

山口県周南市における周南パワー株式会社の発電所のトランジション・ロードマップ (概要)

気候変動関連財務情報開示タスクフォース(TCFD)は、「指標・目標と移行計画ガイダンス」において、以下含むトランジションプランの主要な情報の開示を奨励している。

- ・ 現在の温室効果ガス（GHG）排出実績
- ・ 低炭素社会への移行による事業、戦略、財務計画への影響
- ・ GHG 排出量の削減目標、事業や戦略の計画的な変更など、移行を支援するための行動や活動
 - ・ 目標期限年、GHG スコープ、事業範囲
 - ・ 前提条件、不確実性、方法論

また、同ガイダンスでは、トランジションプランに考慮すべき要素として以下を掲げている。

- ・ 気候変動対策・ビジネス戦略との整合性
- ・ 定量的な指標・目標との整合性（科学的根拠に基づく脱炭素経路と整合する）
- ・ 効果的なガバナンスプロセスの前提
- ・ 実行可能で具体的な取り組み
- ・ 信頼性の高い計画
- ・ 定期的な見直し・アップデート
- ・ ステークホルダーへの年次報告

上記を踏まえて、周南パワー株式会社の発電所のトランジション・ロードマップを、パリ協定で採択された国際的な目標に整合するべく、以下の項目で、作成する。

項目	参考資料
1. プロジェクト概要・ガバナンス	・ 周南パワー株式会社の発電所事業プロジェクト資料
2. GHG 排出量の現状・課題 (環境面のマテリアリティ)	・ 経済産業省「徳山製造所東発電所第3号発電設備計画に係る環境影響評価準備書審査書」(2009年2月) ・ 環境省「徳山製造所東発電所第3号発電設備計画に係る環境影響評価準備書に対する環境大臣意見」(2009年4月17日)
3. 電力分野のトランジションが 発電事業に与える影響	・ IPCC Special Report Global Warming of 1.5 °C ・ IEA 「Net Zero by 2050 A Roadmap for the Global Energy Sector」 ・ 経済産業省「電力分野のトランジション・ロードマップ」(2022年2月)
4. パリ協定に整合した短・中・長期 GHG 排出削減目標と指標	・ Transition Pathway Initiative (TPI)「Sectoral Decarbonisation Pathways」 ・ IPCC WG III contribution to the Sixth Assessment Report, Technical Summary
5. 周南パワー株式会社の発電所のゼロ エミッション化に向けた事業変革 ロードマップ	・ 経済産業省「電力分野のトランジション・ロードマップ」(2022年2月) ・ 三菱重工技術連絡書 (2020年7月22)

山口県周南市における周南パワー株式会社の発電所のトランジション・ロードマップ (詳細)

1. 事業概要・ガバナンス

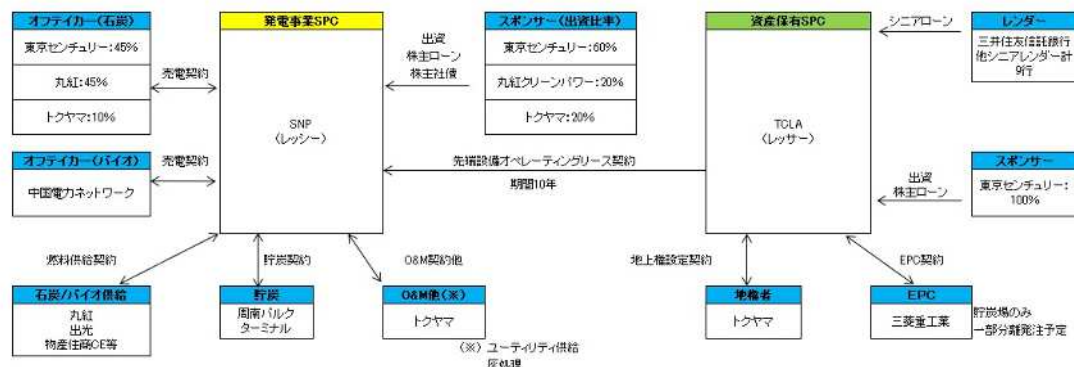
本事業は、山口県周南市晴海町 7-46、7-51 および 7-52 に、発電端出力 300,000kW の石炭と木質バイオマスの混焼発電所を新設し、運用するプロジェクト（以下、「本発電事業」という）を指す。事業拠点は、株式会社トクヤマ（以下、「TK」という）が所有する徳山製造所東工場内に位置し、発電設備名称は「徳山製造所東発電所第 3 号発電設備」（以下、「東 3 号」という）である。本発電事業は 2022 年 9 月より営業運転開始予定である。

もともと東 3 号は TK の徳山製造所における自家発電設備として計画したものであった。その目的としては、徳山製造所の主力製品のひとつである多結晶シリコンの製造には安定かつ安価な電気が不可欠であり、当時検討されていた徳山製造所での増産には自家発電設備の増強が必要であったこと、また、将来の、老朽化する自家発電設備のリプレイスも念頭にあったことから建設が計画され、2009 年に環境アセスメントを取得した。しかし、その後、TK の状況の変化により、第三者と共同で事業を行うことを企図し 2014 年 12 月から主要取引先などにアプローチした。その中で、丸紅株式会社（以下、「MC」という）が興味を示し、MC から東京センチュリー株式会社（以下、「TC」という）に共同事業化の打診を行った。2015 年 4 月、MC と TC が、TK に対して 3 社による本発電事業の共同提案を行い、検討を重ねた結果 2017 年 9 月に、正式に 3 社による本発電事業が決定された。また、2017 年 3 月に石炭専焼から石炭・バイオマス混焼とすることが合意された。

本発電事業では、資産保有 SPC（TCLA 合同会社。以下、「TCLA」という）と発電事業会社 SPC（周南パワー株式会社。以下、「SNP」という）の 2 社が設立された。TCLA は、発電設備の建設を行い、運転開始以降は SNP とのオペレーティングリース契約に基づいて SNP が運営する計画であり、SNP は TK より環境アセスメントにかかる事業を承継した。なお TCLA は TC が設立し、SNP は TC 60% 出資比率・TK20%出資比率・丸紅クリーンパワー株式会社（以下、「MCP」という）20%出資比率により設立された。TCLA は、本発電事業のプロジェクトファイナンスとして金融機関を融資元とする。TCLA は東 3 号の建設工事を担う三菱重工業株式会社（以下、「MHI」という）への発注者として、意思決定・確認を行う。また、SNP が TK と東 3 号の運転・保守業務（O&M）委託契約を締結する。

TC は TCLA 及び SNP の主要スポンサーとして、本発電事業の脱炭素化に向けて、バイオマス混焼率の引き上げをはじめ、将来的には、ゼロエミッション発電に切り替える意向を示している。本発電事業は 3 社（TC、TK、MCP）の共同事業として、東 3 号のトランジション・ロードマップについては 3 社とのすり合わせが基盤となる。

本事業のプロジェクトスキームは以下の通りである。



2. GHG 排出量の現状・課題(環境面のマテリアリティ)

環境省は、本事業の環境影響評価準備書について、施設の稼働に伴い排出される二酸化炭素及び大気汚染物質の一層の低減などを求める環境大臣からの意見を、2009年4月17日に経済産業大臣に提出した。環境大臣意見では、事業活動全体における温室効果ガス排出量を低減するために、「二酸化炭素排出原単位の小さい石炭種を採用し、バイオマス等の混焼をできる限り行うことにより、発電設備全体の二酸化炭素排出原単位の低減を図ること」を求めている。

本発電事業は、運転開始時に木質ペレット（WP）混焼率 20cal%を計画しており、WP による CO₂ は算定対象外とした場合、CO₂ 排出原単位は 592 g CO₂/kWh¹として算出される。年間 CO₂ 排出量は出力 30 万 kW×7,543h/年（稼働率）×592gCO₂/kWh（CO₂ 排出原単位）÷1,000,000≒1,339,637t-CO₂/年として試算される。日本における超超臨界圧（USC）石炭火力発電の CO₂ 排出原単位は平均 820 g CO₂/kWh と推定されるが、電力セクター全体の CO₂ 原単位は 2019 年度で 470 g CO₂/kWh と試算されている中で、さらなる CO₂ 削減が求められている。

また、大気汚染物質の環境負荷に関しては、排煙脱硝装置、脱硫装置及び電気集じん機について、維持管理を徹底することにより、ばいじん、窒素酸化物、硫黄酸化物等の排出濃度の低減を図ることともに、必要に応じて適切な追加対策を講じ、より一層低減することが求められている。石炭に含まれる重金属等の微量物質の排出について、運転開始後、速やかに測定を行い予測の妥当性を確認するとともに、使用燃料の性状が当初計画と著しく異なる場合にも、適切な監視を行うことも求められている。

周南バルクターミナルの運用の際には適切な石炭粉じん対策の実施を要請することも重要とされている。

¹ 三菱重工技術連絡書 2020 年 7 月 22 日付

3. 電力分野のトランジションが発電事業に与える影響

【グローバル動向】

気温上昇を 1.5°C に抑えるためには、2050 年までに排出量実質ゼロが必要

2015 年に採択されたパリ協定において、世界的な気温上昇を産業革命以前と比較して最低 2°C より十分低く保ち、さらに 1.5°C に抑える努力をすることが、世界共通目標となった。その後、2018 年に公表された気候変動に関する政府間パネル (IPCC) の「1.5°C 特別報告書」では、今世紀末の気温上昇を産業革命対比 1.5°C に抑えるためには、2030 年までには世界の CO₂ 排出量を 2010 年比で 45% 削減し、2050 年までには排出量を実質ゼロにする必要があると示された²。2021 年に開催された第 26 回気候変動枠組条約締約国会議 (COP26) では、国際社会がパリ協定で定められた世界平均気温の上昇を 1.5°C に抑える努力目標をさらに「追求」するとした決定文書を採択したことから、温室効果ガス排出量実質ゼロ達成に向けた取り組みが一層高まっている。最新の IPCC「第 6 次評価報告書 (第 3 作業部会報告書)」によると、気温上昇を 1.5°C に抑えるためには、2030 年までに世界の CO₂ 排出量を 2019 年比で 50% 削減する必要があることが指摘されている。

IPCC を含むあらゆる国際機関は、CO₂ 排出量の最も多い電力分野の脱炭素化を拡大し、急ぎ進める必要があることを指摘している。国際エネルギー機関 (IEA) のネットゼロシナリオによると、2035 年までに先進国の発電部門による温室効果ガス排出量実質ゼロ (ネットゼロ)、全世界では 2040 年までにネットゼロ達成が必要となる。IEA は石炭火力発電所に関して、2030 年までに非効率の発電所は全廃し、CO₂ 回収・貯蔵 (CCS) 装置などのない発電所は 7 割削減する必要があると指摘している³。また、電力部門の排出原単位は 2019 年グローバル平均の 0.468tCO₂/MWh (468 g CO₂/kWh) から 2030 年までに 0.138tCO₂/MWh (138 g CO₂/kWh) まで急速に削減する必要があると指摘する⁴。IPCC 第 6 次評価報告書 (第 3 作業部会報告書) における、気温上昇を 1.5°C に抑えるシナリオでは、電力部門の CO₂ 排出原単位を 2030 年までに、2019 年比で 75% 削減する必要があると明記した (約 117gCO₂/kWh 相当)⁵。

【国内動向】

2050 年カーボンニュートラル実現に向けた発電分野のトランジション・ロードマップ

² IPCC Special Report Global Warming of 1.5 °C

³ IEA Net Zero by 2050: <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>

⁴ Transition Pathways Initiative: Carbon Performance Assessment of Electricity Utilities: Note on Methodology, November 2021

<https://transitionpathwayinitiative.org/publications/94.pdf?type=Publication>

⁵ IPCC WG III contribution to the Sixth Assessment Report, Technical Summary, p34

日本政府は、2020 年 10 月、2050 年までに温室効果ガスの排出を全体としてゼロにする、カーボンニュートラルを目指すことを宣言した。その後、2021 年 4 月、日本政府は 2030 年度に温室効果ガスを 2013 年度から 46%削減することを目指し、さらに 50%の高みに向けて挑戦を続けることを発表した。同削減目標は、パリ協定に基づき定められた国の排出削減目標（NDC）として国連気候変動枠組条約事務局に提出されている。

脱炭素化に向けた中長期目標の設定を踏まえ、日本における排出量の約 4 割を占めているエネルギー転換部門⁶の CO₂ 排出量削減は喫緊の課題である。2021 年 10 月には、地球温暖化対策推進法に基づく「地球温暖化対策計画」の改訂が閣議決定され、2030 年 46%削減目標の実現に向けて、エネルギー転換部門の温室効果ガス排出量の削減率を 2013 年比で 47%に定めている。また、2021 年 10 月に閣議決定された「第 6 次エネルギー基本計画」では、「2050 年カーボンニュートラルに向けた長期展望と、それを踏まえた 2030 年に向けた政策対応により、今後のエネルギー政策の進むべき道筋を示す」として、2030 年のエネルギー需給の見通しを改訂している。同計画では、再生可能エネルギーを最大限導入することに加え、非効率の石炭火力発電のフェードアウトを進め、火力発電の比率をできる限り引き下げるとした。2030 年度時点の電源構成は、火力発電を 2019 年度の 76%程度から 41%程度（LNG 火力は 20%、石炭火力は 19%、石油火力は 2%）まで減少させることが明記されている。

これらの見通しが実現した場合、エネルギー起源の CO₂（産業・業務・家庭・運輸部門を含む）は、2013 年度比で 45%削減の水準が見込められる。エネルギー転換部門の 2030 年までの削減率を 47%とし、日本国内の電力の CO₂ 原単位は 2013 年度で平均 552 g CO₂/kWh⁷とした場合、2030 年までに排出原単位を 292.6gCO₂/kWh まで引き下げることとなる。一方で、国際社会がネットゼロ達成の水準とする 2019 年度の電力の CO₂ 原単位を 470 g CO₂/kWh とした場合、50%削減は 235gCO₂/kWh となる。しかし、上記の国際機関（IPCC、IEA など）が試算する 1.5°C目標達成に整合する 2030 年の全世界の発電部門の排出原単位（138 g CO₂/kWh）の国際水準に合わせた場合、日本政府の目標設定よりもさらに野心的な CO₂ 削減目標が求められることとなる。

（参考）電力における CO₂ 排出原単位と脱炭素シナリオの比較(g-CO₂/kWh)

シナリオ	2019 年	2030 年	2040 年	2050 年
IEA Net Zero (世界)	468	138	0	
第 6 次エネ基本計画 (日本)	470	293	-	0

⁶ 石炭や石油などの一次エネルギーを電力などの二次エネルギーに転換する部門

⁷ 電気事業連合会：<https://www.fepc.or.jp/environment/warming/kyouka/index.html>

バイオマス発電の位置づけと持続可能性

資源エネルギー庁が 2021 年 12 月に公開した電力分野のトランジション・ロードマップにおいて、バイオマス発電の促進は、火力発電のゼロエミ化（水素・アンモニア・CCUS 活用等）といった取り組みの一環として重要とされている。

一方で、発電コストの大半を燃料費が占めているという特徴があるため、第 6 次エネルギー基本計画によると、バイオマス発電の導入拡大に向けては、限りあるバイオマス燃料の安定調達と持続可能性を確保しつつ、燃料費の低減を進めることが課題とされている。木質バイオマス燃料の品質規格の策定等による市場取引の活性化等の取組や、燃料費の低減と林業者の経営の安定化が鍵となる。また、バイオマス燃料の持続可能性を確保するため、FIT・FIP 制度においては、環境、社会、労働、ガバナンスの観点に加え、食料需給との兼ね合い、ライフサイクル温室効果ガスの排出量等の観点について専門的・技術的な検討を踏まえて策定する持続可能性基準を満たした燃料を利用することが求められている。持続可能性の確認方法は、第三者認証を満たす評価基準を明確にし、主産物は産地から発電所までのサプライチェーンを求め、副産物は燃料の発生地点から発電所までのサプライチェーンのトレーサビリティを求めることである。

4. パリ協定に整合した短・中・長期 GHG 排出削減目標と指標

本発電事業のトランジションに向けては、パリ協定の努力目標である「世界の気温上昇を産業革命以前と比較して 1.5°C 未満に抑えること」を追求するゴールと整合的な目標設定が重要である。東 3 号の現状の排出係数は、2019 年度の電力セクター全体の CO₂ 原単位を上回る数値になっていることから、営業運転開始以降は、経済性・実現可能性を踏まえて、できる限り早期に、CO₂ 排出原単位を引き下げることが第一ステップである。バイオマスの混焼率を現状の 20cal% から FIT 制度対象上限の 29.3cal% まで引き上げた場合、東 3 号の CO₂ 排出原単位は、592 g CO₂/kWh から 525 g CO₂/kWh (約 11% 減) まで引き下げることができる⁸と見込まれる。また、比較的発熱量・燃焼性が高く専焼に適したブラックペレット (BP) バイオマスの使用に切り替えることで、さらなる混焼比率を高めることができる。中期的に、バイオマスの混焼比率を 50cal% までに引き上げることで、東 3 号における CO₂ 排出原単位は、営業運転開始時に比較して約 33% 削減できると概略試算で推定できる⁸。

中長期の 2030 年目標としては、現在、経済産業省などが実施している実証事業により、ゼロエミッション・アンモニアの混焼比率拡大が技術面で確立されていることを想定し、可能な限り石炭使用量を熱量比 3 割以下に抑え、BP50cal% 以上の混焼比率に加えアンモニアの混焼比率を 20cal% 以上までに引き上げることができた場合、東 3 号における排出量は、営業運転開始時に

⁸ MHI 技術者によるヒアリングで推定数値を確認。既存設備仕様のままではバイオマス混焼率 50.0cal% 運転が難しいと考えられるため、設備改造後のボイラ性能の仕様によって検証する必要がある。

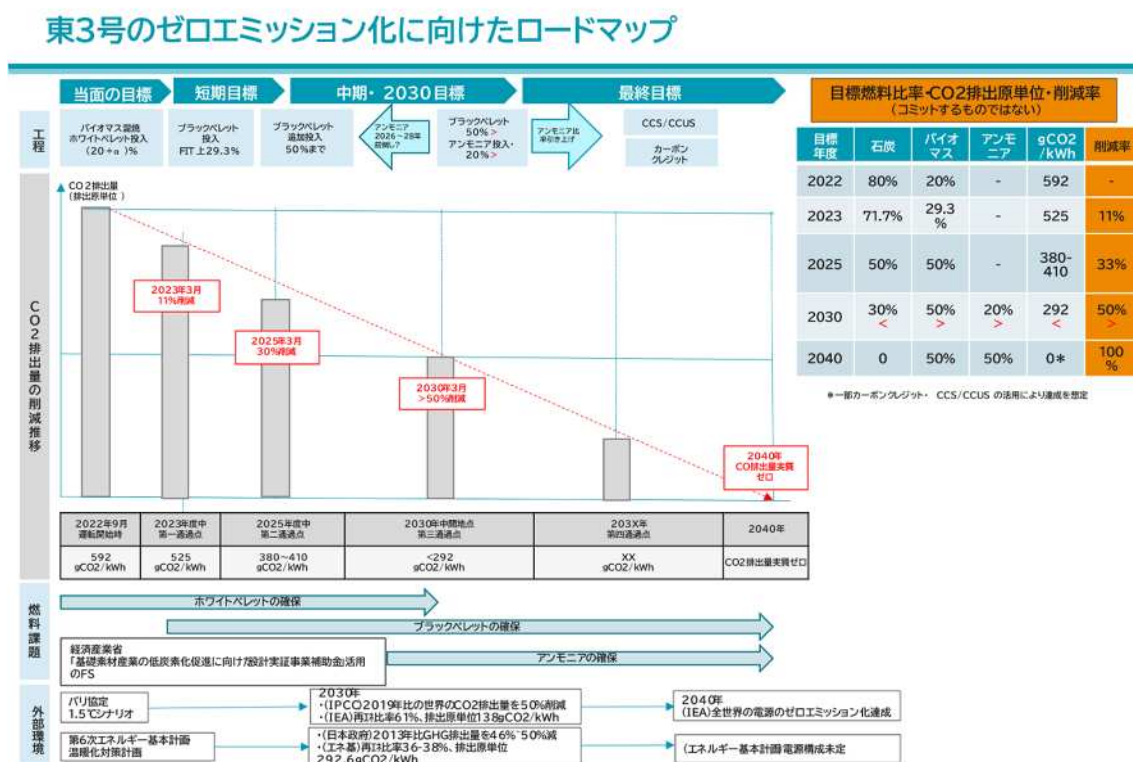
比較して最低 50%削減できると推定できる。国際的なシナリオで求められる更なる CO2 削減の高みを視野に入れると、2040 年の長期目標とする東 3 号のゼロエミッション化（CO2 排出量実質ゼロ）に向けては、バイオマス・アンモニアの高混焼が技術面で実証・確立されていることを想定し、目標を設定している。なお、バイオマス・アンモニアの高混焼技術の導入によって、事業採算性が大きく損なわれるような場合には、信頼性の高いカーボンクレジットの活用やバイオエネルギーと CCS 技術の導入も目標達成に向けた検討事項となる。

東 3 号のゼロエミッション化に向けた CO2 排出削減目標

期間	取組	排出係数推定	削減率
運 転 開 始 時 (2022 年 9 月)	WP 混焼 20cal%	592gCO ₂ /kWh	-
(短期) 2022-3 年	WP 混焼 20cal%⇒23cal%へ引き上げ、FIT 上限のバイオマス 29.3cal%まで BP 混焼を 6cal%程度まで投入、BP 切り替えに向けた実証、調達、運転準備	525gCO ₂ /kWh	11%
(中期) 2025 年	BP 混焼 50cal%（または WP/BP 混合 50cal%）へ引き上げ、アンモニア調達計画、実証準備	380-410gCO ₂ /kWh	~33%
(中長期) 2030 年	BP 混焼 50cal%>（または WP/BP 混合 50cal%）、アンモニア 20cal%> 運転（燃料比率は優位性によって調整）	<292gCO ₂ /kWh*	50%>
(長期) 2040 年	BP 混焼 50cal%（または WP/BP 混合 50cal%）、アンモニア 50cal%運転（燃料比率は優位性によって調整）	0 g CO ₂ /kWh*	100%

*注：BP50cal%以上のアンモニア混焼の排出原単位は、バイオマス及びアンモニア混焼比率 1cal%引き上げ当たり、排出量原単位 1%減に当たることを前提に推定。上記数値はプラントメーカーによって検証する必要がある。

5. 東3号のゼロエミッション化に向けた事業変革ロードマップ



本発電事業のトランジション・ロードマップの目標数値は、国際的なシナリオに沿って2040年までに電力分野のカーボンニュートラル実現に挑戦する道筋を示すもので、下記の項目を前提としている。

- バイオマス混焼率 20cal%以上の東3号の運転は、各設備に制約が生じる可能性があることから、各設備の制約が無いか、仮に制約があっても追加の設備投資により技術面、及び事業性に問題がないこと
- バイオマス混焼率を 30cal%程度から 50cal%まで引き上げるためには、東3号の現設備仕様の改造が必要になる可能性があり、追加の設備投資コストやバイオマスへの燃料転換により事業採算が大きく損なわれるものではないこと。
- 中長期ではバイオマス混焼に加え、2030年までに、アンモニアも火力発電所に 20cal%以上投入できる技術が、実証・確立されていること
- 長期目標である 2040年までの本発電事業のゼロエミッション化に向けては、バイオマス及びアンモニア（ブルー又はグリーン）の調達量が安定的に確保でき、かつバイオマス・アンモニア混焼の経済性が高まっていること
- バイオマス燃料の燃焼時 CO₂ 排出量は算定対象外としていること

事業変革に向けた今後の検討事項

上記削減目標の達成に向けて、下記の検討事項がある。

- WP20cal%→29.3cal%までの混焼比率引き上げに対し、WP の混焼率の上限は 23cal% 程度である可能性があることから、残りのバイオマス量は BP を調達し、石炭ミルに直接投入する設備の調整・検証など
- BP 対応・投入等への設備改修・改造のニーズ及びコスト(メーカーとの確認)
 - 荷役、置場、港湾施設、コンベア、石炭・バイオマスミル、ボイラ、集塵機、ハンドリングのカバー、粉塵の爆発対策のための冷却装置など
 - BP 投入で 29.3cal%→50cal%以上までバイオマス混焼するにあたっての必要改造設備
- BP 調達量と調達コスト、品質やトレーサビリティの確保（調達先の産地、サプライチェーンを含む GHG 排出量の LCA など）（燃料供給者との確認）
 - ・ BP 調達先、原産地の特定
 - ・ BP 品質担保（環境・森林認証取得、合法性、持続可能性に関する第三者認証を含む）
 - ・ BP 調達コスト
- アンモニア対応等への設備改修（メーカー・燃料供給者との確認）
 - ・ 技術的な実現性
 - ・ 設備改造・改修、インフラ整備
 - ・ 資金調達
- アンモニア調達量、環境性能とコスト見通し(燃料提供者・外部機関の調査を想定)
 - ・ 調達先アンモニアの製造過程（再生可能エネルギー由来または天然ガス使用など）による GHG 排出量の LCA
- バイオマス・アンモニア混焼の経済的合理性に関する分析（外部機関の調査を想定）
- 周辺事業などとの関係性
 - ・ TK の工場の中での位置づけ
 - ・ 周南地区のコンビナート群の中での位置づけ
 - ・ 徳山下松港のカーボンニュートラルポート事業の進展、連携可能性
 - ・ 東 3 号のアンモニア混焼に関する経済産業省の実証事業参画の可能性など

トランジション・ロードマップにかかる投資計画

段階・内容	投資検討対象設備	実施期間
フェーズ 1 現行設備において WP による混焼率を最大限引き上げる（22-23cal%を想定）	-	2022 年度中
フェーズ 2 BP 導入で 29.3cal%（FIT が適用されるバイオマス混焼比率上限）まで引き上げる	● フェーズ 1 の結果を踏まえ、29.3cal%バイオマス混焼比率を満たすために追加的に BP を調達し、石炭ミルに直接 BP を投入するための設備（荷役、置場、港湾施設、コンベア、石炭・バイオマスミル、ボイラ、集塵機、ハンドリングのカバー、粉塵の爆発対策のための冷却装置などの改造と検証を含む） ※実際の必要設備、コストなどはメーカー・関係ステークホルダーと要確認。	2023 年- 2024 年度中
フェーズ 3 BP 混焼比率向上でバイオマス 50cal%以上まで引き上げを目指す	● フェーズ 2 の検証結果を踏まえ、追加的に BP を調達し、バイオマス混焼比率 50cal%以上を満たすための設備（荷役、置場、港湾施設、コンベア、石炭・バイオマスミル、ボイラ、集塵機、ハンドリングのカバー、粉塵の爆発対策のための冷却装置などの改造と検証を含む） ※実際の必要設備、コストなどはメーカーと関係ステークホルダーと要確認	2024 年- 2025 年度中
フェーズ 4 バイオマス混焼比率 50cal%以上に加えて、20cal%アンモニア混焼を目指す(石炭 30cal%以下)	● バイオマス混焼比率 50cal%以上に加え、アンモニア混焼比率 20cal%への対応を可能とする技術的フィージビリティスタディ及び事業採算性などに関する分析・調査を始め、必要な設備改造、インフラ整備や必要資金についてプラントメーカー、燃料供給者、関係ステークホルダーと協議し、改造計画及び実証実験を通じて、アンモニア混焼の商用運転の可否を判断※ ※アンモニア高混焼の技術的可能性について、政府の実証事業等の進捗状況を踏まえ、必要に応じて内容を見直す。	2026 年- 2030 年度

フェーズ 5 バイオマス混焼比率 50cal%に加えて、アンモニア混焼 50cal%運転を目指す（石炭 0cal%）	● フェーズ 4 の実証実験の結果を踏まえ、バイオマス 50cal%とアンモニア 50cal%(石炭 0cal%)またはどちらかの専焼を実現できるアンモニア高混焼または専焼バーナーを含む設備、燃料調達、運搬・供給・貯蔵設備、東 3 号のゼロエミッション化に必要な設備。	2040 年まで
--	--	-----------------