



国家电网
STATE GRID

中国电力科学研究院
CHINA ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE

报告编号：HNY2016-

分类号：TM614

能源基金会项目号：G1406-21499

能源基金会支持项目

青海省大规模光伏发电并网研究

Study on PV Power Grid Integration in Qinghai Province

中国电力科学研究院

2016 年 10 月



内容摘要

青海省太阳能资源丰富，具备良好的太阳能发电资源、环境条件、电价政策及政府支持，根据青海光伏发展规划，预计 2020 年青海光伏并网容量将达到 10GW。目前，青海光伏电站大部分集中在海西地区，而海西地区负荷较少，且海西和青海主网之间传输能力有限，在线路重载时，新能源会出现断面受限的情况。另外，由于光伏发电出力具有间歇性和波动性，随着光伏快速发展，光伏装机容量进一步增加，青海省得电网潮流、电力平衡、电网运行方式都需要做出相应的调整，这都将给电网安全稳定运行带来影响。因此，如何合理的规划青海省内包括光伏发电在内的各类电源结构、电网网架结构、光伏装机地理位置分布等，是保障青海省光伏发电充分消纳的前提。

鉴于此，本项目基于青海省电网光伏发展规划，建立青海电网光伏发电并网仿真模型和生产模拟仿真模型，构造仿真基础数据，利用新能源生产模拟软件，开展青海电网光伏发电接入影响分析和接纳能力分析，对规划的电源装机和电网构架提供合理建议，支撑青海光伏发电最大化消纳。主要研究内容如下：

（1）分析并提出 2020 年青海电网规划光伏发电并网存在的潜在运行问题以及解决方案。

（2）评估 2020 年不考虑特高压外送情况下 1000 万千瓦光伏装机以及考虑特高压外送情况下 2400 万千瓦的光伏装机时青海光伏发电消纳情况，包括发电量、弃光率、利用小时数等。

（3）为实现 2020 年光伏发电规划装机容量及全额消纳，提出光伏电站优化布局方案、电网网架加强方案、灵活调节电源建设方案、更加灵活的电力系统调度运行优化方案。并基于不同情景，评估各类方案的光伏发电水平、弃光率等。

关键词：光伏发电；发展规划；生产模拟仿真；接纳能力；评估

目录

1	概述.....	1
1.1	项目背景	1
1.2	项目研究内容	2
2	新能源时序生产模拟模型	4
2.1	新能源时序生产模拟仿真原理	4
2.2	基于时序生产仿真的新能源接纳能力计算模型	5
2.2.1	目标函数	5
2.2.2	约束条件	5
3	2015 年光伏消纳能力分析	9
3.1	计算边界条件	9
3.2	2015 年青海电网新能源消纳能力分析	10
4	2020 年光伏消纳能力分析	12
4.1	无特高压外送场景分析	12
4.1.1	边界条件	12
4.1.2	2020 年 10GW 光伏消纳能力计算.....	13
4.1.3	敏感性分析	18
4.1.4	小结	22
4.2	考虑特高压外送场景	22
4.2.1	边界条件	22
4.2.2	2020 年 24GW 光伏消纳能力分析.....	26
4.2.3	小结	29
5	结论.....	31

1 概述

1.1 项目背景

青海省太阳能资源丰富，尤其是柴达木盆地更是全国光照资源最丰富的地区，年日照时数在 3100~3600h 之间，年总辐射量可达 7000~8000MJ/m²，为全国第二高值区。在相同的面积和容量的情况下，光伏并网发电能比相邻的甘肃、新疆多发 15%~25% 的电量。青海省地处青藏高原的东北部，大部分地区地广人稀，地势平坦，约有未利用荒漠面积 20 万平方公里以上，主要分布在光照资源丰富的柴达木盆地和三江源地区，而且有不少荒漠靠近电力线路和负荷中心，并网条件优越，是建设大型荒漠光伏并网电站、建立太阳能电力输出基地的优选区域。

青海省依托丰富的太阳能资源等大力发展光伏产业，初步形成了较为完整的光伏产业链，建成光伏电站装机规模位列全网前列，根据青海光伏发展规划，2015 和 2020 年累积并网容量将达到 5GW 和 10GW。目前，青海全省光伏电站主要集中在海南、海西地区，截止 2014 年底，电源总装机容量 18430MW，其中光伏发电并网容量达 4289MW，光伏电站 96 座，年累计发电量 5.68TWh，平均利用小时数 1733h，发电量占青海省全社会用电量的 8.1%，占国家电网经营区域内并网光伏发电总量的 18.8%。

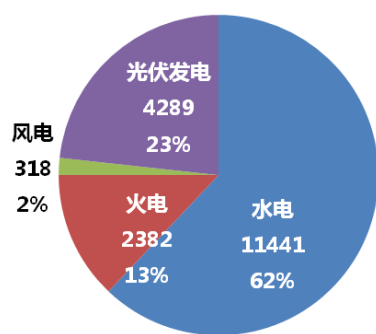


图 1-1 2014 年底青海各类电源装机情况单位 (MW)

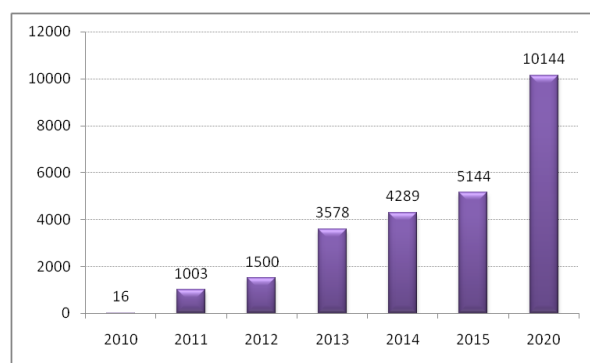


图 1-2 青海光伏发电装机增长情况单位 (MW)

目前，青海消纳新能源主要存在问题可归纳如下：

(1) **青海外送通道存在输电限制。**青海电网位于西北 750kV 输电通道中段，分别与新疆电网和甘肃电网互联，新疆风电、光伏发电，甘肃风电、青海

光伏发电均需要通过 750kV 输电通道外送，而各个断面均存在输电限制。

(2) 青海省内部存在输送断面限制。青海光伏发电大多分布于海西、海南地区，而海西外送输电断面极限为 1300MW，目前海西地区光伏装机容量为 2388MW，已达极限。西藏电网水电站和光伏电站的大规模陆续建成投运，西藏电力在夏季不再需要青海跨省支援，海西电网内部新能源窝电形势将呈常态化趋势。

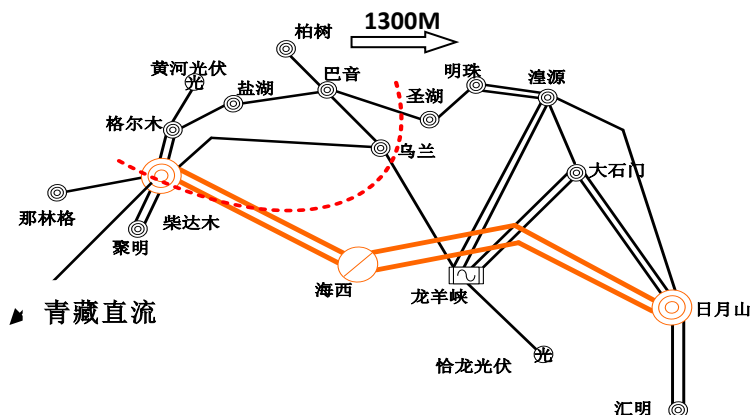


图 1-3 2014 年底青海电网地理接线图

(3) 电源调节能力有限，且光伏辐照度高峰时发电空间受限。2014 年，青海电网火电 2382MW 且调节能力不强，1971MW 省调水电和 8900MW 网调水电可用于本省调峰，但受运输、灌溉、防汛等限制；另一方面，青海光伏发电装机与年最大负荷的比值已达到 0.67，午间辐照度高峰时段除去火电最小技术出力、水电强迫出力，光伏发电空间严重受限。

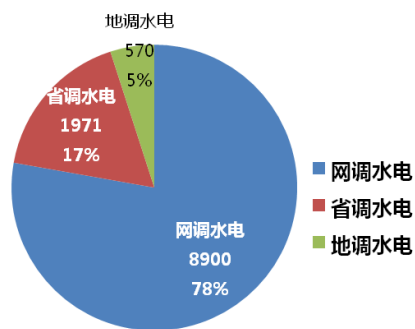


图 1-4 青海水电构成

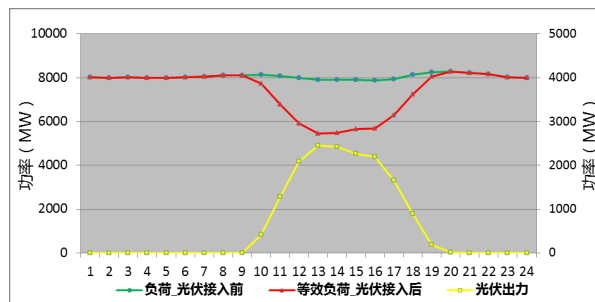


图 1-5 青海光伏并网前后负荷特性

1.2 项目研究内容

项目基于青海省电网光伏发展规划，建立青海电网光伏发电并网仿真模型和

生产模拟仿真模型，构造仿真基础数据，利用生产模拟仿真软件，开展青海电网光伏发电接入影响分析和接纳能力分析，对规划的电源装机和电网构架提供合理建议，支撑青海光伏发电最大化消纳。项目研究思路如图 1-6 所示。

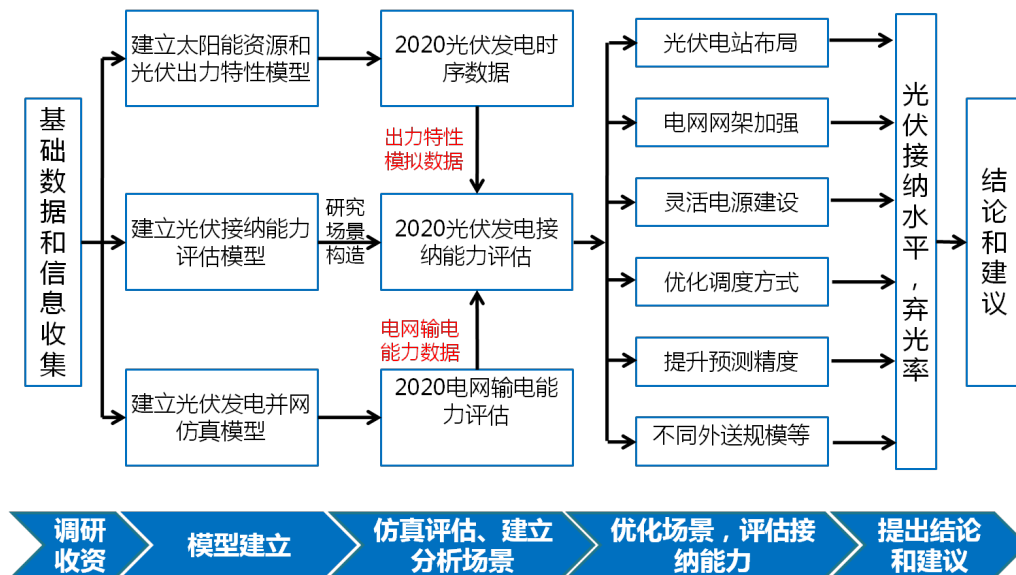


图 1-6 项目研究思路

项目主要研究内容如下：

(1) 分析并提出 2020 年青海电网规划光伏发电并网存在的潜在运行问题以及解决方案。

(2) 评估 2020 年不考虑特高压外送情况下 1000 万千瓦光伏装机以及考虑特高压外送情况下 2400 万千瓦的光伏装机时青海光伏发电消纳情况，包括发电量、弃光率、利用小时数等。

(3) 为实现 2020 光伏发电规划装机容量及全额消纳，提出光伏电站优化布局方案、电网网架加强方案、灵活调节电源建设方案、更加灵活的电力系统调度运行优化方案。并基于不同情景，评估各类方案的经济性、光伏发电水平、弃光率等。

2 新能源时序生产模拟模型

2.1 新能源时序生产模拟仿真原理

新能源生产模拟仿真模型基于时序生产模拟仿真方法建立，新能源生产模拟仿真方法基于电力系统最基本的实时生产过程，保证每个时间断面各种电源发出的电力以及联络线输送电力与负荷需求保持相等，并将时间断面向前不断推进。由于各时间断面之间具有连续性，时间间隔确定，任何一个时间断面过渡到下一个时间断面时，应满足电力系统运行的各种边界条件。时序生产模拟保留了负荷曲线形状随时间变化的特点，以每小时或者十五分钟（时间分辨率可以为任意设定值）为单位模拟系统运行。仿真基本原理如图 2-1 所示。紫色曲线为负荷曲线，时间分辨率为 1 小时；淡蓝色曲线为外送联络线出力（受入为正，送出为负）；深蓝色为负荷出力和联络线出力之和；深蓝色虚线为开机方式设定的常规机组最大出力；浅绿色虚线为开机方式中设定的常规机组最小技术出力和，根据设定的开机方式，机组的出力能够满足当天负荷运行的需要；深红色面积填充为火电机组出力；绿色面积填充为风电可发出力，也即系统可接纳的风电出力空间。当风电理论出力在这个空间内时，则系统可以完全消纳所有的风电，反之则会出现弃风；黄色面积填充则为风电理论出力超过风电接纳空间时出现的弃风出力。

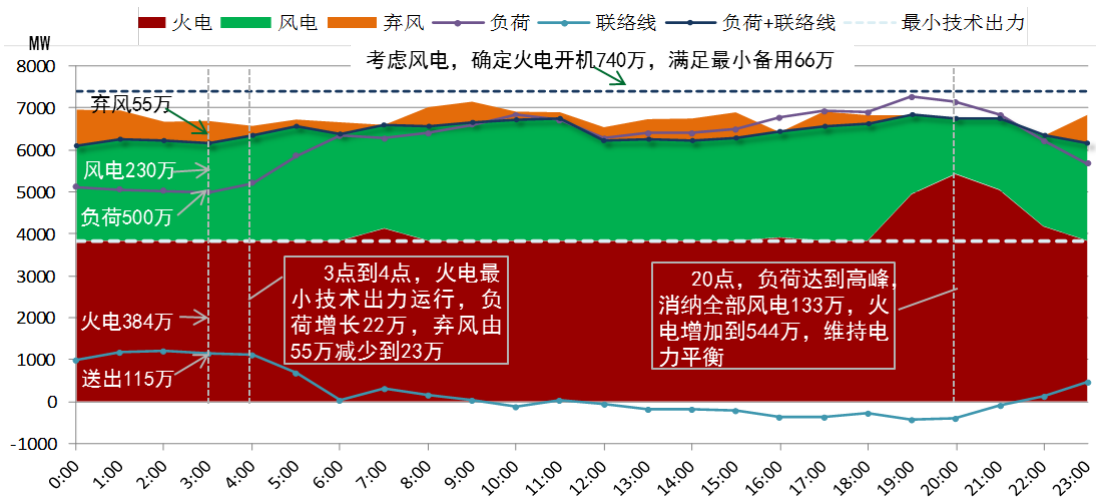


图 2-1 时序生产模拟仿真原理图

2.2 基于时序生产仿真的新能源接纳能力计算模型

2.2.1 目标函数

新能源时序生产模拟模型优化目标为优化周期内新能源接纳最大，目标函数为：

$$\max \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^N (P_w(t, n) + P_{pv}(t, n)) \quad (2.1)$$

式中：\$N\$ 为系统所包含的聚合电网总数；\$n\$ 表示为某一区域电网；\$T\$ 表示调度时间的总长度；\$t\$ 为仿真时间步长；\$P_w(t, n)\$ 为聚合电网 \$n\$ 在时段 \$t\$ 的风电出力，\$P_{pv}(t, n)\$ 为聚合电网 \$n\$ 在时段 \$t\$ 的光伏发电出力。

2.2.2 约束条件

(1) 系统旋转备用容量约束

$$\begin{cases} \sum_{n=1}^N \sum_{j=1}^J (-P_{j, \max}(t, n) \cdot S_j(t, n) - P_w(t, n) - P_{pv}(t, n)) \leq -\sum_{n=1}^N P_l(t, n) - P_{re} \\ \sum_{n=1}^N \sum_{j=1}^J (P_{j, \min}(t, n) \cdot S_j(t, n) + P_w(t, n) + P_{pv}(t, n)) \leq \sum_{n=1}^N P_l(t, n) - N_{re} \end{cases} \quad (2.2)$$

式中：\$P_{re}\$ 和 \$N_{re}\$ 分别为正旋转备用和负旋转备用；\$P_{j, \max}(t, n)\$ 和 \$P_{j, \min}(t, n)\$ 分别为聚合电网 \$n\$ 中第 \$j\$ 类机组的出力上限和出力下限；\$S_j(t, n)\$ 为整数变量，表示为聚合电网 \$n\$ 中第 \$j\$ 类机组的开机台数；\$P_l(t, n)\$ 则表示聚合电网 \$n\$ 第 \$t\$ 时段的电力负荷；将各时段新能源理论出力纳入常规机组开机容量计算范畴，减小其开机容量，能够更多地消纳新能源。

(2) 区域负荷平衡约束

$$\sum_{j=1}^J P_j(t, n) \cdot S_j(t, n) + P_w(t, n) + P_{pv}(t, n) + L_i(t) = P_l(t, n) \quad (2.3)$$

式中： $\sum_{j=1}^J P_j(t, n) \cdot S_j(t, n)$ 为聚合电网 n 第 t 时段的所有常规机组的总功率之和；

$L_i(t)$ 为第 t 时段第 i 条传输线的输电功率。

(3) 区域间线路传输容量约束

$$-L_{i, \max} \leq L_i(t) \leq L_{i, \max} \quad (2.4)$$

式中：而 $L_{i, \max}$ 和 $-L_{i, \max}$ 分别为第 i 条传输线传输容量上下限；设定电流参考方向为：流入区域为正方向，流出区域为负方向， L_i 可以取正负值，正负则代表功率传输的方向。

(4) 机组出力约束

$$0 \leq \Delta P_j(t, n) \leq [P_{j, \max}(t, n) - P_{j, \min}(t, n)] \cdot S_j(t, n) \quad (2.5)$$

$$P_j(t, n) = P_{j, \min}(t, n) \cdot S_j(t, n) + \Delta P_j(t, n) \quad (2.6)$$

式中， $\Delta P_j(t, n)$ 为常规机组优化功率大小。

(5) 机组优化功率爬坡率约束

$$P_j(t+1, n) - P_j(t, n) \leq \Delta P_{j, up}(n) \quad (2.7)$$

$$P_j(t, n) - P_j(t+1, n) \leq \Delta P_{j, down}(n) \quad (2.8)$$

式中， $\Delta P_{j, up}$ ， $\Delta P_{j, down}$ 分别为第 j 台机组的上爬坡率和下爬坡率。

(6) 机组运行台数约束

$$0 \leq S_j(t, n) \leq S_{j, \max}(n) \quad (2.9)$$

式中， $S_{j, \max}(n)$ 分别为聚合电网 n 第 j 类机组的总装机数量。

(7) 最小启机运行时间约束

$$Y_j(t) + Z_j(t+1) + Z_j(t+2) + \dots + Z_j(t+k) \leq 1 \quad (2.10)$$

$$Z_j(t) + Y_j(t+1) + Y_j(t+2) + \dots + Y_j(t+k) \leq 1 \quad (2.11)$$

式中： $Y_j(t)$ 和 $Z_j(t)$ 为第 j 台机组 t 时段的启动状态和停机状态，均为二进制

变量。对于 Y, 0 表示不在启动状态, 1 表示正在启动; 对于 Z, 0 表示不在停机状态, 1 表示正在停机。

(8) 机组启停机运行状态逻辑约束

$$\begin{cases} X_j(t) - X_j(t-1) - Y_j(t) + Z_j(t) = 0 \\ -X_j(t) - X_j(t-1) + Y_j(t) \leq 0 \\ X_j(t) + X_j(t-1) + Y_j(t) \leq 2 \\ -X_j(t) - X_j(t-1) + Z_j(t) \leq 0 \\ X_j(t) + X_j(t-1) + Z_j(t) \leq 2 \end{cases} \quad (2.12)$$

以上一组等式及不等式共同组成了对机组启停和运行状态的逻辑约束, 保证在机组组合的过程中各状态变量是符合逻辑的。

(9) 供热机组供热期出力约束

根据对供热机组的定义以及我国热电联产发展的实际状况, 分别对背压式热电联产火电机组和抽气式热电联产火电机组进行数学建模。背压式热电联产火电机组的发电出力与热出力呈线性关系:

$$P_{BYj}(t) = C_{j,b} \cdot Q_j(t) \quad (2.13)$$

抽气式热电联产火电机组的工况曲线则更为复杂, 其线性约束公式如下式所示:

$$Q_j(t) \cdot C_{j,b} \leq P_{CQj}(t) \leq P_{CQj,\max} - Q_j(t) \cdot C_{j,v} \quad (2.14)$$

(10) 水电机组发电量约束

$$\begin{cases} TP_j(t) + TP_j(t+1) + \dots TP_j(t+k) \leq Hyd_{j,\max} \\ -TP_j(t) - TP_j(t+1) - \dots TP_j(t+k) \leq Hyd_{j,\min} \end{cases} \quad (2.15)$$

式中 $Hyd_{j,\max}$, $Hyd_{j,\min}$ 分别为一定周期内水电机组发电量上限及下限, k 由水电机组发电量约束周期参数决定;

(11) 新能源出力约束

$$\begin{cases} 0 \leq P_w(t, n) \leq P_w^*(t, n) \\ 0 \leq P_{pv}(t, n) \leq P_{pv}^*(t, n) \end{cases} \quad (2.16)$$

式中： $P_w^*(t, n)$ 指时刻 t 时装机容量一定时的风电时间序列出力， $P_{pv}^*(t, n)$ 指时刻 t 时装机容量一定时的光伏时间序列出力。

以上模型中，待优化的变量为： $P_w(t, n)$, $P_{pv}(t, n)$, $X_j(t, n)$, $S_j(t, n)$, $P_j(t, n)$, $L_i(t)$ 。

3 2015 年光伏消纳能力分析

3.1 计算边界条件

青海电网新能源装机增长较快，预计 2015 年光伏装机 514 万千瓦，新增光伏 103.42 万千瓦，同比增长 25.16%；风电装机 36.8 万千瓦，新增风电 5 万千瓦，同比增加 15.54%；按西北分部下达的 2015 年联络线计划，青海预计受入电量为 140 亿千瓦时。根据 2015 年电网规划，青海电网网架较 2014 年结构变化较小，新能源输送通道没有变化。表 3-1 中列出了计算青海电网消纳能力的边界条件（系统备用、开机模式、火电运行方式等）的选取选择，表 3-2 为 2015 年青海省消纳能力分析基础计算边界条件。

表 3-1 青海电网消纳能力分析边界条件

边界条件	基本原则	备注
1、系统备用容量	Max{日最大负荷的 5%，网内最大一台机组容量}；新能源按照预测值减去装机容量的 20%后参与开机电力平衡。	按网内单台最大机组容量考虑，旋转备用预留 70 万千瓦。
2、开机模式	机组启停最小周期为每周启停一次	同基本原则
3、火电机组最大最小技术出力	凝气工况下最大技术出力：按照机组额定容量计算；凝气工况下最小技术出力：20 万千瓦以上机组按照 60%额定容量计算；采暖期供热机组技术出力按照固定供热期考虑，采暖期供热机组开机按采暖初期、中期、末期分别考虑。	电监局核定机组最小运行方式
4、负荷数据	—	预计 2015 年负荷与 2014 年负荷持平
5、水电参与电力电量平衡时的约束条件	最大最小技术出力按照实际运行要求确定。	同基本原则，水电按最小技术出力 20%，最大 100%。
6、风电、光伏年度不限电利用小时数	按照过去三年资源平均值进行计算	光伏发电利用小时数按历年平均水平，分别按 1702 小时。
7、风电/光伏归一化序列	—	按 2014 年全网实际光/风出力数据还原光/风资源序列

边界条件	基本原则	备注
8、联络线原则	联络线方式固定，按照不同月份分别设置	按西北分部下达的 2015 年联络线计划给定

表 3-2 2015 年青海消纳能力分析基础计算边界条件

2015 年火电装机 (MW)	3780
2015 年水电装机 (MW)	10490
2015 风电装机 (MW)	368
2015 光伏装机 (MW)	5140
2015 负荷电量 (TWh)	6.697
最大负荷 (MW)	9160
联络线外送电量 (送出为负) (TWh)	14

3.2 2015 年青海电网新能源消纳能力分析

基于新能源时序仿真模型计算可知,2015 年预计全年光伏发电量 72.48 亿千瓦时,光伏利用小时数约 1653 小时,弃光电量约 2.96 亿千瓦时,弃光率 3.9%;火电年发电量为 97.3 亿千瓦时,火电年利用小时数为 4793 小时;水电年发电量为 358.3 亿千瓦时,水电年利用小时数 3081 小时,详见下表。

表 3-3 2015 年青海电网新能源消纳情况和常规电源运行情况分析

项目		2015 年	同比
新能源	光伏发电量 (亿千瓦时)	72.48	+27.15%
	弃光量 (亿千瓦时)	2.96	--
	弃光率	3.9%	--
	光伏利用小时数 (h)	1653	-4.62%
常规电源	火电发电量 (亿千瓦时)	97.3	-21.37%
	火电年利用小时数	4793	-7.72%
	水电发电量 (亿千瓦时)	358.3	-8.16%
	水电年利用小时数 (h)	3081	-9.65%

2015 年青海电网测算的各月新能源消纳情况见下表。

表 3-4 2015 年青海电网各月新能源消纳情况计算结果

单位：亿千瓦时，小时

2015 年	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	合计
光 发电	5.27	4.93	5.72	5.96	6.23	5.6	6.32	6.36	5.65	7.32	6.99	6.14	72.48
伏 限电	0	0.11	0.13	0.14	0.2	0.26	0.28	0.24	0.28	0.45	0.35	0.52	2.96

青海2015年光伏逐月受阻电量分布图（单位：亿千瓦时）

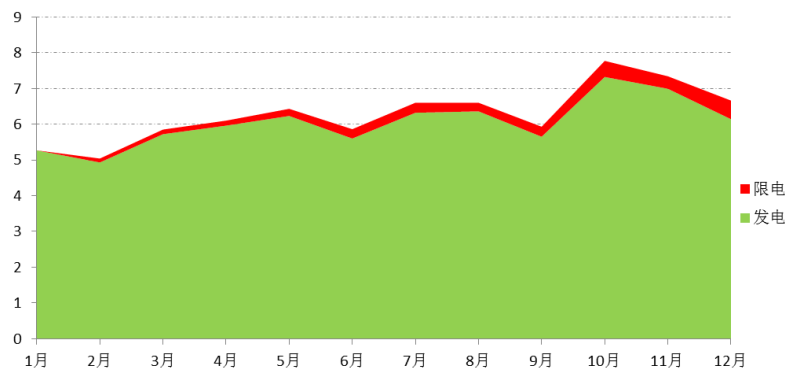


图 3-1 青海电网 2015 年光伏逐月受阻电量分布图

2015 年，新能源限电全部出现在海西地区，为通道受限，主要由于海西地区受网架结构约束，送出能力有限(130 万千瓦)。图 3-2 为青海电网从 1 月 15 日至 1 月 21 日一周内的时序生产模拟仿真图。

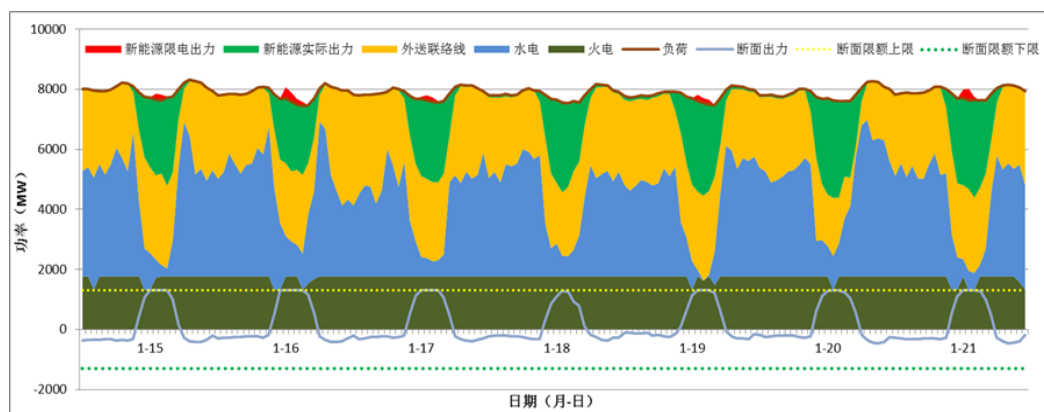


图 5-2 青海电网时序生产模拟仿真图（1 月 15 日~1 月 21 日）

下表中为 2015 年新能源消纳测算情况与实际情况对比表。经测算，2015 年全年光伏预计发电量为 72.47 亿千瓦时，弃光电量为 2.95 亿千瓦时，弃光率为 3.9%；而光伏实际发电电量为 75.13 亿千瓦时，弃光电量为 2.48 亿千瓦时，弃光

率为 3.2%。测算弃光率与实际弃光率的偏差仅为 0.7%。

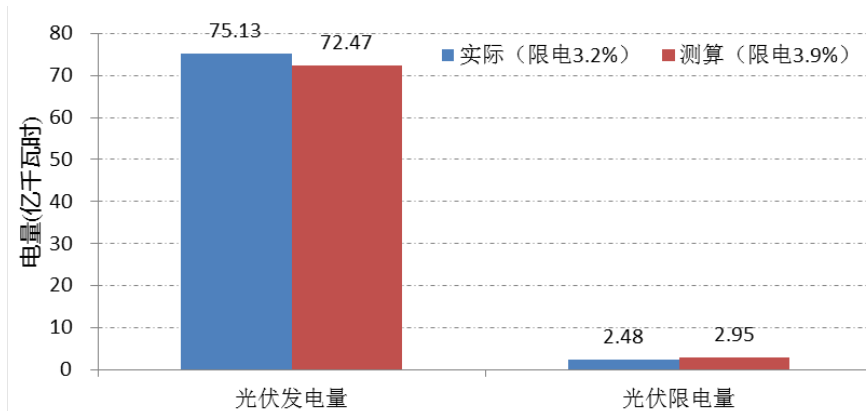


图 5-3 2015 年新能源消纳测算情况与实际情况对比

4 2020 年光伏消纳能力分析

4.1 无特高压外送场景分析

4.1.1 边界条件

预计 2015 年火电机装机容量 712 万千瓦，其中，抽汽机组 1400 万千瓦，凝气机组 5100 万千瓦；水电装机 1297 万千瓦；风电装机容量 311 万千瓦，光伏装机容量 1014.4 万千瓦；负荷电量 1025 亿千瓦时，“十二五”负荷年均增长率为 9.66%，最大负荷 1444 万千瓦。

表 4-1 2020 年消纳能力分析基础计算边界条件

2020 火电装机（万千瓦）	7120
其中，抽汽机组	1400
凝汽机组	5100
2020 水电装机（万千瓦）	1297
2020 风电装机（万千瓦）	311
2020 光伏装机（万千瓦）	1014.4
2020 负荷电量（亿千瓦时）	1025
“十三五”负荷年均增长率（%）	9.66%

最大负荷（万千瓦）	1444
-----------	------

4.1.2 2020 年 10GW 光伏消纳能力计算

（1）火电最小开机方式对新能源消纳的影响

按照联络线受入电量 14TWh，在不考虑电网电压和潮流稳定约束和火电机组最小开机的情况下，利用新能源时序生产模拟仿真分析 2020 年光伏的消纳情况，结果如表 4-2 所示：2020 年预计全年光伏发电量 158.71 亿千瓦时，光伏利用小时数约 1587 小时，弃光率 5.69%；水电年发电量为 468.47 亿千瓦时，水电年利用小时数 3612 小时；火电年发电量为 187.96 亿千瓦时，火电年利用小时数为 2607 小时（供热机组 5830h，非供热机组 1118h），同比减少 49.81%，火电机组煤耗为 476.64 万吨，火电机组全年启机 178 次，停机 181 次。

表 4-2 不考虑火电最小开机方式下，新能源消纳和常规机组运行情况

单位：亿千瓦时，小时

项目		不考虑火电最小方式	不考虑火电最小方式
新能源	新能源限电率	5.69%	32.29%
	光伏发电量	158.71	113.05
	弃光量	11.47	57.13
	弃光率	6.74%	33.57%
	光伏利用小时数	1587	1130
常规电源	水电发电量	468.47	465.49
	水电年利用小时数	3612	3616
	火电发电量	169.45	268.45
	火电年利用小时数	2607	4130
	煤耗（万吨）	476.64	729.26
	机组启机（台次）	178	40
	机组停机（台次）	181	40

考虑火电最小开机方式，按照 2015 年联络线受入电量 14TWh，计算 2020 年青海电网新能源消纳情况。2020 年预计全年光伏发电量 113.05 亿千瓦时，比不考虑火电最小开机方式下减小 28.77%；光伏利用小时数约 1130 小时，弃光电

量约 57.13 亿千瓦时，弃光率 33.57%；火电年发电量为 268.45 亿千瓦时，火电年利用小时数为 4130 小时；水电年发电量为 465.49 亿千瓦时，水电年利用小时数 3616 小时。

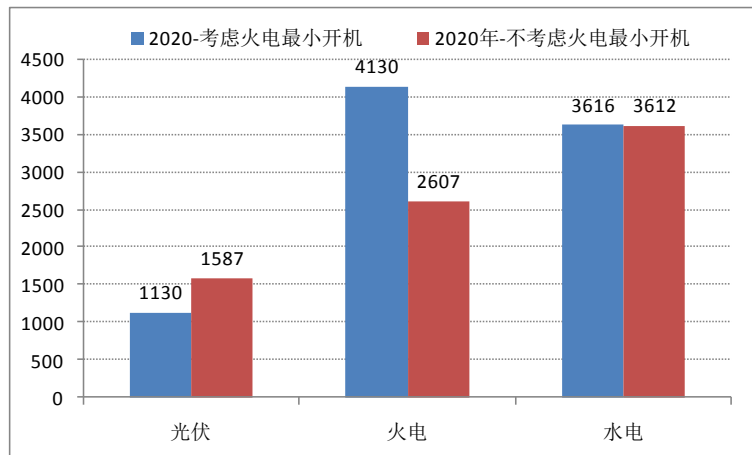


图 4-1 考虑火电最小开机下的新能源消纳和常规机组运行情况

在不考虑火电最小开机的情况下，青海光伏消纳情况良好，弃光率仅为 6.74%；而在考虑火电最小开机的情况下，青海光伏消纳情况不容乐观，弃光率增至 33.57%。综上所述，光伏消纳和火电消纳相互影响。火电开机容量增大，将大大提高光伏发电限电率；同时，若按照新能源发电优先调度原则，火电利用小时数低，且部分凝气式火电机组将长期处于关停状态。

（2）联络线外送电量变化对新能源消纳的影响

现基于 2020 年青海省发展规划，按照新能源优先调度原则，考虑火电最小开机方式，分析 2020 年青海省级联络线交换电量在+14TWh~42TWh（+号表示电量受入，-号表示电量送出）范围内变化时新能源消纳情况，结果如下表所示。当省际联络线交换电量从+14TWh 逐渐降低-14TWh 时，2020 年新能源限电率逐步降低，火电利用小时数逐步增加，当青海省省际交换电量为 0TWh 时，火电利用小时数为 5311h，水电为 3702h，弃光率为 9.35%，当青海省送出电量继续增加时，新能源限电率增加不明显。

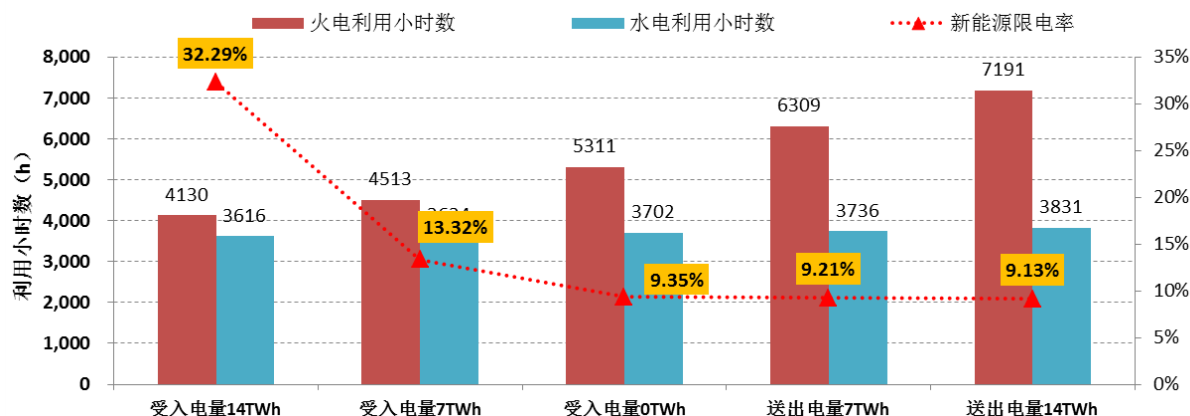


图 4-2 按青海省规划装机，不同省际联络线交换电量下的新能源消纳能力分析

图 4-3 为按照青海省规划装机、省际交换电量为 0 时计算新能源消纳的生产模拟仿真图。从图中可以看出，从供热期到非供热期过渡期（4 月 12 日~4 月 18 日）新能源限电主要出现在供热期（4 月 12 日~4 月 15 日），非供热期限电比较小，且主要发生在辐照度最强时。

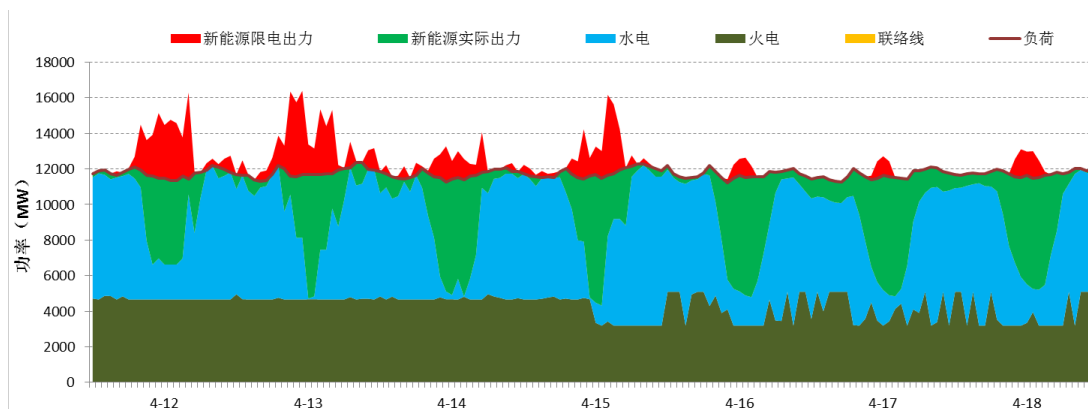


图 4-3 规划装机、省际交换电量为 0 时，新能源生产模拟时序图

（3）断面限额对新能源消纳的影响

分析海西-主网之间的输送通道的传输功率限额对青海省新能源消纳的影响，以上述省际联络线电量在+14TWh~-21TWh 范围内变化新能源消纳的计算案例为基础案例，分析青海省内无传输限额的极端情况下新能源消纳情况，结果如图 4-4 所示，从图中可以看出，当青海省内断面传输能力加强时，青海新能源消纳能力增强，弃光率进一步降低，当青海省送出电量为 14TWh 的情况下，不考虑

断面约束,青海弃光率仅为0.12%,同时火电利用小时数为6983h,水电为3780h。

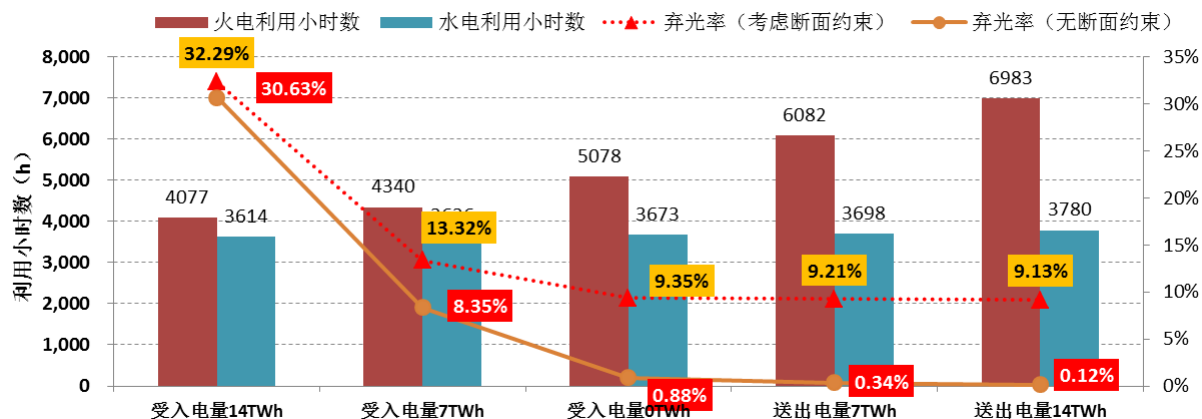


图 4-4 规划装机、无断面约束时，不同省际联络线交换电量下的新能源消纳能力分析

（4）火电装机容量对新能源消纳的影响

分析不同火电装机容量下青海电网新能源消纳情况。按照规划，2020 年青海主网和海西地区火电装机容量分别为 3780MW 和 1320MW，青海主网在 2015 年的基础上新增 2 台容量为 350MW 的供热机组，共 700MW，新增 2 台容量为 660MW 的纯凝机组，共 1.32GW；海西地区在 2015 年的基础上新增 2 台容量为 660MW 的纯凝机组，共 1.32GW。考虑到 2020 年西北各省电源均装机过剩，各省之间将没有年度电量交易，即青海省与外送之间的联络线年度交换电量为 0，分析青海省非供热火电机组在不同装机容量下新能源消纳情况，计算结果见表 4-3、图 4-5 和图 4-6 所示。从表 4-3 中可以看出，随着火电新增装机的减小，火电利用小时数逐步提高，新能源限电率逐渐降低。当省际联络线受入电量为 0TWh、非供热火电机组新增装机为 1.32GW（主网新增 2 台 NQ660，海西新增 0 台 NQ660）时，新能源限电率为 4.31%，火电利用小时数为 6138h，煤耗量 964.58 万吨，机组启机停机各 81 台次。

表 4-3 交换电量为 0 时，2020 年不同火电装机下新能源消纳能力分析

项目	新能源限电率	弃风率	弃光率	火电利用小时数 (h)	水电利用小时数 (h)	煤耗量 (万吨)	机组启机 (台次)	机组停机 (台次)
主网新增 3 台 NQ660, 海西新增 6 台 NQ660 (全网火电容量为 10420MW)	47.30%	27.32%	50.28%	4458	3361	1270	54	52
主网新增 3 台 NQ660, 海西新增 3 台 NQ660 (全网火电容量为 8440MW)	13.66%	6.89%	15.75%	4659	3646	1070	66	67
主网新增 3 台 NQ660, 海西新增 2 台 NQ660 (全网火电容量为 7780MW)	9.50%	4.04%	11.18%	4924	3665	997	93	94
主网新增 2 台 NQ660, 海西新增 2 台 NQ660 (规划装机, 全网火电容量为 7120MW)	9.35%	3.97%	11.01%	5311	3702	1008	94	95
主网新增 2 台 NQ660, 海西新增 1 台 NQ660 (全网火电容量为 6460MW)	6.88%	2.81%	8.14%	5762	3727	1005	89	89
主网新增 2 台 NQ660, 海西新增 0 台 NQ660 (全网火电容量为 5800MW)	4.31%	1.78%	5.09%	6138	3827	964.58	81	81

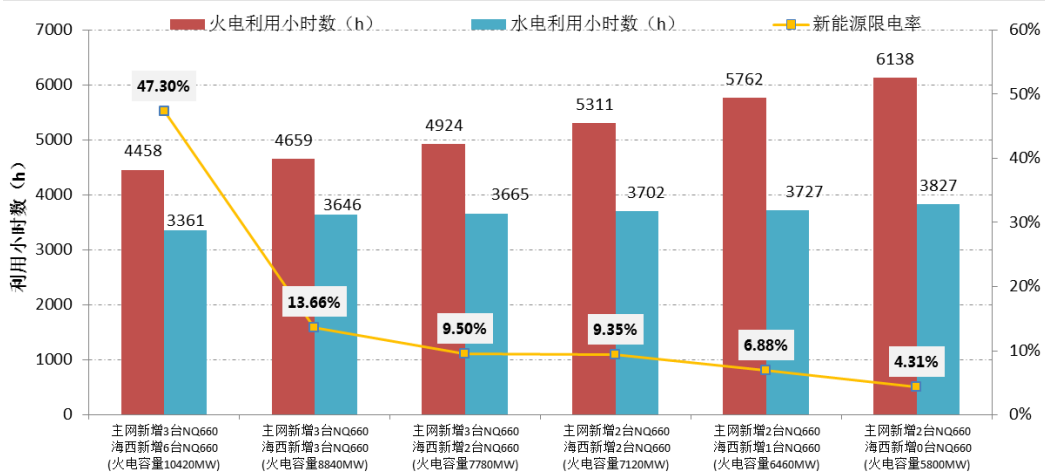


图 4-5 交换电量为 0 时，2020 年不同火电装机下新能源消纳能力分析

图 4-6 是青海省际交换电量为 0 时，不同非供热机组容量下光伏电站经济收益以及可减少的碳排放量的对比图，从图中可以看出，减小火电的装机不但可以增加火电利用小时数，也可以增加光伏收益。与目前的规划装机相比，再减小 2 台 660MW 纯凝机组可增加光伏电站收益 9.3 亿元，碳排放量减小 1600 万吨。

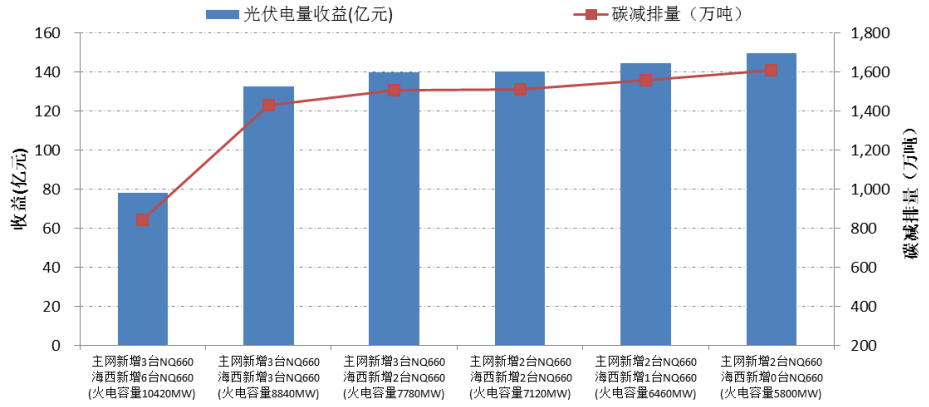


图 4-6 交换电量为 0 时，2020 年不同火电装机下经济效益对比

4.1.3 敏感性分析

(1) 负荷敏感性分析

分析不同年负荷增长率情况下的新能源消纳情况，以上述主网新增 2 台 660MW 纯凝火电机组、海西新增 0 台 660MW 纯凝火电机组（在 2020 年规划纯凝机组装机的基础上，减小 2 台纯凝机组）、联络线与外省交换电量为 0 亿千瓦时计算案例为基础案例，分析负荷年均增长率 5%~10%时青海省新能源消纳情况，结果如图 4-7 和图 4-8 所示。从 4-7 中可以看出，随着负荷年均增长率从 10%下降至 5%时，新能源限电率由基础案例的 4.31%增至 36.4%，若进一步减少火电装机装机容量，则新能源的限电率可进一步降低。

经计算可知，在 2015 年基础上不再新增纯凝机组装机容量时，当负荷年均增长率大于 5%时，在夜间无光伏出力时会出现电力电量不平衡的情况，此时可考虑增加青海省抽水蓄能电源的建设。图 4-7 中绿色点划线和黄色条形图表示在 2015 年纯凝机组装机的基础上、考虑新增 1 台 660MW 抽蓄机组时不同年均增长率情况下新能源消纳情况。从图中可以看出，当负荷增长率为 5%时，新增建设 660MW 容量的抽蓄机组，可保证 2020 年青海省内的电力需求，同时可保证新能

源限电率在 10%左右，火电利用小时数为 4270h，水电利用小时数 3427h，抽蓄机组利用小时数为 2666h。

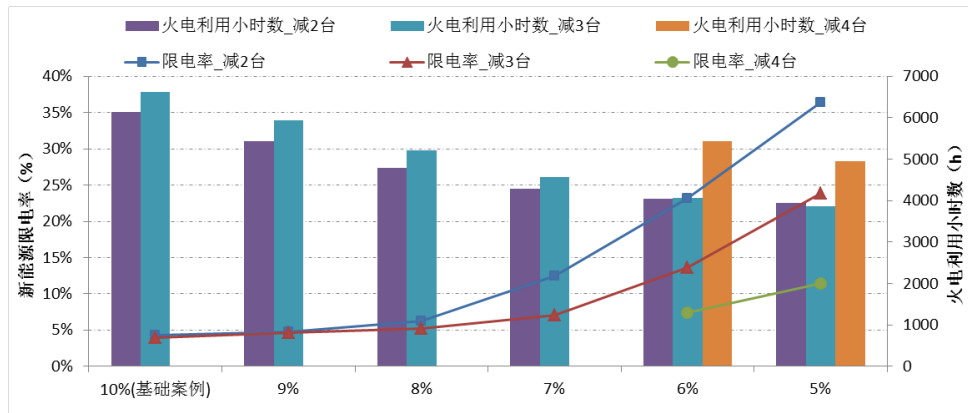


图 4-7 不同年负荷增长率情况下的新能源消纳情况

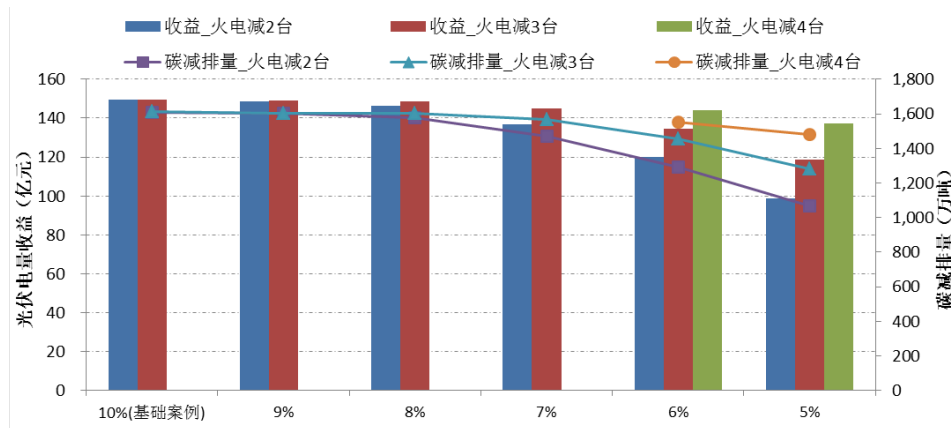


图 4-8 不同年负荷增长率情况下的经济效益分析

以上述青海年负荷年均增长率为 5%、火电机组台数较规划台数减少 3 台的新能源消纳计算案例为基础案例，分析年负荷年均增长率为 5%情况下光伏的合理装机容量，结果如图 4-9 所示，从图 4-9 可以看出，在负荷年均增长率为 5%情况下，为保证青海光伏限电率低于 10%，建议 2020 年青海光伏装机应不超过 700 万千瓦。

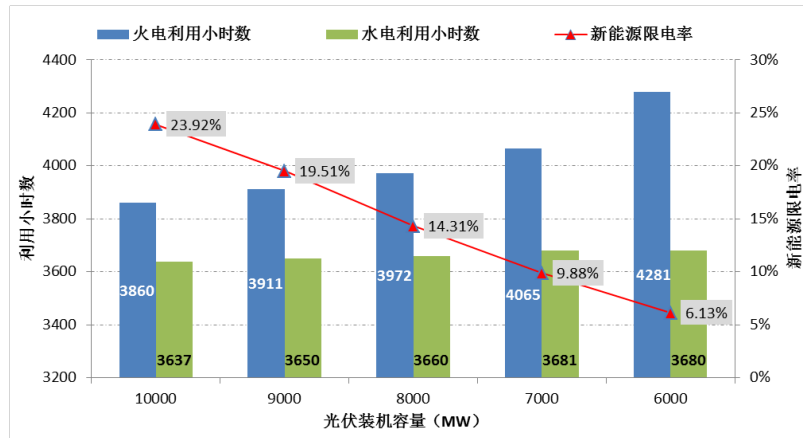


图 4-9 负荷年均增长率 5% 情况下，不同光伏装机容量下新能源消纳情况

（2）光伏电站地理位置分布影响

青海省不同地区的太阳辐照度有一定差异，分析不同光伏电站地理位置分布对青海省新能源消纳的影响。

按照 2020 年青海省规划，海西地区和主网地区光伏装机比例约为 5:5，现考虑不同地区的辐照度不同，在光伏总装机不变的情况下，按照青海省光资源网格分布情况，考虑新增光伏电站以不同比例接入到海西和主网地区的新能源消纳情况，构造的场景如下：1) 场景 1：海西与海南光伏新增装机比例为 3:7；2) 场景 2：海西与海南光伏新增装机比例为 4:6；3) 场景 3：海西与海南新增光伏装机比例为 6:4；4) 场景 4：海西与海南光伏新增装机比例为 7:3；各场景光伏消纳情况的分析结果如图 4-10 所示。

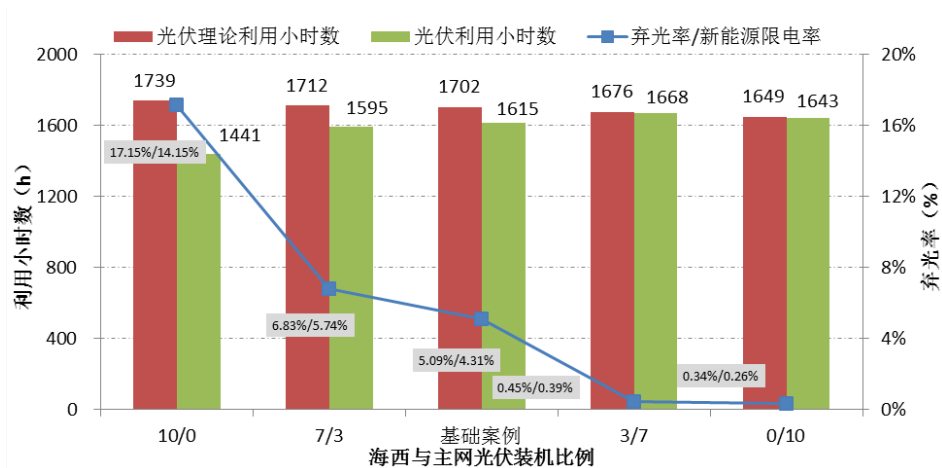


图 4-10 不同地理位置场景下弃光率对比

从图中可以看出，由于青海海西地区光资源较其他地区丰富，海西地区光伏装机容量比较多时，光资源利用小时数较高，但是受海西网架结构原因，光伏限电率也较高，如海西和主网光伏新增装机比例为 10:0 时，光资源利用小时数为 1739 小时，光伏利用小时数为 1441 小时，光伏发电量为 144.11 亿千瓦时，弃光率为 17.15%，较基础案例弃光率高近 10 个百分点；当海西光伏装机容量比较低时，光伏资源利用小时数下降，但是由于断面受限的光伏限电的电量降低，光伏实际利用小时数会有所提高，如海西和主网新增光伏装机比例为 0:10 时，光资源利用小时数降低到 1649 小时，光伏利用小时数为 1643 小时，光伏发电量为 164.36 亿千瓦时，弃光率可降至 0.34%。综上所述，当除海西外其他地区光伏装机较多时，弃光率较基础场景的弃光率低，但由于其他地区的光伏辐照度原因，导致光伏理论利用小时数不高，青海省光资源综合利用不充分。因此，为了达到光伏利用最大化，应在综合考虑青海省光资源分布以及网架结构规划情况的基础上合理安排光伏电站接入电网的地理位置。计算结果表明，2020 年各区域新能源装机容量的规划方案，是光资源综合利用和光伏有效利用的一个折中方案。

（3）电网网架加强分析

分析 2020 年青海电网网架加强、断面传输限额不同程度提高时，青海省 2020 年新能源消纳情况，计算结果如下图所示。

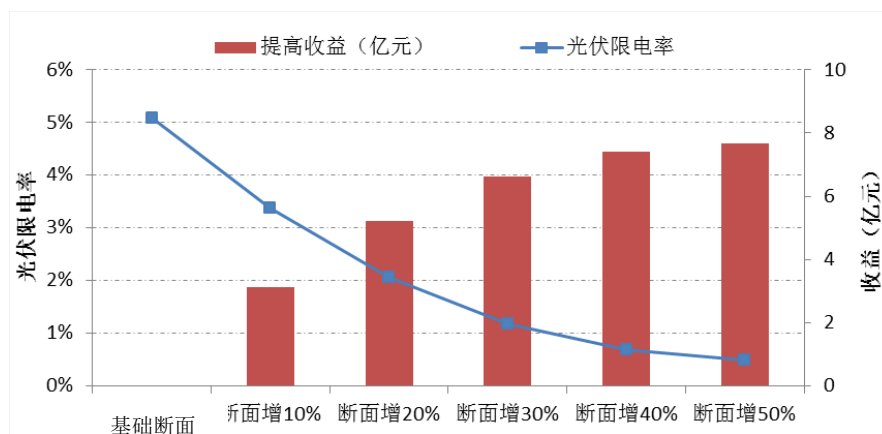


图 4-11 主网-海西断面限额提高对新能源消纳的影响

随着青海省内网架结构加强，送出能力增加，青海省光伏利用小时数有明显提高，新能源限电率可明显降低，从图中可以看出，提高海西～主网断面输送能力 10%，可使光伏限电率从 5% 降低至 3%，同时增加光伏电站收益约 3 亿元。

综上所述，2020 年青海新能源受限主要因为通道受限，进一步加强网架结构和合理案例光伏电站的位置分布，可有效改善青海新能源限电情况。

4.1.4 小结

在不考虑特高压外送情况下，为实现 2020 年青海光伏 1000 万千瓦规划目标，可采取以下方案：

（1）保持青海火电装机规划不变，省间年度送出电量 0 亿千瓦时，海西-主网断面限额提高 20%，可保证新能源限电率为 5.21%，弃光率为 6.13%，同时火电利用小时数 5236h。

（2）海西地区 66 万千瓦纯凝火电机组比规划减小 2 台，省间年度送出电量为 0 亿千瓦时，可保证新能源限电率为 4.31%，同时火电利用小时数 6138 小时。

（3）海西地区 66 万千瓦纯凝火电机组比规划减小 2 台，省间年度送出电量为 0 亿千瓦时，海西-主网断面限额提高 20%、可保证新能源限电率为 1.76%，同时火电利用小时数 5388 小时。

4.2 考虑特高压外送场景

4.2.1 边界条件

（1）电源结构

2020 年，在考虑特高压外送情况下，增加外送电源建设，水电、火电装机分别为 15.17GW、8.48GW，分别较 2020 年不考虑特高压外送情况下的火电和水电装机新增 2.2GW、0GW。

在考虑特高压外送情况下，光伏、光热、风电装机分别为 24GW、4.03GW、7.11GW，分别较 2020 年不考虑特高压外送情况下的光伏、光热、风电装机新增 14GW、3GW 和 4GW。

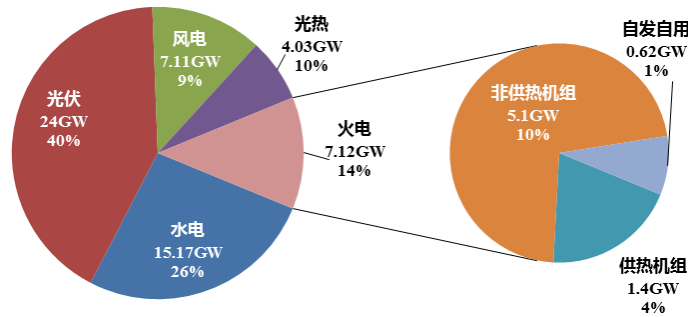


图 4-12 考虑特高压外送情况下，2020 年青海省电源构成

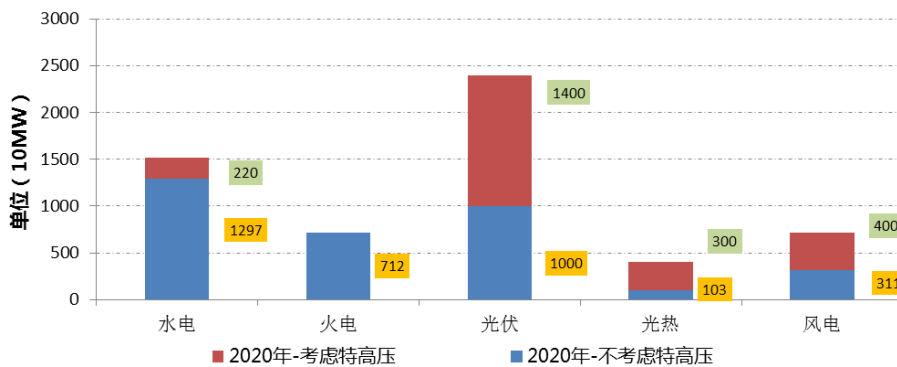


图 4-13 考虑特高压外送情况下，2020 年青海省外送和内需电源容量对比

(2) 特高压运行模式

海南州特高压直流：直流电压等级选择为 $\pm 800\text{KV}$ ，送电规模 8000MW，2020 年单极运行，年利用小时数按 6570h，直流外送电量按 262.8 亿 kWh。

海西州特高压直流：直流电压等级选择为 $\pm 1100\text{KV}$ ，送电规模 12000MW，2020 年单极运行，年利用小时数按 6570h，直流外送电量 394.2 亿 kWh。

直流外送按 2 台阶运行、华东华中负荷、直线运行和提供调峰四种模式考虑，其运行原则如表 4-4、图 4-14 和图 4-15 所示。

表 4-4 特高压直流外送四种模式的运行原则

模式	最大功率 (MW)	最小功率 (MW)	利用小时数 (h)	说明
直线运行	3000/4500	3000/4500	6570	6570/8760*额定功率
按华中华东负荷运行	3326/4990	2546/3820	6570	按华中华东负荷趋势运行，按比例提供调峰
2 台阶运行	0.9*额定功率	0.54*额定功率	6570	7:00-20:00 按最大功率运行 21:00-6:00 按最小功率运行
调峰运行			6570	按华中华东负荷趋势运行，最大程度提供调峰

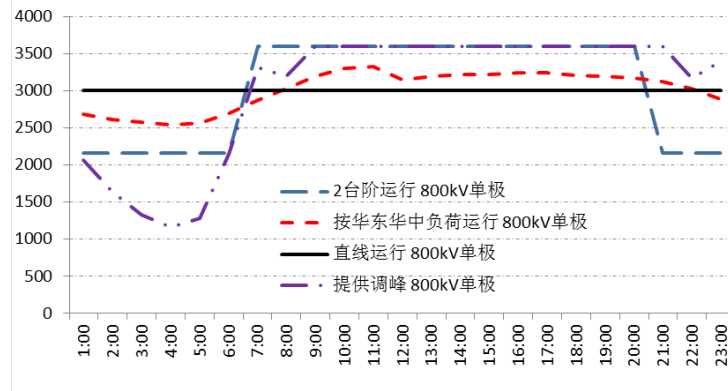


图 4-14 海南州 800kV 特高压直流 2020 年单极运行模式

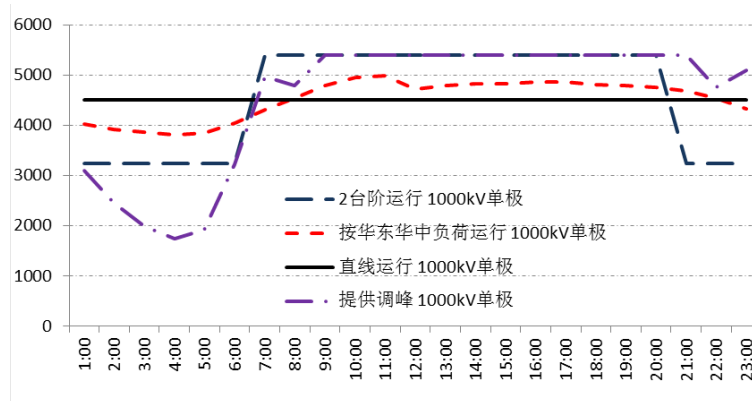


图 4-15 海西州 1000kV 特高压直流 2020 年单极运行模式

(3) 光热电站出力特性分析

光伏电站 (PV, Photovoltaic)、光热电站(CSP, Concentrating Solar Power)和带储热的光热电站出力特性存在一定差异。图 4-16 为装机容量 200MW 的太阳能电站(倾斜率已固定的 PV 电站、无储热系统的 CSP 电站和 4 小时储热的 CSP 电站)在“晴天”环境下的出力曲线图。PV 电站出力曲线图与无储热系统 CSP 电站的形状类似。其中，储热系统被描述为额外 4 个小时内运行，但原则上，可以将其调整为任何时间。

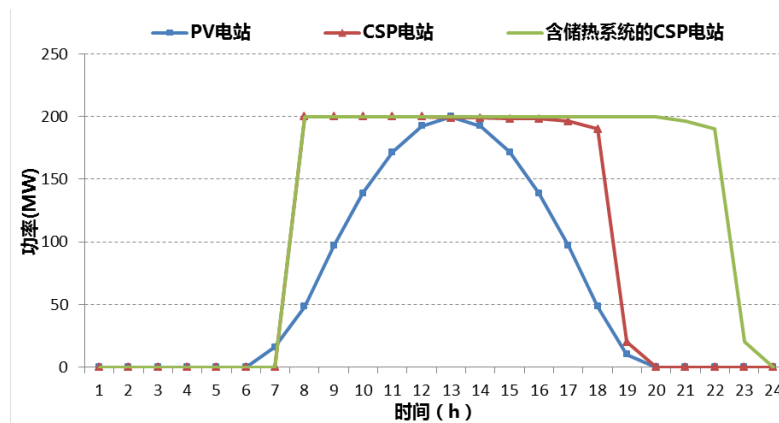


图 4-16 三座 200 兆瓦太阳能发电厂的发电曲线图

图 4-17 是各类电站的等量能源出力曲线比较图；此图与图 4-16 中的三种技术相同，但最大运行水平经过调整，以提供等量能源。在夏天晴朗的日子里，若发电量为 2970 兆瓦时，其电量约相当于含 4 小时储热的 200 兆瓦 CSP 电站、约 275 兆瓦的无储热系统 CSP 电站和约 360 兆瓦的固定斜率 PV 电站每天提供的能量。

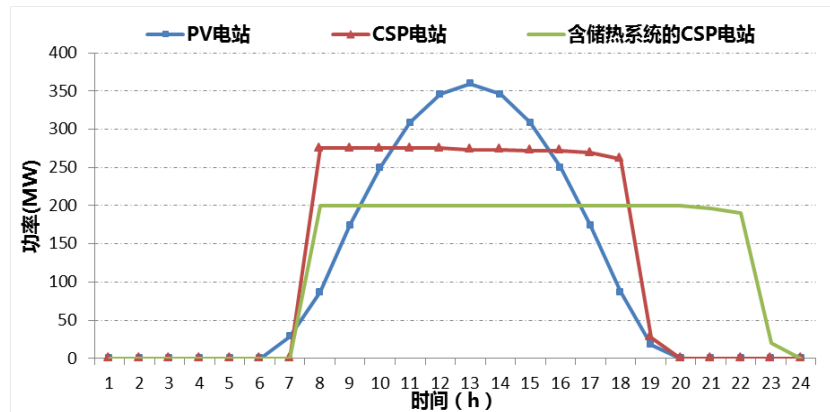


图 4-17 含 4 小时储热的 200 兆瓦 CSP 电站、约 275 兆瓦的无储热系统 CSP 电站和约 360 兆瓦的固定斜率 PV 电站在晴天的等量能源生产曲线图

从图中看出，为维持等量能源生产，倾斜率已固定的 PV 电站和无储热系统 CSP 电站的最大运行水平（或装机容量）应调整至可产生更多的能量。

（4）电力电量平衡分析

按照青海省 2020 年规划计算考虑光热电站和不考虑光热电站情况下青海省新能源消纳能力情况，结果如表 6-6 和表 6-7 所示。由表可知：由于海西地区与青海主网受断面约束，且西部新疆电网送电能力有限，海西地区 2 台火电机组不足以实现夜间无太阳能发电时的电力电量平衡，且新增部分光热发电机组也难以支撑特高压直流系统电压，因此，在青海省按规划装机难以支撑特高压直流系统电压情况下，建议加快青海省内的抽水蓄能机组的建设，建议在考虑特高压场景下海西地区应新增 1800MW 抽水蓄能机组，且同时断面限额增至 1.5 倍规划断面（4266MW）。

表 4-5 考虑特高压直流外送情况下的新能源消纳情况（不含光热电站）

项目	海西新增 NQ600 台数			
	2 台（规划）	3 台	4 台	6 台
2020 规划断面	无解	无解	无解	有解
1.5 倍规划断面	无解	无解	有解	有解

无断面约束	无解	无解	有解	有解
-------	----	----	----	----

表 4-6 考虑特高压直流外送情况下的新能源消纳情况（含光热电站）

项目	规划装机	海西新增 1800MW 抽蓄	海西新增 1800MW 抽蓄，主网新增 1200MW 抽蓄
2020 规划断面	无解	无解	无解
1.5 倍规划断面	无解	有解	有解
无断面约束	无解	有解	有解

4.2.2 2020 年 24GW 光伏消纳能力分析

按照海西地区新增 1800MW 抽水蓄能机组、1.5 倍 2020 年规划断面、光热电站储热为 5 小时考虑，直流外送按照直线运行、华中华东负荷运行、2 台阶运行以及提供调峰运行模式输送功率时新能源消纳情况，结果如图 4-18 所示。从图中可以看出，当特高压直流依次按直线运行、华中华东负荷运行、2 台阶运行以及提供调峰模式运行时，新能源限电率依次降低，分别为 12.74%、10.16%、7.61%、7.51%，同时保证火电机组利用小时数在 4300 小时以上，水电机组利用小时数在 3500 小时左右。

表 4-7 海西新增 1800MW 抽蓄，不同运行模式下 2020 年青海新能源消纳情况

特高压_光热 5h_新能源接纳能力影响分析									
项目	常规电源按规划装机，海西新增 1800MW 抽蓄，断面增 50%								
	新能源 限电率	弃风 率	弃光 率	光热+光 伏总限 电率	风电利 用小时 数（h）	光伏利 用小时 数（h）	光热利 用小时 数（h）	火电利 用小时 数（h）	水电利 用小时 数（h）
直线运行	12.74%	6.30%	15.36%	14.13%	1609	1404	3548	4306	3527
按华东华中 负荷运行	10.16%	4.91%	12.22%	11.30%	1633	1456	3630	4366	3578
2 台阶运行	7.61%	3.99%	0.90%	8.40%	1649	1510	3714	4514	3588
提供调峰	7.51%	3.81%	8.89%	8.31%	1652	1512	3715	4492	3596

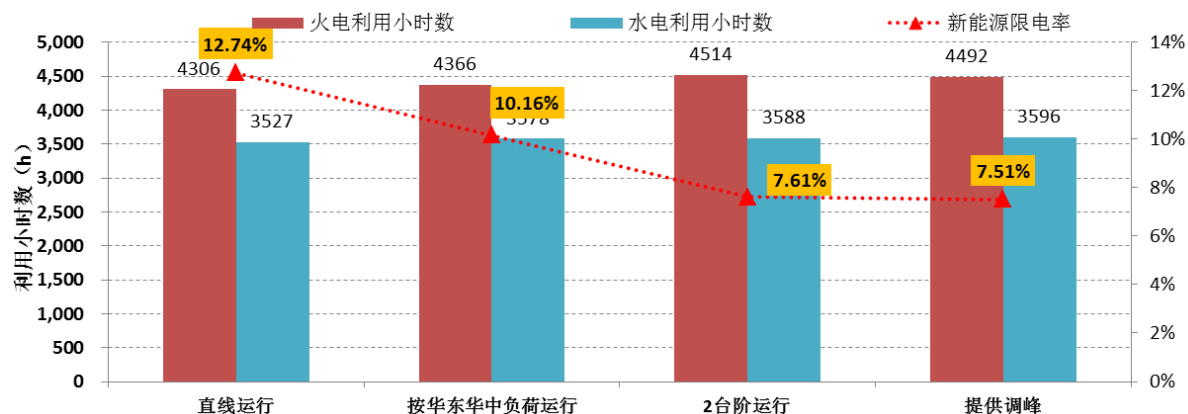


图 4-18 海西新增 1800MW 抽蓄，不同运行模式下青海新能源消纳情况

按照海西地区与主网地区分别新增 1800MW 和 1200MW 抽水蓄能机组、1.5 倍 2020 年规划断面、光热电站储热为 5 小时考虑，直流外送按照直线运行、华中华东负荷运行、2 台阶运行以及提供调峰运行模式输送功率时分析青海省新能源消纳情况，结果如图 4-19 所示。从图中可以看出，当特高压直流依次按直线运行、华中华东负荷运行、2 台阶运行以及提供调峰模式运行时，新能源限电率依次降低，分别为 12.24%、9.63%、5.24%、5.21%，同时保证火电机组利用小时数在 4200 小时以上，水电机组利用小时数在 3500 小时以上。

表 4-8 海西和主网分别新增 1800MW 和 1200MW 抽蓄，不同运行模式下青海新能源消纳情况

特高压_光热 5h_新能源接纳能力影响分析									
项目	常规电源按规划装机，海西新增 1800MW 抽蓄，断面增 50%								
	新能源限电率	弃风率	弃光率	光热+光伏总限电率	风电利用小时数 (h)	光伏利用小时数 (h)	光热利用小时数 (h)	火电利用小时数 (h)	水电利用小时数 (h)
直线运行	12.24%	6.13%	14.60%	13.56%	1612	1417	3552	4246	3536
按华东华中负荷运行	9.63%	4.73%	11.39%	10.68%	1636	1470	3633	4296	3591
2 台阶运行	5.24%	2.48%	6.20%	5.83%	1675	1556	3793	4534	3670
提供调峰	5.21%	2.35%	6.19%	5.83%	1677	1556	3791	4547	3666

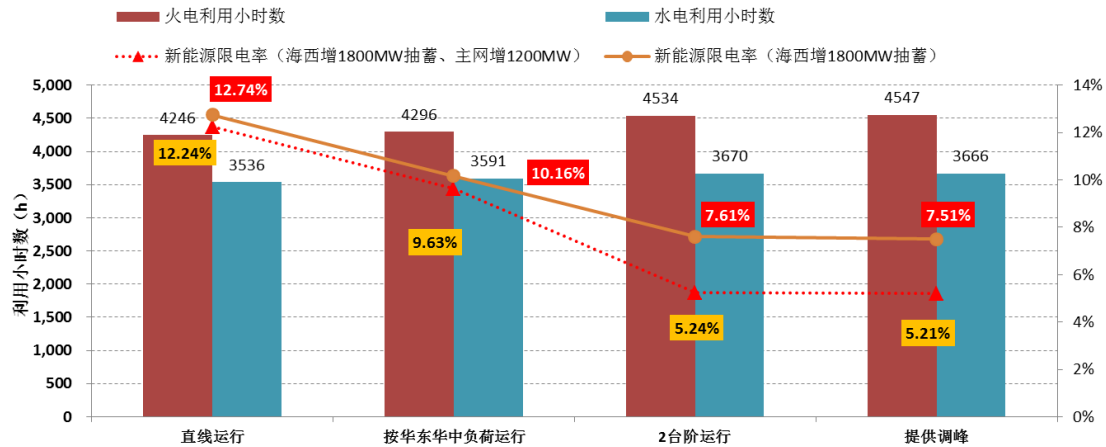


图 4-19 海西和主网分别新增 1800MW 和 1200MW 抽蓄，各模式下青海新能源消纳情况

当光热电站储热时间为 10 小时时，按照海西地区与主网地区分别新增 1800MW 和 1200MW 抽水蓄能机组、1.5 倍 2020 年规划断面考虑时，新能源消纳分析的结果如图 6-17 所示，从图中可以看出，随着光热电站储热时间的增长，不同运行模式下的新能源限电率均出现不同程度的降低，限电率降低约 2%左右，在提高调峰运行模式下，新能源限电率可由 5.21%进一步降低至 3.26%。

表 4-9 按光热电站储热 10h 考虑，不同运行模式下青海新能源消纳情况

特高压_光热 10h_新能源接纳能力影响分析									
项目	常规电源按规划装机，海西新增 1800MW 抽蓄，主网新增 1200MW 抽蓄，断面增 50%								
	新能源限电率	弃风率	弃光率	光热+光伏总限电率	风电利用小时数 (h)	光伏利用小时数 (h)	光热利用小时数 (h)	火电利用小时数 (h)	水电利用小时数 (h)
直线运行	9.73%	4.68%	11.31%	10.82%	1637	1471	3605	4307	3590
按华东华中负荷运行	7.30%	3.32%	8.43%	8.16%	1660	1519	3690	4377	3647
2 台阶运行	4.87%	2.38%	5.33%	5.41%	1676	1671	3767	4522	3668
提供调峰	3.26%	1.07%	3.72%	3.73%	1699	1597	3839	4631	3737

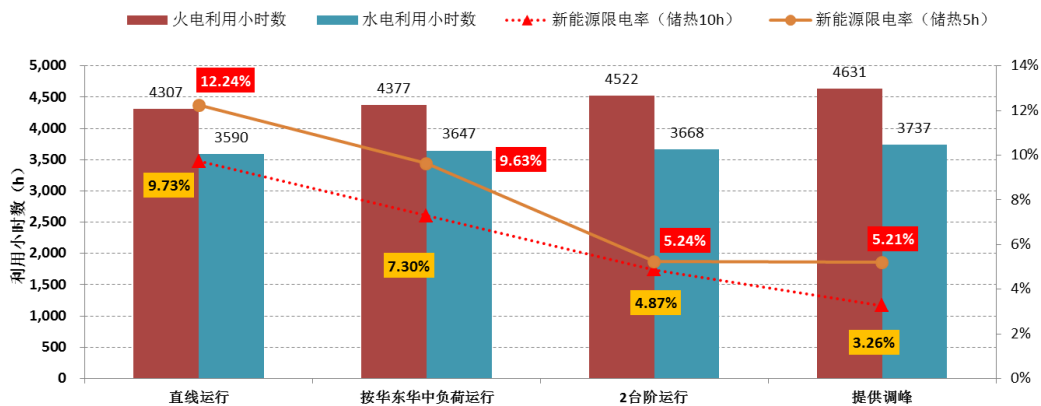


图 4-20 光热电站按储热 10h 考虑，不同运行模式下 2020 年青海新能源消纳情况

特高压直流运行在提供调峰模式下，光热发电储热容量 0h、5h、10h 时，太阳能发电弃光电量分别为 93.31 亿千瓦时、32.58 亿千瓦时、20.84 亿千瓦时。相当于 600 万千瓦光热电站建设 3000 万千瓦时储热容量可减小弃光 60.74 亿千瓦时，提高收益 56 亿元。建设 6000 万千瓦时储热容量时可进一步减小弃光 11.7 亿千瓦时，进一步提高收益 11 亿元。

随着光伏发电储热容量增加，弃光电量快速降低，当储热容量增加到一定程度时继续增加时其对提升新能源消纳的作用不再明显。

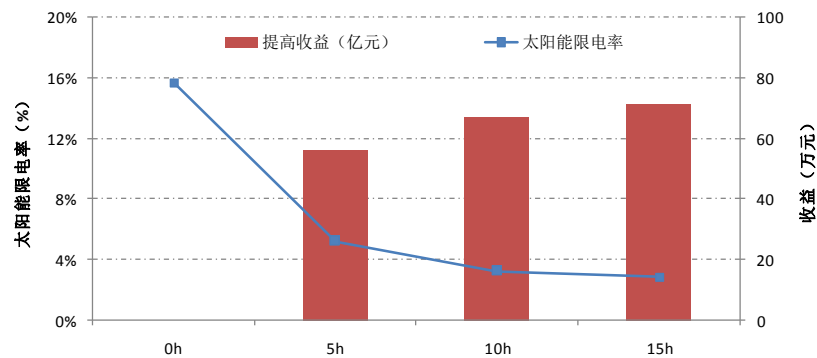


图 4-21 储热容量与太阳能消纳关系变化趋势图

4.2.3 小结

在考虑特高压外送情况下，为实现 2020 年青海 2400 万千瓦光伏和 400 万光热规划目标，可采取以下方案：

(1) 考虑到海西地区 2020 年建设特高压直流外送通道，海西地区火电装机较小，夜间太阳能发电无出力时难以维持电力电量平衡，因此，至少应在海西地区新增 1800MW 抽水蓄能机组，同时需进一步加强网架结构。

(2) 海西地区抽水蓄能机组在规划基础上新增 1800MW，断面按照 1.5 倍规划断面考虑，光热电站储热为 5 小时，直流外送按照提供调峰运行时，可保证新能源限电率为 7.51%，同时火电利用小时数为 4492 小时。

(3) 海西地区和主网地区抽水蓄能机组在规划基础上分别新增 1800MW 和 1200MW，断面按照 1.5 倍规划断面考虑，光热电站储热为 5 小时，直流外送按照提供调峰运行时，可保证新能源限电率为 5.21%，同时火电利用小时数为 4547 小时。

(4) 海西地区和主网地区抽水蓄能机组在规划基础上分别新增 1800MW 和

1200MW，断面按照 1.5 倍规划断面考虑，光热电站储热为 10 小时，直流外送按照提供调峰运行时，可保证新能源限电率为 3.26%，同时火电利用小时数为 4631 小时。

5 结论

青海省可再生能源资源丰富，但用电负荷较小，按照青海中等负荷发展水平（“十三五”期间年均最大负荷增长率约为 9.66%），2020 年青海电源规划基本能满足负荷需求，网架结构仍需加强。2020 年新能源消纳呈现如下特点：

一是光伏消纳和火电消纳相互影响。在负荷和电力送出固定的情况下，光伏发电和火电相当于争抢市场份额。火电规划和开机容量增大，将大大提高光伏发电限电率；同时，若按照光伏发电优先调度原则，部分凝气式火电机组将长期处于关停状态。

二是省间联络线送出电量对光伏消纳水平影响较大。当青海本省负荷不足以消纳光伏发电时，可通过联络线将电力外送至相邻省份消纳。但由于西北五省新能源装机规模都很大，未来通过省间联络线外送新能源电力的希望较小。

三是海西～青海主网断面约束仍然制约海西地区光伏消纳。2020 年随着青海电网 750kV 输电通道加强，海西～青海主网断面输电限额将由 1300MW 提高至 3160MW，但由于青海电网可再生能源资源与负荷承逆向分布，海西地区向主网送电，或主网通过海西地区特高压通道向“三华”电网送电，均受制于海西～青海主网断面约束。

四是特高压输电将极大提高青海太阳能资源开发和利用水平。2020 年建成的海西、海南特高压输电系统将大大提高青海光伏装机容量，但特高压系统不同的运行方式对光伏消纳影响较大，同样的通道利用率下，深度调峰的特高压直流运行模式比固定功率或两台阶运行模式可降低太阳能发电限电率。

五是光热发电储热容量的增加能提高太阳能发电利用率，特高压直流运行在提供调峰模式下，相当于 600 万千瓦光热电站建设 3000 万千瓦时储热容量可减小弃光 60.74 亿千瓦时，建设 6000 万千瓦时储热容量时可减小弃光 72.47 亿千瓦时。

六是优化火电装机、提高断面容量、优化光伏地理分布可以显著降低光伏限电率。

对于 2020 年青海电网光伏并网，具体建议如下：

（1）无特高压外送情况下，为实现 2020 年青海光伏 1000 万千瓦规划目标，可采取以下方案：

1) 海西地区 66 万千瓦纯凝火电机组比规划减小 1 台, 省间年度送出电量为 0 亿千瓦时, 可保证新能源限电率为 6.88%, 同时火电利用小时数 5762 小时。

2) 保持青海火电装机规划不变, 省间年度送出电量 0 亿千瓦时, 海西-主网断面限额提高 20%, 可保证新能源限电率为 5.21%, 弃光率为 6.13%, 同时火电利用小时数 5236h。

3) 海西地区 66 万千瓦纯凝火电机组比规划减小 1 台, 省间年度送出电量为 0 亿千瓦时, 光伏预测误差降至 10%、海西-主网断面限额提高 20%、可保证新能源限电率为 3.44%, 同时火电利用小时数 5649 小时。

(2) 有特高压外送情况下, 为实现 2020 年青海 2400 万千瓦光伏和 400 万光热规划目标, 2020 年特高压直流投运后, 建议在海西地区新增 1.8GW 的抽蓄电站, 并提高海西至主网输电能力 50%, 并可采取以下方案:

1) 海西地区新增 1800MW 抽水蓄能机组, 断面按照 1.5 倍规划断面考虑, 光热电站储热为 5 小时, 直流外送按照提供调峰运行时, 可保证新能源限电率为 7.51%, 同时火电利用小时数为 4492 小时。

2) 海西地区和主网地区分别新增 1800MW 和 1200MW 抽水蓄能机组, 断面按照 1.5 倍规划断面考虑, 光热电站储热为 5 小时, 直流外送按照提供调峰运行时, 可保证新能源限电率为 5.21%, 同时火电利用小时数为 4547 小时。

3) 海西地区和主网地区分别新增 1800MW 和 1200M 抽水蓄能机组, 断面按照 1.5 倍规划断面考虑, 光热电站储热为 10 小时, 直流外送按照提供调峰运行时, 可保证新能源限电率为 3.26%, 同时火电利用小时数为 4631 小时。