

香港交易及結算所有限公司及香港聯合交易所有限公司對本文件的內容概不負責，對其準確性或完整性亦不發表任何聲明，並明確表示，概不對因本文件全部或任何部分內容而產生或因倚賴該等內容而引致的任何損失承擔任何責任。



華能國際電力股份有限公司

HUANENG POWER INTERNATIONAL, INC.

(於中華人民共和國註冊成立的中外合資股份有限公司)

(股份代號：902)

關於對上海證券交易所問詢函回覆的公告

華能國際電力股份有限公司（「公司」）於 2020 年 4 月 14 日收到上海證券交易所上市公司監管一部《關於華能國際電力股份有限公司 2019 年年度報告的信息披露監管問詢函》（上證公函【2020】0350 號）（「問詢函」）。公司收到問詢函後，積極組織相關各方對問詢函所提出的問題進行了認真的研究和討論分析，現按照問詢函的要求對有關問題回覆如下：

一、關於大額資產減值

根據年報顯示，公司報告期末計提重大資產減值 58.86 億元。對此，請分項補充說明：

1、關於公司對華能榆社發電有限責任公司等 10 個資產組計提減值合計 38.18 億元，請進一步補充說明：

(1) 列表說明各資產組所包含的主要資產（如發電機組、房屋建築物等）、近 3 年計提資產減值金額、本期計提資產減值後資產淨額；對於受政策影響計提減值準備的，請列舉其他同類公司計提減值準備情況；

(2) 對於華能榆社發電有限責任公司、華能沾化熱電有限公司、華能濟寧高新區熱電有限公司計提減值準備，請說明：國家發改委等部門促進煤電行業優化升級要求的主要內容，包括但不限於政策發佈時間、規定的實施期限、優化升級的標準等；該 3 個資產組需按照政策進行升級改造的原因；可進行關停的期

間選擇及不同期間關停可能造成的損失情況、公司計劃提前關停並於本期計提減值準備的考慮因素、計提金額的確定依據及過程；

(3) 對於上海石洞口第一電廠計提減值準備，請說明：上海發改委要求於 2022 年進行等容量替代的具體內容、該公司應納入等容量替代的原因；一期電廠實施關停的期間選擇及不同期間關停的影響；公司計劃提前關停並於本期計提減值準備的考慮因素、計提減值 3.81 億元的確定依據及過程；

(4) 對於華能曲阜熱電有限公司及黃台 8 號機組計提減值準備，請說明：外電入魯政策的主要內容、至目前外電入魯的具體情況；公司供電佔當地供電市場的比例、該政策對公司不利影響的具體體現、公司預期利用小時數下降的依據及測算標準；公司資產減值跡象於本期出現而非其他期間出現的原因；分別計提減值 7.63 億元、0.55 億元的確定依據及過程；

(5) 對於華能新華發電有限責任公司、華能鶴崗發電有限責任公司計提減值準備，請說明：近 5 年黑龍江省內煤價運行狀況、預計未來一定期間煤價運行趨勢及依據；相關公司近 3 年在當地發電市場份額情況、預計未來 2 年市場份額變動趨勢及依據、預計份額下降的原因；相關具體減值跡象在以前期間是否已出現、於本期大額計提減值準備的原因；分別計提減值 6.20 億元、2.55 億元的確定依據及過程；

(6) 對於雲南滇東兩汪能源有限公司發電機組計提減值準備，請說明：是否列為省內備用電源對發電企業的主要影響、公司被列入備用電源的時間；與貴州進行產能合作的要點及對發電企業的主要影響、該計劃拖延對公司不利影響的具體體現、該等不利影響出現的期間、公司於本期大額計提減值準備的原因；計提減值 3.67 億元的確定依據及過程；

(7) 對於華能（福建）海港有限公司減值計提，請說明：將軍帽一期工程情況，包括但不限於建設期間、預算投資額、完工時間、預計吞吐量等；實際工程進度、投資額、與預計的差異及其原因分析；未來吞吐量難以達到預期的原因及測算依據；以前期間未出現減值跡象的依據、於本期而非以前期間計提減值準備的原因、計提減值 4.85 億元的確定依據及過程；

(8) 請對比同類公司計提減值準備的測算情況，說明公司採用 7.00%-10.90%的稅前折現率的確定依據及其合理性。

公司回覆：

(1) 列表說明各資產組所包含的主要資產（如發電機組、房屋建築物等）、近 3 年計提資產減值金額、本期計提資產減值後資產淨額；對於受政策影響計提減值準備的，請列舉其他同類公司計提減值準備情況。

公司對華能榆社發電有限責任公司等 10 個資產組計提減值合計 38.18 億元，明細如下：

人民幣：億元

單位名稱	計提減值後賬面價值 2019年12月31日			計提減值金額 (全年)		
	房屋及 建築物	營運中的 發電設施	在建工程、 無形資產等 其他資產	2019年	2018年	2017年
華能榆社發電有限責任公司	0.06	1.16	1.16	7.30	0.88	1.55
華能沾化熱電有限公司	-	0.52	1.61	0.77	-	-
華能濟寧高新區熱電有限公司	-	0.10	0.90	0.85	0.49	-
華能國際電力股份有限公司上海石洞口第一電廠	0.14	6.94	1.96	3.81	-	-
華能曲阜熱電有限公司	0.01	0.82	1.07	7.63	-	-
黃台8號機組	-	-	0.55	0.55	-	-
華能新華發電有限責任公司	0.01	0.72	0.85	6.20	-	-
華能鶴崗發電有限責任公司	0.33	15.48	0.92	2.55	-	-
雲南滇東兩汪能源有限公司	0.23	14.43	31.02	3.67	-	4.95
華能（福建）海港有限公司	0.32	-	14.81	4.85	-	-
合計	1.10	40.17	54.85	38.18	1.37	6.50

* 雲南滇東兩汪能源有限公司的其他資產主要包括：在建工程 22.33 億元、無形資產 8.65 億元。

** 華能（福建）海港有限公司的其他資產主要包括：港務設施 13.36 億元、在建工程 1.1 億元、無形資產 0.27 億元。

根據公開披露的信息，我們注意到其他同行業公司在 2019 年也計提了相關的資產減值準備。例如，2019 年，華潤電力控股有限公司計提資產減值準備 23.21 億港幣（2018 年：9.09 億港幣；2017 年：8.55 億港幣），大唐國際發電股份有

限公司計提資產減值準備 16.58 億元(2018 年:4.89 億元;2017 年:5.29 億元),國電電力發展股份有限公司計提資產減值準備 15.71 億元(2018 年:36.82 億元;2017 年:13.33 億元),中國電力國際發展有限公司計提資產減值準備 8.54 億元(2018 年:0.10 億元;2017 年:0.01 億元),華電國際電力股份有限公司計提資產減值準備 7.82 億元(2018 年:1.21 億元;2017 年:7.72 億元)。

(2) 對於華能榆社發電有限責任公司、華能沾化熱電有限公司、華能濟寧高新區熱電有限公司計提減值準備,請說明:國家發改委等部門促進煤電行業優化升級要求的主要內容,包括但不限於政策發佈時間、規定的實施期限、優化升級的標準等;該 3 個資產組需按照政策進行升級改造的原因;可進行關停的期間選擇及不同期間關停可能造成的損失情況、公司計劃提前關停並於本期計提減值準備的考慮因素、計提金額的確定依據及過程。

2019 年 3 月 8 日,國家發展與改革委員會及國家能源局聯合發佈《關於深入推進供給側結構性改革 進一步淘汰落後產能 促進煤電行業優化升級的意見》(發改能源[2019]431 號)。文件指出各省(區、市)人民政府制訂本地區落後煤電機組關停方案和年度關停計劃,對於不實施改造或改造後仍達不到相關標準要求的煤電機組,原則上應在「十三五」期間予以關停。實施淘汰關停的燃煤機組條件包括:1) 不具備供熱改造條件的機組;2) 設計壽命期滿,且不具備延壽條件的現役 30 萬千瓦級純凝煤電機組;3) 不實施改造或改造後供電煤耗仍達不到《常規燃煤發電機組單位產品能源消耗限額》(GB21258-2017)、《熱電聯產單位產品能源消耗限額》(GB35574-2017)要求的煤電機組;4) 不實施改造或改造後污染物排放不符合國家環保要求的煤電機組;5) 不實施改造或改造後水耗不符合國家標準的煤電機組;6) 《打贏藍天保衛戰三年行動計劃》明確的重點區域範圍內 30 萬千瓦及以上熱電聯產機組供熱半徑 15 公里範圍內的落後燃煤小熱電機組;7) 有關法律、法規及標準要求應予關停或國務院有關部門明確要求關停的機組。該文件指出,發電企業要切實承擔起主體責任,積極貫徹國家產業政策,履行社會責任,主動淘汰落後產能。

華能榆社發電有限責任公司(「榆社電廠」)於 2019 年被國資委列入了中央企業重點虧損子企業專項治理任務清單,要求三年減虧 50%。榆社電廠 2017 年、2018 年及 2019 年的虧損金額分別為 2.32 億元(不含 1.55 億元減值)、1.87

億元（不含 0.88 億元減值）及 1.58 億元（不含 7.30 億元減值）。2019 年榆社電廠機組供電煤耗 347.73 克/千瓦時，遠遠高於公司 2019 年平均供電煤耗 307.21 克/千瓦時。榆社電廠已經投產 15 年，如果改造，投資金額較大，機組效益得不到明顯改善。公司估計持續運行難以扭虧為盈，難以實現國資委要求的減虧任務。若延遲處置或關停榆社電廠將造成更多的虧損，因此，公司 2019 年 4 季度決策，響應發改能源[2019]431 號文件號召，主動淘汰落後產能，若在 2020 年底無法實現對外處置榆社電廠股權則對其進行破產清算。

華能沾化熱電有限公司（「沾化熱電」）2019 年供電煤耗 352.36 克/千瓦時，遠遠高於公司 2019 年平均供電煤耗 307.21 克/千瓦時。沾化熱電機組已經投產 14 年，如果改造，投資金額較大，機組效益得不到明顯改善。此外，沾化熱電於 2019 年下半年被國資委列入了中央企業重點虧損子企業專項治理任務清單，要求三年減虧 50%。沾化熱電 2017 年、2018 年及 2019 年的虧損金額分別為 0.9 億元、1.21 億元及 0.54 億元（不含 0.77 億元減值）。在目前經營形勢下，沾化熱電難以扭虧為盈，難以實現國資委要求的減虧任務。因此，公司 2019 年 4 季度決策，響應發改能源[2019]431 號文件號召，主動淘汰落後產能，若在 2020 年底無法對外處置沾化熱電股權則對其進行破產清算。

華能濟寧高新區熱電有限公司（「濟寧熱電」）於 2015 年 8 月取得山東省發改委《關於華能濟寧熱電聯產項目核准的批覆》（魯發改能源[2015]402 號）。根據該批覆，濟寧熱電擬新建 2×350 兆瓦「上大壓小」熱電聯產項目，現有的 2×30 兆瓦抽凝供熱機組作為濟寧熱電 2×350 兆瓦「上大壓小」熱電聯產項目「先建後關」替代小機組，即濟寧熱電 2×350 兆瓦「上大壓小」熱電聯產機組建設完成後，關停濟寧熱電 2×30 兆瓦抽凝供熱機組。2019 年，濟寧熱電 2×350 兆瓦「上大壓小」熱電聯產項目已全面開工建設，為保障供熱民生，2×350 兆瓦熱電聯產項目按計劃於 2020 年 10 月投產 1 台，投產後，濟寧熱電 2×30 兆瓦抽凝供熱機組根據魯發改能源[2015]402 號文件規定予以關停，公司不能選擇關停的期間。鑒於 2×350 兆瓦項目 2019 年開工建設，且計劃 2020 年 10 月投產 1 台，濟寧熱電 2 台機組預計於 2020 年底陸續關停。

由於上述資產的未來使用情況發生確定性變化，根據《企業會計準則第 8 號—資產減值》需要進行減值測試。公司根據資產組預計未來現金流的現值估計其

可收回金額。在估計這些資產組的可收回金額時使用的主要參數包括發電機組利用小時、售電價及燃料價格。下表列示了在減值測試時 2020 年使用的主要參數情況：

	發電機組利用小時 單位：小時數/年	售電價(不含稅) 單位：元/兆瓦時	燃料價格(標煤單價 不含稅) 單位：元/噸
榆社電廠	5,000	271.68	448.43
沾化熱電	3,752	345.47	685.25
濟寧熱電	5,330	358.32	698.26

公司主要根據當地電力市場情況及未來走勢判斷，估計未來發電機組利用小時。鑒於山西省調 2020 年發電量較 2019 年有所增加，榆社電廠預計利用小時數略高於 2019 年實際數（4,583 小時）；沾化熱電考慮到燃料價格走低趨勢，擬減少對外出售替代發電量指標份額，通過自行發電提高收益，故 2020 年預計利用小時高於 2019 年實際數（3,447 小時）；濟寧熱電未來發電機組利用小時與 2019 年實際數 6,242 小時相比下降 14.6%，主要由於「外電入魯」力度繼續擴大，風電光伏等清潔能源發電量增加擠壓火電市場份額所致。

公司根據售電價核准文件及對市場化交易情況判斷估計未來售電價。榆社電廠、沾化熱電及濟寧熱電的未來售電價與 2019 年實際不含稅綜合平均售電價 279.85 元/兆瓦時、351.63 元/兆瓦時及 356.92 元/兆瓦時相比基本相同。

公司根據對燃煤市場行情及相關產業政策的理解估計未來燃料價格，預計 2020 年燃料價格與 2019 年實際燃料價格相比略有下降，主要由於：1) 在供給側，作為供給側結構性改革的試點行業，煤炭行業已經基本完成了「十三五」去產能目標任務，國家相關部委已核准（審批）開工、核增的大型煤礦在 2020 年預計有 1 億噸將陸續投產，國內煤炭供應將保持穩中有增。另外，國內煤礦環保、安全生產水平有較大提高，各類檢查對國內煤礦正常生產的影響逐漸弱化，國內煤炭供應將處於相對充足狀態。此外，進口煤炭量增加也保障了煤炭市場供應水平；2) 在需求端，當前我國能源發展正處於油氣替代煤炭、非化石能源替代化石能源的雙重更替期，新能源和可再生能源對化石能源，特別是對煤炭的增量替代效應明顯。中國能源消費結構將進一步優化，煤炭佔比已由 2007 年最高 72.5% 降至 2018 年 59%，預計未來煤炭佔比可能繼續走低。上述原因綜合影響下，2019

年煤價震盪下行，預計未來期間，煤炭市場將由 2019 年的供需平衡狀態向供需偏松過渡，電煤價格重心將會進一步下移。

公司使用上述主要參數並考慮相關資產的處置價值，估計各資產組的預計未來現金流，測算其可收回金額。根據測試結果，2019 年榆社電廠、沾化熱電及濟寧熱電針對固定資產計提減值金額分別為 7.30、0.77 及 0.85 億元。公司聘請畢馬威企業諮詢（中國）有限公司獨立地對上述資產組的可收回金額進行了估值測算，並出具了報告。

(3) 對於上海石洞口第一電廠計提減值準備，請說明：上海發改委要求於 2022 年進行等容量替代的具體內容、該公司應納入等容量替代的原因；一期電廠實施關停的期間選擇及不同期間關停的影響；公司計劃提前關停並於本期計提減值準備的考慮因素、計提減值 3.81 億元的確定依據及過程。

2019 年 9 月 2 日，華能國際電力股份有限公司上海石洞口第一電廠（「石洞口一廠」）收到上海市發改委印發的《上海市發展改革委關於華能石洞口第一電廠 2×65 萬千瓦等容量煤電替代項目核准的批覆》，同意核准石洞口一廠 2×65 萬千瓦等容量煤電替代項目，項目建設單位為華能上海石洞口一廠。根據文件第 3 條提到的「先關後建」原則，石洞口一廠應於 2022 年完成關停、投產銜接工作。2019 年 10 月 12 日，公司做出決策，新機組於 2020 年開工建設，2022 年底前建成投產。

將該項目納入等容量替代的原因包括：1) 該替改工程擬採用大容量、高參數、高效發電機組，選用二次再熱超超臨界技術，實現煤炭的清潔高效發電，新機組建設有利於提升後續盈利能力，符合公司長遠發展利益，符合上海市城市規劃；2) 保障上海市楊行分區的電力供需安全。石洞口一廠裝機容量是楊行西分區供電安全的重要支撐，無法在無替代的情況下退出運行；3) 該替改工程採用火電深度調峰技術，可實現 80% 深度調峰能力，為上海電網提供更多的可調配調峰資源；4) 該替改工程的建設有助於保障上海電網高受電比例背景下的安全運行和楊行西分區電網的供電安全。

鑒於《上海市發展改革委關於華能石洞口第一電廠 2×65 萬千瓦等容量煤電替代項目核准的批覆》文件要求先關後建，公司需要在新機組投產的同時關停老

機組，新機組計劃於 2022 年底建成投產，相應地老機組需於 2022 年底關停。公司於 2019 年 4 季度對新機組的利舊、投資情況等進行了詳細研究和決策，現有資產的未來使用情況發生確定性變化，根據《企業會計準則第 8 號—資產減值》需要進行減值測試。

公司根據資產組預計未來現金流的現值估計其可收回金額。在估計這些資產組的可收回金額時使用的主要參數包括發電機組利用小時、售電價及燃料價格。下表列示了在減值測試時使用的主要參數情況：

	發電機組利用小時 單位：小時數/年	售電價(不含稅) 單位：元/兆瓦時	燃料價格(標煤單價不 含稅) 單位：元/噸
2020年	3,415	359.29	606.66
2021年	3,300	359.29	606.66
2022年	3,300	359.29	606.66

公司根據上海地區電力市場現狀及未來發展趨勢判斷，估計未來發電機組利用小時。石洞口一廠未來三年發電利用小時與 2019 年實際 3,333 小時基本持平。2020 年發電利用小時與 2019 年實際相比略有上升，原因主要是：特斯拉等大項目 2019 年下半年開始投產帶動上海全網用電量上升有關。

公司根據售電價核准文件及對市場化交易情況判斷估計未來售電價，未來售電價與 2019 年實際不含稅綜合平均售電價 364.17 元/兆瓦時相比基本相同。

公司根據對燃煤市場行情及相關產業政策的理解估計未來燃料價格，預計未來燃料價格與 2019 年實際燃料價格相比略有下降，主要由於：1) 在供給側，作為供給側結構性改革的試點行業，煤炭行業已經基本完成了「十三五」去產能目標任務，國家相關部委已核准（審批）開工、核增的大型煤礦在 2020 年預計有 1 億噸將陸續投產，國內煤炭供應將保持穩中有增。另外，國內煤礦環保、安全生產水平有較大提高，各類檢查對國內煤礦正常生產的影響逐漸弱化，國內煤炭供應將處於相對充足狀態。此外，進口煤炭量增加也保障了煤炭市場供應水平；2) 在需求端，當前我國能源發展正處於油氣替代煤炭、非化石能源替代化石能源的雙重更替期，新能源和可再生能源對化石能源，特別是對煤炭的增量替代效應明顯。中國能源消費結構將進一步優化，煤炭佔比已由 2007 年最高 72.5% 降至 2018 年 59%，預計未來煤炭佔比可能繼續走低。上述原因綜合影響下，2019

年煤價震盪下行，預計未來期間，煤炭市場將由 2019 年的供需平衡狀態向供需偏松過渡，電煤價格重心將會進一步下移。

此外，由於該項目屬於原地重建，公司對現有資產中可以利舊部分進行了梳理，預計可以利舊的資產金額為 1.96 億元，該部分資產暫無減值風險。

公司使用上述主要參數並考慮可以利舊的資產 1.96 億元，估計資產組的預計未來現金流，測算其可收回金額。根據測試結果，石洞口一廠需計提固定資產減值準備 3.81 億元。公司聘請銀信資產評估有限公司獨立地對上述資產組的可回收金額進行了估值測算，並出具了報告。

(4) 對於華能曲阜熱電有限公司及黃台 8 號機組計提減值準備，請說明：外電入魯政策的主要內容、至目前外電入魯的具體情況；公司供電佔當地供電市場的比例、該政策對公司不利影響的具體體現、公司預期利用小時數下降的依據及測算標準；公司資產減值跡象於本期出現而非其他期間出現的原因；分別計提減值 7.63 億元、0.55 億元的確定依據及過程。

2018 年 7 月，山東省政府出台《山東省 2018-2020 年煤炭消費減量替代工作方案的通告》(魯政發字[2018]123 號)，文件提出大力實施「外電入魯」，減少省內煤炭消費；強化智能電網建設，進一步發揮好錫盟至濟南、榆橫至濰坊、上海廟至臨沂、扎魯特至青州 4 條特高壓輸電通道作用。爭取國家支持，搭建與山西、陝西、內蒙古、新疆等資源富集省(區)的政府合作平台，加快配套電源開發建設，開拓省外能源供應渠道，提高「外電入魯」中可再生能源電量比重，到 2020 年，全省接納省外來電能力達到 3,500 萬千瓦。2019 年全年，山東省共接納外電約 936 億千瓦時，同比增長 33.72%；2020 年 1 季度，山東省共接納外電 211 億千瓦時，同比增長 8.55%。山東省直調公用火電廠發電量同比下降 18.74%。

2019 年，華能曲阜熱電有限公司(「曲阜熱電」)供電佔當地直調公用電站發電的比例為 0.7%，黃台 8 號機組供電佔當地直調公用電站發電的比例為 0.4%。

曲阜熱電 2017 年及 2018 年的發電利用小時數分別為 4,796 及 5,345 小時，2019 年發電利用小時下降 780 小時至 4,565 小時，利用小時顯著下降，嚴重影響盈利能力。曲阜熱電為 2 台 22.5 萬機組，機組容量小，能耗高。山東省在安排機組運行時遵循節能降耗原則，優先安排能耗低的大容量機組，能耗高的小機組

運行小時數會進一步被壓縮。另外，曲阜熱電機組發電邊際貢獻小，現貨交易不佔優勢，也進一步降低機組運行小時，2020年預計發電利用小時繼續下降至3,800小時。鑒於「外電入魯」、新能源裝機份額增長等因素影響短期不會消除，公司預計未來期間發電利用小時均為3,800小時。

黃台8號機組2017年及2018年的發電利用小時數分別為5,033及5,559小時，因「外電入魯」政策、機組檢修等原因影響2019年發電利用小時下降1,621小時至3,938小時，利用小時顯著下降，嚴重影響盈利能力。根據山東省能源局、調控中心等部門預測，2020年統調火電利用小時數將在4,500小時左右。黃台8號機組供熱量比較大，落實省政府電量計劃一般高於平均水平，預計2020年及未來年度發電利用小時為4,623小時（高出2019年實際的主要原因為2019年8號機組檢修、備用125天，發電利用小時數較低）。

「外電入魯」政策於2018年下半年公佈，當年的影響尚不明顯，2018年曲阜熱電、黃台8號機發電利用小時並未降低。2019年，由於該政策的影響，曲阜熱電發電利用小時數相比2018年度下降780小時，黃台8號機組發電利用小時較2018年度下降1,621小時，機組發電小時顯著惡化，嚴重影響盈利能力，出現資產減值跡象，根據《企業會計準則第8號—資產減值》需要進行減值測試。

公司根據資產組預計未來現金流的現值估計其可收回金額。在估計這些資產組的可收回金額時使用的主要參數包括發電機組利用小時、售電價及燃料價格。下表列示了在減值測試時未來期間統一使用的主要參數情況：

單位簡稱	發電機組利用小時 單位：小時數/年	售電價(不含稅) 單位：元/兆瓦時	燃料價格(標煤單價 不含稅)單位：元/噸
曲阜熱電	3,800	344.74	713.44
黃台8號機組	4,623	344.23	661.44

如前文所述，公司根據對當地市場行情及相關產業政策的理解，估計未來發電機組利用小時。

公司根據售電價核准文件及對市場化交易情況判斷估計未來售電價，曲阜熱電與黃台8號機組的未來售電價與2019年實際不含稅綜合平均售電價354.2元/兆瓦時與347.77元/兆瓦時相比基本持平。

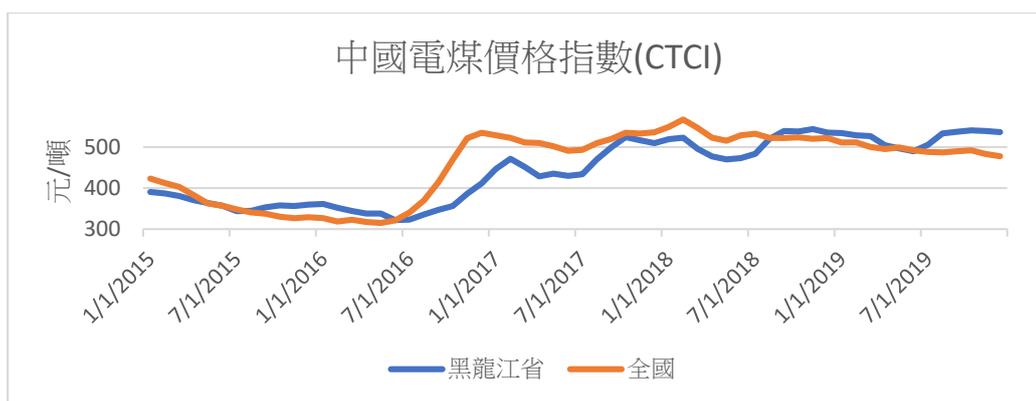
公司根據對燃煤市場行情及相關產業政策的理解估計未來燃料價格，預計未來燃料價格與 2019 年實際燃料價格相比略有下降，主要由於：1) 在供給側，作為供給側結構性改革的試點行業，煤炭行業已經基本完成了「十三五」去產能目標任務，國家相關部委已核准（審批）開工、核增的大型煤礦在 2020 年預計有 1 億噸將陸續投產，國內煤炭供應將保持穩中有增。另外，國內煤礦環保、安全生產水平有較大提高，各類檢查對國內煤礦正常生產的影響逐漸弱化，國內煤炭供應將處於相對充足狀態。此外，進口煤炭量增加也保障了煤炭市場供應水平；2) 在需求端，當前我國能源發展正處於油氣替代煤炭、非化石能源替代化石能源的雙重更替期，新能源和可再生能源對化石能源，特別是對煤炭的增量替代效應明顯。中國能源消費結構將進一步優化，煤炭佔比已由 2007 年最高 72.5% 降至 2018 年 59%，預計未來煤炭佔比可能繼續走低。上述原因綜合影響下，2019 年煤價震盪下行，預計未來期間，煤炭市場將由 2019 年的供需平衡狀態向供需偏松過渡，電煤價格重心將會進一步下移。

公司使用上述主要參數預計各資產組的預計未來現金流，測算其可收回金額。根據測試結果，曲阜熱電計提減值準備 7.63 億元，黃台 8 號機計提減值準備 0.55 億元。公司聘請畢馬威企業諮詢（中國）有限公司獨立地對上述資產組的可收回金額進行了估值測算，並出具了報告。

（5）對於華能新華發電有限責任公司、華能鶴崗發電有限責任公司計提減值準備，請說明：近 5 年黑龍江省內煤價運行狀況、預計未來一定期間煤價運行趨勢及依據；相關公司近 3 年在當地發電市場份額情況、預計未來 2 年市場份額變動趨勢及依據、預計份額下降的原因；相關具體減值跡像在以前期間是否已出現、於本期大額計提減值準備的原因；分別計提減值 6.20 億元、2.55 億元的確定依據及過程。

1) 近 5 年黑龍江省內煤價運行狀況、預計未來一定期間煤價運行趨勢及依據。

近 5 年黑龍江省內煤價運行狀況如下圖所示：



數據來源：國家發改委(<http://jgjc.ndrc.gov.cn/zgdmjgzs.aspx?clmId=syjgzs6>)

從上圖可以看出，過往 5 年黑龍江煤價總體處於上升趨勢，2018 年、2019 年黑龍江省內煤價走勢顯著異於全國平均水平，從 2018 年 9 月開始黑龍江省內煤價一直高於全國平均煤價水平，差額最高達 59 元/噸。基於此並考慮以下因素，公司預測黑龍江 2020 年整體電煤價格將受全國煤價下行的影響小幅下降，後續期間維持在該價格水平。1) 在供給側，近年來隨著黑龍江省去產能、安全生產要求力度的加大，加之部分煤礦資源枯竭，省內煤炭產量大幅下降，近年來電煤供應緊張。黑龍江 2018 年煤炭缺口近 2,500 萬噸，2019 年缺口也在 1,300 萬噸以上，預計煤炭緊缺的形勢將持續；2) 在需求端，當前我國能源發展正處於油氣替代煤炭、非化石能源替代化石能源的雙重更替期，新能源和可再生能源對化石能源，特別是對煤炭的增量替代效應明顯。中國能源消費結構將進一步優化，煤炭佔比由 2007 年最高 72.5% 降至 2018 年 59%，預計未來煤炭佔比可能繼續走低。預計 2020 年煤炭需求增速將從 2019 年的 0.48% 下滑至 0.27%。具體到黑龍江省，除西林鋼鐵精煤等的需求量增加外，動力煤需求量不會有太大的波動。

2) 相關公司近 3 年在當地發電市場份額情況、預計未來 2 年市場份額變動趨勢及依據。

華能新華發電有限責任公司（「新華發電」）2017 年、2018 年及 2019 年發電量在黑龍江西部網份額佔比分別為 10.91%、10.67%、9.61%，華能鶴崗發電有限責任公司（「鶴崗發電」）2017 年、2018 年及 2019 年發電量在黑龍江東部網份額佔比分別為 14.7%、13.7%、14.61%。受到清潔能源裝機份額提升及國家能源集團寶清兩台 60 萬千瓦火電機組 2020 年開始陸續投運的影響，新華發電與鶴崗發電未來 2 年市場份額可能受到一定擠壓。但鑒於社會用電量逐年提升及新華

發電與鶴崗發電作為保障當地電網安全穩定運行的重要電廠，預計未來期間的發電利用小時數並不會明顯下降。

3) 相關具體減值跡像在以前期間是否已出現、於本期大額計提減值準備的原因。

黑龍江省內煤價高位運行導致新華發電 2018 年出現經營虧損 0.97 億元（2017 年微利 225 萬元），鶴崗發電 2017 年及 2018 年出現經營虧損 0.96 億元及 0.92 億元。上述虧損形成減值跡象，公司於 2017 年對鶴崗發電進行了減值測試，於 2018 年對新華發電及鶴崗發電進行了減值測試，經過測試，除 2018 年新華發電及鶴崗發電的國際財務報告準則財務報表中企業合併形成的評估增值及形成的商譽需計提減值準備金額分別為 2.38 億元及 0.82 億元外，2017 年及 2018 年中國準則財務報表無需計提減值準備。在 2019 年之前進行減值測試時，公司預測黑龍江煤炭市場供應只是短期的階段性緊張，未來期間煤價將隨著供給量提高而逐步回落至合理水平，從而實現盈利，具體考慮因素包括：1) 至 2018 年底，「十三五」煤炭去產能任務主要目標任務基本完成，全國煤炭供需總體平衡。公司預測黑龍江將釋放當地煤炭產量，緩解煤炭供應緊張；2) 國家相關部門著手準備各項措施，以加大蒙東地區褐煤採購和綏芬河口岸俄煤進口力度，增加煤炭供給量；3) 黑龍江當地煤炭需求量預計跟隨全國煤炭需求增速下降趨勢，不會有大額增加。

2019 年，公司發現黑龍江省煤炭市場供應緊缺的形勢將持續，而不再是短期的階段性緊張，理由包括：1) 黑龍江省的煤炭市場形勢與全國有一定差異性，其他省份 2018 年已經基本完成去產能任務，但黑龍江省 2019 年持續淘汰落後產能，煤炭行業去產能專項整治工作將持續到 2020 年底，導致省內煤礦產量進一步下降；2) 黑龍江省內煤炭缺口嚴重依賴外來煤炭，且煤炭缺口巨大（2019 年缺口為 1,300 萬噸以上），煤炭供應持續處於緊張狀態。所以，公司預測黑龍江未來期間不含稅標煤單價將由於供應短缺疊加需求總體不變的影響而持續維持在較高的價格水平（新華發電：619 元/噸；鶴崗發電：724 元/噸），高於 2018 年進行減值測試時的未來價格預期（新華發電：502~556 元/噸；鶴崗發電：540~627 元/噸）。因此，新華發電與鶴崗發電公司預測企業經營利潤將惡化，2019 年存在較大減值風險。由於新華發電與鶴崗發電持續出現經營虧損（新華發電 2018

年虧損 0.97 億元，2019 年虧損 1.42 億元（不含 6.2 億元減值）；鶴崗發電 2017 年虧損 0.96 億元，2018 年虧損 0.92 億元，2019 年虧損 2.93 億元（不含 2.55 億元減值）），構成減值跡象，根據《企業會計準則第 8 號—資產減值》2019 年需要進行減值測試。

4) 計提減值的確定依據及過程

公司根據資產組預計未來現金流的現值估計其可收回金額。在估計這些資產組的可收回金額時使用的主要參數包括發電機組利用小時、售電價及燃料價格。下表列示了在減值測試時未來期間統一使用的主要參數情況：

	發電機組利用小時 單位：小時數/年	售電價(不含稅) 單位：元/兆瓦時	燃料價格(標煤單價不含稅) 單位：元/噸
新華發電	4,245	324.0	619
鶴崗發電	3,667	332.48	724

公司根據對市場行情及相關產業政策的理解估計未來發電機組利用小時，預計新華發電及鶴崗發電未來發電機組利用小時與 2019 年實際的 4,116 小時及 3,629 小時相比略所上升，原因主要是隨著社會平均用電量逐年上升所致。

公司根據售電價核准文件及對市場化交易情況判斷估計未來售電價，預計新華發電與鶴崗發電的未來售電價與 2019 年不含稅實際綜合平均售電價 324.71 元/兆瓦時與 327.31 元/兆瓦時相比基本持平。

如前文所述，公司根據 2020 年度預算、對市場行情及相關產業政策的理解估計未來燃料價格，預計整體電煤價格將受全國煤價下行的影響小幅下降，後續期間維持在該價格水平上。

公司使用上述主要參數預計各資產組的預計未來現金流，測算其可收回金額。根據測試結果，新華發電及鶴崗發電 2019 年針對固定資產計提減值金額分別為 6.20 億元及 2.55 億元。公司聘請畢馬威企業諮詢（中國）有限公司獨立地對上述資產組的可收回金額進行了估值測算，並出具了報告。

(6) 對於雲南滇東兩汪能源有限公司發電機組計提減值準備，請說明：是否列為省內備用電源對發電企業的主要影響、公司被列入備用電源的時間；與貴州進行產能合作的要點及對發電企業的主要影響、該計劃拖延對公司不利影響的

具體體現、該等不利影響出現的期間、公司於本期大額計提減值準備的原因；計提減值 3.67 億元的確定依據及過程。

雲南滇東雨汪能源有限公司（「滇東雨汪」）主要擁有 2 台裝機容量為 60 萬千瓦的燃煤發電機組的發電廠和一個在建煤礦。根據雲南省工業和信息化委關於下發 2016 年雲南電力市場化交易實施方案的通知（雲工信電力[2016]23 號），已併入雲南電網運行的所有電廠分為優先電廠和非優先電廠。該通知第 33 頁附件中明確了優先電廠名單，該名單不包括滇東雨汪兩台機組，從此滇東雨汪成為雲南地區的備用電源。列為備用電源對發電企業的主要影響包括：1）全年無基數電量計劃安排，省內電力市場交易優先水電成交，全年電量計劃為機組備用確認電量；2）備用確認電量結算售電價低於省內火電機組標桿售電價。發電量減少及結算售電價降低將減少電廠收入，進而影響電廠利潤；受此影響，滇東雨汪在 2016 年計提了資產減值準備 5.57 億元。

2017 年 11 月，滇東雨汪與貴州萬峰電力公司（「貴州萬峰」）簽訂了產能框架協議，合作的要點主要為電廠機組接入貴州萬峰所在貴州當地電網，以增加滇東雨汪電廠的發電量。2019 年 3 月，在辦理滇東雨汪電廠送出貴州電力業務許可證期間，雲南電網公司提出滇東雨汪機組跨省送出可能影響電網安全及穩定性，基於安全考慮，項目推進放緩。2019 年 4 季度，項目進度仍未出現明顯好轉，送出放緩將使電廠的收入減少，利潤降低，導致未來期間現金流入減少，影響期間為 2020 年及以後年度。2019 年，滇東雨汪僅完成備用發電任務，發電利用小時數僅為 392 小時。由於滇東雨汪持續出現經營虧損（2017 年虧損 3.73 億元（不含 4.95 億元減值），2018 年虧損 3.62 億元，2019 年虧損 3.98 億元（不含 3.67 億元減值）），構成減值跡象，根據《企業會計準則第 8 號—資產減值》2019 年需要進行減值測試。

公司根據預計未來現金流的現值估計可收回金額。在估計可收回金額時使用的主要參數包括發電機組利用小時、售電價、燃料價格、自有煤礦產量及原煤售價。下表列示了在減值測試時使用的主要參數情況：

	發電機組利用 小時 單位：小時 數/年	售電價(不含 稅) 單位：元/兆瓦 時	燃料價格(標 煤單價不含 稅) 單位：元/噸	原煤產量 單位：萬噸/ 年	自產原煤對 外售價(不含 稅) 單位：元/噸
2020年	685	297	733.94	-	596.46
2021年	900	280	663.99	30	596.46
2022年	1,080	280	646.50	98	596.46
2023年	1,260	280	646.50	195	596.46
2024年	1,260	280	646.50	230	596.46
2025年	1,260	280	646.50	230	596.46
2026年	1,260	280	646.50	230	596.46
2027年及以後期間	1,260	280	646.50	300	596.46

公司根據歷史經驗及對未來市場情況的判斷及與貴州萬峰合作的進度估計未來發電機組利用小時，預計 2020 年發電機組利用小時與 2019 年實際 392 小時相比增加 293 小時，主要由於：1) 預計雲南省 2020 年水電鋁、水電硅大量投產，影響 2020 年用電量增長規模較大，火電發電量將隨之增長；2) 2019 年 12 月，貴州省能源局召開了第三屆雲貴川渝電力工作座談會，會議明確鼓勵跨區域送電，提出「政府主導、企業自願、有序推進」，滇東兩汪外送貴州萬峰項目可以得到進一步推進。公司預計 2021 年可以送出貴州萬峰電力一部分電量，根據與貴州萬峰的協商，初步預計 2021 年利用小時數可以達到 900 小時，之後逐年增長至並穩定在 1,260 小時。

公司根據 2019 年實際不含稅綜合平均售電價 297 元/兆瓦時估計 2020 年售電價。2021 年及以後售電價根據送出貴州萬峰的貴州不含稅標桿售電價下浮 10% 估計，下浮原因主要因為電量市場化競爭後，在考慮有邊際貢獻的情況下，售電價下浮更有競爭優勢，有利於送出目標的實現。

作為煤電一體化項目，滇東兩汪的電廠發電所需煤炭來源包括自身煤礦產出的電煤及外購電煤。煤礦預計 2021 年投產，當年產出煤炭 30 萬噸，但該產量不足以滿足電廠需求，電廠仍需外購部分電煤，根據當地煤炭市場環境、對未來煤炭市場的預期，滇東兩汪估計 2020 年外購煤炭不含稅標煤單價為 733.94 元/噸，與 2019 年實際耗用的外購燃料不含稅標煤單價基本一致。2022 年開始，煤礦產量已經足夠滿足電廠需求，電廠無需外購煤炭。預計煤礦提供予電廠的自用電煤內部不含稅結算標煤單價為 646.50 元/噸，略低於煤炭外銷單價（外銷原煤不含

稅單價 596.46 元/噸折合不含稅標煤單價為 685.39 元/噸)。自用電煤內部結算價格低於外購電煤價格，因此，2021 年及 2022 年滇東雨汪電廠耗用燃料價格隨著煤礦產能的提升而下降。

公司根據煤礦設計方案中的開採能力，在考慮到未來市場需求情況下制定逐年排產計劃，用於估計未來逐年原煤產量及銷量。滇東雨汪一井設計產能 300 萬噸，預計投產時間為 2021 年 10 月，投產後產量將逐年增加至並穩定在設計產能。

滇東雨汪的煤礦在供應滇東雨汪電廠所需電煤後對外銷售煤炭。煤礦所產原煤經洗選後，形成煤礦產品包括：化工用精煤、噴吹精煤、電煤、矸石。公司根據前述 4 類估計煤炭產品的產出率及該類產品在雲貴地區煤炭市場 2017-2018 年市場調研平均出坑價，估計未來期間加權平均不含稅外銷原煤單價為 596.46 元/噸。基於以下因素考慮，公司預計未來期間外銷煤炭價格將保持基本穩定：1) 2019 年 6 月，省人民政府印發了《雲南省人民政府辦公廳關於印發〈雲南省煤炭產業高質量發展三年行動計劃（2019—2021 年）〉的通知》（雲政辦發〔2019〕61 號），文件指出在嚴格控制煤炭生產、消費總量和污染物排放總量的前提下，堅決淘汰關閉安全不達標、環保不達標、不符合產業政策等要求的落後產能和小煤礦。到 2021 年，全省原煤產量控制在 8,000 萬噸以內，基本滿足省內煤炭消費需求。雲南省煤炭供應總量受到限制；2) 隨著雲南省水電鋁、水電硅一體化等項目在未來幾年的推進，預計雲南省用電需求增加，導致電煤需求提高，抵消了能源消費結構中煤炭佔比逐年降低導致的煤炭需求下降的影響。

公司使用上述主要參數預計未來現金流，測算可收回金額。根據測試結果，2019 年滇東雨汪針對固定資產計提減值金額為 3.67 億元。公司聘請銀信資產評估有限公司對上述可收回金額進行了估值測算，並出具了報告。

(7) 對於華能（福建）海港有限公司減值計提，請說明：將軍帽一期工程情況，包括但不限於建設期間、預算投資額、完工時間、預計吞吐量等；實際工程進度、投資額、與預計的差異及其原因分析；未來吞吐量難以達到預期的原因及測算依據；以前期間未出現減值跡象的依據、於本期而非以前期間計提減值準備的原因、計提減值 4.85 億元的確定依據及過程。

華能（福建）海港有限公司（「海港公司」）將軍帽一期工程項目於 2006 年取得國家發改委核准，定位為公共散貨碼頭，投資概算 14.07 億元，於 2009 年開工建設，計劃建設週期為 3 年。2015 年，公司重新調整了羅源灣港電儲基地的規劃，將該項目定位為羅源電廠配套煤碼頭工程，同時具備中轉煤炭功能，並建設相應的配套設施，修改設計後年吞吐量為 1,180 萬噸。

2019 年 4 月份，工程轉固並進入試運營期，實際投資額 22 億元、建設週期為 12 年。投資額增加主要原因包括：1) 2006 年，項目批覆時國家對環保政策較為寬鬆，隨著國家對環保政策的趨緊，為保障項目順利取得環保驗收，在原交通部批覆 14.07 億元投資基礎上，新增環保設施投資 4.38 億元，較原設計方案大幅增加；2) 受碼頭定位變更及設計改變等因素影響，該項目實際建設週期近 11 年，增加財務費用約 2.1 億元。

將軍帽一期工程預計未來幾年吞吐量難以達到預期，主要影響因素包括：1) 由於近年來地方政府職能部門調整等原因，將軍帽口岸未完成開放，進口煤炭短時間無法由該項目接卸；2) 由地方政府負責的疏港公路建設進展緩慢，預期短期內無法開展華能福州電廠進口煤炭中轉業務及為臨港鋼鐵企業提供原材料接卸業務；3) 福建地區電力市場飽和，隨著清潔能源及核電項目的陸續投產，火電機組利用小時數下降趨勢明顯，煤炭貨運需求受限。

受港口未來吞吐量不及預期影響，特別是 2019 年將軍帽口岸未能按預計開放，使將軍帽一期工程盈利能力承壓，預期未來現金流量現值不足以覆蓋投資成本，2019 年轉固後出現經營虧損，出現減值跡象，根據《企業會計準則第 8 號—資產減值》2019 年需要進行減值測試。

公司根據資產組預計未來現金流的現值估計其可收回金額。在估計這些資產組的可收回金額時使用的主要參數包括貨物吞吐量及綜合裝卸單價。下表列示了在減值測試時使用的主要參數情況：

	貨物吞吐量 單位：萬噸/年	綜合裝卸單價(不含稅) 單位：元/噸
2020年	330	28.53
2021年	375	28.53
2022年-2026年	705	29.47至30.42
2027年-2035年	805	30.42至33.25

2036年-2040年	955	33.25至34.19
2041年-2045年	1,005	34.19至35.13
2046年-2050年	1,055	35.13至36.08
2051年-2069年	1,105	36.08至38.91

公司根據對市場行情及相關產業政策的理解估計貨物吞吐量。隨著預期 2020 年 12 月疏港公路建成通車後及口岸問題於 2021 年解決後，公司充分考慮當地煤炭及鋼鐵等轉運及裝卸具體需求增長，估計貨物吞吐量將從 2019 年 5 月投產後至 2019 年底的 137 萬噸逐年增加。

公司根據現有簽訂合同價格推算同等服務單價預測未來期間綜合裝卸單價，其中，2020 年及 2021 年綜合裝卸單價預計與 2019 年實際基本持平。由於裝卸煤炭價格一般高於鋼鐵，海港公司未來將不斷增加裝卸煤炭服務收入佔比，從而導致綜合裝卸單價在 2022 年以後期間逐年增加，公司在預測未來綜合裝卸單價時考慮了未來吞吐量增加之後的價格折讓等影響因素。

公司使用上述主要參數預計各資產組的預計未來現金流，測算其可收回金額。根據測試結果，2019 年海港公司針對固定資產計提減值金額為 4.85 億元。公司聘請銀信資產評估有限公司獨立地對上述減值測試進行了檢查，並出具了覆核報告。

(8) 請對比同類公司計提減值準備的測算情況，說明公司採用 7.00%-10.90%的稅前折現率的確定依據及其合理性。

公司根據加權平均資本成本 (WACC) 確定稅後折現率，加權平均資本成本的計算公式為：

$$WACC = K_e \times (E / (D + E)) + K_d \times (1 - T) \times (D / (D + E))。$$

其中：

K_e = 權益資本成本

E = 權益的市場價值

K_d = 債務資本成本

D = 債務的市場價值

T = 公司所得稅率

權益資本成本是採用資本資產定價模型（「CAPM」）得到的，在資本資產定價模型中，權益資本成本是基於無風險資產投資回報率（「無風險利率」）加上反映公司風險的回報溢價（「風險溢價」）得出，即：

$$K_e = R_f + \beta \times ERP + \alpha$$

其中：

R_f = 無風險資產投資回報率

ERP = 股權風險溢價，表示市場投資組合收益率高於無風險利率的風險溢價

β = Beta 係數，衡量特定資產對於全部風險投資組合的系統性風險

α = 附加風險因子（「alpha」）

公司的主要假設估計情況如下：

- 1) 無風險利率的確定依據：從 Capital IQ 金融終端中獲取的中國政府發行的人民幣長期債券（2069 年 6 月到期），該債券於估值基準日（2019 年 12 月 31 日）的收益率為 3.8%，估算無風險利率為 3.8%；
- 2) 槓桿化 beta 確定依據：根據從 Capital IQ 金融終端中獲取的截至估值基準日（2019 年 12 月 31 日）可比公司的五年內每週可觀察到的平均 beta 係數的中位數為 0.97。其中，可比公司確定依據：基於本次減值測試的資產組均為發電業務的主營業務性質，主要選取了 A 股上市公司中主營業務為發電的公司作為可比公司。可比公司信息及 Beta 結果如下：

Beta总结				
可比公司	Capital IQ 证券代码	国家/地区	杠杆化 beta 1	D/E 债资比
大唐国际发电股份有限公司	SHSE:601991	China	1.02	303.8%
国电电力发展股份有限公司	SHSE:600795	China	0.84	175.2%
华电能源股份有限公司	SHSE:600726	China	0.97	532.5%
华能国际电力股份有限公司	SHSE:600011	China	0.75	253.2%
广州发展集团股份有限公司	SHSE:600098	China	1.25	70.2%
浙江浙能电力股份有限公司	SHSE:600023	China	1.00	45.9%
安徽省皖能股份有限公司	SZSE:000543	China	0.93	71.6%
最小值			0.75	45.9%
最大值			1.25	532.5%
平均值			0.97	207.5%
中位数			0.97	175.2%
中位数			0.97	175.2%

- 3) 權益風險溢價確定依據：根據美國市場權益風險溢價（6.0%）加上 Aswath Damodaran 發佈的關於國家權益風險溢價研究報告中的中國權益風險溢價（0.79%），估算出權益風險溢價為 6.79%；
- 4) 規模風險溢價確定依據：根據 The Duff & Phelps Cost of Capital Navigator，使用三分法選取 3.39%的規模風險溢價；
- 5) 特殊風險溢價確定依據：根據對財務預測中主要假設的不確定性的估計，使用了 5%的特殊風險溢價；
- 6) 債權成本確定依據：根據中國人民銀行發佈的長期借款利率，確認債權成本為 4.9%；
- 7) 稅率確定依據：根據中國企業所得稅率，確認稅率為 25%；
- 8) 資本結構確定依據：根據從 Capital IQ 金融終端中獲取的截至估值基準日（2019 年 12 月 31 日）可比公司的債資比信息，確定資本結構為 60%的債權和 40%的股權；
- 9) 實際加權平均基本成本的確定依據：由於本次減值測試中採用的預計未來現金流沒有考慮通貨膨脹率，因此需要將測算得出的名義折現率轉換

為實際折現率。在轉換時，基於費雪效應公式，並考慮經濟學人智庫（EIU）中獲得的中國長期通貨膨脹率進行計算。

在計算得出稅後折現率之後，按照假設「稅前現金流現值=稅後現金流現值」的思路通過迭代循環計算確定稅前折現率。經過計算，公司採用了 7.00%-10.90% 的稅前折現率。

我們注意到其他同行業公司公開披露在 2019 年進行減值測試時使用的折現率。例如，華電國際電力股份有限公司使用稅前折現率為 8.17%；大唐國際發電股份有限公司使用稅前折現率為 8.05%-10.26%。同行業公司進行減值測試使用的折現率範圍與公司的折現率範圍較為接近。

公司聘請畢馬威企業諮詢（中國）有限公司及銀信資產評估有限公司獨立地對上述減值測試涉及資產組的可收回金額進行了估值測算，並出具了報告。折現率為估值測算中的重要參數，已在上述報告中體現。

2、關於報廢資產減值 14.37 億元，請進一步補充說明：

（1）對於華能雲南滇東能源白龍山煤礦一井資產報廢損失 10.45 億元，請說明：該礦井的投資建設情況、項目投建時未考慮自然保護區相關因素的原因、政府文件發佈時間及違規清理要求；公司在禁止施工區域建設形成的資產及其投資額；相關資產報廢金額的確定方法；（2）對於華能聊城熱電有限公司等 4 家公司（廠）的資產報廢，請分別說明報廢資產近 3 年是否正常使用、以前年度未予報廢的原因。

公司回覆：

華能雲南滇東能源有限責任公司（「滇東能源」）白龍山煤礦一井設計產能 300 萬噸/年，預算投資 93.38 億元，於 2004 年 4 月開工建設。2013 年 7 月，雲南省政府以《雲南省人民政府關於同意雲南十八連山省級自然保護區總體規劃的批覆》（雲政復〔2013〕55 號）批覆十八連山省級自然保護區面積 12.13 平方公里，其中核心區 5.017 平方公里、實驗區 7.113 平方公里。由於白龍山煤礦開工在前，自然保護區範圍正式批覆在後，項目投建時未能考慮到自然保護區相關因素。

由於白龍山煤礦一井部分區域與十八連山自然保護區重疊，自 2017 年 1 月起白龍山煤礦一井一直處於停工狀態。公司一直積極與當地政府進行溝通，努力推動煤礦建設，以期實現盈利，回收成本。2019 年 9 月 3 日，滇東能源收到《曲靖市能源局關於白龍山煤礦一井恢復建設的批覆》(曲能源安全[2019]65 號文件)，文件要求：「只允許恢復自然保護區外的井巷工程施工，自然保護區內的工程禁止施工。」2019 年 4 季度，滇東能源經過核查紅線內資產清單後，將位於紅線內巷道等設施賬面價值 3.42 億元全額計提減值準備。

2019 年 4 季度，滇東能源根據曲靖市能源局的批覆編製了復工方案。根據復工方案，原來為此煤礦購入的採掘設備無法滿足技術及性能要求，且其維修價格高或修復難度較大；另外，由於前述設備已經安放於井下，存放年限較長，導致設備整體陳舊、各工作部件老化，無處置價值，故全額計提減值人民幣 7.03 億元。在收到復工批覆之前，公司不能確認上述設備是否可以滿足復工要求，因此以前年度未計提減值。

華能聊城熱電有限公司等 4 家公司資產報廢情況如下表所示：

人民幣億元

單位	報廢資產金額	計提減值的原因及之前的使用情況
華能聊城熱電有限公司脫硫改造項目拆除資產等	0.28	2019 年末由於脫硫技術改造拆除部分資產，拆除資產無利用價值。近三年上述資產正常使用。
華能國際電力股份有限公司玉環電廠干煤棚等資產	0.26	2019 年進行煤場封閉改造，將煤場干煤棚及煤泥污水處理設備拆除，拆除資產無利用價值。近三年上述資產正常使用。
華能海南發電股份有限公司東方電廠汽輪機噴嘴	0.16	2019 年因設備陳舊、過時，企業進行更新改造，拆除汽輪機噴嘴等資產，拆除資產無利用價值。近三年上述資產正常使用。
華能國際電力股份有限公司德州電廠 DCS 改造、廢水改造等項目拆除資產	0.12	2019 年因機組 DCS 改造、廢水改造等技術更新改造項目，拆除了部分生產設備及設施，拆除資產無利用價值。近三年上述資產正常使用。

3、關於前期費減值 5.3 億元，請分別說明：已停建項目與預計推進可能較小的項目名稱；已停建項目時間及其原因、預計投資額、已投資額、本期計提減值的原因及確定減值額的依據；預計繼續推進可能性較小的原因、以繼續推進可能性較小作為計提減值依據的合理性、導致難以推進的因素出現的期間、於本期計提減值的原因。

公司回覆：

2019 年計提前期費減值情況如下表所示：

人民幣：億元

前期項目名稱	停建時間	預計投資額	已投資額	2019年計提減值
華能汕頭海門發電有限責任公司5、6號機組指標款等費用	2016	68.1	3.05	3.05
華能洋浦熱電有限公司煤電機組前期費	2016	40.0	0.38	0.38
華能山西太行發電有限責任公司前期費	2017	49.9	2.92*	0.3
天津華能楊柳青熱電有限責任公司五期擴建項目	2014	46.74	0.22	0.22
華能（龍巖）風力發電有限責任公司茫蕩洋項目	2017	4.19	0.19	0.19
華能太倉發電有限責任公司三期項目	2018	不適用	0.15	0.15
華能國際股份有限公司廣西分公司百色火電項目	2015	50.9	0.15	0.15
華能國際電力股份有限公司重慶分公司大寧河流域水電項目	2014	不適用	0.11	0.11
其他小額項目小計			0.75	0.75
合計			7.92	5.30

*華能山西太行發電有限責任公司已於2019年以前年度計提減值人民幣2.62億元。

上述前期費主要為公司發展新的火電及新能源發電項目發生使資產達到預定可使用狀態之前的必要前期項目支出，在項目正常推進達到預定可使用狀態之後跟隨在建工程一併轉固。公司定期檢查所有停緩建前期項目的狀態、進展及推進的可能性及計劃，對於有開發價值的項目持續投入以期實現未來盈利。對於已經確定繼續推進可能性較小的項目，由於其未來無法產生現金流，且沒有對外處置的市場，全額計提減值準備。

華能汕頭海門發電有限責任公司5、6號機組指標款的預計繼續推進可能性較小的原因、導致難以推進的因素出現的期間、於本期計提減值的原因等分析請參見問題二、「關於容量指標款計提減值」的回覆。

華能洋浦熱電有限公司煤電機組項目規劃建設2台350MW 燃煤機組及後續4台660MW 發電機組，於2015年12月1日海南省同意開展前期工作。2017年中共海南省委發佈《關於進一步加強生態文明建設譜寫美麗中國海南篇章的決定》

提出，「建設綠色能源島。大力推行『去煤減油』，加快構建以清潔電力和天然氣為主體、可再生能源為補充的清潔能源體系。禁止新增煤電，安全推進核電，分階段逐步淘汰現有燃煤機組。」該項目從 2016 年開始停工。鑒於該項目開展前期工作早於 2017 年頒布的文件，公司多方努力繼續推進項目發展。因此，以前年度未計提減值。2019 年 9 月 16 日，海南省發改委印發《海南省產業准入禁止限制目錄（2019 年版）》，明確建立產業准入負面清單制度，電力方面禁止新建火力發電中的燃煤發電。2019 年 4 季度，公司經過分析討論後認為，該項目已經沒有推進的可能性。鑒於前期發生的項目支出沒有對外處置的市場，公司於 2019 年全額計提減值準備 0.38 億元。

華能山西太行發電有限責任公司左權低熱值煤發電項目於 2015 年 7 月 15 日山西省發改委同意開展前期工作。於 2017 年 7 月 26 日被十六部委聯合《印發〈關於推進供給側結構性改革 防範化解煤電產能過剩風險的意見〉的通知》（發改能源〔2017〕1404 號）的文件納入停建項目清單，從 2017 年開始停工。公司著手與供應商協商解決未完成合同，並根據談判情況分別於 2017 年、2018 年計提減值準備 2.48 億元及 0.14 億元。2019 年完成合同收口工作，確定合同結算金額。其中，2019 年，公司與北重阿爾斯通（北京）電氣裝備有限公司（「北重公司」）多輪談判，達成《主機合同補充協議》，雙方同意終止執行原合同並約定太行電廠支付北重公司解約費用 0.28 億元。太行電廠將該金額暫估計入在建工程，考慮到未來無收益的可能，因此計提減值。2019 年累計計提減值 0.3 億元。

天津華能楊柳青熱電有限責任公司五期擴建項目於 2006 年 8 月獲得天津市發改委同意開展前期工作。受氣源、氣價、燃機上網售電價和熱價等影響，建設進展緩慢，於 2014 年暫時擱置。2016 年，該燃機項目列入「天津市十三五發展規劃」，公司多方努力繼續推進項目發展，但由於受到天津市燃機項目「三價兩量」方面先天不足，以及國家能源政策調整等影響進展緩慢。鑒於 2020 年為十三五收官之年，公司在綜合考慮之後，在 2019 年 4 季度做出決策，認為重新獲得核准的可能性極低，該項目已經沒有推進的可能性。鑒於前期發生的項目支出沒有對外處置的市場，公司於 2019 年全額計提減值準備 0.22 億元。

華能（龍巖）風力發電有限責任公司茫蕩洋項目擬建裝機規模為 44MW，1、2 期項目分別於 2015 年 12 月和 2016 年 12 月取得福建省發改委同意開展前期工

作，於 2016 年 12 月 25 日開工建設。2017 年 5 月 22 日，福建省重點項目建設領導小組辦公室發出《關於請對龍巖茫蕩洋風電項目建設可行性進行進一步研究論證的函》，要求暫停龍巖茫蕩洋風電項目建設。在項目被政府叫停之後，公司多次與省政府、省發改委進行了匯報溝通，積極爭取恢復施工，但因福建省嚴控陸上風電的態度堅決，始終無法改變政府要求項目停建的決定。2019 年 3 月 22 日，福建省林業局出具茫蕩洋風電項目註銷林業行政許可決定書。2019 年 4 季度，公司綜合考慮上述因素，認為茫蕩洋風電項目已不具備復工條件，該項目已經沒有推進的可能性。鑒於前期發生的項目支出沒有對外處置的市場，於 2019 年全額計提減值準備 0.19 億元。

華能太倉發電有限責任公司三期項目規劃建設 2 台 1,260MW 超超臨界燃煤發電機組，由於該項目未取得省發改委前期工作批覆，尚未開工建設。2018 年，江蘇省發改委、江蘇省能源局等下發《關於貫徹落實加快全省化工鋼鐵煤電行業轉型升級高質量發展實施意見相關工作要求的通知》（蘇發改工業發〔2018〕931 號），文件指出「全省因電力平衡確需佈局大型燃煤發電項目的，原則上僅佈局在沿海地區。」公司在收到相關文件之後多次與省政府、省發改委進行了匯報溝通，積極爭取批准，但未獲得重大進展。2019 年 4 季度，公司做出決定停止推進該項目。鑒於前期發生的項目支出沒有對外處置的市場，因此，公司於 2019 年全額計提減值準備 0.15 億元。

華能國際股份有限公司廣西分公司百色火電項目（「百色電廠」）規劃建設 4×66 萬千瓦裝機容量燃煤發電機組，其中一期工程按 2×66 萬千瓦超超臨界燃煤發電機組建設。2009 年 12 月，廣西自治區發改委發佈編號為「桂發改能源函[2009]1393 號」的文件同意華能百色電廠一期工程開展前期工作，列入廣西自治區「十二五」能源發展規劃。2014 年 6 月，廣西壯族自治區人民政府、雲南省人民政府和中國南方電網有限責任公司在雲南昆明簽訂了《雲電送桂中長期合作框架協議》，「十二五」期間 300 萬千瓦、「十三五」期間爭取再增加 300 萬千瓦，百色電廠一期項目列入 2017 年投產項目清單已無容量空間。2019 年 5 月 20 日，自治區黨委及政府辦公廳關於《廣西全面對接粵港澳大灣區實施方案（2019-2021）》的通知中，繼續表述了對華能百色電廠的支持。2019 年 9 月，廣西自治區能源局著手編製《廣西「十四五」火電項目規劃》，並由廣西自治區發展和改

革委員會於 2019 年 12 月上報國家能源局的《關於將有關電源項目納入規劃的請示》文件中未包含百色電廠一期項目。因此，該項目已無繼續推進的可能性，於 2019 年末全額計提減值準備，共計 0.15 億元。

重慶巫溪大寧河流域水電項目規劃裝機 16.1 萬千瓦，2013 年 1 月，重慶發改委發文《重慶市發展和改革委員會關於大寧河流域水電資源開發前期工作的函》（渝發改能函〔2013〕22 號）同意開展前期工作。重慶分公司於 2013 年 10 月委託重慶市水利電力勘測設計研究院開展該流域預可行性研究階段勘測設計和專題報告編製等工作，2014 年完成相關成果報告，發生前期費用共計 0.11 億元。由於大寧河是國家南水北調中線取水三個備選方案之一，中線取水方案研究至今尚無結論，根據南水北調總體要求，項目開發需與之相結合，故項目開發（高壩或低壩）方案一直不能確定。2019 年，重慶市發展和改革委員會、重慶市水利局、重慶市生態環境局、重慶市能源局四部聯合文件《關於嚴控新建水電項目的通知》（渝發改能源〔2019〕517 號）要求，除與生態環境保護相協調的且是國務院及其相關部門、省級人民政府認可的脫貧攻堅項目外，嚴控新建商業開發的小水電項目。因此該項目已無繼續推進的可能性，於 2019 年末全額計提減值準備，共計 0.11 億元。

4、關於應收款項減值，請說明：山東如意應收電費情況及電費回收的期限、該期限的約定時間及是否獲得相應補償、延遲回收導致相關減值的確定標準；對長島風力發電的委託貸款及其已回收金額、該公司的註銷時間。

公司回覆：

華能山東如意（巴基斯坦）能源（私人）有限公司（「山東如意」）於巴基斯坦運營一家火電項目，電量全部銷售給巴基斯坦中央電力監管局。截至 2019 年 12 月 31 日，累計應收電費餘額 19.02 億元，巴基斯坦中央電力監管局一般在 1-4 個月內結清電費。根據購售電協議，針對超過合同約定的開票後一個月尚未支付的電費，巴基斯坦中央電力監管局應按照巴基斯坦同業拆借利率上浮 200 基點向公司支付應收電費延遲利息。截至 2019 年底累計已收回電費延遲利息金額僅佔商運後延遲電費利息總額的 1.47%，截至 2019 年 12 月 31 日，累計應收電費延遲利息金額為 2.3 億元。經過與巴基斯坦中央電力監管局協商，未來應收電

費延遲利息回款速度亦不會明顯加快。根據《企業會計準則第 22 號——金融工具確認和計量》準則的規定，公司以發生違約的風險為權重，考慮合同應收的現金流量與預期能收到的現金流量之間的差額的現值估計預期信用損失。由於預期部分金額回款時間長於 1 年，根據預期回款時間及根據同期貸款利率估計的折現率 14.55%計算的時間價值影響相應計提減值準備。2019 年共計提減值 0.68 億元。

根據長島縣政府要求，山東長島風力發電有限責任公司（「長島風電」）在 2017 年年底前，完成了其位於長島保護區內 33 颱風機的拆除工作。2019 年長島風電股東會達成一致決議，依法成立清算組進行清算。截止 2019 年 12 月底，清算已經完成，華能國際不再合併長島風電。華能國際之子公司華能山東發電有限公司根據清算結果收回 0.16 億元委託貸款後，長島風電於 2019 年 12 月 12 日註銷。公司將無法收回的委託貸款餘額 0.22 億元全部計提減值準備。

二、關於容量指標款計提減值

年報披露，2019 年經評估因受市場、政策等諸多客觀因素限制，發電項目已無法繼續推進，發電項目的容量指標款人民幣 3.03 億元全額計提減值。請補充披露該容量指標款的形成期間或時點，並進一步說明 2019 年度市場、政策等哪些具體情形變化，導致發電項目無法繼續推進而須於 2019 年計提減值。

公司回覆：

華能國際電力有限公司海門電廠（「海門電廠」）原規劃連續建設 6 台百萬機組，其中，一期連續建設 4 台百萬機組，並已全部投產。2013 年，按照國家發改委的相關要求，為開發 5 號及 6 號機組，海門電廠落實了 40 萬千瓦容量指標，並於同年完成初可研審查工作。2013 年 6 月，為扶持地方經濟發展，公司與汕頭市政府按照 80:20 的出資比例成立華能汕頭海門發電有限責任公司（「海門發電」），作為 5 號及 6 號機組開發主體。2013 年 12 月至 2014 年 7 月，海門發電累計支付第三方深圳市南電能源投資有限公司 40 萬千瓦上大壓小容量指標款，金額共計 3.03 億元。

2016 年以後，國家發改委、能源局連續發佈《關於進一步做好煤電行業淘汰落後產能的通知》（發改能源[2016] 855 號）、《關於促進我國煤電有序發展的通

知》(發改能源[2016] 565 號)、《國家能源局關於進一步調控煤電規劃建設的通知》(國能電力[2016] 275 號)、《關於銜接廣東省「十三五」煤電投產規模的函》等煤電去產能政策後，國家調控煤電發展，海門發電 5、6 號機組的開發進程因為政策導向問題受到了影響，項目暫停。2018 年 4 月 11 日，廣東省發展改革委發佈《廣東省海上風電發展規劃(2017—2030 年)(修編)》(粵發改能新[2018]193 號)，文件中指出 2018 年廣東省火電裝機容量為 8,069 萬千瓦，比 2017 年廣東省火電裝機容量 7,779 萬千瓦相比增加新投產火電機組 290 萬千瓦。公司據此判斷海門發電 5、6 號機組仍有獲批進行建設的可能，繼續多方協調努力推進項目，因而，2019 年以前未計提減值。

2019 年 4 月，廣東省發佈《廣東省工業和信息化廳關於引發廣東省 2019 年推動落後產能退出工作方案的通知》(粵工信規劃部政策函[2019]830 號)，明確將按照國家統一部署，結合廣東省產業發展實際和結構調整需要，對 12 個行業進行調整，淘汰落後產能，依法依規關停退出。2019 年下半年，廣東省政府陸續發佈四批小火電機組關停公示，合計關停小火電機組 136.4 萬千瓦。據此，公司分析，從當前國家對能源結構調整政策方向來看，對火電開發仍處在嚴控階段，5、6 號機組繼續核准獲批新建的可能性較低。此外，公司通過公開渠道瞭解到 2019 年廣東省並未有實際成交的容量指標置換交易，因此判斷 5、6 號機組的 40 萬千瓦指標難以對外轉讓。綜上，公司認為 5、6 號機組繼續推進獲批的可能性較低，且無法實現對外出售容量指標，進而全額計提減值準備金額 3.03 億元。

三、關於資金償付能力

公司資產負債率達 71.64%，流動比率 0.43，速動比率 0.37，結合公司固定資產成新率不到 50%，說明固定資產更新改造對資金需求較大，同時公司在建工程較多且存在多項投資額高但目前投資進度不到 30%的大型投資項目。此外，公司一年內應償付債務近 1000 億元，公司資金壓力尤其是短期償付壓力較大。請比較同類公司償付能力主要指標並結合公司中短期對資金的需求、公司自身經營狀況及盈利能力等情況，說明公司改善償付能力尤其是短期償付能力的措施。

公司回覆：

與同行業三家發電上市公司橫向對標看，華電國際流動比率 0.40，速動比率 0.35；國電電力流動比率 0.39，速動比率 0.34；大唐發電流動比率 0.42，速動比率 0.37；而華能國際的流動比率和速動比率相比較而言，處於較優水平。發電行業是資本密集型行業，電費收入隔月結算和購買燃料當月支付現金，導致發電行業上市公司流動比率和速動比率大都低於其他行業上市公司平均水平。公司目前經營狀況良好，未來盈利預期向好，積極應對短期債務償付風險，具體措施有：1) 強化融資統籌管理。統籌做好資金調度，完善資金應急保障機制，確保系統各單位資金供應不斷鏈、不出現債務違約風險。對資金困難單位進行重點監控，有效解決其資金需求問題；2) 優化債務結構。進一步降低融資成本，提高抗風險能力；3) 保證信貸主渠道暢通。深化銀企合作，加強與大型金融機構「總對總」戰略合作，保障信貸來源。密切關注資金市場行情變化趨勢，在鞏固融資主渠道的基礎上，積極拓展與其他金融機構之間的合作，綜合利用融資租賃等多種融資方式。提前做好銀行授信工作，確保貸款渠道通暢、授信額度充足；4) 積極開展債券融資。靈活安排發行節奏和品種，爭取多發滿發。通過上述措施，公司能夠保障債務到期還本付息，降低現金流動性風險。

四、關於公司經營資產

1、年報披露，公司期末應收黃台發電 8 號機組代墊日常營運資金合計約 7.16 億元，而公司僅擁有 30%產權。請公司補充披露：(1) 該機組的運營模式、目前的建設或運營狀況；(2) 各產權持有方在該機組獲得報酬的方式；(3) 公司僅擁有 30%產權，但大額代墊日常營運資金的原因，以及其他產權方是否同比例墊付營運資金及或不墊付的原因；(4) 該等代墊資金的回收方式，以及是否收取資金佔用費；(5) 其他產權方的股東名稱、股份佔比，與公司是否存在關聯關係。

公司回覆：

根據 2008 年 12 月中國華能集團有限公司（「華能集團」）之子公司華能山東發電有限公司（「山東發電」）與山東魯能發展集團有限公司（「山東魯能」）簽訂的產權轉讓合同，以及 2009 年 2 月國務院國有資產監督管理委員會的有關批覆(國資產權[2009]70 號)，山東發電持有的黃台 8 號機組 30%的產權為山東發

電以約人民幣 1.1 億元的對價自山東魯能收購而來。其他 70%產權由山東省國際信託股份有限公司（「山東國信」）持有。2016 年 10 月 14 日，華能國際與華能集團簽署了《中國華能集團公司與華能國際電力股份有限公司關於若干公司權益的轉讓協議》，華能集團將其擁有的山東發電權益資本中 80%的權益轉讓給華能國際。自此，黃台 8 號機組 30%的產權進入華能國際合併範圍。2016 年華能國際收購以來，黃台 8 號機組實現累計盈利 0.65 億元。

黃台 8 號機組容量 33 萬千瓦，已於 2014 年完成高背壓改造，供熱能力大幅提升，已成為濟南市的主力熱源之一，2020 年 1 月 19 日國家能源局山東監管辦公室重新頒發《電力業務許可證》，其中黃台 8 號機組延壽至 2031 年 6 月。

黃台 8 號機組雖獨立核算，但不具備法人主體資格，沒有按照現代企業制度形成完善的公司治理結構，加之投運以來累計仍處於虧損狀態（截止 2019 年末累計虧損 2.84 億元），各產權方並未在 8 號機組獲得類似股利之類的報酬。

山東發電之子公司華能濟南黃台發電有限公司（「黃台發電」）實際代為進行黃台 8 號機組的運營管理工作。黃台 8 號機組因為不具備法人主體資格沒有獨立銀行賬戶，通過黃台發電銀行賬戶收支營運資金，形成與黃台發電的往來款。這部分往來款只能通過黃台 8 號機組的日常經營，隨著現金流的淨流入不斷進行回收。2019 年黃台發電共收回墊付資金 0.41 億元，自 2016 年華能國際收購以來，累計回收墊付資金 1.81 億元。黃台發電發生的財務費用利息支出按照一定的比例分攤給黃台 8 號機組，2019 年收取資金佔用費 0.1 億元，自 2016 年華能國際收購以來，累積回收墊付資金佔用費 0.43 億元。

由於歷史原因，山東國信認為缺乏證明其與黃台 8 號機組存在產權關係的證據，故不會按照初始確認的投資比例墊付營運資金。前文所示的往來款只能通過黃台 8 號機組的日常經營，隨著現金流的淨流入不斷進行回收。鑒於黃台 8 號機組還可以繼續運營 12 年，且是濟南市的主力熱源之一，短期內沒有關停風險，預計該部分墊付資金能夠全額收回。

山東國信初創於 1987 年 3 月，是經中國人民銀行和山東省人民政府批准設立的非銀行金融機構，現為中國信託業協會理事單位，與華能國際不存在關聯方關係。

2、年報披露，山東發電之子公司黃台發電應收 5 號及 6 號機組已於以前年度關停，其長期資金佔用款 2.61 億元已全額計提壞賬準備，請公司補充披露：

(1) 5 號、6 號機組與公司的關係；(2) 公司代墊大額款項的原因；(3) 其與 8 號機組的關係及運營模式的差異；(4) 結合上述情況，明確說明 8 號機組是否也存在類似的關停風險。

公司回覆：

黃台 5 號及 6 號機組裝機 2×100 兆瓦，於 1982 年 3 月開工，1983 年 9 月、12 月分別投產。2002 年以前由原山東電力工業局代管，2003 年電力改革後，山東省國資委明確由山東魯能下屬子公司山東魯華能源公司代管，其實際經營一直由黃台發電代管。2008 年底，山東發電併購山東魯能在山東省內部分發電資產（包括黃台發電），黃台 5 號及 6 號機組繼續由因收購成為山東發電子公司的黃台發電代為管理，山東發電公司及黃台發電對黃台 5 號及 6 號機組並沒有任何權益。

黃台 5 號及 6 號機組雖獨立核算，但不具備法人主體資格，未設置銀行賬戶。與黃台 8 號機組一樣，通過黃台發電銀行賬戶收支營運資金。由於黃台 5 號及 6 號機組存在經營虧損，形成對黃台發電的資金佔用。根據國家和山東省「十一五」小火電機組關停計劃，黃台 5 號及 6 號機組已於 2010 年 4 月關停。隨著機組的關停，黃台發電於 2009 年末將其對黃台 5 號、6 號機組的剩餘資金佔用餘額 2.61 億元全額計提壞賬準備。2016 年，華能國際收購山東發電，上述減值事項對於公司財務報表沒有影響。

黃台 5 號及 6 號機組與黃台 8 號機組一樣不具備法人主體資格，未設置銀行賬戶，通過黃台發電銀行賬戶收支營運資金。黃台 8 號機組已於 2014 年完成高背壓改造，供熱能力大幅提升，目前是濟南市的主力熱源之一，2020 年 1 月 19 日國家能源局山東監管辦公室重新頒發《電力業務許可證》，其中黃台 8 號機組延壽至 2031 年 6 月。黃台 8 號機組不存在類似的關停風險。

五、關於前期收購標的和商譽

1、年報披露，公司 2016 年收購華能集團下屬山東發電 5 家子公司，此後因收購標的公司業績不佳，公司按盈利預測補償協議收取該等公司 2018-2019 年

度未達標利潤達 10.09 億元。請結合影響盈利預測的主要因素的变化情況、與標的同類公司（同區域、同類型業務）的經營情況，說明該項收購實際盈利狀況與預測值差異巨大的原因，並根據該等收購標的目前經營狀況、外部環境等情況，說明該等公司未來經營趨勢，並說明該項關聯收購是否涉及定價偏高、損害上市公司利益的情況。

公司回覆：

2016 年 10 月 14 日，本公司與華能集團簽署了股權轉讓協議和《盈利預測補償協議》，華能集團承諾對山東發電 5 家下屬子公司在補償期間，即 2017 年至 2019 年，每年年末累積實現淨利潤數與當年年末累積盈利預測淨利潤數之間的差額以現金方式對本公司進行補償。下表列示了 2018、2019 年度實際盈利數與利潤預測數的差異情況。

單位：人民幣億元

		萊蕪發電	嘉祥發電	運河發電	聊城熱電	煙台發電	合計
2018 年							
利潤預測數	(1)	5.77	0.49	1.71	0.73	0.49	9.19
扣除非經常性損益後的實際盈利數/（虧損數）	(2)	2.48	0.02	(0.97)	(0.26)	(0.15)	1.12
2018 年差異	(3)=(1)-(2)	3.29	0.47	2.68	0.99	0.64	8.07
2019 年							
利潤預測數	(4)	5.93	0.38	1.66	0.71	0.56	9.24
扣除非經常性損益後的實際盈利數/（虧損數）	(5)	2.33	(0.25)	(0.04)	0.05	0.17	2.26
吸收合併單位淨利潤調整數	(6)	-	-	-	0.04	-	0.04
2019 年差異	(7)=(4)-(5)-(6)	3.60	0.63	1.70	0.62	0.39	6.94
差異合計	(8)=(3)+(7)	6.89	1.10	4.38	1.61	1.03	15.01
華能國際持股比例	(9)	64%	40%	79%	60%	80%	
應補償金額	(10)=(9)*(8)	4.41	0.44	3.46	0.97	0.81	10.09

影響火電廠盈利的主要因素包括售電量、電價及燃料價格。

2019 年，除運河發電外，其他四家公司的售電量及電價指標實際完成情況整體優於盈利預測。運河發電受「外電入魯」影響，在年初政府電量計劃大幅下

降的情況下，雖在爭取系統外電量、電煤及調頻調峰獎勵方面取得一些成果，但售電量及電費收入指標實際完成情況落後於盈利預測。

造成盈利預測與 2018 年和 2019 年實際完成情況差異的主要原因是燃料價格較 2016 年編製盈利預測時預計的燃料價格大幅提升所致。2016 年上半年山東省電煤價格處於低位，下半年開始上漲。編製盈利預測時，對燃料價格的預測是參考 2016 年上半年實際情況和全年預計情況，認為未來繼續大幅上漲的可能性不大，2017 年至 2019 年按每年上漲 1% 計算。但實際上，從 2017 年起，國家政策和燃料市場發生較大變化，導致 2017 年燃料價格大幅快速上漲，2018 年、2019 年維持高位運行。導致燃料價格大幅上漲的主要原因包括：1) 2017 年隨著國家供給側改革的深入實施，煤炭企業淘汰落後產能，大型煤企的市場控制力、集中度不斷加強，供給相對短缺，煤價大幅上漲；2) 運輸環節情況發生重大變化。受國家環保政策加強影響，嚴控運輸車輛超載，同時燃油價格上調，導致運費成本上漲；3) 隨著國際煤價抬升，國內燃料價格水漲船高；4) 國家雖然出台了「電煤綠色價格區間」等措施，試圖引導電煤價格合理回落，但實際執行情況並不理想。下表列示了公司在編製盈利預測時估計的不含稅標煤單價與實現煤價的差異：

單位：元/噸

	2017 年標煤單價（不含稅）		2018 年標煤單價（不含稅）		2019 年標煤單價（不含稅）	
	預測價格	實際價格	預測價格	實際價格	預測價格	實際價格
萊蕪發電	428	762	432	752	436	706
嘉祥發電	439	696	447	701	456	693
運河發電	438	708	443	724	447	711
聊城熱電	399	684	403	703	407	644
煙台發電	480	727	484	763	490	734

上述五家發電公司，2018 年實際耗用標煤單價比預測值平均上漲 299 元/噸，導致五家發電公司淨利潤比預測降低 15.97 億元；2019 年實際耗用標煤單價比預測值平均上漲 256 元/噸，導致五家發電公司淨利潤比預測降低 14.03 億元。

下表列示了 2017 年至 2019 年電煤價格指數情況，上述五家發電公司的燃料價格變動趨勢與電煤價格指數的變化趨勢一致。

單位：元/噸

	山東省電煤價格指數	全國電煤價格指數
2017 年	605.32	515.99
2018 年	605.31	531.04
2019 年	559.98	493.88

數據來源：國家發改委(<http://jgjc.ndrc.gov.cn/zgdmjgzs.aspx?clmId=syjgzs6>)

* 電煤價格指數為按照熱值 5,000 大卡/千克折算的到廠價格，因此低於標煤單價（按照熱值 7,000 大卡/千克折算）。

由於沒有公開披露的同區域同類公司其他電廠的燃料價格，下表僅列示了本公司同處於山東省的部分電廠數據。上述五家發電公司的燃料價格變動趨勢與這些公司的變化趨勢一致。

單位：元/噸

	華能國際電力股份有限公司 德州電廠標煤單價（不含 稅）	華能國際電力股份有限公司 日照電廠標煤單價（不含 稅）	華能威海發電有限責任公司 標煤單價（不含稅）
2017 年	643.70	745.06	708.52
2018 年	670.52	783.96	755.57
2019 年	653.88	712.20	685.94

在 2016 年編製盈利預測時，無法預測到上文描述的導致煤價大幅上漲的不利因素變化，導致實際完成與預測值存在較大差異，但這種價格波動是全行業性的，五家發電公司盈利預測單位的煤價變動是與同類型企業的變動趨勢一致的。

2019 年，萊蕪發電、嘉祥發電、運河發電、聊城熱電及煙台發電的淨利潤分別為：2.36 億、0.56 億、0.04 億、0.07 億及 0.18 億元。本公司基於對電力市場和燃料價格的預測，上述五家發電公司 2020 年盈利情況預計均比 2019 年有所提升，理由如下：

1) 用電需求方面：2020年，山東省用電量將延續平穩增長態勢，預計全社會用電量同比增長4%，同比增加電量203億千瓦時，但受「外電入魯」政策及現貨市場正式運行等因素影響，火電機組利用小時存在下降趨勢。2020年，山東省能源局下達省調「以熱定電」優先發電量計劃519.64億千瓦時，在容量不變的情況下，以熱定電機組供熱電量同比增加377.38億千瓦時，增幅達到265.27%。隨著萊蕪發電、嘉祥發電新增供熱設施投產，聊城熱電、煙台發電、運河發電不斷開拓熱力市場，上述單位充分利用供熱電量優勢，在一定程度上彌補了外來電和現貨市場運行對利用小時的影響，同時增加了供熱效益。

2) 燃料市場方面：2020年燃料供應預期情況，隨著「外電入魯」及新能源電量升高影響，山東市場電煤需求出現減少，國家煤炭資源新增產能不斷釋放，鐵路運力充足，煤炭供應形勢整體寬鬆，2020年，5家單位耗用標煤單價預計同比下降20-50元/噸。

經核查，該項收購不涉及定價偏高、損害上市公司利益的情況，理由如下：

1. 該項收購的決策和審批程序合法合規

本公司第八屆董事會第二十一一次會議於2016年10月14日審議通過了《關於受讓山東發電權益、吉林發電權益、黑龍江發電權益、中原燃氣權益的議案》，同意本公司以1,511,382.58萬元人民幣受讓華能集團持有的山東發電80%的權益、吉林發電100%的權益、黑龍江發電100%的權益、河南中原燃氣90%的權益。根據《上交所上市規則》和《聯交所上市規則》，本公司的關聯董事曹培璽、郭珺明、劉國躍、李世棋、黃堅、范夏夏未參加與該項收購有關的議案表決。

根據上海證券交易所《上市公司關聯交易實施指引》等有關法律法規要求，山東發電5家下屬子公司選取收益法評估結果且評估結果超過賬面值100%，華

能集團與本公司簽署《盈利預測補償協議》，承諾對前述各公司在補償期間每年當期期末累積實際淨利潤數與當期期末累積預測淨利潤數之間的差額以現金方式對華能國際進行補償。

本公司董事會（及獨立董事）認為相關《轉讓協議》和《盈利預測補償協議》是按下列原則簽訂的：（1）按一般商業條款（即按公平磋商基準或不遜於公司能夠獲得的來自獨立第三者之條款）；（2）按公平合理的條款並符合公司及股東的整體利益；和（3）屬於公司日常及一般業務過程。本次交易的成交價格以截至 2016 年 5 月 31 日對山東發電、吉林發電、黑龍江發電、中原燃氣的資產評估結果為基礎確定，其中山東發電部分下屬子公司選取了收益法評估結果作為評估結論，並作為本次交易定價基礎。公司董事會（及獨立董事）認為，根據評估機構提供的評估報告和評估方法說明，評估機構所依據的評估價值分析原理、計算模型及採用的預期收益、收益期、折現率等重要評估參數、依據的選擇正確，評估方法和評估結論合理。

本公司獨立董事李振生、岳衡、耿建新、夏清、徐孟洲對該項收購已經事先認可，並發表獨立意見認為：（1）公司董事會對《關於受讓山東發電權益、吉林發電權益、黑龍江發電權益、中原燃氣權益的議案》項下所述關聯交易的表決程序符合公司章程和《上海證券交易所股票上市規則》的規定；（2）《關於受讓山東發電權益、吉林發電權益、黑龍江發電權益、中原燃氣權益的議案》項下所述關聯交易對公司及全體股東是公平的，符合公司利益；和（3）公司已聘請具有證券業務資格的資產評估機構對標的資產進行評估，資產評估機構與公司、中國華能集團公司及標的公司均沒有現實的及預期的利益或衝突，其進行評估符合客觀、公正、獨立的原則和要求，具有充分的獨立性和專業性。本次評估的前

提假設合理，選擇的評估方法充分考慮了本次交易的目的與評估對象的實際情況，評估方法恰當，評估結果公允合理。本次交易標的資產的交易價格以具有證券業務資格的資產評估機構出具的評估報告確定的評估結果為基礎，經各方協商確定。本次交易的定價原則和方法恰當、公允，不存在損害公司及廣大中小股東利益的情形。

審計委員會對該項收購出具書面審核意見認為：（1）《關於受讓山東發電權益、吉林發電權益、黑龍江發電權益、中原燃氣權益的議案》項下所述的關聯交易定價基於資產評估結果，並經過交易各方多次談判磋商確定，對公司及全體股東是公平的，符合公司利益；（2）同意《關於受讓山東發電權益、吉林發電權益、黑龍江發電權益、中原燃氣權益的議案》項下所述的關聯交易，並同意提交公司董事會審議。

根據《聯交所上市規則》，本公司聘請獨立財務顧問就該項收購出具了獨立財務顧問意見函，供獨立董事委員會及獨立股東參考。

本公司於2016年11月30日召開臨時股東大會並通過該項收購的相關內容。

綜上，該項收購已經按照《上交所上市規則》、《聯交所上市規則》、《上市公司關聯交易實施指引》等有關法律法規要求履行了必要的決策和審批程序。

2. 該項收購定價合理

本公司收購山東發電部分股權，是華能集團避免與本公司同業競爭承諾的具體落實，有利於本公司進一步擴大公司規模、增加市場份額、提高公司競爭能力。該項收購聘請中和資產評估有限公司出具資產評估報告，該資產評估報告已經依法履行國有資產評估備案程序。該項收購定價時，考慮了各標的資產自身的生產經營及財務狀況、未來發展規劃、與本公司戰略協同效應等因素，並綜合考慮資

本市場走勢、同行業公司估值水平、過往交易估值水平、各標的公司資產評估結果等。此外，根據上海證券交易所《上市公司關聯交易實施指引》等有關法律法規要求，山東發電 5 家下屬子公司選取收益法評估結果且評估結果超過賬面值 100%，華能集團與本公司簽署《盈利預測補償協議》，承諾對前述各公司在補償期間每年當期期末累積實際淨利潤數與當期期末累積預測淨利潤數之間的差額以現金方式對華能國際進行補償。

(1) 收益法評估假設合理性的說明

根據中和資產評估有限公司的評估報告，山東公司下屬 17 家公司收益法評估所採用的核心假設情況如下：

1) 上網電價

本次收益預測採用的上網電價以山東省物價局公佈的最新標桿上網電價(報告出具日前)為基礎，並在收益預測期內考慮經改造並驗收而取得的脫硫、脫硝、除塵電價、超淨排放電價(各類電價以評估基準日國家現行政策為準)的影響，除上因素外，不考慮其他因素對電價的影響；

根據國家發展改革委《關於降低燃煤發電上網電價和一般工商業用電價格的通知》(發改價格[2015]3105 號)及山東省標桿電價，自 2016 年起，標桿上網電價(含脫硫、脫硝和除塵)為每千瓦時 0.3729 元(含稅)。符合超低排放標準的機組每千瓦時 0.3829 元(含稅)。各電廠實際上網標桿電價、環保電價批覆以山東省物價局批准執行的電價執行：

a)關於降低上網電價和銷售電價的通知《魯價格一發[2015]131 號》；

b)關於 2015 年 12 月環保設施通過驗收的燃煤發電機組執行環保電價的通知(魯價格一函[2016]4 號)；

c)關於貫徹發改價格[2015]3044 號文件完善陸上風電光伏發電電價政策的
通知(魯價格一發[2016]7 號)；

d)關於 2016 年 1 月環保設施通過驗收的燃煤發電機組執行環保電價的
通知(魯價格一函[2016]8 號)；

e)關於部分燃煤發電機組執行超低排放電價的函(魯價格一函[2016]43 號)；

f)關於 2016 年一季度通過省級環保部門驗收的燃煤發電機組執行超低
排放電價的函(魯價格一函[2016]48 號)；

g)關於 2016 年 2-3 月環保設施通過驗收的燃煤發電機組執行環保電
價的通知(魯價格一函[2016]49 號)；

h)關於沂南力諾太陽能電力工程有限公司等可再生能源發電項目上網
電價的批覆(魯價格一發[2016]59 號)；

i)關於華能萊蕪電廠七號機組等燃煤發電機組上網電價的批覆(魯
價格一發[2016]97 號)。

2) 利用小時

2005 年 3 月 1 日建成的 500 千伏辛聊雙線實現了山東電網與華北電網
實現聯網，電力行業供大於求的影響，發電量較 2014 年有所下降，2016
年根據被評估單位最新業務指標，發電量預計繼續下降。2018 年出現
小幅下降後，預計 2019 年以後會逐漸穩定。各電廠發電小時數趨勢
相同，受局部電網調度等影響略有區別。

3) 燃煤成本

供電煤耗是對火電廠的重要考核指標之一。各電廠持續進行技術改
造，歷史年度供電煤耗逐年下降，部分電廠煤耗水平優於行業平均水
平處於領先地位。

預測期煤耗主要參考被評估單位歷史煤耗水平進行預測。

煤價屬於市場價格，隨燃煤市場變化。近年來，電煤價格一直處在低位波動，電廠採購成本逐年降低。從 2016 年開始受到煤炭行業去產能等因素影響，煤炭價格出現上升的趨勢。本次預測根據企業近年的財務預算及近期的採購數據，考慮到煤炭價格實際上升的現實因素。預測期 2016 年 6-12 月的煤價採用各電廠 2016 年 1-8 月平均到廠煤價加入爐損失，之後年度保持每年 1%上漲幅度至穩定期。

其他成本如檢修費用、管理費用等均參考企業歷史水平進行預測。

根據以上分析，在該項收購時點，已經根據標的公司的歷史經營情況以及上下游市場情況對評估假設進行了合理預計，不存在故意調高評估結果的情形。

(2) 該項收購對應估值水平符合可比公司、可比交易的估值水平

該項收購對應估值水平與可比公司、可比交易估值水平對比情況如下：

名稱	市盈率	市淨率
1、可比公司		
華能國際 A 股	7.8	1.3
華能國際 H 股	4.6	0.8
A 股已上市火電電力公司		
均值	14.9	1.6
中值	14.7	1.5
2、可比交易		
中位數	9.3	1.5
最小值	4.7	1.0
最大值	59.0	5.9
3、該項收購	10.0	2.4
其中：山東公司	8.7	2.3

其中，可比公司選取申萬行業分類中公共事業下電力行業的火電行業作為分類標準，剔除異常公司外得到同業上市公司共 21 家。採用 WIND 中 2016 年 9 月 30 日各股股價以及企業公佈的 2015 年年報數據進行計算。

可比交易選擇的樣本為 2010 年至該項收購實施時，A 股上市公司收購火電資產的交易案例。主要選取申萬行業分類中公共事業中電力下的火電分類和證監會行業分類中電力、熱力生產和供應業分類中的上市公司收購火電資產案例，同時補充部分非電力企業收購火電資產案例，形成本次可比分析總體樣本。

該項收購對應 2015 年市盈率和市淨率分別為 10.0 和 2.4 倍。該項收購市盈率水平與以往可比交易市盈率區間基本持平，低於可比公司的市盈率水平；該項收購市淨率水平高於可比交易和可比公司的市淨率水平，主要原因有：1) 山東省經濟較發達，且電源結構又是以火電為主，山東發電裝機容量在省內具有較強的規模優勢及市場佔有率，具有較強的市場競爭力；2) 山東發電部分電廠在山東電網中屬於重要統調電廠，且一半以上裝機為熱電聯產機組，屬於當地重要供熱單位，經濟效益較好，收益法評估結果能較客觀反映被評估單位股東全部權益在評估基準日所表現的市場價值；3) 被收購標的為非上市公司，融資渠道單一，財務槓桿相對較高，股權資本佔比低於已上市的成熟發電集團，淨資產水平相對較低，因此該項收購對應的市淨率估值水平相對較高。

綜合以上分析，本次收購聘請評估機構出具資產評估報告，資產評估報告已經依法履行國有資產評估備案程序，相關評估假設合理；該項收購估值水平基本符合可比公司和可比交易的估值水平，不存在關聯收購定價偏高、損害上市公司利益的情況。

2、公司於 2008 年公司併購新加坡大士能源，形成大量商譽和無形資產。截止 2019 年底，與大士能源相關這部分的商譽的餘額為 111.91 億元，無形資產餘額為 41.49 億元。請結合公司收購該標的時的有關估值、盈利預測、以及收購以來標的實際經營和業績情況等，補充披露公司對該項商譽進行減值測試的過程，並說明公司未對該商譽進行減值的合理性。

公司回覆：

1) 關於大士能源收購時的標的估值、盈利預測與實際經營業績的差異說明

2008 年，公司在履行國家審批流程、華能集團內部決策程序的基礎上參與了新加坡大士能源項目的國際競標。根據盡調結果，以燃氣機組更新作為基本估值方案，測算大士能源有限公司（「大士能源」）企業價值為 38 至 43.5 億新元。由於出售方新加坡淡馬錫控股（私人）有限公司（「淡馬錫」）對交割時間要求較緊以及上市公司審批流程較長，經研究由華能集團作為收購主體進行競標，為此專門設立了中新電力（私人）有限公司（「中新電力」），並由中新電力於 2008 年 3 月 24 日完成對淡馬錫所擁有的大士能源 100% 的股權的收購，支付對價為 42.35 億新幣。2008 年 6 月 27 日經商務部批准，華能集團將大士能源股權平價轉讓給公司。

自 2008 年收購以來，大士能源公司保持了人員、經營和生產的平穩，取得了較好經營業績。大士能源項目作為公司資產組合的重要部分，在分散公司經營的地域風險和燃料風險的同時，在強化華能品牌形象、促進公司管理提升、培養國際化人才、推動公司國際業務發展等方面也發揮了重要作用。2008 年-2014 年，大士能源項目收購後連續盈利，明顯提升了公司整體經營業績。2013 年以來，隨著新加坡電力市場新機組的陸續投產以及新加坡 LNG 接收站投產後供應能力的增長，新加坡電力市場進入供過於求狀態，發電商售電毛利走低。雖然大士能源仍然保持安全穩定生產，但受電力需求增長低於預期、發電商天然氣合同過剩、電力政策調整等因素綜合影響，項目盈利水平出現下降，從 2015 年開始出現經營虧損。但實際稅息折舊及攤銷前利潤（「EBITDA」）始終為盈利狀態。下表列示了 2008 年收購時對於未來年度預測利潤情況與利潤實現情況的比較。

新幣億元	2009年	2010年	2011年	2012年	2013年	2014年	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年
預測淨利潤	1.00	1.00	0.90	1.00	0.70	1.40	1.60	1.90	2.40	2.70	2.70
實際淨利潤	0.25	1.51	2.72	2.28	0.34	0.32	(0.41)	(0.50)	(1.05)	(1.67)	(1.12)
實際 EBITDA	0.88	3.82	5.43	4.86	2.63	2.61	1.77	1.60	0.97	0.10	0.79

近年來，大士能源實際盈利低於盈利預測的主要原因包括：1) 新加坡電力市場總體供應過剩。受前期發電商高回報和政府電力投資刺激政策影響，2012 年下半年以來，新加坡陸續投產了約 400 萬千瓦的新機組。金融危機後，世界經濟

復甦緩慢，電力需求增長低於預期，市場供應過剩，電力市場需要時間逐步實現供需再平衡；2) 新加坡電力市場政策調整。新加坡能源管理局將以長期邊際成本 LRMC 確定的固定合同電量比例由 2008 年的 55% 逐步下調至 2019 上半年的 20%，2019 年下半年至 2023 年為約 16%；3) 電力市場需求不及預期而產生天然氣合同供應過剩，天然氣合同照付不議壓力限制了發電商競價靈活性，使得電力庫電量、零售合同電量的邊際貢獻大幅下降。

2) 關於商譽減值測試情況說明

上述收購事項形成商譽 22.25 億元新幣、無固定使用壽命電力生產許可證無形資產 8.02 億新幣（截至 2019 年 12 月 31 日，折合人民幣 41.49 億元）。2013 年，公司針對商譽計提減值 0.62 億新幣（折合人民幣 3.92 億元）。截至 2019 年 12 月 31 日，商譽餘額 21.63 億元新幣（折合人民幣 111.91 億元）。

根據《企業會計準則第 8 號—資產減值》的相關規定，公司將收購大士能源形成的商譽分配至大士能源發電（私人）有限公司（「大士發電」或者「TPG」）資產組，電力許可證也包括在該資產組中，公司每年均進行減值測試。2019 年 12 月 31 日，大士發電資產組的可收回金額（45.52 億新幣），高於資產組的賬面價值（38.23 億新幣，其中設備設施等長期資產 8.58 億新幣、商譽 21.63 億新幣、電力生產許可證 8.02 億新幣），無需計提減值。在目前的基本假設判斷下，大士發電不存在商譽減值。在使用未來現金流折現方法估計資產組的可收回金額時使用的主要參數包括售電量、售電邊際貢獻、永續期現金流增長率及折現率。

	售電量 單位：吉瓦時	售電邊際貢獻 單位：新幣/兆瓦時
2020 年	10,200	9.4
2021 年	10,676	15.8
2022 年	10,880	28.5
2023 年	11,088	33.3
2024 年	11,301	38.5

新加坡能源管理局（「EMA」）預測未來十年（2020-2030）電力需求增長在 1.5%-2.1%。EMA 在 2019 年 10 月 29 日發佈新加坡電力市場展望報告指出，在考慮人口、氣候及經濟等影響後，預計未來五年電力需求增長在 1.50% 至 2.1%。據 EMA2019 年報告，2008-2018 年電力市場年複合增長率約 2.4%。大士能源佔新加坡電力市場份額基本保持穩定，2017 年、2018 年及 2019 年該份額比例分別

為 21.9%、21.1%及 20.7%。據此，大士發電預計其 2020 年至 2024 年售電量，並估計五年之後的永續期增長率為 2%。

2019 年大士發電的單位售電邊際貢獻為 12.4 新幣/兆瓦時。未來五年，基於新加坡電力市場必須具有可持續發展能力的判斷，電力市場將恢復其合理回報，售電邊際貢獻穩步提升，理由包括：1) 根據新加坡政府要求，新加坡電力儲備需要 30%的額外容量，以確保電力安全。根據新加坡 EMA 最新市場展望報告(考慮機組退役因素)，按照各發電商上報的發電機組容量統計，自 2021 年起，電力備用容量比例將低於 30%的要求，降為 25%，以後五年內還將繼續小幅下降。為了滿足新加坡電力備用容量比例的要求，市場需要在 2024 年左右(機組建設通常需要 2 年時間)恢復長期邊際利潤，以吸引投資。考慮到市場恢復是一個漸進的過程，大士發電認為自 2020 年起至 2024 年，售電邊際貢獻將逐步回升到合理水平(目前固定合同的邊際水平平均為 47 新幣/兆瓦時)；2) 新加坡主要發電商簽訂的天然氣長期合同將在 2024 年到期，發電商將理性簽訂新的長期合同中的最低採購量，之後電力市場競爭狀況預計將發生積極變化；3) 新加坡發電商的老舊油機和低效單循環燃機因不具市場競爭力逐年退役，市場備用機組台數下降。隨著容量佔比達 77%的高效聯合循環機組(發電量佔比 97%左右)運齡增長老化，機組出力逐年小幅下降；基於目前電力市場供求關係和發電商信息，預計 2020 年至 2024 年無新的大型聯合循環機組投產。因此，新加坡電力市場供大於求的狀況正在逐步緩解。預計 2022-2024 年左右達到供求平衡，供應逐步趨緊，電力庫邊際貢獻將逐步恢復，進而推動佔比 75-80%的零售電價毛利上升，其邊際貢獻逐步向長期邊際成本也即現有固定合同邊際貢獻(目前實際約 47 新幣/兆瓦時)趨近。

公司根據第一、(8)回覆中提及的加權平均資本成本(WACC)確定稅後折現率，稅後加權平均資本成本計算的主要參數包括：1) 無風險報酬率(按 30 年期且到期日為 2046 年的新幣國債利率的報酬率)為 2.21%；2) 債務資本成本為 4.85%；3) 權益資本成本為 8.74%。在計算得出稅後折現率之後，按照假設「稅前現金流現值=稅後現金流現值」的思路通過迭代循環計算確定稅前折現率。經過計算，公司採用了 7.33%的稅前折現率。

大士發電 2019 年實現 EBITDA 情況好於在 2018 年進行減值測試時對於 2019 年 EBITDA 預測。

根據 2018 年年報披露信息，在商譽減值測試中，新加坡另外兩個發電商西拉雅能源公司（「西拉雅」）和聖諾哥發電公司（「聖諾哥」）預測售電量增長率分別為 2%和 2.5%；西拉雅和聖諾哥分別使用了 5.9%和 6.5%的稅前折現率。與大士能源使用假設基本一致。

六、關於關聯方採購

年報披露，報告期內公司前五名供應商採購中關聯方採購額 267.6 億元，佔年度採購金額 17.95%，較去年同期增長約 115 億元，同比增幅為 43%；與此同時，公司發電量同比下降 6%。請結合公司報告期內發電量下降、總採購量減少等情況，說明關聯採購額同比出現大幅增加的原因。

公司回覆：

2019 年，公司關聯方中國華能集團燃料有限公司（「華能燃料公司」）的供應能力增加，市場競爭力增強，供應價格低於市場價格，公司從進一步降低燃料採購價格、進而降低成本的角度考慮，加大了與華能燃料公司的合作，全年從華能燃料公司的採購額同比有較大增加。

2019 年，公司境內發電量 4,050.6 億千瓦時，同比下降 5.91%；全年共採購煤炭 1.83 億噸，原煤採購平均價為 505.1 元/噸，其中：

向華能燃料公司共採購原煤 5,611 萬噸，採購金額 267.6 億元，在董事會和股東大會批准的年度關聯交易預算額度內；平均到廠原煤價 476.9 元/噸，低於公司平均採購價 28.2 元/噸，折合北方港口平倉價 517.2 元/噸，低於 2019 年北方港口平倉價平均值（CCI 指數）74.9 元/噸，與市場價格相比具有很大的競爭優勢。

此前，華能燃料公司為提高市場影響力和競爭力，於 2018 年 9 月份控股成立了華能供應鏈平台科技有限公司，2019 年以來煤炭供應能力明顯增加，市場影響力和話語權逐漸加大，在定價原則上，對公司的煤炭供應價格不高於公司從獨立第三方購買的價格。

華能燃料公司作為公司的市場供應商之一，享受與其他第三方供應商同等待遇，在同等市場競爭條件下，按照公開、公平、公允的市場原則參與公司的燃料供應。

七、根據年報顯示，公司及其子公司由於收購大士能源有限公司而取得其電力生產許可證，以取得時的公允價值進行初始計量。大士能源基於新加坡能源市場管理局(EnergyMarketAuthority)所頒發的許可證經營其電廠，該許可證有效期為 30 年(2003 年至 2032 年)。2011 年，該許可證以極少的成本將到期日延長至 2044 年，並且還可進一步延期。公司及其子公司預計基於現有市場框架，在延期的過程中可以遵守相關的規章制度。公司及其子公司基於對電力生產許可證的使用壽命的評估，認為其使用壽命不確定，因此不予攤銷。對此，請說明：(1) 公司「認為其使用壽命不確定」的依據是什麼？(2) 公司將取得的「電力生產許可證」認定為資產的依據是什麼？該事項業務實質是什麼？

公司回覆：

(1) 公司「認為其使用壽命不確定」的依據是什麼？

準則有關規定

《企業會計準則第 6 號—無形資產》第十六條規定：「企業應當於取得無形資產時分析判斷其使用壽命。無形資產的使用壽命為有限的，應當估計該使用壽命的年限或者構成使用壽命的產量等類似計量單位數量；無法預見無形資產為企業帶來經濟利益期限的，應當視為使用壽命不確定的無形資產。」以及該準則應用指南第四條：「來源於合同性權利或其他法定權利的無形資產，其使用壽命不應超過合同性權利或其他法定權利的期限；合同性權利或其他法定權利在到期時因續約等延續、且有證據表明企業續約不需要付出大額成本的，續約期應當計入使用壽命。」

具體事項分析

2008 年本公司子公司中新電力收購大士能源而取得其電力生產許可證，以取得時的公允價值進行初始計量，該電力生產許可證被視為使用壽命不確定的無形資產的主要依據包括：

- 中新電力收購大士能源時，大士能源為新加坡電力市場最大的三家發電企業之一，上述三家企業佔有新加坡電力市場份額約 90%。新加坡電力市場實行嚴格的准入制度，新加坡能源市場管理局(Energy Market Authority,「EMA」)基於已頒布的電力生產許可證限制新發電企業進入發電市場，已頒發許可電力生產許可證到期後無法續期將會大大影響到新加坡電力市場的穩定，因此根據現有市場管理架構發電企業的電力生產許可證到期後可以獲得延期。直至 2019 年，新加坡電力市場的管理架構並未發生實質性變化。
- EMA 頒發大士能源的電力生產許可證初始有效期為 30 年(即 2003 年至 2032 年)。根據新加坡當地電力市場監管情況，電力生產許可證的續期僅需要程序上的辦理而非實質性的審批，且續期發生的成本很小。2011 年，大士能源的電力生產許可證並未繳納任何延期費用便成功將到期日延長至 2044 年，並且還可進一步延期。公司預計，基於現有的市場管理架構，在延期的過程中遵守相關的規章制度，在延續電力許可證到期日的過程中不需要付出大額成本，且沒有延期次數的要求限制。
- 2008 年收購大士能源時，公司聘請了國際獨立第三方資產評估公司 Vigers Appraisal & Consulting Limited 對於收購識別的無形資產(即電力許可證)進行了公允價值評估，其所使用的模型亦是基於該電力許可證在新加坡電力市場是可以永續使用的。

綜上所述，本公司及其子公司根據企業會計準則的有關要求，基於對電力生產許可證的合同義務權利在續約時不需要付出大額成本，且續約沒有次數限制，認為大士能源發電生產許可證的使用壽命不確定，因此不予攤銷，但需要每年進行減值測試。

(2) 公司將取得的「電力生產許可證」認定為資產的依據是什麼？該事項業務實質是什麼？

準則有關規定

《企業會計準則第 20 號—企業合併》第十四條規定：被購買方可辨認淨資產公允價值，是指合併中取得的被購買方可辨認資產的公允價值減去負債及或有負債公允價值後的餘額。被購買方各項可辨認資產、負債及或有負債，符合下列條件的，應當單獨予以確認：…… 合併中取得的無形資產，其公允價值能夠可靠地計量的，應當單獨確認為無形資產並按照公允價值計量。

同時《企業會計準則解釋第 5 號》對購買方確認在企業合併中取得的無形資產有補充規定：「非同一控制下的企業合併中，購買方在對企業合併中取得的被購買方資產進行初始確認時，應當對被購買方擁有的但在其財務報表中未確認的無形資產進行充分辨認和合理判斷，滿足以下條件之一的，應確認為無形資產：

(一) 源於合同性權利或其他法定權利；(二) 能夠從被購買方中分離或者劃分出來，並能單獨或與相關合同、資產和負債一起，用於出售、轉移、授予許可、租賃或交換。」

具體事項分析

公司賬面的電力生產許可證是收購新加坡大士能源時確認的單項無形資產。2008 年中新電力收購大士能源，構成《企業會計準則第 20 號—企業合併》的非同一控制下企業合併。中新電力在對非同一控制下企業合併取得的大士能源的相關可辨認資產進行初始確認時，在基於對新加坡當地電力市場和監管環境的分析的基礎上，對其擁有的但在其財務報表中未確認的無形資產進行充分辨認和合理判斷，因此識別出其電力生產許可證應作為單項可辨認資產進行確認。有關依據和業務實質分析如下：

- 大士能源的電力生產許可證由新加坡電力市場監管機構新加坡能源市場管理局（Energy Market Authority，EMA）頒發。根據 EMA 的相關政策，新加坡電力市場實行准入制度，EMA 向發電企業授予電力生產許可證，發電企

業只有取得電力生產許可證才可以進行機組的商業運行以及電力銷售，進而實現經濟利益流入。電力生產許可證來源於 EMA 作為監管機構的法定許可，屬於大士能源擁有的某種法定權利。

- 在新加坡電力市場管理架構中，電力生產許可證是頒發給發電企業而非個別機組，當發電企業的發電機組因為服務期滿報廢退役後，電力生產許可證將由該發電企業的新發電機組承繼。因此電力生產許可證並不附著於特定資產、負債，而是可以從被購買方的其他可辨認資產、負債中進行分離，並能與相關資產、負債一起用於未來發電業務。
- 在上述收購過程中，公司聘請了國際獨立第三方資產評估公司 **Vigers Appraisal & Consulting Limited** 對於收購識別的無形資產（即電力許可證）進行了收購日的公允價值評估，評估價值為 8.02 億新幣。收購對價高出可辨認淨資產公允價值（包括該電力許可證公允價值）的部分才確認為收購形成的商譽。

基於以上，大士能源的發電生產許可證滿足企業合併準則中單項可辨認資產確認為無形資產的條件，因此在合併報表中作為無形資產核算。

根據問詢函要求，公司年審會計師事務所就以上會計相關問題發表了專項意見，詳見公司同日在上海證券交易所網站披露的《安永華明會計師事務所（特殊普通合伙）就上海證券交易所對〈關於華能國際電力股份有限公司 2019 年年度報告的信息披露監管問詢函〉中需要會計師發表意見的相關問題所作的答覆》。

承董事會命
華能國際電力股份有限公司
黃朝全
公司秘書

於本公告日，公司董事為：

趙克宇（執行董事）
黃 堅（非執行董事）
王永祥（非執行董事）
米大斌（非執行董事）
郭洪波（非執行董事）
程 衡（非執行董事）
林 崇（非執行董事）

岳 衡（獨立非執行董事）
徐孟洲（獨立非執行董事）
劉吉臻（獨立非執行董事）
徐海鋒（獨立非執行董事）
張先治（獨立非執行董事）

中國·北京
2020年4月22日