

発電ベンチマーク検討WG（第2回）
発電事業者説明資料

2025年9月12日
共同火力発電事業者会
(君津共同火力株式会社)

はじめに：共同火力発電事業者会(共発会)と君津共同火力(君津共火)

共発会は、電力・産業・鉄鋼など、2社以上の事業者が共同で設立した発電会社の会で、現在、10事業者が会員となり技術的事項の共有や経営に関する意見交換等を行っている。

君津共火は鉄鋼の生産工程で発生する副生ガスを活用し製鉄と東京電力向けの電力を供給。設立当初の1・2号機(各12.5万kW)は電力需要の増大に合わせ5・6号機にリプレースし、現在に至る。

<共発会>

会員	北海道パワーエンジニアリング, 酒田共同火力発電, 相馬共同火力発電, 常磐共同火力, 鹿島共同火力, 君津共同火力, 和歌山共同火力, 瀬戸内共同火力, 住友共同電力, 九州共同発電 以上10社
出資形態	電力系, 産業系のうち2社以上の出資からなる共同発電形態
出力	グループ企業への供給を主とする形態, 半量産業・半量電力の形態, 全量電力の形態で 出力の合計は1,082万kW(2024年度末)
使用燃料	重油, 石炭, LNG, 炭化燃料, BFG, COG, LDG, MXG, 木質バイオ・ペレット ※水力発電, バイオマス専焼発電もあり

<君津共火の概要>

設立	1967年6月(出資 日本製鉄(株):(株)JERA=1:1)			
発電設備	3号機	4号機	5号機	6号機
運転開始	1970年11月	1970年11月	2004年7月	2012年6月
出力(115.3万kW)	35	35	30	15.3
使用燃料	石炭・BFG・COG・重油		BFG・COG	
発電電力量 (2024年度)	80.32億kWh(販売先 日本製鉄:東京電力エナジーパートナー)			

1. 発電ベンチマーク設定にあたり

当社は、資源の有効活用として製鉄所で発生する副生ガスの全量を電気エネルギーに転換することを大前提に、製鉄と一般需要向けの電力需要に応じた安価で安定した供給力(kW)と電力量(kWh)の供給に努め、1960年代からの電力需要の増大に大きく貢献してきました。

2000年以降の電力自由化の進展に合わせ発電の高効率化と供給力増を目的とした1・2号機(コンベンショナル)から5・6号機(GTCC)へのリプレイス(熱効率35→44%)、安価な発電を目的とした3・4号機の燃料転換(重油から石炭)を実施し供給力の増と価格競争に対応してきました。

このように時代の流れに合わせて事業形態も変化させてきましたが、近年のC/N化について、当社のみならず共発会会員の設備についても現在使用している石炭や重油を主燃料としている設備について、LNG等への燃料に転換することはCC化改造工事が必要となることから建設期間における供給力の減と着実な固定費回収の見通しなど出資会社や受電会社(相対契約)との調整、設備改造後における長期間の確実な売り先確保が必要でハードルが高いこと、またCO2排出係数を下げるための現設備に対する効率化改造(最低出力や所内動力の減)は既に実施しており、これ以上の高効率化は困難であります(近年の建設期間長期化も問題)。

こういった状況の中、排出量取引制度(ETS)や化石燃料賦課金制度の開始による負担増は経営に対するインパクトが極めて大きく事業継続が困難となった場合には国全体の供給力低下につながるものと思っております。

※地域に根差した企業形態も多く、雇用も含めた地域経済への影響も甚大

以上、共発会会員企業の事業者において、ETSのベンチマークの設定次第で事業継続が困難となる可能性もあることから、短期的に実行できる排出量削減対策の評価を織り込んでいただくとともに、次ページ以降でご説明する内容をご理解いただき、適切なルール作りをお願いしたいと思います。

2. 発電ベンチマーク設定値(排出原単位)とETS価格による影響試算

- ・事業は確実な固定費回収が必要であることから、総合単価での評価とした。
 - ・石炭火力のモデルケースからETS市場価格の高低による事業者の行動インセンティブ検証。
- ➔ ETS市場価格が安値なときは発電抑制のインセンティブなし。

ETS市場価格別の総合単価影響(活動量調整による影響を除く)

※ハッチングは「同左」の意

<前提条件>

	ETS市場価格3,000円	ETS市場価格6,000円	ETS市場価格9,000円
① 過去実績から算定した年間平均電力量	5,000 GWh	5,000 GWh	5,000 GWh
② 1kWh当たりの単価	10.00 円/kWh	10.00 円/kWh	10.00 円/kWh
③ 発電所の固定費	15,000 百万円	15,000 百万円	15,000 百万円
④ 総額・総合単価(①×②+③)÷①	13.00 円/kWh (65,000 百万円)	13.00 円/kWh (65,000 百万円)	13.00 円/kWh (65,000 百万円)
⑤ 実排出原単位(石炭火力相当)	0.8 kg/kWh	0.8 kg/kWh	0.8 kg/kWh
⑥ ベンチマーク(排出原単位)	0.5 kg/kWh	0.5 kg/kWh	0.5 kg/kWh
⑦ ETS市場価格	3,000 円/t-CO2 (至近Jクレジット価格)	6,000 円/t-CO2 (ケース1・2等価の水準)	9,000 円/t-CO2 (価格暴騰水準)

排出枠の追加購入を抑制するよう発電量を減少させるインセンティブ

<①と同じ発電量=何もしない>

	なし	なし (どちらでもよい)	あり
⑧ 排出枠調達費用(①×(⑤-⑥)×⑦)	4,500 百万円	9,000 百万円	13,500 百万円
⑨ 総額・総合単価(①×②+③+⑧)÷①	13.90 円/kWh (+0.90 円/kWh) (69,500 百万円)	14.80 円/kWh (+1.80 円/kWh) (74,000 百万円)	15.70 円/kWh (+2.70 円/kWh) (78,500 百万円)

<排出枠とイコールになるまで発電抑制>

	なし	なし (どちらでもよい)	あり
⑩ 発電電力量(①×⑥÷⑤)	3,125 GWh(▲1,875GWh)	3,125 GWh	3,125 GWh
⑪ 総額・総合単価(⑩×②+③)÷⑩	14.80 円/kWh (+1.80 円/kWh) (46,250 百万円)	14.80 円/kWh (+1.80 円/kWh) (46,250 百万円)	14.80 円/kWh (+1.80 円/kWh) (46,250 百万円)

2. 発電ベンチマークWG殿へのお願い事項

前ページでの評価結果等を踏まえ、以下の事項をお願いしたいと思います。

1. ベンチマークは燃種別とし、実現困難な低位な係数を設定しない。

※排出枠の取引量を増やしすぎない

(理由1) 設備改造による発電効率の向上やC/N燃料投入の余地も少ない中、モデルケースの場合、排出枠を購入しない行動を選択した場合でも総合単価で+1.80円/kWhのインパクト(固定費単価の増)。他方、電力市場に十分な供給力が提供されていない現状では太宗の事業者が発電を抑制できないと想定され、結果的にETS市場が売り手市場となり価格が高騰し、経営へのインパクトが甚大なものとなる懸念がある(モデルケースETS市場価格が9,000円の場合+2.70円のインパクト)。

(理由2) 相対契約の場合、排出枠調達費用は基本料金として受電会社のサunkコストになり電力量料金単価は競争力を有すると考えられるが、この負担増を起因に相対契約が解消された場合、事業者は電力市場への販売料金の中で排出枠調達費用と固定費を回収することとなり販売価格で劣後(売れない)し、結果的に費用を回収できなくなる懸念がある。

(理由3) 厳冬・猛暑等で発電増となった翌年度に需給緩和となった場合、需要減による販売量減と電力市場価格の低下により排出枠購入費用を回収できなくなる懸念がある。

※相対:小売会社の回収漏れ, 非相対:発電事業者の回収漏れ

※バンキング, ボローイングとの関係もあり

2. 発電ベンチマークWG殿へのお願い事項

2. 不可避免的に発生する燃料を活用した発電については削減困難なベンチマークとしない。

(理由) 鉄鋼系共同火力の特徴である不可避免的に発生する燃料(副生ガス)を活用した発電はこれを燃焼し電気エネルギーに変換すること自体がCO₂の削減・環境への貢献になっていること、また、燃料転換等の設備更新は高炉(製鉄)のプロセス転換と対で実施する必要があることから、発電事業者のみで設備更新を行うことはできないため、この燃料はベンチマークの対象とせず、主燃料のみをベンチマーク対象としていただきたい(対象電力量は副生ガスを含めた値)。

➡ 参考: 鉄鋼系共同火力の特徴

3. エネルギー基本計画にある水素等の導入やバイオマス活用等について、化石燃料との混焼の場合、C/N燃料を導入している事業者が安定的に事業を継続できるようなベンチマークにしていきたい。

(理由) 化石燃料側のベンチマークが低位(排出枠の減少)となることによりバイオマス等混焼ユニットの経済性が成り立たなくなることがないようにお願いしたい。

4. 新たにバイオマス等を混焼した場合、これにともない投入する化石燃料は除外されるようなベンチマーク設定を行う等、柔軟性を持った算定方法としていただきたい。

※C/N燃料を投入した結果、石炭が混焼され結果的に排出枠超過となる場合の扱い

(理由) 将来に向けた取り組みとして石炭火力等にC/N燃料を投入し、設備的制約から石炭等の追加投入を行う場合、これを阻害しないベンチマークの設定をお願いしたい。

2. 発電ベンチマークWG殿へのお願い事項

5. 容量市場制度の中で利用率制限(石炭)を受けている事業者のベンチマークは補正を行う。

(理由)利用率制限を受けた電力量から算定する基準活動量(排出枠)と達成目標であるベンチマークの二重規制的扱いであることから、当該事業者のベンチマークを緩和する補正を行っていただきたい。

※もしくは、基準活動量の算定ルールで利用率補正を実施

6. 事業継続困難が予見される場合、ベンチマークの見直しや容量市場での補填を検討・実施していただきたい。

(理由)係数差大による排出枠購入量の増大とETS市場価格の高騰によるダブルパンチとなった場合は事業継続が困難になる。排出枠購入量が増大しなければ未知数である市場価格が高騰しても経営へのインパクトが緩和される。

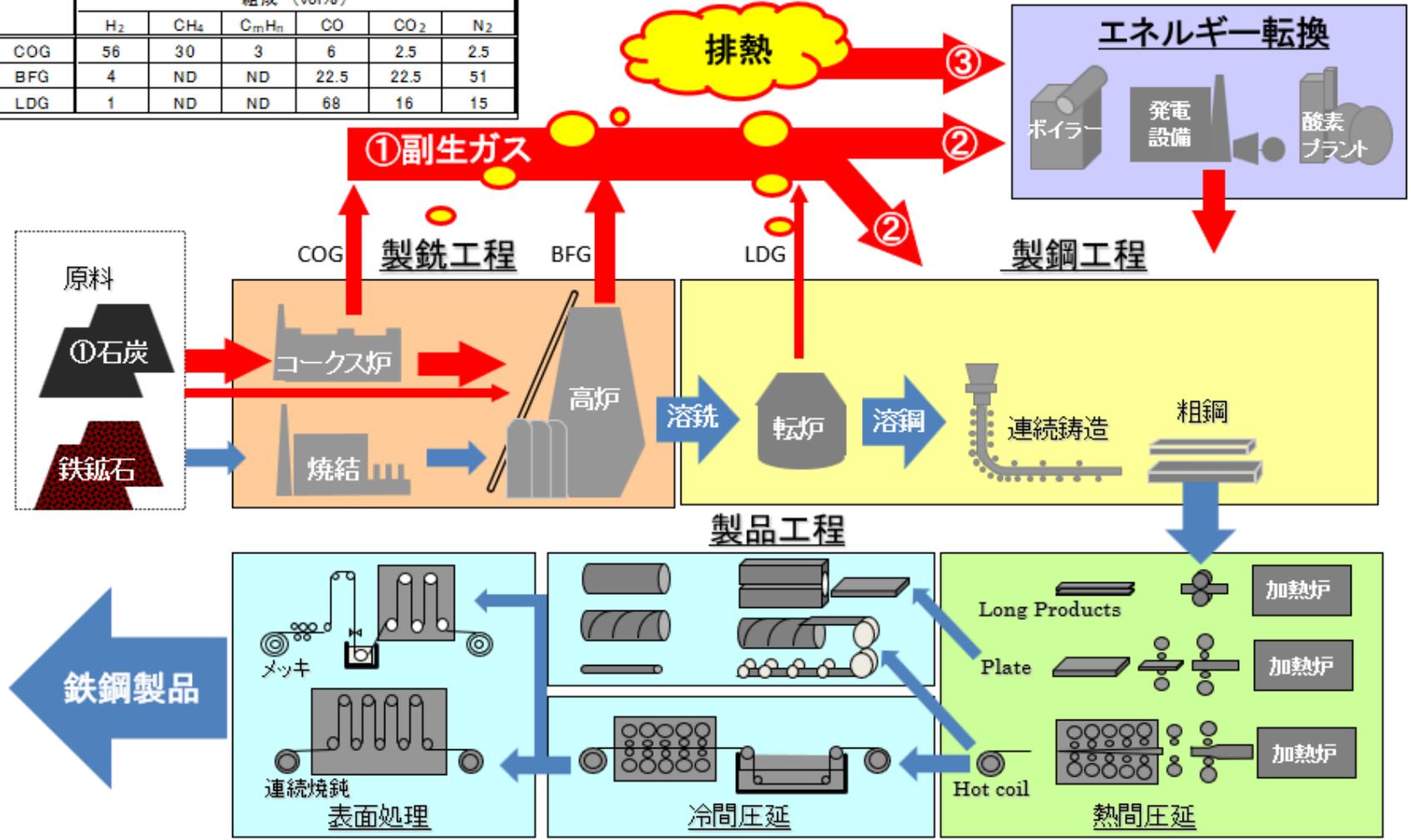
7. 他制度である化石燃料賦課金とのレベルを見て、柔軟にベンチマークを変更(緩和)できるような措置としていただきたい。

(理由)ETS、化石燃料賦課金とも電力量(kWh)料金に対する課金であり、メリットオーダーの中で発電事業者が選択されなくなれば、固定費回収ができなくなるので、事業運営が困難となり、撤退することになる(結果的に国全体の供給力減)。こういった事象に陥らないような制度設計をお願いしたい。

参考: 鉄鋼系共同火力の特徴 (1) エネルギーの視点から見た鉄鋼プロセス

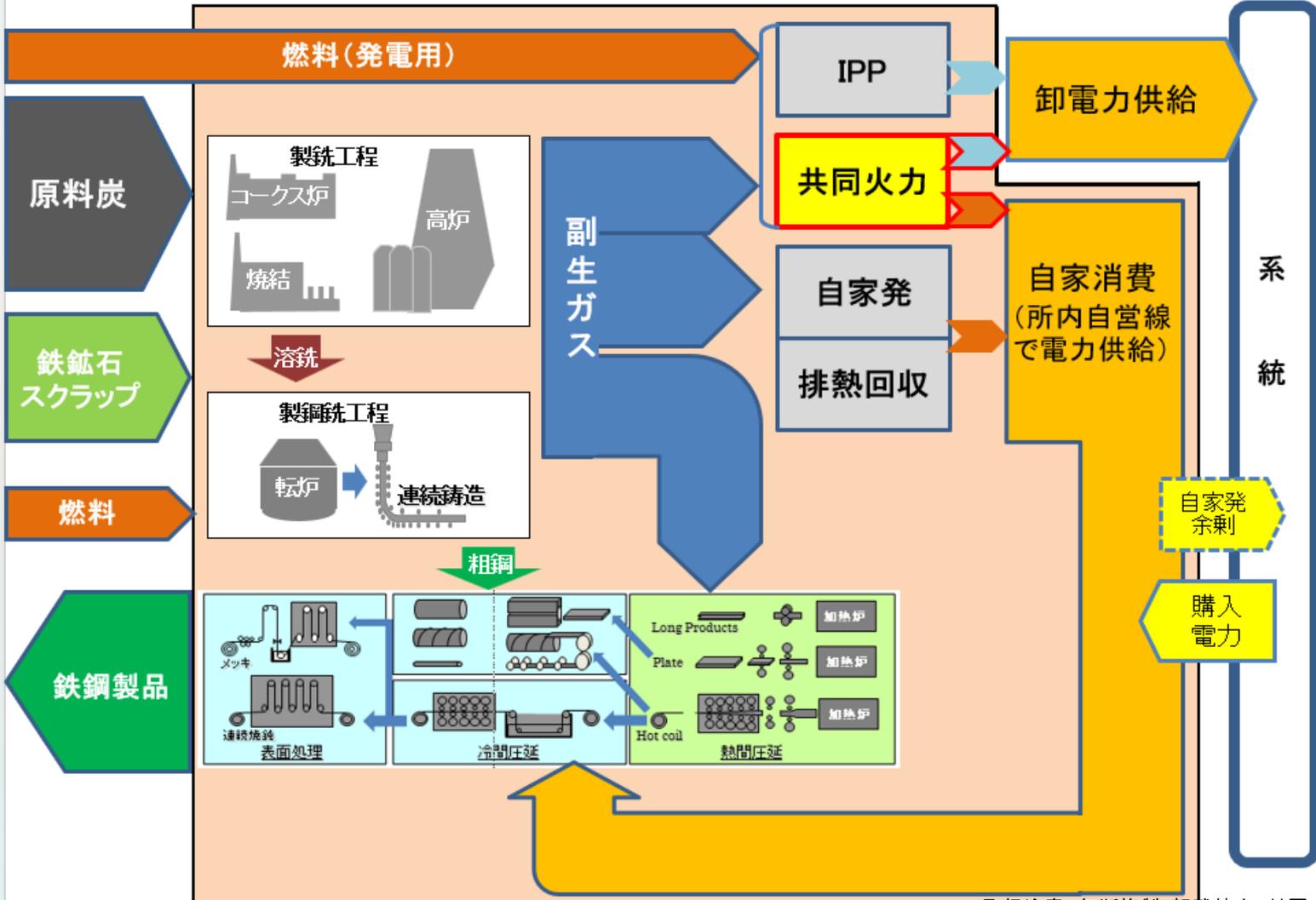
- ① 高炉一貫製鉄所では、鉄鉱石の還元材として石炭を利用しており、一部は不可避免的に副生ガスとなる
 - ② 副生ガスは製鉄所内のプロセス用燃料と共同火力の発電用燃料として活用
 - ③ 排熱も回収され、蒸気や電力として活用
- ※ 発電向け燃料の多くを占める高炉ガス(BFG)の発熱量は3.18MJ/m³と低い(都市ガス:39.75MJ/m³)

	組成 (vol%)					
	H ₂	CH ₄	C _m H _n	CO	CO ₂	N ₂
COG	56	30	3	6	2.5	2.5
BFG	4	ND	ND	22.5	22.5	51
LDG	1	ND	ND	68	16	15



参考：鉄鋼系共同火力の特徴 (2)鉄鋼プロセスと発電設備(共同火力)

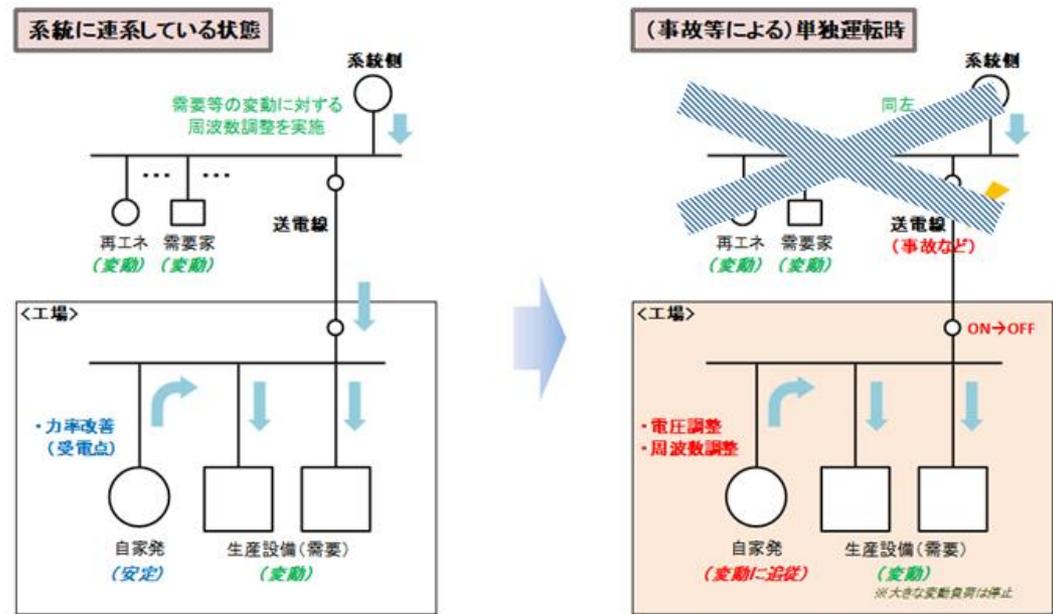
- ①共同火力で発電した電気は、製鉄所内の自家消費と卸電力供給(発電事業)用に活用
- ②主燃料である副生ガスは、まず製造工程で活用し、残りを発電設備で活用
製造工程で省エネを行うと発電設備向けの副生ガスが増加し、共火で副生ガスに混焼する燃料が減少する構造(=製鉄所内省エネの受け皿としての役割)



参考：鉄鋼系共同火力の特徴 (3)共同火力の役割・特徴(まとめ)

- ① 製鉄所内の電力供給を担うとともに、副生ガスの消化設備、省エネルギーの受け皿としての意義も持つ→生産活動と密接不可分
- ② 設備規模は、副生ガスの供給量、および事業所の電力負荷等によって決定される
※自家発:数万~15万kW/基, 共同火力:10万~35万kW/基
- ③ 副生ガスの供給量変動や成分変動を吸収するために、石炭・重油等の補助燃料を活用
- ④ 電力需要近傍地に立地するため、送電ロスが少なく(系統電力と比べ効率換算で5%程度のメリット)系統側の設備投資抑制・合理化にも寄与している
- ⑤ **電力系統から切り離された場合でも適性電圧・周波数維持が可能な設備構成※となっており、落雷等による送電線事故時にも製鉄所内の停電を防止する(所内レジリエンス機能)**

※高炉一貫製鉄所は、高温溶融物や大量の可燃性ガスを扱っており、万一の系統解列時でも自立運転ができることが必須。
また、複数の発電設備のうち仮に1基が定期検査等で停止中であつたり副生ガスの発生が少ない断面でも連続して稼働が可能なように補助燃料(追い焚き混焼燃料)による運転も可能としている



系統連系時は工場内需要への電力供給を行うとともに受電点の力率改善などに貢献
単独運転時は工場内の需要に合わせて電圧と周波数調整を実施

