]. Energy, 2017, 123: 637-654.

[5] 程海花,寇宇,周琳,等. 面向清洁能源消纳的流域型风光水多能互补基地协同优化调度模式与机制[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(10):61-70.

CHENG Haihua, KOU Yu, ZHOU Lin, et al. Collaborative optimal dispatching mode and mechanism of watershed-type wind-solar-water multi-energy complementary bases for clean energy absorption[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(10):61-70.

[6] 李志伟,赵书强,刘金山. 基于机会约束目标规划的风-光-水-气-火-储联合优化调度[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(8):214-223.

LI Zhiwei, ZHAO Shuqiang, LIU Jinshan. Coordinated optimal dispatch of wind-photovoltaic-hydro-gas-thermal-storage system based on chance-constrained goal programming[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(8):214-223.

[7] JURASZ J, MIKULIK J, KRZYWDA M, et al. Integrating a wind- and solar-powered hybrid to the power system by coupling it with a hydroelectric power station with pumping installation[J]. Energy, 2018, 144:549-563.

[8] 夏永洪,吴虹剑,辛建波,等. 考虑风/光/水/储多源互补特性的微网经济运行评价方法[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(7):63-69.

XIA Yonghong, WU Hongjian, XIN Jianbo, et al. Evaluation of economic operation for microgrid with complementary DGs and energy storage[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(7):63-69.

[9] 么艳香,叶林,屈晓旭,等. 风-光-水多能互补发电系统分析模型[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(10):55-60.

YAO Yanxiang, YE Lin, QU Xiaoxu, et al. Exergy analysis model of wind-solar-hydro multi-energy generation power system [J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(10): 55-60.

[10] YE X, TANG Q, LI T, et al. Optimal capacity proportion and distribution planning of wind, photovoltaic and hydro power in bundled transmission system[C]//2017 2nd Asia Conference on Power and Electrical Engineering. Les Ulis, France: EDP Sciences, 2017:12-16.

[11] MING B, LIU P, GUO S L, et al. Optimizing utility-scale photovoltaic power generation for integration into a hydro-power reservoir by incorporating long- and short-term operational decisions[J]. Applied Energy, 2017, 204:432-445.

[12] WANG X B, CHANG J X, MENG X J, et al. Hydro-thermal-wind-photovoltaic coordinated operation considering the comprehensive utilization of reservoirs[J]. Energy Conversion and Management, 2019, 198:111824.

[13] ZHANG Y S, MA C, LIAN J, et al. Optimal photovoltaic capacity of large-scale hydro-photovoltaic complementary systems considering electricity delivery demand and reservoir characteristics[J]. Energy Conversion and Management, 2019, 195:597-608.

[14] 刘文颖,文晶,谢昶,等. 基于源荷互动的含风电场电力系统多目标模糊优化调度方法[J]. 电力自动化设备, 2014, 34(10): 56-63, 68.

LIU Wenyong, WEN Jing, XIE Chang, et al. Multi-objective fuzzy optimal dispatch based on source-load interaction for power system with wind farm[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(10):56-63, 68.

[15] 周任军,石亮缘,汤吉鸿,等. 多功率曲线协整度约束下的源-荷-储优化协整模型[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(12): 3454-3465.

ZHOU Renjun, SHI Liangyuan, TANG Jihong, et al. Source-load-storage optimization cointegration model under multi-power curve cointegration degree constraints[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(12):3454-3465.

[16] BAO Y Q, LI Y, WANG B B, et al. Day-ahead scheduling considering demand response as a frequency control resource[J]. Energies, 2017, 10(1):82.

[17] 文晶,刘文颖,谢昶,等. 计及风电消纳效益的电力系统源荷协调二层优化模型[J]. 电工技术学报, 2015, 30(8):247-256.

WEN Jing, LIU Wenyong, XIE Chang, et al. Source-load coordination optimal model considering wind power consumptive

- benefits based on Bi-level programming[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2015, 30(8): 247-256.
- [18] ZHANG N, HU Z G, SHEN B, et al. An integrated source-grid-load planning model at the macro level: case study for China's power sector[J]. Energy, 2017, 126: 231-246.
- [19] ZHANG N, HU Z G, SHEN B, et al. A source-grid-load coordinated power planning model considering the integration of wind power generation[J]. Applied Energy, 2016, 168: 13-24.
- [20] 晋宏杨, 孙宏斌, 郭庆来, 等. 基于能源互联网用户核心理念的高载能-风电协调调度策略[J]. 电网技术, 2016, 40(1): 139-145.
- JIN Hongyang, SUN Hongbin, GUO Qinglai, et al. Dispatch strategy based on energy Internet customer-centered concept for energy intensive enterprise and renewable generation to improve renewable integration[J]. Power System Technology, 2016, 40(1): 139-145.
- [21] 朱丹丹, 刘文颖, 蔡万通, 等. 风电消纳目标下基于电量与功率滚动优化的荷源控制方法[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(5): 80-85, 119.
- ZHU Dandan, LIU Wenying, CAI Wantong, et al. Load-source coordinated dispatch method for promoting wind power accommodation based on rolling optimization of energy and power[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(5): 80-85, 119.
- [22] YANG H M, ZHANG J, QIU J, et al. A practical pricing approach to smart grid demand response based on load classification[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(1): 179-190.

作者简介:



余千

余千(1990—),女,湖南长沙人,博士研究生,主要研究方向为高比例可再生能源并网(E-mail: yuqian_0215@163.com);

杨洪明(1972—),女,湖南长沙人,二级教授,“芙蓉学者”特聘教授,博士研究生导师,博士,通信作者,主要研究方向为电力市场、高比例可再生能源并网(E-mail: yhm5218@163.com)。

(编辑 王锦秀)

Optimal configuration of wind and photovoltaic capacity based on power variation active response ability of cascade hydropower and energy intensive load

YU Qian^{1,2}, YANG Hongming², LIU Junpeng², LIAO Shengtao², MENG Ke²

(1. School of Economics and Management, Changsha University of Science and Technology, Changsha 410114, China;

2. International Joint Laboratory of Ministry of Education for Operation and Planning of Energy Internet based on Distributed Photovoltaic-Storage Energy, Hunan Provincial Engineering Research Center for Electric Transportation and Smart Distribution Network, School of Electrical and Information Engineering, Changsha University of Science and Technology, Changsha 410114, China)

Abstract: In order to effectively solve the problem of high proportion of wind and photovoltaic power permeation, an optimal configuration method of wind and photovoltaic capacity based on power variation active response ability of cascade hydropower and energy intensive load is proposed. The coordination framework of energy intensive load and cascade hydropower in suppressing the fluctuation of wind and photovoltaic power output is designed. By describing the power regulation characteristics of cascade hydropower at different time based on water head change and the power regulation characteristics of energy intensive load based on the production process, an optimal configuration model of wind and photovoltaic capacity considering system regulation ability constraints is built, which takes the minimum investment and construction cost of wind and photovoltaic power stations, the operation cost of hydropower and thermal power stations, the dispatching cost of energy intensive load and punishment cost of wind and photovoltaic power abandonment as its object to determine the wind and photovoltaic installed capacity. The simulative results of a region in Hunan show that the proposed method can better smooth net load power fluctuation, increase the wind and photovoltaic integration capacity.

Key words: wind and photovoltaic power permeation; capacity configuration; cascade hydropower station; energy intensive load; generation-load coordination

附录：

表 A1 高载能负荷相关参数
Table A1 Related parameters of energy intensive load

高载能负荷	常规运行功率/MW	最大运行功率/MW	最小运行功率/MW	烘炉功率/MW	最长烘炉时间/h
A	75	90	50	28	2.0
B	42	50	28	16	2.5
C	25	30	17	9	3.0

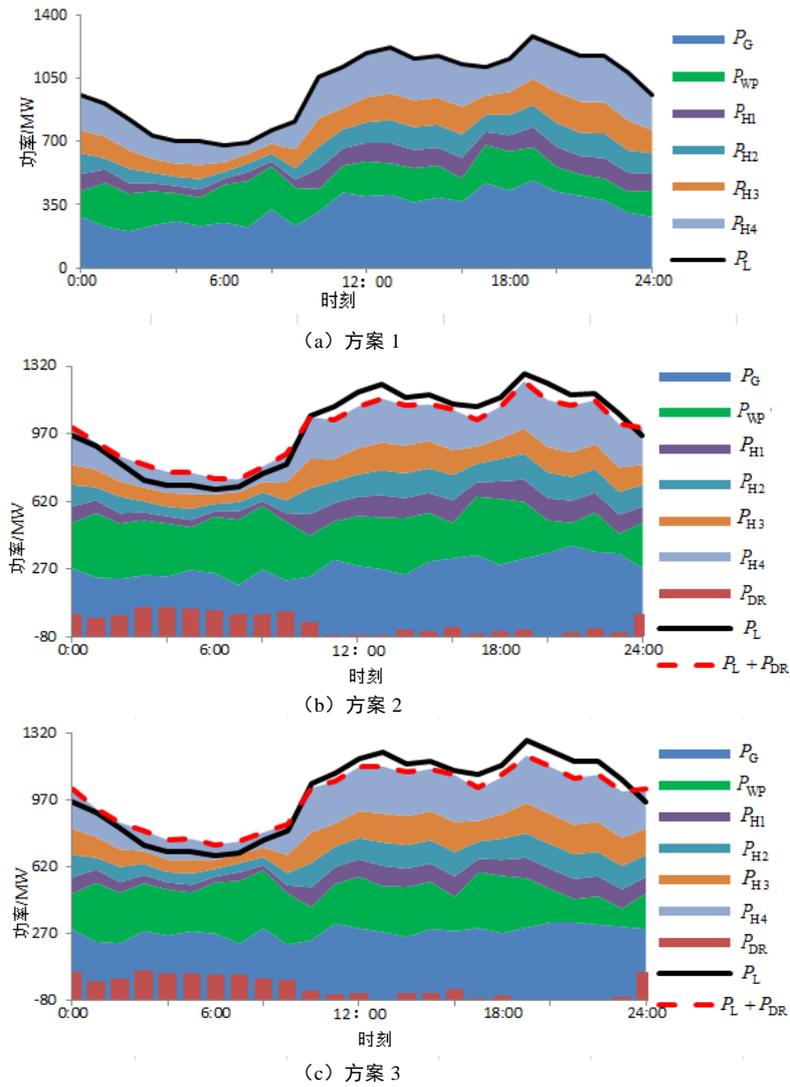


图 A1 3 种方案的典型日运行结果
Fig.A1 Operation results on typical day of three schemes