

ウクライナ国
エネルギー・石炭産業省

ウクライナ国
エネルギーセクター情報収集・確認調査

ファイナル・レポート

平成 28 年 5 月
(2016 年)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

九州電力株式会社

中欧
JR
16-011

略語集

略語	正式名称	和訳名称
【A】		
AT	Automatic Transformer	自動変圧器
【C】		
CETI	Coal Energy Technology Institute	石炭エネルギー技術研究所
CHP	Combined Heat and Power	熱電併給設備
CTF	Clean Technology Fund	クリーン・テクノロジー基金
【D】		
DBN	State Building Codes	国家建築基準の呼称
DCS	Distributed Control System	分散型制御システム
【E】		
EBRD	European Bank for Reconstruction and Development	欧州復興開発銀行
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operator for Electricity	欧州送電管理団体
EIA	Environmental Impact Assessment	環境影響評価
EIB	European Investment Bank	欧州投資銀行
EPC	Engineering, Procurement, Construction	建設工事請負
ESP	Electrostatic Precipitator	電気式集じん装置
EU	European Union	欧州連合
【F】		
FDF	Forced Draft Fan	押込通風機
F/S	Feasibility Study	開発可能性調査
【G】		
GDP	Gross Domestic Product	国内総生産
GIS	Gas Insulated Switchgear	ガス絶縁開閉装置
【H】		
HTLS	High Temperature Low Sag	高耐熱低弛度（大容量電線）
【I】		
IBA	Important Bird Area	重要野鳥生息地

略 語	正式名称	和訳名称
IBRD	International Bank for Reconstruction and Development	国際復興開発銀行
IEC	International Electro technical Commission	国際電気標準会議
IEEJ	Institute of Energy Economics, Japan	日本エネルギー経済研究所
IDF	Induced Draft Fan	誘引通風機
IFC	International Finance Corporation	国際金融公社
IMF	International Monetary Fund	国際通貨基金
ITA	International Technical Aid	国際技術支援協定
【J】		
JCOAL	Japan Coal Energy Center	石炭エネルギーセンター
JICA	Japan International Cooperation Agency	国際協力機構
【L】		
LNG	Liquid Natural Gas	液化天然ガス
L/A	Loan Agreement	借款契約
【M】		
MECI	Ministry of Energy and Coal Industry of Ukraine	エネルギー・石炭産業省
MEDT	Ministry of Economic Development and Trade	経済発展商業省
MENR	Ministry of Ecology and Natural Resources	環境天然資源省
METI	Ministry of Economy, Trade and Industry of Japan	経済産業省（日本）
MOU	Memorandum of Understanding	覚書
MRDBH	Ministry of Regional Development, Building and Housing	地方開発・建設・住居担当省
【N】		
NCRE	National Commission for Regulation of the Electric Power Sector	国家規制局
NEDO	New Energy and Industrial Technology Development Organization	新エネルギー・産業技術総合開発機構

略 語	正式名称	和訳名称
NERC	National Energy Regulation Commission	エネルギー規制委員会
NKREKP	National Commission for regulation in the energy and utilities	水エネルギー廃棄物規制機関
NRC	National Reform Council	国家改革委員会
【O】		
OEM	Original Equipment Manufacture	受託製造
【P】		
PCB	Poly Chlorinated Biphenyl	ポリ塩化ビフェニル
PLF	Plant Load Factor	設備利用率
PSPP	Pumped Storage Power Plant	揚水発電所
【R】		
ROW	Right of Way	地上利用権
【S】		
SAEE	State Agency on Energy Efficiency and Energy Saving	国家エネルギー利用効率向上・削減推進機関
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition	監視制御およびデータ収集システム
SPF	State Property Fund	国家資産管理局
SRPC	Static Reactive Power Controller	静止型無効電力補償装置
SVC	Static Var Compensator	
【U】		
UCTE	Union for Coordination of Transmission of Electricity	発送電協連盟
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change	国連気候変動枠組み条約
【V】		
VAT	Value Added Tax	付加価値税
【W】		
WB	World Bank	世界銀行
WEM	Wholesale Electricity Market	卸電力市場

要 約

1. はじめに

ウクライナ（以下、「ウ」国とする）では、一次エネルギーについては、ロシアからの天然ガスの供給停止に加え東部地域からの無煙炭の供給が不安定であるため、エネルギー安全保障の観点から、瀝青炭など自国内の豊富な種類の石炭を有効活用することが求められている。

一方、電源構成は石炭火力および原子力が8割近くを占めているが、上記の一次エネルギー供給不安定により需給はタイトである。また、老朽化した設備の更新も課題となっている。電力輸送設備についても架空送電線や変電所の機器の相当が設計運転期間を越えるなどの老朽化の問題を抱えており、各ドナーからの支援も受けつつEU基準への適合も含め設備の更新を進めている。また「ウ」国の地域熱供給システムにおいても、熱源の9割近くを占める天然ガスの供給不安定により燃料使用量の削減やエネルギー利用の効率化などが喫緊の課題となっている。

現在のところ「ウ」国のエネルギーセクターへの円借款の支援実績はないが、我が国関係機関による石炭火力の設備診断や高効率タービンの実証事業などの支援の実施や、更なる支援策の検討が行われている。本調査は、「ウ」国のエネルギーセクターに対する支援候補案件を検討するための基礎情報の収集・整理を行うものであり、地域的には、キエフ市およびキエフ州近郊を中心としつつ、リビヴ市を始めとする西部地域、ハリコフ州やドニプロペトロフスク市などがある東部地域を含めた「ウ」国全土を対象とした。また、分野的にも「エネルギーセクター全般」、「電力分野（火力発電、送電・変電）」、「地域熱供給分野（廃棄物発電を含む）」の3つを包括し、これらを「一次エネルギー」「組織・政策」「法律・規制」、「環境社会配慮」、「経済財務」、「各国ドナーの支援動向」などの観点で調査した。

2. エネルギーセクターの概要

「ウ」国の最終的なエネルギー政策の決定は閣僚会議が行うが、高度に政治的な問題であり政策決定プロセスには議会や大統領が関与する。また、政策の執行やエネルギー事業者の監督にはMECI、MRDBHをはじめ多くの省庁・機関が関係している（表2.1-1参照）。

2.1 産業構造（石炭・ガス・石油）

石炭の主要産地は東部のドンバス、西部ポーランド国境近くのリビヴ／ボリン、中東部のドニエプルなどである。民営化の進展によりDTEKなどが運営する民間炭鉱の生産量が国営炭鉱を上回るようになってきている。価格は一般に民間炭鉱の方が高い。石炭輸入は完全に自由化されている（図2.1-1参照）。

天然ガスは、国営Naftogaz子会社のUkrtransgazが高圧導管で国内の輸送を行う。輸入は自由化されているが大部分はNaftogazが行っている。各都市ではOblgazと呼ばれる地域配給会社が低圧導管を経て最終消費者に供給している（図2.1-2参照）。民営化によりOblgaz株式の多くはNaftogazから民間に売却された。クリミア自治共和国での天然ガス生産はNaftogazの子会社であるChornomornaftogazが行っているが、2014年のロシアによるクリミア支配以降、Naftogaz

の管理が及ばなくなっている。

石油市場は自由化されているが、パイプラインによる輸送は国営 Naftogaz 子会社の Ukrtransnafta が行っているが、近年ではロシア産原油の欧州向けトランジット量が減少している。製油所は7箇所あり国産原油を精製しているが、旧ソ連崩壊後の民営化の影響で設備の近代化が遅れ、近隣国との価格競争力を失い稼働率が低迷している。

2.2 産業構造（電力）

電力供給体制は1996年から卸電力市場が導入されているが、イギリスのプール市場を参考としたものである。この卸市場における電力購入者は国営の Energorynok のみであり、国営の Ukrenergo が電圧階級 220 kV 以上の基幹送電系統を一括して保有・運用しており、各発電会社や小規模発電事業者は Ukrenergo に送電する。Ukrenergo は各州および特別市に一つずつある Oblenergo と呼ばれる 42 の配電会社へ送電し、Oblenergo は各需要家に対して電力供給を行う（図 2.1-5 参照）。水力・原子力は国営であるが、火力は DTEK などの民間企業が参入しており、国営の Centrenergo も民営化に向けた手続きが進められている。Energorynok による買取価格は規制されているが、火力電源は入札が行われる。また、一定の条件を満たした需要家には一般向け約款とは異なる料金での供給が認められている。

行政・規制の面では MECI が電力インフラ開発の立案および実施を、規制委員会が卸売市場に対する料金規制や許認可を担当している。

2.3 産業構造（熱）

熱供給事業の大部分は地方自治体が行っているが、キエフ市における Kyievenergo のように、設備の運営管理が民間委託される例もある。熱源には CHP、火力・原子力発電所、産業排熱や地域熱供給用のボイラがある。地域熱供給用ボイラ 33,312 基のうち約 85%が熱生産能力 3,000 Gcal/h 未満の小規模ボイラであり、多くの地域熱供給システムは老朽化しており集中熱源の場合熱損失は 10-15%と推定されている（表 2.1-3 参照）。

集中型熱供給システムのパイプラインの総延長は 33,800 km である。多くのパイプラインで熱損失の管理がなされておらず、熱輸送時の損失は 30%以上と推定されるが、熱の輸送・配送・消費段階でのメータリングが不備なため正確な状況は不明である。

2.4 エネルギー需給

1990年から2013年の一次エネルギー供給量の推移は、1991年の旧ソ連崩壊に伴い急減した後、2000年以降は漸増に転じたが、2008年のリーマンショックや近年の東部地域の紛争により近年は漸減している。また、構成比は原子力の比率が高まった一方で石油は大きく減少した（図 2.2-1 参照）。

今後（2035年まで）の供給量は年率 0.1%程度の微増が中庸なシナリオとして考えられる（参考 経済産業省「ウクライナ国エネルギーマスタープラン策定に係る調査・研究」）。なお、当面はロシアとの係争や東部地域の紛争による無煙炭と天然ガスの供給ひっ迫や産業への影響は、GDP

成長率に対する足かせとなり、一次エネルギー需要の下ぶれリスクと考えられる。一方、エネルギー効率改善の着実な進捗は、上ぶれリスクをもたらす。これらが将来の一次エネルギー需給に対する主な影響要因と考えられる（図 2.2-2 参照）。

2.4.1 石炭

2000 年のデータによると「ウ」国内の石炭埋蔵量は 1,175.4 億トンと考えられており、そのうちドネツク炭田が 86%と大部分を占める。また可採埋蔵量は 455.4 億トンである。また、炭種別では可採埋蔵量のうち 80%が亜瀝青炭・瀝青炭である（表 2.2-2 参照）。

地域的には東部と西部に無煙炭・瀝青炭、中央部には褐炭が主に分布している（図 2.2-3 参照）。2013 年の「ウ」国の石炭生産能力は 8,990 万トンであり、そのうちドネツク州およびルハンスク州の生産量の割合は併せて約 75%にも上る。しかし、これら両州は東部の紛争地域にあり半数以上の炭田が親ロシア分離派の支配下にあるなど「ウ」国政府のコントロール外にあり石炭生産の情報も得られていない。

「ウ」国の炭鉱はほとんどが炭層が薄い坑内掘りであり、採掘場所も深いため生産性は他国と比べる半分から 20 分の 1 とかなり低い。このような中、政府は炭鉱の補助金廃止や民営化を進めており、生産性の低い炭鉱が閉山することが予想され、東部地域の紛争による供給が継続すると想定すれば、2013 年現在の石炭生産量は 41 Mtoe に対し 2035 年には 32 Mtoe まで減少すると見込まれる（ただし民営化による生産性向上の効果により生産量は大きく変わらないという見方もある）。

これらを踏まえると 2035 年における年間輸入量は 2013 年実績よりも多い 11 Mtoe が見込まれ、石炭輸入インフラの増強が必要になると考えられる（図 2.2-5 参照）。

2.4.2 石油

「ウ」国内における国内原油の生産量は 1990 年の 500 万トンから 2015 年の 245 万トンまで減少している。また、旧ソ連崩壊後の独立以降、製油所の更新や高度化の遅れから、現在では原油輸入量もほぼゼロに落ち込んだ。一方、石油製品については 2000 年中頃から現在に至るまで純輸入国となっており、2013 年は国内供給量の約 6 割を、主に競争優位のある製油所を有するベラルーシやロシアから輸入している。国内原油の増産が期待できず製油所の更新にも年月を要することから、当面は現在と同様に石油製品での輸入依存が続くと想定される。

2.4.3 天然ガス

「ウ」国の天然ガス確認埋蔵量は 0.6 Tcm で世界 28 位、欧州／ユーラシアの中では第 4 位で、可採年数は 34.3 年と推定されている。また、生産コストは 3.3-5.5 USD/MMBtu 程度であり、パイプラインによる天然ガスや IEA が予測した 2040 年までの欧州市場の輸入ガス価格の 10-12 USD/MMBtu 程度に対し、当面は競争力を有すると考えられる。

天然ガスは CHP などの熱製造が主な用途で発電用の消費はほとんどなく、政策的にもロシア依脱却のため天然ガスの消費削減が進められており、今後も熱製造用が用途の中心になると考えら

れる（図 2.2-8 参照）。

「ウ」国は、ロシアやベラルーシから天然ガスを欧州に送出する主要なルートである（図 2.2-9 参照）が、欧州の天然ガス消費量の低迷に加え 2011 年に「ウ」国を経由しない Nord Stream パイプラインが完成したため、トランジット量は 2011 年の 104.2 Bcm から 2015 年の 67 Bcm に大きく減少した。今後もロシアは政治的意図から「ウ」国内のトランジット量を減らすと考えられ、天然ガスのトランジット料金が重要な収入源である Naftogaz の経営に悪影響を与えられられる。

「ウ」国の天然ガス生産量は 15-20 Mtoe であるが、供給の過半を輸入に依存している（図 2.2-10 参照）が、近年は欧州からの輸入を増やしておりロシア依存度は 2013 年の 92% から 2015 年には 37% まで低減した。将来の投資環境の改善により国内生産量は増加が見込まれるが、輸入量は現在と同程度と想定される。また、欧州からの逆送能力を高めるためにはパイプラインや設備の拡充に数年以上必要である。

一方、「ウ」国の天然ガス地下貯蔵能力は 31 Bcm で年間輸入量 20 Bcm を上回っており、冬期の供給安定化や夏期との価格差を利用した天然ガス輸入コストの低減に活用可能である。貯蔵に適した地点が紛争地域から遠い中央部や西部に集中していることも好条件である。

2.4.4 電力

発電電力量が 1990 年から 2000 年にかけて急減したのは、旧ソ連内の他地域への電力供給が 1991 年の旧ソ連崩壊以降は不要となったことによる（図 2.2-11 参照）。その後 2008 年のリーマンショックによる一時的な落込みはあるものの漸増していた。しかし 2012 年の 197 TWh をピークに 2015 年の 158 TWh まで減少している。従来は自国で豊富に産する石炭を用いた火力が中心であった。1980-90 年代には原子力の導入が進み同時に石油火力は殆ど姿を消した。その後、2000 年代後半の天然ガス供給を巡るロシアとの関係悪化により、ガスから石炭へのシフトが進んだ。その結果、電源構成比は 1990 年には原子力が 26%、石炭が 38% でガスや石油も多かったが、2013 年には原子力が 43%、石炭が 42%、ガスは 7%、石油はほぼゼロとなった。自国内に産するウランや石炭を基軸とする電源構成は、エネルギー安全保障や経済性に加え、大気汚染や二酸化炭素排出の点からも合理的なものと言えよう。

発電設備は現在、石炭火力が約 20 GW、原子力が 14 GW で、合せて総出力の約 7 割を占め、向こう 20 年も同様の電源構成が想定されている（図 2.2-13 参照）。発電所の多くは旧ソ連時代のもので、特に石炭火力は 1960-70 年代に建設されたものが多く、2010 年末時点で 84% の火力発電所の運転時間が「ウ」国での耐用年数の目安である 20 万時間を超えている（図 2.2-15 参照）。火力発電所の建設は準備も含め 7-8 年が必要であるため早急な新增設計画が必要である。原子力発電所は 1980 年代に建設されたものが多く 2020 年から順次運転 40 年を迎えるが、現在増設中の Khmelnytska No. 3/4 (1,000 MW x 2) が運転開始するまでは既設原子力の延命化が必要となる。また、グリーン・タリフ制度を活用した再エネの導入も進められている。

2.4.5 熱

熱供給量は産業用を中心に 1990 年以降に大きく減少し、その後も漸減している。また、ガス消費削減の観点から熱供給部門の省エネルギーが政策的に進められており今後も熱供給量の減少傾向は続くと考えられる。

燃料別では天然ガスが約 80%以上と大部分を占めているが、整備済の天然ガス供給インフラが活用可能なこと、熱源が立地する都市中心部は環境面から石炭は不向きであること、FIT などによるバイオマスの導入促進も限定的と考えられること、などから熱供給では引き続きガスが主力となると想定される。

2.5 エネルギー政策

2006 年に発表、2013 年に更新され、閣僚会議にて了承された「2030 年までのエネルギー戦略」は 2014 年に発生したロシアとの紛争により見直しが必要となった。2015 年には MECI により「2035 年までのエネルギー戦略（草案）」が一旦、発表されたが、その後見直しが行われている。この「草案」では 2035 年までの期間を 3 つのステージに分けて政策の方向性が示されている（表 2.3-1 参照）。

需要想定においては 2010 年以降の GDP 成長率を年平均 3.5%と想定している。ただし、2013-15 年のマイナス成長など経済情勢の不確定要素により大きな乖離が生じる可能性もある。一次エネルギー供給では、2035 年までに原子力の開発による石炭の削減や、熱供給などでの再エネルギー利用により天然ガスの削減が進むと想定している（表 2.3-2 参照）。

電力供給においては、老朽火力の廃止とバイオマスによる発電、原子力の新增設、小水力や揚水発電を開発する一方、風力や太陽光の普及は限定的と見ている（表 2.3-3 参照）。熱需要は年平均 1.9%の伸びを見込んでいる。供給面では穀物残渣などのバイオマスの導入促進により天然ガスの消費削減が期待される。

燃料の生産に関しては、石炭や天然ガスの自給に向けた効率化や技術開発とともに、輸入が必要な石油はソースの多様化によりリスク低減を図るなどの施策が盛り込まれている。また、省エネルギーに関する消費者の意識改革・認証制度・インセンティブなどの導入が掲げられ、ガバナンスの改善・行政の透明化・市場の効率化に関する提言も盛り込まれている（表 2.3-7 参照）。

2.5.1 エネルギーセクターの改革

2014 年 7 月に国内の改革を司る NRC が設立され、そのテーマの一つにエネルギー改革が挙げられた。市場の自由化と実効性のある規制、供給の多様化と利用の効率化などの戦略目標が掲げられており（表 2.4-1 参照）、石炭、電力、ガス、省エネなどのセクターごとにタスクが設定されている（表 2.4-2 参照）。

2.5.2 国営企業の民営化

「ウ」国では、財政悪化に対する IMF による支援の条件として腐敗防止、不良資産の削減、生産性向上が示されており、他の国営企業と同様、エネルギーセクターでも民営化が進められてい

る。なお、Naftogaz（石油・天然ガス）、Ukrhydroenergo（水力発電）、Energoatom（原子力発電）、Ukrenergo（送電）は民営化対象外であり、内閣の下にある持株会社の傘下となる（図 2.4-2 参照）。一方、Centrenergo（火力発電）については 2016 年 2 月に民営化プロセスの実行が決定した。民営化対象企業は財務状況が悪いものが多い上に国家保証も基本的に与えられないため、国際金融を利用するためのハードルは極めて高い。

2.5.3 電力・ガスセクターの改革

EU 市場との統合を目指している「ウ」国では欧州の電力・ガス市場の枠組み（第 3 次エネルギーパッケージ）を導入する（表 2.4-5 参照）。ガスセクターでは、託送料金の設定や Naftogaz のアンバンドリング、全ての消費者によるガス供給者選択の自由が導入される。電力セクターでは Energorynok によるシングルバイヤー方式であるが、今後は相対取引、スポット市場などの創設により Energorynok の役割は縮小する。

2.5.4 エネルギー価格改革

「ウ」国では低すぎるエネルギー価格による大きな弊害が指摘されていたものの、ほとんど見直しが行われなかった。しかし、IMF などの強い要請もあり、2015 年 2 月から 3 月にかけて各セクターでのエネルギー価格の引上げが発表され、2017 年 4 月までに供給コストをカバーできる水準への引上げが実行されることとなった。エネルギー価格が適正化されれば、インフラ投資環境の大幅な改善や省エネ関連投資の促進が期待される。各セクターの概要は下記のとおり。

電力	2015 年 4 月 1 日から 2 年間で 5 段階の電力料金引上げ（図 2.4-4 参照）
天然ガス	2017 年 4 月までに原価見合いで家庭用ガス料金の引上げ（金額的には約 2 倍）を実施（図 2.4-5 参照）
熱供給	家庭用熱価格を約 67% 引上げ（CHP や発電所からの熱供給は対象外）、2017 年 4 月までに原価見合いの水準へ
メーターの設置	ガスメーターおよび熱メーターの設置による料金体系変更（定額から従量へ）による省エネインセンティブの導入
一般家庭の省エネ	建物の断熱工事および省エネ広報活動（政府・銀行・IFC が協調して支援）

2.5.5 エネルギーセクターの課題

「ウ」国のエネルギーセクターにおける最大の課題は、ロシアとの関係悪化による天然ガス・石炭の供給ひっ迫であるが、他にもエネルギー利用効率の低さやインフラの老朽化、市場の透明性欠如や腐敗・政治的混迷などが複雑に絡み合っている。以下にセクターごとの課題をまとめる。

2.5.5.1 天然ガス

主な課題は以下のとおり、輸入依存度の低減と輸入相手国の多様化である。

国内天然ガス生産	Naftogaz の販売価格引上げと外資を含む投資環境改善として制度の透明性向上や政策の安定化
代替燃料への転換	天然ガスの焚き減らしに直接の効果はあるが、環境やコストなどの影響を見極めながら慎重に導入することが必要
効率の向上	産業部門・民生部門含めた利用効率の向上と省エネインセンティブの導入、ガス輸送用圧縮機動力削減など
輸入先の分散化	欧州側からの逆送に対応した輸送設備の整備や、LNG 輸入設備またはパイプラインの新設

2.5.5.2 熱供給

直接・間接に効率向上につながるものとして主な課題は以下のとおりである。

料金引上げとメーター設置	事業者の設備投資および消費者の省エネインセンティブの両面から前提となるもの
設備改修、近代化	老朽化対策として不可欠だが、投資規模は今後の省エネや技術革新を見据えた適正なものとする必要がある
熱供給方式の見直し	状況の変化を踏まえ、戸別暖房への転換も含めた最適方式の選択や、都市計画も含めた大局的な施策が必要

2.5.5.3 石炭

主な課題は以下のとおりである。

石炭需給構造の多様化	発電用無煙炭の供給支障が最大の課題であり、老朽火力の更新と併せた瀝青炭への転換や褐炭の活用により、炭種・地域両面で需給構造の分散化が必要
国内炭鉱の効率化	石炭層が薄く坑内掘りであるハンディを割引いても補助金依存体質の改革は不可欠であり、失業者対策も含めた非効率炭鉱の閉鎖も進める必要がある

2.5.5.4 電力

発電分野では、旧ソ連時代の遺産である老朽化した設備の統廃合と近代化が課題である。

火力	石炭火力では欧州基準に対応した環境対策、無煙炭供給ひっ迫への対応
原子力	ロシア依存脱却と西側技術導入のための対応
再エネ	買取価格がユーロ建てであり投資には好条件だが、為替リスク低減のため政治的安定が前提
送電	老朽化設備の更新が喫緊の課題であるが、長期的な電源構成・配置の変化や需要分布の推移を見越した計画的な送電線・変電設備の拡充・更新が必要
配電	設備の改修・更新や、適正電圧維持のための運用改善、電力メーターの設置による節電インセンティブの導入が必要

2.5.5.5 石油

国内資源開発では外資の活用も含めた長期的な投資環境整備、国内製油所の有効活用では欧州市場に向けた高規格製品への対応なども考慮した更新投資が必要である。

2.5.5.6 エネルギー効率

「ウ」国のエネルギー利用効率は極めて悪く大幅な改善の余地が見込まれる。2011年のSAEE設立やMRDBHによる2020年までの省エネアクションプランの策定に基づき、政策による遂行とともに消費者による自主行動を促すための価格の適正化(引上げ)やメータリングが不可欠である。

3. エネルギーセクターの法制度および国際融資制度

3.1 立法行政体制と法・規制

「ウ」国では、旧ソ連からの独立後の立法行政体制は三権が分立する議会制民主主義(共和制)であり、大統領と議院内閣制による政治・行政運営が行われている。「ウ」国の法・規制の種類と決定主体を以下に示す。

ウクライナ法	閣僚会議または議員の発議で最高会議の承認により制定
大統領令	緊急を要する場合に大統領の命令により発行
閣議指示	閣僚会議の承認により施行
詳細規則	大臣、行政区または自治区の長および下級行政機関により施行

3.2 エネルギーセクターの法・規制

エネルギー・電力分野では、最重要課題であるEU指令の早期実現に向けた国内の法律や規制が逐次定められており、主なものを下記に示す。

- 「ウ」国によるエネルギーコミュニティ条約に参加するためのプロトコル
- エネルギー共同体条約に基づく実施義務のための行動計画の承認
- 「ウ」国のエネルギー戦略の実現への継続的な支援プログラムへの資金調達協定の変更、

および欧州委員会に代表される EU と「ウ」国の追加契約第 1 号への署名

- 「ウ」国-EU 間エネルギー接続パイロットプロジェクトの立上げ
- 「ウ」国の電力市場の運用規定

また、インフラ建設に関係する規制としては、EU 指令／規制、防災・建物強度に関して定めた国家建築基準 (DBN)、EU 基準に適合するための環境規制・周波数安定性などを定めた「ウ」国技術基準 (SOU)、工業製品を「ウ」国に輸入・通関するために必要な認証制度であるウクル・セプロ (UkrSEPRO)、ウクル・セプロが未整備の製品群に対し代わりに輸入・通関認証に用いられる旧旧ソ連電気品安全基準 (GOST) などがある。

3.3 電力設備の工事に必要な許認可

電力設備の改修・新設に必要な許認可は次のようなステップにより構成されている。

まず工事作業前の計画・設計段階で事業者は、プロジェクトの開発可能性調査 (F/S) と設計を作成し国家認定検査専門家による評価と Town Master Planning Authority の了解を得る。次いで詳細設計を行い、関連官庁と電力会社の意見聴取と合意および国家認定建設資格者による建設許可を取得する。その後は工事作業することとなるが、工事中は必要に応じ電気・ガス・上下水など外部ユーティリティのそれぞれに関して接続許可を取得する。工事完成後、電力系統への接続には完成図書とともに電力市場担当会社の許可を受ける必要がある。

これらの許認可手続のため、プロジェクトの工程には工事着手以降の期間に加え、事前準備に 18 カ月以上の期間を考慮しておく必要がある。

3.4 エネルギーセクターに対する国際支援

3.4.1 国際融資の手続

国家保証が必要な場合の手順は下記のとおり。

- 起案者からの F/S 申請
- 起案者の所属上部省庁における承認と関連省庁 (財務省、MEDT、MRDBH、法務省など) の合意
- 財務省から国際融資期間への問い合わせ
- 国際融資機関からの支援確認
- 所属上部省庁からの申請による閣僚会議の承認 (投資額 4 百万 UAH 以上は必須)
- 閣僚会議が提出した審議案への最高会議決議
- 大統領承認

また、国家保証を得るには下記のいずれかが条件。

- ITA (国際技術支援協定) に合致
- 別途承認された 2 国間政府合意に合致

- 国営企業または地方自治政府におけるプロジェクトで国家予算として承認された案件

なお、地方政府の案件でも条件を満たせば国家保証が得られる。この場合、財務省に対して国際融資された資金は、国庫補助金として地方政府に配賦される。

3.4.2 本邦による支援の事例

- JCOAL は 2014 年に「ウ」国の老朽化した石炭火力発電所の効率改善のため設備診断を実施し、燃料転換検討・効率改善や環境負荷低減などへの提案を行うとともに、タービン改修実施の準備活動として開放点検を実施した。
- NEDO は 2015 年に「ウ」国の石炭火力発電所の老朽化した蒸気タービンを最新鋭の本邦製に改修する実証事業の事前調査を進めている。
- NEDO は Kyivenergo の地域熱供給プラントへの本邦製ガスタービンコンバインドサイクルプラントを導入することで、効率改善と環境負荷を図るプロジェクトを進めている。
- JICA はキエフ市を実施主体とするボルトニッチ下水処理場の改善事業に対し、本邦政府から「ウ」国政府への円借款案件として現在進めている。

3.4.3 他ドナーの支援状況

EBRD は「ウ」国支援における最大規模のドナーである。EBRD の主力分野は、透明性向上やビジネス環境の改善で、エネルギー関連では熱効率改善、低炭素化やエネルギーセキュリティの向上が主な案件である。また、必ずしも国家保証を求めないのが特徴となっており、例えば州や市が事業主体である地域熱供給に対する融資も国家保証なしで行っている。また、民間会社に対する融資も行っている。

世界銀行も EBRD と同様に透明性向上などを基本方針に掲げている。また、エネルギー関連では送電分野やスマートグリッドに関する案件のほか、地域熱供給分野でセクターローンによる大規模な融資枠を設定している。ただし、東部紛争の影響などもあり個別案件の形成や融資の実行は行われていない。なお、世界銀行は国家保証を前提としているため、融資は財務省に対して行われ、財務省が地域熱供給の各案件に資金を供与する。また、実務に関する窓口は MRDBH であり案件のスクリーニングも MRDBH が行う。これらは自治体向けに直接融資を行う EBRD のスキームとの大きな相違点である。

4. 環境社会配慮

4.1 行政機構

中央政府において環境保護行政を司るのは環境天然資源省（MENR）である。一方、地方政府およびキエフ市、セバストポリ市において環境保護行政を司るのは環境天然資源局である。各環境天然資源局は、所属する地方政府の管轄下にあるとともに、MENR に対し説明責任を負う。

4.2 法制度と EIA への要求事項

「ウ」国憲法 50 条では国民の環境権と環境に関する情報へのアクセス権が保証されており、本条に基づき環境保護法、大気質保護法、水法典、廃棄物法などの法令が定められている（表 4.2-1 参照）。以下に、これらの法制度における EIA への要求事項の概要を示す。

環境保護法第 51 条	すべての事業活動におけるプロジェクトに対して環境影響評価の実施が求められている。
大気質保護法第 23 条	新規施設の設計、建設、再建時における大気質保全の実施が求められている。また、同 11 条では固定発生源の大気汚染物質排出について規定しており、地方政府およびキエフ市、セバストポリ市から排出許可を得なければならないと定められている。
水法典第 96 条	水資源に対する影響評価を実施していないプロジェクトの実施を禁止している。
水法典第 35 条	水利用、水質保全および水資源の回復における各種基準を定める。
水法典第 37 条-41 条	カテゴリごとの水質インデックス、最大許容排出基準、排出に掛かるセクター別技術基準、水利用の技術基準、環境安全基準と最大許容排出基準が設定されていない物質の水資源への排出を禁止する。
水法典第 49 条	特別な水利用（水資源から施設への給水や水資源への廃水の排出など）に係る許認可について規定する。
廃棄物法 32 条	安全な廃棄物管理のための技術や機器の導入無しに新規の事業の稼働を禁止する。
廃棄物法 17 条	総廃棄物発生率が 1,000 を超える事業に対し廃棄物管理許可書の取得を義務づける。
バーゼル条約	石炭灰管理について、国際的責務の実施を担保するための法規制があり、フライアッシュは成分によって黄色リストまたは緑色リストの何れかに区分される。

4.3 ウクライナ環境基準の概要

大気	大気汚染防止に関する国家衛生規則により硫黄酸化物、窒素酸化物、粉じんの最大許容濃度（瞬間最大および日平均）とリスク分類が定められている（表 4.3-1 参照）。
発電セクターの大気質排出基準	環境保護省規則により出力 50 MW を超える火力発電所からの大気汚染物質（ばいじん、二酸化硫黄、窒素酸化物および一酸化炭素）の排出基準が定められている（表 4.3-2 から表 4.3-5 参照）。現在の基準は既存施設に対し 2017 年 12 月 31 日まで有効であるが、2018 年 1 月 1 日以降に改築された施設や、将来の新規施設にはより厳しい基準が適用される。
騒音	国家建物基準により、住宅地、観光地、保養所、自然保護区域などセンシティブエリアの種別ごとに等価騒音レベルと最大許容等価騒音レベルが日中（7 時-23 時）および夜間（23 時-7 時）のそれぞれに対して定められている（表 4.3-6 参照）。
水質	表層水保護規則では水域への排水規制として浮遊物質、pH、塩分、溶存酸素、BOD、COD や有機・無機の溶存物質について、水域の用途（飲料水・家庭用水あるいは沐浴・スポーツ）ごとに最大許容濃度が定められている（表 4.3-7 参照）。また、内閣規則 No. 1100 では物質ごとに 4 つの分類でリスト化されている。

4.4 EU 基準との比較

現在の「ウ」国の大気排出基準は 2001 年に策定された大規模燃焼施設に対する指令 2001/80/EC に準拠したものである。現在は、より厳しい指令である 2010/75/EU に適合させるためのアクションプランが 2014 年 9 月に閣僚会議で承認されたのを受け、法改正の作業が MENR、MEDT、MECI などにより進められている。現在、実務レベルでも指令 2010/75/EU への適合が事業者に対して求められている（表 4.5-1 から表 4.5-4 参照）。

4.5 環境承認（EIA 手続）

「ウ」国における環境影響評価（EIA）は、事業者による EIA 作成者の指定、両者の合意および意思表示の発表、建設規則（DBN）に基づく EIA 作成者による評価、公開（必要に応じ地方行政を通じた周知・公聴の実施およびパブリックコメントに対する考慮）、国家による精査と承認、までの一連の手順によって行われる（4.6.1 および表 4.6-1 参照）。

環境へのリスクが高く詳細な EIA の実施が必要な事業は DBN の Annex E に掲載されており、エネルギーセクターに属するものとしては火力発電所、化石燃料利用の発電関連施設（発電容量 200 kW 以上）、送電線および変電所（330 kV 以上）、一般廃棄物管理施設などが含まれる。EIA レポートには、EIA 実施根拠、事業実施地の地理的特性、事業内容、環境影響評価、社会環境評価、産業環境評価、緩和策、工事中の環境影響評価、環境影響ステートメントが含まれることとなっている。Annex E に掲載されていない事業については、簡易 EIA レポートが作成されることとなっ

ている。

5. 各分野の概況と支援候補

5.1 火力発電

「ウ」国内には 5 大火力発電会社があるが、ここでは国家保証の可能性を残す国営の Centrenergo が保有する石炭火力発電所を調査の対象とした。

5.1.1 分野の概要

本調査では Centrenergo が所有する大規模火力発電所のうち 2 箇所 (Trypilska および Zmiivska) を調査対象として支援ニーズの検討を行った。両発電所の調査に先立ち、調査団では 2014 年度に JCOAL が実施した火力発電設備診断事業の報告書を参考に本邦企業の技術の活用が期待できる 4 つの改善提案メニュー（蒸気タービンの更新、環境設備の更新、プラント制御装置の更新、および開閉所遮断器の GIS 化）を準備した（表 5.1-1 参照）。両発電所の現地調査ではこれらの案を示して必要性や優先度をヒアリングするとともに、設備状況および現場における情報収集や意見交換を行い、それ以外の支援ニーズも調査した。

このようにして両発電所の支援ニーズを取りまとめ、Centrenergo および所管官庁である MECI に示し、上位組織としての方針を確認した。

5.1.2 Trypilska 発電所

首都キエフの南方約 45 km のドニエプル川沿いに立地。1969 年に運転開始した初号機を含む超臨界圧石炭焚き 4 基 (No. 1-4) とガス焚き 2 基 (No. 5/6) から構成され総出力は 1,825 MW (表 5.2-1 参照)。石炭は「ウ」国東部ドンバス地域の無煙炭を用いているが、2014 年 2 月以降に同地域で発生した紛争の影響により 2014 年以降の運転は著しく困難となっている。そのため、2016 年 2 月の MECI の指示に基づき一部ユニットが瀝青炭焚きに改造される予定である。

5.1.3 Zmiivska 発電所

ハリコフ州の州都であるハリコフから南南東の方向約 50 km に立地。Trypilska 発電所よりも古く 1960 年に初号機が運転開始。全て石炭（無煙炭）焚きであり、175 MW 亜臨界圧ユニット 6 基 (No. 1-6) と 300 MW 超臨界圧ユニット (No. 7-10) から構成され、総出力は 2,230 MW (表 5.2-3、表 5.2-4 参照)。Trypilska と同様に「ウ」国東部ドンバス地域の無煙炭を用いているため 2014 年以降の運転に支障が生じているが、この解消のため、発電所では瀝青炭との混焼拡大に向けた燃焼試験が行われている。

5.1.4 支援ニーズと支援候補

石炭火力発電分野に対する支援ニーズを以下にまとめる。

5.1.4.1 Trypilska 発電所

4つの改善メニューは概ね賛同であった。ただし発電所として最も緊急性の高い課題は、灰捨場の容量の逼迫であり新規の灰捨場用地の新規取得は困難である。しかしながら、用地の取得、石炭灰の有効利用の促進は、法律の整備など本邦支援が出来る範囲にはない。

5.1.4.2 Zmiivska 発電所

4つの改善メニューは概ね賛同であった。Trypilska 発電所と同じく灰捨場の容量逼迫、冷却池の土砂堆積による夏場の水温上昇は、本邦側で支援が出来る範囲にはない。

5.1.4.3 Centrenergo および MECI

「ウ」国の石炭火力発電設備は老朽化していること、また、無煙炭の継続確保が困難になっている状況を鑑み、瀝青炭焚きの新設の希望が示された。

5.1.4.4 支援候補

両発電所、Centrenergo および MECI との面談の結果、支援候補を下記にまとめる（表 5.4-1 参照）。なお、発電所毎に要望する内容は異なるが、本邦からの支援が期待できる内容は同一である。

支援候補	環境設備改修
	制御装置改修（DCS 化）
	開閉所 GIS 化
	蒸気タービン改修
	ボイラ燃料転換／改造
	既設発電所への新增設
	新規地点への発電所新設

5.1.5 まとめ

4つの提案と発電設備の新增設はいずれも本邦企業のニーズがあり参入が期待できるが、調査団が第2回調査中に、Centrenergo の政府保有株がすべて「ウ」国の SPF に移行され、今後は新たな投資家を探す意向（完全民営化）が示された。このため、今後、Centrenergo に対しては国家保証の可能性はないため、残念ながら本邦からの支援の対象とはならない。

しかしながら、「ウ」国の発電設備は 1960-1970 年代に建設されたものであるため、運転開始から概ね 40 年以上が経過している。発電所の寿命として具体的に定義される年数はなく、老朽化部分を次々に更新するによって延長することが可能であるが、発電設備に対する設備投資は通常、費用が大きくなるため、一般的には、中長期的な保守計画のもと行われるべきである。現在の「ウ」国の発電設備は、資金不足も相まって大規模な改修工事を経験したものは少なく、これまでと同

じように老朽化は進んでいく。一般に発電所の建設は最低でも 7-8 年が必要であるため、今後、既設設備の一部の更新・延命化を図ったとしても、並行した新設設備の設置計画を積極的に取り進める必要があることは現在の「ウ」国の喫緊の課題であることは言うまでもない。

5.2 送変電

5.2.1 分野の概要

「ウ」国の送配変電システムの電圧階級は、35 kV-750 kV の交流および直流 800 kV により構成されており、架空線の全長は約 23 千 km で、その約半分が 40 年以上の経年設備である。変電所は 137 箇所あり変圧器の総容量は 78.6 GVA である。送電線は国営の Ukrenergo が一括して管轄しており、配電線は各州および特別市ごとに 42 の配電会社が管轄している。

「ウ」国は隣国であるロシア、ベラルーシ、モルドバ、ルーマニア、ハンガリー、スロバキアおよびポーランドと国際連系により電力の輸出入を行っている。また、2005 年に EU と覚書を交わしてからは EU 規制に準拠した法制度への見直しや国際技術標準の採用が進められている。

Ukrenergo は全国の送電網を統括する総括給電指令所をキエフに有するとともに、国内 8 つの地域（中央部、北部、南部、西部、南西部、ドニプロペトロフスク、ドンバスおよびクリミア）のそれぞれに地方給電指令所を有している（表 6.1-2・図 6.1-14・図 6.1-15 参照）。

しかしながら、東部地域の紛争により、クリミア地域については Ukrenergo の管轄外となっている。

5.2.2 送変電設備

「ウ」国内の送変電は経年化が進んでおり、例えば 220 kV を超える設備のうち寿命とされる 25 年を超えるものが送電線で 90%、変電所で 55%にも上り、その中には 40 年を超える設備も存在する。そこで Ukrenergo はヨーロッパのドナー等の支援などにより更新・新設を進めているが、多くの設備が老朽化しており次のような懸念がある。

- ▶ 長期間更新されずに運用されている設備は発錆や変色が目視で確認されるほど劣化が激しい。
- ▶ アナログ機器や機械式継電器は、経年劣化により事故時の動作の確実性に不安がある。

これらに需要の増加も加味すれば今後長期間の安定した設備運用には早急な設備更新・拡充が必要であることは実施機関も認識しているところではある。しかし、資金面の制約に加え調達管理能力の不足により十分な投資効果が得られていない事例も存在する。

- ▶ イヴァノフランキフスク州の 330 kV 全長 104 km の送電線のうち 60 km のみが建設されただけで中断し、残りは資金調達を待っている状態である。
- ▶ 西ウクライナのザカルパッチャ州の変電所の変圧器増強件名では、変圧器のみ調達した段階で中断し、機材や工事の費用手当てを待っている状態である。

また、「ウ」国西部には大型の原子力発電所があり供給力に余裕があるものの、中央部や東部へ送電する系統の容量不足により十分な活用ができず、首都キエフ等では供給ひっ迫や信頼度低下をもたらしている（図 6.1-2 参照）。ただし、2015 年 12 月には西部と中央部を結ぶ新たな送電線の運用が開始されており、今後の系統および電源の運用の改善につながるのか注目される。

5.2.3 国際電力融通

「ウ」国はまだ欧州送電系統運用者ネットワーク（ENTSO-E）には加盟していないが、隣国との系統連系についてはベラルーシ、モルドバ、ロシアとの接続を除き ENTSO-E が運用・管理を行っている。「ウ」国西部のブルシュティンアイランドと呼ばれる地域はハンガリー、スロバキアおよびルーマニアから EU と同期した国際連系と周辺地域との結節点となっており、ENTSO-E が給電運用に関与している。また、スロバキアとの間は 750 kV の送電線で連系されているが、ヨーロッパ標準の 400 kV に切替えられる計画が検討されている。

「ウ」国は将来的には全地域において EU 系統との連系を目指しており関連の設備投資を計画しているとともに、「ウ」国およびモルドバ電力系統を ENTSO-E 系統と同期接続する可能性の調査がルーマニアなどの系統運用会社のコンソーシアムにより実施されている。

5.2.4 需給および系統運用

最近では東部地域の紛争に伴う燃料（無煙炭）調達の支障により、地域的な需給のアンバランスが顕著となり、先述のような設備経年化とも相まって系統運用は難しさを増している。地方別では、石炭火力が主力となっているドンバス地域では著しい需給ひっ迫が発生している。また、中央部では最近のキエフ地域での需要急増による供給不足がある他、北部地域やクリミア地域も供給不足となっている。

逆に、供給力に余裕があるのは原子力発電所が立地する西部、南西部、南部およびドニプロの各地域である。

現在、国内系統は ENTSO-E が運用・管理を行っている EU 連系部分と切り離して運用されているが、今後 EU との連系系統が国内に拡大した場合には送電線網の安定度が低下する懸念がある。また、Ukrenergo では 5 年毎および各プロジェクト検討時に系統解析を実施しているが、旧ソ連時代からの手法がそのまま用いられていることから需要想定は経済状況が反映されないものとなっている。

5.2.5 送変電 10 年計画

電力市場の自由化に向けて Ukrenergo は毎年国家電力 10 年計画を策定することとなっており、本案は政府に提出され MECI、NERC など関係省庁での確認調整後、閣僚会議で承認される。現在、2016-2025 年版（案）が最新版として Ukrenergo のウェブサイトで公開されているが、政府承認が得られているのは 2014-2023 年（2013 年作成）のみであり 2016-2024 年版も未承認となっている。この計画は電力エネルギーにおけるセキュリティ確保、EU との系統統合条件の整備、電力セクターの信頼性と効率性の向上などを目的としたものであり、内容としては現状運用の評価、電

力需給、開発計画、開発に係る投資費用が記載されている。

また、この計画には送変電設備の開発計画が含まれており、送変電設備の増強・更新・近代化計画として送電線総延長 3,899 km、変電所 18,413 MVA、光ファイバーケーブル 600 km の増強計画が盛り込まれている。これらの設備投資には EBRD、EIB、KfW による支援が決定したものも含まれている（表 6.1-4 参照）。

5.2.6 支援ニーズと支援候補

送変電分野の支援ニーズを下記にまとめる。

- Ukrenergo の事業計画策定の前提条件となる M/P 策定を含めた送電線網の計画が、旧ソ連の手法であり現状に適應していない。このため適切な M/P の策定について支援を望んでいる。
- Ukrenergo による送電線設備診断報告書や現地視察の際のヒアリングでは、既存設備の老朽化が著しいことから、更新を優先課題として認識していた。
- 送電線への HTLS 電線の採用は、ニーズとしては捉えられなかった。

5.2.6.1 支援候補

- 国家電力システム計画掲載の案件のうち Ukrenergo が支援候補として希望するのは下記 5 項目（表 6.3-1 参照）。

支援候補	330 kV Adjalyk 変電所の更新
	330 kV Mykolaiivska 変電所の 330 kV と 150 kV 開閉装置更新、および 330 kV 送電線の建設と切替（約 7 km）
	330 kV Kozyatyn 変電所の更新
	330 kV Slobozhanska 変電所の新設と 330kV 架空送電線の建設と切替（94.6 km）
	220 kV Tsentrolit 変電所の 330 kV 昇圧（2×330/110 kV 200 MVA）と 330 kV

- EU 圏と連系がされている変電所への支援も重要視されることから、Ukrenergo との協議により国家電力システム計画に掲載の下記 2 項目も選定した（表 6.3-1 参照）。

支援候補	400 kV Mukachevo 変電所の 400/220 kV 400 MVA 変圧器増設
	330 kV Bogorodchani 変電所の主要機器更新と 330 kV 変電所内に未組立て状送電線の建設

5.2.7 まとめ

「ウ」国における送変電設備の老朽化は深刻な問題であるが、各変電所の職員の様々な工夫によって運転は継続されている。それらの老朽化した設備は順次更新されているものの、資金調達の面から計画が進んでいないプロジェクトも多数見受けられたが Ukrenergo からの図面・資料等による情報の開示は非常に限定的であり、変電所内での写真撮影も許可されず工事規模や仕様などで不明な部分は多く、プロジェクトの妥当性を検証することはできなかった。

また、新たな送電線設備の建設については「ウ」国内に送電線系統のマスタープランがないため、こちらの妥当性の検証もできなかったが、「ウ」国内送電線系統については EU 連系が計画されており、現在そのロードマップが欧州送電管理団体である ENTSO-E を含めて検討されている。

今後は、ロードマップが発表された後に新たに「ウ」国内の送電線開発計画を策定することが重要であると考えられる。

5.3 地域熱供給

「ウ」国では、日本とは異なり、熱源から導管を通じ、温水を暖房用の熱として各家庭、公共施設に配送しており、熱導管網が社会インフラとして形成されている。熱料金は電気や水道と同じく公共料金である。

5.3.1 分野の概要

寒冷地である「ウ」国では全世帯数の 43% に地域熱供給が導入されているが、その熱源の多くは天然ガスでありエネルギーセキュリティ上の懸念材料となっている。また、耐用年数が過ぎた非効率な設備が多数存在することによるエネルギー利用効率の低さ、低すぎる料金設定により設備更新の原資が得られないことや省エネへのインセンティブが働かないことも課題となっている。

国内の年間製造熱量は 109 百万 Gcal (2014 年) であり、そのうち約 60% がボイラ設備、約 30% が CHP 設備により賄われている。ボイラ施設は 3,510 箇所あるが、損失熱量は 13.5 百万 Gcal で製造熱量の約 14% を占める (表 7.1-1 参照)。熱供給事業の監督官庁は MRDBH でありライセンスの交付を行い、料金については規制委員会が認可を行う。事業主体は各地方政府による約 900 社の地域熱供給会社であり、熱の製造・購入・供給・販売を一貫して行っているが、MRDBH により熱製造と供給・販売を分離するアンバンドリングが進められている。また、CHP は 22 箇所あり約 80% が天然ガスを熱源としている。

5.3.2 Kyivenergo

Kyivenergo は、1930 年に設立された国営企業を前身とし、1998 年の民営化により DTEK の傘下となった企業である。キエフ市内を対象に自社が所有する設備による送配変電設備および熱供給設備による電気・熱供給事業と、キエフ市が所有する熱電供給設備とごみ焼却処分場の操業を行っており、キエフ市内におけるシェアは電気が 100%、熱が 75% である。

熱供給施設 (CT-1) は当初石炭焚きの CHP として操業開始したが、現在は天然ガス焚きの温水ボイラ 7 基として使用されている。通常は 4 基のみが運転されているが、フル稼働が必要となる

厳寒期でも排ガス規制により全台稼働は制限されている。2001年に承認された世界銀行クレジットにより煙突・ボイラ・水処理システムを調達したが、煙突以外は据付工事費用の手当てがなされず構内に放置されたままである。

5.3.3 Lvivteploenergo

Lvivteploenergo はリビヴ市が全額出資している熱供給公社である。市の南部の市街地には天然ガス焚きの CHP-1 があり、市の北部には当初石炭火力発電所として計画されたものの現在はガス焚きの温水供給プラントがあり、発電はしていないが CHP-2 と呼ばれている。それぞれの導管は接続していないが、両方の CHP を併せて市内の 5 分の 4 をカバーしている。

現在、EBRD が IHP (Individual Heat Point) の設置、木質バイオマスコジェネの導入、老朽配管の交換、SCADA の導入などの支援を計画しているが、リビヴテプロエネルゴとしては CHP-2 を石炭・廃棄物焚きへ転換して出力を增強し、CHP-1 と CHP-2 の導管を接続して CHP-1 を廃止する構想がある。

5.3.4 クルスカ CHP

「ウ」国西部の国営火力会社 Zakhidenergo の事業の一部をなすガス焚き CHP として 1967 年に建設が始まり、4 つのボイラが運転を開始した。その後クルスカ CHP 以外の発電事業は民営化されたが、クルスカ CHP は一時的な州の運営を経て Ukrinterenergo の事業に編入され現在に至り、周辺地域へ電力を供給している（熱供給は休止中）。なお、2008 年以降はロシア産天然ガスが高騰したため自己資金で No. 1/2 ボイラを瀝青炭焚きに改造したものの No. 3/4 ボイラはガス焚きのまま休止となった。

現在、クルスカ CHP では No. 4 タービンを背圧形から復水形に交換する改修を考えているが、投資額が約 25 億 UAH と高額で自己資金での対応が不可能なため F/S レポートを MECI に提出し MECI による改修または資金調達（融資）の検討を要請している。しかしながら、クルスカ CHP 自体が民営化対象リストからは除外されていないため、国家資産管理局は国家保証の執行に否定的である。

5.3.5 ドニプロドゼルジンスカ CHP

1932 年にガス+石炭の CHP として運転開始したが、1972 年にガス専焼となり現在は 10 基のボイラと 4 基のタービン（復水式および背圧式）により熱電併給（熱供給 330 Gcal/h、発電 47 MW）プラントとして寒冷期（10 月-4 月）のみ運転されている。熱は同市中心部と近郊のパグリスキまで供給、電気はドニプロスカ変電所に 150 kV 送電線で接続している。国営企業であるが民営化リストに掲載されている。

現在、瀝青炭・亜瀝青炭（パプログラッド盆地より鉄道輸送）焚きボイラ 1 基と復水タービン 1 基（いずれも「ウ」国内メーカーを想定）を新設し通年運転に変更する計画があり、F/S 着手承認申請を MECI 経由で閣僚会議に提出済みである。

5.3.6 ハリコフ CHP-3

1934年8月1日に石炭焼き CHP として運開したが1985年に天然ガスに転換した。Taganrog 製ボイラ8基と Kharkiv、Siemens 製などのタービン4基による CHP (熱供給1,353 Gcal/h、発電66 MW) に加え、熱供給ピーク用温水ボイラ5基 (計5,800 Gcal/h) がある。近代化計画としては、国家保証による世界銀行資金 (2012年契約) で No.3/4 の間に仮設置されたままとなっている Turboatom 製タービンを改造して20 MW 追加の予定である。その他、CHP-4 への発電設備の追加や、世界銀行融資による市内にある58箇所のボイラ室の近代化(入札中)や、排ガス熱回収による効率改善をリトアニア投資家と検討中である。

5.3.7 支援ニーズと支援候補

地域熱供給分野の支援ニーズを各事業会社ごとに下記にまとめる(表7.10-1、表7.10-2参照)。

5.3.7.1 Kyivenergo

Kyivenergo からは、キエフ市資産の熱供給設備を操業している観点から、以下の要望が示された。

支援候補	エコマイザーの設置
	350 kW 以上の熱供給ポンプへの流体継ぎ手の導入
	未更新の地域導管の更新
	ローカル熱供給拠点設置による集中熱源の撤去
	熱供給拠点 CT-1 の更新

5.3.7.2 Lvivteploenergo

現状の天然ガス CHP を石炭へ燃料転換したい考えがあるが、当初石炭火力 CHP として建設を開始した一部の設備が残置されたままであり石炭火力として利用可能な用地も確保されていることから、石炭焼きの100-150 MW 級の CHP を建設し、都市廃棄物を分別したうえで混焼したいとの要望がある。ただし、ボイラの規模として本邦企業が技術的優位性を有する超臨界圧から超々臨界圧技術の採用はできず、亜臨界圧ドラム式設備となる。また、この要望に沿い、発電向けボイラで一般廃棄物を混焼すると塩素分がボイラ内部を腐食するため、純石炭焼きの小型ボイラの建設が現実的な選択肢であろう。

支援候補	100-150 MW 規模の石炭焼き CHP の建設
------	----------------------------

5.3.7.3 クルスカ CHP

同 CHP は、No. 4 タービンを抽気背圧型から抽気復水形（110 MW）に交換し、ガス、重油専焼の No. 3/4 ボイラも今後の燃料費低減と利用率向上の改善から石炭焚きに改造したいと考えている。タービンについては本邦技術の活用余地はあるものの、ボイラは旧ソ連製であり OEM の基本設計・開発思想の踏襲が必要で、本邦技術による貢献は容易ではない。また、現在クルスカ CHP は民営化対象企業で国家保証の取り付けが困難であり円借款の適用にも難がある。

支援候補	No. 4 タービンを抽気背圧形から抽気復水形（110 MW）に交換
------	------------------------------------

5.3.7.4 ドニプロドゼルジンスカ CHP

同 CHP は、115 MW CHP 設備の新設計画はあるものの、設備は「ウ」国内メーカを想定しており MECI による F/S 実施の承認待ちの状態、特に本邦の支援への意向は示されなかった。

支援候補	特になし
------	------

5.3.7.5 ハリコフ州

ハリコフ CHP-3 は、他の CHP と同じく設備が古く全体的に更新したいとの要望があった。しかしながら、設備の構成が複雑で更新範囲までは示されず、今後の支援対象とする場合、対象範囲を明確にする必要がある。

ハリコフ州は、天然ガスを燃焼とした既設の CHP をバイオマス燃料（木くず、藁等）焚きのミニ CHP（電気出力 5 MW）に改造、また新設したい旨の要望があった。

支援候補	ハリコフ CHP-3 の更新
	バイオマス焚きミニ CHP の建設

5.3.8 まとめ

地域熱供給設備は、老朽化設備が目立ちボイラ設備・導管設備とも熱損失が大きく、遅かれ早かれ設備の更新が必要な状態である。しかしながら、地域熱供給事業は、地方政府あるいはその系列企業が行っているものがほとんどで、「ウ」国の直轄で行っているものでも民営化の対象となっている。各地方自治体の資産に対する円借款を行うためには、「ウ」国政府からの地方自治体の事業に対する国家保証が行わなければならない。現在、JICA では地方自治体に対する貸付制度（サブソブリン制度）は設けていないため、現在のスキームでは支援は困難である。

また、地域熱供給が主である CHP の場合、多くの場合、必要とする設備規模は大きくても 100-150 MW 程度である。このクラスのボイラの仕様は、必然的に亜臨界圧ドラム式になるものと思われ、この技術は本邦企業が特段優位な技術を持つ分野ではない。

天然ガスによる既設の CHP をバイオマス焚きに改造する要望に対しては、想定している燃料は木くず、藁などを想定しており、多様な燃料を焚くことが出来るボイラとしては、循環流動床ボイラが挙げられる。この技術は本邦企業も取り扱う分野であるが、海外勢に対し技術的優位性を有する分野とまでは言えない。

5.4 廃棄物発電

「ウ」国では、旧ソ連時代に4つの廃棄物焼却処理設備の計画があったが、設備の建設・運転に至ったものはキエフ市しかなく、また、キエフ市でもすべてが焼却処理されているわけではなく、「ウ」国では、基本的に廃棄物は埋め立て処分が継続されている。

5.4.1 キエフ市

5.4.1.1 キエフ市における一般廃棄物の概要

キエフ市およびキエフ州における一般廃棄物の発生量は、それぞれ1,089,000トンと263,000トン（2014年）である。キエフ市の廃棄物発生量は2005-2014年にかけて増加傾向にあるが、キエフ州の廃棄物発生量は特に増加傾向は示していない（図8.1-1参照）。

また、キエフ市において発生した廃棄物の平均密度は186 kg/m³であり、水分は39.04%、発熱量は1,500 kcal/kgであった。リサイクル可能な物質を除去すれば水分は48.3%に増加し、発熱量は1,300 kcal/kgとなり燃料としての質は低下するが、さらに非可燃物質、食品残渣を除去した場合は、水分は25%まで低下、発熱量は2,500 kcal/kgまで上昇するため発電燃料として利用可能である。本邦の廃棄物発電で実績のある廃棄物の水分範囲や発熱量と同等であった。

キエフ市ではKiev Commune Service (KCS)が2004年に設立され、主にキエフ市が管理している集合住宅（市の住宅管理事務局が管理）の廃棄物の管理を担っている。KCSによると、2014年にキエフ市で発生した廃棄物（約1.1百万トン/年）のうち、0.7百万トンはキエフ市が管理している集合住宅、残りの0.4百万トンはそれ以外から発生していた。また、キエフ市が管理している集合住宅から発生した0.7百万トンの廃棄物の処理方法は、焼却処理（23万-24万トン/年）、リサイクル（7万-8万トン/年）、埋立処理（36万トン/年）であった。

キエフ市には国内のリサイクル21施設のうち6施設がキエフ市に設置されているが、小規模であり主に手作業による分類が行われており、合計処理容量は年間10万-12万トン。この6施設がフル稼働した場合、キエフ市で発生する廃棄物量の約10%を処理することが可能である。キエフ市で現在稼働している最終埋立て処分場は第5最終処分場（一般廃棄物）と第6最終処分場（建設廃棄物）の2箇所である。いずれも廃棄可能容量を超過しており処理システムの改善が課題である。廃棄物管理業者は、キエフ市が設定した廃棄物管理タリフに基づきサービスを提供している。廃棄物管理タリフは廃棄物輸送・埋立処分に対して設定されている。タリフの財源は、市民から徴収した税金と市の補助金であるが、「ウ」国の他の都市と同様に廃棄物管理のタリフの料金設定が低く処分場の改修や近代化ができないことが課題である。

2015年末時点で、ペットボトルなど廃棄物となる製品を生産している企業が収集・リサイクルを実施する責任を有する法案があるが、成立の見込みは不明である。

5.4.1.2 エネルヒア廃棄物焼却処理場

キエフ市から排出される一般廃棄物の約 20-35%（年間 25 万トン-30 万トン）を処理できる能力を備えているが、埋め立て処分場の容量超過により、同規模の廃棄物焼却処理場が 2 箇所程度必要な状態にある。

2014 年に当処理場からの発生余熱をキエフ市の供給網に繋ぎ込みを行っており、現在は 167,000 Gcal の熱が利用されている。廃棄物の発熱量は設計値よりも低い 1,600-1,650 kcal/kg 程度であり、実際の発生蒸気量は計画値 40 t/h に対し 22-23 t/h と少ない。設備は古いですが、良くメンテナンスされており悪臭も発することなく正常に稼働していた。中央制御室も広く将来の増設にも対応できるスペースが確保されている。ただし、廃棄物貯槽は満杯状態にあり、容量不足のように見受けられた。

5.4.2 ドニプロペトロフスク市

5.4.2.1 ドニプロペトロフスク市における一般廃棄物の概要

ドニプロペトロフスク市およびドニプロペトロフスク州における年間廃棄物発生量はそれぞれ 307,000 トン（2013 年）および 2,593,000 トン（2014 年）であり、これは「ウ」国全体としても、標準的な発生量である（表 8.2-1 参照）。ドニプロペトロフスク市では、廃棄物発電の基礎データとして必要な性状および発熱量については分析を行っておらずデータは得られていないが、市内で発生する廃棄物の内訳は、食品残渣が 26%、市内路上収集ごみが 15%、プラスチック類が 13% などである（表 8.2-2 参照）。

ドニプロペトロフスク市では、市を 8 つの地域に分け入札により収集業者を決定しており、廃棄物収集業者は市民とそれぞれで契約を締結しているが、未回収料金によるごみ収集業者の負担が発生している。プラスチック系廃棄物の買い取り価格が近年 1 トン当たり 3,000 UAH から 12,000 UAH に上昇したため、一般市民レベルで廃棄物の分別の動きはあるものの、行政としての取り組みは現在のところ行っていない。

5.4.2.2 ドニプロペトロフスク市における埋立処分場

ドニプロペトロフスク市は、2011 年 11 月に、市から約 5 km の離れた場所に EU 基準に沿って Pravoberezhny 埋立処分場（面積 130 ha）を開設した。当面は当処分場を活用していく計画である。当処分場の開設以前は私企業が有する Kulebovka にある処分場が共用されていた。

5.4.3 ハリコフ州

5.4.3.1 ハリコフ州における一般廃棄物の発生量

ハリコフ市およびハリコフ州における年間廃棄物発生量は、それぞれ 443,000 トン（2014）および 2,172,000 トン（2015）でありほぼ一定である。

5.4.3.2 ハリコフ州における埋立処分場

ハリコフ州では、現在共用している最終埋立処分場は 2 箇所（Dergachi 地点、Kharkiv 地点）、建設中の処分場は 2 箇所（Lyubotin 地点（工事進捗 60%）、Bogoduhov 地点（工事進捗 90%））、その他、計画中の処分場は 6 箇所がある。さらに、ガス・液体の廃棄物処分場として 2 箇所を計画している。

このように、ハリコフ州は、廃棄物の最終処分は今後も埋立することを政策の柱としており、焼却処分は検討しているものの処理コストが上昇することからメリットはないと考えている。一方、最終処分場に持ち込まれた廃棄物を当該地で分別することによりプラスチックやガラス等を 2 次資源として回収、収益を得ることには価値を見出し、世界銀行からの 45 百万 USD の融資を受けて、最終処分場に分別設備の設置を計画しており、2016 年 6 月頃に入札を行い EPC コントラクトを決定する予定である。

5.4.4 支援ニーズと支援候補

廃棄物発電分野の支援ニーズを下記にまとめる（表 8.6-1、表 8.6-2 参照）。

5.4.4.1 キエフ市

キエフ市エネルギー廃棄物焼却処理場では、EU 基準に向けた ESP 以外の排ガス処理設備（脱硝および脱硫）の追設、背圧タービン発電機（出力 4 MW）による未回収熱の回収、同一敷地内への廃棄物焼却設備の増設である。また、キエフ市の廃棄物発生量、エネルギーの処理能力、埋立て処分場のひっ迫を考えれば、新たな場所に年間 35 万トンの廃棄物処理能力を有する廃棄物焼却設備（熱出力 120 MW、発電容量 40 MW 程度）の新設も必要となろう。

支援候補	4 MW の蒸気タービン発電機の設置
	既設工場への排ガス処理設備の追設
	既設工場への廃棄物処理系列の追加
	新設の廃棄物処理場の設置

5.4.4.2 ドニプロペトロフスク市

ドニプロペトロフスク市は、廃棄物の焼却処分は非常に前向きで重要な取り組むべき施策との認識であり廃棄物発電設備の設置の要望が示された。しかし、具体的な設備規模や廃棄物発電の重要なデータである廃棄物の発熱量は分析しておらず、焼却処分に対する基本的情報の収集をしている段階と見受けられたが、本邦における廃棄物処理行政に強い興味を持っており、調査団に

も関連する質疑が多くなされた。以上を踏まえ、以下の支援策を取りあげる。

支援候補	本邦の廃棄物処理行政に関する研修・キャパシティビルディング
	新設の廃棄物処理場の設置

5.4.4.3 ハリコフ州

ハリコフ州は、廃棄物の分別には関心はあるが、処理単価を上げなくてはならないとの内部結論を得ており、今後も焼却ではなく直埋処分を基本政策として、既に複数の埋め立て処分場を建設中あるいは計画中である。なお、新規処分場の設置にあたり、埋立処分場における持ち込みのレベルで分別設備を設置し、2次資源として売却する考え。このため、特に本邦技術が活用できる支援策候補は見受けられなかった。

支援候補	特になし
------	------

5.4.5 まとめ

廃棄物処理事業は、各地方自治体による取り組みであり、これらに対する円借款を行うためには、「ウ」国政府からの地方自治体の事業に対する国家保証が行わなければならない。このため、現在 JICA では地方自治体に対する貸付制度（サブソブリン制度）は設けていないため、現在のスキームでは支援は困難である。

また、廃棄物発電設備を取り扱い、「ウ」国に対する関心を有する本邦企業は、現在のところ見つかっていない。さらに、廃棄物発電設備では、一般的にはストーカ炉が使われるためこの技術は特に本邦企業が技術的な優位性を有する分野でもない。これまでの調査の結果、「ウ」国では、廃棄物発電に関する知見の収集を始めたばかりの段階にある。このため、「ウ」国の廃棄物行政に携わる方を招聘し、本邦の廃棄物処理に関する研修や設備視察等を通じたキャパシティビルディングを行い「ウ」国側の関心を高めること、さらには、本邦側によって「ウ」国の廃棄物発電マスタープランを作成することができれば、今後の本邦企業の参入を促す一つのきっかけになると思われる。

目 次

1	序論	1
1.1	調査の背景	1
1.2	調査の目的	2
1.2.1	調査対象地域	2
1.2.2	調査対象分野	2
1.2.3	調査内容とスケジュール	2
1.3	調査団の構成	6
1.4	現地調査の概要	7
1.4.1	エネルギーセクター全般	10
1.4.2	発電分野	10
1.4.3	送変電分野	11
1.4.4	地域熱供給分野	11
1.4.5	法律・規制	12
1.4.6	環境社会配慮	12
1.4.7	廃棄物発電調査	13
1.4.8	ドナー動向	13
1.4.9	その他機関の訪問	13
1.4.10	発電、送変電、熱の課題・支援策案に関するウクライナでの説明	13
1.4.11	民営化動向と国家保証	14
2	エネルギーセクターの概要	15
2.1	エネルギーセクターの組織・体制	16
2.1.1	行政体制	16
2.1.2	産業構造	17
2.2	エネルギー需給の現状と見通し	25
2.2.1	一次エネルギー供給	25
2.2.2	石炭	27
2.2.3	石油	32
2.2.4	天然ガス	34
2.2.5	電力	38
2.2.6	熱	42
2.3	エネルギーセクターの政策・方針	43
2.3.1	2035年までのエネルギー戦略のポイント	44
2.3.2	エネルギー需給の見通し	44

2.3.3	省エネルギーと温室効果ガス削減	49
2.3.4	組織改革	49
2.4	エネルギーセクターの改革	51
2.4.1	改革の全体像	51
2.4.2	国営企業の民営化	53
2.4.3	電力・ガスセクターの改革	59
2.4.4	エネルギー価格改革とメーターの設置	60
2.5	エネルギーセクターの課題	64
2.5.1	天然ガス	64
2.5.2	熱供給	66
2.5.3	石炭	67
2.5.4	電力	68
2.5.5	石油	69
2.5.6	エネルギー効率	70
3	エネルギーセクターの法制度および国際融資制度	71
3.1	エネルギーセクターの法・規制	71
3.1.1	ウクライナの立法行政体制	71
3.1.2	ウクライナの中央行政機関	71
3.1.3	ウクライナの法律分類	72
3.1.4	ウクライナの法・規制の種類と決定手順	72
3.1.5	インフラ建設に関連のあるその他の規制	72
3.1.6	主要なエネルギー・電力関連法・規制	73
3.2	電力設備の改修・新設の関連法規制	74
3.2.1	周波数安定性および負荷追従性の要求について	74
3.2.2	電力設備の改修・新設の法手続きとステップ	75
3.2.3	電力設備の改修・新設に必要な許認可に要する予想期間	77
3.3	エネルギーセクターに対する国際融資制度	78
3.3.1	国際融資による電力設備の改修・新設	78
3.3.2	ウクライナにおける国家事業認定の手順	80
3.3.3	地方自治政府案件における国家保証の取得	81
3.3.4	キエフ市の組織と日本からの資金支援プロジェクト	83
3.3.5	他の日本からの支援プロジェクト	85
3.4	他ドナーの支援の概要	87
3.4.1	欧州復興開発銀行	87
3.4.2	世界銀行	91
4	環境社会配慮	95
4.1	組織体制	95

4.1.1	中央政府	95
4.1.2	地方政府	95
4.2	ウクライナ環境法制度	96
4.2.1	環境保護法 (No.1264-XII, 1991年6月25日)	99
4.2.2	大気質保護法 (No.2707-XII, 1992年10月16日)	99
4.2.3	水法典 (No.213/95-BP, 1995年6月6日)	99
4.2.4	廃棄物法 (No.187/98-BP, 1998年3月5日)	100
4.2.5	石炭灰管理	100
4.3	ウクライナ環境基準	101
4.3.1	大気環境基準	101
4.3.2	発電セクターの大気質排出基準	101
4.3.3	騒音基準	105
4.3.4	水質基準	106
4.4	ウクライナの環境関係の法規制の流れ	108
4.5	EU基準との比較	109
4.6	ウクライナにおける環境承認	112
4.6.1	環境影響評価	112
4.6.2	環境影響評価報告書に含まれるべきカテゴリ	114
4.6.3	公聴会および情報公開	115
5	火力発電分野	116
5.1	Centrenergoの概要	116
5.1.1	設備老朽化の現状と支援策検討の背景	118
5.1.2	4つの改善提案	118
5.2	発電所の概要	119
5.2.1	Trypilska発電所	119
5.2.2	Zmiivska発電所	127
5.3	石炭火力発電分野の支援ニーズ	134
5.3.1	Trypilska発電所	134
5.3.2	Zmiivska発電所	135
5.3.3	Centrenergo	136
5.3.4	MECI	136
5.4	支援候補の検討	137
5.5	支援策実施にあたっての法規制・手続き	139
5.6	ウクライナへの周波数安定性および負荷追随性の要求	141
5.7	ウクライナの火力発電設備に要求される環境基準	142
5.8	日本企業の参入可能性	143
5.9	まとめ	144

5.9.1	総括	144
5.9.2	国家保証付与の可能性	144
5.9.3	日本企業のウクライナへの関心	144
5.9.4	環境社会配慮面での留意点	145
6	送変電分野	146
6.1	Ukrenergo の概要	147
6.1.1	組織体制	147
6.1.2	送変電設備の概要	149
6.1.3	ウクライナの系統運用	164
6.1.4	送変電 10 年計画 (2016-2025)	174
6.2	送変電分野の支援ニーズ	185
6.3	支援候補の検討	187
6.3.1	日本企業の参入可能性	190
6.3.2	支援策実施にあたっての法規制・手続き	191
6.3.3	環境社会配慮面での留意点	192
6.4	配電分野	193
6.4.1	配電分野の概要	193
6.4.2	キエフ市の配電の概要	194
6.4.3	キエフ市の配電分野の支援ニーズ	196
6.4.4	支援候補の検討	197
6.5	水力分野	198
6.5.1	Ukrhydroenergo の概要	198
6.5.2	水力分野の支援ニーズ	202
6.5.3	支援候補の検討	202
6.5.4	日本企業の参入可能性	202
6.5.5	概算事業費	204
6.6	まとめ	205
7	地域熱供給分野	206
7.1	熱供給の現状	206
7.1.1	組織体制	208
7.2	CHP の現状	210
7.3	Kyivenergo の概要	212
7.3.1	事業内容	212
7.3.2	大規模プロジェクト実績	214
7.3.3	熱供給施設 (CT-1) の概要	214
7.4	Lvivteploenergo の概要	216
7.4.1	CHP-1	217

7.4.2	CHP-2	218
7.4.3	改修計画	220
7.4.4	EBRD による Lvivteploenergo 支援	222
7.5	クルスカ CHP の概要	223
7.5.1	クルスカ CHP の設備と運営状況	223
7.5.2	改修計画	226
7.5.3	民営化の進捗状況	226
7.6	ドニプロドゼルジンスカ CHP の概要	227
7.6.1	ドニプロドゼルジンスカ CHP の設備の状況	228
7.6.2	改修計画	230
7.7	ハリコフ熱供給会社 CHP-3 の概要	230
7.7.1	設備の状況	231
7.7.2	改修計画	233
7.8	その他の政府株式保有地域熱供給会社の概要	234
7.8.1	SE Kryvyi Rih District Heating Plant の概要	234
7.8.2	PJSC Odessa CHP の概要	235
7.8.3	PJSC Kherson CHP の概要	236
7.8.4	PJSC Mykolaiv CHP の概要	237
7.8.5	Severodonetsk CHP の概要	238
7.9	地域熱供給分野の支援ニーズ	240
7.9.1	Kyivenergo	240
7.9.2	Lvivteploenergo	240
7.9.3	クルスカ CHP	240
7.9.4	ドニプロドゼルジンスカ CHP	240
7.9.5	ハリコフ CHP-3 およびハリコフ州	240
7.10	支援候補の検討	241
7.10.1	Kyivenergo	241
7.10.2	Lvivteploenergo	242
7.10.3	クルスカ CHP	242
7.10.4	ドニプロドゼルジンスカ CHP	242
7.10.5	ハリコフ CHP-3 およびハリコフ州	242
7.11	支援策実施にあたっての法規制・手続き	245
7.12	日本企業の参入可能性	245
7.13	まとめ	246
7.13.1	地域熱供給設備の改修・新設への融資	246
7.13.2	日本企業のウクライナへの関心	246
7.13.3	環境社会配慮面での留意点（地域熱供給分野）	247

8	廃棄物発電分野	248
8.1	キエフ市	248
8.1.1	キエフ市における一般廃棄物の発生量	248
8.1.2	キエフ市において発生する廃棄物の性状	249
8.1.3	廃棄物管理システムおよび廃棄物処理状況	250
8.1.4	キエフ市における廃棄物のリサイクルの状況	251
8.1.5	最終埋立処分場	251
8.1.6	廃棄物管理タリフ	252
8.1.7	エネルギー廃棄物焼却処理場の概要	252
8.2	ドニプロペトロフスク市	254
8.2.1	ドニプロペトロフスク市における一般廃棄物の発生量	254
8.2.2	ドニプロペトロフスク市において発生する廃棄物の性状	255
8.2.3	廃棄物管理システムおよび廃棄物処理状況	255
8.2.4	ドニプロペトロフスク市における廃棄物のリサイクルの状況	256
8.2.5	最終埋立処分場	256
8.2.6	廃棄物管理タリフ	257
8.3	ハリコフ州	257
8.3.1	ハリコフにおける一般廃棄物の発生量	257
8.3.2	ハリコフ州において発生する廃棄物の性状	258
8.3.3	廃棄物管理システムおよび廃棄物処理状況	258
8.3.4	ハリコフ州における廃棄物のリサイクルの状況	258
8.3.5	最終埋立処分場	259
8.4	廃棄物管理関係法案の改定動向	259
8.5	廃棄物発電分野の支援ニーズ	260
8.5.1	キエフ市 エネルギー廃棄物焼却処理場	260
8.5.2	ドニプロペトロフスク市	261
8.5.3	ハリコフ州	261
8.6	支援候補の検討	262
8.7	支援策実施にあたっての法規制・手続き	264
8.8	日本企業の参入可能性	265
8.9	まとめ	266
8.9.1	国家保証の付与の可能性	266
8.9.2	日本企業のウクライナへの関心	266
8.9.3	廃棄物発電 M/P の策定	266
8.9.4	環境社会配慮面での留意点（廃棄物発電分野）	267
付録	ウクライナのエネルギーセクター関連法・規制一覧	0

目 次

図 1.2-1 調査ステップ	2
図 1.2-2 業務全体のフロー	4
図 1.2-3 調査スケジュール	5
図 2.1-1 ウクライナの石炭産業	17
図 2.1-2 ウクライナの天然ガス産業	18
図 2.1-3 ウクライナの石油産業	19
図 2.1-4 ウクライナの電力供給体制	20
図 2.1-5 ウクライナの電力産業	21
図 2.1-6 2004 年当時のウクライナ電力関係会社（すべて 100% 国営）	22
図 2.2-1 一次エネルギー供給の推移	25
図 2.2-2 一次エネルギー供給の見通し	26
図 2.2-3 ウクライナの炭田分布	27
図 2.2-4 石炭の用途別需要の推移と見通し	31
図 2.2-5 石炭供給バランスの推移と見通し	32
図 2.2-6 ウクライナの石油パイプラインと製油所	33
図 2.2-7 ウクライナの石油供給バランスの推移と見通し	34
図 2.2-8 天然ガスの用途別需要の推移と見通し	35
図 2.2-9 ウクライナの天然ガスパイプライン網	36
図 2.2-10 天然ガス供給バランスの推移と見通し	37
図 2.2-11 発電電力量の推移	38
図 2.2-12 発電電力量の見通し	39
図 2.2-13 電力会社の発電能力の見通し	40
図 2.2-14 主要原子力および石炭火力発電所	41
図 2.2-15 運転開始年代別燃料別発電能力（自家発除く運転中の発電所）	41
図 2.2-16 熱供給量の推移と見通し	42
図 2.3-1 部門別 GDP の伸び率見通し	45
図 2.4-1 国営企業の管理フレームワーク案	54
図 2.4-2 持ち株会社による非民営化企業の管理構造	54
図 2.4-3 ウクライナ国営企業の統制系統図	55
図 2.4-4 家庭用電力料金の推移と引き上げスケジュール	60
図 2.4-5 家庭用ガス料金の推移と引き上げスケジュール	61
図 2.5-1 エネルギー効率比較	70

図 3.2-1 欧州の送電ネットワーク	74
図 3.2-2 電力設備の改修・新設に必要な許認可の業務フロー	76
図 3.2-3 電力設備の改修・新設に必要な許認可に要する予想期間（単位:月）	77
図 3.3-1 ウクライナにおける電力設備の改修・新設への国家保証融資事業の流れ	79
図 3.3-2 キエフ市収入内訳	81
図 3.3-3 リビヴ市収入内訳	81
図 3.3-4 キエフ市事業体制（エネルギーおよび下水道関係のみ）	83
図 3.4-1 WB のウクライナ地域熱供給プロジェクト(P132741)の位置図	94
図 4.1-1 ウクライナ環境保護関連組織図	96
図 4.4-1 ウクライナの環境規制法規の整備の流れ	108
図 5.1-1 Centrenergo が保有する発電所の位置	116
図 5.1-2 石炭火力発電所マップ	117
図 5.2-1 Trypilska 発電所の外観	120
図 5.2-2 No.4 蒸気タービン	120
図 5.2-3 発電所南方より見た灰捨場全景	121
図 5.2-4 Trypilska 発電所と灰捨場の位置図	121
図 5.2-5 環境設備の状況	122
図 5.2-6 制御室の状況	122
図 5.2-7 発電所の開閉所	123
図 5.2-8 Trypilska 発電所 年度別累計発電電力量（2011-2015 年）	126
図 5.2-9 Trypilska 発電所 ユニット毎累計発電電力量（2011-2015 年）	126
図 5.2-10 Zmiivska 発電所の外観	127
図 5.2-11 煙突からの排出状況（有色ばい煙を確認）	128
図 5.2-12 灰捨場全景	128
図 5.2-13 Zmiivska 発電所・灰捨場・冷却池 位置図	129
図 5.2-14 開閉所の状況	129
図 5.2-15 Zmiivska 発電所 年度別累計発電電力量（2011-2015 年）	132
図 5.2-16 Zmiivska 発電所 ユニット毎累計発電電力量（2011-2015 年）	133
図 5.6-1 速度静定時間と負荷対速度静定時間の関係	141
図 6-1 ウクライナの送電系統（概略）	146
図 6.1-1 Ukrenenergo 組織体制	148
図 6.1-2 ウクライナの地域別最高負荷と発電設備容量の比較	152
図 6.1-3 EU との連系地域	154
図 6.1-4 EU との連系地域（拡大図）	154
図 6.1-5 ウクライナ送電系統マップ（全体）	155
図 6.1-6 ウクライナ送電系統マップ（中央部地域）	156
図 6.1-7 ウクライナ送電系統マップ（北部地域）	157

図 6.1-8	ウクライナ送電系統マップ（南部地域）	158
図 6.1-9	ウクライナ送電系統マップ（南西部地域）	159
図 6.1-10	ウクライナ送電系統マップ（西部地域）	160
図 6.1-11	ウクライナ送電系統マップ（ドニプロペトロフスク地域）	161
図 6.1-12	ウクライナ送電系統マップ（ドンバス地域）	162
図 6.1-13	ウクライナ送電系統マップ（クリミア地域）	163
図 6.1-14	給電指令所別地域	169
図 6.1-15	Ukrenergo 給電指令体制図	170
図 6.1-16	EU 連系部の 2015/2016 年需給の冬季実績と夏季見通し	171
図 6.1-17	認証証明書・設計ライセンス(例)	174
図 6.1-18	ウクライナ 電気設備工事に 係わる技術基準 (例)	174
図 6.2-1	送変電支援候補	186
図 6.3-1	ウクライナ国内の IBA（濃緑エリア）および支援候補対象地（赤色）	193
図 6.4-1	屋内設置 110 kV GIS	195
図 6.4-2	最新式デジタル保護継電器盤	195
図 6.4-3	Kyivenergo 配電系統プロジェクトマップ（朱記部）	197
図 6.5-1	Dnister PSPP 位置	201
図 6.5-2	Dnister PSPP 位置（拡大）	201
図 6.5-3	ランナ設計見直し	203
図 6.5-4	動翼設計見直し	203
図 6.6-1	マスタープラン策定と事業計画フロー図	205
図 7.1-1	ウクライナの設備別製造熱量	206
図 7.1-2	ウクライナの地域別供給熱量(2014 年)	207
図 7.1-3	ウクライナの熱供給事業者と政府の関係	208
図 7.1-4	ウクライナの地域熱供給事業関係の組織体制	209
図 7.2-1	ウクライナの CHP プラントマップ	210
図 7.3-1	Kyivenergo CT-1 の外観	214
図 7.3-2	CT-1 の様子	215
図 7.3-3	WB クレジットによる調達設備（未設置）	215
図 7.4-1	CHP-1 の外観	216
図 7.4-2	CHP-1 設備の状況	218
図 7.4-3	CHP-2 設備の状況	219
図 7.4-4	現在のリビヴ市の熱供給システムの概要	220
図 7.4-5	将来計画ステップ 1：CHP-2 の燃料転換（ガス→石炭）	221
図 7.4-6	将来計画ステップ 2：CHP-2 と CHP-1 を接続し CHP-1 の廃止	221
図 7.5-1	クルスカ CHP の様子	225
図 7.6-1	ドニプロドゼルジンスカ CHP の外観	227

図 7.6-2 ドニプロドゼルジンスカ CHP の位置	227
図 7.6-3 ドニプロドゼルジンスカ CHP の様子	229
図 7.7-1 ハリコフ CHP-3 の外観	230
図 7.7-2 ハリコフ CHP-3 の様子	232
図 7.8-1 SE Kryvyi Rih DHP の位置.....	234
図 7.8-2 PJSC Odessa CHP の位置.....	235
図 7.8-3 PJSC Kherson CHP の位置.....	236
図 7.8-4 PJSC Mykolaiv CHP の位置.....	237
図 7.8-5 Severodonetsk CHP の位置.....	238
図 7.8-6 主要な CHP マップ	239
図 8.1-1 2005-2014 年のキエフ市およびキエフ州の廃棄物発生量 (単位: 千 m ³)	248
図 8.1-2 キエフ市における廃棄物管理の概要	250
図 8.1-3 エネルヒア廃棄物焼却処理場の外観	252
図 8.1-4 エネルヒアの熱供給用 CRT 画面	253
図 8.1-5 エネルヒア廃棄物焼却処理場の状況	254
図 8.2-1 Pravoberezhny 埋立処分場の状況	256
図 8.3-1 Dergachi 埋立処分場の状況	259

表 目 次

表 1.2-1 支援対象の評価の視点	3
表 1.3-1 調査団の構成と業務内容	6
表 1.4-1 第1回現地調査での主要訪問先	7
表 1.4-2 第2回現地調査での主要訪問先	8
表 1.4-3 第3回現地調査での主要訪問先	9
表 2.1-1 ウクライナのエネルギー関連省庁、機関	16
表 2.1-2 2014年現在のウクライナの発配電会社	23
表 2.1-3 ウクライナの熱生産能力(2010年)	24
表 2.2-1 ウクライナのエネルギーシナリオ区分	26
表 2.2-2 ウクライナの産地別石炭・褐炭埋蔵量(2000年1月1日時点、10億トン)	28
表 2.2-3 ウクライナの炭種別確認埋蔵量(2012年1月1日、百万トン)	29
表 2.2-4 ウクライナの炭種区分	29
表 2.2-5 ウクライナの主要石炭生産者の長期生産見通し(単位:千トン)	30
表 2.2-6 ウクライナの天然ガス燃料資源	34
表 2.3-1 2035年までのエネルギー戦略のポイント	44
表 2.3-2 エネルギー源別一次エネルギー供給量の見通し	45
表 2.3-3 燃料別発電能力と発電電力量の見通し	46
表 2.3-4 熱需要と燃料消費量の見通し	47
表 2.3-5 生産目標	47
表 2.3-6 2035年の想定エネルギーバランス表	48
表 2.3-7 組織改革のポイント	49
表 2.4-1 エネルギーセクター改革の目的と目標	52
表 2.4-2 エネルギーセクター改革の進捗状況	53
表 2.4-3 国営企業の数の推移	55
表 2.4-4 民営化対象の主なエネルギー企業	56
表 2.4-5 EU第3次エネルギーパッケージ	59
表 2.4-6 ガス利用区分とメーター取り付け期限	62
表 2.5-1 省エネ実現に必要な資金	70
表 3.1-1 主要なエネルギー・電力関連法・規制	73
表 3.3-1 国際融資機関による投資プロジェクトの国家保証取得手順	82
表 3.4-1 EBRDのエネルギー分野の主な支援状況	88
表 3.4-2 WBのエネルギー分野の主な支援状況	91

表 4.2-1	ウクライナの主な環境管理法制度	96
表 4.3-1	大気環境基準	101
表 4.3-2	浮遊粒子（ばいじん）の排出基準（mg/Nm ³ ）	102
表 4.3-3	SO ₂ 排出基準（mg/Nm ³ ）	103
表 4.3-4	NO _x （NO ₂ ）排出基準（mg/Nm ³ ）	104
表 4.3-5	CO 排出基準（mg/Nm ³ ）	105
表 4.3-6	環境騒音基準	105
表 4.3-7	水域における衛生的要求事項および水質汚染物質の最大許容濃度	106
表 4.5-1	浮遊粒子（ばいじん）の排出基準	109
表 4.5-2	SO ₂ 排出基準	110
表 4.5-3	NO _x （NO ₂ ）排出基準	111
表 4.5-4	NO _x および CO 排出基準（ガスタービンおよびガスエンジン）	112
表 4.6-1	段階別 EIA 手続き	113
表 5.1-1	4 つの改善提案メニュー	118
表 5.2-1	Trypilska 発電所ユニット一覧	124
表 5.2-2	Trypilska 発電所各ユニットの設備利用率	125
表 5.2-3	Zmiivska 発電所ユニット一覧（亜臨界圧ユニット；No. 1-6）	130
表 5.2-4	Zmiivska 発電所ユニット一覧（超臨界圧ユニット；No. 7-10）	131
表 5.2-5	Zmiivska 発電所各ユニットの設備利用率	132
表 5.3-1	Trypilska 発電所意見	134
表 5.3-2	Zmiivska 発電所意見	135
表 5.3-3	Centrenergo 意見	136
表 5.3-4	MECI 意見	136
表 5.4-1	石炭火力分野における支援候補案件の概要	137
表 5.5-1	主要な火力発電設備改修・新設の関連法・規制	139
表 5.5-2	火力発電設備の改修・新設の関連法規制	140
表 5.6-1	欧州送電協連盟（UCTE）から要求されている発電設備の制御能力	141
表 5.7-1	欧州の環境規制値推移（単位 mg/Nm ³ ）	142
表 6.1-1	ウクライナの送電線敷設状況	149
表 6.1-2	地域別給電指令所と管轄州	169
表 6.1-3	ウクライナ国内送電線設備に係わる主要設計院	173
表 6.1-4	送変電設備開発計画総括表（2016 年-2025 年）	176
表 6.1-5	送変電設備開発計画一覧表（2016 年-2025 年）	177
表 6.3-1	送変電分野における支援候補	188
表 6.3-2	主要な送変電設備改修・新設への関連法・規制	191
表 6.4-1	配電会社一覧表	194
表 6.5-1	Ukrhydroenergo の主な事業計画	200

表 6.5-2 主機費用	204
表 7.1-1 ウクライナの熱供給	208
表 7.2-1 ウクライナの CHP プラントリスト	211
表 7.3-1 Kyivenergo の事業実施状況	212
表 7.3-2 Kyivenergo CHP-5 と CHP-6 の設備容量	213
表 7.4-1 Lvivteploenergo の熱供給状況	217
表 7.4-2 Lvivteploenergo の財務状況	217
表 7.4-3 EBRD による Lvivteploenergo 支援内容	222
表 7.5-1 クルスカ CHP の概要	224
表 7.6-1 財務状況（百万 UAH、2014 年）	227
表 7.6-2 ドニプロドゼルジンスカ CHP の設備仕様	228
表 7.7-1 ハリコフ CHP-3 の設備仕様	231
表 7.10-1 Kyivenergo・CT-1 に対する支援候補	243
表 7.10-2 Lvivteploenergo、クルスカ CHP、ハリコフ州に対する支援候補	244
表 7.11-1 主要な地域熱供給設備改修・新設関連の法・規制	245
表 8.1-1 キエフ市およびキエフ州における廃棄物発生量	248
表 8.1-2 廃棄物の排出源毎の種類および発生量	249
表 8.1-3 キエフ市の最終埋立て処分場	251
表 8.1-4 キエフ市の廃棄物処理単価	252
表 8.1-5 エネルヒア廃棄物焼却処理場の設備仕様	253
表 8.2-1 ドニプロペトロフスク市およびドニプロペトロフスク州における廃棄物発生量	255
表 8.2-2 ドニプロペトロフスク市で発生する廃棄物の内訳（2016 年）	255
表 8.2-3 ドニプロペトロフスク市の廃棄物処理単価	257
表 8.3-1 ハリコフ市およびハリコフ州における廃棄物発生量	257
表 8.3-2 ハリコフ市で発生する廃棄物の内訳（年度不明）	258
表 8.6-1 キエフ市に対する廃棄物処理関連の支援候補	262
表 8.6-2 ドニプロペトロフスク市に対する廃棄物処理関連の支援候補	263
表 8.7-1 主要な廃棄物発電設備改修・新設関連の法・規制	264

1 序論

1.1 調査の背景

ウクライナ（以下、「ウ」国）政府は、エネルギー・石炭産業省（Ministry of Energy and Coal Industry of Ukraine : MECI）が策定した「2030年までのエネルギー戦略（Energy Strategy of Ukraine until 2030）」に基づき、ドナーの支援を受けながら、エネルギーセクターの課題に取り組んでいる。また、欧州基準のエネルギー関連の法的枠組みの批准が求められる「欧州エネルギー共同体条約（European Energy Community Treaty、2010年9月署名）」に基づき、エネルギー政策や制度のEU基準への適合を進めている。一次エネルギーについては、東部地域からの無煙炭の供給が不安定であるため、エネルギー安全保障の観点から、瀝青炭など自国の豊富な種類の石炭を有効活用することが求められている。電源構成については、石炭火力および原子力が8割近くを占めており、天然ガス、水力、再生可能エネルギーが残り占める。現在の電力供給は、ロシアからの天然ガスの供給停止により、ガス焚ユニットの運転停止による不足分を石炭焚発電で補っているが、さらに東部地域からの燃料炭の供給不足も重なり、需給状況はタイトである。電力輸送設備については、220/330 kVの架空送電線の35%が建設から40年以上を経過し、55%の変電所の機器は設計運転期間を越えるなどの老朽化の問題を抱えており、世界銀行（World Bank : WB）や欧州復興開発銀行（European Bank for Reconstruction and Development : EBRD）などドナーからの支援を受け、設備の更新などを進めている。また「ウ」国は寒冷な気候から特に都市部においては地域暖房システムによる熱供給が発達している。熱源の9割近くを占める天然ガスについては、ロシアからの供給が不安定なため、同国からの輸入依存度を減らし、地域暖房システムにおける燃料ガスの使用量削減やエネルギー利用の効率化などが喫緊の課題となっている。

2014年8月の茂木経済産業大臣（当時）とプロダン・エネルギー・石炭産業大臣（当時）の会談において、我が国は「ウ」国に対し、老朽化した石炭火力発電所の効率改善のための技術支援を行うことを表明し、既設石炭火力発電所の蒸気タービン効率・環境改善のため、（一財）石炭エネルギーセンター（Japan Coal Energy Center : JCOAL）による設備診断調査が行われ、九州電力は運転・保守（Operation and Maintenance : O&M）分野の総合診断で当該調査に参画した。新エネルギー・産業技術総合開発機構（New Energy and Industrial Technology Development Organization : NEDO）は、熱供給設備および熱電併給設備（Combined Heat and Power : CHP）の分野で、蒸気タービンの実証事業を実施している。またこれらの動きに先立ち、（一財）日本エネルギー経済研究所（Institute of Energy Economics, Japan : IEEJ）は国家エネルギーマスタープラン策定調査（2014-15年度）を実施している。現在のところ「ウ」国のエネルギーセクターへの円借款の支援実績はないが、石炭火力分野を中心に、我が国の関係機関による支援策の検討は引き続き行われている。

1.2 調査の目的

調査の目的は、前述「1.1 調査の背景」を踏まえ、「ウ」国のエネルギーセクターに対する円借款による具体的な支援候補案件を検討するための基礎情報の収集・整理である。

1.2.1 調査対象地域

調査対象地域は「ウ」国全土とし、視察等のための現地調査についてはキエフ市およびキエフ州近郊を中心に行いつつも、リビヴ市を始めとする西部地域、ハリコフ州やドニプロペトロフスク市などがある東部地域についても、熱供給設備や送変電設備、廃棄物発電への支援の可能性などについて調査した。なお、調査地域の選択については、安全面に配慮し、国際協力機構 (Japan International Cooperation Agency : JICA) と協議して行った。

1.2.2 調査対象分野

調査の対象分野は「エネルギーセクター全般」、「電力分野(火力発電、送電・変電)」、「地域熱供給分野(廃棄物発電分野を含む)」の3つであり、これらを「一次エネルギー」「組織・政策」「法律・規制」、「環境社会配慮」、「経済財務」、「各国ドナーの支援動向」などの観点で調査した。

1.2.3 調査内容とスケジュール

調査は図 1.2-1 で示すステップで実施した。ステップ毎の業務内容は、図 1.2-2 のフローチャートに示す。

1. 基礎情報収集

- ▶ 「ウ」国の一次エネルギー、電力および地域熱供給にかかる現状、政府の方針・意向、関連法・規制、関係機関の体制、具体的な支援ニーズ、他ドナーの最新の支援動向等を整理・確認する。

2. 案件候補発掘・整理

- ▶ 上記 1. を踏まえ、「ウ」国のエネルギーセクターに対する我が国による支援の妥当性／意義、事業性／収益性および本邦技術適用可能性の視点で候補案件をスクリーニングする。

3. リスト化・ロードマップ(案)

- ▶ スクリーニング結果について、各候補のリスク分析や支援策を実現するためのシナリオ分析を加え、短期(1-3年程度)、中期(4-5年程度)での実現可能性を踏まえ、支援策のロードマップ(案)を作成し、円借款候補案件を提案する。

出所：調査団作成

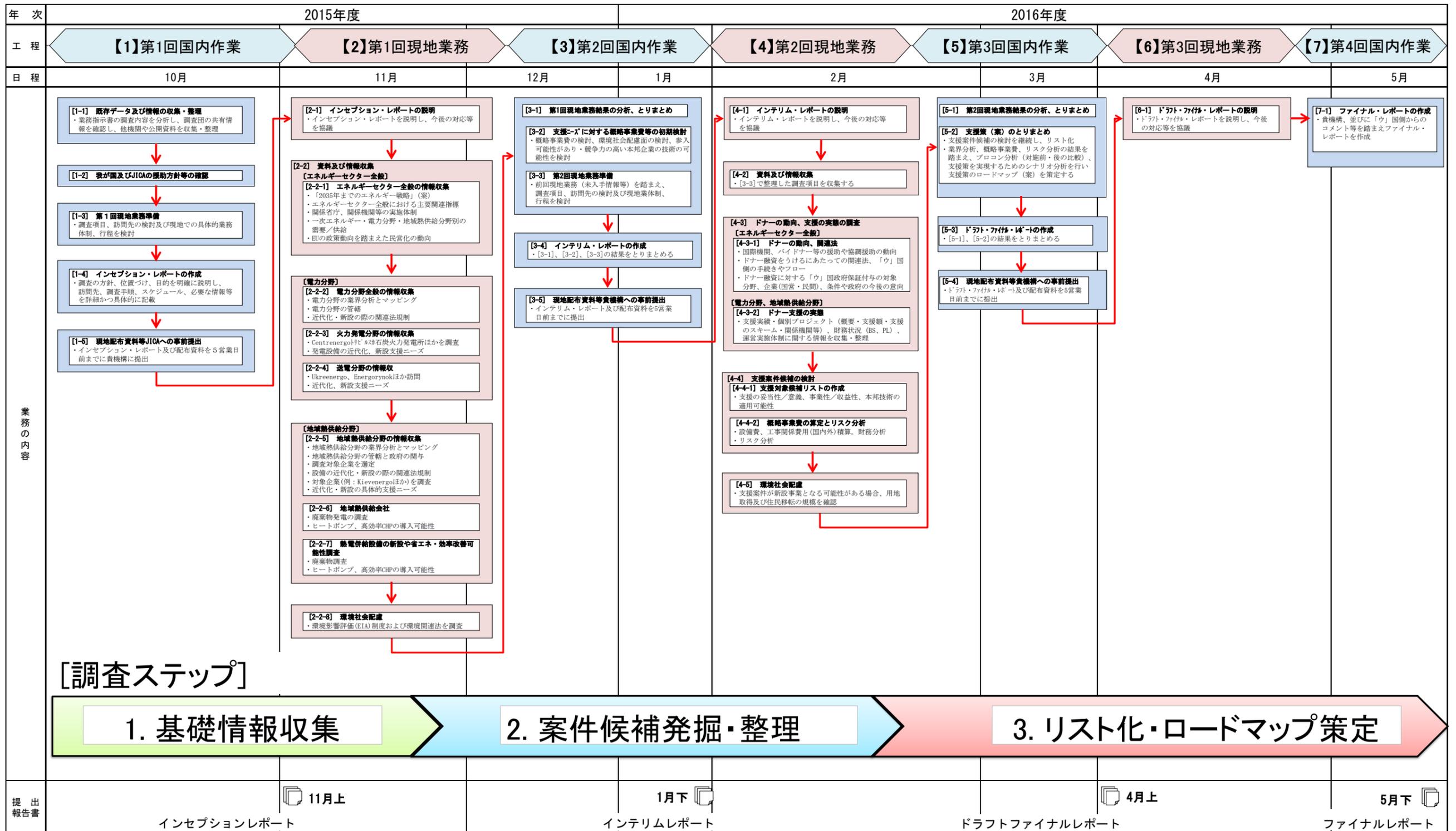
図 1.2-1 調査ステップ

図 1.2-1 「調査ステップ」の「案件候補発掘・整理」における支援候補案件のスクリーニングのための評価の視点を表 1.2-1 に示す。スクリーニングには、さらに可能な限りのリスク分析を加え、その低減や移転の可否、負担者なども含めて総合評価し、JICA との協議を踏まえ、最終的な支援対象リスト（案）を取りまとめた。

表 1.2-1 支援対象の評価の視点

視 点	項 目
支援の妥当性／意義	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 「ウ」国の政策、我が国支援方針との整合 ➤ 中央省庁および実施機関の意向（実施／借入） ➤ 法制面など円滑な支援に必要な条件整備 ➤ 他ドナーの検討有無と協調融資の可能性 ➤ 国家保証の有無 ➤ 環境社会配慮
事業性／収益性	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 業界分析を踏まえた対象案件の事業性・成長性 ➤ 概算事業費（投資コスト、収益、運営費等） ➤ 事業者の体制、財務や経営状況、技術・運営能力
本邦技術の適用可能性	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 本邦企業の「ウ」国での投資や輸出の意向 ➤ 導入に必要な関連インフラや輸送方法、据付、メンテナンスの可否、マテリアルの供給等 ➤ 他国の競合によるコストや技術面での代替可能性の有無（競争力）

出所：調査団作成



出所：調査団作成

図 1.2-2 業務全体のフロー

本調査のスケジュールを図 1.2-3 に示す。

作業項目	2015年				2016年				
	9	10	11	12	1	2	3	4	5
【1】第1回国内作業									
[1-1]既存データ及び情報の収集・整理		□							
[1-2]我が国及びJICAの援助方針等の確認		□							
[1-3]第1回現地業務準備		□							
[1-4]インセプション・レポートの作成		□							
[1-5]現地配布資料の貴機構への事前提出		□							
【2】第1回現地業務									
[2-1]インセプション・レポートの説明			■						
[2-2]資料及び情報収集			■						
【3】第2回国内作業									
[3-1]第1回現地業務結果の分析、とりまとめ				□					
[3-2]支援ニーズに対する概略事業費等の初期検討				□					
[3-3]第2回現地業務準備				□					
[3-4]インテリム・レポートの作成				□					
[3-5]現地配布資料の貴機構への事前提出				□					
【4】第2回現地業務									
[4-1]インテリム・レポートの説明					■				
[4-2]情報収集、調査					■				
[4-3]国際援助機関(ドナー)の動向、支援の実態の調査					■				
[4-4]支援案件候補の検討					■				
[4-5]新設案件の場合の環境社会配慮					■				
【5】第3回国内作業									
[5-1]第2回現地業務結果の分析、とりまとめ						□			
[5-2]ドラフト・ファイナル・レポートの作成						□			
[5-3]次回現地配布する資料の貴機構への事前提出と承認受領						□			
【6】第3回現地業務									
[6-1]ドラフト・ファイナル・レポートの説明							■		
【7】第4回国内作業									
[7-1]ファイナル・レポートの作成								□	
報告書の提出									△
					①	②	③		④

凡例： ■ 現地調査期間 □ 国内作業期間 △ 報告書等の説明

①インセプション・レポート ②インテリム・レポート ③ドラフト・ファイナル・レポート ④ファイナル・レポート

図 1.2-3 調査スケジュール

1.3 調査団の構成

調査団の構成と業務内容を表 1.3-1 に示す。

表 1.3-1 調査団の構成と業務内容

氏名	担当	業務内容
瀧野 裕 (九州電力)	総括／電力開発 計画策定	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 総括/安全管理責任者 ▶ 調査方針・内容・計画の策定 ▶ エネルギーセクター全般の情報収集、分析 ▶ 電力開発計画の情報収集、分析 ▶ 調査対象機関との対外折衝、再委託先の監督 ▶ ドナーの動向、上位計画との整合を踏まえたエネルギーセクター全般の円借款支援候補案件の検討・提案
三原 道生 (九州電力)	火力発電計画(1) ／熱電併給計画	<p>[熱電併給計画]</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ 地域熱供給分野の情報収集、分析 ▶ ドナー支援実績・個別プロジェクト等の情報収集、分析 ▶ 課題、支援ニーズ確認、実施方針・体制、概算事業費検討 ▶ 熱供給/熱電併給/廃棄物発電の支援策の検討
坂本 康典 (九州電力)	火力発電計画(2)	<p>[火力発電計画]</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ 火力発電分野(石炭、ガス)の情報収集、分析 ▶ 既存発電所の運営状況、環境対策、改善計画等情報収集、分析 ▶ ドナー支援実績・個別プロジェクト等の情報収集、分析 ▶ 課題、支援ニーズ確認、実施方針・体制、概算事業費検討 ▶ 火力発電分野の支援策の検討
窪田 富雄 (JCOAL)	法律・規制	<ul style="list-style-type: none"> ▶ エネルギーセクター全般の法律・規制の情報収集、整理 ▶ EU政策に対する国内法制度等の対応状況 ▶ 設備近代化等のための技術面、手続き面の関連法規制調査 ▶ EU基準適合に係る国内基準、体制等の確認、整理 ▶ ドナー融資を受けるにあたっての関連法や手続き、国家保証付与の条件や関係法律等
久谷 一朗 ／ 本蔵 満 (IEEJ)	一次エネルギー	<ul style="list-style-type: none"> ▶ エネルギーセクターの主要関連指標、課題、政府の方針等の整理 ▶ エネルギーセクター関係省庁・機関の確認 ▶ 「第3次エネルギーパッケージ」等のEU政策を踏まえた民営化やガスセクターの「アパルトリッド」の動向、方針の確認 ▶ 一次エネルギー(石炭、ガス)取引価格、熱、電力(FIT¹含む)の卸売価格の現状・推移の調査 ▶ エネルギーセクター全般に関する国際機関、ドナー等の援助や協調援助の動向
月本 清隆 (九州電力)	送電	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 送電、変電の情報収集、分析 ▶ 送電線、変電所の運営状況、環境対策、改善計画等情報収集、分析
大橋 圭一郎 (西技開発)	変電	<ul style="list-style-type: none"> ▶ ドナー支援実績・個別プロジェクト等の情報収集、分析 ▶ 課題、支援ニーズ確認、実施方針・体制、概算事業費検討 ▶ 送電、変電分野の支援策の検討
吉田 勝美 (九州電力)	経済財務	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 電力分野の既設改修や新設などの支援策のプロコン分析(投資コスト、運営維持管理、投資回収効率等)およびリスク分析 ▶ ドナー支援を受けている火力発電、送電・変電、熱供給機関等の財務分析
鈴木 洋平 (ERM 日本)	環境社会配慮/ 廃棄物調査	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 環境社会配慮関係法制度全般とEU基準適合状況の確認 ▶ 環境影響評価(EIA²)作成の必要性を含む環境許認可プロセス、大気汚染物質の国内基準と現状、設備新設の場合の用地取得・住民移転の規模の確認 ▶ キエフ市における廃棄物収集現況および課題を確認

¹ Feed In Tariff

² Environmental Impact Assessment

1.4 現地調査の概要

調査計画（前述、1.2.3「調査内容とスケジュール」参照）に沿って、現地調査を3回実施した。

(1) 第1回現地調査

2015年11月22日(日)から12月13日(日)にかけて、第1回目の現地調査を実施した。MECIに、インセプション・レポートで取り纏めた調査目的、基本行程の概略を説明し、各訪問先との面談調整などの側面支援を要請し、「ウ」国政府のエネルギー関係機関や電力、地域熱供給会社などを訪問した。主な訪問先は表1.4-1のとおりである。

表 1.4-1 第1回現地調査での主要訪問先

<ul style="list-style-type: none"> ➤ 「ウ」国政府エネルギー関係機関 エネルギー・石炭産業省 (MECI) : 石炭・エネルギー政策全般 地方開発・建設・住居担当省 (MRDBH) : 熱需要動向 国家エネルギー利用効率向上・削減推進機関 (SAEE) : 地域熱供給等の国家支援状況 石炭エネルギー技術研究所 (CETI) : 褐炭など低品位炭活用の研究状況 キエフ設計院 : 技術基準、工事や設備の導入手続き ➤ 「ウ」国関係機関 [電力] 国営石炭火力発電会社 (Centrenergo) : 発電・燃料需給 国営水力発電会社 (Ukrhydroenergo) : 水力・揚水計画 国営送配電会社 (Ukrenergo) : 送電・変電 国営卸電力機関 (Energorynok) : 卸電力取引動向 [地域熱供給] キエフ市熱供給会社 (Kyivvenergo) およびキエフ市 : 熱、熱電併給設備 (CHP) 関係 国営ガス会社 (Naftogaz) および同子会社 (VuglesynteZgaz) : 天然ガス需給・ガスセクターの民営化動向 ➤ 援助機関 欧州復興開発銀行 (EBRD) : ドナーの支援動向 ➤ 地方のエネルギー関連設備等 Trypilska 発電所 : キエフ市近郊の Centrenergo 保有の石炭火力発電所 Zmiivska 発電所 : 「ウ」国東部ハリコフ州にある Centrenergo 保有の石炭火力発電所
--

出所 : 調査団作成

第1回調査では基礎情報の収集(前述、図1.2-1「調査ステップ」参照)を行い、具体的な支援ニーズについてヒアリングを行った。

(2) 第 2 回現地調査

2016年2月10日(水)から2月27日(土)にかけて第2回調査を行った。第1回調査の結果を踏まえた JICA の要望を反映し、キエフ市の熱電供給の課題や配電、廃棄物発電の可能性に関する調査を深掘り実施した。

さらに Ukrenergo の総括給電指令所や西部地域の送変電設備の視察および国家エネルギー利用効率向上・削減推進機関(State Agency on Energy Efficiency and Energy Saving: SAEE) の紹介を受け、リビヴ市の熱電併給設備を視察した。また、WB、EBRD の活動状況、民営化動向や国家保証など、エリア、内容ともに幅広く調査した。

表 1.4-2 第 2 回現地調査での主要訪問先

<ul style="list-style-type: none"> ➤ 「ウ」国政府エネルギー関係機関 エネルギー・石炭産業省 (MECI) : 石炭・エネルギー政策全般 地方開発・建設・住居担当省 (MRDBH) : 熱需要動向 ➤ 「ウ」国関係機関 [電力] 国営石炭火力発電会社 (Centrenergo) : 発電・燃料需給 国営水力発電会社 (Ukrhydroenergo) : 水力・揚水計画 国営送配電会社 (Ukrenergo) : 送電・変電 [地域熱供給] キエフ市熱供給会社 (Kyivenergo) およびキエフ市 : 熱、熱電併給設備 (CHP) 関係 ➤ 援助機関 欧州復興開発銀行 (EBRD) : ドナーの支援動向 世界銀行 (WB、IBRD および IFC) : ドナーの支援動向 ➤ 地方のエネルギー関連設備等 Lvivteploenergo : 「ウ」国西部リビヴ市の地域熱供給会社 クルスカ CHP : 同西部クルスカ市にある国営の熱電併給会社 Zakhidnoukrainska 変電所ほか : Ukrenergo の西部地域拠点変電所およびローカル変電所
--

出所：調査団作成

(3) 第3回現地調査

2016年4月14日(日)から4月28日(木)にかけて第3回調査を行った。第2回調査において、支援策案の取り纏めがほぼ完了したことを踏まえ、第3回の最終調査については、JICAの要望を反映し、地方の廃棄物発電の可能性や熱供給などさらに幅広く調査するため、ドニプロペトロフスク市やハリコフ州の関連設備の視察や行政担当者へのヒアリングを行った。

さらに、第2回調査で視察した西部地域の送変電設備の運用を統括しているUkrenergoの西部地域給電指令所(リビヴ市)や、東部ドニプロペトロフスク州の拠点変電所および送電指令所(地域給電指令所の下位)を視察し、「ウ」国東西の送変電設備や給電体制を幅広く調査した。

対象分野毎の現地調査結果の概要を表1.4-3に示す。

表 1.4-3 第3回現地調査での主要訪問先

- | |
|---|
| <ul style="list-style-type: none"> ➤ 「ウ」国政府エネルギー関係機関
エネルギー・石炭産業省 (MECI) : 石炭・エネルギー政策全般 ➤ 「ウ」国関係機関
[電力]
国営送配電会社 (Ukrenergo) : 送電・変電 ➤ 地方のエネルギー関連設備等
ドニプロドゼルジンスカ CHP : 「ウ」国東部ドニプロドセルジンスクの地域熱供給会社
ハリコフ熱供給会社 CHP-3 : 同市の25%の熱供給を行う主要熱電併給会社
東部廃棄物関係行政機関 : ドニプロペトロフスク市、ハリコフ州
西部地域給電指令所 (Western Power System) : Ukrenergoの西部5州の給電指令所
Zaporizka 変電所 : ドニプロペトロフスク地域の拠点変電所および関連の送電指令所 |
|---|

出所：調査団作成

1.4.1 エネルギーセクター全般

MECIによると、2015年7月に「2035年までのエネルギー戦略草案」を閣議承認用にMECIが作成したものの、国家統計局の統計データの信憑性の問題が判明したため、現在、海外の専門家を招聘し、手法も含め統計の改善を行っているとのことであった。したがって政府が承認した「エネルギー戦略」は現時点では存在しない。このため本調査ではMECI作成の「エネルギー戦略」の草案をベースに「ウ」国のエネルギー戦略等を後述する。なお、MECIは2016年上期には「戦略」を確定したいと考えている。

東部地域の紛争による国内無煙炭供給のひっ迫は深刻化しており、石炭火力の新設、あるいは改造を行う場合、政策的には瀝青炭利用の拡大が必要であるとMECIは考えている。石炭政策や国営石炭火力発電会社（Centrenergó）に石炭の高効率利用や運転技術などの助言を行っている石炭エネルギー技術研究所（Coal Energy Technology Institute：CETI）によると、無煙炭不足を補うため、瀝青炭の利用推進策等をCentrenergóの発電所で検討したり、実際に試したりしているものの、コストを含め期待どおりの効果がなかなか上がらず、今後は瀝青炭ボイラの導入を積極的に推進すべきと回答している。

1.4.2 発電分野

火力発電分野についてはCentrenergó本社、Trypilska発電所およびZmiivska発電所を訪問し、設備視察も含めた現状把握と課題・支援ニーズに関する意見交換を行った。短期・中期的な支援策として調査団から打診し、カウンターパートからも概ね賛同が得られたのは「タービン改修」、「制御装置更新」、「環境装置更新」、「開閉所のガス絶縁開閉装置（Gas Insulated Switchgear：GIS）の導入」であった。また、長期的な支援策ニーズとしては、発電所のスクラップ・アンド・ビルドも含めた新設であった。

発電所新設の主な理由は、国内発電設備の大半が運転開始後40年を超える老朽設備となり、発電効率の低迷だけでなく、EUが求める環境基準にも適合が難しくなっていること、また東部紛争による国内無煙炭供給のひっ迫により、今後政策的にはボイラの改造や発電所の新設などにより、瀝青炭利用の拡大を図る必要があることなどが挙げられ、MECIやCETIとのヒアリングにおいても指摘された。

なお、支援策の効果に関する経済効果を分析するため、現状の発電所や設備毎の費用をヒアリングしたものの管理会計が導入されておらず、かつ機密事項であることから当該情報の開示は不可との意向を確認した。このため、改善提案に関する投資費用等を本邦メーカーのヒアリング等により試算するにとどめたが、必ずしも現地費用を考慮していないため概算費には留意が必要である。

また水力発電分野については、Dnister揚水発電所の第2期工事（No. 4-7（1,296 MW））の資金協力について、Ukrhydroenergoから支援要請が打診された。当該発電所は発電機7機を設置する計画で貯水池整備などの土木工事が完了し、第1期工事（No. 1-3（計972 MW））は2016年に完了予定である。第2期工事については、現在のところ他ドナーとの融資交渉は行っていない。

いとのことであった。水力発電については、金額や規模、社会環境面での各種確認が必要になり、短期的な支援の枠組みの意思決定は難しいものの、日本の発電機技術の先進性など特徴をUkrhydroenergo に説明した。

1.4.3 送変電分野

送変電分野は、Ukrenergo 本社を訪問し、課題と支援ニーズについてヒアリングを行った。第1回現地調査時点では、設備計画の大半についてはドナーなどからの資金調達の目途が立っており、日本側への支援要請は特段ないとの反応であったため、最新の送変電設備の10年計画(2016-25年)を再度Ukrenergoにてレビューし、本邦支援を期待する案件の提示を依頼した。その結果、開発可能性調査(Feasibility Study:F/S)済み案件1件を含む5件の概要が示された。

第2回目においては、さらに西部地域のEUに連系している拠点変電所の視察をUkrenergoより推奨され、更新計画もある3変電所を視察した。

また、Ukrenergo本社での面談において「10年計画を毎年作成し、承認申請を実施しているものの、その事業計画についてはその前提条件となるマスタープラン(Master Plan:M/P)策定を含めた送変電設備の計画が、旧ソ連の手法を採用しており、現状に適応していないものであると認識している。このため調査団には適切なM/Pの策定について支援が必要である」とのコメントが示された。

第3回調査においては、第2回調査での地域拠点の視察結果等を踏まえ、支援要望案件を7件に取り纏め、これをUkrenergoの支援要望案件とすることでUkrenergo、MECIより了解を得た。また、本調査を通じて示されたUkrenergoからの技術協力要望に対してJICA本部が打診した送電保守技術の協力プロジェクトのアウトライン検討については、関心が示された。

本調査では、Ukrenergo本社での情報収集や総括給電指令所の視察のみならず、EUに唯一連系している西部地域の給電指令所や拠点変電所、並びに「ウ」国の工業生産拠点であるドニプロペトロフスクの拠点変電所等と視察し、東西「ウ」国全般の設備や運用状況を確認し、支援策候補の絞り込みを行った。

1.4.4 地域熱供給分野

地域熱供給分野は、首都キエフ市の熱供給のみならず、電力供給も併せて行うKyivenergoを訪問し、課題と本邦からの支援ニーズを確認した。その結果、自社保有の老朽化した配電や変電設備、熱供給配管などの更新ニーズはかなりあるものの、民間企業(DTEK社が75%、国が25%出資)であり、これまで無借金経営でドナー支援を受けた実績がないため、国家保証を取り付けられるか不明であるとのコメントが出された。調査団としては、第2回目の現地調査においては、支援ニーズの深掘りと、国家保証の可否について法律・規制の面から詳細を確認し、また政府の意向についてもヒアリングを行った。またキエフ市は、従来埋め立て処理していた廃棄物の焼却処分による熱供給のポテンシャルが見込まれることが判明したため、第2回現地調査においては廃棄物管理から発電利用の可能性について調査した。

地方開発・建設・住居担当省（Ministry of Regional Development, Building and Housing : MRDBH）によると、天然ガスの輸入価格と小売価格との逆ザヤにより、国営銀行や国営ガス公社である Naftogaz および地方のガス配給会社である Oblgaz に膨大な負債が積み上がっており、特に建築物および一般家庭での損失が非常に大きいため、今後は省エネ推進が「ウ」国の喫緊の課題であると認識している。このため「ウ」国は省エネ戦略や計画の策定機能を MRDBH に、具体的な施策の立案・実施を、MRDBH 傘下の SAEI に持たせ、欧米ドナーの支援を受けつつ省エネ活動の加速化を図っていた。

Kyivenergo（DTEK 最大株主で民営化対象）やリビヴ市の傘下で Lvivteploenergo が運営する熱供給施設、ハリコフ市の熱供給会社 CHP-3、国営で運営されている西部のクルスカ CHP、ドニプロドゼルジンスカ CHP を視察し、現状と支援ニーズを確認した。実際の支援の実施については、民営化や国家保証等が課題、リスクとなるため、このような観点を考慮し、支援策候補を整理、評価した。

1.4.5 法律・規制

「ウ」国のエネルギーや電力関係の法律・規制は、「ウ」国独立後も旧ソ連時代の法令、技術基準の多くが継承されており、一方で EU 基準への適合等の動きを踏まえて整備されはじめている関係法令が混在している。このため発電所の新設や設備の改造などを行う場合、複雑で体系立てられていない「ウ」国の法律・規制全般を理解し、旧来の手続きや認証取得などで歴史的に実績のある設計院のアドバイスが欠かせない。

このため調査団は、「ウ」国の電力インフラのエンジニアリングで豊富な実績を持ち、現在 NEDO のタービン実証プロジェクトをサポートしているキエフ設計院を訪問し、申請のステップや法規制・手続き面でのポイント等をヒアリングした。さらに「ウ」国のエネルギーセクターにおいて、ドナーなど海外機関による融資が行われる際の手続きについても調査を行っている。現在、「ウ」国のエネルギーセクターは送電部門や原子力発電部門を除き、急速に民営化を進めているため、事業者が円借款などドナー融資を受ける際の国家保証取り付けの条件や対象、手続き等の詳細情報を、本調査において調査・整理した。

1.4.6 環境社会配慮

発電所や熱供給設備など、エネルギーセクターのインフラ建設や運営の際に留意すべき「ウ」国の環境規制や基準について、環境天然資源省（Ministry of Ecology and Natural Resources: MENR）等を訪問しヒアリングを行った。MENR によると、EU 加盟条件として、「ウ」国は EU/2010/75 (on industrial emissions (integrated pollution prevention and control)) を実行することが要求されているが、現時点においては EU/2010/75 を満たすための法改正の動きはない。しかしながら 2018 年 1 月 1 日以降は、新設および改造等を行う発電所については、EU/2010/75 の適合が求められるため、関係法令の整備が進められるとのことであった。

1.4.7 廃棄物発電調査

第1回現地調査では、キエフ市の廃棄物管理を所掌する行政組織 Kiev Commune Service や「ウ」国で唯一唯一稼働中の一般廃棄物処分場(第5)を運営し、廃棄物の収集・処理を手掛ける Kiev Spets Trans、エネルギー廃棄物焼却処理場を視察、ヒアリングを行った。

第2回調査では、段階的に整備されている環境規制のEU基準と「ウ」国内の規制との絡みやEIAの手順、また広範でかつ整理された公表データが少ない廃棄物管理については、当該分野の知見が豊富な CDM Engineering 社(現地再委託先)を活用し、第2回調査で補足収集を行った。

さらに、本調査の当初計画では、将来の廃棄物発電の導入可能性が期待できそうなキエフ市の廃棄物行政のみを対象として調査する方針であったが、ある程度経済規模があり、廃棄物の焼却やその後の熱電利用の可能性が見込めそうなドニプロペトロフスク州、ハリコフ州にある関連の施設を訪問し、地方の廃棄物行政の最新の意向を積極的に探った。

1.4.8 ドナー動向

エネルギーセクターの各分野へのドナーの支援動向については、EBRD によると「ウ」国の送電分野と熱供給、省エネ分野への欧米ドナーの支援が積極的になされているとを確認した。第2回調査においては、支援状況のリスト化と、案件形成アプローチが JICA 同様に国家保証を必要とする WB と、優良な地方都市であれば国家保証を求めず融資等実施(サブソブリン)する EBRD のアプローチについて、最新の熱電併給分野の支援事例を確認しつつ調査した。

一方でこれらドナーの支援を実際に受けているリビヴ市やキエフ市、「ウ」国政府の交渉窓口である MRDBH にも欧米ドナーの支援動向をインタビューした。

1.4.9 その他機関の訪問

上記のほか、一次エネルギー、政策面の観点で経済発展商業省 (Ministry of Economic Development and Trade: MEDT)、国営ガス公社 (Naftogaz) および同子会社 Vuglesyntezi gaz、熱有効利用などの省エネを推進している Ukresco、発電所工事など請け負う大手ゼネコンの UTEM、「ウ」国の海外向けエネルギー事業の効率的展開を目的に設立された国営発電エンジニアリング公社 Ukrinterenergo などを訪問し、調査結果に取り纏めた。

1.4.10 発電、送電、熱の課題・支援策案に関するウクライナでの説明

発電の課題、支援策案について調査団より Centrenergo に説明したところ、基本了解を得られ、さらに今後は設備の大半が老朽化してきていることを踏まえ発電所の新設や設備の抜本的な更新が必要であり、日本の技術力による支援を要望された。MECI もこれに基本同意した。また送電、熱に関する課題、支援についても MECI、MRDBH、SAEE からは了解が得られた。

1.4.11 民営化動向と国家保証

第1回調査時、MECIはCentrenergoの民営化について「2016年中を想定しているものの、プロセスの透明性が保証されないのであれば、拙速に行うべきでない」とコメントしていたが、第2回調査の最中の2月24日、Centrenergoの具体的な民営化プロセスが国家資産管理局(State Property Fund: SPF)によって開始され、大規模修繕などのための投融資や関連の国家保証の取り付けは事実上不可能となった。本件を第2回調査後にJICA本部に報告し、Centrenergoが支援対象から外れることを説明した。

2 エネルギーセクターの概要

「ウ」国のエネルギーセクターの行政は、石炭や天然ガス、石油、電力が MECI、熱電供給が MRDBH、省エネルギーが一次エネルギー、政策面の観点で MEDT の担当となっている。

エネルギー需給の面では、「ウ」国は無煙炭を中心とした豊富な石炭資源を有するほか、石油や天然ガス、原子力発電の燃料となるウランも生産している。このように「ウ」国は比較的エネルギー資源に恵まれているものの、ロシアと親ロシア分離派による東部地域における紛争と支配が一次エネルギー供給の難題となっている。すなわち、無煙炭は東部地域、天然ガスはクリミア半島やその周辺海域に多く賦存しており、それらを有効に活用することが出来ない状態となっている。

ロシアとの対立は、特に天然ガス供給において先鋭化している。天然ガスは「ウ」国にとって重要な暖房用エネルギーであるが、供給の多くをロシアからの輸入に依存していた。この天然ガス供給の量や価格を巡る争いは重要な政治問題となっており、天然ガス供給のロシア依存から脱却することによって、ロシアから政治的、経済的に自立することを強く目指している。そのため、天然ガスの欧州からの輸入や原子力発電の強化、瀝青炭利用の検討といった様々な供給面の対策を講じている。

脱ロシアの動きは、2010年9月の欧州エネルギー共同体条約署名にも見て取れる。条約の署名によって「ウ」国はエネルギー供給の様々な面で欧州の支援を受けられるようになった。しかしそれと同時に、国営企業の民営化や電力・ガス市場の自由化、汚職撲滅に代表される様々な局面における透明性の向上など、痛みを伴う改革を強いられることにもなった。

様々な改革の中でも難易度が高くかつ重要だと考えられるのは、補助金を廃止するエネルギー価格の合理化と考えられる。従来、エネルギー価格はコストを下回る安価な水準に設定されており、このことは、エネルギー企業によるインフラへの再投資を阻害してきたうえに、消費者の省エネルギー意欲を削ぐことにもなっていた。寒冷な気候から暖房用のエネルギー消費が増えざるを得ないことを加味したとしても、「ウ」国のエネルギー効率は他国と比較して極めて低い。エネルギー供給のロシア依存度を引き下げるためにはエネルギー効率の向上が不可欠であり、これを実現するためにはエネルギー価格の引き上げが必須である。この問題は以前から指摘されてきたものの、国民感情に配慮した政治判断によって長く放置されてきた。ロシアとの対立の先鋭化やエネルギー供給不足に対する危機感の高まりによって、エネルギー価格引き上げに向けてようやく動き出している。

エネルギー価格の問題に加え、1991年の旧ソ連崩壊以降の混乱は、「ウ」国のエネルギーインフラ投資を減退させた。旧ソ連時代の「ウ」国は周辺諸国へのエネルギー輸出基地として機能していたが、旧ソ連崩壊以降の経済低迷によるエネルギー需要の減少も相まって、「ウ」国は大量の老朽化した余剰設備を抱えている。これらの設備を適切に整理、更新していくことが求められている。

2.1 エネルギーセクターの組織・体制

2.1.1 行政体制

「ウ」国の最終的なエネルギー政策の決定機関は閣僚会議（Cabinet of Ministers）であり、政策の調整や国営エネルギー企業の監督を行っている。エネルギー政策は高度に政治的な問題であり、政策決定プロセスには議会および大統領が関与する。エネルギー政策に係る省庁、機関を表 2.1-1 に示す。

表 2.1-1 ウクライナのエネルギー関連省庁、機関

省庁、機関	役割
Ministry of Energy and Coal Industry	エネルギー供給政策策定、エネルギー政策に関する政府間の調整、議会へのアドバイスを行う
Ministry of Regional Development Building and Housing	地方レベルの政策、プログラム策定を行う。熱供給事業を管轄する
Ministry of Ecology and Natural Resources	炭化水素開発のライセンス、生産分与契約、気候変動政策を担当する
State Environmental Investment Agency	京都議定書および UNFCCC ³ Convention で規定された対策を実施する
Ministry of Finance	エネルギー関連税制を担当する
Ministry of Economic Development and Trade	省エネ政策をリードし、実行責任を負う。これらは省庁、機関で共有される
State Agency on Energy Efficiency and Energy Saving	MEDT 傘下であり、省エネ、再生可能エネルギーの促進機関
National Commission for State Regulation of Energy and Public Utilities	天然ガス・電力市場および熱供給部門の独立規制機関
Anti-Monopoly Committee	公正取引委員会
State Nuclear Regulatory Inspectorate	原子力施設運転の規制機関。ウラン鉱山、放射性廃棄物貯蔵、Chornobyl 廃止が含まれる

出所：IEA 2015

³ United Nations Framework Convention on Climate Change：国連気候変動枠組条約

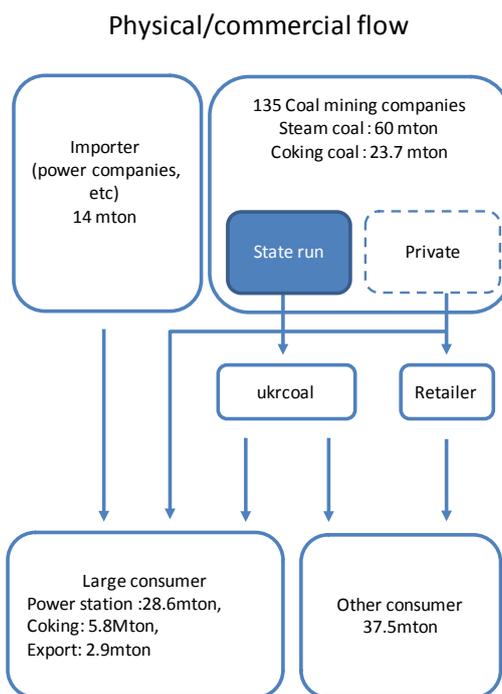
2.1.2 産業構造

(1) 石炭産業

石炭の主要産地は、東部のドネツク炭田（ドンバス地方）、ポーランド国境に近いリビウ／ボリン炭田、中東部のドニエプル炭田などである。炭鉱はもともと国営であったが、民営化の進展により国営炭鉱は減少し続け、現在では民営炭鉱の生産量が国営のものを上回る状況になっている。民営炭鉱では DTEK が運営するものが最大規模であり、同社は生産した石炭を自社グループの石炭火力の燃料などとして使用している。

国営炭鉱で生産した石炭の販売価格は規制されている一方、民間炭鉱による販売価格には規制がなく、相対交渉によって決まる。一般的に、民間炭鉱による販売価格の方が国営炭鉱のそれよりも高い。

石炭輸入は一般炭と原料炭ともに自由化されており、参入は自由である。発電用では、従来は Centrenergo（火力発電）、Donbasenergo（火力発電）、Defnova（CHP）といった事業者が輸入を行っていたが、現在はロシアからの輸入がなくなり、Centrenergo のみである。コークス製造用の原料炭は、多様な企業が輸入を行っている。



注：網掛けは国営企業を表す。
出所：MECI handbook, 2013 data

図 2.1-1 ウクライナの石炭産業

(2) 天然ガス産業

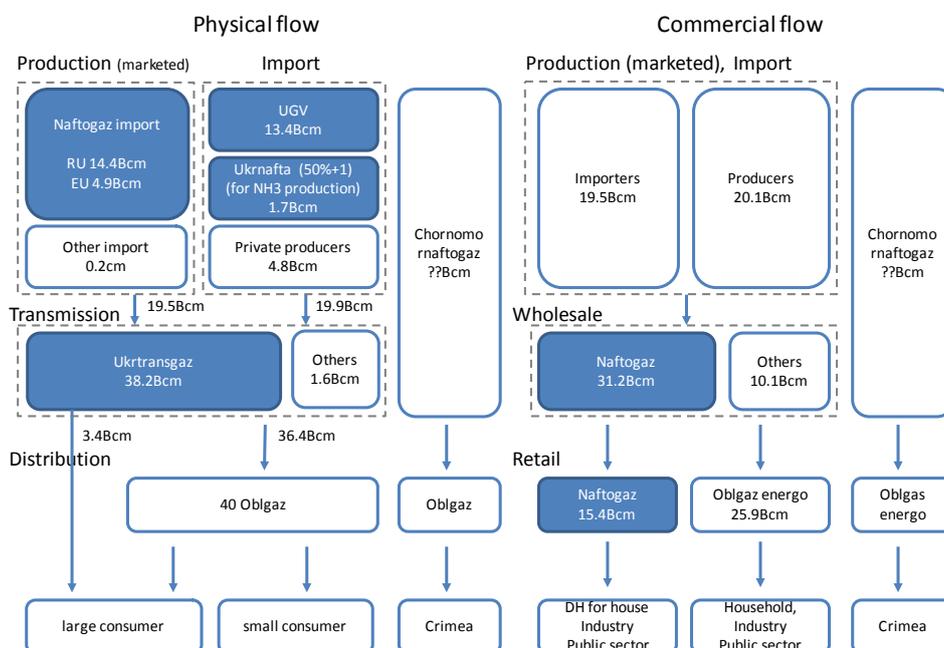
国内で上流開発を行うライセンスは MENR が発行しており、現在 170 社がそれを有している。このうち、生産量が多いのは国営 Naftogaz の子会社である UGV (Naftogaz 100%) および Ukrnafta (Naftogaz 50%+1 株) である。ただし Ukrnafta が生産した天然ガスは全てアンモニア製造用に供給される。

天然ガス輸入は自由化されており、実際に民間企業 DTEK など輸入を行っているがその量は僅かであり、大部分は Naftogaz によるものである。

国内生産あるいは輸入された天然ガスは、Naftogaz 子会社の Ukrtransgaz が高压導管で輸送する。Ukrtransgaz は地下貯蔵設備を所有し、運用も行っている。産業用の大口消費者向けには、Ukrtransgaz から高压で直接供給を行う場合もある。

各都市には地域供給会社として Oblgaz があり、低压導管を用いて最終消費者にガスの供給、販売を行っている。この時、最終消費者とのガス取引は Oblgaz energo が行う。以前は、Oblgaz 株式の多くを Naftogaz が保有していたが、現在はその多くが民間に売却され、数社の例外を除いて Naftogaz は少数株主である。Naftogaz が直接ガスを販売するのは、一般家庭用に熱を供給している地域熱供給会社や産業および公共設備である。Oblgaz energo は一般家庭と産業および公共設備にガスを供給している。

これらの流れとは別に、クリミア自治共和国では独自の供給構造がある。天然ガス生産は Chornomornaftogaz が行い、Oblgaz を通じて最終消費者に供給される。Chornomornaftogaz は Naftogaz の子会社であったが、2014 年のロシアによる東部地域の支配以降は Naftogaz による管理が出来ない状態となっている。



注：数値は出所のとおり。四捨五入などで合計は一致しない。網掛けは国営企業を表す。

出所：Naftogaz Annual Report 2014

図 2.1-2 ウクライナの天然ガス産業

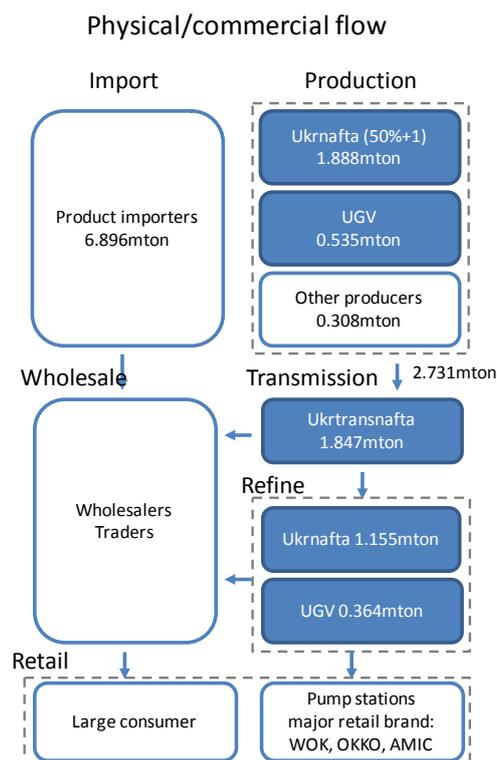
(3) 石油産業

石油市場は自由化されており、原油輸入、卸売および小売とも参入規制や料金規制はない。

国内で原油生産を行う企業は天然ガスと同じである。パイプラインによる輸送は、国営 Naftogaz の子会社 Ukrtransnafta が行っている。近年、ロシア産原油の欧州向けトランジット量が減少しており、輸送パイプライン能力の余剰感が高まり、また通過料収入の減少が問題となっている。

製油所は全国に 7 箇所あるが、2015 年末時点で稼働しているのは「ウ」国最大の Kremenchuk 製油所と Shebelynsky コンデンセート製油所の 2 箇所のみである。国産原油を精製しているが、稼働率はそれぞれ 6.5%と 40%（2014 年）と極めて低い⁴。稼働低迷の要因の一つは、製油所が民営化後に設備投資が行われなかったことである。民営化後に各社がコスト削減のために設備改修や高度化のための投資を減らした結果、例えば隣国ベラルーシからの輸入製品に対する価格競争力を失った。

小売を担うガソリンスタンドは、ブランド別には民族系の WOK、OKKO およびオーストリア資本の AMIC が大手である。



注：数値は出所のとおり。四捨五入などで合計は一致しない。
網掛けは国営企業を表す。

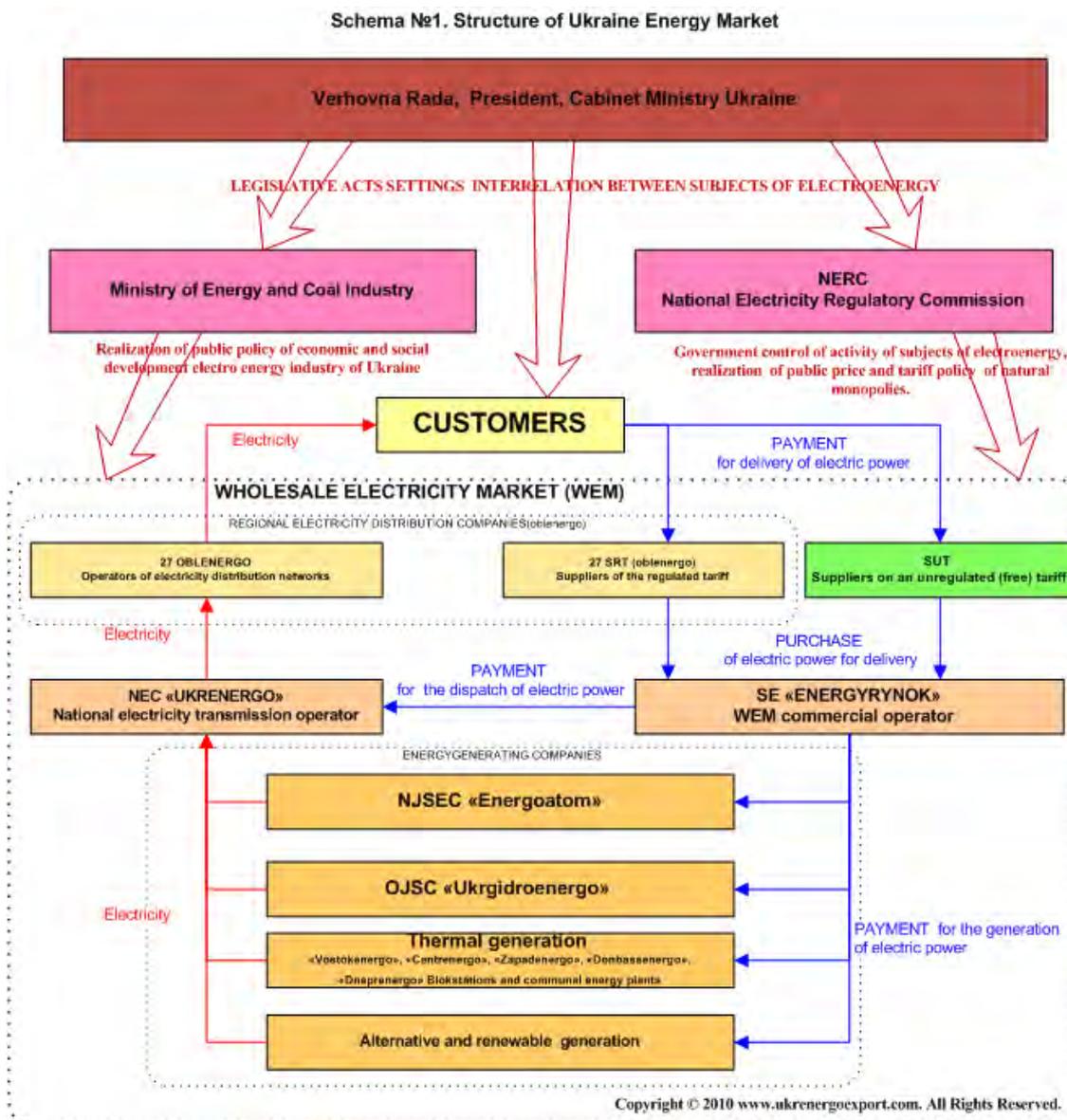
出所：Naftogaz Annual Report 2014

図 2.1-3 ウクライナの石油産業

⁴ Naftogaz, Annual Report 2014

(4) 電力産業

「ウ」国の電力供給体制は、イギリスのプール市場を参考として 1996 年に卸電力市場 (Wholesale Electricity Market: WEM) が導入され、現在に至る。



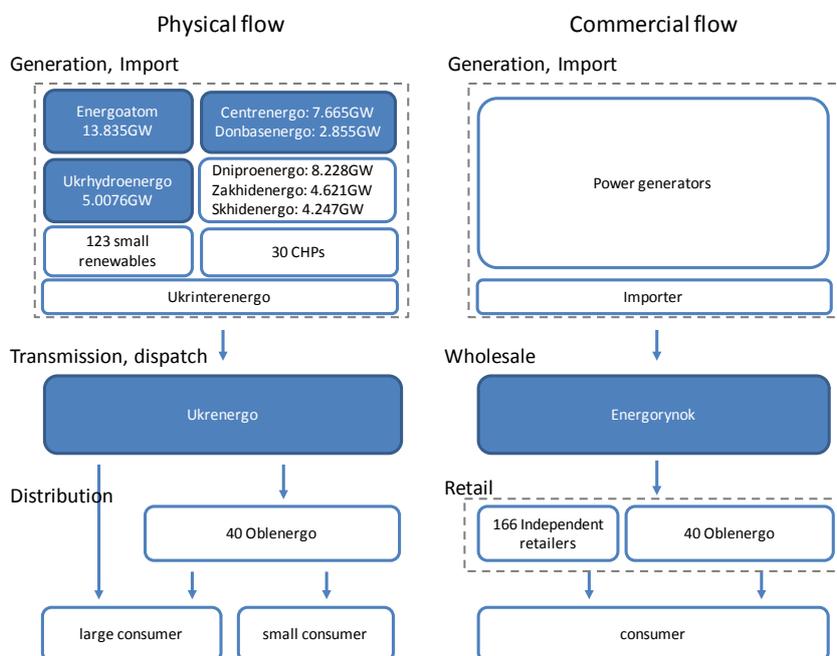
出所：Ukrenergexport ホームページ

図 2.1-4 ウクライナの電力供給体制

この体制のもとでは、大統領および閣僚会議により定められる国家経済・産業政策に基づき、MECI が電力インフラ開発計画の立案および実施を、エネルギー規制委員会 (National Commission for regulation in the energy and utilities: NKREKP と呼称) が単一の電力卸売市場である WEM に対する料金規制や許認可を担当している。

WEM における電力購入者は国営の Energorynok のみであり、また国営の Ukrenergo が電圧階級 220 kV 以上 750 kV 以下の基幹送電系統を一括して保有・運用している。また、原子力 (Energoatom)、水力 (Ukrhydroenergo)、5 大火力 (Centrenergo を含む国営 2 社、民間 1 社、官民 JV2 社) の発電会社や小規模発電事業者は何れも Ukrenergo に対して送電する。送電部門は、一部例外を除いて Ukrenergo の独占であり、同社はクリミア地域を除く 7 つの送電システムを運営している。発電会社から受電した電力を、基幹送電系統を通じて、各州および特別市に 1 つずつある国内 42 の配電会社 (Oblenergo) に送電し、各配電会社は各需要家に対して電力供給を行う。発電会社のうち原子力や水力は国営であるが、火力は DTEK 等の民間企業が参入しており、国営である Centrenergo および Donbasenergo についても民営化される予定である。

一方、高圧系統に接続する 20 MW 以上の電力と輸入電力は、Energorynok が全量を買取るいわゆるシングルバイヤー制度の下、Energorynok が買い取る価格は規制されているが、火力発電による電力は入札によって買い取る。Energorynok が買い取った電力は規制料金で地方配電会社および独立系の小売り事業者に売られ、最終消費者に販売する。配電会社は原則として許認可を受けた約款に基づく契約を需要家と締結し電力料金を徴収することとなっているが、独立系事業者は、日間・週間・月間の需要が均等である等所定の条件を満たした需要家に対し、一般向け (for population) 約款とは異なる料金での提供が認められている。需要家から電力料金を徴収した配電会社や独立系事業者は、Ukrenergo に対して託送料金として送電システム利用コストを支払うとともに発電会社に対しては買電料金の支払いを行う。なお、独立系事業者のひとつである Ukrenergoexport は「ウ」国内の規制対象外需要家への売電に加え、国外の需要家に対する売電も行うことが認められている。



注：網掛けは国営企業を表す。

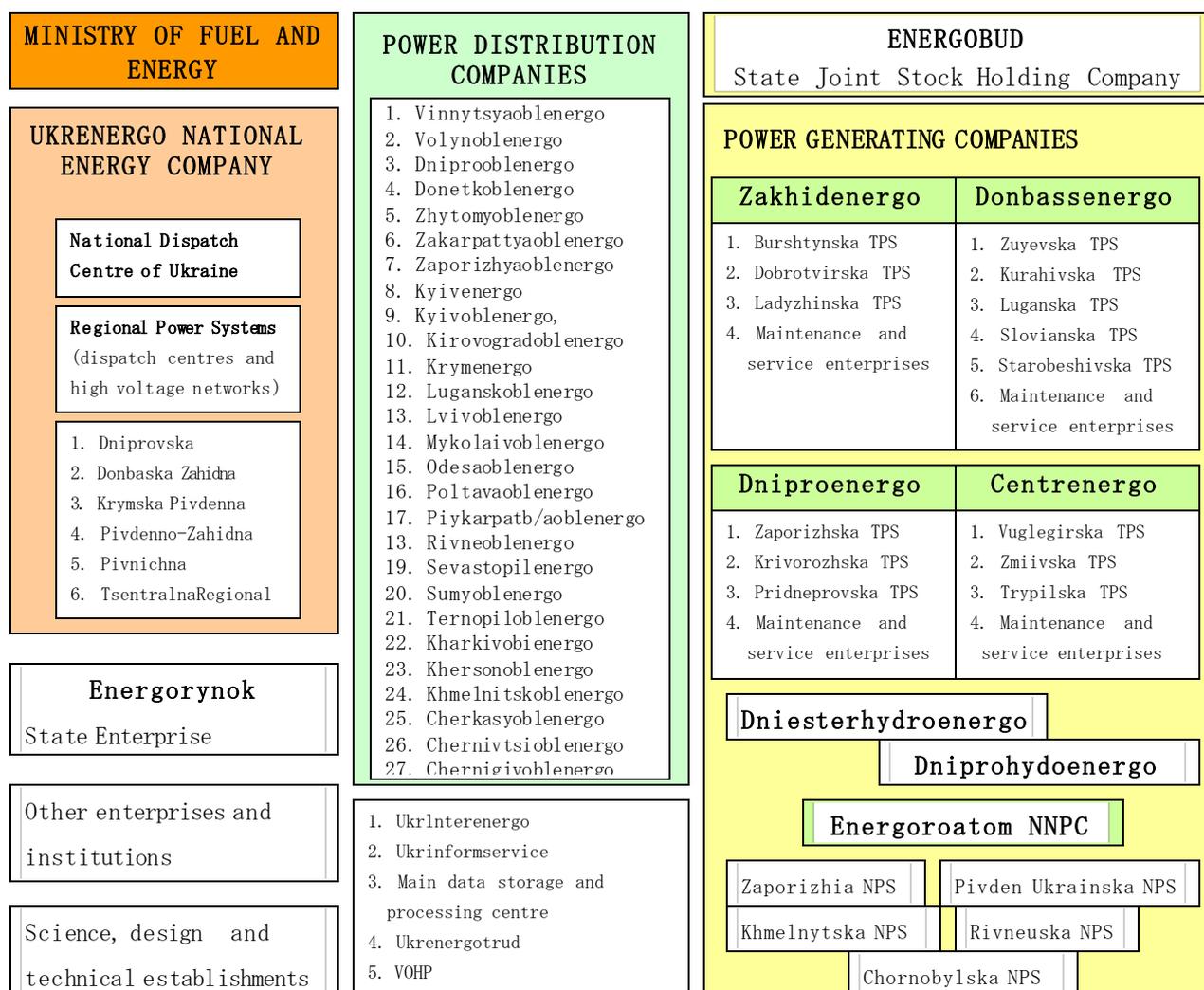
出所：MECI handbook, 2013 data; JEPIC, 2014; Energorynok, MECI

図 2.1-5 ウクライナの電力産業

「ウ」国独立後の民営化の推進により、エネルギーセクターにおいても原子力、水力発電を除いて株式の民間譲渡が行われている。しかしながら、現在はロシアとの紛争により民営化が遅れ気味であるため、政府は2016年に民営化率を高める政策を打ち出しているが、株式譲渡先としてロシア資本および国内財閥（オリガルヒ）の排除を表明しているため、適当な資本提携先が見つかるかは先行き不透明である。

図2.1-6は2004年当時の「ウ」国の発配電会社の一覧であるが、当時はすべて100%国営会社であった。一方、表2.1-2に2014年現在の「ウ」国発配電会社を示すが国有株比率は大幅に低下し民営化は進展している。

なお、EUが2009年以来「ウ」国に要求しているガス・電力供給での生産者と輸送者が同一であってはならないとするアンバンドリング（上下分離）策の方向性については、現在の「ウ」国法・規制にはまだ表れていない。



出所：調査団作成

図 2.1-6 2004 年当時のウクライナ電力関係会社（すべて 100%国営）

表 2.1-2 2014 年現在のウクライナの発配電会社

事業分野	会社名	国有株比率
水力発電	Ukrhydroenergo	100%
	Dnister Pumped-Storage Power Station	87.4%
火力発電	Centrenergo	78.3%
	DTEK Zakhidenergo	25%
	DTEK Dniproenergo	25%
	Kyivenergo	25%
	DTEK Skhidenergo	0%
	Donbasenergo	25%
配電	Vinnytsiaoblenergo	75%
	Volynoblenerho	75%
	Zakarpattiaoblenergo	75%
	Dniprooblenergo	75%
	Khmelnytskoblenergo	70.1%
	Krymenergo	70%
	Mykolaivoblenergo	70%
	Chernivtsioblenergo	70%
	Donetskoblenergo	65.1%
	Kharkivoblenergo	65%
	Zaporizhiaoblenergo	60.3%
	Luhanskoblenergo	60.1%
	Ternopiloblenergo	51%
	Cherkasyoblenergo	46%

出所：Ukraine's Top 100 State-Owned Enterprises by MEDT 2014

(5) 熱供給産業

熱供給事業の大部分は地方自治体が行っている。ただしキエフ市のように、設備は市が所有するものの、その運営は民間主体の Kyivenergo が行うような例もある。2015 年 11 月末時点で、地域熱供給の事業許可を受けているのは 243 社で、これらで市場のおよそ 98% を占めている。

地域熱供給の熱源としては CHP、火力発電所、原子力発電所、産業排熱などがある。表 2.1-3 に「ウ」国の熱生産能力を示す。

表 2.1-3 ウクライナの熱生産能力 (2010 年)

熱源	ユニット数	熱生産能力 (千 Gcal/h)
火力発電所	15 (14、2016 年 5 月現在) ⁵	5.4
CHP	30	8.5
産業部門	495	16.1
原子力発電所	4	2.6
地域暖房	33,312	127.0
廃棄物	645	2.5
計		162.1

出所：2030 年までのエネルギー戦略

地域熱供給システム 33,312 基のうち、熱生産能力が 3,000 Gcal/h 未満の小規模ボイラが 28,563 基と全体の 85.7% を占め、3,000-20,000 Gcal/h が 3,839 基で全体の 11.5%、20,000-100,000 Gcal/h が 708 基で全体の 2.1%、100,000 Gcal/h を超えるボイラは 202 基で全体の 0.7% である。

集中型熱供給システムのパイプラインの長さは 2010 年時点で 37,300 km である。このうち、地域熱供給システムのパイプラインの長さは 33,800 km であり、都市部が 30,900 km、地方部が 2,900 km となっている。多くのパイプラインには熱損失を管理する手法が取られておらず、配送パイプラインの 70% は物理的に状況が悪化しており、熱輸送時の損失は 30% 以上であると推定されているが、正確な情報はつかめていない。これは熱の輸送、配送および最終消費段階においてメーターが設置されていないことによる。

多くの地域熱供給システムは老朽化しており、集中熱供給システムは温度を適切に調整するシステムが設置されていない。このことは熱の損失をさらに 10-15% 増加させることになると推定されている。

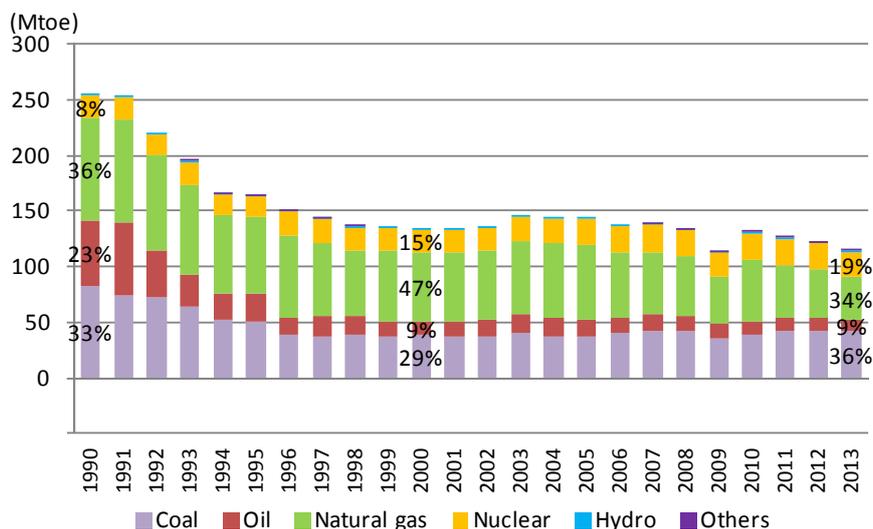
⁵ 火力発電のうち Donbasenergo 社の Mironovskaya 発電所は、現在は CHP に区分されている。

2.2 エネルギー需給の現状と見通し

2.2.1 一次エネルギー供給

図 2.2-1 にエネルギー源別一次エネルギー供給量の推移を示す。一次エネルギー供給量は 1990 年に 252 百万石油換算トン（以下、Mtoe とする）であったが、2013 年には 116 Mtoe と半分以下となった（年平均 3.3%の減少）。なお、Others がマイナスとなっている年があるのは、電力輸出の純輸出によるものである。一次エネルギー供給構成の変化をみると、1990 年から 2013 年にかけて原子力の比率が高まり、その反面で石油の比率が大きく減少した。

1991 年以降に一次エネルギー供給量が大きく減少したのは、1991 年の旧ソ連崩壊によって経済が混乱したことと、旧ソ連のエネルギー供給基地としての「ウ」国の役割がなくなったことによる。2000 年以降は経済の回復によってエネルギー需要も緩やかに増える傾向にあったが、2008 年のリーマンショックや近年では東部地域における紛争などが経済成長の重石となり、エネルギー需要も減少した。



出所：Energy Balance of Non-OECD Countries 2015, IEA

図 2.2-1 一次エネルギー供給の推移

今後の見通しについては、経済産業省が行った「ウクライナ国エネルギーマスタープラン策定に係る調査・研究」（以下、マスタープラン）の見通しを引用する。

表 2.2-1 に将来見通しの 3 つのシナリオを示す。マスタープランの見通しでは、国内総生産（Gross Domestic Product：GDP）の成長率とエネルギー効率の改善速度が、将来像を大きく左右する要素として取り上げている。Reference シナリオの GDP 成長率は年率 1.3%で、これは「ウ」国の「2035 年までのエネルギー戦略」草案（以下、「戦略」草案）が想定する年率 3.5%よりも保守的な設定である。これは、現在進行中の東部地域の紛争によって無煙炭と天然ガスという重要な一次エネルギーの供給に支障をきたしているほか、同地域には「ウ」国の産業が集中し

ているが、少なくとも短期的には東部地域の紛争が解消する見通しが立っていないため、今後
も経済を押し下げる要因になると考えられている。もう一点のエネルギー利用効率は、「ウ」国
は大きな効率改善ポテンシャルを有しており、したがって効率改善の度合いが将来の需給バラ
ンスに大きな影響を及ぼすと考えられるためである。

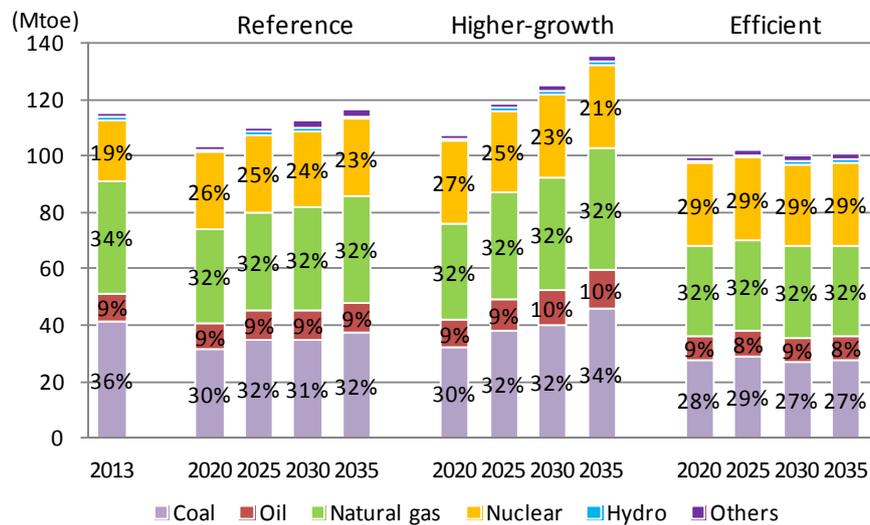
表 2.2-1 ウクライナのエネルギーシナリオ区分

	GDP growth	Efficiency	Energy demand
Reference	1.3%p. a.	Reference	Center
Higher growth	2.3%p. a.	Same as Reference	Higher
Efficient	Same as Reference	More efficient	Lower

出所：ウクライナ国エネルギーマスタープラン策定に関する調査・研究、経済産業省

図 2.2-2 の Reference シナリオでは、一次エネルギー需要は年率 0.1% で微増し、2035 年の
需要は 2013 年をわずかに上回る程度である。これに対して Higher growth シナリオでは、需要
は年率 0.8% で増加し、同じ期間で 1.18 倍になる。逆にエネルギー効率の大きな改善を想定す
る Efficient シナリオでは、2035 年の需要は 2013 年を 12% 下回る。

Higher growth シナリオで想定する GDP 成長率は年率 2.3% である。「戦略」草案ではこれよ
りもさらに高い成長を想定しており、もしそれが現実のものとなれば、将来の総エネルギー需
要はさらに多くなる。



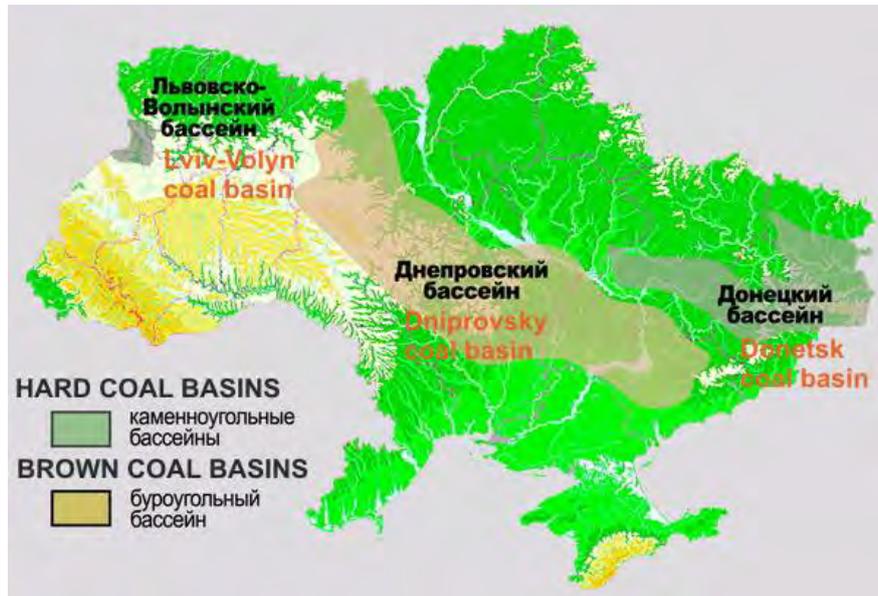
出所：ウクライナ国エネルギーマスタープラン策定に関する調査・研究、経済産業省

図 2.2-2 一次エネルギー供給の見通し

2.2.2 石炭

(1) 石炭資源

図 2.2-3 に「ウ」国の石炭・褐炭の分布を示す。「ウ」国の東部と西部には無煙炭・瀝青炭、中央部には褐炭の資源がある。



出所：COAL OF UKRAINE, Dr. Alexabder I. TOPAL, CETI, April 2014

図 2.2-3 ウクライナの炭田分布

表 2.2-2 に 2000 年 1 月 1 日末時点の「ウ」国の産地別石炭埋蔵量を示す。「ウ」国合計では 1,175.4 億トンの埋蔵量があり、産地別の比率ではドネツク (Donetsk) 炭田が 86%、リビヴ／ボリン (Lviv-Volyn) 炭田が 3%、Dniprovsky 炭田が 4%、Dniprovsko-Donetsk depression area が 7%であり、「ウ」国の石炭は紛争地の東部に多く埋蔵されている。

埋蔵量の中で、探鉱されて詳細が判明している可採埋蔵量では、「ウ」国合計で 455.4 億トンであり、ドネツク炭田が 92%を占める。

表 2.2-2 ウクライナの産地別石炭・褐炭埋蔵量 (2000年1月1日時点、10億トン)

Coal Basin	Total	Total (4+5+6)	Proven reserves		Additional
			explored and studied in detail	Other	
1	2	3	4	5	6
Donetsk Basin	101.47	69.43	42.07	10.66	16.70
Bituminous coal	85.01	57.20	34.95	9.22	13.03
Coking coal	24.96	21.66	12.86	3.84	4.96
Thermal coal	60.05	35.54	22.09	5.38	8.07
Anthracite	14.55	11.60	6.83	1.44	3.33
Brown coal	1.91	0.63	0.29	-	0.34
Lviv-Volyn Basin	2.98	1.87	1.17	0.26	0.44
Bituminous coal	2.98	1.87	1.17	0.26	0.44
Coking coal	1.77	1.09	0.74	0.19	0.16
Thermal coal	1.21	0.78	0.43	0.07	0.28
Duniprovsky Basin (Brown coal)	4.16	2.41	1.86	0.32	0.23
Dniprovsko-Donetsk depression area	8.71	0.39	0.39		
Bituminous coal	6.62	-	-		
Brown coal	2.09	0.39	0.39		
Other deposits (Brown coal)	0.22	0.06	0.05	0.0	0.01
Total	<u>117.54</u>	<u>74.16</u>	<u>45.54</u>	<u>11.24</u>	<u>17.38</u>
Bituminous coal	94.62	59.08	36.13	9.48	13.47
Coking coal	26.73	22.76	13.60	4.04	5.13
Thermal coal	67.89	36.32	22.53	5.44	8.34
Anthracite	14.55	11.60	6.83	1.44	3.33
Brown coal	8.37	3.48	2.58	0.32	0.58

出所：COAL OF UKRAINE, Dr. Alexabder I. TOPAL, CETI, April 2014

表 2.2-3 に 2012 年 1 月 1 日時点の炭種別の可採埋蔵量を示す。可採埋蔵量の 80% が探鉱されて詳細が判明している。探鉱されて詳細が判明している可採埋蔵量は 446.39 億トンであり、「ウ」国の炭種区分別の比率は褐炭が 6%、無煙炭が 14%、亜瀝青炭・瀝青炭が 80% である。発電などに使用される一般炭のシェアは 70% である。

表 2.2-3 ウクライナの炭種別確認埋蔵量 (2012年1月1日、百万トン)

Coal type		Proven reserves		
		explored and studied in detail	Other	Total
B	Brown coal	2,593.3	299.2	2,892.5
D	Long-Flame Bituminous coal	13,000.6	2,825.1	15,825.7
DG	Long-Flame-Gas Bituminous coal (Coking coal)	6,762.8 (1,635.4)	2,073.9 (830.0)	8,836.7 (2,465.4)
G	Gas coal (Coking coal)	7,943.1 (5,593.9)	2,660.7 (1,812.6)	10,603.8 (7,406.5)
F	Fat Bituminous coal (Coking coal)	2,629.2 (2,642.8)	885.0 (884.5)	3,514.2 (3,527.3)
K	Coking Bituminous coal (Coking coal)	1,965.5 (1,931.2)	387.9 (367.5)	2,353.4 (2,298.7)
PS	Coking lean coal (Coking coal)	1,016.5 (947.6)	311.5 (291.7)	(1,328.0) (1,239.3)
P	Lean-coal (Coking coal)	2,586.1 (555.4)	591.2 (150.6)	3,177.3 (706.0)
A	Anthracite	6,142.2	1,440.7	7,582.9
Total (Thermal coal)		44,639.4 (31,333.1)	11,477.5 (7,140.6)	56,116.9 (38,473.7)

出所：COAL OF UKRAINE, Dr. Alexabder I. TOPAL, CETI, April 2014

表 2.2-4 ウクライナの炭種区分

Coal type		Vitrinite reflectance (R ₀ , %)	Volatile matter (%)	Thickness of the plastic layer (mm)	Higher calorific value *1 (MJ/kg)
B	Lignite	<0.4	50-70	-	<2.4
D	Long flame	0.4-0.6	35-50	<6	-
DG	Long flame bituminous	0.50-0.80	35-48	6-9	-
G	Bituminous	0.50-1.0	33-46	10-16	-
F	Oily	0.85-1.20	28-36	17-38	-
K	Coking	1.21-1.60	18-28	13-28	-
PS	Lean coking	1.30-1.90	14-22	6-12	-
P	Lean	1.60-2.59	8-18	<6	35.2-36.5
A	Anthracite	2.60-5.60	<8	-	<35.2

注：*1 Dry ashless state

出所：COAL OF UKRAINE, Dr. Alexabder I. TOPAL, CETI, April 2014

2013年の石炭生産能力は「ウ」国全体で年間8,990万トンに達しており、135炭鉱が操業を行っている。

2013年の石炭生産量は、「ウ」国全体で、8,370万トンであった。地域別の生産量はドネツク州が最大で3,753万トン（全体の44.8%）、次いで、ルハンスク州の2,608万トン（同31.2%）、ドニプロペトロフスク州の1,820万トン（同21.7%）、リビウ州の151万トン（同1.8%）、ヴォルィーニ州の38万トン（同0.5%）になっている。このように、「ウ」国全体では石炭資源が豊富であるが、生産量の7割以上が現在紛争を抱えているドネツク州とルハンスク州に集中している。

「ウ」国の炭鉱のほとんどが坑内掘りで、炭層は1.3mほどと、中国やオーストラリア等の主要産炭国の3m程度と比較すると非常に薄い。さらに採掘現場は地下700mと非常に深く、採掘条件は厳しい。そのため生産性はかなり低く、国営炭鉱の平均は23.3トン/人月、民間炭鉱の平均は57トン/人月で、「ウ」国全体の平均は27.6トン/人月となっている。これは隣国ポーランドの生産性の半分、西欧の5分の1、アメリカの20分の1に過ぎない。

表2.2-5に、「ウ」国の主要石炭生産者の長期石炭生産見通しを示す。民間のDTEKが「ウ」国最大の石炭生産者であり、国営炭鉱が次ぐ。

2012年の石炭生産シェアはDTEKが45%、国営炭鉱が32%であった。2030年には2012年比30百万トン増加（+35%）116百万トンの石炭生産予測である。2030年においてもDTEKと国営炭鉱が2大石炭生産者であり、シェアはDTEKが41%、国営炭鉱が39%の予想である。

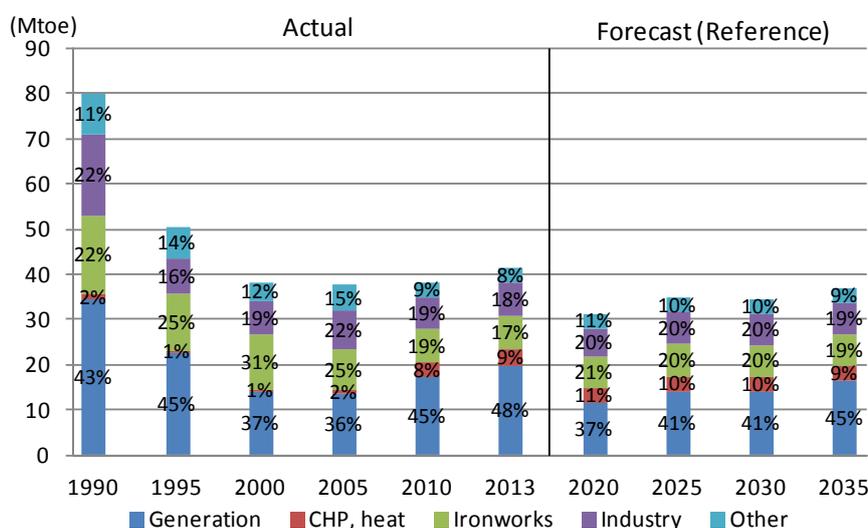
表 2.2-5 ウクライナの主要石炭生産者の長期生産見通し（単位：千トン）

Company name	2012年	Forecast		
		2015年	2020年	2030年
DTEK	38,600	46,300	50,700	47,680
LLC “METINVEST Holding” (mainly for metallurgical purpose)	5,210	6,674	7,571	6,577
PJSC “Donetskstal – Metallurgical factory” (mainly for metallurgical purpose)	8,400	7,470	7,500	7,500
PJSC “Shahta named after O.F. Zasyadko”	2,100	2,400	2,550	3,500
State-owned mines	26,900	30,100	35,200	45,250
Others	4,100	4,000	5,000	5,000
Total	85,310	96,944	108,521	115,507

出所：COAL OF UKRAINE, Dr. Alexabder I. TOPAL, CETI, April 2014

「ウ」国の石炭埋蔵量と生産量の多くを占める東部は紛争状態であり、「ウ」国政府のコントロール外にあるため、現在の石炭生産の情報は得られない。入手できた限定的な情報は以下のとおり⁶。

- ドンバス地方の炭田は合計で 93 箇所；
 - ✧ 7 の炭田が破壊
 - ✧ 24 の炭田が操業中
 - ✧ 62 の炭田がメンテナンス作業中
- 53 の炭田が親ロシア分離派の支配下にある。



出所：Energy Balance of Non-OECD Countries 2015, IEA、ウクライナ国エネルギーマスタープラン策定に関する調査・研究、経済産業省

図 2.2-4 石炭の用途別需要の推移と見通し

(2) 石炭供給バランス

図 2.2-5 に「ウ」国の石炭供給バランスの推移と今後の見通し (Reference シナリオ) を示す。

石炭自給率は 1990 年には 100%を超えていたが、その後は 90%前後で推移している。石炭生産量は 1990 年の 87 Mtoe から 2013 年には 41 Mtoe へと半減したが、国内需要も 1990 年の 81 Mtoe から 2013 年には 42 Mtoe へと半減したため、石炭自給率は大きく変わっていない。

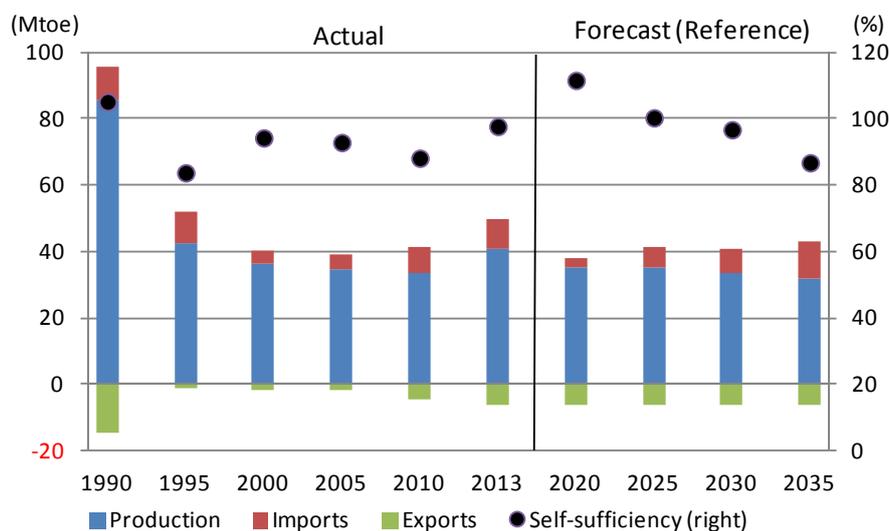
2013 年までは輸入炭はすべて鉄鋼用の原料炭であったが、供給が滞った無煙炭の代替として、2014 年から発電用の瀝青炭を南アフリカやロシアから輸入している。

石炭の生産量は 2013 年の 41 Mtoe から 2035 年には 32 Mtoe まで減少する見通しである。これは、現在「ウ」国は、炭鉱に対する段階的な補助金の撤廃、炭鉱の民営化を進めており、生産性の低い炭鉱は今後も閉山を余儀なくされるであろうこと、東部からの将来の石炭供給が不

⁶ Energy Component in New Generation Warfare, A. Chubyk, M. Gonchar, O. Ischuk, 10 Sept. 2015

透明なことを背景に、保守的に想定したものである。ただし専門家によっては、民営化プロセスによって炭鉱数は減少するものの、生産性の向上によって総生産量は将来も大きく変わらないとする見方がある。

これらを踏まえると、「ウ」国の 2035 年における石炭輸入量は 11 Mtoe が見込まれ、2013 年実績よりも増加する見通しである。この場合、石炭輸入インフラの増強が必要になるとみられる。



出所：Energy Balance of Non-OECD Countries 2015, IEA、ウクライナ国エネルギーマスタープラン

策定に関する調査・研究、経済産業省

図 2.2-5 石炭供給バランスの推移と見通し

2.2.3 石油

(1) 石油資源

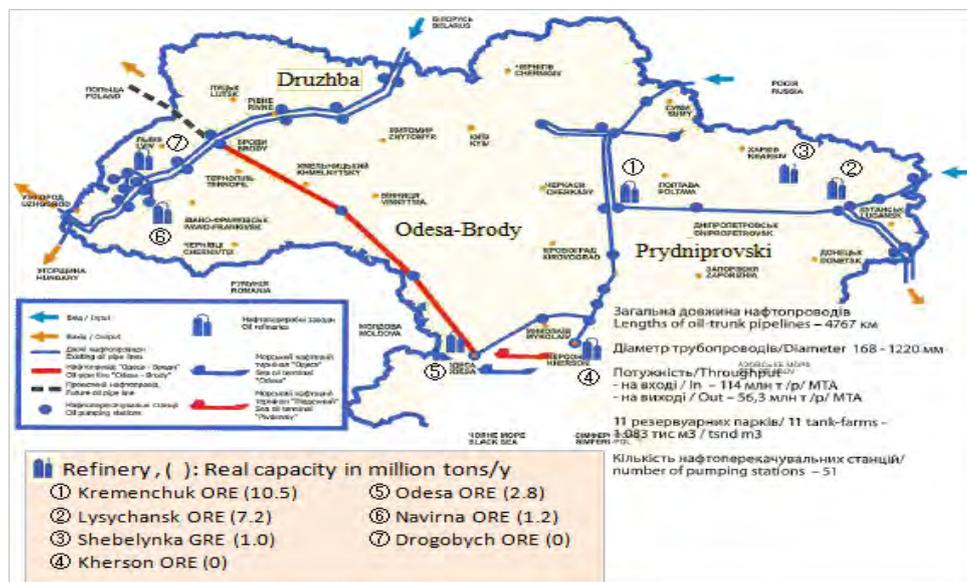
「ウ」国には原油（天然ガス液を含む）資源があるものの、主要な統計（BP Statistical Review of World Energy）に特記されるほどの埋蔵量はない。

(2) 石油パイプラインと製油所

図 2.2-6 に「ウ」国の石油パイプラインと主要製油所を示す。

石油パイプラインは 2001 年に設立された国営会社 PJSC Ukrtransnafta (Naftogaz 子会社) が管理している。Druzhba パイプラインはロシア産原油を Drohobych 製油所と Nadvirna 製油所に石油を供給し、さらに欧州諸国へのトランジットパイプラインとなっている。Prydniprovski パイプラインはロシア産原油を Lysychansk 製油所、Kremenchuk 製油所、Kherson 製油所および Odessa 製油所に供給し、さらに黒海経由で石油を輸出するトランジットパイプラインとなっている。Odessa-Brody パイプラインは 2007 年に完成したもので、船舶で荷揚げされた石油を欧州諸国へ輸送するトランジットパイプラインである。Odessa-Brody パイプラインはポーランドまで延伸する計画がある。

なお、カザフスタン原油の欧州へのトランジットも行っている。



出所 : Fuel and energy complex of Ukraine, MECI

図 2.2-6 ウクライナの石油パイプラインと製油所

Shebelynska コンデンセート製油所を除いて、「ウ」国政府が株式の過半を保有する製油所はない。現在稼働している製油所は、「ウ」国最大の Kremenchuk 製油所と Shebelynska コンデンセート製油所のみである。これは、製油所が製造するガソリンなど石油製品の輸入品に対する価格競争力がないためである。

(3) 石油供給バランス

図 2.2-7 に「ウ」国の石油供給バランスの推移と今後の見通し (Reference シナリオ) を示す。

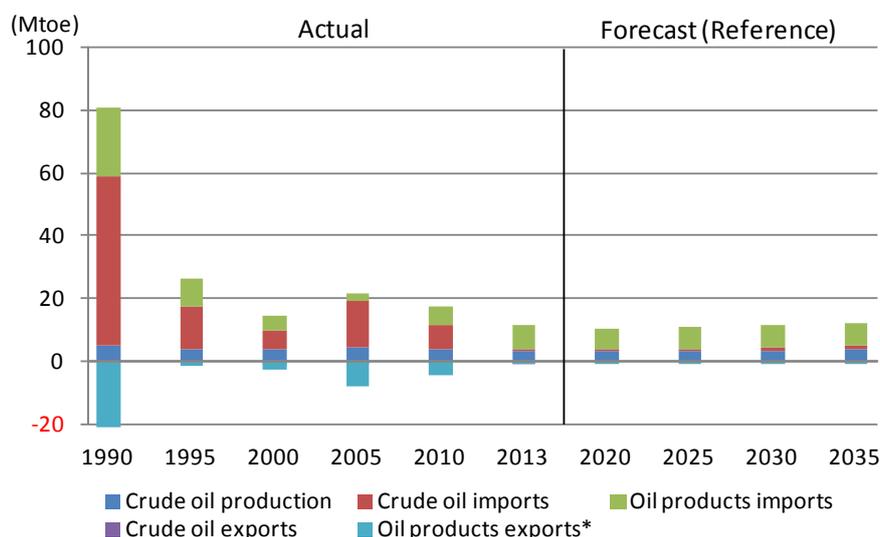
「ウ」国の原油生産量は減少傾向にあり、1990 年に約 500 万トン/年であったものが、2013 年には約 300 万トン/年、MECI の統計によると 2014 年は約 270 万トン/年、2015 年は約 245 万トンに減少している。原油輸入量も製油所の稼働低下とともに減少し、2014 年 11 月から 2015 年 12 月まではゼロである。

石油製品をみると、1990 年は国内需要を国内精製でほぼ満たしていたが、その後増減を経て、2000 年代中頃から現在に至るまで純輸入国となっている。2013 年は石油製品供給の約 6 割を輸入に依存しており、主な輸入相手国はベラルーシとロシアである。

「ウ」国の製油所の稼働が独立後に大きく落ちているのは、「ウ」国の製油所の成り立ちに要因がある。すなわち、「ウ」国の製油所は旧ソ連時代には主としてロシア原油を処理し、生産した石油製品を「ウ」国だけでなく旧ソ連内にも供給することを目的として建設されたため、独立後、国内石油需要と比較して過大な石油精製能力を抱え込むことになった。さらに、独立後、「ウ」国の製油所はロシアやベラルーシの製油所との競争に晒されるようになったが、製油所が民営化された後に設備更新や高度化に対する投資が十分にされず、ロシアやベラルーシの製

油所に対する競争力を失うこととなった。

このように、国産原油の生産増加があまり期待できないこと、製油所への大規模な投資を実現するには時間を要することを勘案すると、現在と同じように石油製品の多くを輸入に依存する傾向が今後も続くと想定される。



* International bunkers を含む

出所：Energy Balance of Non-OECD Countries 2015, IEA、ウクライナ国エネルギーマスタープラン策定に関する調査・研究, 経済産業省

図 2.2-7 ウクライナの石油供給バランスの推移と見通し

2.2.4 天然ガス

(1) 天然ガス資源

表 2.2-6 に 2014 年末時点の「ウ」国の天然ガス資源を示す。

天然ガスの確認埋蔵量は世界第 28 位であるが、欧州／ユーラシアの中ではロシア、ノルウェー、オランダに次いで第 4 位である。「ウ」国のガス田は東部、中東部、クリミア半島、黒海、西部に賦存する。

表 2.2-6 ウクライナの天然ガス燃料資源

埋蔵量 (Tcm)	世界のシェア	世界の順位	可採年数
0.6	0.3%	第 28 位	34.3 年

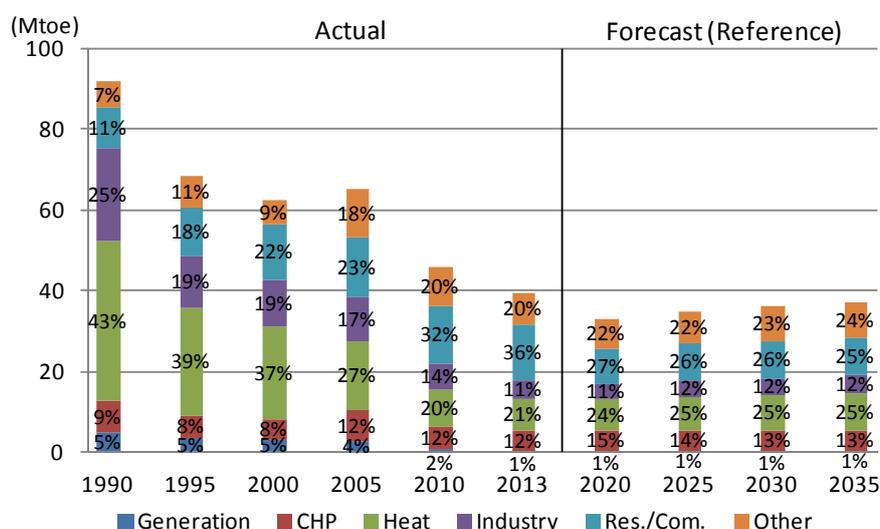
出所：BP Statistical Review of World Energy June 2015

IHS⁷によると、「ウ」国の天然ガス生産コストは埋蔵する地域や深度に応じておよそ 3.3-5.5 USD/MMBtu の範囲にある。これは、2014 年の夏から 2015 年冬にかけて欧州やロシアからパイプラインで輸入した天然ガスの価格よりも、2.7-6.6 USD/MMBtu 安い。また IEA⁸は、欧州市場の 2040 年の天然ガス輸入価格を 2013 年よりも高い 12.7 USD/MMBtu (2013 年 : 10.6 USD/MMBtu) と予測している。新しい資源の開発コストには当然不確実な要素が多くあるが、概して、国内産天然ガスは輸入に対して価格競争力があり、今後も競争力を保ち続ける可能性が高いと言える。

(2) 天然ガスの用途別需要

図 2.2-8 に「ウ」国の用途別天然ガス需要の推移と見通し(Reference シナリオ)を示す。Other には石油化学向け原料消費、天然ガス輸送用燃料消費、自家消費、ロスが含まれる。「ウ」国では、天然ガスは CHP を含めた熱製造用の主燃料であり、発電用にはほとんど利用されていない。産業用需要は減少傾向にある一方、生活水準の向上によって民生部門の需要は増加傾向にある。

「ウ」国は天然ガス調達に関するロシア依存の脱却を強く目指しており、天然ガス消費量を大きく増やすことになる発電での利用を拡大する可能性は小さい。したがって今後も、熱供給を含む民生部門での消費が中心になっていくと考えられる。



出所 : Energy Balance of Non-OECD Countries 2015, IEA、ウクライナ国エネルギーマスタープラン策定に関する調査・研究、経済産業省

図 2.2-8 天然ガスの用途別需要の推移と見通し

⁷ Harnessing Production and Revenue: Toward a new fiscal regime for natural gas in Ukraine, 16 June 2015

⁸ IEA, World Energy Outlook 2014, New Policy Scenario

(3) 天然ガス輸送

図 2.2-9 に「ウ」国内のガスパイプライン網を示す。

「ウ」国はロシア産天然ガスのトランジット国であり、ロシアやベラルーシから受け入れた天然ガスを欧州に送出している。ロシアからスロバキアへの Brotherhood パイプラインと、ベラルーシからスロバキアへの Northern Light パイプラインが主要ルートである。



出所：National Gas Union of Ukraine, East European Gas Analysis

図 2.2-9 ウクライナの天然ガスパイプライン網

ロシア産天然ガスの欧州向けトランジット量は、2011 年の 104.2 Bcm をピークに 2014 年は 62 Bcm、2015 年は 67 Bcm と大きく減少している。この背景には、同じ時期に欧州の天然ガス消費量が低迷したことに加え、2011 年に「ウ」国をバイパスする Nord Stream パイプラインが運転を開始したことがある。「ウ」国は現在でも、最大のロシア産天然ガスの欧州向け輸送ルートであるが、ロシアが「ウ」国および欧州に対する政治的圧力の一部として「ウ」国経由での天然ガス供給を減らそうとしており、「ウ」国トランジットの不安定さを嫌う一部の欧州諸国や企業もこの動きに同調している。天然ガスのトランジット料金はNaftogazの重要な収入源であり、仮にこれを失うとなればその影響は大きいとみられる。

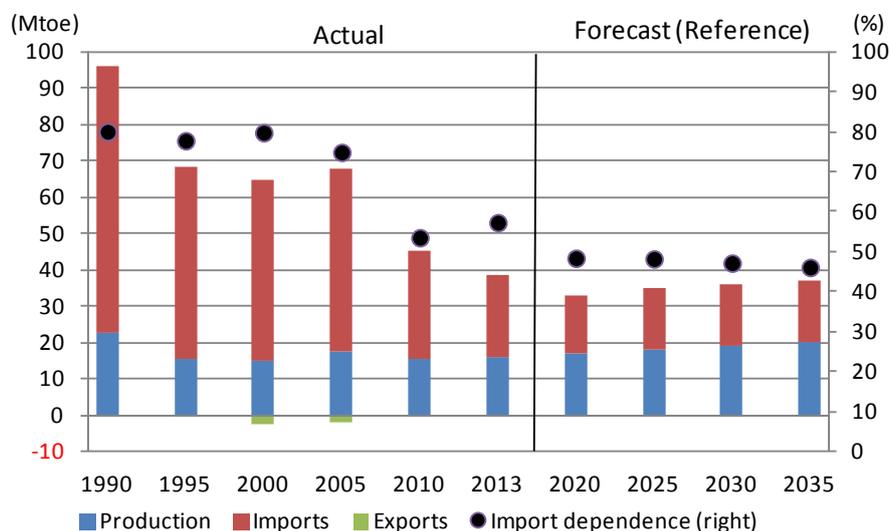
(4) 天然ガス供給バランス

図 2.2-10 に「ウ」国の天然ガス供給バランスの推移と見通し (Reference シナリオ) を示す。

「ウ」国の天然ガス生産量は 15-20 Mtoe で、供給の過半を輸入に依存している。従来は輸入のほぼ全量がロシアからであったが、近年は欧州からの輸入量を増やすことによってロシア依存度を急速に下げている。Naftogazによると、近年のロシア依存度は 2013 年が 92%、2014 年が 74%、2015 年が 37%である。

将来については、投資環境の改善によって天然ガス生産量は徐々に増加すると想定している。しかし、熱供給効率の向上の速度が標準的な場合は、現在と同程度の量の輸入を継続する必要

があると想定される。輸入では欧州からの逆送を増やす方向にあるが、物理的な逆送能力の拡大には欧州側でのパイプラインやコンプレッサへの投資が必要であり、少なくとも数年の時間を要する。



出所：Energy Balance of Non-OECD Countries 2015, IEA、ウクライナ国エネルギーマスタープラン策定に関する調査・研究、経済産業省

図 2.2-10 天然ガス供給バランスの推移と見通し

なお、「ウ」国には年間に必要な輸入量 20 Bcm を上回る 31 Bcm の天然ガス地下貯蔵能力⁹がある。「ウ」国の天然ガス貯蔵設備は紛争地域となっている東部よりも、中央部から西部に集中しており、仮に、暖房需要がない夏期に十分な量のガスを貯蔵することができれば、冬期の天然ガス需給を大きく緩和できる。「ウ」国はこの恵まれた条件を最大限に活用し、冬期の天然ガス供給を安定化させることも可能である。さらに、将来天然ガス輸入価格が季節ごとの需給バランスを反映するようになれば、夏期と冬期の価格差を利用した安価な天然ガスを購入することも可能となる。

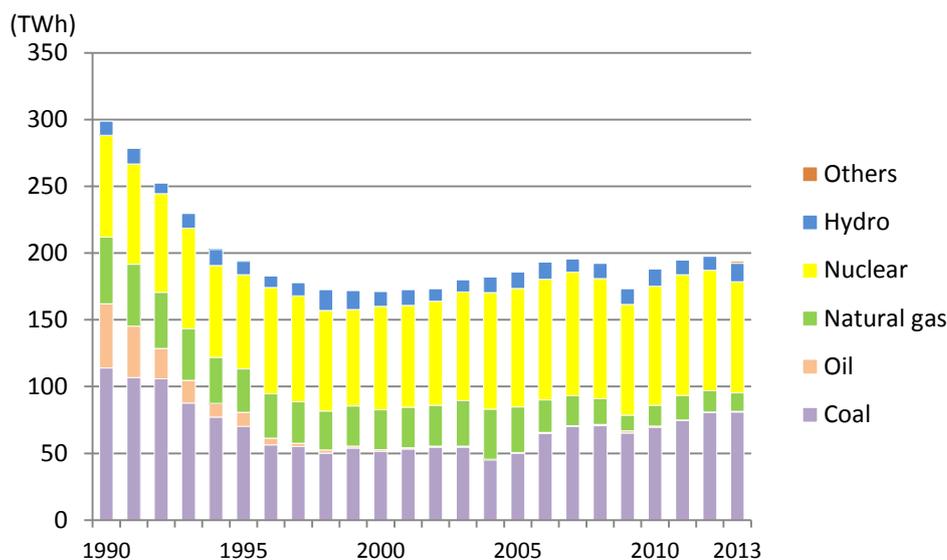
⁹ 枯渇した油・ガス田や帯水層に天然ガスを圧入して貯蔵する。

2.2.5 電力

(1) 発電電力量

図 2.2-11 に、発電電力量の推移を示す。1990 年時点では年間 300 TWh 近くあったものが、1991 年の旧ソ連崩壊以降に急減した。これは、体制変化後の経済的混乱によって、旧ソ連時代に「ウ」国が担っていた連邦を構成する周辺諸国に対する電力供給基地としての役割がなくなったことによる。2000 年前後に 170 TWh 程度で底を打った後は、経済成長と共に電力需要も緩やかに増える傾向にあったものの、2008 年のリーマンショックによって世界的な景気後退を受け、電力需要が減少したもののその後回復している。しかし MECI の統計によると、発電電力量は減少傾向にあり、2012 年が 197 TWh、2013 年が 192 TWh、2014 年が 182 TWh と減少傾向が続き、2015 年には 158 TWh と大きく減少したと報告されている。

燃料別には、自国で豊富に石炭を産出することから、従来は石炭火力の比率が最も高かった。しかし、1980 年代から 1990 年代にかけて新設が続いた原子力発電の供給量が増えた。一方、石油火力による発電は 1990 年代ではばなくなった。またガス火力は、2000 年代前半までは比較的安定して利用されていたが、天然ガス供給を巡るロシアとの争いが顕在化したことに伴ってガス火力から石炭火力へのシフトが進み、次第に利用が減った。



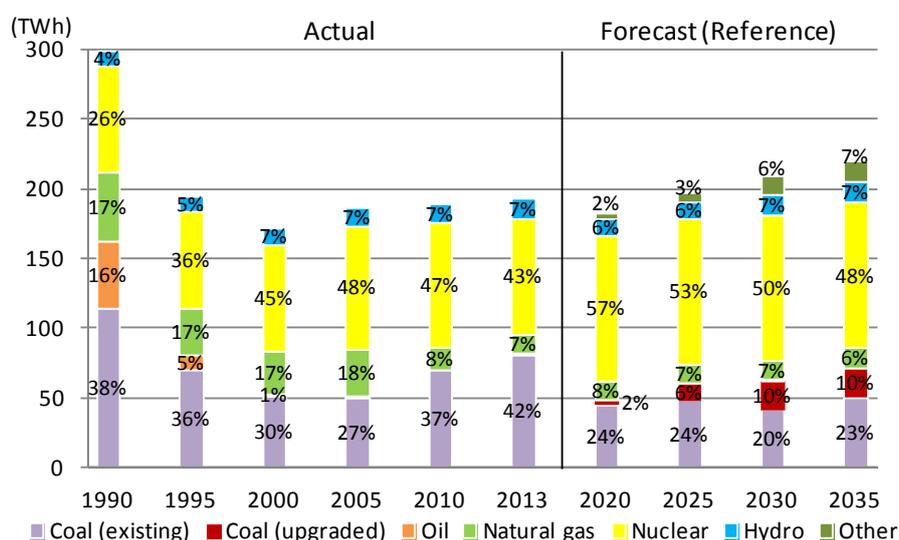
出所：Energy Balance of Non-OECD Countries 2015, IEA

図 2.2-11 発電電力量の推移

図 2.2-12 に電源別発電電力量の見通し (Reference シナリオ) を示す。

電源構成をみると、1990 年は石炭が 38%と最も多く、次いで原子力が 26%で、ガス火力や石油火力も比較的多く利用されていた。しかし 2013 年は、発電電力量が大きく減少したため発電コストの高い石油火力は0%に、燃料供給をロシアに依存するガス火力は7%に大きく減少した。よって、原子力の比率が 43%と最大になり、ほぼ同率で石炭が 42%である。逆に、発電コストの高い石油火力は 0%に、燃料供給をロシアに依存するガス火力は 7%に大きく減少した。このように、現在は電力供給の大部分を原子力と石炭火力に依存する構造となっている。

「ウ」国はウランおよび石炭の自給率が高く、エネルギー安全保障および経済性の観点から合理的な選択である。また、石炭火力は多くの大気汚染物質を排出するが、他方で原子力はゼロエミッションであり、両者の組合せは環境の点からも適切である。したがって将来においても、原子力と石炭火力を二本柱とした電源構成を維持すると想定している。



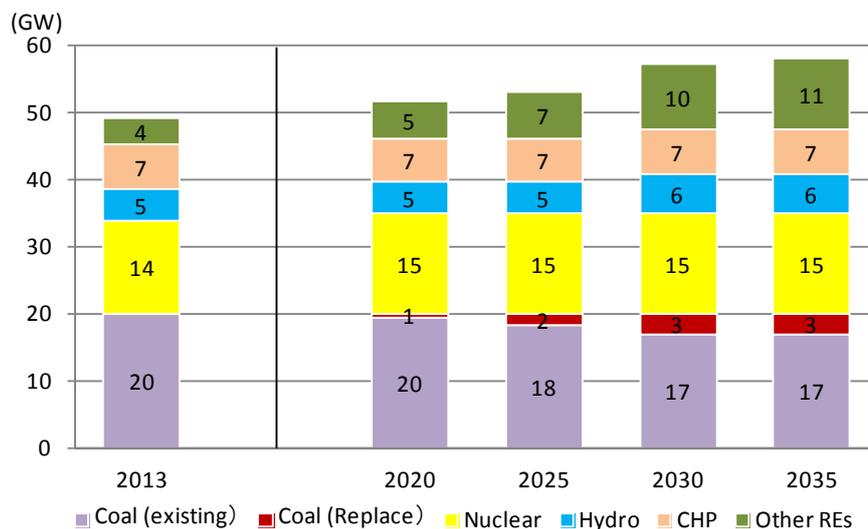
出所：Energy Balance of Non-OECD Countries 2015, IEA、ウクライナ国エネルギーマスタープラン策定に関する調査・研究、経済産業省

図 2.2-12 発電電力量の見通し

(2) 発電設備容量

図 2.2-13 に電力会社の発電設備容量の現状と見通しを示す。

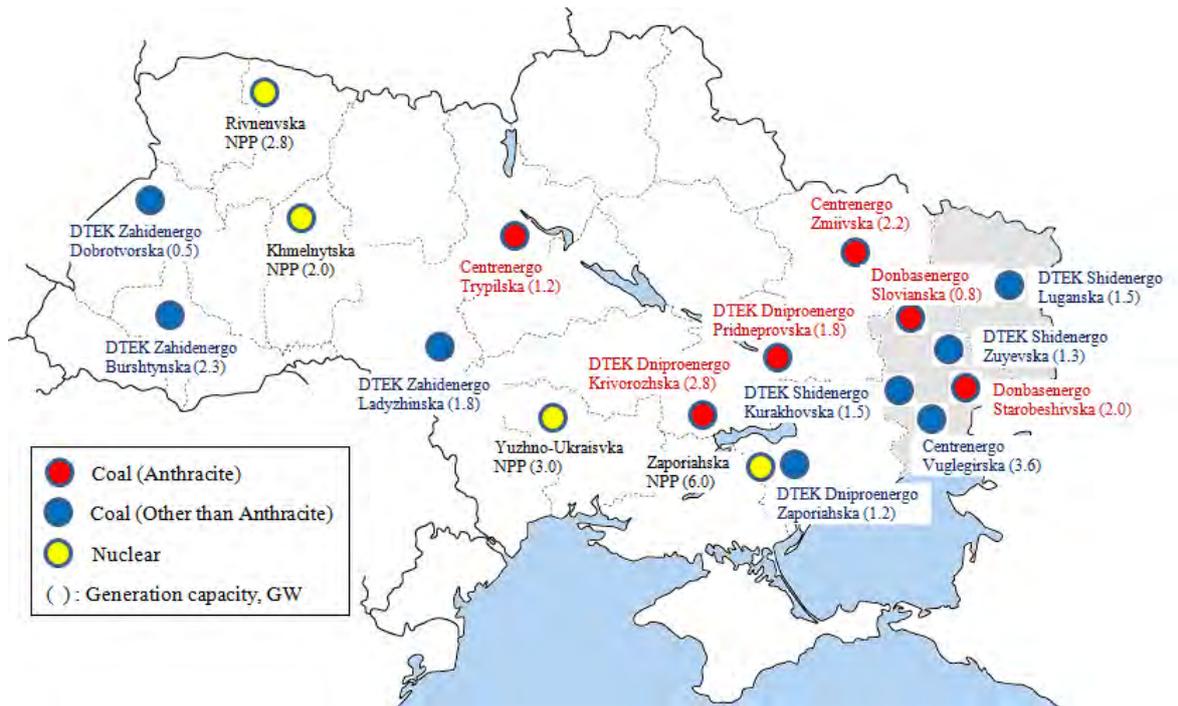
現在石炭火力は約 20 GW の能力があるが、今後老朽火力の段階的なリプレイスおよび新設（2020 年、2025 年、2030 年にそれぞれ 1,000MW を想定）を経ながら、総設備容量は維持されると想定している。



出所：ウクライナ国エネルギーマスタープラン策定に関する調査・研究、経済産業省

図 2.2-13 電力会社の発電能力の見通し

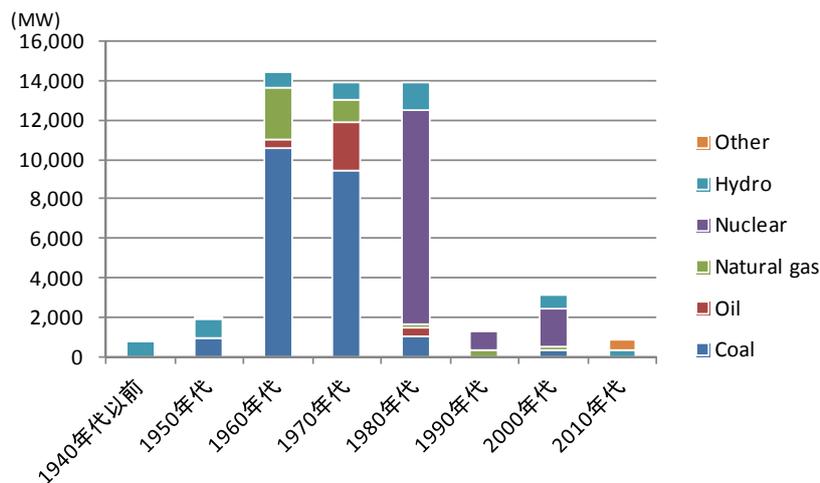
原子力発電の設備容量は 14 GW であるが、既存原子力発電所は 1980 年代に建設されたものが多く、2020 年前後に運転開始後 40 年を迎える。既に Khmelnytska No. 3 (1,000 MW) および No. 4 (1,000 MW) の増設計画が進んでおり、これらが運転を開始するまでの間は、既存原子力発電所の寿命延長で設備容量を維持すると想定している。再生可能エネルギーはグリーン・タリフ制度 (Feed In Tariff 制度に付けた呼び名) の効果もあり次第に拡大すると想定している。



出所：各種資料をもとに調査団作成

図 2.2-14 主要原子力および石炭火力発電所

図 2.2-15 に、発電所の運転開始年代別発電能力を示す。多くが旧ソ連時代に建設されたものであり、特に石炭火力は 1960 年代から 1970 年代に建設されたものが多い。「ウ」国では発電所の耐用年数に 20 万時間という共通の目安を設けているが、2012 年に作成された 2030 年までのエネルギー戦略によると、2010 年末時点で火力発電所の 84% が 20 万時間を超えて運転している。火力発電所の建設は、準備期間を含めて、早くても 7-8 年は必要であることから、総運転時間が 20 万時間を超えた老朽化の実態を鑑み、新增設計画を進めることが必要である。



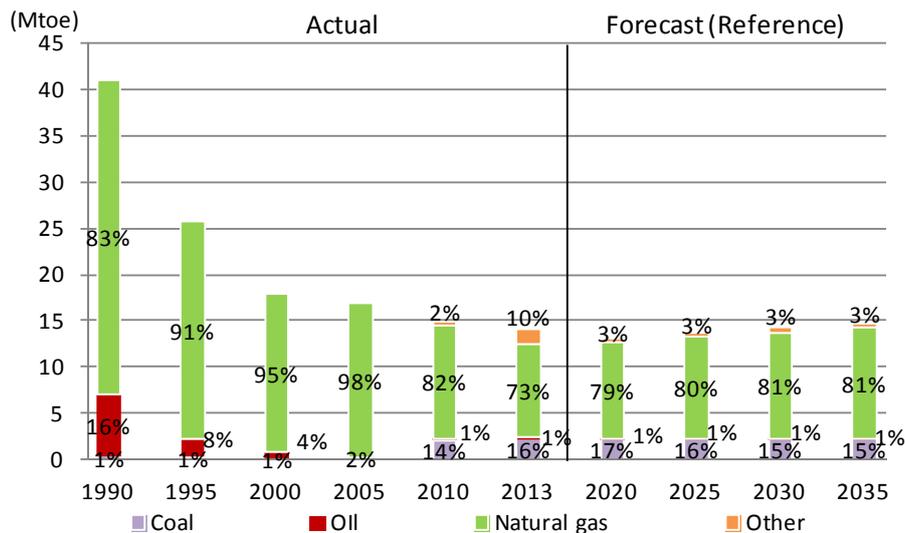
出所：PLATTS UDI WORLD ELECTRIC POWER PLANTS DATA BASE June 2014

図 2.2-15 運転開始年代別燃料別発電能力（自家発除く運転中の発電所）

2.2.6 熱

図 2.2-16 に、燃料別の熱供給量の推移と見通し（Reference シナリオ）を示す。

熱供給量は、産業用を中心に1990年以降に大きく減少しており、その傾向は今も続いている。現在、天然ガス消費量削減の観点から熱供給部門の省エネルギーを積極的に進めており、今後の熱供給量の増加は抑制されると想定している。



出所：Energy Balance of Non-OECD Countries 2015, IEA、ウクライナ国エネルギーマスタープラン策定に関する調査・研究、経済産業省

図 2.2-16 熱供給量の推移と見通し

燃料別にみると、天然ガスの利用が圧倒的に多くなっている。一部の村落を除いて天然ガス供給インフラが十分に整備されており、この利用を継続していくことが合理的である。2000年代半ば以降に石炭利用が増えているのは、天然ガスの削減を目的とした燃料転換を進めているためである。しかし、地域熱供給の熱源は都市中心部に立地しており、公害防止の観点から、燃料の石炭転換を今後さらに進めていくのは容易でないと想定している。また、グリーン・タリフ制度の効果などによってバイオマスを利用した熱源が今後増えていくと予想されるが、熱供給量全体からみると限定的なものにとどまると想定している。

2.3 エネルギーセクターの政策・方針

「ウ」国では 2006 年に「2030 年までのエネルギー戦略」が発表され、2012 年に更新された（2013 年に閣議了承）。エネルギー戦略にはエネルギー部門が抱える問題が整理され、長期的なエネルギーインフラの整備計画が記載されている。

しかし、2014 年に発生した親ロシア分離派による「ウ」国東部の支配によって状況が一変したため、エネルギー戦略の見直しに着手することとなった。2015 年 1 月に MECI が発表した「2035 年までのエネルギー戦略（草案）」は、現在直面するエネルギー安全保障上の脅威や EU とのエネルギー市場統合を考慮に入れたものである。微修正された草案（2015 年 7 月発表）は閣僚会議で承認に供されたが、見直しの指示を受けた。現在見直し作業が進められており、そのため政府が承認した正式な「戦略」は現時点では存在しない。見直しの原因となったのは、需給見通しの作成に用いた統計の信憑性である。統計とそれを用いた需給見通しの見直し作業は、2016 年上期に終えたいとしている。

そこで本項では、現時点で入手可能な 2015 年 7 月の「戦略」草案をもとに、今後の「ウ」国のエネルギー政策の方向性を見てみる。

2.3.1 2035年までのエネルギー戦略のポイント

2035年までのエネルギー戦略草案では、2035年までの期間を3つのステージに分けて政策を記載している。以下に概要を示す。

表 2.3-1 2035年までのエネルギー戦略のポイント

年 代	項 目
2015-2020年 ：改革	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 民営化プロセスの完了 ➤ エネルギー市場改革の法整備完了、独立規制機関の強化 ➤ 権限と責任を地方政府に委譲し、地方政府は管轄地域の実情に合わせたエネルギー源や再生可能エネルギーの導入などを行う ➤ エネルギー診断の導入 ➤ エネルギー源、エネルギー供給ルートの分散化
2021-2025年 ：近代化	<ul style="list-style-type: none"> ➤ EU エネルギー市場との統合、「ウ」国の天然ガストランジットシステムと EU オペレーションシステムとを統合 ➤ EU の 3rd Energy Package の完全実行 ➤ 鉱山部門の税制改革と魅力的な投資環境の創造 ➤ エネルギー・環境税の創設とこれを財源とした大規模エネルギープロジェクトへの投資 ➤ 機器、建物の省エネ基準強化 ➤ エネルギー需要管理の導入 ➤ エネルギー安全保障強化のためのシステム形成
2026-2035年 ：技術開発と グローバル市場へ の飛躍	<ul style="list-style-type: none"> ➤ インフラプロジェクトへの資金援助 ➤ 長期的な技術開発プログラムの導入 ➤ 高品質な電力へのアクセスと消費者保護 ➤ R&D¹⁰支援システムの導入 ➤ 国内での温室効果ガス取引制度導入 ➤ 国際金融市場の活用 ➤ 先進的エネルギー技術のパイロットプロジェクトを支援 ➤ エネルギー会社の EU やグローバル市場への参入拡大支援 ➤ エネルギー安全保障強化のために海外エネルギープロジェクトへの積極的な参加

出所：2035年までのエネルギー戦略草案

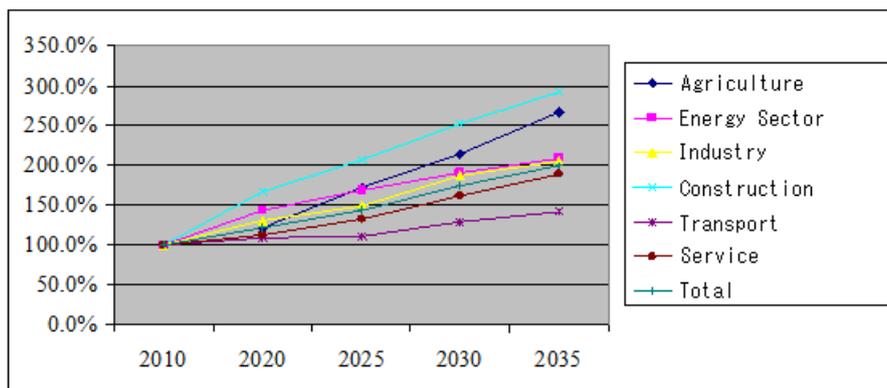
2.3.2 エネルギー需給の見通し

(1) 需要想定的前提

図 2.3-1 のエネルギー需要の想定は、GDP が 2010 年を起点として年平均 3.5% で増加していくことが前提となっているが、足元では 2013 年から 2015 年にかけて 3 年連続でマイナス成長という厳しい経済情勢が続いている。GDP 成長率はエネルギー需要に大きく影響する要素であり、

¹⁰ Research & Development

見通しと現実が大きく乖離する可能性がある点に注意を要する。



出所：2035年までのエネルギー戦略草案

図 2.3-1 部門別 GDP の伸び率見通し

(2) 一次エネルギー供給の見通し

一次エネルギー供給量は2013年の115.55 Mtoeから年平均0.6%増加して、2035年には132.84 Mtoeとなる見通しである。2013年と2035年の比較では、石炭と天然ガスの利用が減少し、原子力と再生可能エネルギーの利用が増加する見通しになっている。こうした変化をもたらす主な要因として次の二つを挙げることができる。

- 電力供給において原子力の利用を大きく増やすことで石炭消費量を抑制。
- 熱供給において効率向上とともに再エネを熱源として利用することによって天然ガス消費量を抑制。

表 2.3-2 エネルギー源別一次エネルギー供給量の見通し

Energy	2013		2020	2025	2030	2035	
	(Share)					(Share)	
Coal	41.40	(36%)	37.69	38.37	37.27	33.78	(25%)
Oil	9.85	(9%)	13.97	14.86	15.74	16.48	(12%)
Natural gas	39.50	(34%)	37.33	33.57	33.20	34.17	(26%)
Nuclear	21.90	(19%)	25.31	25.38	27.39	32.86	(25%)
Hydro	1.14	(1%)	0.93	1.02	1.21	1.25	(1%)
Biomass, Biofuel, Wastes	1.56	(1%)	6.38	8.91	11.85	13.10	(10%)
Solar	0.07	(0%)	0.37	0.56	0.70	0.84	(1%)
Wind	0.08	(0%)	0.21	0.32	0.43	0.54	(0%)
Environment (water, underground, atmosphere)	0.05	(0%)	0.78	1.42	1.86	2.40	(2%)
Net Exports			-1.03	-1.29	-2.15	-2.58	(-2%)
Total primary energy supply	115.55		121.92	123.12	127.49	132.84	
of which, Non-energy use	4.93		4.72	4.96	5.16	5.31	
of which, energy use	110.62		117.20	118.17	122.33	127.53	
of which, renewables	3.13		8.66	12.23	16.05	18.12	
(Share of REs)	(2.7%)		(7.4%)	(10.3%)	(13.1%)	(14.2%)	
Final energy consumption	69.56		78.89	80.84	85.13	88.91	
(Share of REs)	(4.5%)		(11.0%)	(15.1%)	(18.9%)	(20.4%)	

出所：2035年までのエネルギー戦略草案

(3) 電力供給の見通し

表 2.3-3 に燃料別発電能力と発電電力量の見通しを示す。総発電能力をみると、2013 年の 54.6 GW から 2035 年には 66.8 GW に 12.2 GW 増加する見通しである。エネルギー別にみると火力の発電能力が減少する一方、原子力などその他の能力が増える。発電電力量でみるとこの傾向はさらに顕著で、原子力発電は高い稼働を維持する事で 2035 年には最大の電力供給源となる。このように、火力から原子力や再生可能エネルギーへとシフトさせていく方針が明確に見てとれる。

- 火力
 - ◇ 老朽火力の廃止によって能力が減少
 - ◇ バイオマスを利用した発電所が増加
- 原子力
 - ◇ 計画中の Khmelnytska No. 3/4 に加え、数基の新設を想定しているとみられる
- 再生可能
 - ◇ 水力では小水力や揚水発電の開発に注力
 - ◇ 風力や太陽光の普及は限定的

表 2.3-3 燃料別発電能力と発電電力量の見通し

	Unit	2013 (Share)	2020	2025	2030	2035 (Share)
Generation capacity	GW	54.6	52.0	57.5	60.6	66.8
Thermal (incl. CHP)	GW	34.2 (63%)	27.2	29.8	29.8	31.8 (48%)
of which, REs	GW	0.0 (0%)	0.8	1.8	2.3	2.4 (4%)
Nuclear	GW	13.8 (25%)	14.8	15.0	15.0	18.0 (27%)
Hydro	GW	4.6 (8%)	5.0	5.4	6.2	6.2 (9%)
Pumped storage	GW	0.9 (2%)	2.6	3.6	4.7	4.7 (7%)
Wind	GW	0.3 (1%)	1.4	2.1	2.7	3.4 (5%)
Solar	GW	0.8 (1%)	1.0	1.6	2.2	2.7 (4%)
Generation capacity	TWh	194.4	209.7	233.2	258.3	276.3
Thermal (incl. CHP)	TWh	95.5 (49%)	93.2	111.5	122.6	117.3 (42%)
of which, REs	TWh	5.5 (3%)	5.5	12.3	16.0	17.1 (6%)
Nuclear	TWh	83.2 (43%)	97.0	97.3	105.0	126.0 (46%)
Hydro	TWh	14.5 (7%)	10.8	11.9	14.0	14.5 (5%)
Pumped storage	TWh	5.1 (3%)	5.1	7.1	9.1	9.1 (3%)
Wind	TWh	0.6 (0%)	2.5	3.7	5.0	6.3 (2%)
Solar	TWh	0.6 (0%)	1.2	1.9	2.6	3.2 (1%)
Fuel consumption	g-ce/kWh	396.0	390.4	373.4	357.9	332.7

g-ce=gram coal equivalent

出所：2035 年までのエネルギー戦略草案

(4) 熱需要の見通し

表 2.3-4 に熱需要と燃料消費量の見通しを示す。2013 年から 2035 年にかけて年平均 1.9% 増加する見通しである。一人当たりの暖房面積の拡大や熱供給サービスの品質向上により、主に家庭、商業部門で熱需要の増加を見込んでいる。一方で、熱損失の削減、エネルギー効率の高い建物、新技術の導入により、2030 年以降の熱需要の増加は緩やかになると見込んでいる。

燃料は、バイオマスのシェアが 2013 年の 2% から 2035 年には 41% に増加する見通しである。「ウ」国では天然ガス消費量の削減が重要な課題となっているが、暖房用天然ガス需要の削減余地が大きいと考えられており、その 1 つがバイオマスによる天然ガス代替である。「ウ」国は世界有数の農業国であり、特に穀物生産量が多い。そのため、穀物残渣を利用したバイオマス利用の拡大に対する高い期待がある。

表 2.3-4 熱需要と燃料消費量の見通し

	Unit	2013	2020	2025	2030	2035
Heat demand	TWh/y	190.24	228.0	242.9	262.2	286.2
	million Gcal	164	196.6	209.4	226.0	246.7
Fuel consumption of which, renewables (Share of REs)	million tonnes-ce	14.6	20.5	19.1	19.0	20.0
	million tonnes-ce	0.3	3.6	5.2	7.2	8.1
		(2.05%)	(17.4%)	(27.3%)	(37.9%)	(40.6%)

出所：2035 年までのエネルギー戦略草案

(5) 石炭、石油、天然ガス生産見通し

表 2.3-5 に石炭、石油、天然ガスの生産目標を示す。2013 年と 2035 年の比較では、石炭は年平均 0.2% 増加、石油は年平均 1.4% 増加、天然ガスは年平均 3.2% 増加させる目標である。天然ガスの自給率向上を目指しており、特に天然ガスの生産拡大に対する期待が高い。

表 2.3-5 生産目標

	Unit	2013	2020	2025	2030	2035
Coal	Mtoe	40.7	37.7	39.9	41.3	42.8
Oil	Million tons	3.1	3.3	3.7	3.9	4.2
Natural gas	Bcm	21.2	22.9	27.5	33.8	42.1

出所：2035 年までのエネルギー戦略草案

生産目標の実現に必要な要素を次のように整理している。

➤ 石炭

- ◇ 生産設備の近代化と石炭市場改革（効率化）の推進が重要である。
- ◇ 民間投資を呼び込むために石炭市場改革を行い、2020 年以降、石炭市場は自由化される必要がある。
- ◇ 石炭輸出入のための輸送インフラを整備することで石炭産業の競争力を強化し、石炭産業が海外進出出来るようにする必要がある。

➤ 石油

- ◇ 2035年時点でも輸入が必要であり、輸入ソースの多様化が課題である。
- ◇ 精製部門への投資を呼び込める環境を作り、少なくとも1箇所の製油所の近代化を行う必要がある。
- ◇ 外資を含む民間投資を呼び込める条件、すなわちロイヤルティを含む税制を注意深く設定することが必要である。

➤ 天然ガス

- ◇ 天然ガスの生産増加は、大深度に対応した新技術の導入次第である。
- ◇ 2035年には天然ガスの自給体制を確立できる可能性がある。
- ◇ 天然ガス市場の自由化と欧州市場との統合によって天然ガスの流動性が高まり、緊急時においても供給の信頼性を高めることになる。

(6) 2035年の想定エネルギーバランス

表 2.3-6 に 2035 年の想定エネルギーバランス表を示す。ポイントは以下のとおり。

- 石炭と天然ガスの自給率は 100%、石油の自給率はほぼ現状並みの 28%
- 輸出は電力のみで、電力の輸出量 2,582 ktoe (30 TWh) は 2035 年の発電量の 11%相当
- 熱供給では現状と比較して天然ガスのシェアが減少する一方、バイオマスなど再生可能エネルギーのシェアが増加

表 2.3-6 2035年の想定エネルギーバランス表

	Unit: ktoe										
Supply and consumption	Coal and peat	Crude oil	Oil products	Natural gas	Nuclear	Hydro	Wind, solar & environment	Biofuels & waste	Electricity	Heat	Total
Production	33,782	4,500	-	34,166	-	1,250	3,775	13,100	-	-	90,572
Import	0	9,500	2,341	0	32,865	-	-	0	0	-	44,706
Export	0	0	0	-	-	-	-	0	-2,582	-	-2,582
Total primary energy supply	33,782	14,000	2,341	34,166	32,865	1,250	3,775	13,100	-2,582	0	132,696
Electricity production	-18,735	-	-49	-2,820	-32,688	-1,250	-812	-3,042	23,786	-	-35,609
Heat production	-980	-	-31	-13,407	-177	-	-2,964	-5,149	-828	24,632	1,096
Refineries	-	-13,969	13,969	-	-	-	-	-	-	-	0
Energy sector consumption	-62	-	-477	-540	-	-	-	-	-3,039	-863	-4,981
Transmission & distribution loss	-245	-6	-2	-399	-	-	-	-	-1,674	-1,807	-4,133
Final consumption	13,760	25	15,753	16,999	0	0	0	4,909	15,662	21,967	88,915
Industry	12,325	-	1,326	3,183	-	-	-	403	7,175	5,208	29,621
Metallurgy	10,954	-	191	371	-	-	-	0	3,045	894	15,455
Chemical Industry	15	-	25	387	-	-	-	0	339	1,143	1,909
Engineering	3	-	33	162	-	-	-	0	1,147	203	1,549
Food Industry	102	-	148	124	-	-	-	343	536	1,669	2,922
Other industries	1,747	-	930	385	-	-	-	60	2,108	1,298	6,528
Construction	2	-	181	21	-	-	-	0	90	55	350
Transport	27	-	3,508	2,118	-	-	-	223	1,077	0	6,953
Agriculture	16	-	1,978	61	-	-	-	459	606	441	3,561
Services and other consumers	188	-	1,188	589	-	-	-	52	2,298	6,994	11,308
Population	206	-	6,310	9,073	-	-	-	0	3,772	4,416	33,046
Non-energy use	498	25	1,261	3,709	-	-	-	-	-	-	5,334

出所：2035年までのエネルギー戦略草案

2.3.3 省エネルギーと温室効果ガス削減

省エネルギーに関しては、以下の政策目標を掲げている。

- ▶ 市場価格の導入により、消費者に省エネ意識を植え付け、消費者の行動を改革する。
- ▶ メーターを設置する。
- ▶ 建物の電力消費適正化、断熱材の設置、省エネ性の高い暖房、エアコン、照明機器の導入を促進する。また、需要管理と省エネサービスの提供を行う。
- ▶ 産業部門に対しては、需要管理、省エネ基準の見直し、官民パートナーシップによる政策目標設定と省エネへの意識付けを行う。
- ▶ エネルギー診断、省エネ建築認証制度、省エネラベリング制度の法制化を行う。
- ▶ 分散型発電を促進する。
- ▶ エネルギーサービス事業などを活用し、省エネのアウトソーシング化を図る。
- ▶ 上記手法と炭素税の導入、国内の炭素取引制度導入により、温室効果ガスを削減する。

2.3.4 組織改革

「ウ」国では、汚職が市場の非効率を招きまた投資を阻害しているとして、ガバナンスの改善が喫緊の課題となっている。「2035年までのエネルギー戦略（草案）」では、表 2.3-7 のとおり様々な組織改革を提言している。

表 2.3-7 組織改革のポイント

視 点	項 目
経済的観点から	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 独立した裁判制度、管理の透明性向上、汚職防止、法の支配強化、物権の保証 ▶ エネルギー企業の株式上場 ▶ 税制の効率化、透明化、賃貸借関係の改善、炭素税の導入、違反者に対する罰則制度 ▶ 銀行システムの改善、長期プロジェクト投資への保険制度開発 ▶ 市場独占の影響緩和のための独禁法強化、規制機関の独立性確保 ▶ 新しい省庁間連絡制度の導入、権限分散化、地方政府の財政能力強化（地方政府による資金提供規制の法制度改善） ▶ 家庭、地域サービスの改革（料金引き上げ、地方当局による料金認可制度） ▶ 国家プロジェクトの機器は最新技術を適用
社会政治的観点から	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 選挙結果で政策が変更されないようにする ▶ 権限の分散化、地方政府の責任強化 ▶ 補助金制度改革 ▶ 消費者からの苦情に対する法制度強化

視 点	項 目
科学技術的観点 から	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 物流研究機関の刷新、エネルギー部門への訓練を提供する大学 ➤ 研究資金を提供するプログラムの創設 ➤ 基礎科学、応用技術に対する国家の支援 ➤ 科学、技術、革新分野における官民パートナーシップの創設 ➤ 能力向上のために、スキルを有し訓練されたスペシャリストを導入 ➤ エネルギー部門の革新に対する公的支援ツールの導入
政府、企業管理の 観点から	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 定期的に戦略を策定し、実行状況を報告するシステムの導入 ➤ エネルギー開発の優先度、法制度、戦略実行を議論するために、外資を含めた官民協議制度を導入 ➤ エネルギー危機に対する備え ➤ 環境、品質などに関する企業文化の改善 ➤ 法律に基づいて、企業に対してエネルギー安全保障対応策を要請
役割の明確化	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 内閣、エネルギー・石炭産業省、経済開発・貿易省、外務省、規制機関、地方政府、社会共同体それぞれの主な役割を整理

出所：2035年までのエネルギー戦略草案

2.4 エネルギーセクターの改革

2.4.1 改革の全体像

2014年7月、ポロシェンコ大統領は大統領令 No. 614/2014 により、「ウ」国の改革手続きの政治的コンセンサスをとるために国家改革委員会（National Reform Council：NRC）を設立した。NRCは全ての利害関係者の代表が参加し、合意を得ながら決定を行っている。NRCにはプロジェクト室があり、EBRD および EBRD 出資者の特別基金で運営されている。プロジェクト室の作業はEBRDの手続きおよび基準に沿って行われている。

NRCが取り扱う改革テーマの全体像は以下のとおり。括弧内は2015年末時点の進捗状況である。

- 腐敗防止（59%）
- 裁判制度改革（70%）
- 地方分権改革（84%）
- 行政改革（49%）
- 規制緩和と企業改革（68%）
- 警察改革（58%）
- 国家安全保障・国防改革（63%）
- 医療改革（56%）
- 税制改革（83%）
- エネルギー改革（57%）
- ウクライナの国際広報（92%）
- 農業改革（81%）
- 教育改革（69%）
- 国営企業統治改革（83%）
- 財政改革（76%）
- 憲法改正（68%）
- 公的購買制度改革（77%）
- 選挙制度改革（策定中）

エネルギーセクター改革の目的と目標は表 2.4-1 のとおりである。

表 2.4-1 エネルギーセクター改革の目的と目標

目的	戦略目標	実践課題
国家財政、安全保障、消費者、ビジネスおよび環境にとっての長期的な持続可能性を前提とする社会システムの構築	エネルギー市場の自由化	国営、民間企業共に公平な市場アクセスの確保：透明性確保と競争機会の推進
		全てのエネルギー源に対する市場価格反映の確立：一般家庭を含む全需要家に対する電力、ガス価格の経済妥当性
		国営エネルギー会社の大半の民営化および、またはリストラと先端経営の投入
	多様で効率的なエネルギー利用に応えるエネルギー源の供給	全てのエネルギー源に関する調達多様化の確立
		国産エネルギー源の生産増強
		国内エネルギー消費の縮減
	実効性のあるマーケット規制、安全および環境保護の確立	独立および専門のエネルギー規制当局の機能強化
		エネルギー安全管理と環境に関する国家統制の強化

出所：National Reform Council

セクター毎のタスクと 2015 年 9 月末時点の進捗状況は表 2.4-2 のとおりである。

表 2.4-2 エネルギーセクター改革の進捗状況

分野	状況
石炭	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 電子取引による石炭の市場価格決定メカニズムの策定 (40%) ➤ 2015-2020 年石炭産業改革プログラムにおける国の経済的目標の承認 (30%) ➤ 透明で効果的な国営炭鉱民営化の第 1 フェーズ完了 (70%) ➤ 炭鉱労働者および炭鉱・民営化される石炭会社周辺住民への社会的サポートを行うための組織、インフラの提供 (50%)
電力	<ul style="list-style-type: none"> ➤ EU の 3rd Energy Package に基づく電力市場改革基本法の承認 (70%) ➤ EU の 3rd Energy Package に基づく規制機関の独立性確保の法制度 (20%) ➤ 「ウ」国と EU 諸国との同期を行うための法的・技術的手法の実施 (40%)
天然ガス	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 天然ガス市場法に基づく市場改革・自由化のための 2 次法承認 (85%) ➤ 天然ガス市場法に基づく Naftogaz 改革のための組織、インフラの提供 (60%) ➤ 国内炭化水素生産のためのインセンティブ、エネルギー部門への民間投資を魅力的なものにする等の法律 (60%)
電力・天然ガス	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 段階的な内部補助の廃止と全ての消費者向け価格の引き上げ (40%) ➤ 社会的弱者に的を絞った天然ガス・電力補助金システムの改善 (70%)
省エネ	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 最終エネルギー消費効率改善と天然ガスの消費削減/代替化を目的とした 2020 年までの国家省エネ行動計画の承認 (100%) ➤ 省エネ投資を民間にとって魅力的なものとするために、エネルギーサービス事業制度の確立 (100%) ➤ 家庭・公的部門の省エネを支援するための省エネ基金の創設 (20%)

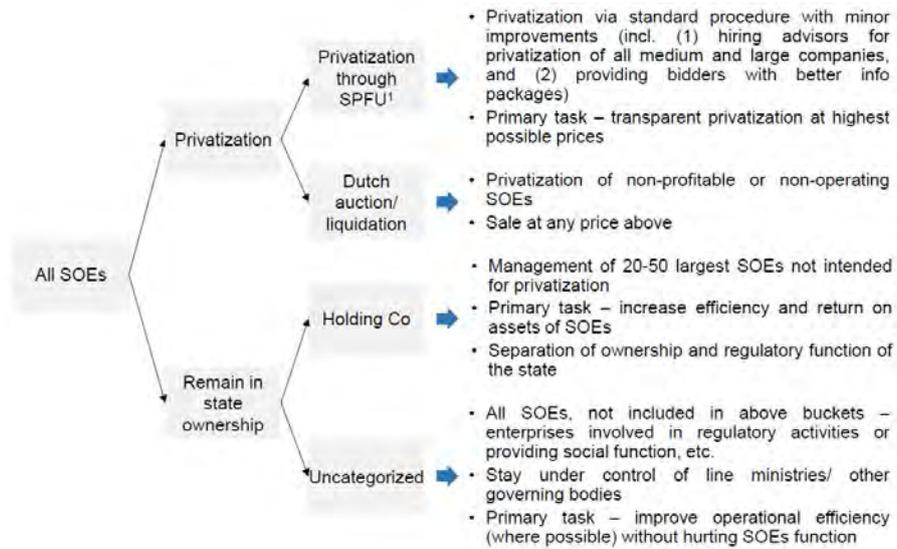
出所：National Reform Council

2.4.2 国営企業の民営化

「ウ」国では 1991 年の独立以降国営企業の民営化を推進しており、ほぼ毎年民営化リストを最高会議で承認し、売却を進めている。ただし、民営化対象としてリストアップされた企業のすべてが直ちに売却されるわけではなく、民営化されないまま長年リストに掲載されている企業が多数存在する。

「ウ」国の財政は毎年悪化し、2015 年末時点の債務残高は対 GDP 比で 9 割にも達しており、国際通貨基金 (International Monetary Fund : IMF) は財政支援 (2015 年 3 月に総額 175 億 USD の拡大信用供与措置 (対象期間 : 2015-18 年)) の実施と同時に腐敗防止や民営化などエネルギーセクターの構造改革を「ウ」国に求めている。このため、「ウ」国は民営化による不良資産 (負債) の削減と生産性の向上を急いでいる。

現在、国営企業は図 2.4-1 のように区分される提案がなされている。



SOEs = State Own Enterprises

SPFU = State Property Fund of Ukraine

出所：Reform of State-owned Enterprises, Ministry of Economic Development and Trade (November 2015)

図 2. 4-1 国営企業の管理フレームワーク案

(1) 民営化対象除外のエネルギー関係企業

Naftogaz (石油・天然ガス)、Ukrhydroenergo (水力発電)、Energoatom (原子力発電)、Ukrenergo (送電) は民営化されず、内閣の下にある持ち株会社の傘下に組み込まれる形になる。



出所：Reform of State-owned Enterprises, Ministry of Economic Development and Trade (November 2015)

図 2. 4-2 持ち株会社による非民営化企業の管理構造

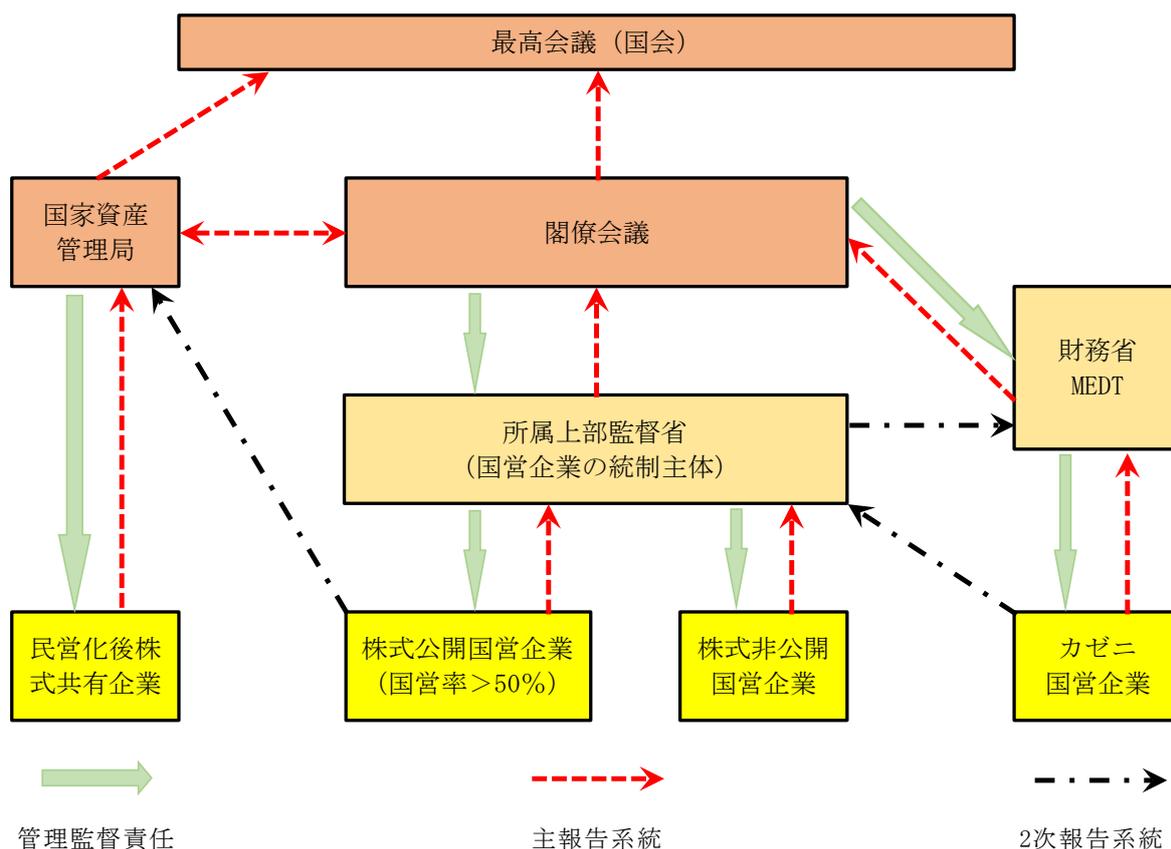
(2) エネルギーセクターの主要な民営化対象企業

「ウ」国の国営企業の数と統制機構を表 2.4-3、図 2.4-3 に示す。

表 2.4-3 国営企業の数推移

年	2005	2006	2007	2008	2009	2014
国営企業合計	3,981	4,086	3,209	3,546	3,589	3,340
国のシェア 100%企業 (株式非公開企業)	3,514	3,636	2,722	3,083	3,126	—
国のシェア 100%企業の子会社 (カゼニ国営企業)	48	50	43	43	43	—
PJSC (国のシェア 50%超)	419	400	444	420	420	—
民営化企業数	890	672	403	—	—	—

出所：2005-2009 データ：World Bank Report 599500 Financial Systems and Governance of State Owned Enterprise Feb. 22, 2011
2014 データは調査団がヒアリングで作成



*カゼニ企業については内閣からの指示により、MEDTが管理監督する。

出所：World Bank Report 599500 Financial Systems and Governance of State Owned Enterprise Feb. 22, 2011

図 2.4-3 ウクライナ国営企業の統制系統図

カゼニ国営企業とは、生産の 50%以上を国へ販売している 100%国営企業であり、軍需、科学土木センター、医療器具メーカーなどがこれにあたる。株式非公開国営企業とは、社会主義時代の基幹産業で、鉄道や原子力発電公社の Energoatom、送電公社 Ukrenergo などである。国営率 50%以上の株式公開国営企業とは、株式が公開されつつも 50%以上が国所有の官民共同株所有会社で、Centrenergo、Naftogas、Ukrtelecom、Odessa Portside Plant などである。民営化された元国営企業で国営率が 50%以下ものは民営化後株共有会社と分類される。

現在、国営企業 345 社が民営化対象として承認されており、MEDT は 200 社以上の企業名を公表している（2015 年 7 月）。このうちの民営化対象の主なエネルギー企業を表 2.4-4 に示す。

表 2.4-4 民営化対象の主なエネルギー企業

企業名	事業の種類	国の持ち分
PJSC Centrenergo	発電	78.3%
PJSC Kyivenergo	CHP、配電、熱供給	25.0%
PJSC DTEK Dniproenergo	発電	25.0%
JSC Kharkivoblenergo	配電	65.0%
PJSC DTEK Zakhidenergo	発電	25.0%
PJSC Lysychanskvuhillya (Luhansk)	炭鉱	100%
Krasnolymanska Mine (Donetsk)	炭鉱	100%
JSC 《Odesaoblenergo》	配電	25.0%
PJSC “Donbasenergo”	発電	25.0%
SE Kryvyi Rih District Heating Plant	熱供給	100%
OJSC Zaporizhyaoblenergo	配電	60.25%
PJSC DTEK Dniprooblenergo	配電	25.0%
PJSC Mykolaivoblenergo	配電	70.0%
PJSC Khmelnytskoblenergo	配電	70.0%
PJSC Zasyadko coal mine (Donetsk)	炭鉱	16.5%
PJSC Dniprodzerzhinsk CHP	CHP、熱供給	99.9277%
OJSC Ternopiloblenergo	配電	51.0%
PJSC Odesa CHP	CHP、熱供給	99.989%
PJSC Cherkasyoblenergo	配電	46.0%
PJSC Kherson CHP	CHP、熱供給	99.8%
Severodonetsk CHP	CHP、熱供給	100%
PJSC Sumyoblenergo	配電	25.0%
PJSC Lviv Coal Company (Lviv)	炭鉱	37.58%

企業名	事業の種類	国の持ち分
PJSC Mykolaiv CHP	CHP、熱供給	100%
Nadiya mine (Lviv)	炭鉱	100%
PJSC DTEK Dobropilska CPP (Donetsk)	選炭	38.3%
PJSC DTEK Oktyabrskaya CPP (Donetsk)	選炭	39.1%
#9 Novovolynska mine (Lutsk)	炭鉱	100%
Buzhanska mine (Lutsk)	炭鉱	100%
Velykomostivska mine (Lviv)	炭鉱	100%
Chervonohradska mine (Lviv)	炭鉱	100%
Vidrozhennya mine (Lviv)	炭鉱	100%
Lisova mine (Lviv)	炭鉱	100%
Mezhyrichanska mine (Lviv)	炭鉱	100%
Zarichna mine (Lviv)	炭鉱	100%
Stepova mine (Lviv)	炭鉱	100%
Zolote mine (Lviv)	炭鉱	100%
Hirska mine (Luhansk)	炭鉱	100%
Karbonit mine (Donetsk)	炭鉱	100%
Toshkivska mine (Luhansk)	炭鉱	100%
Stakhanov mine (Donetsk)	炭鉱	100%
Rodynska mine (Donetsk)	炭鉱	100%
Kurahivska mine (Donetsk)	炭鉱	100%
Ukrayina mine (Donetsk)	炭鉱	100%
1/3 Novohrodivska mine (Donetsk)	炭鉱	100%
Rosiya mine (Donetsk)	炭鉱	100%
Tsentralna mine (Donetsk)	炭鉱	100%
Dymyrov mine (Donetsk)	炭鉱	100%
#3 Pyvdennodonbaska mine named after Surgay (Donetsk)	炭鉱	100%

出所：Reform of State-owned Enterprises, Ministry of Economic Development and Trade (November 2015)

(3) 民営化の方法

民営化の手順は、まず、各省庁が所管する国営企業の民営化リストを作成後 SPF に提出し、SPF が以下 6 つの方法を用いて民営化が進められる。

- 償却 (Redemption)
- 設備貸付による償却
- 公開競売 (Auction)
- 入札売却 (Commercial Contest)
- 入札なし売却
- 株式売却

本調査の優先分野として、課題把握と支援ニーズを調査してきた Centrenergo については、第 2 回現地業務 (2016 年 2 月) の最中に、上記の「入札売却」による民営化プロセスの実行が決定された。SPF にインタビューしたところ、次の手順により、入札売却は実施されるとのこと。

- 1) 資産調査 (Due diligence)
- 2) 企業価値の試算 (Review)
- 3) 国際入札
- 4) 入札評価 (入札者資格審査、民営化移行時の影響評価を含む)
- 5) 閣僚会議の承認
- 6) 売却

SPF は、投資家への有利な融資条件を整備するため、EBRD や欧州投資銀行 (European Investment Bank : EIB) など国際金融機関に対し、融資等による民営化後事業への参画を呼びかけ、結果として上記 2) 「企業価値の試算」において評価額を高める努力を行っているとのこと。また、一旦、民営化リストに記載された企業については、そもそも経営状態が悪い場合が多いため、国際融資を取り付けるための国家保証は基本的には得られないとのことである。このほか国営企業が 4 百万 UAH を超える投資を行う場合は、資金調達先の有無にかかわらず、閣議承認が必要とのことで、Centrenergo のような民営化対象企業が国際金融を利用する場合のハードルは相当高いといえる。

2.4.3 電力・ガスセクターの改革

「ウ」国は欧州エネルギー市場との統合を目指しており、欧州の電力・ガス市場の枠組みを定める第3次エネルギーパッケージに則った制度を自国に導入する。

表 2.4-5 EU 第3次エネルギーパッケージ

欧州が統一的に電力・ガス市場の自由化を進めるための一連の指令 (Directive)。ネットワーク (送配電、ガス導管) への第三者アクセスなど自由化に着手した第一次指令は、電力は 1996 年、ガスは 1998 年に発せられた。2007 年 7 月までに小売を全面自由化することなどを定めた第 2 次指令は電力、ガスとも 2003 年に発せられた。第 3 次指令の主な特徴は次のとおりである。

- ネットワーク部門の所有権分離または Independent System Operator 方式を義務化
- 規制機関の独立性および権限の強化
- 国際問題を取り扱うエネルギー規制機関調整庁の設立

出所：EU 第3次エネルギーパッケージ

新法の制定ではガスセクターが先行しており、2015 年 4 月にガス市場改正法が議会で承認された。新法ではガス市場は以下ようになる。新法が定める改革を具体化するための二次法 (Secondary legislation) が定められているが、詳細は明らかになっていない。

国	: 自然独占であるガスの輸送および配達の監督
規制機関	: 輸送 (Ukrtransgaz) および配給 (地域ガス会社) の託送料金設定 自由競争を守るためのガス市場の規制
輸送部門	: Naftogaz をアンバンドルし、独立した輸送システムオペレータを設立
消費者	: 一般家庭を含む全ての消費者が自由にガス供給者を選択できるようになる

一方、電力セクターでは、改革の方向を定める電力市場改正法の草案作成とパブリックコメントが完了している。今後は議会の承認を得て、執行に必要な二次法の策定が必要である。

新法の制定とは別に、卸市場の改革が既に決まっている。現在は、高圧系統に接続される 20 MW 以上の電力を国営 Energorynok が全て買い取る、いわゆるシングルバイヤー方式が取られているが、見直し後は Energorynok を介さない相対取引が可能となるほか、スポット市場が出来、アンシラリー・サービスの提供、需給調整市場の提供も行われるようになる。これらの結果、卸市場における Energorynok の役割は次第に小さくなる。

2014 年 4 月	: Energorynok 内にスポット市場と再生可能エネルギー買取の新部門設置
2016 年 1 月	: それらの部門を Energorynok から分離
2017 年 7 月	: スポット市場運営と再生可能エネルギー買取の組織が機能開始

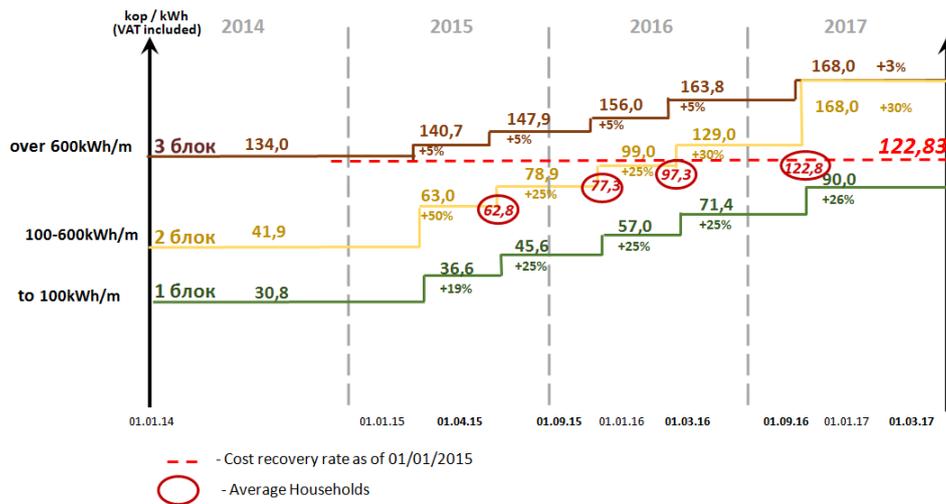
2.4.4 エネルギー価格改革とメーターの設置

これまでエネルギー価格見直しの方針はあったが、ほとんど実現していなかった。しかし、NKREKP は 2015 年 2 月から 3 月にかけて、家庭用の電力、熱、天然ガス価格の大幅な引き上げを公表した。これは、IMF など国際開発銀行が「ウ」国に対する金融支援の条件として各種エネルギー価格の引き上げを強く求めたために実現した。今後、2017 年 4 月までに、供給コストを 100% 回収できる水準にまで料金を段階的に引き上げていく。

エネルギー価格の引き上げが計画どおりに完了すれば、「ウ」国の投資環境は大きく改善する可能性がある。ガス供給や発電、熱供給を担う企業はコストを適切に回収できるようになるため、新たなインフラ投資の資金を得ることが出来る。また、消費者にはエネルギー料金の支払いを減らそうとする動機が生まれるため、省エネ関連投資が行われ易い環境となる。

(1) 電力価格

2015 年 2 月 26 日、NKREKP は 4 月 1 日から 2 年間で 5 段階の電力料金引き上げを発表した。電力価格引き上げのスケジュールを図 2.4-4 に示す。

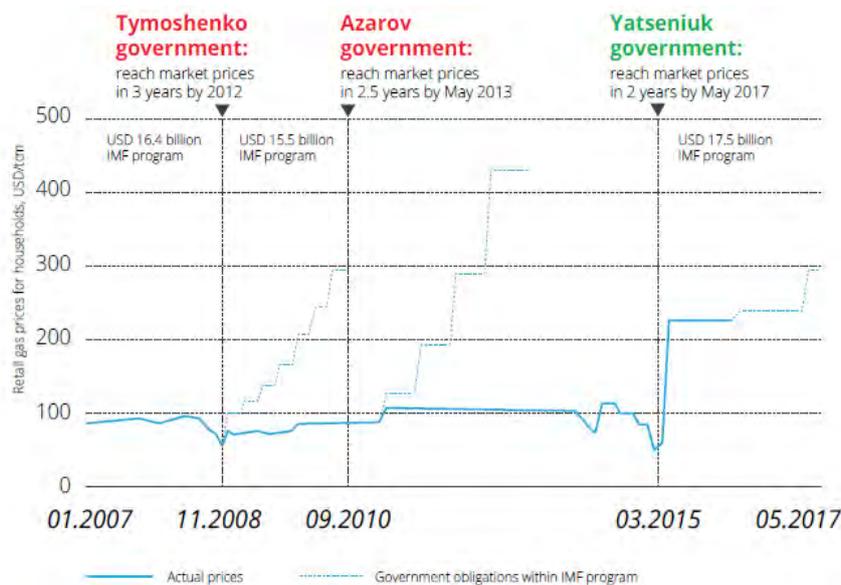


出所：Electricity tariffs Households Ukraine, NKREKP

図 2.4-4 家庭用電力料金の推移と引き上げスケジュール

(2) 天然ガス価格

IMF に対する約束では、2017 年 4 月までにガス料金を 100%コスト回収可能な水準へと引き上げる。歴代の政権は IMF から融資を受けるたびに価格の引き上げを約束してきたが、全て失敗に終わってきた。しかし今回は、2015 年 4 月を境に一般家庭用の価格を 2 倍以上に引き上げることに成功している。



出所：Naftogaz Annual Report 2014

図 2.4-5 家庭用ガス料金の推移と引き上げスケジュール

(3) 熱価格

NKREKP は 2015 年 3 月 4 日、熱生産用の天然ガス価格 2,495.25 UAH/1,000 m³ を基準として、家庭用熱価格の見直しを発表した。4 月 1 日から適用され、価格は 67%引き上げられた。ただし、CHP や発電所からの熱供給は対象外となっている。また、価格は供給事業者によって異なる。電力やガスと同様に、最終的には 2017 年 4 月までに 100%コスト回収可能な水準まで引き上げる計画である。

(4) メーターの設置

料金の適正化とともに重要なのは、メーターの設置である。メーターの取り付けによって供給者はエネルギー供給のロスを適切に把握できるようになり、更なる効率改善を目指すことが出来るようになる。また消費者は、自身のエネルギー消費量を知ることが出来るようになり、料金の従量課金と合わさって、自ら省エネを志向するようになる。

2014年12月末時点の一般家庭のガスメーター設置率は約70%である。

表 2.4-6 ガス利用区分とメーター取り付け期限

ガス利用目的	ガスメーター取り付け期限
暖房、給湯および調理全てに利用	2012年1月1日
給湯および調理に利用	2016年1月1日
調理のみに利用	2018年1月1日

出所：ガスメーター設置に関する法律

地域熱供給における建物単位のメーター設置率は、2015年11月末時点で41%である。IMFとの合意では2017年までに設置率を100%にすることになっており、設置を義務化する法令の整備を急いでいる¹¹。

WBグループである国際金融公社（International Finance Corporation：IFC）へのヒアリングによると、現在の制度では熱の価格は一人当たりの定額料金であり、家族が増えると熱の料金が増える仕組みになっている。このため、熱メーターを設置して従量料金となれば支払い額が安くなるため、一般的には熱メーターの設置は望まれている。ウクライナには貧しい人が多く、月額3,000 UAHの年金暮らしの場合、その半分以上が熱料金に消えてしまうが、熱メーターを付ければ、熱料金が半分になる。

熱メーターの設置には2つのやり方がある。

- 資金力のある家主は、Home Owner's Association を作ってアパートに集団で設置
- 資金力のない家主は、市に申請して設置してもらう

熱メーターは1台2,000-3,000 UAHであり、キエフ市の場合は補助金がない。現在、公共料金が上昇しており、キエフ市には熱メーター設置の申請が増えている状況にある。地域熱供給のない地方では、高効率ボイラへの切り替えを無料で行っている場合もある。

¹¹ SAEE ヒアリングより

(5) 一般家庭の省エネ

SAEEによると、「ウ」国には約 22 万軒の集合住宅があり、うち 80%は断熱工事を行って熱損失の削減を行う必要がある。投資額は 300 百万 EUR に達するが、断熱工事、熱メーター設置のためのドナーはついていない。

機器はすべて「ウ」国製であり、付加価値税 (Value Added Tax : VAT) として政府は歳入が見込める。家庭の省エネはボイラ、窓、メーターの設置工事に雇用が見込め、国家にとって利益のある投資となる。

国際機関の中では、IFC が、家庭における熱分野の省エネを支援しており、熱メーターの設置、温度調節器の設置および断熱材の施工を促進している。IFC は、融資は行わずコンサルティングを行っている。IFC の取り組みは以下のとおり。

- 地方開発省と協力して法制度を制定
- 銀行との協力
- 広報活動

このうち、銀行との協力および広報活動を行っている背景は以下のとおり。

- 旧ソ連時代、集合住宅は国の所有物であったが、独立後、集合住宅の各部屋は個人の所有となった。集合住宅の補修は公共サービス機関が担っていたが、公共サービス機関のサービスの品質が悪く、個人で業者を使って補修した方が良いサービスを得ることができた。そのため家主は Home Owner's Association を作って、銀行と補修資金借り入れの相談をしたが、銀行は Home Owner's Association のようなものに融資をした経験がなく、その方法が分からなかった。このため、集合住宅の補修、近代化は行われてこなかった。こうした背景から、IFC は銀行と協力して Home Owner's Association に融資する仕組み作りを行っている。
- 集合住宅の部屋のオーナーとなった個人は、自分の部屋は自分の所有物という認識があるものの、玄関、階段、エレベーターといった共有部分に対する管理意識が無い。したがって、IFC は集合住宅の家主に対して、共有部分も補修の対象となることの広報活動を行っている。

2.5 エネルギーセクターの課題

「ウ」国が現在直面している最も大きな課題は、天然ガスおよび石炭の供給にある。これまで繰り返し触れてきたように、これら供給サイドの問題が顕在化するきっかけとなったのは、ロシアとの関係悪化である。欧州や米国を巻き込んだ政治的対立が背景にあるため、ロシアとの関係修復による課題解決は不確実性が高く、短期的にこれを期待するのは難しいであろう。そのため、現在進行中の天然ガスおよび石炭供給の安定化を図ることが優先課題となる。しかし、「ウ」国のエネルギーセクターが抱える課題はこれに留まらず、極めて低いエネルギー利用効率やインフラの老朽化、規制や市場の透明性の欠如など多岐にわたる。さらに大きな問題として政治の混迷もある。2016年4月にはポロシェンコ大統領と対立していたヤツェニウク首相が辞任し、グロイスマン氏が新たに首相に就任、MECIの大臣もナサリク・イホール氏に交代した。このような政治の混迷によりエネルギー改革の進捗にも影響を及ぼす可能性がある。

ここでは、先ず優先順位の高い天然ガスと石炭、およびそれらと関係性の深い熱供給と電力供給の課題を取り上げる。そして、石油供給とエネルギー効率を取り上げる。

2.5.1 天然ガス

天然ガス部門の課題は、輸入依存度の低減と輸入相手国の多様化にある。

(1) 国内天然ガス生産

「ウ」国の資源の一部はクリミア半島周辺に賦存しているが、ロシアによる「ウ」国東部の支配によってこれら資源の開発、利用は事実上不可能となった。

黒海沿岸の資源は大深度に賦存しており、開発コストが高い。この資源を生産に結び付けるには、Naftogazの経営を良くするか、民間投資を呼び込める投資環境を整備しなければならない。Naftogazの関連企業が生産した天然ガスの卸売価格は低く設定されており、十分な利益を得ることが出来ていない。また、家庭向けガス料金の逆ザヤが同社の経営を圧迫し、投資資金が不足している。この問題を解消するには、Naftogazの卸価格と小売価格の引き上げが必須である。

外資を含む民間企業の投資環境改善という点では、ロイヤリティを含む資源開発関連税の見直しと、各種規制を含む投資関連制度の透明性や予見可能性を高めることが求められる。資源開発関連税は開発企業の利益、すなわち投資判断に直結する。「ウ」国は税込確保を目的に関連税を引き上げており、これが投資意欲を阻害するというジレンマを抱えている。また、政権が替わるために政策や組織が大きく変化する「ウ」国の体質は投資家にとって大きなリスクであり、これを安定化させる必要がある。

(2) 代替燃料への転換

天然ガスは暖房用燃料として多く利用されていることから、石炭やバイオマス、各種未利用エネルギーを代替燃料として活用することや天然ガス消費量を削減することが推進されている。天然ガス消費量を削減するうえでは有効な方策だが、代替する燃料によっては環境やコストといった別の問題を引き起こす可能性があるため、慎重な検討を要する。

(3) 効率の向上

天然ガスの消費量は、一般家庭での直接利用（暖房、給湯、調理）が最も多く、この部門の利用効率を改善することが重要である。既に取り組まれているガス価格の引き上げとメーターの設置は省エネに必須であり、計画どおり完遂することが前提となる。そのうえでさらに、省エネの必要性を訴え行動を促すための広報、教育および支援を重層的に施していく必要がある。

地域熱供給は直接利用に次ぐ天然ガスの需要部門であり、この部門での利用効率を向上することが求められる。（詳細は 2.5.2 に記載する）

産業部門では主に鉄鋼、化学（アンモニア製造）で消費され、民生部門では暖房の熱源として消費されている。産業部門では設備の近代化によってエネルギー利用効率を改善する可能性があるが見られるが、多額の投資が必要となるのは言うまでもない。産業界に省エネ投資のインセンティブを与えるためには、エネルギー価格の引き上げと規制の強化が有効である。

また「ウ」国はロシア産天然ガスの欧州向け輸出のトランジット国としての役割を有しており、天然ガス輸送のためのガス圧縮機用天然ガス消費量も大きい。圧縮機は合計で 1 GW 以上の出力があるが、圧縮機の動力となるガスタービンの効率は 30% 以下と低く、効率改善の余地がある。

(4) 天然ガス輸入相手国の分散化

「ウ」国は天然ガスの輸入をロシアに大きく依存しており、天然ガス輸入相手国の多様化が課題となっている。スロバキアやポーランドからのパイプラインによる逆送や液化天然ガス（Liquid Natural Gas:LNG）輸入が選択肢となる。

パイプライン輸入では、トランジット用の天然ガスを抜き取るバーチャルな逆送ではなく、欧州側から圧送する物理的な逆送能力を強化する必要がある。バーチャルな逆送は、ガスプロムと欧州諸国間の契約によって供給が制限される場合があるほか、Nord Stream の増強など「ウ」国を回避する輸出ルートが進行するなかでは、これに依存するのはリスクが高いと言わざるを得ない。

LNG の輸入について、黒海沿岸で LNG を受け入れるためにはボスポラス海峡を通行する必要があるが、トルコ政府はこれに難色を示していると言われる。これを回避するには、中央アジアの天然ガスをジョージアで液化するか、ポーランドなどで受け入れた LNG をパイプライン経由で輸入するしかない。

2.5.2 熱供給

熱供給部門の課題は、効率の向上にある。MRDBH は、熱供給・消費部門の効率改善による天然ガス消費削減効果は 5.0 Bcm/年、さらに熱供給・消費部門の効率が EU 並みになった場合、天然ガスの消費削減効果は 11.4 Bcm/年に達すると試算している。

(1) 料金引き上げとメーター設置

熱供給料金の引き上げと建物ごと（戸別ではない）のメーター設置は効率向上の前提であり、既に取り組みが始まっている。これを計画どおり完遂することが求められる。

(2) 設備の改修、近代化

熱供給設備は、熱源とパイプラインの両方とも老朽化が進んでおり、相当程度の漏水もあると見られている。これまで十分な設備更新が行われてこなかった要因は、投資資金の不足である。熱供給事業は地方自治体が担っており、公共サービスとの性格から、料金は低く抑えられている。現在進んでいる熱供給価格の引き上げはこの状況を打破するものであり、コスト回収率 100%となる 2017 年以降は事業体に更新投資の余力が生まれてくるとみられる。

設備更新の際に注意すべきは、省エネルギーが同時に進んでいる点である。省エネによって熱需要が減少しているとすれば、現在と同じ能力の設備に更新したのでは過剰能力となると考えられる。

(3) 熱供給方式の見直し

都市部は地域熱供給が発達している。この方式は熱需要の地理的密度が高い場合には効率的である。一方、熱輸送は一般的にエネルギー損失が大きく広域の供給には適さないことや、都市の構造や人口の変化への適応が難しいという面もある。都市の広がりや賑わう地域、人が多く居住する地域やビジネス街は時代とともに変化する。熱供給インフラを整備した当時とは状況が大きく異なっていることが考えられ、そもそも既存のインフラを効率的に運用できない状況となっている可能性もある。そのため、既存熱供給インフラの都市への適合度を精査し、地域によっては地域熱供給のシステムから切り離して戸別暖房へと切り替えていくことも検討した方が良い。逆に、都市の集約度を計画的に高め、地域熱供給が高い効果を発揮する状態を維持することも一つの選択である。

2.5.3 石炭

石炭部門の課題は、石炭需給構造の多様化と国内炭鉱の効率化にある。

(1) 石炭需給構造の多様化

「ウ」国石炭部門の喫緊の課題は、発電用無煙炭供給の支障である。「ウ」国は石炭資源国であるが、これまで一般炭（主に発電用無煙炭）は自給体制、原料炭は輸入に依存してきた。しかし現在、主要産炭地である東部では親ロシア分離派との紛争を抱えており、無煙炭の生産、供給量が減少している。そのため「ウ」国政府と Centrenergo は、ロシアと南アフリカから石炭を輸入することで凌いでいる¹²。東部地域の紛争は政治的決着を待つしかなく、いつ、どのような形で無煙炭生産が回復するかは不明である。

「ウ」国では老朽石炭火力の更新需要が高まっているが、無煙炭火力を瀝青炭火力へと転換することはひとつの方策である。瀝青炭は輸入相手に多様な選択肢があり、また価格も安い。輸入インフラの強化が必要となるが、中長期的な石炭の安定供給を鑑みれば、段階的に瀝青炭利用へと転換していくことが考えられる。また資源量はそれほど多くはないものの褐炭があり、この利用も考えられる。このように、無煙炭かつ東部地域に依存した需給構造を炭種と地域の両面で分散化していくことが求められる。

(2) 国内炭鉱の効率化

構造的な課題としては、国営企業の石炭生産性の低さと補助金依存を挙げることが出来る。石炭層が比較的薄くかつ坑内掘りであることが、低い生産性の根本的な原因であるが、これに加えて補助金による国営企業の保護が生産性低下に拍車をかけてきた。こうした構造を改革すべく、「ウ」国政府は 2014 年末で炭鉱に対する補助金を廃止した。これにより一部の優良炭鉱は自助努力によって運営継続の可能性はあるが、他方で閉鎖を余儀なくされる鉱山が出てくる可能性がある。

「ウ」国では過去に褐炭鉱山を閉鎖したことがあるが、失業者対策に失敗したことで社会問題に発展し、その問題が現在でも解決していない。そのため政治や行政はこれまで炭鉱の閉鎖に消極的であったが、現下の危機的な状況が政治判断を後押しした。今後「ウ」国では、鉱山閉鎖による失業者への対策が重要な課題となる。

¹² 2015 年 7 月に MECI 担当者からヒアリング。7-12 月に無煙炭の輸入を計画、数量は多くはないが発電に必要な量は確保。

2.5.4 電力

電力部門においては、分野ごとに次のような課題がある。

(1) 発電

「ウ」国は旧ソ連時代には、連邦を構成する周辺国に対する電力供給地として機能していた。そのため、独立後は過剰な発電容量を有するに至った。「ウ」国電力産業の課題は、発電容量が充分であったために設備の更新が全く進まず、老朽化するのみとなった過剰設備の統廃合と近代化である。

また、「ウ」国の石炭火力発電所は大気汚染（PM、SO_x、NO_x）対策設備が十分に設置されていないが、今後欧州市場との連携を強めていく一環として、EUの基準に沿った排出ガス処理などの環境対策を行う必要がある。

さらに、前述のとおり、現在は石炭火力の燃料である無煙炭供給が不安定になっており、これに対応していく必要がある。

原子力発電では、Khmelnyska No. 3/4の増設計画を進めるためのコントラクタ選定が必要である。当初ロシアのRosatomがコントラクタとして選定されたが、それが白紙撤回された。既存原発は全てRosatom製であり、新たに西側技術を導入するための対応が求められている。

再生可能エネルギーでは、普及拡大に向けて2009年にグリーン・タリフ制度を導入したが、買取価格がユーロ建である点に注意を要する。投資家にとっては非常に好ましい条件であるが、今後の普及拡大速度によっては、予想外の経済的負担を強いられることになる。

(2) 送電

送電部門も老朽化が進んでいる。2012年に作成された2030年までのエネルギー政策によると、220-330kVの架空送電線の35%が建設されてから40年以上を経過、55%の変電所の機器が設計運転期間を過ぎている。

また、送電容量不足により原子力発電所からの電力を十分に中央部や東部に送れないという問題を抱えている。「ウ」国は今後原子力発電の基幹電源としての役割さらに高めていく方針であり、原子力発電を最大限に活用していくためにも、送電線の増強が必要になっている。

(3) 配電

2012年に作成された2030年までのエネルギー政策によると、配電線の31%、変電所の32%は改修または更新の必要がある。低圧用の機器の不具合により、電圧が基準をはずれて変動している。また、電力メーターが個別に設置されていないケースが多く、消費者に電力節約のインセンティブが働かないことが問題となっている。

2.5.5 石油

石油分野では、国内資源開発と国内製油所の有効活用が課題である。

(1) 国内石油開発

「ウ」国では大規模油田の枯渇、近年探鉱投資を怠ってきたことによって新規の油田がないこと、低い回収率、といった困難から、短期的には石油生産の増加は期待できない。また、石油メジャーと黒海深海の探鉱を計画していたが、ロシアによる「ウ」国東部の支配により計画は白紙となった。今後開発の対象となるのは大深度など条件が厳しい鉱区であることから、長期的に原油の増産を目指すのであれば技術および資金を海外から呼び込むための投資環境整備が必要である。

(2) 石油精製

「ウ」国の製油所は旧ソ連時代に建設されたもので、民営化後に十分な設備更新投資がなされてこなかったことから老朽化が進み、製造する石油製品は輸入品に対する価格競争力を失った。その結果、7つある製油所のうち現在稼働しているのは中央部の Kremechuk (36万バレル/日) 製油所と Shebelynska コンデンセート製油所の2箇所にすぎず、2014年の稼働率はそれぞれ6.5%と40%と極めて低い¹³。

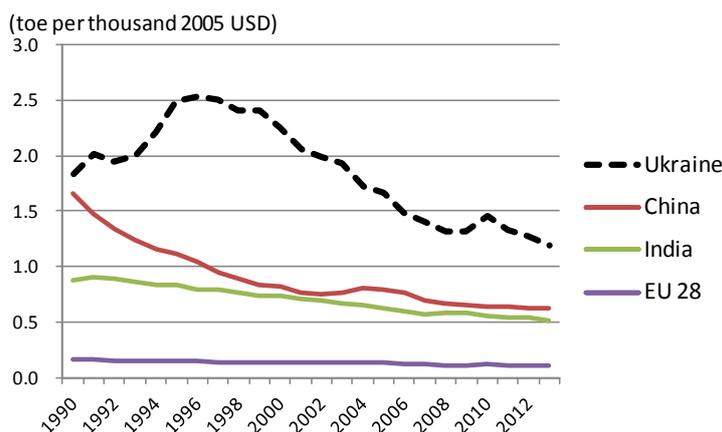
製油所はロシア産原油の性状に応じた設備となっているが、現在ロシアからの原油供給が途絶えている。また、欧州との市場統合を目指す中では Euro-4 や Euro-5 といった高規格の製品製造に対応していく必要がある。理論的には国内精製の方が国内経済や雇用の面から望ましいが、製油所を稼働させるためには更新投資が必要である。

¹³ Naftogaz, Annual Report 2014

2.5.6 エネルギー効率

「ウ」国のエネルギー利用効率は他国と比較して極めて低く、省エネポテンシャルが大きい。

図 2.5-1 にエネルギー効率を図る指標の 1 つである、単位 GDP 当たりの一次エネルギー供給量を比較したものを示す。これによると、GDP 当たりの一次エネルギー消費量 (toe/2005 年価格 千 USD、以下同様) をみると、経済の緩やかな回復もあり、1990 年代後半以降に改善する傾向にある。しかし、2013 年の GDP 当たりの一次エネルギー消費量 1.19 は、中国やインドと比較しても非常に悪い水準にある。



出所：Energy Balance of OECD, Non-OECD Countries 2015, IEA

図 2.5-1 エネルギー効率比較

「ウ」国には省エネルギーおよび再生可能エネルギーを推進する政府機関として、SAEE がある。SAEE は 2011 年 4 月に National Agency for Efficient Usage of Energy Resources と State Inspectorate for Energy Saving が統合し設立された。

1994 年にエネルギー利用の効率化に関する法律を制定したが、実態に合わないため改正作業が行われている。本報告書執筆時点で、改正法案は承認されていない。

MRDBH が策定した 2020 年までの省エネアクションプランが 2015 年 11 月に閣僚会議で承認された。アクションプランでは 2020 年までに最終エネルギー消費量の 9%削減を目標としている。アクションプランでは各部門の省エネ実現のための必要資金を以下のとおり推定している。

表 2.5-1 省エネ実現に必要な資金

家庭	6,700 億 UAH
建物	8,145 億 UAH
産業	90 億 UAH
輸送	1,527 億 UAH

出所：SAEE

省エネルギーの実践においては、政策による目標設定や管理と同時に、消費者が自発的に省エネを行うように促すことが重要である。この意味から、エネルギー価格の引き上げとガスメーターや熱メーターの取り付けは適切な対策であり、計画どおりに完遂することが望まれる。

3 エネルギーセクターの法制度および国際融資制度

3.1 エネルギーセクターの法・規制

3.1.1 ウクライナの立法行政体制

「ウ」国の法・規制は古くはフランスの市民法（ローマ法）、ハンザ同盟を起源とするドイツ民法典（Bürgerliches Gesetzbuch）、そして近代は旧ソ連の法・規制の影響を強く受けている。しかしながら、「ウ」国の法律には日本の六法全書にあたる体系的な法大全はなく、法律の制定には複雑な立法行政体制を理解する必要がある。

「ウ」国憲法は、1991年8月24日の旧ソ連崩壊に伴う独立宣言が制定され、立法行政体制は、司法・立法・行政の三権が分立する議会制民主主義（共和制）をとっており、大統領制と議院内閣制による政治・行政運営がなされている。「ウ」国の大統領の任期は5年で、2期を超えて再選されることはない。また副大統領職はなく、大統領席が空席の場合、首相が暫定的に権限を行使する。

「ウ」国の大統領制はフランスやロシアと同じく半大統領制であるが、これらの国と異なりヴェルホーヴナ・ラーダと呼ばれる議会（最高会議）の解散権を事実上有していない。また、首相の任命に際しては、最高会議の同意が必要であり、最高会議が採択した内閣総辞職に関する決議は、大統領に対して強制力を有する。

最高議会は、一院制で450議席から成る。全議席は全国区の比例代表制によって選出されるが、いかなる政党も選挙ブロックの全投票数の3%以上を獲得しなければ議席を得ることができない。議員の任期は5年。議会は立法、国際協定の批准、予算の裁可および首相の承認・罷免、閣僚の承認・罷免を行う。

「ウ」国の閣僚会議は行政権の最高機関であり、大統領と議会に対して責任を負う。首相は大統領が指名し、最高会議の過半数の同意に基づいて任命する。閣僚会議は、首相、第一副首相、副首相（3人）と各省の大臣から構成される。

「ウ」国の中央行政機関は首相のもとに下記の15省（2016年1月現在）が属し、各大臣は首相の指名に基づいて大統領が任命する。

3.1.2 ウクライナの中央行政機関

内務省 - 外務省 - 国防省 - 法務省 - 財務省 - 非常事態省 - 保健省 - 社会基盤省 - 教育・青少年・スポーツ省 - 経済発展商業省 - 環境天然資源省 - エネルギー・石炭産業省 - 農務食糧省 - 社会政策省 - 地方開発・建設・住居担当省

3.1.3 ウクライナの法律分類

民法（家族法、相続法、契約法、商法、義務法、資産法、知的財産法、会社法、土地法、民事訴訟法）、税法、刑法、刑事訴訟法、行政法、国際法（「ウ」国の憲法は、最高会議で批准された国際合意は、「ウ」国の法律の一部として適用することを認めている）

3.1.4 ウクライナの法・規制の種類と決定手順

[ウクライナ法 (Law of Ukraine)] : 閣僚会議または議員からの発議でヴェルホーヴナ・ラーダ（最高会議）の承認により制定される。

[大統領令 (Decree of President)] : 緊急を要する場合に大統領の命令により発行される。

[閣議指示 (Order of Cabinet)] : 閣議の承認により施行される。

[詳細規則 (Regulation/ Instruction)] : 大臣、行政区又は自治区の長の承認により施行される。近年フレームワーク法により下級行政機関も規則を制定できるようになった。また法・規則の発効はHolos ウクライナと呼ばれる公的日刊紙で公布後、翌日より発効する。

3.1.5 インフラ建設に関連のあるその他の規制

法律とは別に下記の規制が「ウ」国には存在し、エネルギーセクター設備にも適用される。

[EU 指令 (Directive) および規制 (Regulation)] : EU 指示規制についてはEUと「ウ」国が2011年に署名したエネルギー共同体条約 (EnCT) とエネルギー共同の法的枠組み (3rd Energy Package) がまだ実施されておらず、2016年1月から実施の予定である。

[DBN (国家建築基準)] : 「ウ」国の土木建設・土木工事に適用される建築基準のうち特に消防、防災、建物強度については他国に比べて厳しい基準が適用されており、エネルギーセクターでの建設・再建設工事には注意が必要である。

[SOU (「ウ」国技術基準) 工業機械設備への技術基準] : EU 基準技術に適合するための国家技術基準として環境規制、周波数安定性および負荷変動許容値に対する基準に注意が必要である。

[UkrSEPRO (ウクル・セプロ)] : 1993年に「ウ」国政府に導入されたUkrSEPRO認定制度は、2003年10月7日「ウ」国政府令No.1585により承認。当初は「自主認証」であったが、強制認証を必要とする製品が2008年5月14日No. 446により指定された。適合証明書は「ウ」国内市場に製品を輸出する際、通関手続き時に必要である。「ウ」国国家委員会2005年1月2日N28」によりUkrSEPRO証明書の必須品目リストが公開されている。

ただし、適用対象品目は汎用品や一般消費者向けが多く、F/Sによる認証を受けるエネルギーセクター関連製品は適用されない場合が多い。

[GOST (旧ソ連電気品安全基準)]: UkrSEPRO への乗り換えが完全でないため、電気安全基準として旧ソ連基準への適合が求められる。特にエネルギーセクターには UkrSEPRO 対象品がなく、計装、制御機器に GOST 規格が適応される場合があるため、電気部品単品の輸入には注意が必要である。

3.1.6 主要なエネルギー・電力関連法・規制

「ウ」国におけるエネルギー・電力関連法・規制の最重要課題は、EU の指令を早期に実現することである。実態としては EU 指令をそのまま適用する場合もあれば、時間差をもって「ウ」国法と規制を制定している場合もある。

火力発電、水力発電、地域熱供給、バイオマスや廃棄物エネルギー発電のエネルギー分野において EU 指令の遵守を目的とした「ウ」国の法律と EU 指令を表 3.1-1 に示す。

なお、「ウ」国のエネルギーセクターの関連法・規制の一覧については 付録 に記載する。

表 3.1-1 主要なエネルギー・電力関連法・規制

ウクライナ国法・規制	EU 指令
<ul style="list-style-type: none"> ▶ 「ウ」国によるエネルギーコミュニティ条約に参加するためのプロトコル ▶ 2011/8/3 発効 2015/10/7 改正「ウ」国内閣 Order No. 733-P「エネルギー共同体条約に基づく実施義務のための行動計画の承認」 ▶ 2013/12/20 発効 2015/10/13 改正「ウ」国内閣 Order No. 1080-p「「ウ」国のエネルギー戦略の実現への継続的な支援プログラムへの資金調達協定の変更、および欧州委員会に代表される欧州連合 (EU) と「ウ」国の追加契約第 1 号への署名」 ▶ 2013/6/15 発効「ウ」国内閣 Order No. 671-p「「ウ」国-欧州連合 (EU) 間エネルギー接続パイロットプロジェクトの立ち上げ」 ▶ ウクライナ法「「ウ」国の電力市場の運用規定」 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 2001/10/23 発効指令 2001/80/EC: 大規模な燃焼プラントから空気中への特定汚染物質の排出制限 ▶ 2006/4/5 発効指令 2006/32/EC: エネルギー最終利用効率とエネルギーサービス ▶ 2009/4/23 発効指令 2009/28/EC: 再生可能エネルギー源からのエネルギーの利用促進 ▶ 2009/7/12 発効指令 2009/73/EC: 天然ガスの域内市場のための共通のルール ▶ 2009/7/13 発効規則 (EC) No. 715/2009: 天然ガス輸送ネットワークにアクセスするための条件

出所: 調査団作成

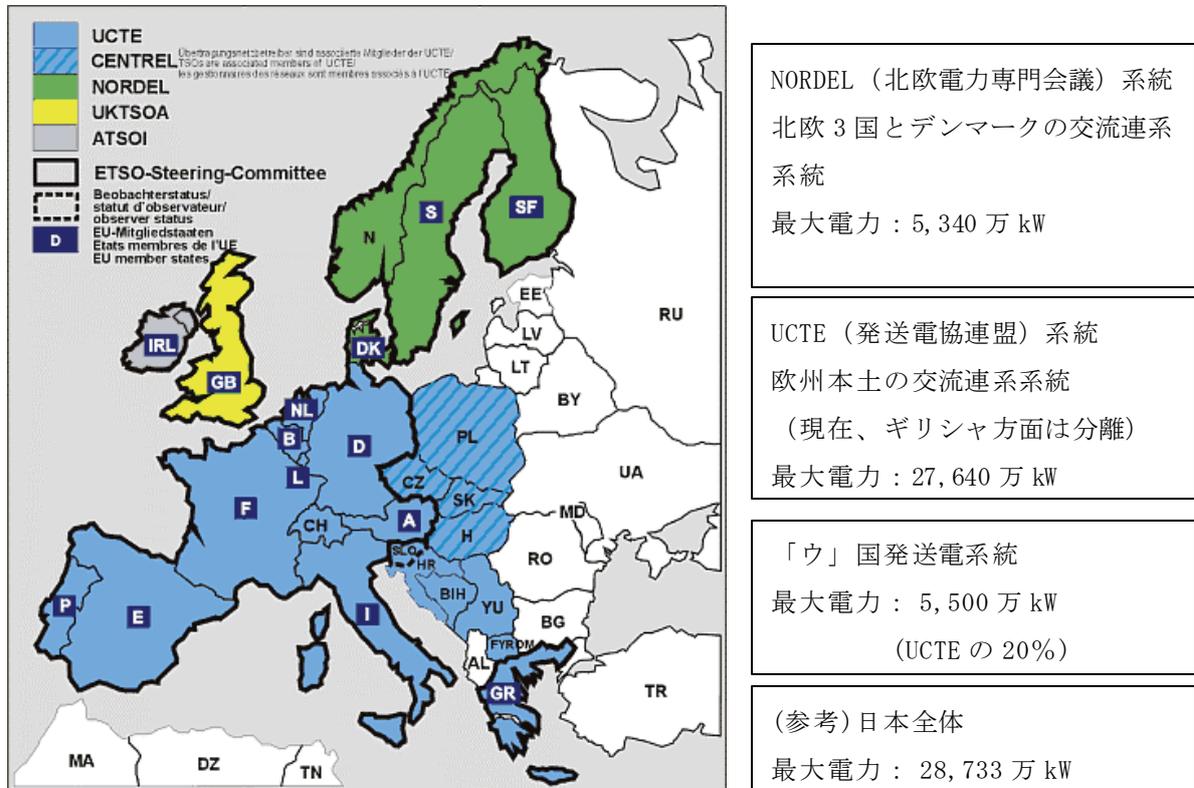
3.2 電力設備の改修・新設の関連法規制

「ウ」国の電力設備を改修・新設する場合に適用される法・規制は表 3.1-1 のとおり、EU の要求を早期に実現させることを目的に整備されてきている。欧州の送電ネットワークへの接続条件を充たすため、タービンの近代化や発電機の負荷追従性の向上、環境対策など進める方針で、具体的内容は、「表 5.5-1 主要な火力発電設備改修・新設の関連法・規制」「表 6.3-2 主要な送変電設備改修・新設への関連法・規制」に記載する。「ウ」国の電力設備の改修・新設の関連法規制一覧については 付録 に記載する。

3.2.1 周波数安定性および負荷追従性の要求について

欧州送電管理団体（European Network of Transmission System Operator for Electricity : ENTSO-E）は 2008 年 12 月 19 日にブリュッセルで EU 各国の送電会社（TSO）が合意して設立され、EU 内の電力取引と電力規格の一元化を主な目的として欧州全体の送電ネットワークを統制している。しかし、ネットワーク運営は図 3.2-1 に示す従来の送電体制で運営がされている。「ウ」国が隣接する CENTREL は旧ソ連から分離し、欧州送電ネットワークに接続されたが、電力輸送調整連盟（Union for Coordination of Transmission of Electricity : UCTE）規格によって規制されている。

したがって「ウ」国の電力システムの周波数安定性と負荷追従性は UCTE 規格が適用される。詳細は「5.火力発電分野」で説明する。



出所：ENTSO-E Electricity in Europe 2014

図 3.2-1 欧州の送電ネットワーク

3.2.2 電力設備の改修・新設の法手続きとステップ

「ウ」国での電力設備の改修・新設に必要な許認可の業務フローを図 3.2-2 に示す。

事業計画段階での F/S と概略の設計仕様を以て、国家認定検査専門家による評価と Town Master Planning Authority の了解が必要である。

また、詳細設計後、工事着工前に関連官庁と電力会社の意見聴取と合意、さらに国家認定建設資格者による建設許可が必要である。

工事中においても外部電源接続、上下水・ガス接続にはそれぞれの事業者への申請と許可を取得する必要がある。これらの認定、許認可は建設目的、設計、製造、テスト、据え付け、および契約の下で行われる他の事業活動を示す書類とともに関連する工事着工前に契約工事業者に提示しなければならない。

工事完成後、電力系統への接続には完成図書とともに電力市場担当会社から許可を受けなければならない。

➤ 専門家評価について

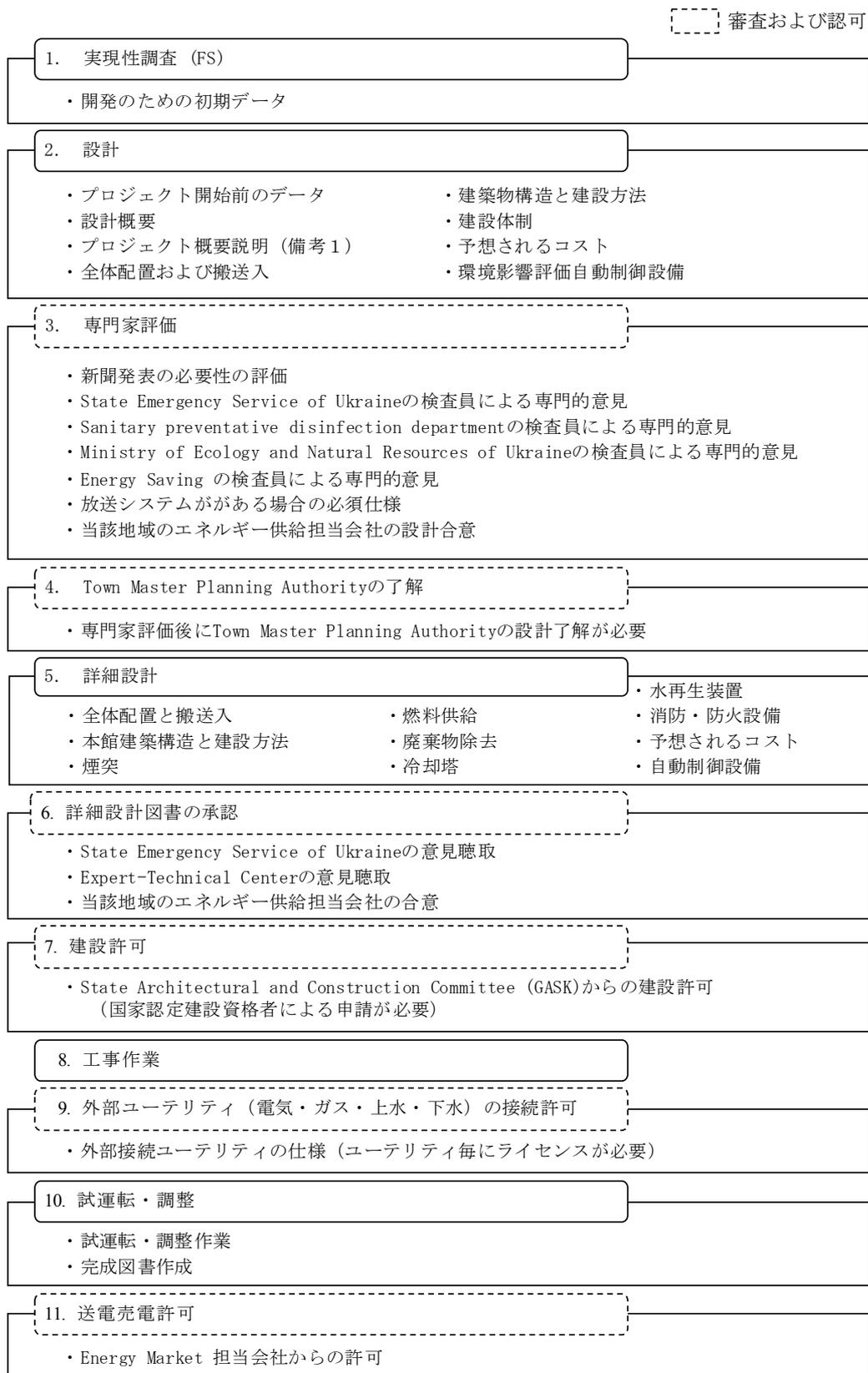
国営企業の建築プロジェクトの総括的な実施には、MRDBH に属する国家検査院 Ukrderzhbudekspertiza が責任権限を有す。

Ukrderzhbudekspertiza の活動の目的は投資建築プロジェクトにおける国家的総合検査と総括的な承認を与えるための特定専門技術者による専門的意見を得ることである。詳細は WEB サイト <http://ukrbudex.org.ua/>（「ウ」国語のみ）を参照。

➤ Town Master Planning Authority について

「ウ」国では、都市開発のために、法的、経済的、社会的、組織的基礎を定義し、文化遺産や自然環境の保護、環境管理と保全性を確保しつつ、十分な生活環境の整備を目的として法 “On the Principles of Town Planning” No.2780-XII（1996年11月16日制定）が施行されている。Town Master Planning Authority は中央官庁、地方自治体に配置され、以下の使命を持つ。

- ◇ 「ウ」国の都市政策を実行
- ◇ 国家、地方都市プロジェクトの開発
- ◇ 都市開発に関する基礎的研究の優先順位の決定、環境と集落の調和



出所：調査団作成

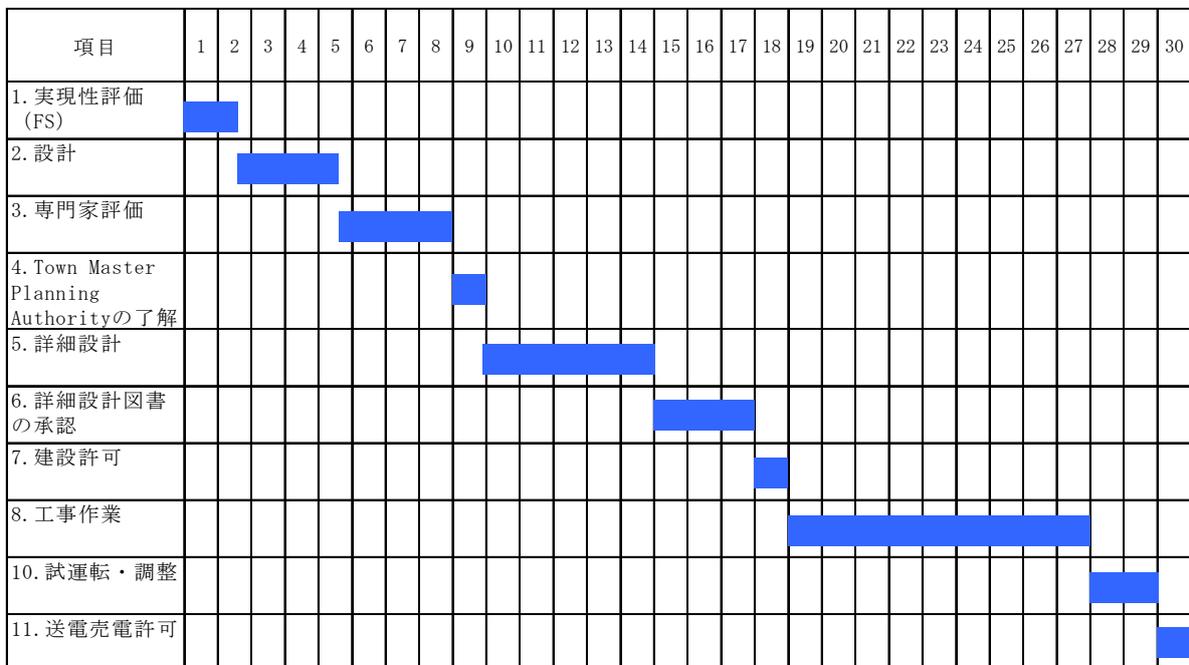
図 3. 2-2 電力設備の改修・新設に必要な許認可の業務フロー

また、上記フローでプロジェクト概要を説明する際に必要な内容を以下に示す。

- 設計開始前データ
- 建築物およびその構造の詳細仕様
- 技術調査結果
- 必要な資源の情報
- 建設する段階の情報
- 全体配置におけるユーティリティの配置と設置方法
- 建築境界における技術的保全
- 労働者保護
- 土木工事の保護方法
- 信頼性・安全の設備
- 高度危険物現場としての遵守項目と安全対策
- 省エネ技術の実施による予想経済性
- 工事範囲明細
- 予想される困難性分類と重要度

3.2.3 電力設備の改修・新設に必要な許認可に要する予想期間

電力設備の改修・新設に必要な業務フローをすべて実施した場合の予想期間(月数)を図 3.2-3 に示す。工事作業期間については工事規模により増減するが、それ以外に 18 か月以上を考慮する必要がある(工事重要度・優先順位による短縮は可能である)。



出所：調査団作成

備考：工事規模により「8. 工事作業期間」は変わる。(上記表は9か月で記載)

図 3.2-3 電力設備の改修・新設に必要な許認可に要する予想期間 (単位:月)

3.3 エネルギーセクターに対する国際融資制度

3.3.1 国際融資による電力設備の改修・新設

省エネ・近代化を目的として EBRD をはじめとするドナーの融資を利用した電力設備の改修・新設は図 3.2-3 の許認可が簡素化される場合がある。

国際融資のための国家保証取得の手順は図 3.2-2 の設計、建設および試運転業務の流れにおいて、「4. Town Master Planning Authority」の了解の後に、関係する国営企業から関係省に申請され、省内決済の後に閣僚会議に提出される。閣僚会議で決定後、さらに最高会議に諮られ承認を得たのちに、融資先ドナーと財務省が融資合意書を締結して融資が可能となる。

国家借入の場合、「ウ」国の財務大臣が借入人（「ウ」国の正式な代表者は MECI）の代表責任者でもあり、また実行責任者となる。

財務省、MECI および国家規制局（National Commission for Regulation of the Electric Power Sector: NCRE）は、プロジェクトの実施と成功のために特定の機能を実行することを約束するサブローン契約書に署名する。

なお、地方都市への融資の場合には MRDBH が所属上部監督省として実行責任者となり閣僚会議へ提出される。

「ウ」国財務省は正式借入人（「ウ」国政府）とその借り手間で批准されたサブローン契約に有効かつ法的拘束力のある義務を課して公告するなど、融資資金の用途の特定、経理報告と監査受審義務等の法的位置づけを与えなければならない。

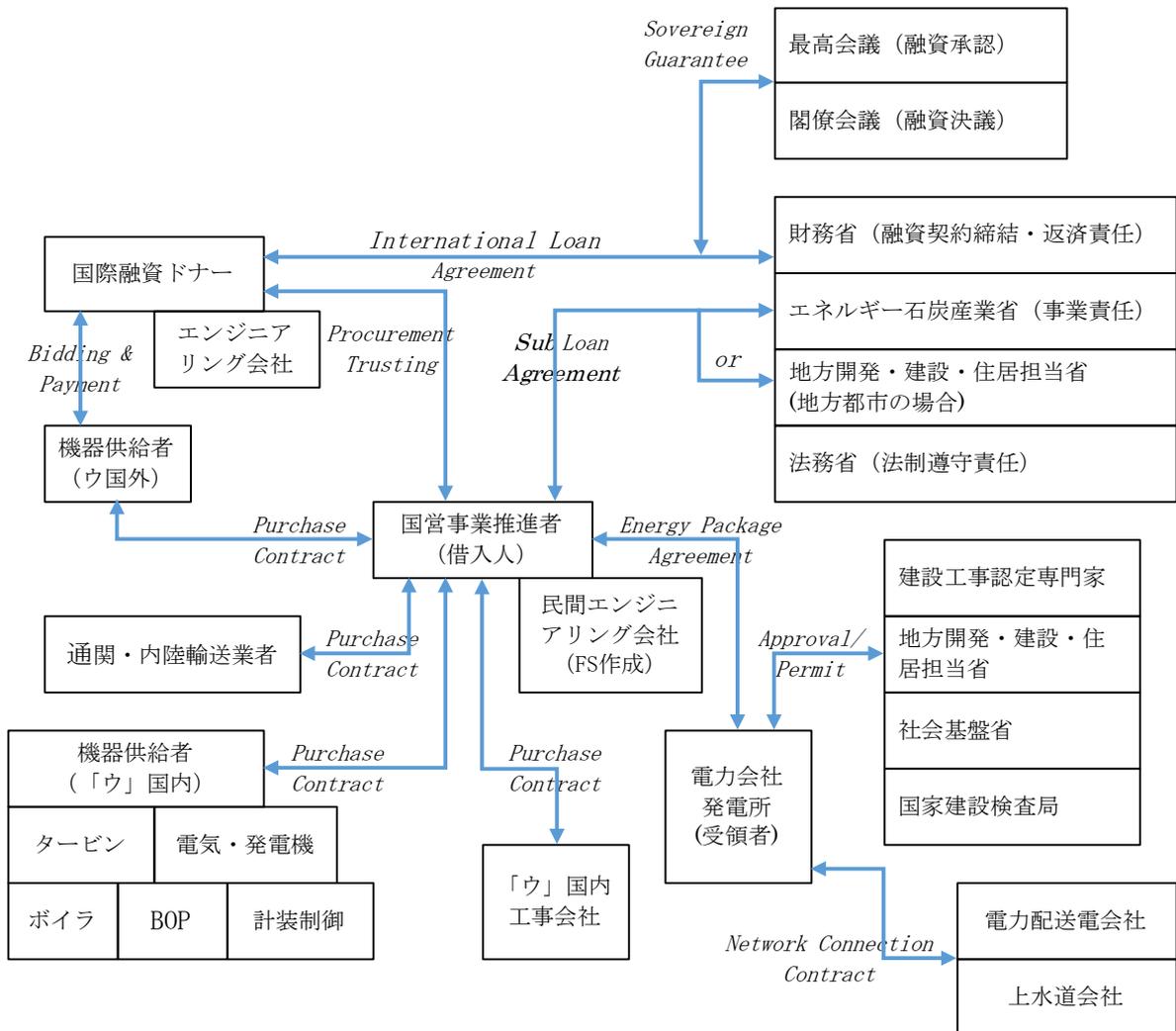
また、事業実施者は、定期的に財務省、MECI および NCRE にプロジェクトの実施計画、スケジュールなど詳細なレポートを提出しなければならない。

なお、これら国家的なプロジェクトは国家検査院（Ukrderzhbudekspertiza）が図 3.2-2 のステップ 3 と 7 の審査および許認可を行うが、審査期間がさらに延びる可能性があり、上位省庁からの優先的な指導が必要となる。

国家借入を行う案件は原則として融資先または実施者が国営企業である必要がある。しかし、現在「ウ」国は IMF からの融資額上限に達しており、これ以上の融資受領には IMF の指導により国営企業の民営化を図ることで、国家資産（負債）の削減を求められている。

したがって国際融資に当たっては「ウ」国の国営企業の民営化動向を十分把握しておかねばならない。（2.4.2 を参照）

図 3.3-1 に「ウ」国における電力設備の改修・新設への国家保証融資事業の流れを示す。
 事業推進者は 99%以上国家所有の場合、閣僚会議への国家保証申請の前に関係省庁と SPF の合意が必要となる。また、電力会社自身が事業推進者になることも可能である。



出所：調査団作成

図 3.3-1 ウクライナにおける電力設備の改修・新設への国家保証融資事業の流れ

3.3.2 ウクライナにおける国家事業認定の手順

(1) 手順

ドナーが融資をする事業に必要な手順を下記に示す。

- 1) 起案者からの F/S 申請
- 2) 起案者の所属上部省庁における承認と関連省庁への合意取り付け（関連省庁には財務省、MEDT、MRDBH、法務省を含む）
- 3) 財務省から国際融資機関への問い合わせ
- 4) 国際融資機関からの支援確認
- 5) 所属上部省庁から閣僚会議への申請と閣僚会議での承認（投資額 4 百万 UAH 以上はすべて閣僚会議での承認が必要）
- 6) 閣僚会議から最高会議への審議案提出と、最高会議決議
- 7) 大統領承認

(2) 条件

「ウ」国では、国際融資を受ける国家事業に関する法令として“The Law of Ukraine On the Regime of Foreign Investments, As amended according to Laws of Ukraine, N 997-XIV of July 16, 1999, N 1807-III of June 08, 2000, N 762-IV of May 15, 2003”が定められており、プロジェクトは下記のいずれかを満足する必要がある。

- ・ 国際技術支援協定（International Technical Aid : ITA）に合致していること
- ・ 別途承認された 2 国間政府合意に合致すること
- ・ 国営企業または地方自治政府におけるプロジェクトで国家予算として承認された案件

(3) 国際技術支援協定について

「ウ」国への技術援助および無償供与については下記の米国－「ウ」国間の国際合意 ITA が適用され、通関税、輸入 VAT が免税となる。関連法令は“The Intergovernmental Agreement On Technical Assistance and Grant Aid (“Intergovernmental Agreement”) concluded on 10 June 2004 (ratified by Ukraine on 1 July 2004)”である。

この合意はまた、MEDT へ下記情報を記載した Registration Card の申請と最高会議の承認により年度国家予算に組み込まれ、国家保証を得ることができる。

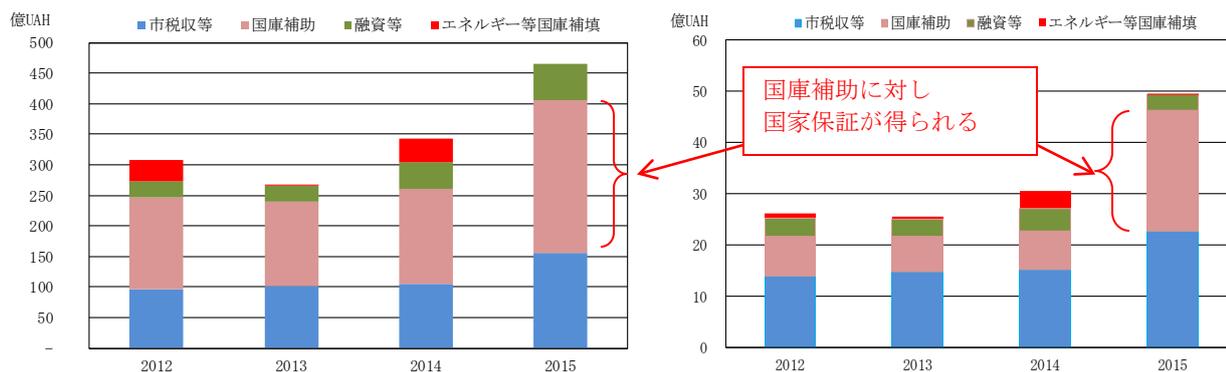
- ・ ドナー名、融資先名、実施者名、受領者・受益者名
- ・ 覚書（Memorandum of Understanding : MOU）
- ・ ドナー、融資先、実施者間パートナーシップ合意書
- ・ 業務分担表（Terms of Reference : TOR）
- ・ プロジェクト対象の製品、サービスリスト（Procurement Plan）

3.3.3 地方自治政府案件における国家保証の取得

「ウ」国の国際融資の受領先として近年 EBRD、WB などが地方政府を対象とし、地方自治体政府保証の融資を行っている。

しかし、地方政府においても国家保証を受けられる条件を満たせば、国家保証を得られる場合がある。融資金は国庫補助金の名目で地方政府に配賦される。

地方政府の収入内訳を首都であるキエフ市（図 3.3-2）と、代表的な地方都市リビヴ市（図 3.3-3）で示す。



出所：調査団作成

図 3.3-2 キエフ市収入内訳

図 3.3-3 リビヴ市収入内訳

両都市とも市自身の収入である税収以外に国庫補助がかなりの比率を占めている。また、融資による収入もあるがこれらは地方政府保証による融資である。

ちなみに「ウ」国の銀行融資は 2015 年における貸出年金利が 16-18%であり、また今後の政策金利は 30%となるなど、公共事業などでは到底利用できる資金ではない。国庫補助は具体的な用途に応じて年度で支給されるが、前述の国家保証の条件を満足する場合には地方政府案件でも所属上部省庁として MRDBH を通して国家保証を得ることができる。（例、ボルトニッチ下水処理場改修事業）

表 3.3-1 にドニプロペトロフスク市で聴取した地方政府からの国家保証取得の手順を示す。同市はこの手順により地下鉄延伸工事に対して EBRD および EIB からの国際融資のための国家保証を取得している。ただし、取得まで要した期間は同市で初めての経験であったため 2 年を要している。

表 3.3-1 国際融資機関による投資プロジェクトの国家保証取得手順
(ウクライナ内閣指示 No. 70 2016年1月27日参照)

No.	項目	期間 (日)
1	地方政府から財務省への着手申請	-
2	財務省による申請経緯の確認(2日)および受益者の経済状況の評価(20日)	22
3	財務省から国際融資機関への問い合わせ	3
4	国際融資機関からの支援確認	-
5	財務省はPJ実現性を決定の後、内閣、経済省、実施責任者および発起人へ連絡	3
6	実施責任者はPJまとめ役を決定し、アクションプランを準備し、国際融資機関で賄われるべき費用計画を財務省に提出	14
7	国際融資機関は、「ウ」国との合意書原案を送付	-
8	MEDT は、財務省、外務省と諮り、財務および経済性評価を含めて交渉に必要な図書を準備し合意を得る	10
9	国際融資機関が交渉招待状を発行する	-
10	実施責任者は閣僚会議の承認を必要とする交渉図書を閣僚会議に送る	-
11	閣僚会議は国際融資機関の資金が必要と認めた場合に、交渉と(合意した場合の)契約書のサインを「ウ」国大統領に求める	-
12	「ウ」国大統領は国際融資機関との交渉行為を採択する	-
13	国際融資機関との交渉	-
14	交渉代表団による「ウ」国大統領への議定書、報告書の提示と、閣僚会議、財務省および外務省へのコピー送付	10
15	国際融資機関はプロジェクト承認と融資決定を通知	-
16	「ウ」国大統領と国際融資機関、また、受益者と国際融資機関との合意書サイン	-
17	実施責任者は財務省とサブローン合意書を締結する	14
18	実施責任者は合意書とその翻訳を「ウ」国閣僚会議、法務省、財務省、MEDTに提出する	7
19	財務省は法務省に国家予算先行融資案件として連絡する	7
20	財務省は合意書の効力発行書を準備し、実施責任者と国際融資機関に送る	-
21	実施責任者は財務省と法務省とともに合意した批准書の承認申請を外務省に提出する	14
22	外務省は「ウ」国大統領に批准の申請を行う	-

No.	項目	期間 (日)
23	批准後、法務省は合意書の批准が法的に完了したことを国際融資機関に告知し、写しを閣僚会議、財務省、外務省および実施責任者に送る	10
24	国際融資機関は合意書の効力発行を通知する	-
25	財務省は内閣と実施責任者に効力発行を連絡する	7
26	実施責任者は外務省に合意書制定による効力の発行通知とともに合意書原文を告知し、アクションプランを用意する	14
27	プロジェクトの開始	
所要日数（不確定日数“-”を除く）		135

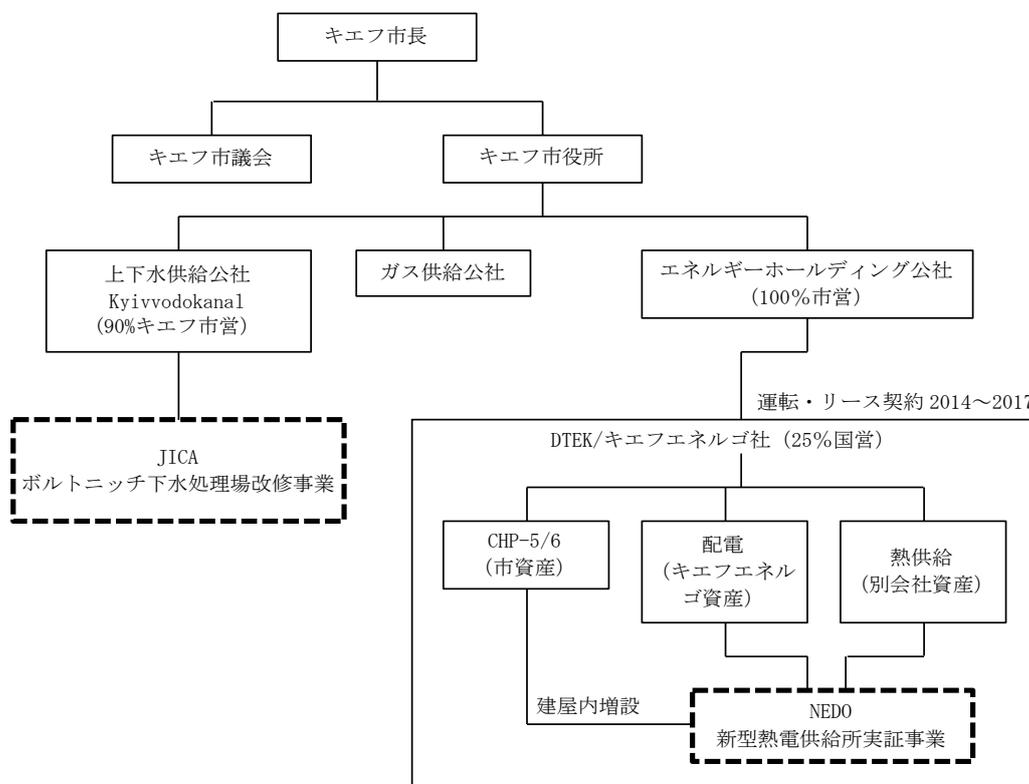
出所：ドニプロペトロフスク市の情報を基に調査団作成

3.3.4 キエフ市の組織と日本からの資金支援プロジェクト

キエフ市はセバストポリ市と同じく特別市であり、国家補助金が多数予算化されている。

キエフ市関連では現在本邦からの支援として次の(1)、(2)のプロジェクトが進捗中である。今後の地方都市への本邦からの資金支援を計画するうえでこれらの事例をベンチマークとして考察する。

図 3.3-4 にキエフ市の関係事業体制を示す。



出所：調査団作成

図 3.3-4 キエフ市事業体制（エネルギーおよび下水道関係のみ）

(1) ボルトニッチ下水処理場改修事業

2015年6月15日に「ウ」国政府と JICA の間で 1,081.93 億円を限度とする円借款貸付契約に調印。国家保証として認定されている。

ボルトニッチ下水処理場施設の新設・改修を行うことにより、キエフ市の下水処理の改善を図り、同市民の衛生環境・居住環境改善に寄与することを目的としており、完成予定 2022 年 9 月である。

(2) 新型熱電供給所実証事業

2015-2016 年にかけて、NEDO は Kyivenergo が運営しているキエフ市の地域熱供給プラントに本邦技術（MHPS 社製 H-100 ガスタービンおよび排熱回収ボイラ）および「ウ」国側が供給する蒸気タービンから構成されるガスタービンコンバインドサイクルを導入し、エネルギー利用効率の向上と環境負荷の改善を図るプロジェクトを進めている。

両プロジェクトにおける大きな相違はボルトニッチ下水処理場改修事業がキエフ市資産に対する事業に対して、新型熱電供給所実証事業がキエフ市資産以外の設備を含む改修であることが挙げられる。

また、契約パートナーとして、ボルトニッチ下水処理場改修事業がキエフ市営公社であるのに対して新型熱電供給所実証事業は民営の DTEK/Kyivenergo 経由キエフ市営公社となる。このため、新型熱電供給所実証事業は、今回は、「ウ」国側の資金手当てに問題があったが、国家保証の取得や、事業完了時の譲渡を含めた免税措置などで非常に遂行が難しい環境にあったと考えられる。

また、DTEK/Kyivenergo とキエフ市営公社間の運転・リース契約が 2017 年末に満期となり公的事業へのオリガルヒ（財閥）の関与を抑えるため、その後更新される可能性が低いこともプロジェクトの困難さを増す一因である。

(3) グリーン投資スキームを利用したエネルギー廃棄物焼却設備の改修プロジェクト

平成 21 年に「ウ」国政府と日本政府との間で締結した京都議定書の下でのグリーン投資スキームを利用し、2012 年からキエフ市におけるエネルギー廃棄物焼却設備を改修する F/S を実施した。同プロジェクトは、当時のヤヌコビッチ政権の要請に基づき、伊藤忠商事株式会社の取り纏めによりエネルギー廃棄物焼却場の 4 つの焼却処分系列のうち 2 つを廃止、新たに 2 つの系列を設置するというものである。しかしながら、その後、「ウ」国の政権交代による新内閣の下では、グリーン投資スキーム案件としては妥当でないとの判断が下り、再開の目途は立っていない。

3.3.5 他の日本からの支援プロジェクト

本調査分野に類似する範囲で、日本からの「ウ」国への支援として下記の5件が実施されている。

(1) 公益財団法人 地球環境センター(GEC) 「環境省委託事業 CDM/JI 事業調査」

京都議定書で定義された CDM/JI スキームにおいて、CO₂ クレジットの獲得に向けた将来の CDM/JI プロジェクトに対する F/S を行ったものである。

- 平成 13 年 家畜排せつ物を主な原料とする有機性廃棄物（バイオマス）のリサイクル事業の可能性調査（特定非営利活動法人 日本ピーエフアイ協会）
- 平成 16 年 ルガンスク市埋立処分場メタンガス利用調査（清水建設株式会社）
- 平成 17 年 キエフ下水処理場メタン回収・発電事業調査（同上）
- 平成 18 年 ジトーミル埋立処分場メタンガス利用調査（同上）
- 平成 19 年 ベラヤツェルコフ埋立処分場メタンガス利用調査（同上）

(2) METI「平成 25 年度エネルギー需給緩和型インフラ・システム普及等促進事業（円借款・民活インフラ案件形成等調査）」ドブロボリスカ石炭火力発電所増設プロジェクト

経済産業省（Ministry of Economy, Trade and Industry of Japan : METI）より伊藤忠商事株式会社、東電設計株式会社が受託し、リビヴ州の Dobrotvirska 発電所構内に超々臨界圧石炭火力設備（1 x 600 MW）を設置する F/S を実施した。日本で既に確立された同技術を適用することで、本邦企業の本事業への参入可能性を高めるとともに、二酸化炭素などの温室効果ガス排出の削減を目指すものである。

調査団が、今回調査のなかで DTEK 本社を訪問した際にも本件 F/S が紹介され、現在も本プロジェクトに対する投資家を探している状態にあった。

(3) JCOAL「平成 26 年度 国際石炭利用技術振興費補助金（気候変動 クリーン・コール技術国際協力事業） CCT¹⁴移転事業 -ウクライナ国 CCT 導入状況等調査」

JCOAL によって 2014 年度より「ウ」国の老朽化した石炭火力の効率改善のための石炭焚既設火力発電所（Trypilska と Burshtynska）の設備診断を実施し、効率改善や環境負荷改善等への提案を行った。また、タービン改修実施に必須である開放点検を実施し改修実証事業への準備活動を行った。

さらに、現在、「ウ」国東部地区で産出される無煙炭の供給が止まっており、それを主燃料としている発電設備の燃料転換の可能性検討が緊急課題で、その情報収集と対応検討を行った。

¹⁴ CCT : Clean Coal Technology

＜具体的実施内容＞

- 設備診断と開放点検
 - ◇ Centrenergo/Zmiivska 発電所の事前調査実施（2015年6月）
 - ◇ Centrenergo/Trypilska 発電所の蒸気タービン開放点検の実施（2015年10月）
- 燃料転換検討
 - ◇ 石炭エネルギー研究所（CETI）との共同検討と意見交換実施

(4) JICA「ウクライナ国バイオマスペレット製造装置およびボイラの普及・実証事業」

「ウ」国の各都市では冬季は熱供給導管を利用した熱供給がなされており、地方自治体は、熱供給公社等を通じて公共施設や一般住宅へ天然ガスを燃料とした熱供給を行っているが、ロシアから輸入される調達価格は高く、かつ政治的な影響を大きく受けるため、天然ガス依存度を下げる取り組みが国家政策として実施されている。

このような状況の下、本事業は、JICAよりあすかグリーンインベストメント株式会社が受託し、「ウ」国東部のハリコフ州にあるハリコフ熱供給公社に対し、農業残渣を用いたバイオマスペレット製造装置およびバイオマスボイラの導入を図り、天然ガスからバイオマス燃料への転換に向けた普及・実証事業を行うものであった。

2013年11月-2015年9月にかけて実施された。

(5) NEDO クリーンコール技術海外普及展開等事業「ウクライナにおけるスチームタービンの効率向上実証」

「ウ」国の老朽化した石炭火力発電所の蒸気タービンに、数多くの経験と実績を有する日本の蒸気タービン性能向上技術を適用して既設ユニットの効率改善を行うことを実証事業として実施し、二酸化炭素削減に寄与するものである。

2015年11月-2016年3月にかけて実施された。

＜具体的実施内容＞

- 実証前調査
 - ◇ Centrenergo/Trypilska 発電所の 300 MW 蒸気タービンは 40 年以上前の古い設計で、長期間の運転で老朽化している。この蒸気タービンを最新鋭の設計技術の設備に改修する予備調査を実施した。

3.4 他ドナーの支援の概要

3.4.1 欧州復興開発銀行

EBRD は、「ウ」に関する最大規模のドナーであり、2016 年 4 月 1 日現在、累計で 363 プロジェクト、116.4 億 EUR の投融資を行っている(コミットメントベースであり実行額は 80 億 EUR)。EBRD の「ウ」国支援の基本方針は、透明性向上などの改革やビジネス環境の改善で、エネルギー効率の改善や低炭素化、エネルギーセキュリティの向上に資するプロジェクトを推進している。

エネルギー効率の改善と低炭素化については、地域熱供給設備の改修・増強、風力やバイオガスなど導入などであり、エネルギーセキュリティの向上については、欧州と「ウ」国のエネルギー市場の統合を視野に、送電分野を積極的にしてしている。また、「ウ」国のガス輸送と流通システムの近代化や Naftogaz の再編なども支援している。EBRD の送電分野の最新の支援概況については 6.1.4 (3)送変電設備の 10 年計画 における他ドナー支援概要で後述する。

EBRD の支援の枠組みの特徴は、融資に対する「ウ」国による国家保証を必ずしも求めないということである。例えば、送電分野の支援については MECI が所管する Ukrenergo の設備であるため、MECI を通じて国家保証(ソブリン保証)が必要となるが、地域熱供給の支援については、州や市などによる保証、いわゆるサブソブリン保証のみで融資を行っている。

また、国営や市営などいわゆる公営の事業会社のみならず、民間会社に対しても融資を行っており、これまでの「ウ」国向け投融資の 53%が民間向けである。2014 年は、「ウ」国の 95%の穀物輸出を担うオデッサ港の輸出基地の近代化のため、60 百万 USD を民間企業に融資して話題となった。SPF によると、EBRD による民間融資は、国営企業の健全な民営化を後押しするものとして歓迎しており、現在 SPF に株式が移管され、民営化手続きが開始されている Centrenergo の民営化後の資金調達についても、EBRD 等国際金融機関の支援を積極的に活用する意向があるとのことであった。

また、EBRD は金融セクターの安定性を強化するため、技術的支援と併せ長期ローンとエクイティ資金を銀行部門に提供し、ガバナンスの改善や長期的かつ現地通貨も含めた資金調達源の多様化を他ドナーとも協調しつつ進めている。

表 3.4-1 に EBRD のエネルギー分野の主な支援状況一覧を示す。

表 3.4-1 EBRD のエネルギー分野の主な支援状況
EBRD Finance in Ukraine (Energy relevant projects)

Date	Project ID	Project Title	Topic	EBRD Finance (Million)		Public/Private	Status
9-Oct-15	47355	Karpatskyi Wind Farm	Electricity	8	EUR	Private	Passed concept review, Pending final review
13-Aug-15	47359	Chernivtsi District Heating Project	District heating	7	EUR	Public	Passed concept review, Pending final review
16-Jul-15	47283	Naftogaz Gas Purchase Facility	Natural gas	300	USD	Public	Board approved, Pending signing
11-Nov-14	42608	NAK Naftogaz Emergency Pipeline Upgrade and Modernisation	Natural gas	150	EUR	Public	Signed
16-Oct-14	45779	Lviv Wastewater Biogas Project	Renewables	15	EUR	Public	Passed concept review, Pending final review
29-Aug-14	45346	Poltava District Heating	District heating	15	EUR	Public	
7-Aug-14	46798	Ukrainian Residential EE Financing Facility	Energy Efficiency	75	EUR	Private	Board approved
15-Jul-14	40858	Lutsk District Heating Project	District heating	7	EUR	Public	Signed
30-Aug-13	45462	Galnaftogaz Loan III	Natural gas	80	USD	Private	Signed
23-Jul-13	44256	Luhansk District Heating	District heating	20	EUR	Public	Cancelled
16-Jul-13	44093	Donetsk District Heating Project	District heating	15	EUR	Public	Cancelled
23-Jan-13	42524	Ternopil District Heating Modernisation	District heating	10	EUR	Public	Signed
17-Oct-12	43684	Coal Energy	Coal	70	USD	Private	Signed

Date	Project ID	Project Title	Topic	EBRD Finance (Million)		Public/Private	Status
8-Jun-12	43660	Ukraine Sustainable Energy Financing Facility (USEFF)	Energy Efficiency	100	USD	Private	Board approved
8-Feb-12	42988	Novoazovskiy Wind Project	Electricity	33	EUR	Private	Signed
23-Jan-12	39300	Lviv District Heating	District heating	20	EUR	Public	Signed
15-Dec-11	42086	Nuclear Power Plant Safety Upgrade Program	Nuclear	300	EUR	Public	Signed
7-Dec-11	42241	Zaporizhzhia Energy Efficiency Project	Energy Efficiency	13	EUR	Public	
14-Sep-11	42621	Sadovaya Coal Recycling	Coal	36	USD	Private	Signed
9-Jun-11	42552	Ukreximbank SME EE Loan	Energy Efficiency	50	USD	Private	Signed
6-May-11	42470	Galnaftogaz Corporate Loan Phase II	Natural gas	80	USD	Private	Signed
6-May-11	42529	Galnaftogaz Equity Phase II	Natural gas	30	USD	Private	Signed
25-Feb-11	42159	KUBGAS Project	Natural gas	40	USD	Private	Signed
9-Apr-10	40518	Hydro Power Plant Rehabilitation Project	Electricity	200	EUR	Public	Signed
15-Jan-10	40263	EMSS Energy Efficiency and Modernization Programme	Energy Efficiency	79	EUR	Private	Completed
13-Jan-10	39094	Polska Wind	Electricity	75	EUR	Public	Cancelled
22-Oct-09	39850	Ukraine Renewable Energy Direct Lending facility	Res	100	EUR	Private	Board approved
2-Oct-09	40147	South Ukraine Transmission Project	Electricity	175	EUR	Public	Signed
19-Dec-08	39778	Galnaftogas Equity	Natural gas	50	EUR	Private	Completed
9-Oct-08	39091	Energodar District Heating	District heating	8	EUR	Public	
4-Sep-08	39004	Ivano-Frankivsk District Heating Project	District heating	11	EUR	Public	Signed
10-Oct-07	37745	Galnaftogaz Corporate Loan	Natural gas	100	USD	Private	Signed
13-Jul-07	37598	Rivne Kyiv High Voltage Line Project	Electricity	150	EUR	Public	Signed
19-Jan-07	37753	Cadogan Petroleum	Natural gas	18	EUR	Private	Completed
21-Nov-06	37511	Cherkasy Energy Efficiency Project	Energy Efficiency	11	EUR	Public	Signed
15-Sep-06	37001	UKEEP - Energy Efficiency Programme for Banks in Ukraine	Energy Efficiency	100	EUR	Private	Board approved

Date	Project ID	Project Title	Topic	EBRD Finance (Million)		Public/Private	Status
25-Aug-05	35320	Galnaftogaz	Natural gas	25	USD	Private	Completed
14-Jul-05	33896	Odessa High Voltage Grid Upgrade	Electricity	26	EUR	Public	Signed
6-May-04	34838	K2R4 POST-START-UP SAFETY AND MODERNISATION PROGRAMME	Nuclear	50	USD	Public	Signed
10-Oct-03	32108	ENERGY ALLIANCE	Energy Efficiency	10	USD	Private	Completed
10-Oct-03	33832	UKRESCO II	Energy Efficiency	20	USD	Public	Completed
3-Aug-01	5836	BALKAN GASTRANSIT PROJECT	Natural gas	97	USD	Private	Completed
4-Sep-00	14561	Ukraine Fuel Purchase Loan Facility	Electricity	100	USD	Public	Completed
1-Oct-97	3136	KYIVENERGO - DISTRICT HEATING REHABILITATION	District heating	45	USD	Public	Cancelled
28-Aug-97	2085	LVIV DISTRICT HEATING PROJECT	District heating	37	USD	Public	Cancelled
11-Aug-97	4243	DNIPROPETROVSK OIL EXTRACTION PLANT II (DOEPII)	Oil	15	USD	Private	Completed
16-Apr-97	3663	UKRAINE ENERGY SERVICE COMPANY - UKRESCO	Energy Efficiency	30	USD	Public	Completed
15-Oct-96	1314	Starobeshevo Power Modernisation Project	Electricity	113	USD	Public	Completed

出所：EBRD 公表資料を基に調査団作成

3.4.2 世界銀行

WB は 2012 年 1 月 20 日に「ウ」国支援のパートナーシップ戦略 (2012-16 年) を発表し、EBRD と同様に透明性向上やガバナンスの改善などセクター改革やエネルギー効率の改善やエネルギーセキュリティの向上を「ウ」国支援の基本方針に掲げている。財政支援や EU 統合の推進については、IMF、EBRD、EIB、欧州委員会と協調しこれにあたるとしている。

WB のエネルギー分野の支援は、水力、送変電、エネルギー効率改善と幅広く、近年の大型プロジェクトとしては、6.1.4(3) 送変電設備の 10 年計画における他ドナー支援概要 で後述する 330 百万 USD の第 2 次電力送電プロジェクトやスマートグリッド構築支援など行っている。

現在のエネルギー効率改善の目玉プロジェクトが、2014 年 5 月に承認された地域熱供給プロジェクトである。調査団は 2016 年 2 月、Vinnytsiamiskteploenergo プロジェクト (図 3.4-1 位置図の(3))の調達入札のため WB 本部よりキエフに出張ベースで来て対応していた担当者 (Mr. Fabrice Bertholet, Senior Financial Analyst, Energy group, Mr. Pedzi Makumbe, Energy Specialist, Energy and Extractives Global Practice) にインタビューし、「ウ」国における WB の地域熱供給プロジェクトの現状を確認した。

表 3.4-2 にエネルギー分野の主な支援状況を示す。

表 3.4-2 WB のエネルギー分野の主な支援状況

World Bank Projects in Ukraine (Energy relevant projects)

Project Title	Sector	Commitment Amount (Million USD)	Status	Approval Date
Second Power Transmission Project (P146788)	Electricity	330	Active	Dec. -22-2014
Advisory services and technical assistance to Naftogaz and the Government of Ukraine on the reform of the natural gas sector (P151927)	Oil & gas	1.16	Active	Oct. -2-2014
Assistance to the National Commission for Regulation of Communal Services: District Heating Regulatory Reform Support Program (P151321)	Energy Efficiency	2.23	Active	Jun. -23-2014
District Heating Energy Efficiency (P132741)	Energy Efficiency	332	Active	May. -22-2014
Ukraine - Smart Grid Project - PPG (P145138)	Electricity	0.5	Active	Sep. -9-2013
Partnership for Market Readiness in Ukraine (P128551)	General Energy sector	5.35	Closed	Oct. -19-2012
UA - ENERGY EFFICIENCY (P096586)	Energy Efficiency	200	Active	May. -17-2011
HYDROPOWER - ADDITIONAL FINANCING (P115515)	Electricity	60	Active	Nov. -19-2009
Development Policy Lending 3 (DPL 3) (P107365)	Electricity	500	Closed	Dec. -22-2008

Project Title	Sector	Commitment Amount (Million USD)	Status	Approval Date
Development Policy Loan 2 (DPL 2) (P096389)	Energy Efficiency	300	Closed	Dec.-20-2007
Urban Infrastructure Project (P095337)	Energy Efficiency	140	Closed	Aug.-28-2007
Power Transmission Project in Support of the Energy Sector Reform & Development Program (P096207)	Electricity	200	Active	Aug.-2-2007
Hydropower Rehabilitation Proto-Carbon Finance Project (P094945)	Electricity	5.5	Closed	Sep.-5-2006
Development Policy Loan (formerly PAL 3) (P079316)	General Energy sector	251.26	Closed	Jul.-5-2005
Hydropower Rehabilitation Project (P083702)	Electricity	106	Active	Jun.-21-2005
Programmatic Adjustment Loan (P070693)	General energy sector	250	Closed	Sep.-20-2001
Sevastopol Heat Supply Improvement Project (P055738)	Energy Efficiency	28.2	Closed	Mar.-22-2001
Kiev Public Buildings Energy Efficiency Project (P055739)	Energy Efficiency	18.29	Closed	Jan.-27-2000
Kiev District Heating Improvement Project (P044832)	Energy Efficiency	200	Closed	May.-21-1998
Coal Sector Adjustment Loan Project (P040564)	Mining	300	Closed	Dec.-11-1996
Electricity Market Development Project (P044444)	Electricity	317	Closed	Oct.-10-1996
Coal Pilot Project (P044110)	Mining	15.8	Closed	May.-16-1996
Housing Project (P034581)	General Energy sector	17	Closed	Mar.-14-1996
Hydropower Rehabilitation and System Control Project (P038820)	Electricity	114	Closed	Apr.-11-1995
Rehabilitation Loan (P009108)	Electricity	500	Closed	Dec.-22-1994

出所:世界銀行公表資料を基に調査団作成

(1) 世界銀行の地域熱供給プロジェクトの状況

WB の地域熱供給プロジェクトは、セクターローンとして融資枠にコミットしたのみで、東部地域の紛争による混乱により個別案件のプロジェクト化や融資の実行はされておらず、案件形成は当初計画より遅れ気味となっている。

セクターローンのため、具体案件は WB と MRDBH が個別に協議して選出する。ただし対象は、予め想定している 10 つ熱供給会社であり、熱電設備のリハビリテーションや熱配管の修繕、監視制御およびデータ収集システム (Supervisory Control and Data Acquisition : SCADA) の更新など幅広く行う計画である。プロジェクト総費用は 382 百万 USD で、国際復興開発銀行 (International Bank for Reconstruction and Development : IBRD) が 332 百万 USD、クリーン・テクノロジー基金 (Clean Technology Fund : CTF) が 50 百万 USD を拠出し、設備更新だけでなく技術支援など包括的支援を行う計画である。

また、今後 2018 年までは「ウ」国に過大な債務を負わせないとする IMF、EIB の方針と協調しており、今のところ地域熱供給関係で新たな大型プロジェクトを仕込む計画はないとのことであった。

支援の枠組みについては、プロジェクト実施者は熱供給会社であり、WB からの借入人は「ウ」国である。「ウ」国は、財務省内に開設された、MRDBH が監督責任を持つ本地域熱供給プロジェクトの専用口座を介して、WB からの融資を受領し、財務省から WB は国家保証を受ける。その後財務省内にある当該口座からプロジェクト対象の市の地域熱供給会社に融資資金を配分する仕組みとなっている。実際の各プロジェクトへの資金の配分については、MRDBH が各プロジェクトの実行可能性や収益性、また地域熱供給会社の財務状況を個別に総合審査し、さらに国家資金も含めた予算の配分を決定し、財務省内の専用口座から地域熱供給会社に融資によって配分する。なお WB と、地方政府や地域熱供給会社の間には財務的な契約関係はない。WB は、融資検討の交渉相手はあくまで国の行政機関である MRDBH とし、国家保証 (ソブリン保証) を求める点で地方政府の信用力をベースとするサブソブリン保証のみで融資を実行している EBRD の融資のアプローチとは異なる。

また、WB の地域熱供給プロジェクトの担当者は「ウ」国内に常駐しないため、「ウ」国内に活動拠点を持つ EBRD のように有望地方都市に単独で調査に入ることはなく、MRDBH による案件スクリーニングを待って交渉に入るとのことである。ただし、個別プロジェクトが開始すると、テンポラリーあるいは Vinnytsiamiskteploenergo のプロジェクトの場合、近隣国モルドバに駐在している WB の職員が兼務で案件を管理するとのことである。

WB の地域熱供給担当が「ウ」国に駐在せず出張ベースで MRDBH と連携して対応する理由について質問したところ「駐在しても案件形成確度が不明であり、効率的に業務を進められないため、時間はかかるが国家保証を前提に MRDBH に案件発掘を託すほうが無難である。今後状況が好転すれば駐在の可能性もあるが、今は不明」との回答であった。

また、「ウ」に拠点を有する EBRD と比べると案件発掘のスピードの面で不利な面もあるが、EBRD の支援と重複・矛盾がないよう注意しているとのことである。例えば、近年 EBRD が積極的に支援しているリビヴ市や同市の熱供給公社への支援として Lvivteploenergo の案件はないと

のことである。

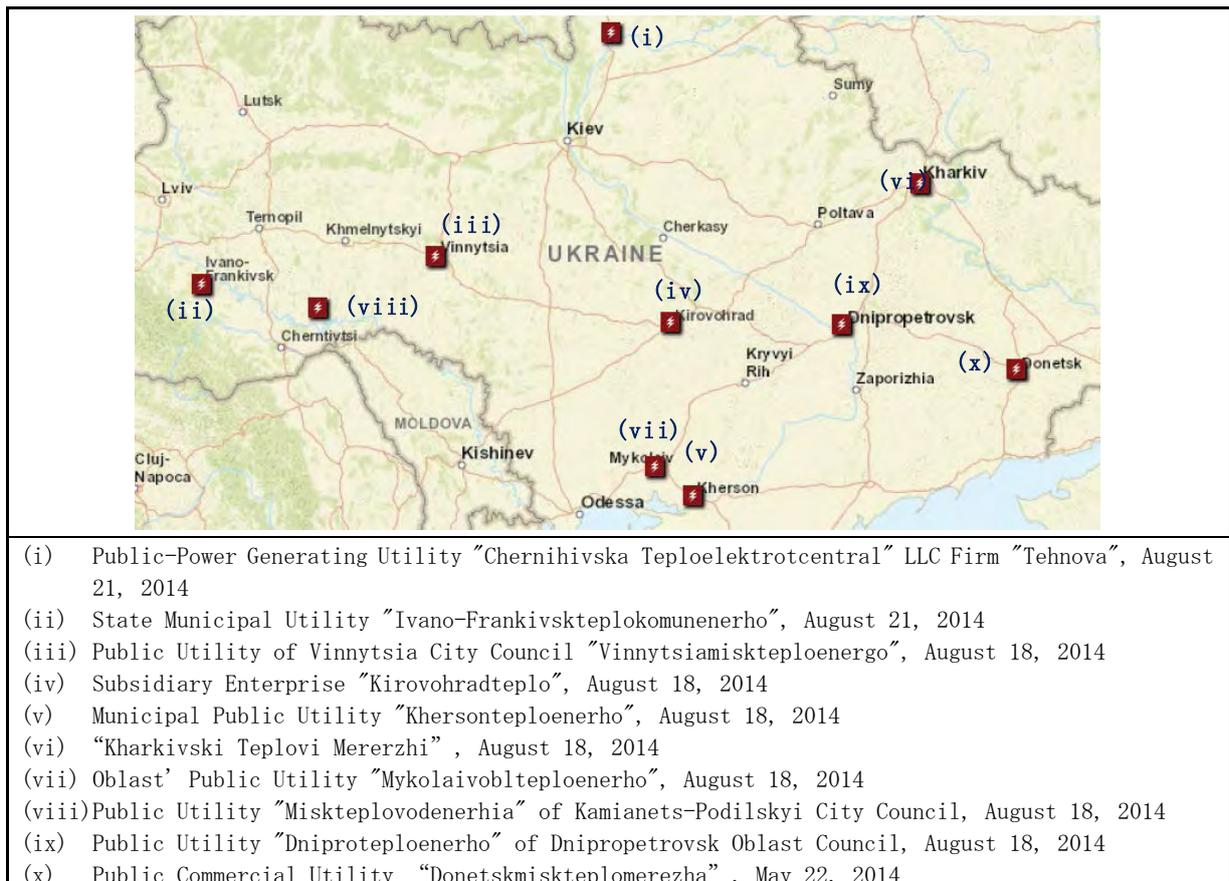
JICA は「ウ」国に活動拠点を持たず、融資を行う際は国家保証の取りつけを前提としているので、WB の案件発掘アプローチは参考になると考えられる。

図 3.4-1 に「WB のウクライナ地域熱供給プロジェクト(P132741)の位置図」を示す。

(2) Vinnytsiamiskteploenergo プロジェクトの概要

Vinnytsiamiskteploenergo は、キエフ市南西部の人口 30 万都市、ヴィーンヌイツヤ市 (Vinnytsia)傘下の熱供給公社である。WB は、同社との事前協議や調査を完了し、主に以下の支援を行う計画である。

- ・ 地域熱システムの輸送パイプラインの改善の F/S を実施
- ・ 熱供給を中央集中システムから分散システムにスイッチ
- ・ 2 つの主要 CHP プラントが本市にあり、燃料は天然ガスである。石炭への代替は、地政学的問題のため石炭の輸入調達ができないため、ガスを利用したまま熱効率を 15-30%改善することを目指す。設備補修は緊急性の高いものを優先（高効率 CHP 導入、熱配管、電力ネットワークの改修、近代的 SCADA の導入、熱ボイラの改修）



出所：公表資料より調査団作成

図 3.4-1 WB のウクライナ地域熱供給プロジェクト(P132741)の位置図

4 環境社会配慮

4.1 組織体制

4.1.1 中央政府

「ウ」国の環境保護を管轄する中央組織は、MENR である。MENR は、環境保護に関する政策の立案、環境規則の運用等を担っている。MENR の主な役割は以下のとおり。

- 法整備
- 環境汚染基準の設定と施行
- 廃棄物処理、二次原料の収集における操業許可の交付
- 有害物質の運搬に関する許可の交付、無効化および更新
- 天然資源の特別利用に関する許可の交付
- 大気汚染物質の固定発生源に対する許可の交付
- 高リスクな環境影響を及ぼす業者の登録

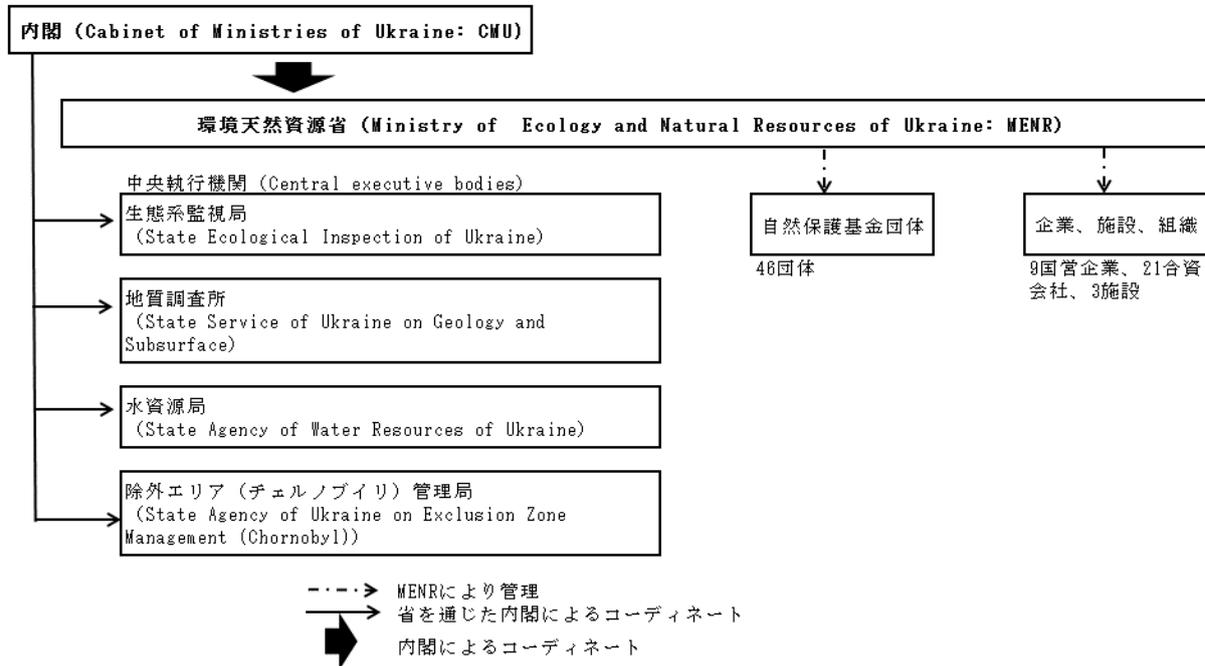
また、MENR には、生態系監視局 (State Ecological Inspection of Ukraine)、地質調査所 (State Service of Ukraine on Geology and Subsurface)、水資源局 (State Agency of Water Resources of Ukraine)、除外エリア (チェルノブイリ) 管理局 (State Agency of Ukraine on Exclusion Zone Management (Chornobyl)) の 4 つの執行機関が含まれる。

4.1.2 地方政府

地方における MENR の役割は、地方政府、キエフ市およびセバストポリ市における行政の環境天然資源局 (Departments of Ecology and Natural Resources) が担っている。これら環境天然資源局は、各地方政府、キエフ市およびセバストポリ市政府下にあるとともに、MENR に対し説明責任を負う。主な役割は以下のとおり。

- 天然資源の特別利用に関する許可の交付
- 大気汚染物質の固定発生源に対する許可の交付
- 国家にとって重要な水源からの水利用に対する許可の交付
- 排水基準の承認
- 家庭における飲料水の個別技術基準 (individual technological standards) の交渉
- 飲料水源からの産業エリアの飲料水利用制限の交渉
- 廃棄物管理の操業許可の交付
- 廃棄物の申告の登録

図 4.1-1 に「ウ」国の環境保護関連組織図を示す。



出所：調査団作成

図 4.1-1 ウクライナ環境保護関連組織図

4.2 ウクライナ環境法制度

「ウ」国憲法“The Constitution of Ukraine, No.254κ/96-B,1996年6月28日”第50条において、すべての国民はその生命と健康のために安全な環境を享受する権利およびその権利が侵害される場合には補償される権利が保障されている。加えて、同50条は、環境に関する情報への自由なアクセス権も保障している。「ウ」国における環境管理、環境保護および安全に関する主な法制度を表4.2-1に示す。

表 4.2-1 ウクライナの主な環境管理法制度

法令名	施行年 (最終改訂年)	概要
環境保護法 (No.1264-XII, 1991年6月25日)	1991年 (2015年1月1日)	本法は、環境保護に関する組織に係る、法的、経済的、社会的基本を示している。本法には、市民および組織の環境に関する権利と責任、環境モニタリング、環境保護に関する調査、標準化および制度化、経済的メカニズム、環境保護のための手法 (EIA 要求事項の開発を含む)、保護区の制定、不遵守時の罰則が含まれる。

法令名	施行年 (最終改訂年)	概要
公衆衛生および伝染病からの保護に関する法 (No. 4004-XII, 1994年2月24日)	1994年 (2015年9月20日)	本法は、公衆衛生および疫学的福祉の分野における社会的関係について規定するとともに、政府、企業、機関および市民の権利と義務および、政府による公衆衛生と疫学的サービス管理の実施について規定している。
大気質保護法 (No. 2707-XII, 1992年10月16日)	1992年 (2014年4月26日)	本法は、環境大気の保護と利用における、法的・組織的基本および要求事項を規定している。
土地法典 (No. 2768-III, 2001年10月25日)	2001年 (2015年7月1日)	本法典は、土地利用、土地の合理的利用と保護のための条件の制定、あらゆる形態の土地資産および経済活動、環境保護、市民や企業の土地権利保護における平等な開発を規定している。
地下資源法典 (No. 132/94-B P, 1994年7月27日)	1994年 (2015年7月12日)	本法典は、地下資源の合理的利用および保護に係る条件の法的基本を定めるとともに、市民の安全、資産、自然環境、市民・企業・組織の権利の保護を保障している。
水法典 (No. 213/95-B P, 1995年6月6日)	1995年 (2015年1月1日)	本法典は、水資源の合理的利用および保全、再生、汚染からの保護、水供給と衛生施設の改善、企業や組織、市民の水利用に係る権利の保護について規定している。
廃棄物法 (No. 187/98-B P, 1998年3月5日)	1998年 (2015年9月1日)	本法は、廃棄物の減量、収集、運搬、保管、処理、埋め立ておよび環境と人体への悪影響の除去に係る法的、組織的および経済的活動について定めている。
森林法典 (No. 3852-XII, 1994年1月21日)	1994年 (2015年1月1日)	本法典は、森林の所有権および利用、森林保護、経済活動に伴う森林への負の影響の防止に関する、森林資源管理について定めている。
環境調査法 (No. 45/95-B P, 1995年2月9日)	1995年 (2012年11月18日)	本法は、環境および人体への負の影響を及ぼす活動を防止するため、環境アセスメントについて法的、組織的な基本を定めたものである。
環境監査法 (No. 1862-IV, 2004年6月24日)	2004年 (2012年11月18日)	本法は、環境監査の規約と条件について定めている。

法令名	施行年 (最終改訂年)	概 要
極めて有害な施設に係る法 (No. 2245-III, 2001年1月18日)	2001年 (2014年4月26日)	本法は、極めて有害な施設の活動における、法的、経済的、社会的、組織的事項について規定している。また、こうした施設における緊急事態の対処法も含まれる。
プロジェクト設計の承認および評価に関する規則 (approved by the Regulation of the Cabinet of the Ministers of Ukraine No. 560, 2011年9月11日)	2011年 (2015年9月9日)	本規則は、新規インフラ建設に係る設計書の承認について規定している。
国家建築基準DBN A. 2. 2-1-2003 「EIAの構成と内容」 (approved by the Order No. 214 of the Derzhbud of Ukraine on 15.12.2003. Put into force in 2004)	2004年 (2010年7月1日)	本DBNはEIAへの要求事項とEIAの内容について規定している。
環境問題の意思決定プロセスに関わる情報アクセスおよび住民参加条約批准に係る法律 (No. 832-XIV, 1999年7月6日)	1999年	本条約は1998年6月25日にデンマークにおいて署名された。
動物相に係る法律 (No. 2894-III, 2001年12月13日)	2001年 (2015年5月9日)	本法は、野生生物の保護、利用、生殖について規定している。
植物相に係る法律 (No. 591-XIV, 1999年4月9日)	1999年 (2014年4月26日)	本法は、非農業植物の保護、利用、生殖について規定している。

出所：調査団作成

上記の法制度における、EIA への要求事項を次に整理する。

4.2.1 環境保護法 (No. 1264-XII, 1991 年 6 月 25 日)

環境保護法第 51 条において、すべての事業活動におけるプロジェクトには環境影響評価の実施が求められており、これには人体の健康への影響アセスメントも含まれている。環境アセスメントは環境管理、プロジェクト実施地の環境状況、予測、当該地域の社会経済開発の見通し、累積的影響に係る法律の要求事項を満たさなければならない。本アセスメントに基づき環境への負の影響が予測される施設等の設計、建設、再建、技術的再据付、試運転に関与する企業や組織は、MENR に対し環境影響評価報告書 (Statement of environmental impacts of the activity) を提出することが求められている。環境要求事項を完全に満たしていない企業や施設の運用開始は禁じられている。

4.2.2 大気質保護法 (No. 2707-XII, 1992 年 10 月 16 日)

大気質保護法第 23 条において、新規施設の設計、建設および再建時における大気質保全の実施が求められている。大気質に影響を及ぼす可能性のある活動の設計、建設および再建に係るプロジェクト承認は、MRDBH がその権限をもち、承認の際には、MENR や公衆衛生・疫学サービスの助言を考慮することとなっている。

第 11 条では固定発生源の大気汚染物質排出について規定している。プロジェクト実施者は、公衆衛生・疫学サービスおよび MENR¹⁵との交渉を通じて、地方政府、キエフ市もしくはセバストポリ市政府¹⁶から排出許可を得なければならない。

4.2.3 水法典 (No. 213/95-BP, 1995 年 6 月 6 日)

水法典第 96 条において、水資源に対する影響評価を実施していないプロジェクトの実施を禁止している。第 35 条では、水利用、水質保全および水資源の回復の分野における次の基準を規定している。

- 水利用における環境安全性に関する基準
- 水資源の水質に係る環境基準
- 汚染物質の排出に係る最大許容基準
- 水資源への排出に係るセクター別技術基準
- 水利用の技術的基準

第 36 条では以下を含む水利用の環境安全性の基準について定めている。

- 飲料、家庭利用、その他利用のための水源における水質汚染物質の最大許容濃度
- 漁業利用のための水源における水質汚染物質の最大許容濃度
- 飲料、家庭利用、その他利用のための水源における放射性物質の許容濃度

¹⁵ Group 1 (the objects included into the governmental register that have production lines or technological equipment, for which the best available technologies and management practices should be implemented)の場合

¹⁶ Group 2 (the objects included into the governmental register without production lines or technological equipment, for which the best available technologies and management practices should be implemented)および Group 3 (the objects that are not included into groups 1 or 2)の場合

第 37 条は水質の環境基準、特に水質の物理的、生物学的、化学的、放射線インデックスについて規定している。水質のカテゴリは水質汚染のレベルに応じて決定される。汚染物質の最大許容排出基準（第 38 条）は水源の水質の環境基準を徐々に達成する目的で設定される。汚染物質の最大許容排出基準の設定と承認の手順は閣僚会議により決定される。水資源への排出に係るセクター別技術基準（第 39 条）は水資源および処理施設へ排出される汚染物質について、環境安全の評価をするために設定されている。水利用の技術的基準（第 40 条）は異なる経済セクターにおける合理的な水利用の評価と確保のために設定されている。水利用の環境安全基準と最大許容排出基準が設定されていない物質を水資源に排出することは、第 41 条で禁じられている。第 49 条では、特別な水利用（水資源からの、施設への給水、他の水利用、水資源への廃水の排出）に係る許認可について規定している。特別水利用許認可は、国家的に重要な地域の水資源の利用については、地方政府、キエフ市もしくはセバストポリ市政府から発出され、地方的に重要な地域での利用の場合には、地方、キエフ市もしくはセバストポリ市議会から発出される。

4.2.4 廃棄物法 (No. 187/98-BP, 1998 年 3 月 5 日)

廃棄物法第 32 条によると、安全な廃棄物管理のための技術や機器の導入無しに新規の事業を稼働させることは禁じられている。また、廃棄物による環境および人体への影響評価無しに稼働させることも禁じられている。第 17 条によると、総廃棄物発生率¹⁷が 1,000 を超える事業の場合には、廃棄物管理許可書を取得しなければならない。

4.2.5 石炭灰管理

石炭灰管理について規定されている唯一の法規制は“有害廃棄物の越境運搬管理および利用、廃棄、廃棄物の黄色・緑色リストに係る承認に係る規定 (Regulation No. 1120 of the CMU 2000 年 7 月 13 日)”である。本規定は、バーゼル条約に関連した「ウ」国の国際的責務の実施を担保するために設定された。石炭灰は、「本規定 Annex 2 にある物質を含む石炭により稼働する発電所からのフライアッシュ」である場合には黄色リストに含まれ、「黄色リストに含まれない石炭により稼働する発電所からのフライアッシュ」である場合には緑色リストに含まれる。

¹⁷ 総廃棄物発生率 = $5,000 \times M1 + 500 \times M2 + 50 \times M3 + 1 \times M4$,
M1, M2, M3, M4 - 前年度に発生した、第 1 種、第 2 種、第 3 種及び第 4 種有害廃棄物の発生量 (トン)

4.3 ウクライナ環境基準

4.3.1 大気環境基準

「ウ」国の大気環境基準は「大気汚染防止に関する国家衛生規則」(State Sanitary rules for Air Protection from Pollution (with Chemical and Biological Agents) in Human Settlements, approved by the Order of the Ministry of Health of Ukraine No. 201, 1997年7月9日)”において規定されている。同規則は“規制政策と起業開発に係る通知 (Notice of the State Service of Ukraine for Regulatory Policy and Entrepreneurship Development, 2014年8月7日)”により停止されたが、保健省 (Ministry of Health) によると同規則は今でも有効であり、他の基準は存在しないとのことである。

201ある基準には、509の物質について、24時間平均濃度値、最大許容濃度、リスク分類が示されている。粉じんの標準値は、保健省により、粒径ではなく、粉じんタイプと二酸化ケイ素化合物の含有率を基に規定されている。

表 4.3-1 大気環境基準

項目	最大許容濃度 (mg/Nm ³)		リスク分類 (Class of hazard)
	瞬間最大	日平均	
SO _x	0.5	0.05	3
NO ₂	0.085	0.04	2
NO	0.4	0.06	3
粉じん：二酸化ケイ素化合物の含有率 70%以上	0.15	0.05	3
粉じん：二酸化ケイ素化合物の含有率 20-70%	0.3	0.1	3
粉じん：二酸化ケイ素化合物の含有率 20%以下	0.5	0.15	3

出所：調査団作成

4.3.2 発電セクターの大気質排出基準

環境保護省規則 “Order No. 541 of the Ministry of Environmental Protection of Ukraine ‘On approval of the technological standards of permissible emissions of pollutants from thermal power-generating units with nominal capacity exceeding 50 MW’, 2008年10月22日 (2015年10月30日改定)” のNo.541大気排出規則において、50 MWを超える火力発電所からの大気汚染物質の排出基準が、燃料の種類ごとに規定されている。現在の基準は、既存施設を対象に2017年12月31日まで有効である。粉じんの基準値は粒子のサイズではなく、空気中の浮遊粒子に基づき規定されている。発電施設の排出基準を表4.3-2から表4.3-5に示す。

表 4.3-2 浮遊粒子（ばいじん）の排出基準（mg/Nm³）

No.	燃料種	現行基準 (既存施設対象、 2017年12月31日 まで適用)	将来の基準 (改築された施 設対象、2018年1 月1日から適用)	将来の基準 (新規施設対象)
1	固体			
1.1	液体残留物除去の場合			
	1.1.1 電気集じん機の電極 が12 m以上	400	50 (P≥500) 100 (P<500)	50 (50<P≤100) 30 (P>100)
	1.1.2 電気集じん機の電極 が12 m以下	1,000		
1.2	固体残留物除去の場合			
	個体残留物除去の場合			
	1.2.1 電気集じん機	1,000	50 (P≥500) 100 (P<500)	50 (50<P≤100) 30 (P>100)
1.3	全種類			
	1.3.1 湿質石炭灰収集装置	1,300		
	1.3.2 マルチサイクロン	2,000		
2	液体			
2.1	灰分：0.06%以下	50	50	50 (50<P≤100) 30 (P>100)
2.2	灰分：0.06%以上	100	100	
3.	気体			
3.1	全般	5	5	5
3.2	高炉ガス	50	10	10
3.3	鉄鋼生産時に生成され燃料 として利用されるガス	50	50	30

出所：調査団作成

表 4.3-3 SO₂ 排出基準 (mg/Nm³)

No.	燃料種	現行基準 (既存施設対象、 2017年12月31日 まで適用)	将来の基準 (改 築された施設 対象、2018年1 月1日から適 用)	将来の基準 (新規施設対象)
1.	固体			
1.1	無煙炭と低質炭		2,000 (50<P≤100)	850 (50<P≤100) 200 (P>100)
	1.1.1 循環流動層燃焼	400	400-2,000 (100<P≤500)	
	1.1.2 有炎燃焼	3,400	400 (P>500)	
1.2	低質炭	4,500		
1.3	黒炭	5,100		
1.4	褐炭	5,100		
1.5	バイオマス	—	—	200 (P>50)
2.	液体燃料	3,100	1,700 (50<P≤300) 400-1,700 (300<P≤500) 400 (P>500)	850 (50<P≤100) 200-400 (100<P≤300) 200 (P>300)
3.	気体			
3.1	全般	35	35 (P>500)	35
3.2	酸性ガス	800	800 (P>500)	—
3.3	凝縮気体	—	5 (P>500)	5
3.4	低発熱量のコークス炉ガ ス	—	—	400
3.5	高炉ガス	—	—	200

出所：調査団作成

表 4.3-4 NOx (NO₂) 排出基準 (mg/Nm³)

No.	燃料種	現行基準 (既存施設対象、 2017年12月31日 まで適用)	将来の基準 (改築された施 設対象、2018年1 月1日から適用)	将来の基準 (新規施設対象)
1.	固体：			
1.1	黒炭、褐炭		2016年1月1日まで 600 (50<P≤500) 500 (P>500) 2016年1月1日以降 600 (50<P≤500) 200 (P>500)	400 (50<P≤100) 200 (P>100)
	1.1.1 液体残留物除去	700		
	1.1.2 液体残留物除去、 950 t/h以上の蒸気発生	1,300		
	1.1.3 固形残留物除去	700		
	1.1.4サイクロン炉	2,000		
1.2	無煙炭と低質炭			
	1.2.1 液体の残留物除去	1,300		
	1.2.2 液体の残留物除 去、2650 t/h以上の蒸気発 生	1,800		
	1.2.3 循環流動層燃焼	400		
1.3	バイオマス	—	—	400 (50<P≤100) 300(100<P≤300) 200 (P>300)
2.	液体			
2.1	蒸気ボイラ	500	450 (50<P≤500) 400 (P>500)	400 (50<P≤100) 200 (P>100)
2.2	温水ボイラ	500		
3.	気体			天然ガス
3.1	蒸気ボイラ	500		150 (50<P≤300) 100 (P>300)
3.2	温水ボイラ	500	300 (50<P≤500) 200 (P>500)	その他 200 (P>50)

出所：調査団作成

表 4.3-5 CO 排出基準 (mg/Nm³)

No.	燃料種	現行基準 (既存施設対象、 2017年12月31日ま で適用)	将来の基準 (改築された施設 対象、2018年1月1 日から適用)	将来の基準 (新規施設対象)
1.	固体 (ボイラ)	250	250	250
2.	液体			
2.1	ボイラ	250	250	250
2.2	ガスタービン	—	—	100
3.	気体			
3.1	ボイラ	250	250	250
3.2	ガスタービン	—	—	100

出所：調査団作成

4.3.3 騒音基準

国家建築規則 “State Building Norms (DBN 360-92 Urban development. Planning and development of urban and rural areas), approved by Order No. 44 issued by the State Committee of Urban Development, 1992年4月17日” において、センシティブエリア近くにおける騒音基準について次のように規定されている。

表 4.3-6 環境騒音基準

レセプターの場所	等価騒音レベル (LAeq, T dB(A))		最大許容等価騒音レベル (LAm _{ax} (dB(A)))	
	日中 (7 am - 11 pm)	夜間 (11 pm - 7 am)	日中 (7 am - 11 pm)	夜間 (11 pm - 7 am)
住宅地	55	45	70	60
再建中の住宅地	60	50	70	60
空港・飛行場近くの住宅地	65	55	75	65
公共レクリエーション・観光地	50	35-40	85	75
保養所、健康リゾート地	40-45	30-35	60	50
自然保護区域	<25	<20	50	45

出所：調査団作成

4.3.4 水質基準

飲料水の水質は保健省令 “No. 400 (Order No. 400 of the Ministry of Health of Ukraine ‘On approval of the state sanitary standards and rules “hygienic requirements to drinking water intended for human consumption”’, 2010年5月12日)” によって規定されている。本省令には、(i) 都市における水、(ii) 井戸とダムからの水、(iii) 包装された水の基準が含まれる。

衛生規則と表層水の汚染防止基準 “SanPiN 4630-88 (The sanitary rules and standards of surface water protection from pollution, SanPiN 4630-88, approved by the Ministry of health of the USSR, 1988年7月4日)” は表層水の水質基準であり、以下を含む。

- ▶ 飲料水、家庭用水に利用される水源の衛生状況
- ▶ 飲料水、家庭用水に利用される水源の汚染物質の最大許容濃度 (1,345物質)
 - “SanPiN 4630-88” には、以下を含む、表面水域への廃水排出に関する衛生上の要求事項も示されている。
- ▶ 水域における下水の混合および希釈度
- ▶ 放流地点より上流の水質のバックグラウンド値
- ▶ 特別な水域に適用される水質基準 (水利用の用途別)

表 4.3-7 水域における衛生的要求事項および水質汚染物質の最大許容濃度

項目	飲料水、家庭用水のために利用される水域 (mg/l)	沐浴、スポーツ等のために利用される水域 (mg/l)
浮遊物質	0.25	0.75
pH	6.5-8.5	6.5-8.5
塩分	1,000 以下、 塩化物：350 以下 硫酸塩：500 以下	
溶存酸素	4 以下	—
生化学的酸素要求量(BOD)	3 mg O ₂ /l	6 mg O ₂ /l
化学的酸素要求量(COD)	15 mg O ₂ /l	30 mg O ₂ /l
窒素アンモニウム	2	
硝酸塩	45	
亜硝酸塩	3.3	
硫酸塩	500	
ポリリン酸塩	3.5	
カドミウム	0.0013	
銅	1.03	
砒素	0.053	

項目	飲料水、家庭用水のために利用される水域 (mg/l)	沐浴、スポーツ等のために利用される水域 (mg/l)
鉛	0.03	
亜鉛	1.03	
ニッケル	0.13	
水銀	0.00053	
鉄	0.33	
コバルト	0.13	
三価クロム	0.5	
六価クロム	0.05	

出所：調査団作成

表層水保護規則 “The rules of surface water protection, approved by the State Committee of the USSR for Nature Protection, 1991年2月21日” は水域への排水規制を規定しており、水質の標準化、水質汚染物質の排出規則、水質に影響を与える経済活動の規則、水質保護対策、水質保護エリアの組織等が示されているほか、飲料用水、家庭用水、漁業用水の水質に関する要求事項も規定されている。

内閣規則 “No. 1100 (Regulation No. 1100 of the Cabinet of the Ministries of Ukraine ‘On the order of development and approval of the maximum allowable discharge standards and the list of pollutants, the discharge of which should be limited’, 1996年9月11日” において、物質毎に以下の4つの分類でリスト化されている。

- リストA：全てのケースで制限される汚染物質（溶存酸素、浮遊粒子、塩分、硫酸塩、塩化物、窒素アンモニウム、硝酸塩、亜硝酸塩、リン酸塩、鉱物油製品、BOD5、COD、細菌学的インデックス、水の毒性レベル、水の放射能、pH、水温）
- リストB：即座に排出停止されるべき汚染物質、廃水に含まれる場合制限される汚染物質（132物質）
- リストC：減少されるべき汚染物質、廃水に含まれる場合制限される汚染物質（155物質）
- リストD：公衆衛生規則および表層水汚染防止基準 “SanPiN 4630-88” に掲載されている物質、かつ、リストBおよびCには含まれない物質

建設・建築・住居方針に係る国家委員会令 “No. 37 (Order No. 37 of the State Committee of Construction, Architecture and Housing Policy of Ukraine ‘On approval of the instruction for installation of fees for industrial and other waste water discharge to the sewage system of settlements, and rules of enterprises’ wastewater acceptance in municipal and departmental sewage systems’, 2002年2月19日” では、自治体のシステムを使って排水する旨を契約に盛り込むことを企業に求めている。その際の契約は地方自治体の下水処理システム規定および中央政府の上下水利用規則 “Order No. 190 of the Ministry of

Housing and Utilities Infrastructure of Ukraine, 2008年6月27日”に則ったものでなければならぬ。

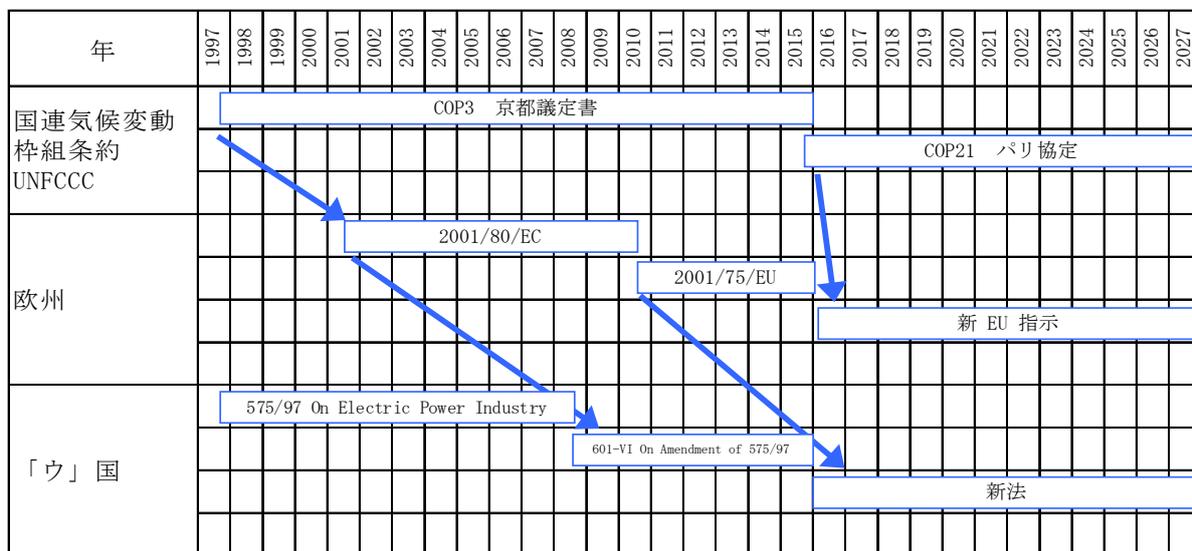
4.4 ウクライナの環境関係の法規制の流れ

「ウ」国におけるエネルギーセクターへの環境規制法規の整備の流れを図 4.4-1 に示す。

1991 年の旧ソ連崩壊、2004 年のオレンジ革命を経てようやく資本主義的な電力産業法 (Electric Power Industry Act) が 1997 年 10 月に制定された。これにはまだ環境汚染防止条項はなく、2008 年 9 月の改正により初めて環境汚染防止条項とグリーン・タリフ制度が制定された。この時の環境汚染規制値は欧州議会 (European Parliament : EC と呼称) が 1997 年 12 月の COP3 京都議定書に基づいて 2001 年 10 月に指示した 2001/80/EC の値が使用された。

欧州は EU となってから、さらに環境規制値を厳しくしている。2010/75/EU を制定したが、「ウ」国では 2015 年 12 月現在、この規制値に適合した法改正はされていない。このため「ウ」国議会では 2010/75/EU に適合すべく 2016 年の法改正準備を進めているところであった。ただし、EU が 2010/75/EU の達成目標を 2027 年 12 月 31 日としているのに対して「ウ」国は老朽石炭火力の発電設備出力が他国に比べて大きいためばいじんと SO₂ は 2028 年までに、NO_x は 2033 年までに適合という特別措置が 2013 年ベルグラードでの EU 閣僚会議で合意がされている。

2015 年 12 月に国連気候変動枠組条約会議 (United Nations Framework Convention on Climate Change conference : UNFCCC) の COP21 パリ会議が開催され、今世紀末までの環境規制が合意された。その内容により EU はさらなる規制法規を制定する可能性があり、「ウ」国もその影響を受けると思われる。



出所：調査団作成

図 4.4-1 ウクライナの環境規制法規の整備の流れ

4.5 EU 基準との比較

産業セクターから汚染物質の排出を規定している EU 基準は指令 2010/75/EU¹⁸であり、50 MW 以上の燃焼施設からの大気排出を規制している。指令 2010/75/EU は、それまでに策定されたその他の個別の汚染規制に関する EU 指令をまとめて一つに統合したものである。大気排出基準に関しては、2001 年に策定され大規模燃焼施設に対する大気排出基準を規定した指令 2001/80/EC¹⁹をベースとしている。

現行の「ウ」国の大気排出基準（No. 541 大気排出規則）は、上述の指令 2001/80/EC に遵守するように策定されており、現在 指令 2010/75/EU の要件を満たすための法改定の作業が「ウ」国内で進められているとことである。指令 2010/75/EU 遵守に向けた具体的な作業として、アクションプラン（2014-2017 年）が「ウ」国政府により策定され、閣議で 2014 年 9 月 17 日に承認されている。このアクションプランでは現行の「ウ」国大気排出基準（No. 541 大気排出規則）を改正する責任機関として、MENR、MEDT や MECI などが指名されている。現在、実務レベルでは、暫定的に指令 2010/75/EU を順守することを事業者に求めている。表 4.5-1 から表 4.5-4 に、「ウ」国基準と EU 基準の各大気排出基準の比較表を示す。

表 4.5-1 浮遊粒子（ばいじん）の排出基準

燃料種	出力 (MW)	「ウ」国基準 (No. 541) (mg/Nm ³)		EU 基準 (2010/75/EU)
		将来の基準 (改築された施設対象、2018 年1月1日から適用)	将来の基準 (新規施設対象)	
固体燃料	50-100	100	50	20
	100-300	100	30	20
	>300	100	30	10
	>500	50	30	
バイオマス および PEAT 燃料	50-100	—	—	20
	100-300	—	—	20
	>300	—	—	20
液体燃料	50-100	50 (灰分0.06%以下)	50	20
	100-300		30	20
	>300	100 (灰分0.06%以上)	30	10
ガス燃料	一般的なガス	5	5	5
	高炉ガス	10	10	10
	鉄鋼製造で生産されるガス	50	30	30

出所：調査団作成

¹⁸ Directive 2010/75/EU of the European Parliament and of the Council of 24 November 2010 on industrial emissions (integrated pollution prevention and control)

¹⁹ Directive 2001/80/EC of the European Parliament and of the Council of 23 October 2001 on the limitation of emission of certain pollutants in to the air from large combustion plants

表 4.5-2 SO₂ 排出基準

燃料種	出力 (MW)	「ウ」基準 (No. 541) (mg/Nm ³)		EU基準 (2010/75/EU)
		将来の基準 (改築された施設対象、2018年1月1日から適用)	将来の基準 (新規施設対象)	
固体燃料	50-100	2,000	850	400
	100-300	400-2,000	200	200
	>300	400-2,000	200	150-200
	>500	400	200	
バイオマス燃料	50-100	—	200	200
	100-300	—	200	200
	>300	—	200	150
PEAT	50-100	—	—	300
	100-300	—	—	250-300
	>300	—	—	150-200
液体燃料	50-100	1,700	850	350
	100-300	1,700	200-400	200
	>300	400-1,700	200	150
	>500	400		
ガス燃料	一般的なガス	35 (P>500)	35	35
	酸性ガス	800 (P>500)	—	—
	濃縮液体ガス	5 (P>500)	5	5
	コークス炉	—	400	400
	高炉ガス	—	200	200

出所：調査団作成

表 4.5-3 NO_x (NO₂) 排出基準

燃料種	出力 (MW)	「ウ」国基準(No. 541) (mg/Nm ³)		EU基準 (2010/75/EU)
		将来の基準 (改築された施設対象、2018年1月1日から適用)	将来の基準 (新規施設対象)	
固形燃料	50-100	600	400	300 400 (in case of pulverized lignite combustion)
	100-300	600	200	200
	>300	600	200	150
	>500	200	200	200 (in case of pulverized lignite combustion)
バイオマス および PEAT燃料	50-100	—	400	250
	100-300	—	300	200
	>300	—	200	150
液体燃料	50-100	450	400	300
	100-300	450	200	150
	>300	450	200	100
	>500	400		
ガス燃料	天然ガス	300 (50<P≤500) 200 (P>500)	150 (50<P≤300) 100 (P>300)	100 (ガスタービンおよびガスエンジン以外)
	高炉 コークス炉		200 (P>50)	
	その他			

出所：調査団作成

表 4.5-4 NO_x および CO 排出基準(ガスタービンおよびガスエンジン)

排出物質	燃焼システム	「ウ」国基準(No. 541) (mg/Nm ³)		EU基準 (2010/75/EU)
		将来の基準 (改築された施設対象、2018年1月1日から適用)	将来の基準 (新規施設対象)	
NO _x	ガスタービン	—	50-120	50
	ガスエンジン	—	—	75
CO	ガスタービン	—	100	100
	ガスエンジン	—	—	100

出所：調査団作成

4.6 ウクライナにおける環境承認

4.6.1 環境影響評価

EIA 報告書(「ウ」国語の略称は OVNS (OBHC))に係る正式な手続きは“DBN A 2.2-1-2003「設計と工事に係る環境影響評価の構成と内容」”に記載されている。EIA の手続きは以下のとおり。

- 事業者が EIA 作成者を指定する。
- 事業者と EIA 作成者間で意思表示 (Statement of intention) を合意・発表する。意思表示には、事業による影響のリスト、環境情報の収集と体系化、事業地の社会環境状況と経済活動状況、事業の影響評価に基づいた EIA 作成に係る作業、事業の代替案 (ゼロオプションを含む) 等を含める。
- EIA 作成者は上記で指定された作業内容および国家建築基準 (State Building Codes : DBN と呼称) に基づいて評価を実施する。EIA の結論に基づき、事業の環境影響報告書を作成し、公開しなければならない。一般の人々からのコメントも考慮すべきである。
- DBN の Annex E にリストアップされている事業種については、事業者または EIA 作成者は、(i) 事業について地方行政を通じて人々に通知し、(ii) パブリックコンサルテーションの場所と日時を発表し、(iii) コンサルテーションでのコメントや提案を考慮しなければならない。
- 事業者もしくは設計責任者 (General Designer) は、公共からのコメントを反映した EIA を提出し、国家による精査と承認を待つ。

表 4.6-1 段階別 EIA 手続き

		設計および建設の各段階	EIA 手続き
0		事業者による事業建設の決定	—
1	プレ 調査	事業に関する初期データの収集	意思表示 (Statement of Intention) 環境初期調査
2		環境面および技術面の特徴を考慮に入れた、事業実施地の決定	土地の割当のための簡易 EIA (Brief EIA)
3		F/S と CD ²⁰ の実実施計画の策定と承認	F/S と CD の実施計画の一環として、EIA 作成のための実施計画 (調査内容) を策定
4		F/S および CD の実施	F/S および CD の一環として EIA および公聴会の実施、環境影響ステートメントの実施
5		F/S および CD の交渉と承認	F/S および CD の一環として EIA の交渉、環境影響ステートメントの地方政府への引渡し
6	設計	BD ²¹ および DD ²² の実実施計画の策定と承認	基本設計 (BD) および詳細設計 (DD) の実施計画の一環として、EIA 作成のための実施計画 (調査内容) を策定。その際、F/S および CD からの設計変更や都市計画状況の変更を考慮に入れる
7		BD および DD の実施	EIA の本格実施 (前段階で実施していない場合)、もしくは BD および DD に基づく EIA のクラリフィケーション
8		BD および DD の交渉と承認	法規制に則り、EIA の精査と交渉
9		DD 書類の作成	生産技術や建設計画の変更等がある場合、EIA のクラリフィケーション、交渉と精査
10	建設		建設許可取得。EIA にて記載された緩和策の実施
11	操業	設計容量の開発 (プロジェクト実施後の分析)	環境保護策の効果分析、EIA のクラリフィケーション、プロジェクト実施後の分析 (必要な場合)

出所 : Annex B to DBN A 2. 2-1-2003

²⁰ CD : Conceptual Design²¹ BD : Basic Design²² DD : Detail Design

4.6.2 環境影響評価報告書に含まれるべきカテゴリ

詳細な環境影響評価が求められる EIA の実施は、DBN の Annex E に掲載されている、環境への影響リスクが高い事業にのみ求められている。規則 808 (Regulation No. 808) によると、こうした事業のうちエネルギーセクターに属するものには以下が含まれる。

- 火力発電所
- 発電容量 200 kW 以上の化石燃料利用の発電関連施設
- 330 kV 以上の送電線および変電所
- 一般廃棄物管理施設

EIA レポートに含まれるべき内容は以下のとおり。

- EIA 実施根拠 (EIA 実施根拠資料、環境影響原因、代替案検討、環境影響要約、公衆およびステークホルダーの意見)
- 事業実施地の地理的特性 (物理的地理的状況の要約、当該地域の環境的、衛生疫学的、社会的および経済的評価上必要な範囲での動植物相の状況、事業地の負の要因、地図など)
- 事業内容 (事業内容、代替案、計画との整合性)
- 環境影響評価 (気候および微気候、大気質、地質、水質、土質、動植物)
- 社会環境評価 (地域の社会特性概要、地域への正負の影響評価、レクリエーション地区への影響評価)
- 産業環境評価 (産業、建築物、歴史と文化、地上および地下建造物、その他人工物への影響評価、これら建造物のプロジェクトへの影響、緩和策)
- 緩和策 (資源削減および保護策を含め緩和策、設計への適用)
- 工事中の環境影響評価 (大気質、騒音、水質、土質、動植物、保護区、地元住民、文化遺産などへの影響に対する対策)
- 環境影響ステートメント (事業のすべての段階における影響と緩和策に係る文書。同ステートメントには EIA 調査の結果と必要なコメントのみを記載する。)

Annex E に載っていない事業については、短いボリュームの EIA レポート (簡易 EIA) を作成する。簡易 EIA の内容は、意思表示 (Statement of Intention) 準備段階において、地方行政の生態系自然資源局と保健省の衛生疫学庁の許可の下、事業者と設計責任者により決められる。

4.6.3 公聴会および情報公開

DBN は、以下の「ウ」国法 Point 1.9 に基づき、事業計画には一般からの意見を考慮に入れるよう求めている。

- 事業に関する公聴会について市民に情報提供する
- 事業に関する公聴会の開催
- 意思表示に基づき事業に関する市民への情報提供

公聴会の資料には以下を含める。

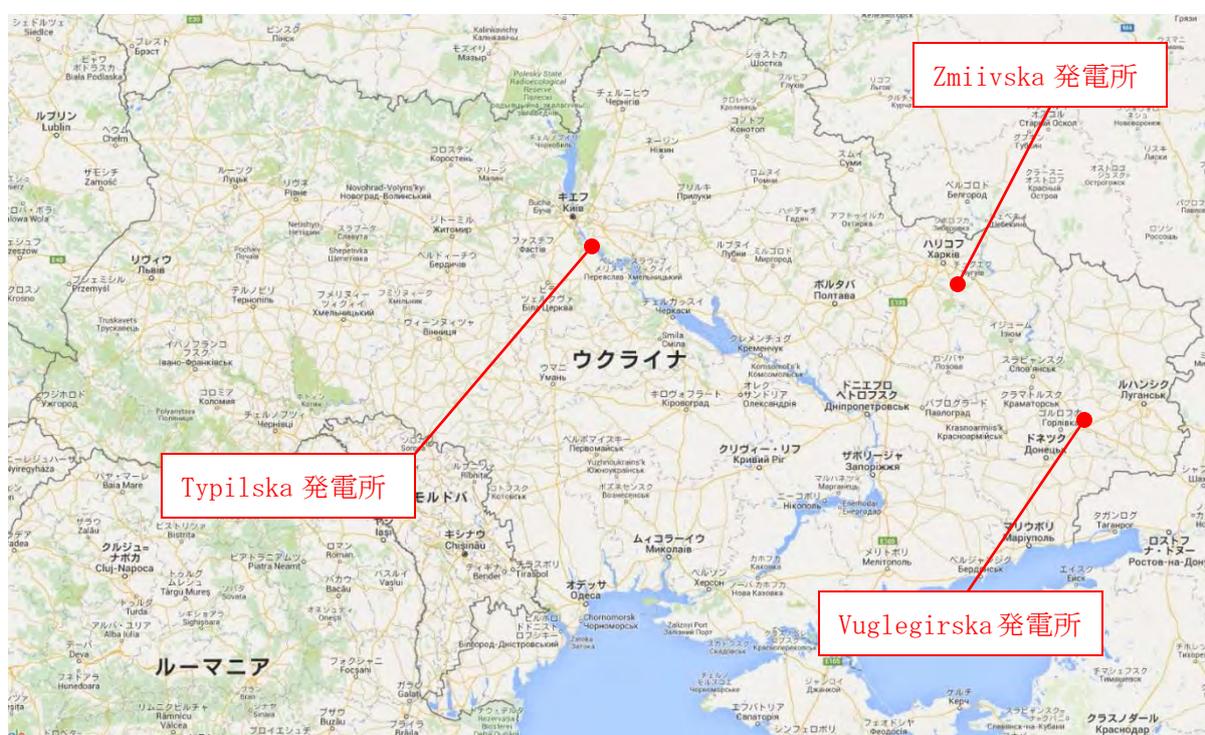
- 意思表示と公聴会スケジュールのメディアを通じた公開
- 市民からの意見
- 地元コミュニティに提出された文書リスト、市民からのコメントと回答
- 市民からの提案に基づいた解決策および不採用提案の不採用の理由
- 公共精査 (public examination) の結果 (開催された場合のみ)

公聴会の結果の EIA への適用は事業者と設計責任者により決定されるが、場合によっては公共の場で話し合わなければならない。

5 火力発電分野

5.1 Centrenergo の概要

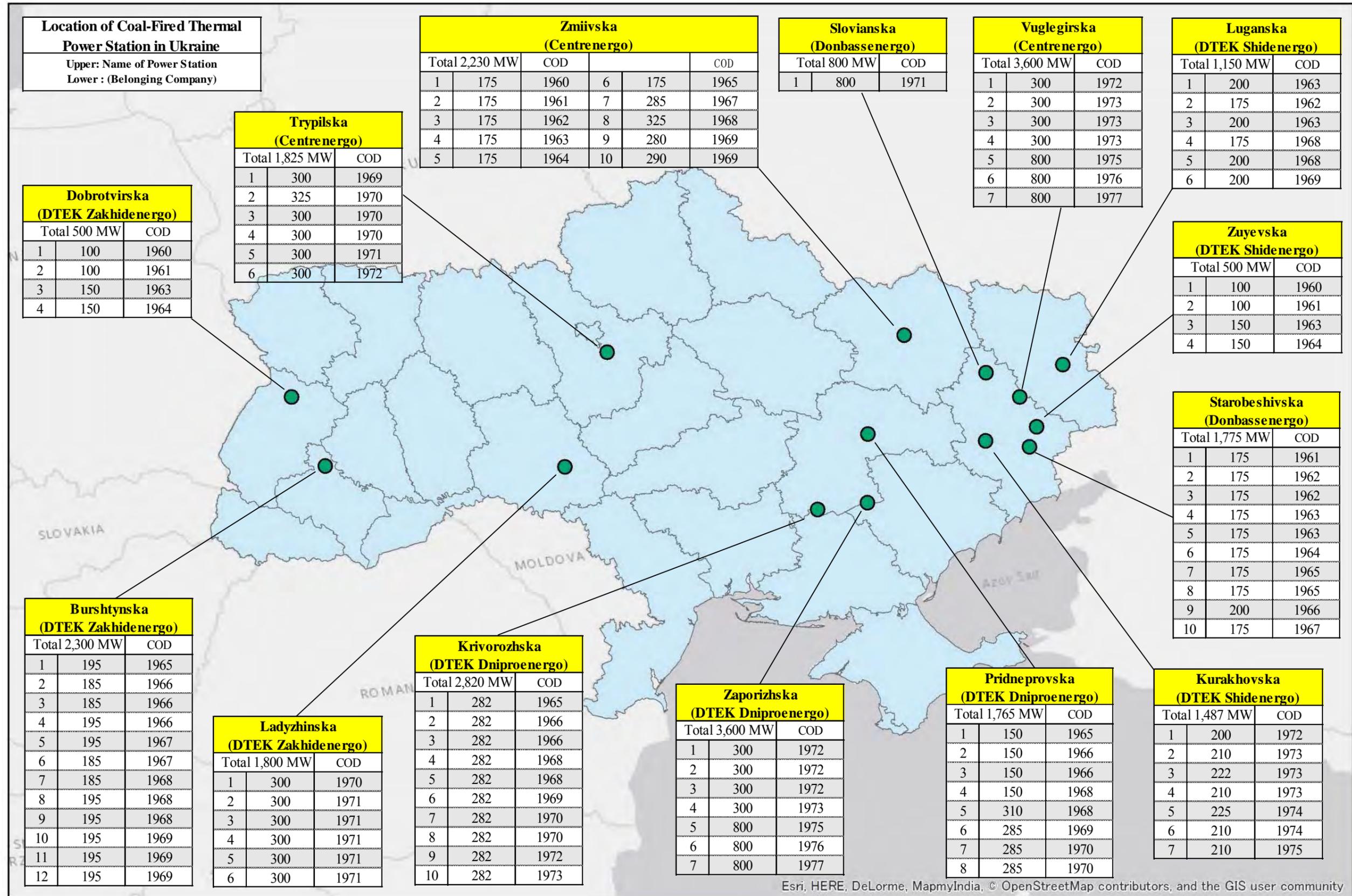
本調査の対象である国営火力発電会社の Centrenergo は、1994 年「ウ」国の電力改革令によって、ウクライナ・エネルギー会社が株式の 78.3%を保有する国営唯一の発電専業会社として発足した。現在は「ウ」国の 5 大火力発電会社の一つで、Trypilska、Zmiivska、Vuglegirska と大規模発電所を 3 つ保有しており、首都キエフに管理機能として本社を有している。発電ユニットは合計 23 基のうち、無煙炭の石炭焚き 18 基、ガス焚き 5 基(Trypilska に 2 基、Vuglegirska に 3 基) で構成されている。また、発電所からは近隣の町への熱供給も行っている。保有設備容量 7,655 MW を占め、「ウ」国の全発電設備の 15%を占めている。



出所：調査団作成

図 5.1-1 Centrenergo が保有する発電所の位置

なお、「ウ」国全体の石炭火力発電所マップを図 5.1-2 に示す。



Esri, HERE, DeLorme, MapmyIndia, © OpenStreetMap contributors, and the GIS user community

出所：調査団作成

図 5.1-2 石炭火力発電所マップ

5.1.1 設備老朽化の現状と支援策検討の背景

「ウ」国の火力発電設備の多くは 1960-70 年代に設計されており、老朽化した状態で今日まで運転が継続されている。発電設備の老朽化は、(i) 運転保守にあたり必要な交換・消耗部品の継続した入手が困難、(ii) 頻繁な保守の実施によるメンテナンスコストの増大、(iii) 現在の設備と比べて自動化が進んでいないことによる運転員への大きい運転負荷、ヒューマンエラー等による誤操作を引き起こす余地が大きい、あるいは、(iv) 発電所を取り巻く環境の変化に対応ができない（環境規制強化等）などに対する問題を抱えている。経済社会活動の基盤である電気を供給するインフラストラクチャにおけるトラブルは、低廉な電気の安定した供給が困難となり、あるいは最悪の場合、発電・送電の停止の形で社会経済活動に大きな影響を及ぼす。

発電設備への設備投資は一般的に金額が大きいため、発電所を取り巻く環境の変化に応じ、中長期的な視点で、大規模な設備改修が同時期に輻輳することがないように、計画的かつ効率的に実施していくことが必要である。しかしながら、今回の調査で訪問した国営 Centrenergo の二つの発電所 Trypilska 発電所および Zmiivska 発電所は、発電所の運転開始から約 40-50 年が経過し、この間いくつかのユニットにおいては大規模な設備改修が行われているものの、その他の設備は改修はなされることなく、発電設備のほぼすべての部分で同時並行的な老朽化対策・設備更新が必要な状況となっている。

本調査にあたっては、2014 年度に JCOAL が実施した設備診断事業（3.3.5 を参照）の報告書を基に、老朽化した発電所に対する提案として、予め 4 つの改善提案内容を用意し、発電所および Centrenergo と討議を行った。

5.1.2 4 つの改善提案

調査団は、前述 5.1.1 のとおり、Centrenergo の 2 箇所の発電所との面談の前に、日本企業が有する優れた技術の活用ができることを前提として、表 5.1-1 に示すとおり 4 つの改善提案メニューを予め用意し、発電所との面談の討議の対象とした。

表 5.1-1 4 つの改善提案メニュー

	提案内容	提案理由
1	蒸気タービンの同型式への更新	二つの発電所では、NEDO による蒸気タービンの改修実証プロジェクトが進んでいる。プロジェクトが実施された場合、Trypilska 発電所においては、石炭焼きユニットの 4 つ (No. 1-4) のなかで、3 つの異なるタービン、Zmiivska 発電所においては、6 つの旧式機 (No. 1-6) で 2 つの異なる蒸気タービンが混在することになるため、部品の共通化の観点で非効率が生じる。この解消のため、残りの蒸気タービンはすべて更新後の蒸気タービンと同型機に更新するもの。

	提案内容	提案理由
2	環境設備の更新	発電所の煙突から黒っぽい有色煙が見られた。これは、電気式集じん装置 (ESP ²³) で捕集できなかった石炭灰あるいはボイラでの石炭の未燃分と思われる。また、EU 圏で環境規制の強化が進んでいるため、これに合致させるため、排煙脱硫装置、排煙脱硝装置を追加するもの。
3	プラント制御装置の更新	制御室には、アナログ機器が多く、運転員が目視でプラントの状態を監視し、自ら操作端を動かしている。一部のモニタ画面やタービン監視計器はデジタル式へ更新されているが、残りはアナログ式の計器であり操作スイッチも機械式である。これらを分散制御システム (DCS ²⁴) 化しローカル制御装置をコントロール出来るようにすれば運転員の運転省力化となり、運転における品質向上を図ることができる。
4	開閉所遮断器の GIS 化	設計が古い屋外式開閉所は充電部が露出していることから、メンテナンス機会が多く、作業上の危険がともなう。CVT ²⁵ の劣化による爆発の可能性があるが、開閉所の故障は、発電自体を停止してしまうので、出来るだけ信頼性が高い方が望ましい。GIS は充電部が容器内に格納されているため、これらの予想されるトラブルを未然に回避することが出来る。

出所：調査団作成

5.2 発電所の概要

5.2.1 Trypilaska 発電所

(1) 発電所の概要

Trypilaska 発電所は、首都キエフから南の方向へ約 45 km、ドニエプル川沿いに位置している。1969 年に No. 1 が運転を開始し、1972 年まで、石炭焼きユニットが 4 基、ガス焼きが 2 基、順次運開した。発電所は単機出力 300 MW 超臨界圧式を採用、合計出力 6 x 300 MW の設備容量を保有している（なお、No. 2 は設備の改修を行っており、現在は 300 MW から 325 MW に出力増加している）。燃料は、石炭焼きは「ウ」国東部ドンバス地方の国内無煙炭を用いているが、「ウ」国東部の紛争発生により、発電用として十分な石炭の供給が得られない状態が続いている。ガス焼きユニットである No. 5/6 は、燃料価格が高いため、ほとんど稼働しておらず、現在は非常予備的な位置づけとなっている。No. 3 については、2014 年に JCOAL による設備診断が行わ

²³ ESP : Electrostatic Precipitator

²⁴ DCS : Distributed Control System

²⁵ CVT : Capacitor Voltage Transformers

れ、日本国内の専門家による多方面からの設備面や運用面の提案が行われた。現在は、No. 4 を対象に NEDO によるタービン改修プロジェクトの計画が進められている。



図 5.2-1 Trypil'ska 発電所の外観

[蒸気タービン]

全てのタービン6基は1970年前後に導入された旧ソ連時代のKharkiv²⁶製である(K-300-240、その後No.2は設備改修が行われ、K-325-240となった)。図5.2-2はNEDOによる蒸気タービン改修工事の検討が進められているNo.4蒸気タービンである。



図 5.2-2 No.4 蒸気タービン

²⁶ Kharkiv 社は、現在の Turboatom 社の前身にあたる。

[灰捨場の状況]

年間 50 万トンの石炭灰が灰捨場に捨てられているため、灰捨場の容量がひっ迫しており、処分量の緩和が喫緊の課題である。その石炭灰埋め立て量抑制対策としては、発電所の高効率化や、現在湿式で回収されているフライアッシュを有効利用がし易い乾式回収方式に変更すること、あるいは、石炭灰の外部有効活用を促進する法律の整備などが考えられ、設備対策、行政政策両面での検討が必要である。なお、灰捨場用の新たな土地の取得は困難とのことであった。



図 5.2-3 発電所南方より見た灰捨場全景



図 5.2-4 Trypilska 発電所と灰捨場の位置図

[環境設備の状況]

電気式集じん装置 (Electrostatic Precipitator : ESP) は、石炭焼きボイラである No.1 から No.4 に設置されている。排煙脱硝装置や排煙脱硫装置は設置されていない (No.2 のみ半乾式の排煙脱硫装置を設置中であるが、工事は中断している)。No.5/6 は、ガス焼きであるため、ESP や排煙脱硫装置はもとより設置されていない。

ばい煙の排出量は、「ウ」国の国内排出規制はクリアしているものの、EU の排出基準を満たしていない。煙突から石炭灰あるいは石炭の未燃分と思われる有色煙が確認されることから既設の ESP の捕集性能が高いとは言えず、煙突から放出されるばいじんが原因で周辺地域に影響を与えているという情報もあった。



(ボイラ煙突間の煙道)



(煙突 (曇り空に有色ばい煙を確認))

図 5.2-5 環境設備の状況

[制御室の状況]

No.2 のみ 300 MW から 325 MW へ出力増強するとともに、プラント制御装置の改修を行っている。他ユニットはアナログ機器が多く、設備の老朽化が進んでいるため、設備更新に合わせて分散制御システム (Distributed Control System : DCS) 化の要望がある。



(No.2 制御室)



(旧来型のアナログ制御室)

図 5.2-6 制御室の状況

[開閉所の状況]

開閉所は 1969 年から運用開始しており、設計寿命を超えて使用している機器や、予備品が底をつき部品調達ができないものもある。当発電所では、設備の老朽化、電力の安定供給の観点からも、遮断器の GIS 化を要望している。



図 5.2-7 発電所の開閉所

表 5.2-1 Trypilska 発電所ユニット一覧

項目		単位	No. 1	No. 2	No. 3	No. 4	No. 5	No. 6
運転開始		-	1969. 12	1970. 3	1970. 11	1970. 12	1971. 10	1972. 9
製造者	ボイラ	-	Taganrog TPP-210A				Taganrog TGMP-314	
	タービン	-	Kharkiv K-300-240	Kharkiv K-325-240	Kharkiv K-300-240			
	発電機	-	Elektroty azhmash TGV-300	Elektroty azhmash TGV-330	Elektroty azhmash TGV-300			
型式	ボイラ	-	超臨界圧定圧貫流形					
	タービン	-	串型 4 流再熱再生復水形					
	発電機	-	横置円筒回転界磁形					
主燃料		-	無煙炭				天然ガス	
設備容量		MW	300	325	300	300	300	300
蒸気圧力	主蒸気	kg/cm ²	240	240	240	240	240	240
	再熱蒸気	kg/cm ²	39	39	39	39	39	39
蒸気温度	主蒸気	°C	545	545	545	545	545	545
	再熱蒸気	°C	545	545	545	545	545	545
燃料消費率		g/kWh	400	350	400	400	360	360
環境設備	SCR ²⁷	-	無	無	無	無	無	無
	ばいじん 捕集機能	-	有 (ESP)	有 (ESP)	有 (ESP)	有 (ESP)	無	無
	FGD ²⁸	-	無	設置中 (半乾式)	無	無	無	無
煙突高さ		m	集合形 180				集合形 180	
大気 排出値	窒素酸化物	mg/Nm ³	1, 300				500	
	ばいじん (捕集後)	mg/Nm ³	1, 000				5	
	硫黄酸化物	mg/Nm ³	2, 500				35	
総運転時間 (2016年2月現在)		時間	292, 192	280, 040	295, 594	287, 824	178, 401	172, 461

出所：Centrenergó の資料を基に調査団作成

²⁷ SCR : Selective Catalytic Reduction²⁸ FGD : Flue Gas Desulfurization

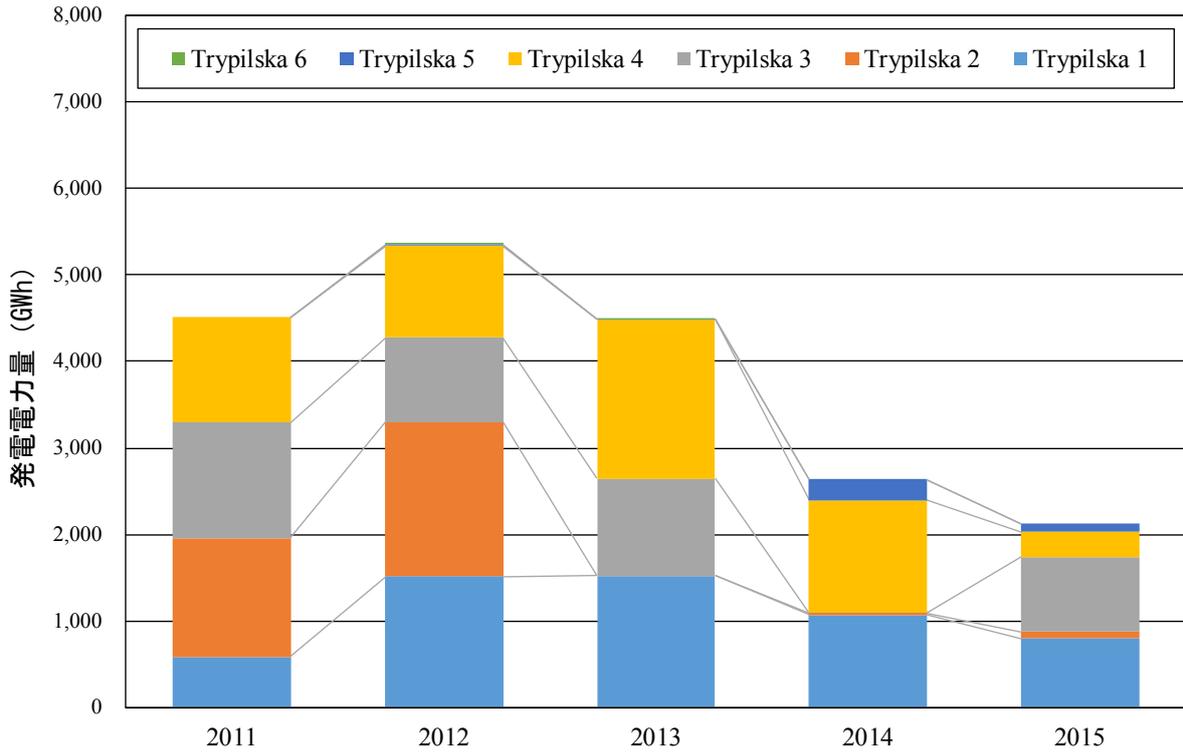
(2) Trypil'ska 発電所の運転状況

Trypil'ska 発電所 No. 1-4 は、2014 年 2 月以降にドンバス地域で発生した紛争の影響により石炭の入手が困難となったため、2014 年と 2015 年の発電電力量および設備利用率 (Plant Load Factor : PLF) は大きく低下した (図 5.2-8)。No. 2 は、2013 年から蒸気タービン更新や排煙脱硫装置の追設を含む大型改修工事を行っているが、工事は概ね終了していたものの、無煙炭の入手が困難になったことから長い間試運転が実施できない状態が継続していた。その後、発電所は石炭を入手し、調査団が同発電所を訪問した 2015 年 11 月には工事後の総合試運転を実施していた。No. 5/6 は、燃料費が高い天然ガス焼きユニットであるため、非常予備の扱いとされている。特に No. 6 は過去 5 年間ほとんど稼働していない (図 5.2-9)。なお、無煙炭依存度を低下させるため、2016 年 2 月に MECI からの指示に基づき一部ユニットについて無煙炭焼きから瀝青炭焼きへユニット改造を実施する予定である。

表 5.2-2 Trypil'ska 発電所各ユニットの設備利用率

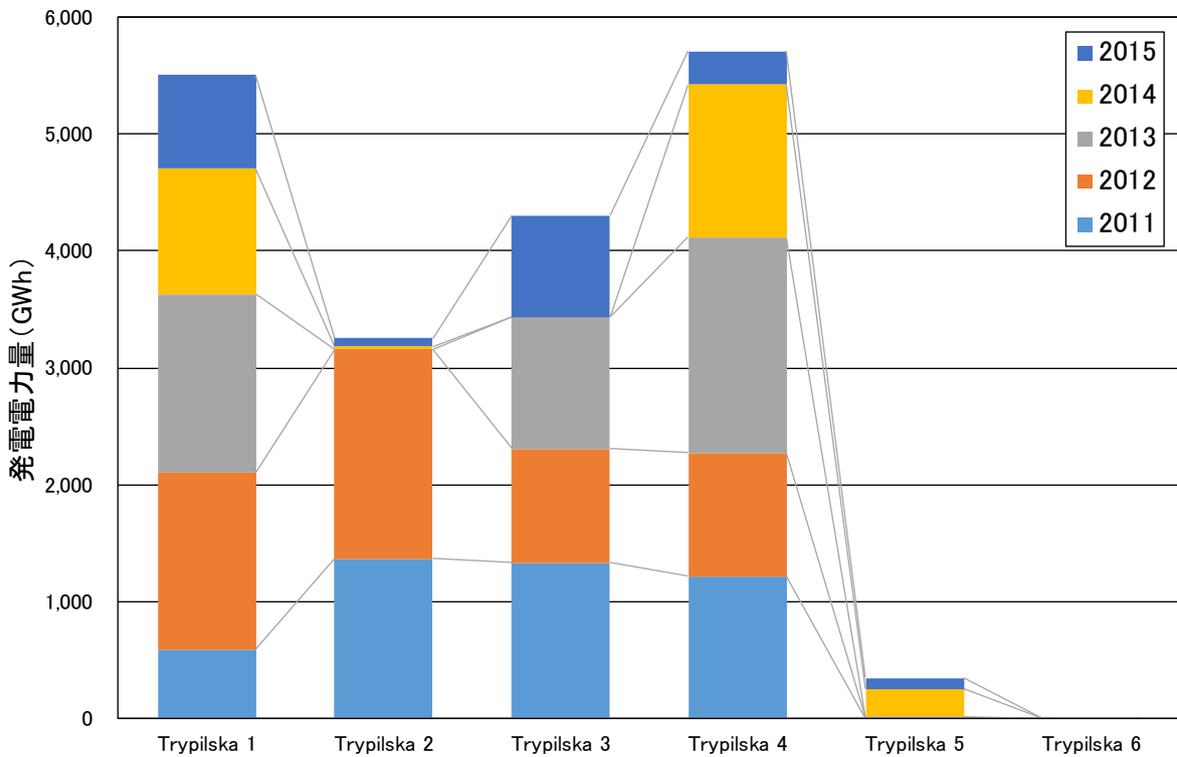
	No. 1	No. 2	No. 3	No. 4	No. 5	No. 6
燃 料	無煙炭				天然ガス	
2011 年	22.5%	52.1%	50.7%	46.4%	0.0%	0.0%
2012 年	57.6%	68.1%	37.1%	40.2%	0.6%	0.1%
2013 年	58.0%	0.0%	42.8%	70.0%	0.0%	0.0%
2014 年	40.8%	0.8%	0.0%	49.7%	9.1%	0.0%
2015 年	30.5%	2.6%	33.1%	11.0%	3.6%	0.0%

出所：CentrenergO の資料をもとに調査団作成



出所：Centrenergó の資料をもとに調査団作成

図 5.2-8 Trypilska 発電所 年度別累計発電電力量 (2011-2015 年)



出所：Centrenergó の資料をもとに調査団作成

図 5.2-9 Trypilska 発電所 ユニット毎累計発電電力量 (2011-2015 年)

5.2.2 Zmiivska 発電所

(1) 発電所概要

Zmiivska 発電所は、Centrenergo 社が保有する 3 つの発電所のうち最も古く、No. 1 が 1960 年に運開、No. 10 は 1969 年に運開と合計 10 基の発電設備が運開している。このうち、設備容量は No. 1-6 は 175 MW であり No. 7-10 は 300 MW である（なお、No. 8 は、チェルノブイリ原子力発電所の事故を受けた供給力対策として設備改修が行われており、改修後出力が 325 MW に増加している）。燃料は、Trypilska 発電所と同じく「ウ」国東部ドンバス地方で採掘された無煙炭を使用しているが、無煙炭のみに依存しないよう瀝青炭との混焼拡大に向けた燃焼試験を行っている。現在は、No. 3 を対象に NEDO によるタービン改修プロジェクトの計画が進められている。なお、No. 9/10 は Trypilska 発電所 No. 1-4 と同じ型式のものが納入されている。

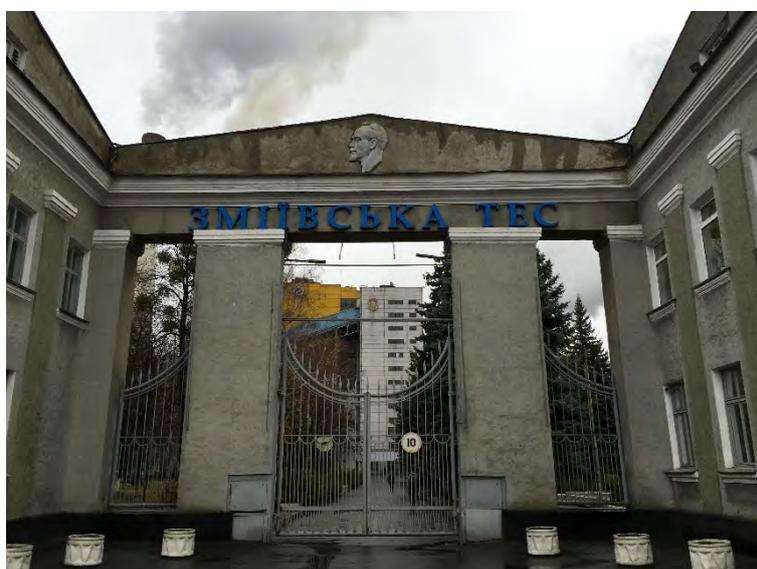


図 5.2-10 Zmiivska 発電所の外観

[環境設備の状況]

すべてのユニットには排煙脱硝装置や排煙脱硫装置が設置されておらず、排出基準について「ウ」国の国内排出規制はクリアしているものの、EU 排出基準を満たしていない（No. 8 は Chornobylska（チェルノブイリ）原子力発電所事故後に供給力対策として改修されたことにより、熱効率向上だけでなく、排ガス処理能力向上によりばいじん濃度は EU 基準をクリアしている）。各ユニットには ESP やスクラバなどの集じん装置は設置されているものの集じん装置は性能が高くなく（No. 8 を除く）、煙突からは目視でも有色の煙の放出が確認できた。



図 5.2-11 煙突からの排出状況（有色ばい煙を確認）

[灰捨場および冷却池の状況]

灰捨場の容量がひっ迫しており、灰捨場の嵩上げにより対応するなど灰処理が喫緊の課題である。当発電所においても、石炭灰発生量抑制としての発電所の高効率化や未燃分減少による石炭使用料の削減効果だけでなく、石炭灰の有効活用など行政レベルでの検討が必要である。

また、発電所復水器の冷却に使用する水は天然の湖を冷却池として利用しているが、池へ土砂等が流れ込むことで水深が浅くなっており、保有水量の減少により夏場の水温が上昇し出力低下が問題となっている。



図 5.2-12 灰捨場全景



図 5.2-13 Zmiivska 発電所・灰捨場・冷却池 位置図

[開閉所の状況]

開閉所は 1960 年から運用開始しており、設計寿命を超えて使用している機器や、予備品が底をつき部品調達ができないものもある(所内製作で対応)。このため、当発電所は GIS 化を期待している。



(開閉所)



(変圧器)

図 5.2-14 開閉所の状況

表 5.2-3 Zmiivska 発電所ユニット一覧(亜臨界圧ユニット ; No.1-6)

項目	単位	No. 1	No. 2	No. 3	No. 4	No. 5	No. 6	
運転開始	-	1960. 12	1961. 12	1962. 12	1963. 11	1964. 7	1965. 6	
製造者	ボイラ	-	Taganrog TPP-100					
	タービン	-	LMZ ²⁹ K-200-130					
	発電機	-	Elektroty azhmash TGV-200					
型式	ボイラ	-	亜臨界圧ドラム形					
	タービン	-	串型 4 流排気再熱再生復水形					
	発電機	-	横置円筒回転界磁形					
主燃料	-	無煙炭						
設備容量	MW	175	175	175	175	175	175	
蒸気圧力	主蒸気	kg/cm ²	130	130	130	130	130	130
	再熱蒸気	kg/cm ²	25	25	25	25	25	25
蒸気温度	主蒸気	°C	545	545	545	545	545	545
	再熱蒸気	°C	545	545	545	545	545	545
燃料消費率	g/kWh	400-420						
環境設備	SCR	-	無	無	無	無	無	無
	ばいじん捕集機能	-	有 (スクラバ)	有 (スクラバ [*])	有 (スクラバ)	有 (スクラバ [*])	有 (スクラバ)	有 (スクラバ [*])
	FGD	-	無	無	無	無	無	無
煙突高さ	m	集合形 120		集合形 120		集合形 180		
大気排出値	窒素酸化物	mg/Nm ³	925					
	ばいじん(捕集後)	mg/Nm ³	3,500					
	硫黄酸化物	mg/Nm ³	2,950					
総運転時間 (2016年2月現在)		318,215	315,990	287,635	302,729	305,104	297,805	

出所：Centrenergó の資料を基に調査団作成

²⁹ レニングラード金属工場、LMZ: Leningradsky Metallichesky Zavod

表 5.2-4 Zmiivska 発電所ユニット一覧(超臨界圧ユニット ; No. 7-10)

項目		単位	No. 7	No. 8	No. 9	No. 10
運転開始		-	1967. 9	1968. 12	1969. 6	1969. 12
製造者	ボイラ	-	Taganrog TPP-210		Taganrog TPP-210A	
	タービン	-	Kharkiv K-300-240	Siemens- Turboatom K-325-23. 5	Kharkiv K-300-240	
	発電機	-	Elektroty azhmash TGV-300	Elektroty azhmash TGV-325	Elektroty azhmash TGV-300	
型式	ボイラ	-	超臨界圧定圧貫流形			
	タービン	-	串型 4 流排気再熱再生復水形			
	発電機	-	横置円筒回転界磁形			
主燃料		-	無煙炭			
設備容量		MW	285	325	280	290
蒸気圧力	主蒸気	kg/cm ²	240	240	240	240
	再熱蒸気	kg/cm ²	37	37	37	37
蒸気温度	主蒸気	°C	545	545	545	545
	再熱蒸気	°C	545	545	545	545
燃料消費率		g/kWh	390-410	345-360	400-420	390-410
環境設備	SCR	-	無	無	無	無
	ばいじん 捕集機能	-	有 (ESP)	有 (ESP)	有 (ESP)	有 (ESP)
	FGD	-	無	無	無	無
煙突高さ		M	集合形 250		集合形 250	
大気 排出値	窒素酸化物	mg/Nm ³	1, 400	1, 700	1, 400	1, 400
	ばいじん (捕集後)	mg/Nm ³	2, 500	285	2, 500	2, 500
	硫黄酸化物	mg/Nm ³	3, 700	4, 600	3, 600	3, 400
総運転時間 (2016 年 2 月現在)			256, 689	275, 043	244, 456	264, 260

出所：Centrenergó の資料を基に調査団作成

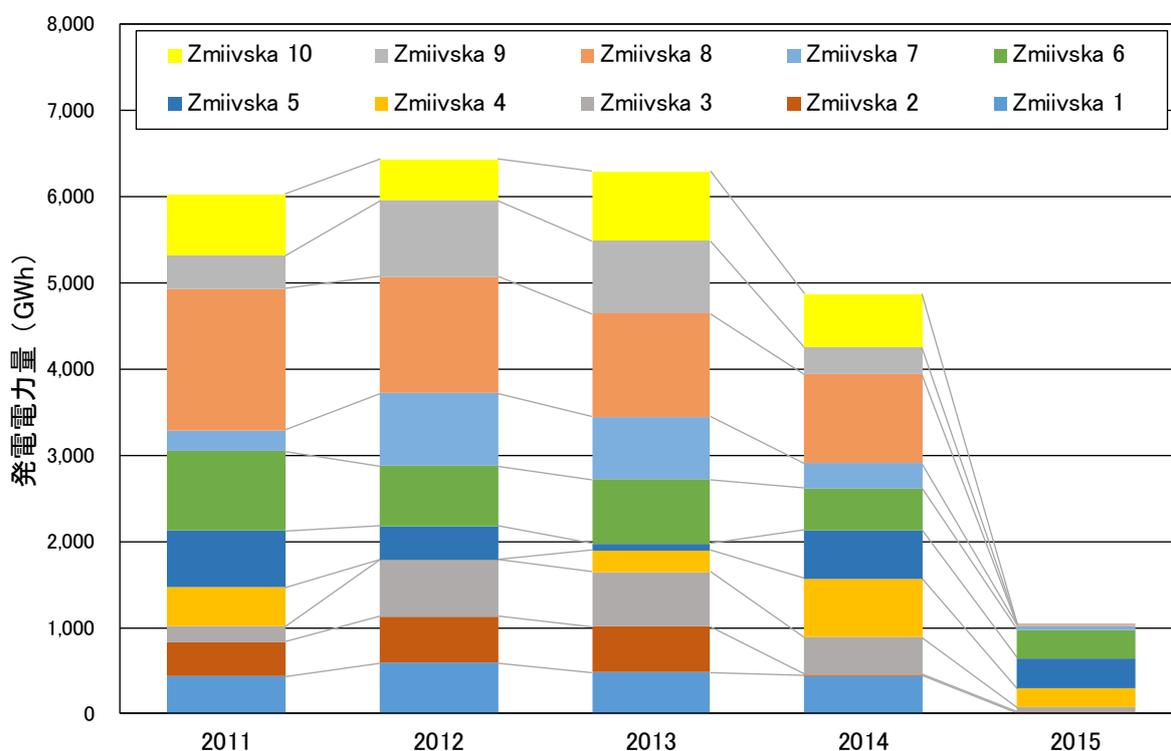
(2) Zmiivska 発電所の運転状況

Zmiivska 発電所は、Trypilska 発電所と同じく「ウ」国東部で産出される無煙炭を主燃料としているため、2013 年までは概ね高い PLF を保っていたものの 2014 年以降は大きく落としている（図 5.2-15）。No. 8 は、2005 年の設備改修後は、熱効率が向上したことにより、主力発電設備として高い PLF を保っていた（表 5.2-5）が、無煙炭の供給不足は No. 8 に対してもその例外ではなく、PLF を落としている。このような状況のなか、Zmiivska 発電所は、無煙炭への依存度を減らすべく瀝青炭との混焼実験を実施しているところである。

表 5.2-5 Zmiivska 発電所各ユニットの設備利用率

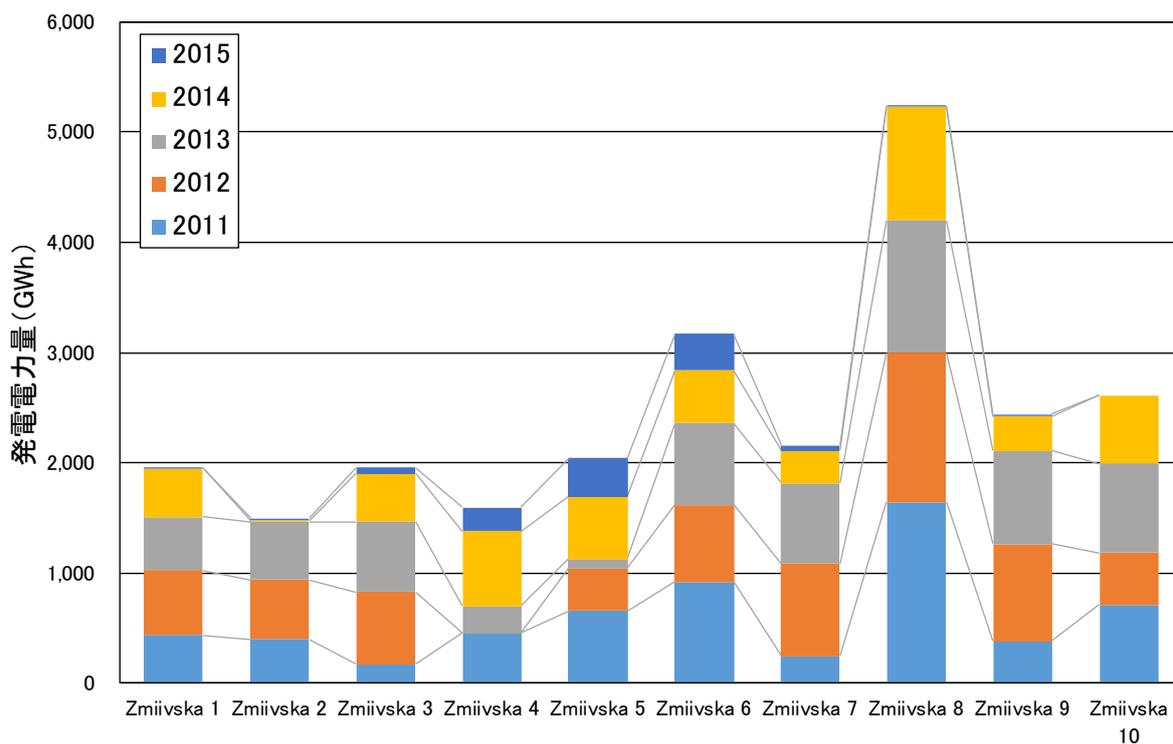
	No. 1	No. 2	No. 3	No. 4	No. 5	No. 6	No. 7	No. 8	No. 9	No. 10
燃 料	無煙炭									
2011 年	28.4%	26.0%	11.5%	29.5%	42.9%	60.2%	9.9%	57.7%	15.6%	28.0%
2012 年	38.6%	35.3%	42.5%	0.3%	25.2%	45.5%	33.8%	47.5%	36.0%	18.8%
2013 年	31.5%	34.4%	41.6%	15.9%	5.5%	48.1%	29.2%	42.2%	34.3%	31.7%
2014 年	28.8%	1.0%	28.3%	44.2%	36.9%	31.2%	11.8%	36.2%	12.8%	24.3%
2015 年	0.4%	0.8%	3.8%	14.1%	22.7%	21.8%	1.8%	0.3%	0.7%	0.0%

出所：Centrenergó の資料を基に調査団作成



出所：Centrenergó の資料をもとに調査団作成

図 5.2-15 Zmiivska 発電所 年度別累計発電電力量 (2011-2015 年)



出所：Centrenergo の資料をもとに調査団作成

図 5.2-16 Zmiivska 発電所 ユニット毎累計発電電力量 (2011-2015 年)

5.3 石炭火力発電分野の支援ニーズ

5.3.1 Trypilska 発電所

調査団が予め用意した4つの提案については、今後の支援候補としては概ね賛同が得られた。発電所特有の事情として、ボイラの主要弁類にトラブルが多く、特に、ボイラから後部煙道を介して煙突入口までの設備に対する更新について日本からの支援として要望したい意見が出された。Trypilska 発電所は、ESP の性能があまり良くなく、図 5.2-1 に示すように、煙突から有色煙が常時排出されていた。これは、ESP で捕集できなかった石炭灰が煙突から排出されているもので、また、ESP の下流の誘引通風機（Induced Draft Fan：IDF）の翼の摩耗を引き起こしている（ESP の性能が改善されている No. 1 を除き、毎年翼の交換を行っていることをヒアリングにて確認）ことから、ボイラ内で所定の炉内圧力が確保できず、押込通風機（Forced Draft Fan：FDF）による燃焼に必要な空気が送り込めず、プラント全体の出力の低下の原因になっていることが推察される。ESP の捕集能力が高ければ、煙突から排出される煙の色は一般的には水蒸気の白色のみで、有色の原因とは、ESP 捕集能力不足による漏えい石炭灰、あるいは、FDF による投入空気不足による未燃石炭微粉によるものと推定される。

表 5.3-1 Trypilska 発電所意見

着目点	意見
老朽化対策	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 全般的に老朽化に対する対策ができておらず、約 40 年が経過したユニットに対し、一部分を更新しても根本解決にはならず、総合的なリハビリが必要である。 ▶ これを解決できる唯一の方法は、No. 7 の新設である。
燃料転換	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 無煙炭は「ウ」国東部地区に偏在しており、継続入手が困難。よって無煙炭焚きから瀝青炭焚きへのボイラの改造が望ましい。 ▶ 新設の場合は、瀝青炭焚きを望む。
環境対策	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 「ウ」国の国内規制には合致できているが、EU 規制には合致できていない。早急な更新を望む。
灰捨場対策	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 処分が可能な残容量が逼迫している。発電所の継続運転に対しては、他のどのような問題に対しても優先度が高い。
ボイラ設備の問題	<ul style="list-style-type: none"> ▶ ボイラの内部に位置する弁からの漏えいが頻発しており、これらの更新と、ボイラ後部煙道から煙突に接続するすべての部分（ダクト、IDF 等）のすべての更新を希望。
4 つの提案内容	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 概ね賛成。 ▶ タービン改修は実証試験プロジェクトが終了しその結果が出てからの判断としたい。

出所：調査団作成

5.3.2 Zmiivska 発電所

調査団が予め用意した4つの提案については、Trypil'ska 発電所と同じく今後の支援候補としては概ね賛同が得られた。また、発電所特有に支援を要望する点は、発電所の自動化を進め、また系統要求機能の強化（負荷変動範囲の拡大、周波数調整機能の付加、負荷変化率の高速化）をお願いしたいとの意見が出された。また、当発電所も煙突から有色煙が排出している様子が見られ、ボイラから後部煙道に発生している症状としては、Trypil'ska 発電所と同じく、ESPの捕集能力不足が推定される。

表 5.3-2 Zmiivska 発電所意見

着目点	意見
老朽化対策	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 全般的に老朽化に対する対策ができておらず、約 50 年が経過したユニットに対し、一部分を更新しても根本解決にはならず、総合的なリハビリが必要である。 ➤ No. 11 の新設を望む。
燃料転換	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 無煙炭はウクライナ東部地区に偏在しており、継続入手が困難。よって無煙炭焚きから瀝青炭焚きへのボイラの改造が望ましい。 ➤ 新設の場合は、瀝青炭焚きを望む。
環境対策	<ul style="list-style-type: none"> ➤ EU 規制には合致できていない。早急な更新を望む。
灰捨場対策	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 処分が可能な残容量が逼迫している。発電所の継続運転に対しては、他のどのような問題に対しても優先度が高い。
系統要求機能の強化	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 系統側からの要求により、負荷変動範囲の拡大、周波数調整機能の付加、負荷変化率の高速化への改造を望む（詳細は、5.6 を参照）。
4つの提案内容	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 概ね賛成する。 ➤ DCS 化の推進は特に希望する。 ➤ 開閉所は交換・消耗部品が枯渇している。 ➤ タービン改修は実証試験プロジェクトが終了しその結果が出てからの判断としたい。

出所：調査団作成

5.3.3 Centrenergo

調査団が示した 4 つの改善提案内容については、概ね賛同が得られた。特に、環境設備の更新は緊急性が高い喫緊の事項としての認識であった。加えて、無煙炭の確保が困難になっている状況に鑑み、瀝青炭焚きの新設発電設備あるいは、既設のスクラップ・アンド・ビルド（既設設備の廃止、その後新設）も支援候補として欲しいとの要望があった。

表 5.3-3 Centrenergo 意見

着目点	意見
老朽化対策	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 新設の場合は、瀝青炭焚きを望む。 ➤ Trypilaska 発電所のガス焚き No.5/6 は、スクラップ・アンド・ビルド、あるいは、燃料転換への実施は可能。
燃料転換	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 無煙炭はウクライナ東部地区に偏在しており、継続入手が困難。よって無煙炭焚きから瀝青炭焚きへのボイラの改造が望ましい。
環境対策	<ul style="list-style-type: none"> ➤ EU 規制には合致できていない。優先度は高い。 ➤ キエフ地区により近い Trypilaska 発電所が Zmiivska 発電所より優先度が高い。

出所：調査団作成

5.3.4 MECI

調査団が実施した MECI へのヒアリングによると、「ウ」国の石炭火力発電所が抱える問題点として、無煙炭の確保が困難になっていること、また、灰捨場の容量が逼迫していることは、緊急に対応を要する問題として認識しており、これらの項目に対する日本の支援を希望しているとのことであった。

表 5.3-4 MECI 意見

着目点	意見
燃料転換	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 無煙炭焚きから瀝青炭焚きへの設備の新設・改造は、「ウ」国政府として推進すべき政策的な課題と認識。
灰捨場対策	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 石炭火力を継続して運転していくための国家的に解決すべき問題と認識。

出所：調査団作成

5.4 支援候補の検討

Trypilska、Zmiivska、Centrenergo、MECI と面談の結果、以下の支援候補が適切と考え、表 5.4-1 に取り纏めた。

表 5.4-1 石炭火力分野における支援候補案件の概要

項目	(i) 環境設備改修	(ii) 制御装置改修 (DCS 化)	(iii) 開閉所 GIS 化	(iv) 蒸気タービン改修
対象者 (設備所有者/事業者)	Centrenergo (C) / Trypilska (T) /Zmiivska (Z)	Trypilska (T) /Zmiivska (Z)	Trypilska (T) /Zmiivska (Z)	Trypilska (T) /Zmiivska (Z)
案件の概要	▶ ESP の更新、FGD/SCR の追設を実施するもの。	▶ 各ユニットの制御装置を DCS 化するもの。	▶ 開閉所内の遮断器を GIS 化するもの。	▶ 蒸気タービンを NEDO 事業と同型機に更新するもの。
案件選出の経緯 および カウンターパートのニーズ	▶ 4 つの提案の一つであり、C/T/Z の理解が得られた。 ▶ C/T/Z ともに EU 環境規制への適合ニーズは喫緊の課題との認識である。	▶ 4 つの提案の一つであり、T/Z の理解が得られた。 ▶ 既設の制御装置設計が古く運転負荷が非常に高いことが理由である。	▶ 4 つの提案の一つであり、T/Z の理解が得られた。 ▶ 設備老朽化によって交換部品が枯渇している。	▶ 4 つの提案の一つであり、T/Z の理解が得られた。
工事期間 (短期・中期・長期)	短期 (1-3 年程度)	短期 (1-3 年程度)	短期 (1-3 年程度)	中期 (4-5 年程度)
概算費用	約 50 億円 / 300 MW (調査団にて試算)	約 6 億円 / 1 ユニット (調査団にて試算)	T : 約 125 億円、Z : 約 95 億円 (調査団にて試算)	約 50 億円 / 300 MW (調査団にて試算)
本邦技術の活用可能性 (技術優位性・「ウ」国への関心)	▶ 設置スペースは十分広くなく、狭隘地にも日本製は設置することが可能である。 ▶ 本邦企業の「ウ」国への関心も高い。	▶ 技術的な優位性は海外勢と比較しても同等である。 ▶ 本邦企業の「ウ」国への関心も高い。	▶ 技術的な優位性は海外勢と同等である。 ▶ 本邦企業の「ウ」国への関心も高い。	▶ NEDO の実証で本邦メーカーのタービンが導入されるため、本実証を通じて技術優位性が確認される。 ▶ 本邦企業の「ウ」国への関心は高い。
想定される事業効果	▶ ESP の改良は、EU 基準への適合に加え、IDF の摩耗機会も減少し、相乗効果高い。	▶ 運転省力化により運転員が削減できる可能性がある。	▶ 純正部品の継続入手により信頼性が向上し、発電所全停止のリスクが低下する。かつ操作の安全性も向上する。	▶ 更新により出力向上が見込まれ、その結果、プラント熱効率が向上する。 ▶ 更新が済んだ蒸気タービン間で予備品の共有が可能で利便性が高まる。
国家保証交渉の可否	▶ 民営化のため、国家保証は困難である。	同左	同左	同左
支援の方向性・課題等	▶ 国家保証の可能性がなくなったことから調査終了。	同左	同左	▶ C/T/Z は、実証事業の効果が確認されたら、導入を検討する考えである。

出所：調査団作成

項目	(v) ボイラ燃料転換／改造	(vi) 既設発電所へ新增設	(vii) 新規地点への新設
対象者 (設備所有者／事業者)	Centrenergo(C)/Trypilska (T) /Zmiivska(Z)/MECI(M)	Trypilska (T) /Zmiivska (Z)	Centrenergo(C)
案件の概要	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 無煙炭使用は取り止め、瀝青炭焚きへ改造するもの。 ➤ あるいは、ボイラ全体を更新するもの 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 既設発電所の隣接地に Trypilska No.7 あるいは、Zmiivska No.11 を新設するもの。 ➤ 設備規模は超臨界圧または超々臨界圧仕様が採用できる 600 MW とする。燃料は輸入による瀝青炭とする。 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 第3の地点を選定し、当初から瀝青炭焚きとして新設するもの。
案件選出の経緯 および カウンターパートのニーズ	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 無煙炭の供給支障が未だに解決されないことによる。 ➤ 無煙炭からの脱却を目指す政府政策の方向性とも合致している。 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 既設のインフラを一部利用できること、中長期的には新設ユニット設置の平行検討は必要であることから選出したもの。 ➤ 既設設備は老朽化が進んでいることから、新設には強い要望がある。 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ (vi)では解決できないT/Zが抱える問題（灰捨場、燃料炭種）も含め包括的に解決する出来るアイデアとして選出したもの。 ➤ 既設設備は老朽化が進んでいることから、新設には強い要望がある。
工事期間 (短期・中期・長期)	長期 (6-10 年)	長期 (6-10 年程度)	長期 (6-10 年程度)
概算費用	不明 (更新範囲が未確定)	1,000 億円程度/600 MW 超臨界圧 (調査団にて試算)	同左
本邦技術の活用可能性 (技術優位性・「ウ」国への関心)	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 旧ソ連 OEM の基本設計、開発思想を踏襲する必要がある当該改造は困難が多い。 ➤ 本邦企業はボイラ改造事業に対する関心は高くない。 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 本邦企業は超々臨界圧技術において海外勢に対し優位性を保つ。 ➤ 新增設プロジェクトは日本勢の参画が期待できる。 	同左
想定される事業効果	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 燃料転換により燃料多様性が向上する。 ➤ ボイラ改造によりプラント熱効率の向上が見込まれる。 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 瀝青炭焚きの導入により、燃料多様性が向上、かつ、供給力として老朽設備と置き換えられ、信頼性、燃料費削減、環境負荷低減へ大きく寄与する。 ➤ 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ (vi)の事業効果に加え、灰捨場の容量逼迫問題も解消する。
国家保証交渉の可否	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 民営化のため、国家保証は困難である。 	同左	同左
支援の方向性・課題等	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 国家保証の可能性がなくなったことから調査終了。 	同左	同左

出所：調査団作成

5.5 支援策実施にあたっての法規制・手続き

EU 指令の実現のために「ウ」国の火力発電設備を改修・新設する場合に適用される法・規制を表 5.5-1 に示す。

さらに火力発電設備には表 5.5-1、表 5.5-2 に示す EU との系統接続に向けた技術的な要求として制御特性と環境基準の EU 基準への適合が重要である。

付録に、「ウ」国の火力発電設備関連法・規制一覧を記載する。

表 5.5-1 主要な火力発電設備改修・新設の関連法・規制

ウクライナ国法・規制	EU 指令
<ul style="list-style-type: none"> ➤ 「ウ」国によるエネルギーコミュニティ条約に参加するためのプロトコル ➤ 2011/8/3 発効 2015/10/7 改正「ウ」国内閣 Order No. 733-P 「エネルギー共同体条約に基づく実施義務のための行動計画の承認」 ➤ 2013/12/20 発効 2015/10/13 改正「ウ」国内閣 Order No. 1080-p 「「ウ」国のエネルギー戦略の実現への継続的な支援プログラムへの資金調達協定の変更、および欧州委員会に代表される欧州連合 (EU) と「ウ」国の追加契約第 1 号への署名」 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 2001/10/23 発効指令 2001/80/ EC : 大規模な燃焼プラントから空気中への特定汚染物質の排出制限 ➤ 2006/4/5 発効指令 2006/32/EC : エネルギー最終利用効率とエネルギーサービス ➤ 2009/4/23 発効指令 2009/28/ EC : 再生可能エネルギー源からのエネルギーの利用促進 ➤ 2009/7/13 発効規則 (EC) No. 715/2009 : 天然ガス輸送ネットワークにアクセスするための条件

出所：調査団作成

表 5.5-2 火力発電設備の改修・新設の関連法規制

目的	遵守すべき法規・規制
1. タービンの制御特性について EU 規格への適合	2010/2/25 付 MECI 指令 No. 75 「回転数および出力調整を確保するために実施する火力発電所の 200 MW および 300 MW ユニットの近代化の場合適用される技術的な要求について」
	上記作業を行う場合に应じるべき規定 SOU N EE YEK 04.156:2009 「「ウ」国電力系統における回転数および出力調整に関する主要な要求」において、200 MW、300 MW ユニットおよび熱併給プラントの回転数および出力調整の場合 (1) 「「ウ」国電力系統における周波数および出力調整に関する主要な要求」 SOU N EE YEK 04.156:2009 (2) 「火力発電所ユニットおよび熱併給プラントにおける一次・二次周波数および出力調整に関するガイドライン」 SOU N EE YEK 04.157:2009 ; (3) 「火力発電所と原子力発電所の「ウ」国電力系統における周波数・出力調整のための準備状況確認に関するガイドライン」 SOU N EE YEK 04.160:2009
	下記設備に近代化仕様を適用 -ガバニングシステム（既存の MHC ³⁰ から EHC ³¹ に切替え） -蒸気供給システム（MSV ³² 、高中圧シンダー、MSCV ³³ 、RSCV ³⁴ ）
2. 欧州環境基準に適合させるための環境設備の導入	タービン設備の改修が発電所改修枠内で実施されている場合、有害物質の排出量を 2008/10/22 付「環境省指令 No. 541」が定めた許容値以下にしないと、ユニットの運転開始は不可。

出所：調査団作成

³⁰ MHC : Mechanical Hydraulic Controller³¹ EHC : Electrical Hydraulic Controller³² MSV : Main Stop Valve³³ MSCV : Main Steam Control Valve³⁴ RSCV : Reheat Stem Control Valve

5.6 ウクライナへの周波数安定性および負荷追従性の要求

「ウ」国の電力ネットワークは 2018 年に欧州電力ネットワークへの接続を計画している。(すでに Burshtynska 発電所では欧州送電ネットワークに接続されている。)

そのため、「ウ」国の発電設備は UCTE 規格への適応のため下記の MECI 指令に基づき表 5.6-1 に示す制御性、負荷追従性を要求されている。

[2010 年 2 月 25 日付 MECI 指令 No. 75]

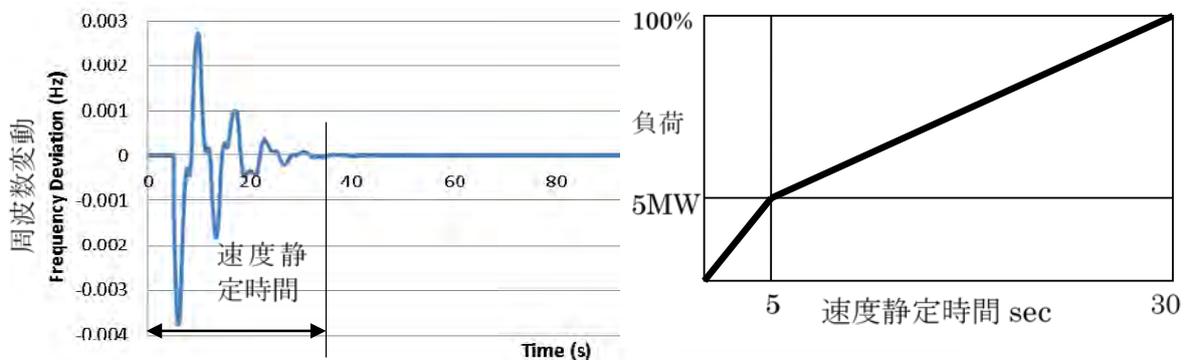
「回転数および出力調整を確保するために実施する火力発電所の 200 MW および 300 MW ユニットの近代化の場合適用される技術的な要求について」

表 5.6-1 欧州送電協連盟 (UCTE) から要求されている発電設備の制御能力

対象設備	項目	必要能力		
		200 MW 機	300 MW 機	
ボイラ	負荷運転範囲	60-100%	63-100%	
		0.3%以内		
タービン 発電機	周波数制御範囲	0.3%以内		
	80-100%負荷範囲の 許容負荷変動	10-15%		
	速度静定 時間	5 MW 変動時	5 秒	
		100%負荷時	30 秒	
運転許容周波数	49.5-50.2 Hz			
熱供給	熱供給時 負荷帯	夏 場	50-100%	
		冬 場	70-100%	

出所：調査団作成

なお、下図の速度静定時間とは発電機が Primary Frequency Mode (日本ではガバナフリー運転)で運転中にステップ負荷変動が発生した時の周波数変動が静定するまでの時間を示す。5 MW 負荷運転時に 5 秒、100%負荷運転時に 30 秒で静定しなければならない。図 5.6-1 に速度静定時間と負荷対速度静定時間の関係を示す。



出所：調査団作成

図 5.6-1 速度静定時間と負荷対速度静定時間の関係

5.7 ウクライナの火力発電設備に要求される環境基準

「ウ」国の火力発電設備の改修・新設で要求される環境基準を表 5.7-1 に示すが、現在「ウ」国法として要求されている 2001/80/EC と 2018 年以降の目標値である 2010/75/EU がある。2010/75/EU に準拠した「ウ」国法はまだ制定されていないが、今後の計画の許認可では強く求められることが予想される。

表 5.7-1 欧州の環境規制値推移(単位 mg/Nm³)

	2001/80/EC				2010/75/EU					
	出力	Solid	Liquid	Gas	出力	Coal	Biomass	Peat	Liquid	Gas
ばいじん	≤ 500MW	50	50	5	≤ 100MW	30	30		30	5 (BFG ³⁵ は 10)
	>500MW	100			≤ 300MW	25	20		25	
					>300MW	20	20		20	
SO ₂	≤ 100MW	850	850	35 (液化は 5)	≤ 100MW	400	200	300	350	35 (液化は 5)
	≤ 300MW	200	200-400 直線補間		≤ 300MW	250	200	300	250	
	>300MW	200	200		>300MW	200	200	200	200	
NO _x	≤ 500MW	600	450	300	≤ 100MW	300	300		450	200 (GT/ GE は 100)
	>500MW	200	400	200	≤ 300MW	200	250		200	
					>300MW	200	200		150	
期限	2015/12/31				2027/12/31					

出所：調査団作成

³⁵ 製鉄所高炉ガス、BFG: Blast Furnace Gas

5.8 日本企業の参入可能性

4つの提案と、発電設備の増設（Trypilska No. 7, Zmiivska No. 11）あるいは、第3の地点への発電所新設については、日本企業のニーズにも合致し参入が期待できる。特に既存用地への再配置をする場合当該用地は概ね狭隘な場合が多いが、日本企業は都市型の超々臨界圧石炭火力建設経験を活かした設備の効率的な配置が期待できるだけでなく、日本企業は工事工程の堅実な順守、高い工事品質管理にも優れており、ハード面のみならずソフト面にも強みを有している。ここで取り上げた蒸気タービンの更新は、その設計入力条件が蒸気の1要素に限られること、付属更新設備は新たに追加となる設置スペースを多く必要としないため、蒸気タービンの受託製造者（Original Equipment Manufacturer：OEM）でないメーカーでも更新工事は比較的簡単であり、先行機がありその実証が良好と評価を受けていれば、同じ日本企業が受注出来る可能性はさらに高まり、部品の共通化においても「ウ」国側にもメリットがある。

ボイラの燃料転換／更新については、その設計入力条件は、燃料、空気および水の3要素に及ぶことから、ボイラ OEM でない第3のメーカーはオリジナルの設計思想を踏まえ実施する必要があるため、同メーカーが改造工事を担当することは、かなり難易度の高い工事となる。Trypilska No. 5/6（ガス焚き）を石炭焚きに改造する場合は、ガス焚きでない設備を新設することになるため、スペースの面での制約が考えられ、ハードルはさらに高くなる。また、燃料を無煙炭専焼から瀝青炭専焼に替える場合は、揚運炭のコンベアの容量の確認や貯炭場容量の確認などが必要となる。このように、ボイラの燃料転換／更新については、考慮すべき条件が多岐にわたること、OEM でないメーカーにとっては同一条件で参入のハードルが高くなるため、日本企業の参入は期待できないと考える。

5.9 まとめ

5.9.1 総括

Centrenergo の Trypilska、Zmiivska 両発電所は、設備が運転開始してから最も古い設備で約 50 年が経過している。発電所の設備寿命は、部分更新によって寿命を延長することができるため一概に決まった年数を設備寿命と根拠づけることは難しく、高経年化によって保守対応部品の継続供給の途絶、その時々法規制や発電原価の低減要請に呼応する運転効率化の追求、新設設備の立ち上がりによる相対的な効率の低下など、種々の内的外的環境によって残余寿命の考え方が変わる。このため、ある一定の経年をもって今後の老朽設備の保守の方向性を議論するべきで、運転開始から約 40 年程度の経過は、節目となる一つの目安と言える。「ウ」国では、1960-1970 年代に多くの発電設備が建設されており、今まさにその時期が到来していると考えられる。

「ウ」国の発電設備の現状を考慮すると、新たな発電設備の新增設が最も良い支援であることは明らかである。しかしながら、既設発電所へ発電設備を増設する場合は、完全な新規地点へ設置する場合よりも比較的短い時間で建設することができるが、それでも借款契約（Loan Agreement : L/A）から起算して 6-7 年程度建設工事請負（Engineering, Procurement, Construction : EPC）企業選定に 2 年、建設に 4-5 年）は必要である。この間も既設発電所は老朽化が進むため、短期的視点・中長期的視点の両面から設備対策を検討し、老朽設備が需給バランス上で担ってきた役割をスムーズに新設設備へ移行させることが必要である。

したがって、発電設備の新設計画を確立したうえで、老朽設備に対しては、今後は致命的な故障停止が生じた時点の修繕・再起動はあきらめるなど、割り切った方策を取る必要がある。

以上の観点から、比較的短期にできる対策として 4 つの提案、長期的に考慮すべき対策として発電設備の新增設、発電所の新設を推奨するものである。

また、発電所からは、これら以外にも、灰捨場容量の逼迫などの継続運転に対する不安が示された。これらは、発電所の運営に必要な対策として理解できるものであるが、灰捨場用地の追加確保など日本企業として対応できるものではないことから、支援候補としては除外した。

5.9.2 国家保証付与の可能性

2.4.2(3)に記載したとおり、Centrenergo の政府保有株は SPF へ移行しており、今後は新たな投資家を探すことになっている。民営化プロセスの最終段階にあり、国家保証付与の可能性は消滅した。

5.9.3 日本企業のウクライナへの関心

発電設備の新設を始めとするここで取り上げた案件候補は、いずれも欧米企業に対しても技術的優位性を有するものである。したがって、案件が成立すれば日本企業は高い関心を示すものと思われる。

5.9.4 環境社会配慮面での留意点

(1) 環境法制度の留意点

石炭火力発電セクターは、温暖化効果ガスの排出、SO_x、NO_x および PM 等の大気汚染物質の排出、石炭灰の発生などが伴うため、環境負荷が高いセクターである。一方で、「ウ」国では石炭火力は今後も重要なベース電源として位置づけられているため、1960-70 年頃に建設した老朽化した石炭火力発電プラントの近代化が「ウ」国での重要な課題の一つとなっている。

火力発電分野の支援候補事業は、設備の改修や近代化であり、軽微な開発に該当すると見込まれるため「ウ」国の法制度上 EIA レポートの作成は求められないと考えられるが、EIA 制度の所管官庁である MENR に確認し進める必要がある。

また、環境設備改修の際には、大気排出基準に関して留意する必要がある。前述の「4.5 EU 基準との比較」で記載されるとおり、「ウ」国における石炭火力の大気排出に適用される現行基準は、“order No. 541 of the Ministry of Environmental Protection of Ukraine (No. 541 基準)”で規定されている。一方で、No. 541 基準は、EU 指令 2001/80/EC に遵守しているものの、指令 2001/80/EC の後に発効され、より厳しい排出基準が設定されている指令 2010/75/EU の要求事項は満たしていない。「ウ」国政府は、指令 2010/75/EU に遵守するように法改正を進めている段階であるため、新たな環境装置を導入する際は指令 2010/75/EU を遵守するような設計とする必要があることに留意する必要がある。

(2) その他留意点

支援候補事業に関する主な環境社会影響は、工事段階に発生する粉じん、騒音等が見込まれるため、建設工事は、ベストプラクティスに従い適切に実施することが重要となる。操業段階は、施設が改修・近代化されるものであり周辺環境が改善されることによるポジティブな影響が想定される。火力発電分野における支援候補である既存の Trypilska および Zmiivska 発電所の改修事業は、環境改善に大きく貢献する事業である。

その他、石炭火力発電案件ではフライアッシュの廃棄に関して留意する必要がある。現在、石炭火力発電所から発生するフライアッシュの数パーセントのみ再利用されており、残りは全て灰捨場に廃棄しているため、フライアッシュを廃棄するための広大な土地を確保する必要がある。特に Trypilska 発電所では、既存の灰捨場の容量が一杯となっているが周辺に灰捨場の拡張スペースが確保できない状況である。そのため、石炭灰の管理方針に関しても確認することが重要となる。

6 送変電分野

「ウ」国の送配変電系統は、直流 800 kV と交流 750/500/400/330/220/110/35 kV の電圧階級で構成され、架空線の全亘長は約 23,005 km あり、そのうち約 12,890 km が 40 年以上経過している³⁶。変電所は 137 箇所存在し、変圧器の総容量は 78,600 MVA となっている³⁷。送電線とそれに付随する開閉所と変電所は国営送変電公社（Ukrenergo）の一社で全ての運営を管轄しているが、同社では配電線は保有していない。また、「ウ」国の送電線は隣国であるロシア、ベラルーシ、モルドバ、ルーマニア、ハンガリー、スロバキアおよびポーランドと接続しており電力の輸出入が行なわれている。



出所：Ukrenergo2013 年 年報

図 6-1 ウクライナの送電系統（概略）

「ウ」国は 2005 年に EU と電力系統の統合に向けての MOU が交わされてから、EU 規制の枠組みに合致させるように法制度の見直しを行なうと共に、ヨーロッパ共同体として国際技術標準を採用するステップを進めている。

本調査では、送変電分野における現状を把握し、設備や運用面の課題を抽出・整理すると共に設備計画や経営状態を確認し、今後の送変電運用にかかるニーズの整理を行う。この整理には近代化を含む設備改善や新設・増設の必要性も含まれる。

発電会社からの電力は、Ukrenergo の送変電系統を経由して、配電系統に流通され小売会社か

³⁶ Ukrenergo2013 年の年報

³⁷ 国家電力システム計画 2016-2025

ら最終使用者へと売電されるが、配電分野のニーズについても調査の中で判明したキエフ市のものについて言及する。

6.1 Ukrenergo の概要

「ウ」国内の送電線ネットワークの歴史は 1930 年代までさかのぼり、1940 年に旧ソ連のドニプロペトロフスク地区とドンバス地区の間で 22 kV の送電線が運開され、その時に需給調整や運用を制御・管理するための給電指令所もあわせて設立された。1995 年には国営の電力公社として Ukrelectroperedatcha が設立され、「ウ」国内全ての電圧クラスの送電網および 750/500/330/400/220 kV の開閉所の運用を担うこととなった。

1998 年には給電指令所と Ukrelectroperedatcha が統合され National Power Company Ukrenergo を設立し、「ウ」国の送電網を統括する総括給電指令所と 8 つの地方給電指令を運営することとなり、その結果 Ukrenergo が「ウ」国内の送電に係わる業務を一括して担うようになった。

しかしながら、8 つの地方給電指令所のひとつであったクリミア地域においては、2014 年の政治的な変革によってクリミア地域への電力供給については Ukrenergo の管轄から外れることとなったが、2016 年 4 月の時点では、Ukrenergo による情報更新が行われていないため、本報告書の一部にはクリミア地域の情報が含まれたものとなっているので注意が必要である。

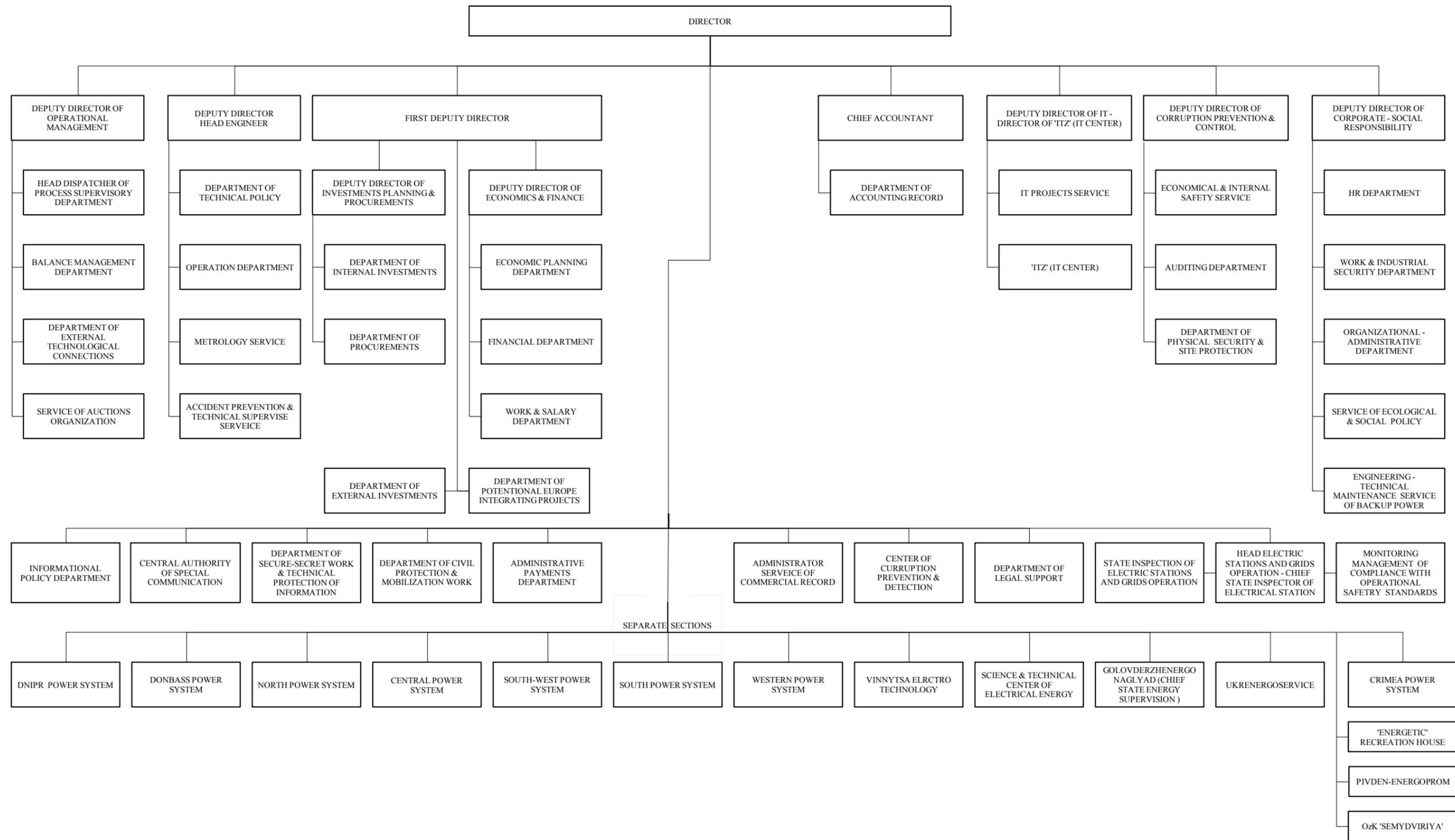
Ukrenergo 自体は国営の電力公社であり MECI の管轄下にある。

6.1.1 組織体制

Ukrenergo の組織体制は図 6.1-1 に示すとおりである。当該組織は 2015 年 12 月 22 日付けで改正がされたものである。上位経営幹部は社長、6 名の副社長および主任会計士の 8 名であり、それぞれの幹部の下に担当部署が組織されている。

Ukrenergo では総勢約 1 万 5 千人の従業員が働いている。クリミア地域を除いた全国を 7 つの地域（中央部地域、北部地域、南部地域、西部地域、南西部地域、ドニプロペトロフスク地域およびドンバス地域）に分割し、独立したパワーシステムと呼ばれる組織をトップの直下で構成し、送電システムの運用・保守を各パワーシステム組織で管理運営している。ただし、図 6.1-1 に示す組織体制図にはクリミアパワーシステムもまだ記載されている。

Ukrenergo は本店に総括給電指令所を配置し、パワーシステム組織毎に 7 箇所の地域別給電指令所を設け、給電運用に係わる各発電所への指示を出している。



出所：Ukrenergo Web Site 掲載図を調査団で英訳

図 6.1-1 Ukrenergo 組織体制

6.1.2 送変電設備の概要

(1) 送変電設備概要

クリミア地域を含む「ウ」国の電源設備は、2014 年末においてその設備容量は合計で 55.1 GW であり、その内訳はそれぞれ火力 (62.2%)、原子力 (25.1%)、水力 (10.6%) その他 (風力、太陽光およびバイオマスが 2.1%) となっていたが、最新の 10 年計画である 2016-2025 年版(案)ではそれぞれ火力 (61.4% : ▲0.8)、原子力 (24.8% : ▲0.3)、水力 (11.1% : +0.5) その他 (風力、太陽光およびバイオマスが 2.7% : +0.6) とされており、今後、水力を含む再生可能エネルギーへの転換が進んでいくことを表している。

送電線設備は 1930 年以降順次建設が進み、2014 年末で隣国への送電線 (2,260 km) を含めて約 22,300 km まで拡張している。その内訳は表 6.1-1 のとおり。

表 6.1-1 ウクライナの送電線敷設状況

電圧レベル (kV)	距離 (km)
400-800	4,900
300	13,400
220	4,000

出所 : Ukrenergo10 年計画 (2015-2024)

(2) 送変電設備状況

「ウ」国内の送変電設備のうち、長期間にわたり使用してきた設備や機器についてはこれまでの間、順次設備の廃止や機器の更新を続けてきているものの、220 kV を超える設備のうち 90% 以上の送電線や主要な変電所の 55% が寿命とされている 25 年を経過して稼働しており、そのなかには更新されないまま 40 年を超えて稼働を継続している設備もある。

そのため、Ukrenergo はヨーロッパのドナー等から支援を受けながら順次の更新工事や新設工事を実施しているが、非常に多くの設備が老朽化していると共に需要の増加も伴い、今後の長期間の運用には対応が不十分である。

調査団による現地調査 (西部地域およびドニプロペトロフスク地域の変電所訪問) で確認した概要は以下のとおりである。

- 日常の運転監視を行うオペレータは 2 人の 2 交替体制で運営されており、送変電設備の保守についてはメーカーの専門知識が必要なものや、品質管理上自社による対応が困難な場合などは必要に応じてメーカーから技術者派遣で対応している。しかしながら基本的には Ukrenergo 社員で実施しており、老朽化や製造中止の機器への交換部品は入手不可能であるので、取り外し機器のものを取り置きしておき故障発生時にはそれを流用するなど、社員自身で工夫をしながら保守をしている。そのため、要員数は変電所の規模ごとに異なり、拠点となる変電所には多数の要員を配置しており、他所の変電所の作業で人手が足りない時などは応援出張にて対応している。

- ▶ 電力輸送の中核を担う電圧の高い重要な設備については順次更新作業が進められて設備寿命の延命が図られ、またデジタル表示器やデータ収集装置により機能は改善されているものの、その反面でシステム構成は変更されておらず旧設備を継続使用している部分も多々見受けられ、変電所内の設備構成は新旧が混在した形となっている。
- ▶ 制御装置関連の近代化工事によりオペレータによる操作性や遠隔操作による運用改善等の検討余地が残されているものの、社員は利便性よりも新たな設備の設置を望んでおり、設備の信頼度向上による電力の安定供給に対する意識の高さも感じられた。
- ▶ 更新されずに運用されている設備は発錆や変色が容易に目視で確認されるほど老朽化が激しい。保守を頑張っているので運用はできていると発言していたが、アナログ機器や機械動作式保護継電器等では機構部の固着やバネの弾性力劣化による特性変化が原因による許容誤差範囲逸脱は容易に確認できず、事故時などの必要なときに確実に動作するかどうかについて懸念が残る。
- ▶ 設備の拡張については供給地域の需要増加に対応した計画ではなく、信頼性の向上を目的としたものもあり、設備拡張の緊急性と必要性については妥当性の評価が必要であると考えられるが、調査時点では需要想定に関する手法は確立されていないため困難である。

これらの現状を踏まえると引き続き安定的に設備を運用していくためには老朽化が激しい設備については早急な設備の更新等の対応が必要であり、実施機関もその認識はあるものの、資金面の制約や調達管理能力不足から計画どおりに進んでいないのが現状である。例を挙げると、送変電 10 年計画に記載がある西部地域のイヴァノフランキフスク州の 330 kV 送電線建設件名については全長約 104 km の送電線のうち 60 km 建設だけで中断しており、資金調達を待っている状態である。残りの送電線建設と空気遮断器および送電線保護装置類の更新工事が計画に掲載されている。また、同じく送変電 10 年計画に記載がある西部地域のザカルパッチャ州の変電所での 400/220 kV 変圧器増強件名についても変圧器のみを調達して変電所内に保管した状態で中断し、その他の機材や工事の費用調達を待っている状態であった。

西部地域における需給バランスについては、電力消費量が夏期で 650 MW から 700 MW、冬期で 1,000 MW 程度であり、西部地域の発電設備容量である約 4,600 MW から EU 連系部分の最大輸出力である 650 MW を差し引いても発電設備は十分な余剰能力を抱えている。

このため、西部地域を起点とする送電線設備の発展は EU 連系を含む「ウ」国内の電力供給に大きく寄与できるものと考えられる。

西部地域給電指令所内の設備に関しては、2004 年からポーランド製の制御装置が使用されているが「ウ」国製はなく、今後は自社費用にてアメリカのヒューレット・パッカー製サーバー予備機を設置する予定である。

通信設備は自社で保有するものと国内通信会社 (Ukrtelecom) から借用している 2 系統で行われている。制御用として高速度通信が可能な Ukrtelecom の系統を使用し、情報収集を目的とした管理用に自社が保有する系統を使用している。これらの機器はシーメンスおよび A. B. B 製が

納入されていた。

西部地域の Zakhidnoukrainska 変電所は西地区最大の変電所であり 750 kV/330 kV 3,000 MVA (3 x 1,000 MVA) の設備容量を保有しており、750 kV 送電線は 4 回線、330 kV 送電線は 5 回線でそれぞれ 1+1/2 の母線構成の屋外気中絶縁コンベンショナルタイプとなっており、変電所面積も 70 ha とウクライナ最大の面積を誇る。

変電所内には「ウ」国側への供給のほか後の「(3) 隣国との電力融通」にて述べる EU と連系しているブルシェティンアイランドの系統があり、そこは導体部分で物理的に切り離されて運用されており、緊急時においても電力を融通することはできないこととなっている。

他方、「ウ」国東側のドニプロペトロフスク地域の Zaporizka 変電所については Zakhidnoukrainska 変電所と同様に 750kV と 330kV を運用する変電所であり、それぞれ 3 回線と 6 回線が接続されている。Zaporizka 変電所は近隣の Doniprovskaya 水力発電所からの接続先にもなっており重要な役割を担っている。

750 kV の母線構成は先に述べた Zakhidnoukrainska 変電所と異なる二重母線方式であったものの、330 kV の母線構成は同じ 1+1/2 の母線構成が採用されていた。

これまでに遮断器と自動変圧器 (Automatic Transformer : AT) が更新されており、遮断器は更新前が空気絶縁遮断器であったのに対して、更新後はガス絶縁開閉装置となっており、A.B.B 製およびシーメンス製が納入されていた。また、変圧器は「ウ」国で生産可能であり自国製 (ZIR : Zaporozhtransformator) が納入されていた。

重要幹線である 750 kV 送電線については保護装置が A.B.B 製に更新されており、330 kV は操作パネルが更新されていたことから変電所運営に係わる主要な設備は更新が済んでいる。これらの更新は EBRD の支援で実施されている。更新の目安については補修や部品調達の可否を理由としており、設備診断による寿命検討等は実施されていなかった。

主要機器の更新が終了している現状では設備の運営・保守に関して特に支障はないと変電所社員から聴取した。

いずれの変電所においても監視操作パネルについては一部デジタル表示器が追加されていたものの建設当時のものが継続使用されていた。一方で、監視卓にはオペレータ用のパソコンベースの監視モニターが設置されており、このソフトウェアは「ウ」国内のハリコフにある会社にて製作されたものであった。

「ウ」国内の電力供給不足の 1 つの理由として、送電線の容量不足が挙げられる。図 6.1-2 は「ウ」国の 2014 年冬季における地域別の最高負荷と発電設備容量を比較したものであるが、図から分かるように、西部地域には大型の原子力発電所による余剰電力があり、中央部および東部地域へ供給する必要があるが、送電系統の容量が不十分であることから、首都キエフ等への供給量不足や供給信頼度の低下につながっている。



出所：Ukrenergo10年計画（2015-2024）

図 6.1-2 ウクライナの地域別最高負荷と発電設備容量の比較

ただ、2015年12月に西部地域の Rivneuska 原子力発電所から中央地域の Kyivska 変電所間の送電線の運用が開始されており、これまで余剰電力を抱えていた西部地域と Rivneuska 原子力発電所の運用状況や、今後の系統運用がどのように変化するのかが注目される場所である。

(3) 隣国との電力融通

「ウ」国と隣国間の送電はベラルーシ、モルドバおよびロシアへの接続を除いて ENTSO-E が運用・管理に係わっている。

ENTSO-E が運用・管理に係わっている関連施設を経由する電力は EU の運用基準を満たす必要がある。

また、図 6.1-3 および図 6.1-4 に示すとおり「ウ」国西部には ブルシュティンアイランド (Island of Burshtynska Power Station) と呼ばれる地域があり、そこではハンガリー、スロバキアおよびルーマニアから EU と同期した電力供給が、Zakhidnoukrainska 変電所と Mukachevo 変電所を介して行われている。ブルシュティンアイランドの電力系統設備資産は「ウ」国のものであるが、現在 ENTSO-E は Ukrenergo の西部地域給電指令所と共同で EU 接続基準を満足するように EU 連系部の給電運用に関与している。

EU 連系部については ENTSO-E のメンバーが、西部地域給電指令所に駐在しているわけではなく、西部地域給電指令所は ENTSO-E と密な交流を図り、キエフにある総括給電指令所からの「ウ」国の運用と EU 連系部の運営を担っている。

EU との連係による輸出力について、具体的な設備については明示されなかったものの送電線の設備容量による制約のため、現状では 650 MW が上限とされており調査時は一部の送電線が作業停止中とのことで、147 MW に抑えられていた。輸出力については隣国間と電力購入契約を締結しているわけではなく、隣国からの要求量に対してブルシュティンアイランド内において出力可能分のうち余剰分を輸出する運用となっている。このため、「ウ」国内の Energoynok が実質運営を行っていることとなる。

輸出力は過去 5 分間の需要実績をもとに 10 分毎に発電要求量を自動的に西部給電指令所内にある制御装置にて演算し、Burshtynska 発電所に出力指令値を送信している。Burshtynska 発電所ではこの指令を受けて複数あるユニットに個別の出力指令を作成し、発電所全体の出力を制御している。

ただし、同じ西部地域からの輸出でも例えば Dobrotvirska 発電所からポーランドの Zamost 変電所への輸出については、EU との連係とされるブルシュティンアイランド内からでなく「ウ」国内からの輸出であるため 650 MW の制約には含まれてはいない。

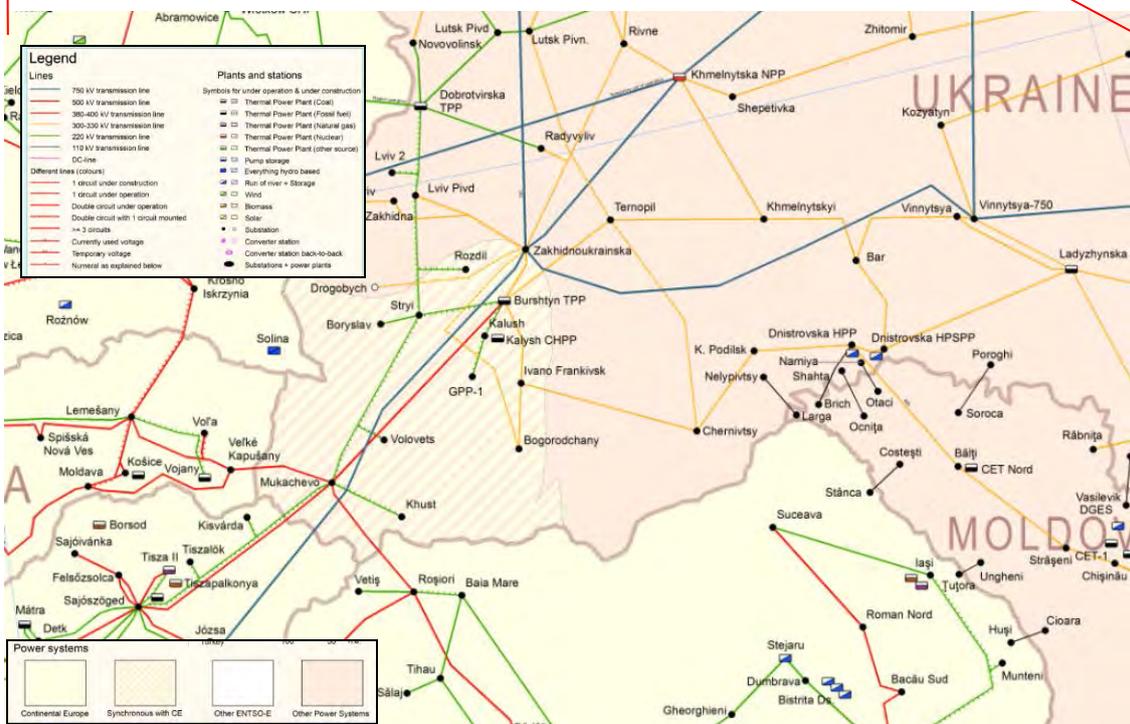
スロバキアとは 750 kV の送電線で接続されているものの、750 kV はヨーロッパ系統の標準電圧ではないので、スロバキアの 750 kV 送電線の保守は Ukrenergo の所掌となっている。このため、スロバキア側は 750 kV 送電線を 400 kV に切替えを要望しており、「ウ」国側としてはウージュホルド地域に 750/400 kV の新変電所の建設、もしくは Mukachevo 変電所に 750 kV 区画の増設をすることによりスロバキアへ 400 kV にて送電する計画を検討している。

「ウ」国は将来的には全地域において EU 系統との連係を目指しており、それに係わる設備投資も計画されている。現在は「ウ」国とモルドバ電力系統をヨーロッパの ENTSO-E 系統と同期接続のための実行可能性調査を、ルーマニアをリーダーとするヨーロッパの系統運用会社のコンソーシアムで実施されている。ここでは技術、組織、法的な問題の解析やそれらの解決のための手順と工程を明示する予定となっている。2015 年末に完了の予定となっていたが、本報告書作成時点では公表されていない。



出所：調査団作成

図 6.1-3 EU との連系地域



出所：調査団作成

図 6.1-4 EU との連系地域（拡大図）



出所：調査団作成

図 6.1-5 ウクライナ送電系統マップ（全体）



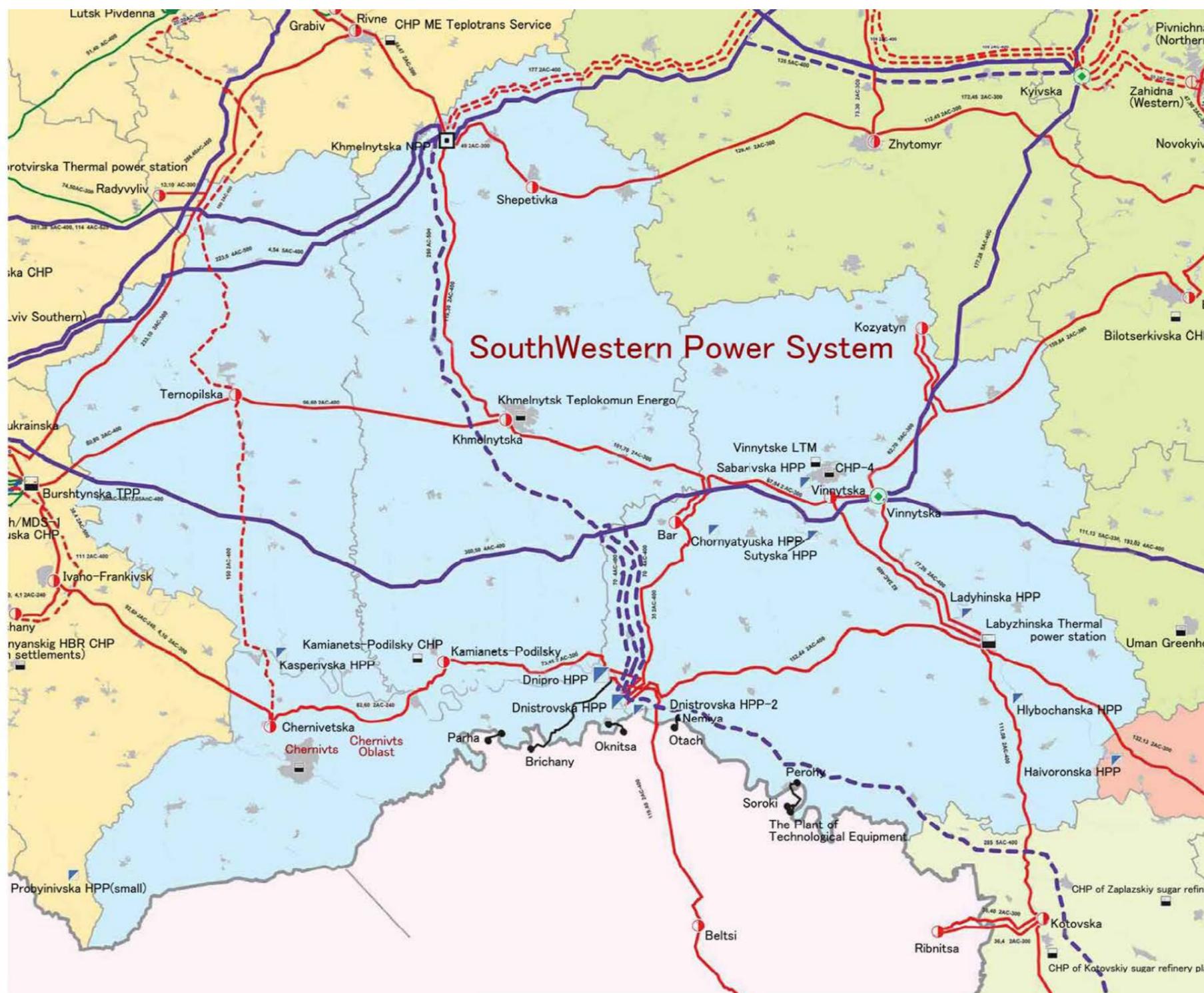
出所：調査団作成

図 6.1-6 ウクライナ送電系統マップ（中央部地域）



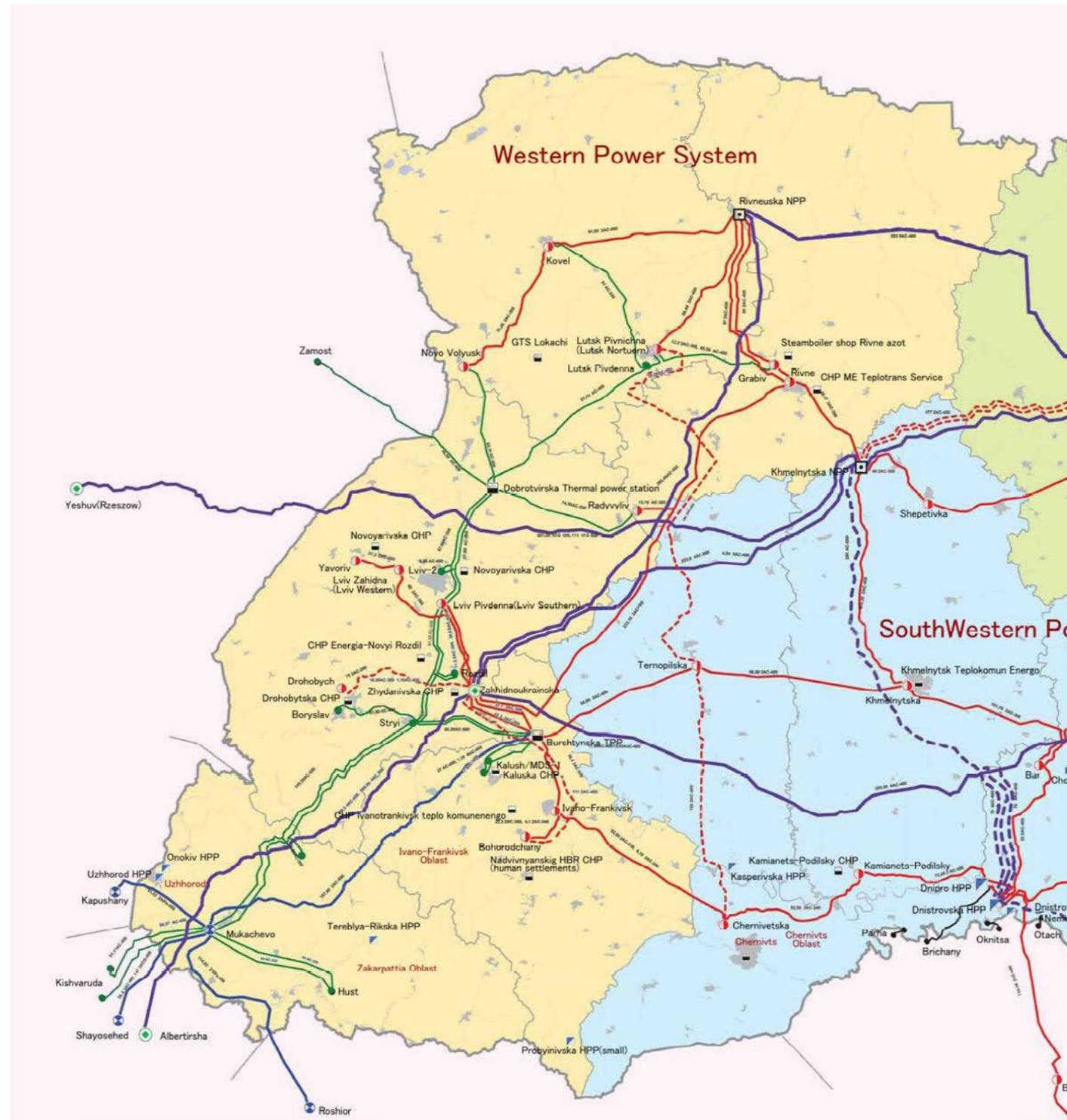
出所：調査団作成

図 6.1-7 ウクライナ送電システムマップ（北部地域）



出所：調査団作成

図 6.1-9 ウクライナ送電系統マップ（南西部地域）



出所：調査団作成

図 6.1-10 ウクライナ送電系統マップ（西部地域）



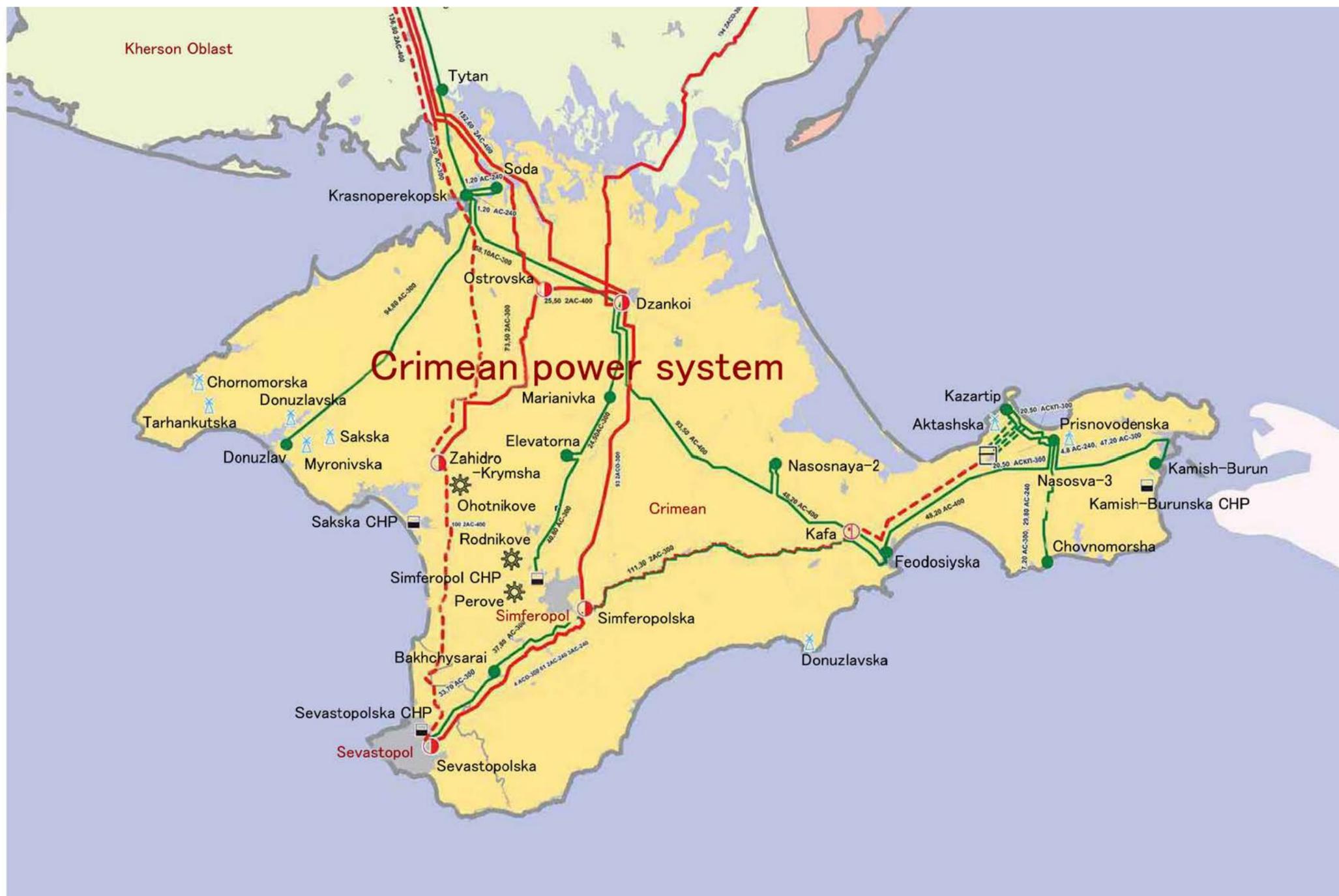
出所：調査団作成

図 6.1-11 ウクライナ送電系統マップ（ドニプロペトロフスク地域）



出所：調査団作成

図 6.1-12 ウクライナ送電システムマップ（ドンバス地域）



出所：調査団作成

図 6.1-13 ウクライナ送電系統マップ（クリミア地域）

6.1.3 ウクライナの系統運用

(1) 系統運用状況

「ウ」国は現在、需要増加に伴う設備増強、設備の経年化に伴う設備更新に加え、東部地域の紛争に伴う燃料調達の高コスト化が顕著化しており、それに伴って石炭火力発電所の利用率が低下し、代わって原子力発電所の利用率が上がっている状況となっている。東部地域の紛争については Ukrenergo の事業計画にも影響を与えており、2016-2025 年の事業計画においては、それが反映されているものとなっており、今後も引き続き電源の構成や位置について慎重に検討をしていかなければならない。

「ウ」国内の送電線網については所有する電源設備に対して発展が遅れている状況にある。後述する Ukrenergo 作成の国家電力システム 10 年計画に「ウ」国の電力系統の地域別運用状況が掲載されており概要は以下のとおりである。

1) 中央部地域

中央部地域の電力需要に対する供給量および地域内の発生量は不足しており、不足量は最大で 2,500 MW に至る。Trypilska 石炭火力発電所は 2/3 台で運転しており CHP-5 および 6 については熱供給スケジュールに沿って運用されている。

中央部地域へはベラルーシの Mozyr 変電所と Gomel 変電所から、輸入電力を各々「ウ」国内の Chornobylska 原子力発電所 および Chernihivska 変電所を介して供給されている。

中央部地域、特に首都のキエフ市の需要は急増しており、330-750 kV の送電線網および 330/110 kV 変電所の建設が急務となっている。キエフ地域の消費量が毎年 5-7% 伸びているが、反面 CHP-5 および 6 による発生電力は減少しており、キエフ市内の電力供給は深刻化している。この問題を解消するためには 750 kV の Kyivska 変電所から Pivnichn 変電所および Novokyivska 間への 330 kV 送電線の建設が必要である。併せて Kyivska 変電所に 750/330 kV の AT を追設し、Chornobylska 原子力発電所 への 330 kV 送電線および Kyivska 変電所-Pivnichna 変電所間の 330 kV 新変電所 (Western 変電所) の建設が必要であるとされている。

2) 北部地域

北部地域への電力の供給元はドニプロペトロフスク地域とドンバス地域からであり、電力需要に対する地域内の発生量は不足している。北部地域は Zmiivska 発電所と Kharkivska CHP-5 に依存しており、Zmiivska 発電所は高負荷時には 1,126 MW を、短時間ピークでは 1,880 MW の出力を記録している。

将来の電力消費が増加した際には 330 kV の Zaliutyne 変電所と Artema 変電所からの 110 kV の配電線が過負荷となることが予想されている。この問題を防ぐためには、ハリコフ市に 330 kV の Slobozhanska 変電所の新設が必要とされている。

3) 南部地域

南部地域では Yuzno-Ukraynska 原子力発電所があり、地域の電力需要に対して供給力に余裕がある。

Yuzno-Ukraynska 原子力発電所には 750 kV および 330 kV 開閉設備があり南部地域の電力供給に大きく寄与している。しかし同発電所の無効電力発生能力の制約により系統における電圧制御を難しくしている。特に補修計画に大きな影響を与えている。また、Yuzno-Ukraynska 原子力発電所の運用には Tashlitska 揚水発電所の運用が深く関係しており、低負荷時に揚水することで需給バランスを調整している。

Artsiz 変電所から Moldavska 発電所間の送電線は 1 回線しかなく、当該送電線を保守などで停止する際にはローカルの 110 kV 配電線による給電となり、需要家への供給信頼度が低下する。このため、電圧維持や系統安定度の観点から新たに Novoodeska - Artsiz 間の 330 kV 送電線が建設計画中である。

隣国のモルドバから「ウ」国内へ供給にしているがオデッサ地域の電力消費の伸びが大きく、深刻な課題となっている。その上 Moldavska 発電所の運営が不安定であるためオデッサ北西部に 750 kV の Primorska 変電所を新設し、そこから既存の系統へ電力供給を行い、問題を解消することとしている。

4) 西部地域

西部地域では南部地域と同様に地域の需要に対して供給力に余裕がある。

西部地域の特徴としては ENTSO-E が係わっているブルシュティンアイランドと呼ばれている系統があり、そこから最大で 650 MW の電力輸出が可能である。

西部地域においてベースとなる供給源は Rivneuska 原子力発電所と Dobrotviraska 石炭火力発電所である。Rivneuska 原子力発電所は最大 2,835 MW、Khmelnyska 原子力発電所は最大 2,000 MW の出力が可能であるが、Zakhidnoukrainska 変電所-Vinnytska 変電所間の送電線容量によって南西部地域への供給については最大で 1,300 MW に抑えられている。

西部地域の供給信頼度向上と Rivneuska 原子力発電所および Khmelnyska 原子力発電所の設備容量を最大限活用するためには以下のとおりの電力系統開発が必要であるとされている。

➤ 750 kV Rivneuska 原子力発電所- Kyivska 変電所間送電線

この送電線は 2015 年 12 月に運用開始したとの情報を得たため地域間の電力融通の柔軟性が非常に高くなっていると思慮される。

➤ 330 kV Zakhidnoukrainska 変電所 - Bohorodchany 間送電線

➤ 330 kV Zakhidnoukrainska 変電所 - Drohobych 変電所間送電線

➤ Mukachevo 変電所への 400/220 kV の自動変圧器設置追加

➤ 330 kV Novo Volysk 変電所 - Lviv Zahidna 変電所間送電線および両変電所の更新

➤ 330 kV Lutsk Pivnichna 変電所 - Ternopilska 変電所間送電線および Chernivetska 変電

所への接続

さらに、直接顧客への電力供給となる 35 kV 配電用変電所の電圧を常に許容範囲に保つには、Lutsk-South 変電所、Novo Volynsk 変電所および Kovel 変電所に分路リアクトルの設置が必要である。

5) 南西部地域

南西部地域では南部地域および西部地域と同様に地域の電力需要に対して供給力に余裕がある。

Khmelnytska 原子力発電所と Ladyzhinska 石炭発電所がベース電源となりピーク時には Dnistrovska 水力発電所と Dnirovsk 揚水発電所で対応している。

南西部地域への供給は主に西部地域から Khmelnytska 原子力発電所と Rivneuska 原子力発電所があり、Zakhidnoukrainska-Vinnytska 間の送電線と新規に運用開始した 750 kV の Rivneuska 原子力発電所-Kyivska 変電所間の送電線で主に賄われている。将来的には 750 kV の Khmelnytska 原子力発電所-Yeshuv 変電所（ポーランド）間送電線、Khmelnytska 原子力発電所、Zakhidnoukrainska 変電所-Albertirsha 変電所（ハンガリー）送電線にて ENTSO-E のヨーロッパ系統と接続されることで信頼性が高くなるとされている。

2013年と2014年の冬季のピーク時でも Chernivetska 変電所の電圧レベルは維持できたものの、同変電所からの 110 kV 配電線の拡張にともない容量不足が懸念されることから新たに変圧器の設置が必要である。また、ビニトシア地区の供給信頼度を向上するためには 750 kV の Vinnytska 変電所に 330/110 kV-125 MVA 変圧器の設置が必要である。

6) ドニプロペトロフスク地域

ドニプロペトロフスク地域では地域の電力需要に対して供給力に余裕があり、余剰分はドンバス地域、クリミア地域および北部地域に供給されている。しかしながら、Zaporizhia 原子力発電所からの電力は送電線容量の問題から全出力を系統に供給することができない。制約を受けている容量は 700 MW 相当である。この問題解決としては 750 kV の Zaporizhia 原子力発電所-Kahovska 変電所間送電線および Kahovska 変電所の新設が計画されている。この計画が実現すれば、南部地域の消費者に電力融通が可能となり、特にヘルソン州およびミューコラーイウ州の電力供給事情が改善される。

330 kV の Zaporizhska 発電所 Dnipro - Donbass 変電所間の 2 回線送電線は単導体仕様で建設されており、負荷供給に十分な容量が無く、結果として Krivorozhska 石炭発電所の出力を制限して運転している。また、増加する需要に対して 330 kV 変電所への変圧器増設や送電線網の開発を計画することが重要である。

7) ドンバス地域

ドンバス地域は最も供給量が不足している地域であり、不足分はドニプロペトロフスク地域より供給されている。

ドンバス地域の問題解決には以下のような検討が必要である。

- 500 kV Donbasska 変電所 - Peremoha 変電所間送電線から分岐の送電線建設と 500 kV Central Novodonbasska 変電所への接続。
- 500 kV Central Novodonbasska 変電所への 500/220 kV 変圧器の増設と同変電所への 220 kV Mironivska 発電所 - Myhailivka 変電所間送電線と Chaykine 変電所 - Myhailivka 変電所間送電線からの分岐接続。
- Central Novodonbaska 変電所 - Almazna 変電所の 2 回線送電線建設

8) クリミア地域

クリミア地域は現在 Ukrenergo の管轄から外れているが、10 年計画には以下のように記載されている。

クリミア地域は供給量より電力需要が多い地域であり、南部地域およびドニプロペトロフスク地域より電力供給されている。地域内の不足する供給量を満たすために時代遅れとなった古い設備も運用せざるをえない状態である。

電圧レベルの正常値維持も重要な課題であり、送電系および配電用として無効電力調整装置の設置もしくは容量改善が必要である。このために優先度が高いものは 330 kV の Simferopolska 変電所への静止型無効電力補償装置(Static Reactive Power Controller :SRPC)の設置である。

電力供給能力と信頼性の向上のために、早急に 330 kV の Zakhidro - Krymsha 変電所 - Sevastopol 変電所間の送電線建設および 220 kV の Simferopolska - Kafa 間の送電線建設と Kafa 変電所の 220 kV から 330 kV への昇圧工事が必要である。

(2) 給電指令体制

Ukrenergo の給電運用体制は、本社内の総括給電指令所から、各パワーシステムに対応した 8 箇所の地域別給電指令所が設置されているが、このうちクリミア地域についてはロシアへ編入されたため現状では Ukrenergo の管轄外となっている。

さらに地域別給電指令所の下部組織として州別の送電指令所が存在し各変電所への運用指令が出されている。Ukrenergo の給電指令体制図 6. 1-15 に示す。

基本的には各変電所が所在する州の送電指令所が指令元となるが、送電線の接続先が他州の場合には、接続先である州の送電指令所からの指令も受信することとなっている。

ただし、接続先の州が他地域の給電指令所管内となる場合には、Ukrenergo 本社にある総括給電指令所からの指令ルートとなる。

発電所の運用に関しては総括給電指令所から直接指令が出されているが、Burshtynska 発電所

についてはブルシュティンアイランドに属するため、西部地域給電指令所からの指令を受信することとなっている。

なお、Ukrenergo は配電線を保有していないので、配電網の給電運用は行なっていない。地域別給電指令所とその管轄州は表 6.1-2 および図 6.1-14 のとおりである。

表 6.1-2 地域別給電指令所と管轄州

中央部地域給電指令所	南部地域給電指令所	南西部地域給電指令所	ドンバス地域給電指令所
a. ジトームイル州 b. キエフ州 c. チェルーカスイ州 d. チェルニーヒウ州	h. ミーコラーイウ州 i. オデッサ州 j. ヘルソン州	p. ヴィーンヌイツヤ州 q. テルノービリ州 r. フメリヌイーツイクイ州 s. チェルニウツィー州	w. ドネツク州 x. ルハンスク州
北部地域給電指令所	西部地域給電指令所	ドニプロ地域給電指令所	クリミア地域給電指令所
e. ボルタヴァ州 f. スームィ州 g. ハリコフ州	k. ヴォルィーニ州 l. ザカルパッチャ州 m. イヴァノフランキフスク州 n. リビヴ州 o. リウネ州	t. ドニプロペトロフスク州 u. ザボリージャ州 v. キロヴォフラード州	y. クリミア自治共和国 (管轄外)

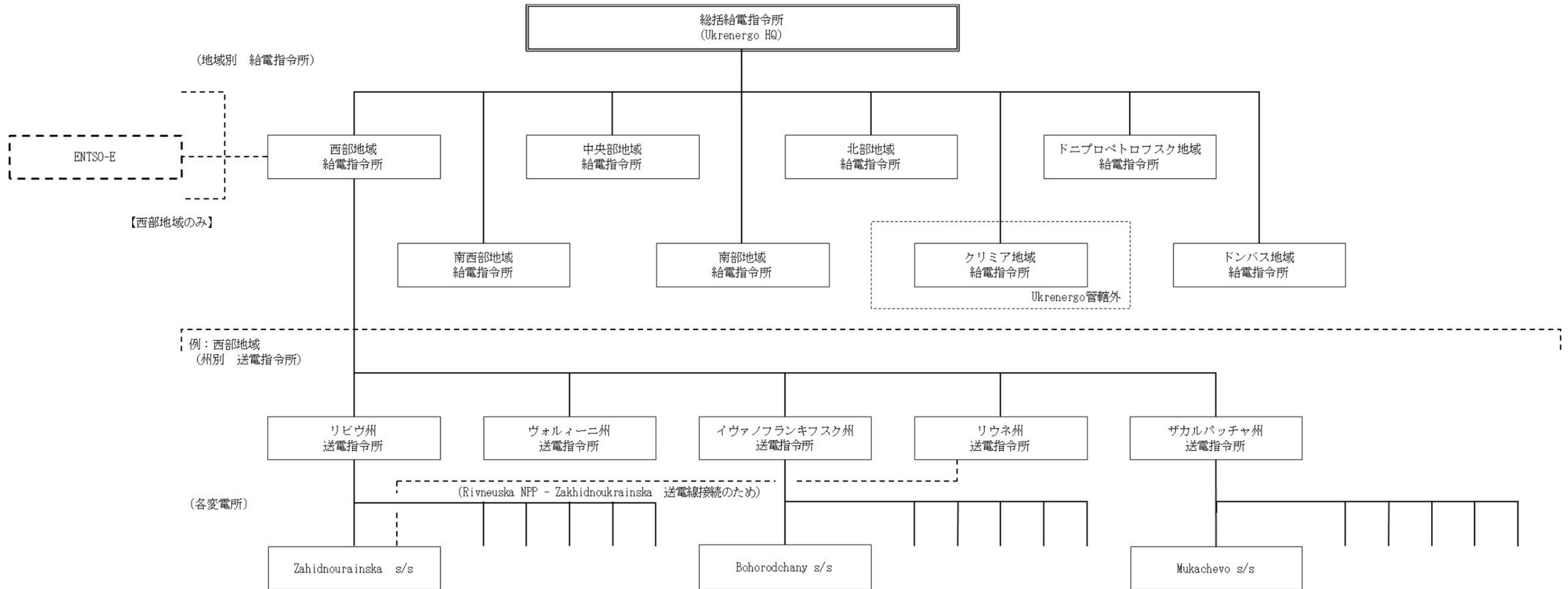
出所：調査団作成



出所：調査団作成

図 6.1-14 給電指令所別地域

図 6.1-14 において地図中のアルファベット表示は表 6.1-2 に記載の州名称の左に記載のアルファベット表示と一致している。



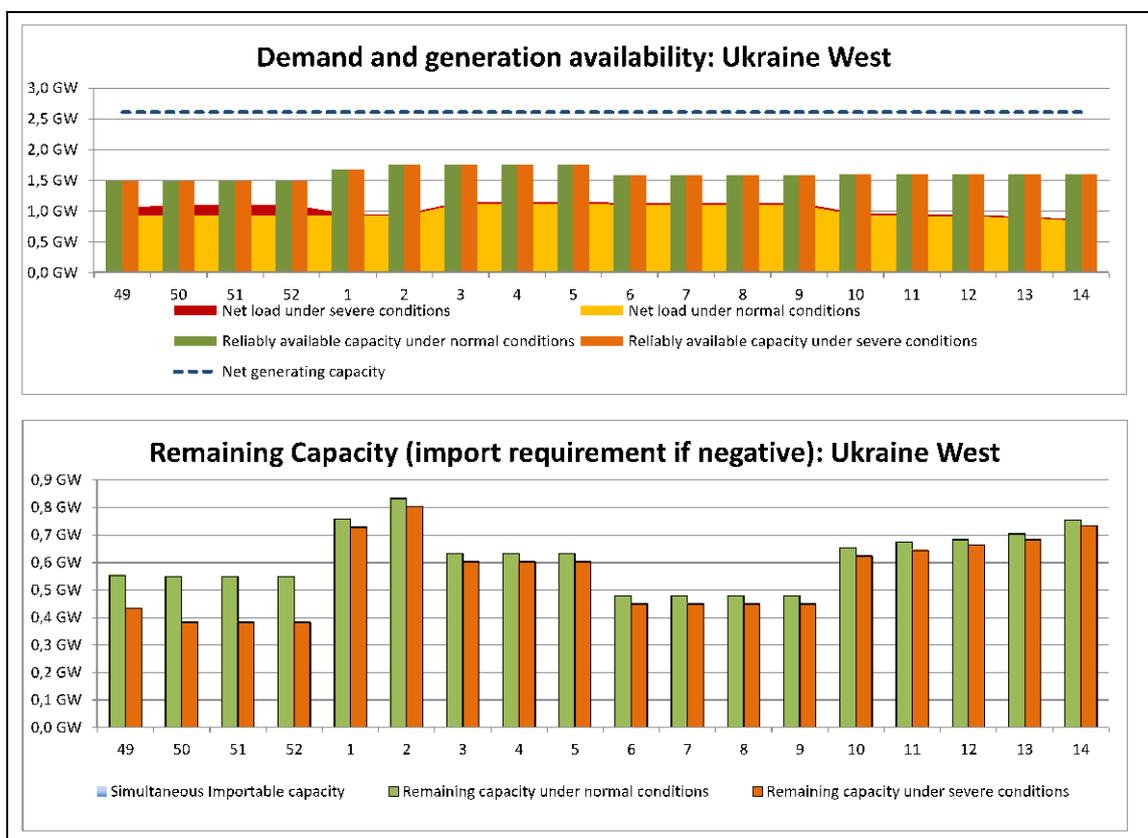
出所：調査団作成

図 6.1-15 Ukrenergo 給電指令体制図

(3) ENTSO-E の役割

ENTSO-E は欧州各地域の送電事業者連合会 6 団体が統合して設立された。ENTSO-E には欧州の 34 カ国、送電系統運用者 41 社が加盟している。役割は、(i) EU 大の系統規則の策定、(ii) 共通化された系統運用手法により系統運用の協調を促進、(iii) 欧州全体の長期送電系統開発計画の策定、(iv) 夏季・冬季の供給力見通しの取り纏めなどがあげられる。

「ウ」国はまだ加盟していないものの、西部地域の一部が EU に連系しているので、連系部分の夏季・冬季供給力見通しグラフは、ENTSO-E 発行の Winter Outlook 2015/2016 & Summer Review に掲載されている (図 6.1-16)。ただし、加盟国については国別の分析結果が記載されているが「ウ」国に関しては記載されていない。



出所 : ENTSO-E 発行 Winter Outlook 2015/2016 & Summer Review

図 6.1-16 EU 連系部の 2015/2016 年需給の冬季実績と夏季見通し

図 6.1-16 において横軸は年間の週表示で、2015 年 49 週-52 週(12 月)から 2016 年 1 週-14 週(1 月-4 月)を示している。

(4) 系統解析状況

電源構成の変化や送電線の増設等で電力潮流の傾向にも変化が生じ、送電系統の増強の必要性の確認が必要となるため、現在の潮流状況や将来系統を考慮した系統解析の継続的な実施は必須である。Ukrenergo での系統解析は、各プロジェクト検討時のほか、5年毎に実施しているとの情報を得たが、解析に必要な入力データである需要想定値には「ウ」国の経済状況が考慮されていないものとなっている。これは旧ソ連時代からの手法が今もまだ使われているためであり Ukrenergo も適切な手法による需要想定と系統解析業務を望んでいる。

解析には旧ソ連のソフトウェアを使用していたが、最近ではドイツの PSS/E (Siemens 社製) や Power Factory (DIgSILEN 社製) が使用されており、設計会社に対して特別な指定はされていない。また、設計を実施するコンサルタント会社は国内外を問わず参画可能ではあるが、「ウ」国における設計資格の認証を取得している必要がある。

なお、「ウ」国の送変電系統データを全て保有するのはハリコフの Ukrenergomerezhpoekt のみである。

送電系統において EU と連系系統部分は、変電所で「ウ」国内系統と切り離して運用されている。今後 EU との連系系統を闇雲に広げると「ウ」国内の送電線網の安定度が低下する懸念が生じる。したがって「ウ」国において EU との連系拡大を計画する際には「ウ」国内系統および EU 連系系統のそれぞれの系統解析を両立させる必要があることに留意しなければならない。ヨーロッパの系統運用会社のコンソーシアムで実施されている ENTSO-E との系統連系に関する実行可能性調査結果が公表されれば、今後の展開がより具体的に判明するものと思慮される。

(5) 送変電設備設計院

「ウ」国内で送変電線設備の建設設計を行う場合には、入札時点で「ウ」国内の設計資格の認証を所持している必要があるため、その認証を保有していない日本企業が単独で受注することは困難であり、日本企業が受注するためには「ウ」国内の認証保有者とコンソーシアムを構築するなどの方法で共同実施する方法がある。

Ukrenergo から紹介された「ウ」国内の主要な設計院は表 6.1-3 のとおり。

表 6.1-3 ウクライナ国内送電線設備に係わる主要設計院

Name	Address	Website
Ukrenergomerezhpoeekt (Branches)	61050 Kharkiv, Krasnoshkolna Quay 2	-
	(03680, Kyiv, Solomenskaya str, 5)	-
	(79034, Lviv, Heroes Krut str., 1a)	-
	(49000, Dnipropetrovsk, Central str., 6)	-
Engineering Firm "TEPLOELECTROPROEKT"	79026, Lviv, Energetychna str., 10	if-tep.com
Kharkiv Designing - Development Institute " TEPLOELEKTROPROEKT - SOYUZ" LLC	61052 Kharkiv, prov. Simferopolskiy, 6	Tep-soyuz.com.ua
PIVDENNA ENERGETYCHNA KOMPANIYA, LLC	65009 Odessa, Pedagogichna str., 2, office 1	www.southpower.com.ua
STEPC NPC Ukrenergo LLC	04112, Kyiv, str. Dorogozhytska, 11/8	ukrenergo.energy.gov.ua
"DniproVNIPIenergoprom"	49044, Dnipropetrovsk, st. Barnaul, 2A	dneprom.dp.ua
LLC "Podilskiy Energoconsulting"	21017, Vinnitsa, Gonty str., 39-A	tovpek.com.ua

出所：調査団作成

本調査期間中にはドニプロペトロフスク地域に本社がある「DniproVNIPIenergoprom」を訪問し、設備設計業務に関する情報を収集した。

「ウ」国内において送変電設備の設計資格認証を保有する企業は複数あるが、旧ソ連時代のような特定の地域に限った受注形態ではなくなってきており、Ukrenergo の送変電設備設計業務においては原則、「ウ」国の設計資格認証保有企業による競争入札となる。

「ウ」国の設計業務では、設計開始から建設工事までの段階で国の承認を得る工程が複数回必要となるが、一般的な 220/110 kV 変電所の建設の場合では、国の承認取得期間を含めて約 1 年の設計期間が必要となる。しかしながら工事内容と設計院の能力次第では短縮が可能となる場合もある。

実プロジェクトにおける設計では開閉設備の仕様選定のための短絡容量計算は実施しているが、潮流計算や安定度解析については実施されていない。



出所：DoniproVNPIenergoprom

図 6.1-17 認証証明書・設計ライセンス
(例)



出所：DoniproVNPIenergoprom

図 6.1-18 ウクライナ 電気設備工事に
係わる技術基準 (例)

6.1.4 送変電 10 年計画 (2016-2025)

(1) 国家電力システム 10 年計画

2013 年に制定された「ウ」国の法律 No. 663 「電力市場の機能のための基本原則」、通称、電力市場法で目的とする卸電力市場の本格的な自由化実現に向けて、2014 年に MECI で承認・発行された「電力系統運用者に対する国家電力システム 10 年計画作成指令」に基づき、Ukrenergo が毎年、国家電力 10 年計画を策定している。現在、政府で承認された国家電力システム 10 年計画は、2013 年に作成した 2014-2023 年版のみであり、2015 年-2024 年版も未承認である。

国家電力システム 10 年計画は、Ukrenergo が案を策定後に NERC、MECI、関係省庁での確認調整後に政府閣僚会議で審議され承認の手続きとなる。Ukrenergo のウェブサイトには既に 2016-2025 年版 (案) が公開されている。

10 年計画作成の目的は、

- ▶ 電力エネルギーの通常時と非常時でのセキュリティ確保を確実にする。
- ▶ EU との完全な電力系統統合条件を整える。
- ▶ 国内における電力需給がマイナスの地域の問題を克服し、電力セクターの信頼性と効率性を高める。

以上のことを含め、国内需要家への供給および電力輸出入への信頼性と効率性を発電から配電の分野に至るまで確実なものとするかとされている。

この10年計画には「ウ」国の電力系統における下記の内容が記載されている。

1) 現状運用の評価

- 系統上の構成と特徴
- 現状状態と制約事項および将来に向けての課題
- 発電用エネルギー源の現状とその開発長期計画
- 系統上の発電予備力の評価

2) 電力需要と供給バランス

- 発電種別での発生電力
- 業種別の電力消費とコスト
- 需要供給バランス
- 電力輸入の必要性和輸出機会の評価
- 電力潮流の予測とバランス

3) 開発計画

- 必要な発電能力の評価と最適化
- 発電開発計画
- 系統開発計画
- 運用制約と重要性を考慮した系統増強対策計画

4) 開発に係る投資費用

- 発電と系統の開発計画に係る費用算出と投資計画

2016-2025年版において電力系統の現状評価における弱点は、主に次のようなものが列挙されている。

- 火力発電所や CHP の80%以上に物理的摩耗や陳腐化が見られる
- 原子力発電所は設計寿命に近づいている
- 発電設備の種類別容量構成が最適化されていない
- 発電設備の負荷制御操作性が良くない
- 高需要地域への電力供給能力の不足
- 系統安定度のレベルが充分で無い

さらに、同開発計画では次のように概要が述べられている。

- 火力発電所と CHP を最新技術と環境基準準拠する燃料を採用して建設
- 既設の火力発電所と CHP を最新技術採用で設備容量増加させ更新

- 既設の原子力発電所を安全性確保の上で寿命延命化
- Khmelnytska 原子力発電所の No. 3/4 の建設完了
- 最適発電設備構成に見合う再生可能エネルギー発電設備プロジェクトの実施
- 新変電所と送電線建設、および既設送変電設備の最新技術採用かつ容量増加更新
- 低効率設備の最新技術採用更新での設備容量増加（高効率化）

上記概要を考慮した詳細の発電設備、送変電設備の開発計画が盛り込まれている。

開発計画のうち発電分野では、2016-2025 年迄の 10 年間に電源構成の比率を見直しながら再生可能エネルギーの大量採用などを含めて 10,078 MW を増加し、65,546 MW の発電設備容量とする計画である。この発電分野への開発で 10 年間に必要な費用は、414,490 百万 UAH (約 2,072,450 百万円) とされている。

また、EU の ENTOS-E システムの系統に統合するために技術的に必要な内容の調査や対策が計画されており、それらの費用は 2016-2018 年の 3 年間で 2,803 百万 UAH (約 14,015 百万円) とされている。

(2) 送変電設備の 10 年計画

国家電力システム 10 年計画の中に送変電設備の開発計画があり、新設の変電所と送電線、既設設備の更新や近代化が含まれている。送電線では 220-750 kV 総互長で 3,899 km を、変圧器容量では 18,413 MVA を増強計画としている。さらに、監視制御と保護継電器機能を増強するための光ファイバーケーブルの布設 600 km も計画されている。

これらの送変電設備開発に係る費用総額は 70,386 百万 UAH (約 351,930 百万円) を見積もっている。

表 6.1-4 送変電設備開発計画総括表 (2016 年-2025 年)

年	変圧器 (MVA)	送電線 (km)					合計	光ケーブル (km)
		750 kV	500 kV	400 kV	330 kV	220 kV		
2016	4,763	186	0	0	75	0	261	0
2017	600	0	0	0	176	16	192	600
2018	1,025	140	0	0	230	0	370	0
2019	4,175	0	0	0	491	0	491	0
2020	1,050	275	0	0	734	30	1,039	0
2021	2,500	150	0	4	334	0	488	0
2022	1,600	0	0	0	119	0	119	0
2023	500	0	2	0	353	0	355	0
2024	0	320	0	0	0	0	320	0
2025	2,200	114	0	0	0	0	264	0
合計	18,413	1,185	2	4	2,662	46	3,899	600

出所：国家電力システム計画 2016-2025 年 添付資料

表 6.1-5 送変電設備開発計画一覧表 (2016年-2025年)

進捗状態凡例：P：計画、F：事業化検討、M：MECI承認、C：閣僚会議承認、U：実施中

No	名称		進捗状態					支援 ドナー
	項目	仕様	P	F	M	C	U	
1.1	Construction of 750 kV Zaporizhzhya NPP-Kakhovska, PS 750 kV "Kakhovka" construction activities on the SS 750 kV "Kakhovka" 330 kV Kakhovka-Kherson and 330 kV Kakhovska-Ostrowska	AT 750 kV - 2 x (3 x 333) MVA; A T 330 kV - 250 MVA 750 kV - 186,1 km 330 kV - 43,8 km					●	EBRD & EIB
1.2	Reconstruction of 750 kV Substation "Kievskaya" with the installation of a second 750 kV autotransformer and construction activities 330 kV overhead lines in the Kiev region	AT 750/330 kV - 1000 MVA 330 kV - 69,6 km					●	EBRD & EIB
1.3	Reconstruction of the SS 400 kV "Mukachevo" Installation of single-phase AT 133000/400/220/35 kV (3 * 133 MVA)	400 MVA				●		
1.4	Reconstruction of the 330 kV "levels" with the establishment of JSC 125000/330/110 kV	125 MVA	●					
1.5	Construction of 330 kV Western - Bogorodchani with the reconstruction of the 330 kV "Bogorodchani" and 750 kV "Western"	330 kV - 103,989 km				●		
1.6	Installing a second AT 330/110/35 kV substation 750/330/110 kV "Vinnitsa"	AT 330/110 kV - 125 MVA			●			
1.7	Becoming the third BP 330/110/35 kV substation 330 kV "Chernivtsi":	AT 330/110 kV - 200 MVA				●		
1.8	Installing the AT-3 capacity 200 MVA at 330 kV "Brovary" with the reconstruction of 110-330 kV Parliament	AT 330/110 kV - 200 MVA		●				
1.9	Reconstruction ASE 330 kV with installation of AT-3 and VR 110 kV substation 330/110/10 kV "Novokyivska"	AT 330/110kV - 200 MVA				●		
1.10	330 kV North Lutsk - Ternopil with the reconstruction of 330 kV Lutsk North and 330 kV Ternopil	330 kV - 223 km		●				EBRD & EIB
1.11	Reconstruction of the 330 kV "Adjalyk" with the replacement of AT capacity of 125 MVA to 200 MVA capacity AT	AT 330/110 kV - 2 x 200 MVA	●					
1.12	Construction of 330 kV line Ternopil - Chernivtsi	330 kV - 230 km	●					
1.13	750 kV "Zaporizhzhya". Setting ATNo.3 capacity of 1000 MVA, installation of PDT in each of BP neutral and switch ATNo.1, ATNo.2 in "sesquioxides" field on the side of 330 kV	AT 750/330 kV - 1000 MVA	●					
1.14	Reconstruction of 750 kV "Dnepr" with the installation of AT-3	AT 750/330 kV - 1000 MVA	●					

No	名 称		進捗状態					支援 ドナー
	項 目	仕様	P	F	M	C	U	
1.15	Construction of 330 kV Pobuzhzhya - Talne - Glade of 330 kV "Talne"	3 x AT - 250 MVA 330 kV - 89 km		●				
1.16	Construction of 750 kV "Maritime" with measures 750-330 kV transmission line	AT 750 kV - 2 x (3 x 333) MVA ; 750 kV - 150 km 330 kV - 2 x 5, 2 x 20, 2 x 40 km		●				
1.17	Construction of 330 kV Novovolinsk - Lviv West with the reconstruction of the 330 kV "Novovolinsk" and 330 kV "Lviv western"	330 kV - 115 km	●					
1.18	Construction of 330 kV Khmelnytsky NPP - Kyiv event of one circuit on the 330 kV "Forest" and the other - on the 330 kV "N - Volyn."	330 kV - 236 km 330 kV - 260 km	●					
1.19	Construction of 330 kV OL Krivoy Rog TES-Tryhaty at SS 330 kV "Nicholas" with the reconstruction of 150 kV and RU 330 kV to 330 kV "Nicholas"	330 kV - 2 x 7 km	●					
1.20	Construction activities 750 kV Vinnitsa-Western to the Dnister PSP	750 kV - 2 x 70 km	●					
1.21	Construction of 330 kV Kakhovka HPS - Polyana, 330 kV Kaniv PSP - PSP Bilotserkivska and Kanev - Talne (Figure issuing power Kaniv PSP)	3 x 330 kV - 230 km	●					
1.22	Reconstruction of the 330 kV "Pobuzke" with the establishment of AT-3	AT 330/150 kV - 250 MVA	●					
1.23	Reconstruction of the 330 kV "Kozyatyn" with reconstruction of RU 330 kV and establish AT-2	AT 330/110 kV - 200 MVA	●					
1.24	Reconstruction of the 750 kV "Kiev" with the establishment of AT-3	AT 750/330 kV - 3 x 333 MVA	●					
1.25	750 kV Dnister HAES - Seashore	750 kV - 320 km	●					
1.26	Reconstruction of the 330 kV "Western" with the establishment of AT-3	AT 330/110 kV - 200 MVA	●					
1.27	Construction of 750 kV line from 750 kV "Kiev" to the 750 kV "Pivnichnoukrains'ka" under construction by adding 750 kV "Chernobyl-KNPP" (area of intersection with the 330 kV Konotop- Nizhin to 750 kV "Pivnichnoukrains'ka")	750 kV - 114 km	●					
2.1	Construction 330/110/35 kV Substation "Western" of the 330 kV	AT 330 kV - 2 x 200 MVA 330 kV - 2.34 km				●		
2.2	Completion of the SS 330/110 kV "Drohobych" with 330 kV Western - Drohobych	AT 330/110 kV - 2 x 200 MVA	●					

No	名 称		進捗状態					支援 ドナー
	項 目	仕様	P	F	M	C	U	
2.3	Construction of FOCL on 330 kV to 750 kV section "Dnepr" - 330 kV "May Day" - 330 kV "Kirov" - 330 kV "South" - Krivoy Rog TPP - Substation 330 kV "Nikopol" - 330 kV "Ferroalloy" - Zaporizhia TPP - Zaporizhzhya NPP	250 km	●					
2.4	330 kV "Pavlogradskaia." Sectioning tires 150 kW	150 kV	●					
2.5	Modernization of radio relay lines (RRL) between 750 kV "Kakhovskaya" EU and South (built under the scheme 1 + 0: RRL one barrel without reservation) with 100% redundancy	350 km	●					
2.6	330 kV Dnieper TPP - left bank of the 330 kV "left bank"	2 x AT 330/150 kV - 250 MVA 330 kV - 30 km	●					
2.7	The second 330 kV Dnipro 750 - VHMK with the reconstruction of the 330 kV "VDHMK"	330 kV - 6 km	●					
2.8	Reconstruction of GRP - GRP and 330 kV - 150 kV 330 kV "May Day"						●	
2.9	Reconstruction of the RTP 35, 150 and 330 kV to 330 kV "Dnipro-Donbas"					●		KfW
2.10	330 kV Novoodesskaya - Artsyz Replacement for 330 Artsyz AT 330 / 110kV capacity of 125 MVA to 200 MVA	330 kV - 104 km AT 330 kV - 200 MVA	●					
2.11	Construction of 330 kV "Junction" with measures 330 kV Dnieper TPP - May Day	2 x AT 330/150 kV - 250 MVA 330 kV - 2 x 12 km	●					
2.12	Construction of 330 kV "Slobozhanskaya" with measures 330 kV	AT 400 MVA 330 kV - 94.6 km		●				
2.13	Reconstruction VRP- 150, 330 kV 330 kV "Kirov"					●		KfW
2.14	Completion of the complex reconstruction of GRP-750 kV 750 kV "Vinnitsa".		●					
2.15	Construction of KL 330 kV West - October with reconstruction of the SS "October"	330 kV - 20 km	●					
2.16	Construction of 330 kV "Western" of the 330 kV Kyiv HPP-5 - Brovary	2 x AT 330/110 kV - 200 MVA 330 kV - 2 x 10 km	●					
2.17	Reconstruction of ZRU 6 kV, GRP 35-110 kV 330 kV "Zalyutino."		●					
2.18	Reconstruction of GRP 110-330 kV 330 kV "Artem" the transition to KRUE-110kV and 330kV-KRUE.		●					
2.19	Construction of 400 kV Substation "Uzhgorod" with measures 400 kV transmission line Mukachevo - Kapushany		●					

No	名称 項目	仕様	進捗状態					支援 ドナー	
			P	F	M	C	U		
2.20	19. Reconstruction 330 kV "October" 330 kV "Novokyyivska", SS 330 kV "Zhytomyr", SS 330 kV "Cherkasy" 330 kV "Kremenchug" and 330 kV "Sumy"			●					IBRD
2.21	Construction of 330 kV "Novograd Volyn" of the 330 kV Khmelnytsky NPP-Forest	2 xAT 330/110 kV - 125 MVA 330 kV 2 x 10 km	●						
2.22	Switching on voltage 330 kV 220 kV "Tsentrolit" with the implementation of measures to PS "Tsentrolit" 330 kV Adzhalyk- Usatove 1	AT 330/110 kV - 2 x 200 MVA 330 kV - 2 km	●						
2.23	Construction of 330 kV "Vorskla" of the 330 kV Pivnichnoukrains'ka-Poltava	AT - 400 MVA 330 kV - 50 km	●						
2.24	Construction activities 330 kV Central - Lozovaja to 330 kV "Chervonoarmijska"	330 kV - 2 x 5 km	●						
2.25	Reconstruction of ORU 330 kV 330 kV "Jawor" 330 kV "Radivilov", SS 330 kV "ferroalloy", SS 330 kV "Nikopol"		●						
2.26	Replacement ID-CP on Substation 220 kV «Volovets»		●						
2.27	Replacement of equipment at SS 220 kV above is not appropriate settlement levels or speed recovery circuit voltage (including that exhausted their resource)		●						
2.28	Construction of 330 kV "Fastovsky" with connection to the 330 kV network by construction of the 330 kV Zhytomyr - TpTES	AT 330/110 kV - 2 x 200 MVA 330 kV - 2 x 10 km	●						
3.1	Reconstruction Land 330 kV "Zaporizhzhia 750 - Dnipro-Donbas No.1, 2" with increased capacity	330 kV - 2 x 15.4 km	●						
3.2	Construction of 750 kV Maritime - Kakhovska	750 kV - 275 km	●						
3.3	Reconstruction of 330 kV RU - South Street number 2 with the formation of a new 330 kV Western Lviv - Lviv South	330 kV - 8 km	●						
3.4	Transfer submarine NPP - Quartzite voltage class 330 kV	330 kV - 123 km	●						
3.5	Joining 750 kV "Kiev" to Network 330 kW (with 330 kV perezavedennya Chernobyl - Mozyr on the SS "Kiev" 330 kV Substation CHAES- Slavutyeh "Kiev" and construction of 330 kV Kyivska- Forest)		●						
3.6	Reconstruction of the 330 kV transmission line "South - Pervomayskaya No.1, 2" with increasing bandwidth	330 kV - 2 x 41 km	●						

No	名 称		進捗状態					支援 ドナー
	項 目	仕様	P	F	M	C	U	
4.1	Design and construction of 330 kV "Aquilon"	2 xAT 330/150 kV - 250 MVA	●					
4.2	Construction of 330 kV OL Adjalyk-Tryhaty at GCHQ "Tiligul" Reconstruction of 330 kV "Novoodesska" Reconstruction of RU 110 kV 330 kV "Kamyanets Podolsky"	330 kV - 94.4 km	●					
4.3	Reconstruction of SS 220/35/10 kV "Berezan"	AT 220/35/10 kV - 63 MW		●				
4.4	Reconstruction of 330 kV "Melitopol" to connect 330 kV transmission line from Zaporizhzhya WEIGHT	330 kV	●					
4.5	Reconstruction of GRP 220 kV and 220 kV "Borislav" with replacement of ID-CP	2 E B 220 kV	●					
5.1	Installing the AT-2 330/150 kV connection HAES	AT 330/150 kV	●					
5.2	Installing AT 330/110 kV Tripoli TPP (replacing damaged)	AT 330/110 kV - 125 MVA	●					
5.3	Reconstruction of GRP 330 kV Zaporizhzhya TPP (division of AT-1 and AT-2 connectivity in their individual fields 330 kV)	3 switch 330 kV, 330 kV equipment	●					
5.4	Reconstruction of GRP 330 kV and 150 CE kV Kryvyi Rih TPP (division of AT 1 and AT-2 connecting them into a separate E-field 330 kV and 150 kV)	2 switch 330 kV 2 switch 150 kV	●					
6.1	Setting static compensators for SES-station node (110 kV "Solar - Kiliia")		●					
6.2	Setting static compensators for SES-station node (110 kV "Solar - Reni")	2 x 6.0 Mvar	●					
6.3	Setting static compensators on the SES-station node (110 kV "Solar - Kiliia")	2 x 8.00 Mvar	●					
6.4	Replacing the GRP-35 kV compensating devices for reactive power 330 kV "Kamenetz-Podolsk" 330 kV "Shepetovka" 330 kV "Kovel" 330 kV "Novovolinsk" and PS 220 kV "Lutsk-South"			●				

出所：国家電力システム計画 2016-2025 年 添付資料、Ukrenergo 回答および Ukrenergo Web Site

(3) 送変電設備の 10 年計画における他ドナー支援概要

上述の送変電設備 10 年計画の開発計画における他ドナーの支援内容の概要は以下のとおりである。

1) EBRD/EIB(1)

- プロジェクト名称：南ウクライナ送電プロジェクト（750 kV Zaporizhzhia - Kakhovska 線プロジェクト）
- 表 6.1-4 の対応番号：1.1 および 1.2（パッケージ 1-4）
- プロジェクト概要³⁸
 - ◇ パッケージ 1
Zaporizhzhia 原子力発電所と Kakhovska 変電所間の 190 km 長 750 kV 送電線（光ファイバー架空地線を含む）の建設
 - ◇ パッケージ 2
Kakhovska 変電所（750/330 kV、1,000 MVA 変圧器を含む）の新設
 - ◇ パッケージ 3
既設 Kakhovska 変電所から Ostrovska 変電所接続する 2 回線の 330 kV 送電線を新 Kakhovska 変電所へ切り替え接続工事（2 x 27.9 km）
 - ◇ パッケージ 4
既設 Kakhovska 変電所から Kherson 変電所接続する 2 回線の 330 kV 送電線を新 Kakhovska 変電所へ切り替え接続工事（2 x 15.9 km）
 - ◇ パッケージ 5
330 kV の Zahidna 変電所の新設工事と既設 330 kV 変電所からの送電線接続（キエフ近郊の送変電設備工事）
- パッケージ 1-4 の入札は終了している。パッケージ 5 の入札は 2016 年 3 月開始予定となっている。
- 融資額：EBRD と EIB が各々 175 百万 EUR 拠出

2) EBRD/EIB(2)（予定）

- プロジェクト名称：330 kV Lutsk pivnichna - Ternopil'ska 送電線建設と変電所リハビリプロジェクト
- 表 6.1-4 の対応番号：1.10
- プロジェクト概要³⁹

目的は、Rivneuska 原子力発電所の発生電気を西部地域へ供給する主要送電線の 1 つとして建設し、電力供給の能力と信頼性を高めると共に、Rivneuska 原子力発電所の出力増加が見込める。

 - ◇ Lutsk pivnichna 変電所と Ternopil'ska 変電所間の 223 km 長 330 kV 送電線の建設

³⁸ EBRD Web Site

³⁹ Ukrenergo Web Site

◇ Lutsk pivnichna 変電所と Ternopil'ska 変電所の機器更新

- 2016年3月に EBRD の環境社会配慮方針に基づき、初期スコーピングレポートによる住民参加の関係者会議が開催されている。

3) IBRD

- プロジェクト名称：第2次電力送電プロジェクト
- 表 6.1-4 の対応番号：2.20（コンポーネント1）
- プロジェクト概要⁴⁰

◇ コンポーネント1

融資額：268 百万 USD

変電所のリハビリテーション（6 変電所）

- ・ Novokyiv'ska 変電所
330 kV 屋内 GIS、変圧器増強および 110 kV 屋内 GIS の設置
- ・ October 変電所
330 kV 屋内 GIS および 110 kV 屋外 GIS の設置
- ・ Kremenchug 変電所
330 kV 屋内 GIS および 150 kV 屋内 GIS の設置
- ・ Zhytomyrska 変電所
330 kV 屋内 GIS および 110 kV 屋内 GIS の設置
- ・ Cherkassy 変電所
330 kV 屋外開閉設備の更新および 110 kV 屋外ガス遮断器 1 台の更新
- ・ Sumy 変電所
110 kV 屋外開閉設備の更新と拡張

◇ コンポーネント2

融資額：107.925 百万 USD（59.5 百万 USD は IBRD、48.425 百万 USD は CTF）

- ・ サブコンポーネント 2.1
 - 変電所 35 kV 母線への分路リアクトル(20 Mvar)設置
 - Novovolinskaya、Lutsk Pivdenna、Kovel、Shepetivka および Kamenets-Podil'ska の 5 変電所
- ・ サブコンポーネント 2.2
 - スマートグリッド技術の導入
 - 再生可能エネルギー発電所、主要変電所および系統指令所間の通信網の近代化と系統指令所システムの近代化
- ・ サブコンポーネント 2.3
 - 電力輸出入の市場均衡管理操作作用のシステム導入
- ・ サブコンポーネント 2.4

⁴⁰ IBRD Project Appraisal Document Report No: PAD1093 から抜粋

- 全社大の情報管理システム（MIS）の確立
- 財務管理、調達とプロジェクト管理とスタッフの訓練へのコンサルティングサービス実施

◇ コンポーネント 3

融資額：2.5 百万 USD

EU のエネルギー委員会のメンバーとしての枠組みに応じたエネルギーセクター改革実施のための MECI 組織能力向上支援

4) KfW

- プロジェクト名称：電力系統効率向上プロジェクト（変電所の近代化）
- 表 6.1-4 の対応番号：2.9 および 2.13（ロット 2 と 1）
- プロジェクト概要⁴¹

ドニプロとドンバス地域パワーシステムの 5 変電所リハビリテーション

◇ ロット 1

Kirovskaya 変電所のリハビリテーション

330/150/35 kV 開閉設備の更新と拡張および保護監視設備の更新

◇ ロット 2

Dnipro-Donbas 変電所のリハビリテーション

330/150/35 kV 開閉設備の更新および 330 kV 保護監視設備の更新

◇ ロット 3

Tsentralnaya 変電所のリハビリテーション

330/110/35 kV 開閉設備の更新と拡張および保護監視設備の更新

◇ ロット 4

Mikhaylovskaya 変電所のリハビリテーション

330/220/110/35 kV 変電所の 220 kV 開閉設備の更新および同保護監視設備の更新

◇ ロット 5

Lysychanskaya 変電所のリハビリテーション

330/110/35 kV 変電所の 110 kV 開閉設備の更新および全保護監視設備の更新

- 融資額：65.5 百万 EUR
- ロット 1 と 2 を 1 つのパッケージとして 2015 年 12 月に 18.1 百万 EUR で業者契約している。

⁴¹ Ukrenergo Web Site

6.2 送変電分野の支援ニーズ

Ukrenergo では 10 年計画を毎年作成し、承認申請を実施しているものの、その事業計画についてはその前提条件となる M/P 策定を含めた送電線網の計画が、旧ソ連の手法を採用しており、現状に適応していないものであると認識している。このため調査団には適切な M/P の策定について支援を望んでいる。

他方、現地視察の結果においては現地で運営している人々は新規の拡張および増設の計画はあるものの、現状設備の老朽化が激しく引き続き安定した運営を行うためには既存設備の更新を優先課題として認識していた。

調査団の西部地域訪問時には個別に長期運用している送電線の設備診断を実施していることも判明し、その報告書においては基礎部の劣化や変形、鉄塔部材の腐食等が確認されており、既存設備更新の必要性が再確認された。

送電線への高耐熱低弛度 (High Temperature Low Sag : HTLS) 電線の採用について提案をしたものの、設備診断結果に基づく意見として安全性に対する認識が強く、最新技術の電線による張替えよりも、鉄塔が倒壊しても電力供給に支障が生じないように新たなルートでの送電網の構築を模索しており、今回の現地調査では「ウ」国側のニーズとしては捉えられなかった。

送変電設備に対する支援候補を Ukrenergo に問い合わせた結果、国家電力システム計画に掲載の下記 5 項目を提案された。

(i) 330 kV Adjalyk 変電所の更新

125 MVA の変圧器を 200 MVA への容量増加更新を含む (表 6.1-4 の 1.11 項目)

2016-2018 年の実施時期を想定

予定費用 : 1,250 百万 UAH (約 6,250 百万円)

(ii) 330 kV Mykolaivs 変電所の 330 kV と 150 kV 開閉装置更新、および 330kV 送電線の建設と切替 (約 7 km)

2018 年-2019 年の実施時期を想定 (表 6.1-4 の 1.19 項目)

予定費用 : 65 百万 UAH (約 325 百万円)

(iii) 330 kV Kozyatyn 変電所の更新

330 kV の開閉装置と変圧器 (330/110 kV 200 MVA) の設置を含む

2020 年-2021 年の実施時期を想定 (表 6.1-4 の 1.23 項目)

予定費用 : 180 百万 UAH (約 900 百万円)

(iv) 330 kV Slobozhanskaya 変電所の新設と 330 kV 架空送電線の建設と切替 (94.6 km)

2016 年-2020 年の実施時期を想定 (表 6.1-4 の 2.12 項目)

予定費用 : 1,807 百万 UAH (約 9,035 百万円)

(v) 220 kV Tsentrolit 変電所の 330 kV 昇圧 (2×330/110 kV 200 MVA) と 330 kV Adzhalyk - Usatove-1 送電線の建設と切替 (2 km)

2019 年-2020 年の実施時期を想定 (表 6.1-4 の 2.22 項目)

予定費用：1,100 百万 UAH（約 5,500 百万円）

さらに、第 2 回現地調査での Ukrenergo との協議により「ウ」国西地区の EU 圏と連系がされている変電所への支援も重要視され、現場視察を含めて国家電力システム計画に掲載の同地区下記 2 項目を対象として追加した。

(vi) 400 kV Mukachevo 変電所の 400/220 kV 400 MVA 変圧器増設

400 kV の開閉装置と変圧器（400/220 kV 単相 133 MVA 3 台）および 220 kV 開閉装置の設置
2015 年-2016 年の実施時期を想定（表 6.1-4 の 1.3 項目）

予定費用：201.567 百万 UAH（約 1,008 百万円）

なお、現地調査で 400/220 kV 変圧器は 2012 年に既に調達（「ウ」国製）し、変電所内に未組立て状態で油を入れ保管してあることが判明した。

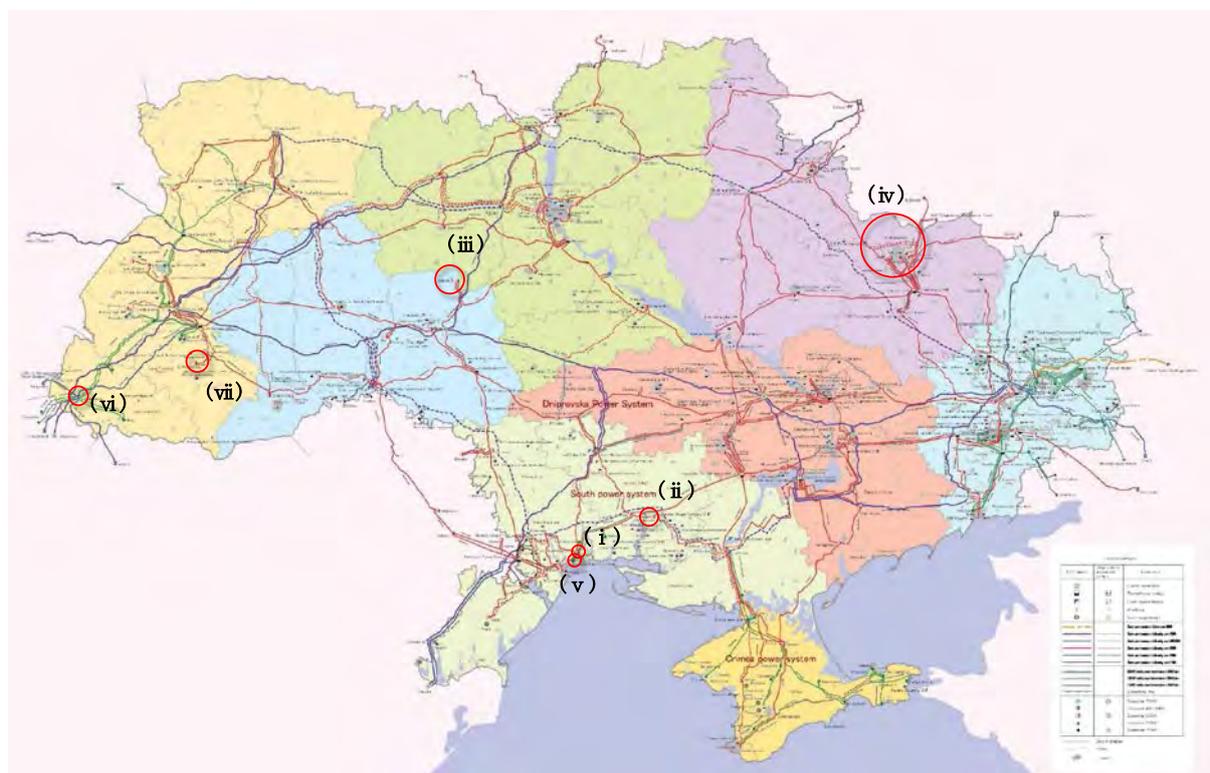
(vii) 330 kV Bogorodchani 変電所の主要機器更新と 330 kV Bogorodchani-Zahidnoukrainska 送電線の建設

330 kV 主回路機器（空気遮断器 4 台と計器用変圧器 2 台）、送電線保護装置（2 回線分）の更新および全長 104 km のうち建設が未完了の 40 km の 330 kV 送電線の建設

2015 年-2017 年の実施時期を想定（表 6.1-4 の 1.5 項目）

予定費用：305.693 百万 UAH（約 1,528 百万円）

図 6.2-1 に上記支援候補地点を送電系統図上に記載した。なお、図中の(i)-(vii)がそれぞれ各項目に対応している。



出所：Ukrenergo の送電系統図に調査団で追記

図 6.2-1 送変電支援候補

支援候補項目の提示は受けたが、Ukrenergo からの図面・資料の開示は非常に限定的である上、訪問した変電所での写真撮影も許可されなかった。したがって各変電所の工事規模や仕様などで不明な部分は多い。

6.3 支援候補の検討

Ukrenergo の送変電設備は非常に古く、今後の健全な運用のためには全般的な設備の更新は必須と考えられ、前項記載の支援候補以外の設備についても計画的な更新作業が進められるべきである。

前項で Ukrenergo と協議結果からの支援候補についての検討内容を表 6.3-1 にまとめる。

表 6.3-1 送変電分野における支援候補

項目	(i)330 kV Adjalyk 変電所の更新	(ii)330 kV Mykolaivska の変電所の更新	(iii)330 kV Kozyatyn 変電所の更新	(iv)330 kV Slobozhanska 変電所の新設
対象者 (設備保有者/事業者)	Ukrenergo (保有および運用)	同左	同左	同左
案件の概要	➤ 125 MVA の変圧器を 200 MVA への容量増加更新を含む 330 kV Adjalyk 変電所の更新するもの。	➤ 330 kV Mykolaivska 変電所の 330 kV と 150 kV の開閉装置の更新、および 330kV 送電線の建設と切替(約 7 km)を行うもの。	➤ 330 kV の開閉装置と変圧器 (330/110 kV 200 MVA) の設置を含む 330 kV Kozyatyn 変電所の更新するもの。	➤ 330 kV Slobozhanska 変電所の新設と 330 kV 架空送電線の建設と切替 (94.6 km) を行うもの。
案件選出の経緯 および カウンターパートのニーズ	➤ Ukrenergo 本社と面談し、同社作成国家電力システム計画 (2016-25) をベースに、ドナー支援を含め資金手当てが未決定でかつ優先度が高い案件を先方判断で抽出した。	同左	同左	同左
工事期間 (短期・中期・長期)	2016 年-2018 年 (Ukrenergo 想定工事計画)	2018 年-2019 年 (Ukrenergo 想定工事計画)	2020 年-2021 年 (Ukrenergo 想定工事計画)	2016 年-2020 年 (Ukrenergo 想定工事計画)
概算費用(初期/運営)	1,250 百万 UAH (約 6,250 百万円) (先方試算による)	65 百万 UAH (約 325 百万円) (先方試算による)	180 百万 UAH (約 900 百万円) (先方試算による)	1,807 百万 UAH (約 9,035 百万円) (先方試算による)
本邦技術の活用可能性 (技術優位性・「ウ」国への関心)	➤ 330 kV は日本の電圧階級には無く、上位階級の機種選定となり、競争力の面で本邦技術の活用の可能性は低い。	同左	同左	同左
想定される事業効果	➤ オデッサは国内第 4 の都市で、国際港湾都市かつ観光地でもあり、電力消費の伸びに対応する事業効果は大きいと考えられる。	➤ 設備の劣化による更新の必要は考えられるものの、具体的な事業効果については調査未実施のため不明である。	同左	➤ 電力消費の伸びへの対応に加え、系統全体の安定度向上が見込まれるため、一定の事業効果が見込まれる。
政府保証交渉の可否	➤ 国有資産のためプロジェクト実施時の政府保証の交渉は可能である。	同左	同左	同左
支援の方向性・課題等	➤ 計画の妥当性の検証が課題である。	同左	同左	➤ F/S 実施済であるため、報告書の入手等ができれば、具体的な支援の方向性が検討可能である。

出所：調査団作成

項目	(v)220 kV Tsentrolit 変電所の330 kV 昇圧	(vi)400 kV Mukachevo 変電所の変圧器増設	(vii)330 kV Bogorodchani 変電所の主要機器更新
対象者 (設備所有者/事業者)	Ukrenergo (保有および運用)	同左	同左
案件の概要	➤ 330 kV 昇圧 (2×330/110 kV 200 MVA) と 330 kV Adzhalyk - Usatove-1 送電線の建設と切替 (2 km) を行うもの。	➤ 400 kV Mukachevo 変電所の 400/220 kV 400 MVA 変圧器増設を行うもの。	➤ 330 kV Bogorodchani 変電所の主要機器更新と 330 kV Bogorodchani - Zahidnoukrainska 送電線の建設 (40 km) を行うもの。
案件選出の経緯 および カウンターパートのニーズ	➤ Ukrenergo 本社と面談し、同社作成国家電力システム計画 (2016-25) をベースに、ドナー支援を含め資金手当てが未決定でかつ優先度が高い案件を先方判断で抽出した。	➤ Ukrenergo 本社と協議し、左記 5 項目より優先順位が高いと判断された西地域の変電所案件を抽出した。	同左
工事期間 (短期・中期・長期)	2019 年-2020 年 (Ukrenergo 想定工事計画)	2015 年-2016 年 (Ukrenergo 想定工事計画)	2015 年-2017 年 (Ukrenergo 想定工事計画)
概算費用(初期/運営)	1,100 百万 UAH (約 5,500 百万円) (先方試算による)	201.567 百万 UAH (約 1,008 百万円) (先方試算による)	305.693 百万 UAH (約 1,528 百万円) (先方試算による)
本邦技術の活用可能性 (技術優位性・「ウ」国への関心)	➤ 330 kV は日本の電圧階級には無く、上位階級の機種選定となり、競争力の面で本邦技術の活用の可能性は低い。	同左	同左
想定される事業効果	➤ オデッサは国内第 4 の都市で、国際港湾都市かつ観光地でもあり、電力消費の伸びに対応する事業効果は大きいと考えられる。	➤ EU との連係した設備であり、安定した輸出量の確保と周辺地域への電力供給力増強につながるため事業効果は大きいと考えられる。	➤ 設備の劣化による更新の必要は考えられるものの、電力供給先が大都市でないので裨益効果は大きくないと考えられる。
政府保証交渉の可否	➤ 国有資産のためプロジェクト実施時の政府保証の交渉は可能である。	同左	同左
支援の方向性・課題等	➤ 計画の妥当性の検証が課題である。	同左	同左

出所：調査団作成

6.3.1 日本企業の参入可能性

送変電設備に使用する製品は、日本企業も生産しているので基本的には参入は可能である。しかしながら、「ウ」国の場合は、旧ソ連の製品が納入された土壌であるので、規格が異なることを留意しておかねばならない。例えば電圧階級では、750/400/330 kV を「ウ」国では使用しているが日本国内にはこの標準電圧は存在しない。また、国際電気標準会議（International Electrotechnical Commission: IEC）の国際規格においても一致する標準電圧は存在しない。送変電設備のほとんどは電圧階級別に製品のラインアップを揃え、そのラインアップの中から系統構成に合わせ選択するような市場運営が一般的である。したがって主回路製品で日本製品を採用する場合は、「ウ」国の標準電圧より高い電圧クラスのラインアップ製品から選択、つまり高価な製品を選択・採用しなければならないと判断される。世界市場の中で送変電分野の日本企業製品は、欧州企業製品より一般的に高価であるため「ウ」国で納入実績のある欧州製品と競争入札で勝ち残っての参入はハードルが高いと考えられる。

さらに、変電所に設置する保護装置や制御装置では、IEC 規格の中で変電所機器用のネットワーク規格が制定されているが、世界では一般的な IEC 規格製品が、日本企業ではほとんど製造されていない現状である。これは日本の電力会社が IEC 規格製品を採用していないのが最大の原因と考えられる。

上記のような環境の中で日本製品の導入が期待されるのは、小型で高品質の GIS や半導体制御技術を利用した SRPC および SVC、高負荷送電線への容量増加張替え対応可能な HTLS 電線などが考えられる。

設備の更新時の導入が期待される GIS は「ウ」国内でも高電圧の開閉所では主流となっており現計画においても含まれている。母線もガス絶縁されたフル GIS 設備については、まだ導入されていないが、他ドナーが支援する工事計画の一部には導入が予定されている。

系統の電圧基準の維持の観点からは「ウ」国の広大な系統では調相設備の設置は必要と判断されるので、リアクトルやコンデンサと共に調相容量の柔軟な制御が可能な SRPC や SVC の採用参入は可能と考えられる。

他方、HTLS 電線については長期的な視野での経済性のメリットについて認知度が低く、導入については経済性を含めた仕様の説明が必要であると考えられる。ただし、「ウ」国の場合は長期間使用している鉄塔の健全性に対する不安があるので電線種別の変更のみに対しての参入は難しいと考えられる。

Ukrenergo で採用する送変電関係の電気製品は、「ウ」国の機器認証を取得しておく必要がある。したがって日本企業が「ウ」国に参入する場合は事前に認証制度を理解し、対象製品の認証を取得した上で入札参加しないと資格要件で失格となることが予想される。

Ukrenergo ではメーカへの製品保証期間を最低で3年間、一般的には6年程度を要求しているようである。さらに図面、資料や機器銘板さらにはマニュアル類も「ウ」国語で準備する必要があり、現地据付時の対応や技術移転の実施などを考慮すると、初期段階では相当な苦労が生じるものと考えられる。

参考情報としては、今回の調査段階においては中国や韓国勢の Ukrenergo への参入情報は得られず、欧州メーカ勢のみであった。これらの企業は既にそれらの製品について「ウ」国の認証を取得している。

6.3.2 支援策実施にあたっての法規制・手続き

「ウ」国の送変電設備を改修・新設において EU 要求の遵守を目的とした「ウ」国の法律と EU 要求を表 6.3-2 に示す。

「ウ」国の送変電設備の関連法・規制一覧については付録 に記載する。

表 6.3-2 主要な送変電設備改修・新設への関連法・規制

ウクライナ国法・規制	EU 指令
<ul style="list-style-type: none"> ▶ 「ウ」国によるエネルギーコミュニティ条約に参加するためのプロトコル ▶ 2011/8/3 発効 2015/10/7 改正「ウ」国内閣 Order No. 733-P 「エネルギー共同体条約に基づく実施義務のための行動計画の承認」 ▶ 2013/12/20 発効 2015/10/13 改正「ウ」国内閣 Order No. 1080-p 「「ウ」国のエネルギー戦略の実現への継続的な支援プログラムへの資金調達協定の変更、および欧州委員会に代表される欧州連合 (EU) と「ウ」国の追加契約第 1 号への署名」 ▶ 2013/6/15 発効「ウ」国内閣 Order No. 671-p 「「ウ」国-欧州連合 (EU) 間エネルギー接続パイロットプロジェクトの立ち上げ」 ▶ ウクライナ法「「ウ」国の電力市場の運用規定」 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 2006/4/5 発効指令 2006/32/EC : エネルギー最終利用効率とエネルギーサービス ▶ 2009/4/23 発効指令 2009/28/EC : 再生可能エネルギー源からのエネルギーの利用促進 ▶ 2009/7/13 発効規則 (EC) No. 715/2009 : 天然ガス輸送ネットワークにアクセスするための条件

出所：調査団作成

これらの認定、許認可は建設目的、設計、製造、テスト、据え付け、および契約の下で行われる他の事業活動を示す書類とともに関連する工事着工前に契約工事業者に提示しなければならない。

工事完成後、電力系統への接続には完成図書とともに電力市場担当会社から許可を受けなければならない。

6.3.3 環境社会配慮面での留意点

(1) 環境法制度の留意点

送変電分野の支援対象候補事業は、既存変電所の更新（送電線の一部切り替えを含む）、変電所および送電線の新設が含まれる。「ウ」国の EIA 制度では、330 kV 以上の送変電は詳細な EIA の対象となるため、支援事業がこの基準を満たす場合は、現地国法に基づき、EIA レポートの作成、コンサルテーションの実施を経て、所管官庁より承認を得る必要があることに留意する必要がある。

(2) その他留意点

既存変電所の更新は新たな土地開発を伴うものではないため、主な環境社会影響は工事段階に発生する粉じん、騒音等に限定されると考えられる。そのため、建設工事は、ベストプラクティスに従い適切に実施することが重要となる。ただし、変電所の改修事業では、変圧器に絶縁油としてポリ塩化ビフェニル（Poly Chlorinated Biphenyl : PCB）を利用している可能性のあることに留意する必要がある。PCB は、難分解性で人の健康および生活環境に係る被害を生ずるおそれがある物質である。「ウ」国では PCB は生産していないが、これまでに「ウ」国の送変電施設に使用されてきたと報告されている。現在の「ウ」国の法律では、PCB は適切な管理が必要な有害物質のリスト⁴²に含まれているが、PCB の管理を具体的に規定した法律・規則は策定されていない。設備の更新作業において変圧器の交換などを行う場合は、PCB の使用と有無に関して確認し、廃棄 PCB の保管方法について検討する必要がある。

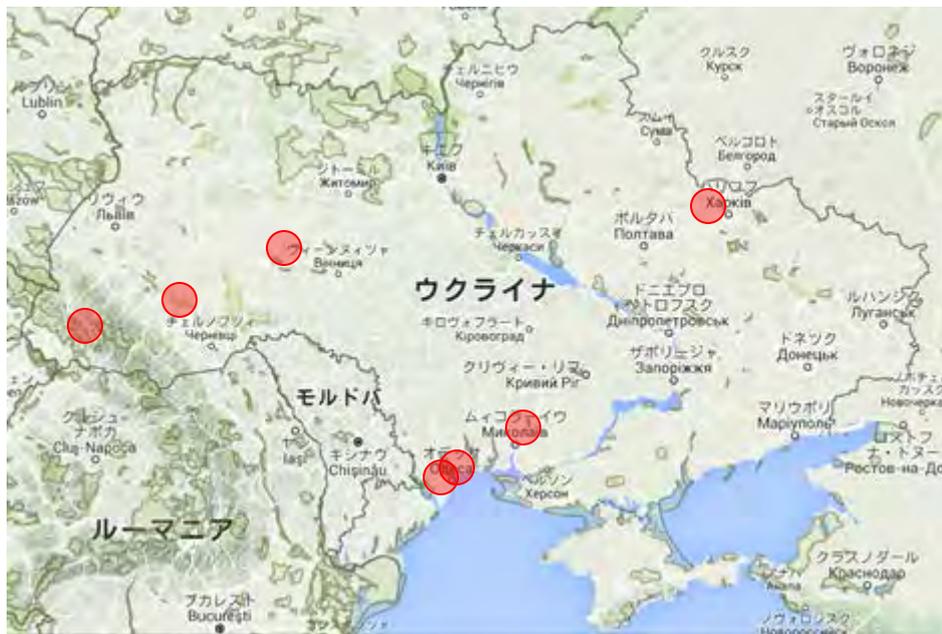
変電所および送電線の新設の場合は、変電所用地の確保、新たなアクセス道路の建設、鉄塔の設置のために土地を確保する必要がある。その他、送電線の建設や切り替え作業では、一時的に土地利用に影響を与えることになる。送電線建設の地上利用権（Right of Way : ROW）確保は、Regulation of the Cabinet of the Ministries of Ukraine No. 209 ‘On approval of the rules for electrical networks protection’, dated 4.03.1997 において規定されている。当該規則では、送変電線事業は送変電施設に必要な土地を取得せずに、送変電施設を建設・操業するために必要な土地使用を土地所有者が認めることで、必要な土地を確保できることが規定されている。送電線 ROW の幅は電圧により以下のとおり定められている。

- 2 meters - up to 1 kV
- 10 meters - up to 20 kV
- 15 meters - 35 kV
- 20 meters - 110 kV
- 25 meters - 150, 220 kV
- 30 meters - 330, 400, 500, + (-) 400 kV
- 40 meters - 750 kV:

⁴² Regulation No. 1120 of the CMU ‘On approval of the provision for controlling transboundary transportation of hazardous waste and its utilization/disposal, and Yellow and Green lists of waste’, dated 13.07.2000

「ウ」国の法律では、送電線 ROW 内の土地において農業利用は可能であるが、送変電施設の設置により土地利用が制限されることで土地所有者の生計手段が損失する場合などは、「ウ」国および JICA ガイドラインに従い適切な補償を検討する必要がある。また、送電線ルートおよび変電所用地を検討する際は、土地利用への影響を最小限にするルートを検討することに留意する。

その他、送電線の切り替えや新設事業では、対象事業地が鳥類の重要な生息地や渡り鳥のルート付近である場合はバードストライクへの影響について留意する必要がある。BirdLife International が指定している「ウ」国内の重要野鳥生息地(Important Bird Life: IBA)を図 6.3-1 に示す。IBA は、濃緑色部分で示し、送変電分野の支援対象候補事業エリアを赤丸で示している。特に Bohordchany 変電所と Zakhidnoukrainska 変電所間の送電線間の 40 km の送電線新設を除き、長距離送電線を建設する支援候補事業はないが、IBA と対象事業の位置関係の把握に加え、対象事業周辺の送電線において鳥の衝突事故が発生していないか情報を把握することが望ましい。バードストライクのリスクが特定された場合は、鳥類衝突防止の標識の設置等の対策を検討する必要がある。



出所：BirdLife International

図 6.3-1 ウクライナ国内の IBA (濃緑エリア) および支援候補対象地 (赤色)

6.4 配電分野

6.4.1 配電分野の概要

「ウ」国では配電線を保有している会社は 45 社、そのうち規制価格で最終使用者に電気を小売している会社は 42 社である。

表 6. 4-1 配電会社一覧表

会社名	小売	会社名	小売
Dnieper Railway	●	Sevastopolenergo	●
Odessa Railway	●	DTEK Energougol	●
Southern Railway	●	Rivneoblenergo	●
South-Western Railway	●	DTEK Dniprooblenergo	●
Zaporizhzhyaoblenergo	●	DTEK Krymenergo	●
East-Crimean Power Company	●	ATOMSERVIS	●
Ternopiloblenergo	●	Prykarpattyaoblenergo	●
Power Supply Company Odesaoblenergo	●	Lvivoblenergo	●
ZEM		Chernigivoblenergo	●
Lviv Railway	●	DTEK Donetskoblenergo	●
Lugansk Energy Association	●	Energy-New Section	●
Kharkivoblenergo	●	Kyivoblenergo	●
Donetsk Railway	●	Sumyoblenergo	●
Energy-Novoyavorivsk	●	Poltavaoblenergo	●
DTEK The Grid	●	Central Energy Company	●
Luganskoblenergo	●	Cherkasyoblenergo	●
Vinnytsyaoblenergo	●	City Electric Networks	
Chernivtsioblenergo	●	Zakarpattyaoblenergo	●
Khmelnyskoblenergo	●	Mykolaivoblenergo	●
Kirovogradoblenergo	●	Kyivenergo	●
Volynoblenergo	●	102 Company Electric Networks	
Zhytomyroblenergo	●	Regional Power Grids	●
Khersonoblenergo	●		

出所：NERC ウェブサイト

表 6. 4-1 に記載の会社のうち 100% の政府保有の公社は Regional Power Grids の 1 社のみで、ドネツク、ルハンスク、リビヴおよびボリン地区に配電している。その他は民営化の進展に伴い国もしくは地方自治体が株を一部保有する合同出資会社がほとんどであるが、一部は有限責任会社等も含まれる。

6. 4. 2 キエフ市の配電の概要

キエフ市への配電は Kyivenergo が 100% を供給している。Kyivenergo はキエフ市の資産である CHP（電気出力 1, 200 MW）を運用しており、そのプラントでキエフ市内の約 30% の電力を供給し、残りは Ukrenergo の送電網経由で卸電力市場から購入電力を使用し供給している。Kyivenergo はその株式の 72% を DTEK、25% をキエフ市が保有している会社であり、前述のとおり CHP はキエフ市資産であるが、変電所を含む配電設備一式は Kyivenergo の資産となっている。

同社保有の配電線（110 kV 以下）の全互長は架空線と地中埋設ケーブルを含めて約 13, 000 km、

変電所設置を含めた変圧器の総容量は 7,629 MVA となっている⁴³。

Kyivenergo からの聞き取り情報では、キエフ市での架空線の建設は、更新を含めて今後不可能となっている。したがって現在は架空線と地中埋設が半々であるが、将来的にはキエフ市内には架空線が無くなることが予想される。

Kyivenergo の変電所は全て、本店内に設置されている集中指令室から遠隔監視操作されており、各変電所に運転員は不在である。また、市内配電線はネットワークが生まれ、配電線に設置された開閉器を市内複数個所の 10 kV 配電指令室から遠隔で監視操作し、電力供給ルート変更や事故箇所の隔離操作を行なっている。ただし、事故発生時は、現場状況確認後しか復電操作を行なわないルールとなっているので自動再閉路は採用されていない。

電力開発は長期（15 年）-中期（10 年）-短期（5 年）の計画を策定している。この策定はキエフ市の都市計画に基づき、自社設計はせずに設計会社に委託している。その委託は、競争入札方式が現在採用されているが、既存のデータを大量に保有する実績の多い設計会社が受注するケースが多い。

第 2 回現地調査で、Moskovska 変電所（110/10 kV）を訪問した。1935 年に運用開始した古い変電所（コンベンショナルな空気絶縁方式）であったが、2003 年にヨーロッパ製品を主体として使用する近代的な変電所に改修して 110 kV GIS、110/10 kV 63 MVA 変圧器 2 台および 10 kV スイッチギヤの主回路機器を屋内変電所 1 階に設置している。保護装置や SCADA 設備も同様に近代的な仕様のもものが使用され、変電所建屋 2 階に設置されている。主要機器では、110/10 kV 変圧器と電力ケーブルが「ウ」国製品である。

この屋内に開閉装置を設置する変電所の構成方式を Kyivenergo 変電所の標準設計仕様としており、今後計画される変電所も同様のものとなる予定である。



図 6.4-1 屋内設置 110 kV GIS



図 6.4-2 最新式デジタル保護継電器盤

図 6.4-1 と図 6.4-2 は Moskovska 変電所の建屋内設置の GIS と保護装置盤の写真である。

⁴³ Kyivenergo 提供資料(2014 年 12 月末時点)

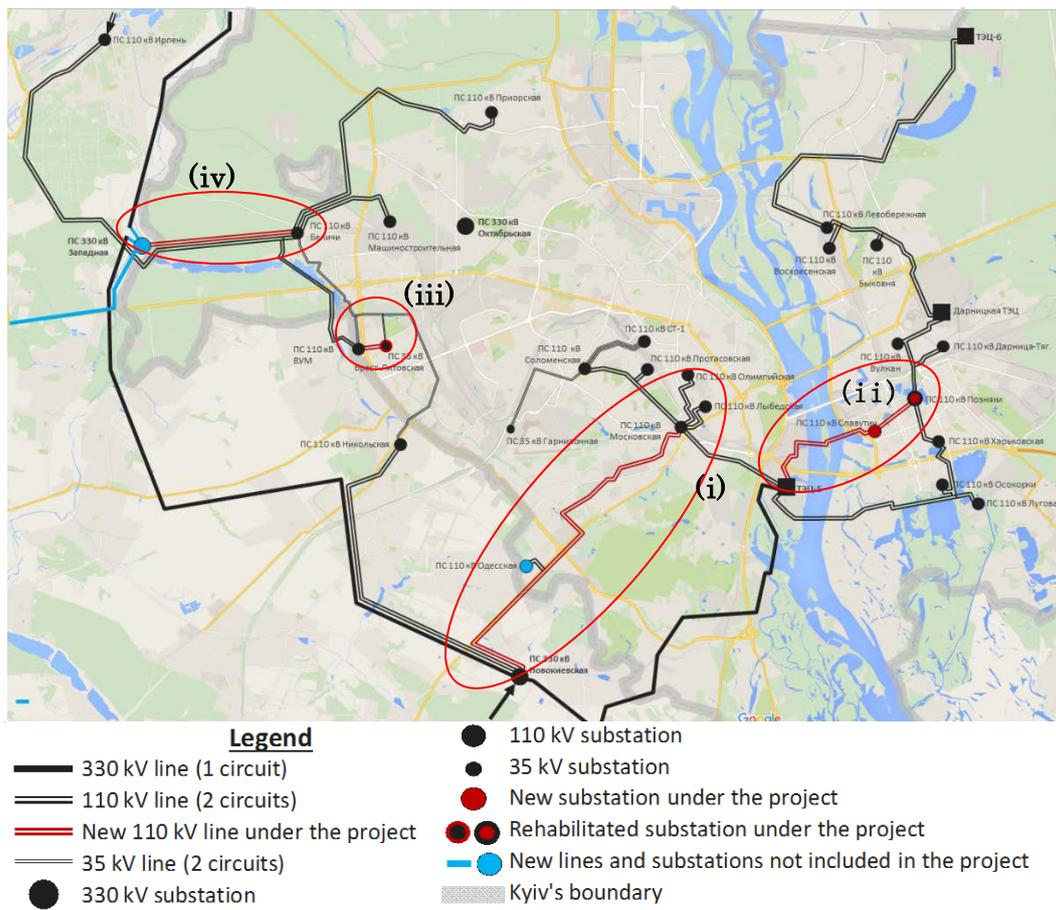
6.4.3 キエフ市の配電分野の支援ニーズ

キエフ市の配電需要は毎年約 2%の伸びを示しており、この堅調な需要増に合わせて配電設備の増強が必要となっている。さらに設備のほとんどが旧ソ連時代に建設されたものであり、変電所の更新工事の一部が実施されているのみである。これらを考慮して Kyivenergo では 2030 年迄に約 4 億 EUR の設備投資が必要と考えている。

しかしながら、電気料金収入は、既設設備の保守・改修に充当させるまでで限界であり、新規設備への投資まではその収入で賄うことは難しい状況である。現在、電気の接続を待つ待機需要も多くあり、電力供給整備が遅れると国家計画のインフラ整備に支障をきたし、経済発展を遅らせる原因になりうる。したがって、変電所建設、同機器の更新・増強や配電線（110 kV、35 kV 等）の増強や延伸への支援を同社は切に希望している。

Kyivenergo で計画している配電系統増強の 4 つのプロジェクト概要を以下に示す。

- (i) 110 kV Novokyivska-Moskovska 2 回線 送電線建設
 - キエフ市ダウンタウンへの電力供給能力向上（200 MW→400 MW）と電力供給源の追加による信頼性向上を図る。
 - 1,400 m²のケーブルを約 20 km 布設。両端変電所の開閉装置は実装済。
 - プロジェクト予想額：27 百万 USD
- (ii) 110 kV Slavutych 変電所建設および CHP 5- Slavutych-Poznyaky 間 110 kV 送電線建設
 - キエフ市東側需要への電力供給能力向上（最大電力 500 MW に対して現状 420 MW）と電力供給ルート追加による信頼性向上を図る。
 - プロジェクト予想額：59 百万 USD
- (iii) Brest-Lytovska 110/10 kV 変電所建設および 110 kV 送電線建設
 - 現在の 35/10 kV 変電所(1973 年運開)を 110/10 kV 変電所に増強新設し Borshchahivka 地域熱供給用ボイラ設備他への電力供給能力アップを図る。(現状での最大負荷 108% の過負荷対策) 110kV VUM 変電所からの送電線建設を含む。
 - プロジェクト予想額：7 百万 USD
- (iv) Zakhidna - Bilitchi 間 110 kV 送電線建設
 - キエフ市西部地区への長距離(50 km)かつ森林地域を通過する事故確立の高い 110 kV 送電線電力供給ルートと別ルート確保により電力供給信頼性向上と将来負荷に対する能力向上を図る。
 - プロジェクト予想額：51 百万 USD



出所：Kyivenergo 提供資料を調査団で一部加工

図 6.4-3 Kyivenergo 配電系統プロジェクトマップ（朱記部）

6.4.4 支援候補の検討

キエフ市の配電会社における変電所を含む送配電網の増強については、前述のとおり「ウ」国側ニーズが確認できた。キエフ市民や産業発展への貢献という意味では配電分野の支援は裨益効果も高いと判断できる上、変電所機器などで実績のある本邦技術の活用が可能ではある。

ただし設備面では、電力用変圧器や電力ケーブルは「ウ」国内製品が活用されており、これらの本邦製品の参入は難しいといえる。さらに配電会社は民営化対象となっており、Kyivenergo も私企業とキエフ市の合同出資会社であり、本邦支援の条件である国家保証の取得が困難であると判断される。

したがって本調査では、キエフ市の配電分野への支援候補は、積極的に取り上げないものとする。

6.5 水力分野

「ウ」国の水力分野では水力発電公社として Ukrhydroenergo がある。Ukrhydroenergo は水力発電所と揚水発電所を保有しており、発生した電力は送電公社である Ukrenergo へ供給されている。Ukrhydroenergo が保有する設備容量は「ウ」国の発電設備容量全体の 7% を占めている。

6.5.1 Ukrhydroenergo の概要

Ukrhydroenergo は従業員およそ 3,000 人から構成されており、サブコントラクターやサプライヤーは 2014 年で 1,500 社を超えている。

揚水を含めた水力発電設備を全部で 102 基保有し、その設備容量は合計で約 5,400 MW である。発生電力量は年平均で約 10 億 kWh/年となっており、主な対応としては負荷変動やピーク時の対応となっている。

(1) 水力発電設備の概要

Ukrhydroenergo が保有する設備の多くが高経年化を迎えており、改修工事が進められている。1995 年から 2002 年は第一段階として保有する水力発電設備のうち 16 基の改修工事が実施され、出力が 88 MW 増強した。また、54 基分の制御装置が更新されている。

2003 年から 2005 年は中間段階と位置づけられ、10 基が改修工事によって出力が 43.7 MW 増強されている。

現在は第二段階として、2006 年より 70 基を対象とした改修工事が実施中であり 2024 年に完了予定となっている。主な改修工事の内容は水車のガバナ、励磁システム、制御装置、発電機遮断器および保護装置の改修である。現時点で出力が 155 MW 増強されており、全てが完了すると合計で 400 MW の出力増強になると想定されている。

なお、Ukrhydroenergo が保有する設備は揚水発電所を含む水力発電所のみであり、送電設備等は保有していない。

(2) 水力発電設備計画

2020 年までに 1,333 MW 増強し、発電比率を現在の 7% から 12.3% まで引き上げ、2025 年には合計で 3,357 MW 増強し、発電比率も 15.5% まで引き上げる計画としている。

Ukrhydroenergo の主な事業計画を表 6.5-1 に示す。

図 6.5-1 および図 6.5-2 に示すノボニストロフ地域の Dnister 揚水発電所 (Pumped Storage Power Plant : PSPP) 建設プロジェクトでは一括して (No. 1-7 : 合計 2,268 MW) 建設する計画であったが、資金調達の面からフェーズ 1 (No. 1-3 : 合計 972 MW) およびフェーズ 2 (No. 4-7 : 合計 1,296 MW) と分割して実施された。

フェーズ 1 のうち No. 1/2 までには既に運転が開始されており、2016 年に No. 3 の運転が開始される予定となっており、第 2 回調査時点では試運転中であり、順調とのことであった。

フェーズ 2 の上流側および下流側設備についてはフェーズ 1 の時点で建設は終わっており、環境影響評価についても全 7 基分で実施されている。

No. 4 (324 MW) についてはフェーズ 2 として 2020 年に運開予定となっていたが、現在ではフェーズ 1 での建設可否について検討されている。建設にかかる費用についてはフェーズ 2 同様に自己資金にて建設するように計画しているものの、第 2 回調査時点では調整がつかず、また、ドナーからの融資による資金調達の見込みもついていない状態であった。

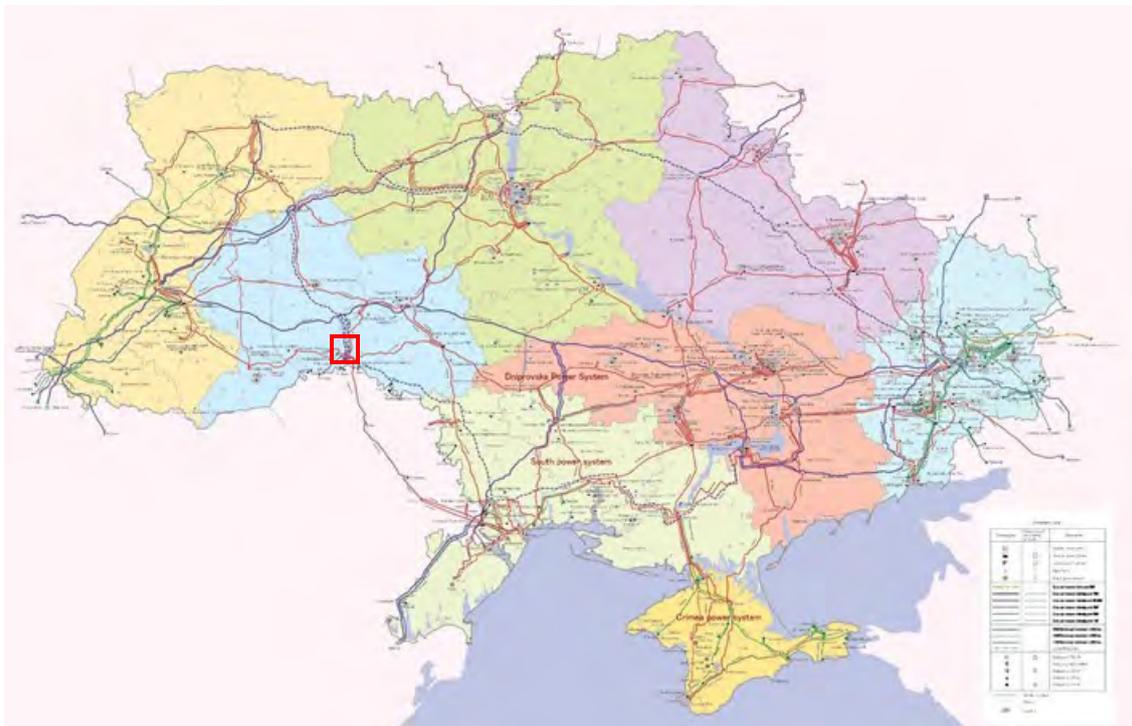
このため Ukrhydroenergo はフェーズ 2 にかかる建設コストを 9,350 百万 UAH と試算していたが、No. 4 がフェーズ 1 に移行すると 3 基分となるため、下方修正になるものと想定される。

表 6.5-1 Ukrhydroenergo の主な事業計画

Items	Capacity (MW)		Year												
	Design	Installed	2006-2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Dnister PSPP (Phase1)															
Capacity (MW)	972	648	324.0	324.0		324.0									
Cost (kUHA)			7516.4	1601.6	851.4	1419.7									
Design								Phase 1への移動を検討							
Construction			75816.4	1601.6	851.4	1416.7									
Own Funds (incl. VAT)															
IFO Loans															
Kaniv PSPP															
Capacity (MW)	1,000	0							250 x 1	250 x 1	250 x 1	250 x 1			
Cost (kUHA)			66.0	0.4	0.4	955.2	1610.8	2781.4	2740.6	1679.2	1633.5	516.8			
Design			66.0	0.4											
Construction															
Own Funds (incl. VAT)					0.4	356.5	483.2	833.1	822.2	503.7	490.0	175.3			
IFO Loans					-	598.7	1127.6	1948.3	1918.4	1175.5	1143.5	341.5			
Kakhovka-2 HPP															
Capacity (MW)	270	0								45 x 1	45 x 2	45 x 2	45 x 1		
Cost (kUHA)			0.2	0.0	25.4	70.0	909.0	3061.0	2048.9	1419.2	1419.6	1421.1	1298.1		
Design			0.2	0.0	25.4	70.0									
Construction															
Own Funds (incl. VAT)							909.0	430.0	277.2	276.9	278.7	272.8	0.0		
IFO Loans							-	2631.0	1771.7	1142.3	1140.9	1148.4	1298.1		
Dnister upstream HPP cascade															
Capacity (MW)	324	0									54 x 1	54 x 2	54 x 2	54 x 1	
Cost (kUHA)						30.0	71.0	95.3	403.0	1133.3	1743.3	3053.3	2353.3	1683.5	
Design						30.0	71.0	65.0							
Construction									30.3	403.0	1133.3	1743.3	3053.3	2353.3	1683.5
Own Funds (incl. VAT)									30.3	403.0	537.3	537.3	921.2	921.2	921.2
IFO Loans									-	-	596.0	1206.0	2132.1	1432.1	762.3
Dnister PSPP (Phase2)															
Capacity (MW)	1,296	0										324 x 1	324 x 1	324 x 1	324 x 1
Cost (kUHA)						80.0	20.0	5.0	1100.0	1900.0	2000.0	2200.0	1600.0	550.0	
Design						80.0	20.0	5.0							
Construction										1100.0	1900.0	2000.0	2200.0	1600.0	550.0
Own Funds (incl. VAT)										1100.0	1900.0	2000.0	2200.0	1600.0	550.0
IFO Loans										-	-	-	-	-	-

NOTE: Bold figures indicate the out come

出所: Ukrhydroenergo 提供資料



出所：Ukrenergo 提供資料

図 6.5-1 Dnister PSPP 位置



出所：調査団作成

図 6.5-2 Dnister PSPP 位置 (拡大)

6.5.2 水力分野の支援ニーズ

「ウ」国での水力発電分野における事業は主に Ukrhydroenergo である。Ukrhydroenergo が保有する各発電所の運開後、設備老朽化が進んでおり、現在それら設備のリハビリテーション工事において、水車本体や発電機遮断器などを順次更新する作業が計画的に実施されている。

各種のリハビリテーション工事については既にドナーがついているため新たなドナーの支援希望はなく、Ukrhydroenergo は設備容量を増加させるための新規発電所の建設についてドナーの支援を受けたいとのことであった。特に Dnister PSPP（フェーズ2）については大容量であり、かつ上流側および下流側設備が整っていることから優先度が高いものとなっている。

6.5.3 支援候補の検討

Dnister PSPP（フェーズ2）プロジェクトの計画は4年前から進められており、当時、日本の企業が Ukrhydroenergo にプレゼンを行っているなど、少なからず日本企業と関係があるプロジェクトであり、Ukrhydroenergo 職員も当時のことを記憶していた。

当時の F/S での設計容量は 324 MW であるが、10年前の技術による検証であり現在の日本の技術を用いて再検証すれば設置容量増加の可能性も考えられる。

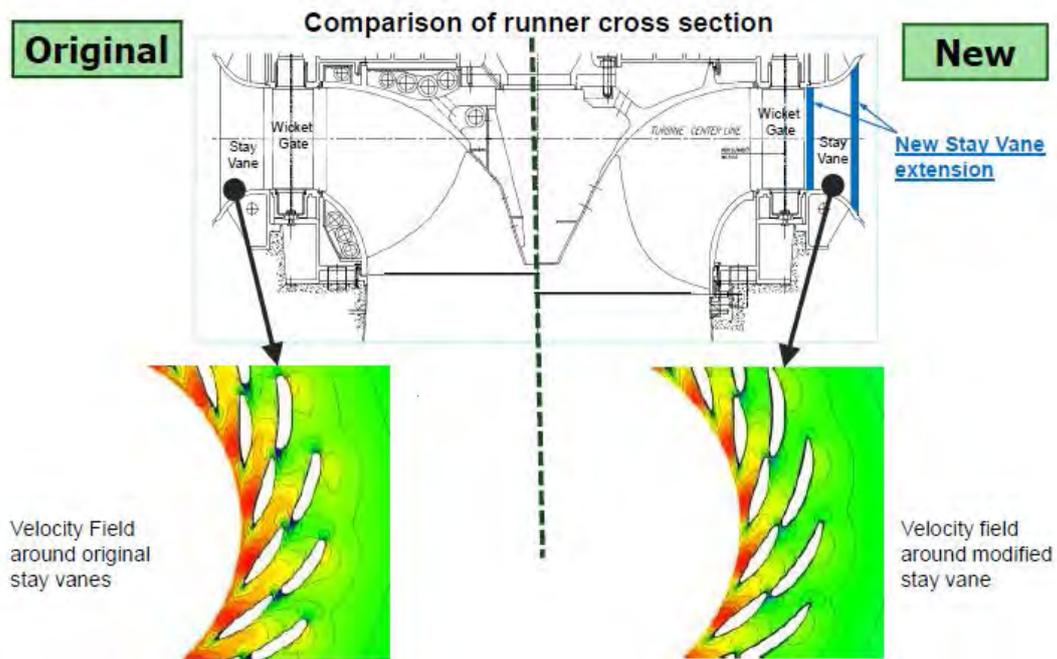
6.5.4 日本企業の参入可能性

2013年のアメリカのラディントン揚水発電所（1973年運開）のリハビリ工事においては、当時としては世界最大の水車ランナを出荷しており、設計段階において既存の容量から約 50 MW の増加が見込まれている。

Dnister PSPP（フェーズ2）プロジェクトについても、現在の知見による再 F/S が必要と考えられるが、Ukrhydroenergo が計画している1基当たりの 324 MW の容量が増加できる可能性があると考えられ、電力供給量を増やすという Ukrhydroenergo の方針と合致するものと考えられる。

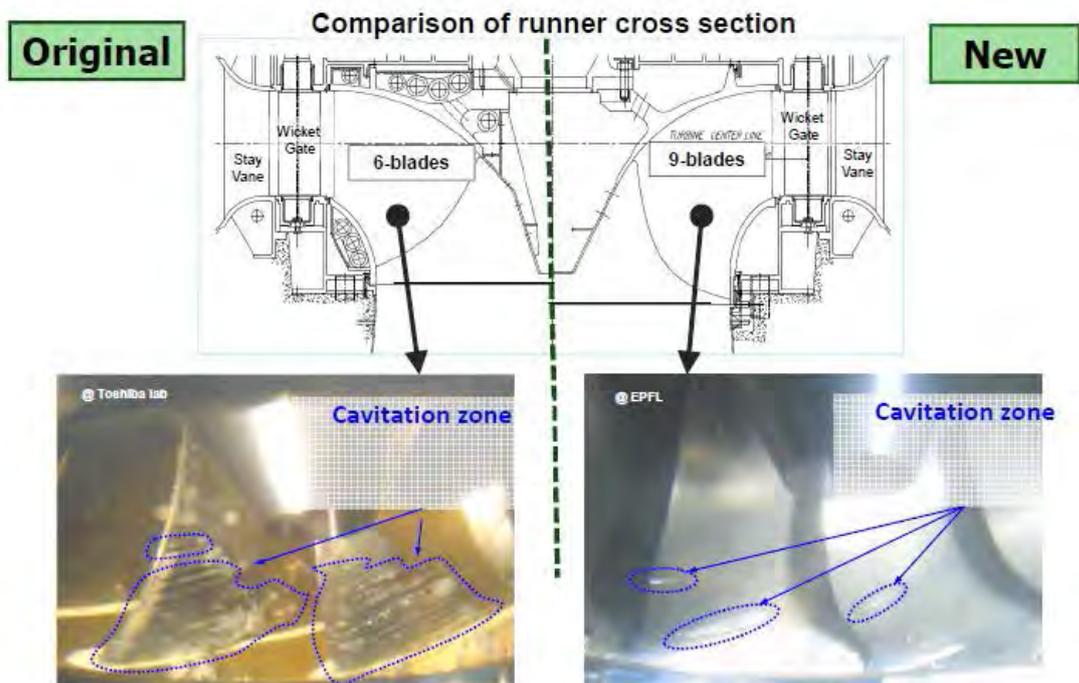
[参考]

最新の水車模型設備や模型開発技術および世界最先端の流れ解析技術を用いて図 6.5-3 のように水車（ランナ）形状の最適化を図ることで、導水管を通して導かれる流体エネルギーをより効率的に機械エネルギーに変換することで出力増加につながり、さらに図 6.5-4 のようにキャビテーションゾーンが狭くなることで運開後のメンテナンス費用や機器寿命の延命にも寄与することができるものと考えられる。また、スプリッターランナを採用することで、水車効率をより向上するとともに、キャビテーション性能や対土砂摩耗性能を向上することで長寿命化を図ることができる。



出所：調査団作成

図 6.5-3 ランナ設計見直し



出所：調査団作成

図 6.5-4 動翼設計見直し

6.5.5 概算事業費

(1) 概算算出条件

先方とのインタビューの結果、日本企業製品は高価との認識があるため、現段階の概算算出条件としては日本企業の製品は必要最低限のポンプ水車および発電電動機とし、入札時の競争力を高めるためには据付工事や付帯設備関連の費用については、EPC コントラクターがローカルエンジニア、国内生産品および安価な他国製品の採用も視野に入れたプレ F/S 調査を行うことでコスト低減を図る必要があると考えられる。

このため、主要機器の費用についてメーカーヒアリングを実施した。

(2) 概算事業費

現時点では上流側および下流側設備の状況が不明であったため、F/S 資料の提出を求めたものの公開について了解を得られず、支援が具体的にならないと提供はできないとのことであった。このため、F/S 資料の確認または再度 F/S を実施した結果によって金額が大幅に異なる可能性があるものの、概算算出条件と出力ベースをもとにした日本企業が供給する主機における機器費用については本船甲板渡し条件 (Free On Board : FOB) で表 6.5-2 のとおりである。

表 6.5-2 主機費用

項目	機器費用 (USD)
ポンプ水車	30 百万/unit
発電電動機	30 百万/unit

出所：調査団作成

6.6 まとめ

送変電分野における本邦支援が期待できるものとしては、電力系統開発 M/P の策定支援および設備更新支援（新設含む）が考えられる。

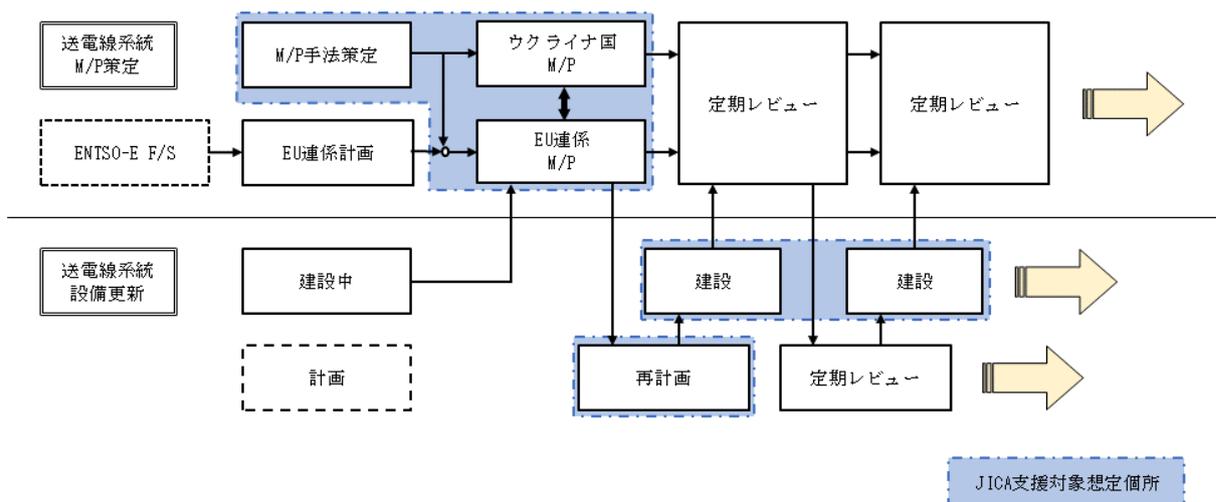
手法が確立した M/P が無い状態で設備投資を行っても、建設した設備が適切に運営されるか不透明であり、長期的な視点で「ウ」国内の電力需給バランスを見極めることが重要であるので、まずは M/P 手法の確立と策定が最重要だと判断される。現状においても送電線の容量から原子力発電所の出力制約がかかっていることなどを勘案しても、その重要性は十分に認識できるものである。一方で「ウ」国では全地域の EU 連系構想があり、そちらの M/P の策定も必須である。こちらは ENTSO-E の系統運用会社のコンソーシアムで技術面、制度面を含めてロードマップを検討しており、その報告書が近々公表されるはずである（2015 年 12 月完了予定であったが 2016 年の 4 月の調査時点においては未公表であった）。その報告書の内容次第では、EU との連系に向けた補完的な M/P 策定の調査も考えられる。

図 6.6-1 は事業計画フローの概要と今後の本邦支援対象となる可能性がある個所を示している。

送電系統 M/P 策定あたっては、Ukrenergo が課題として認識している需要想定への経済発展指標の追加が重要な項目のひとつであり、計量経済モデルを使用した需要想定手法を確立させる。さらに必要な改善点を検討しながら新たな M/P 策定を支援することになる。例えば「ウ」国の場合は、延命化のための更新計画を盛り込むことが必要となるので、設備診断とその結果から優先順位を設定し M/P 策定に含めることも重要な項目として含めておかなければならない。

M/P 策定後は計画段階の工事件名については M/P に適合するかを慎重に判断をして実施段階に移行しなければならない。

具体的な設備建設計画は M/P に沿って立案し実行することとなる。



出所：調査団作成

図 6.6-1 マスタープラン策定と事業計画フロー図

送変電設備の新設や設備更新については、世界市場の中で日本企業の優位性は高くなくプロジェクトの選定に関しては慎重に検討が必要であると考えられる。

7 地域熱供給分野

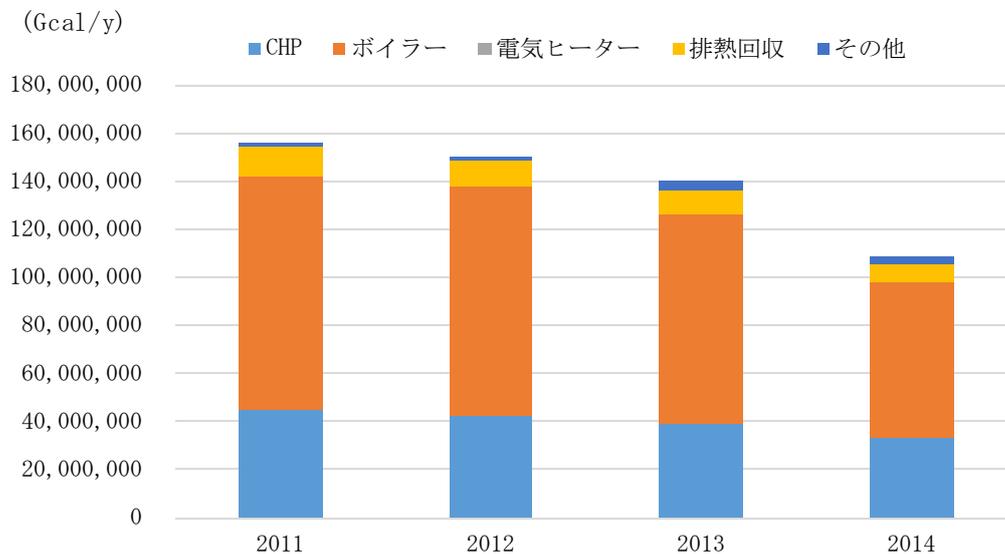
「ウ」国は寒冷地であり、2011年時点で、全世帯数（17.5百万世帯）のうち、43%（7.5百万世帯）が地域熱供給に接続していることで、経済的にも社会的にも重要な位置を占めているが、その熱源の多くは天然ガスでありエネルギーセキュリティの観点よりロシアからの輸入依存度を減らすことが喫緊の課題である。2011年には、熱製造のために消費された天然ガスは、13 Bcm で、そのうち、9 Bcm が地域熱供給で消費されており、地域熱供給分野での消費量を抑制しなければならない。しかし、現状設備は、耐用年数が過ぎた非効率的な設備が多数存在しており、エネルギー損失は大きい。

一方、熱料金は認可制ではあるが、地域によっては低価格設定によって十分なコスト回収がされていないケースもあり、設備更新等への新たな投資ができない状況である。

7.1 熱供給の現状

必要な熱需要の 130 千 Gcal/h から 140 千 Gcal/h に対して、2011年時点での熱製造設備容量は、162 千 Gcal/h、その内、ボイラー設備容量は、120 千 Gcal/h である。また、CHP の熱製造能力は、約 22%（36 千 Gcal/h）である。

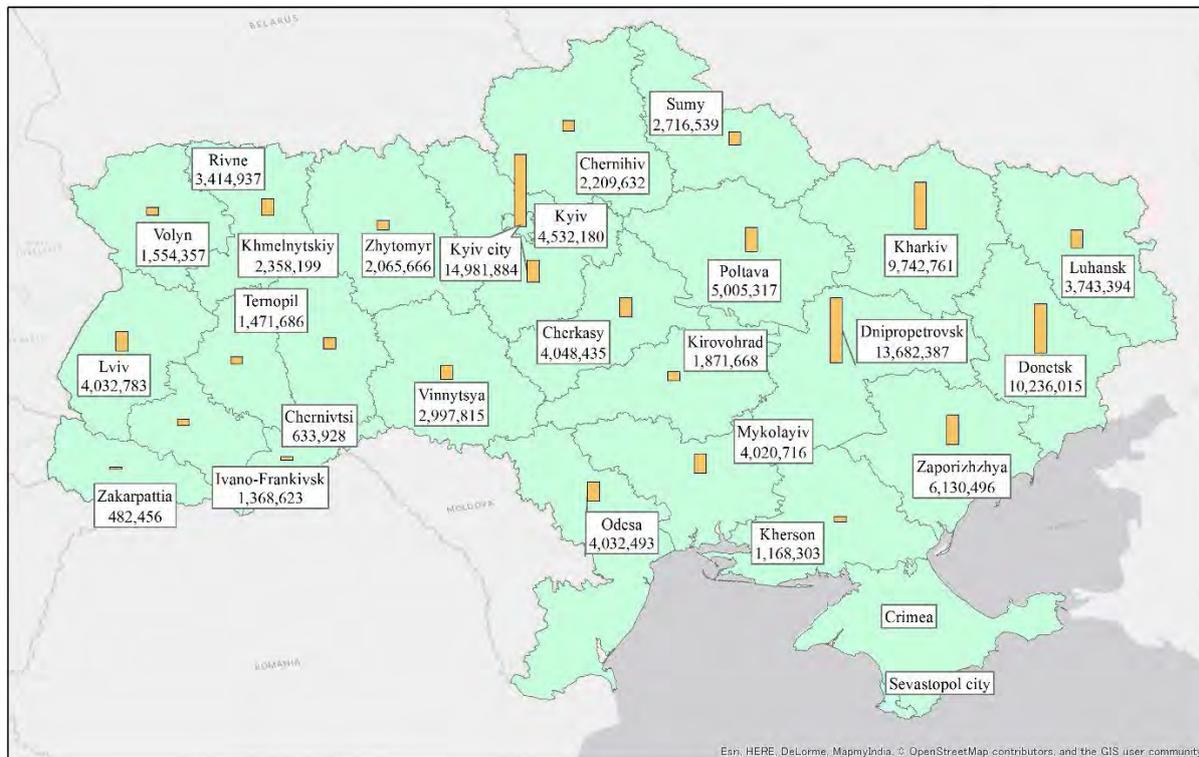
年間製造熱量の推移を図 7.1-1 に示すが、2011年の 156 百万 Gcal から 2014年は、109 百万 Gcal まで低下している。約 60%はボイラー設備からで、約 30%は CHP からの製造熱である。



出所：State Statistics Service of Ukraine

図 7.1-1 ウクライナの設備別製造熱量

図 7.1-2 に地域別の供給熱量(2014 年)を示す。最も多い地区は、キエフ市で 15 百万 Gcal である。続いて多いのは、ドニプロペトロフスク州の 14 百万 Gcal とドネツク州の 10 百万 Gcal である。



出所 : State Statistics Service of Ukraine

図 7.1-2 ウクライナの地域別供給熱量(2014 年)

表 7.1-1 にボイラによる地域熱供給をおこなっている設備の状況を示す。施設数は 3,510 箇所、ボイラ設備容量は、前述のように 2011 年で 120.3 千 Gcal/h、製造熱量は 104.7 百万 Gcal、熱輸送管および熱供給導管長は、約 33,100 km である。供給熱量の約 60%は住宅用で、損失熱量は 13.5 百万 Gcal で、約 14%を占める。

表 7.1-1 ウクライナの熱供給

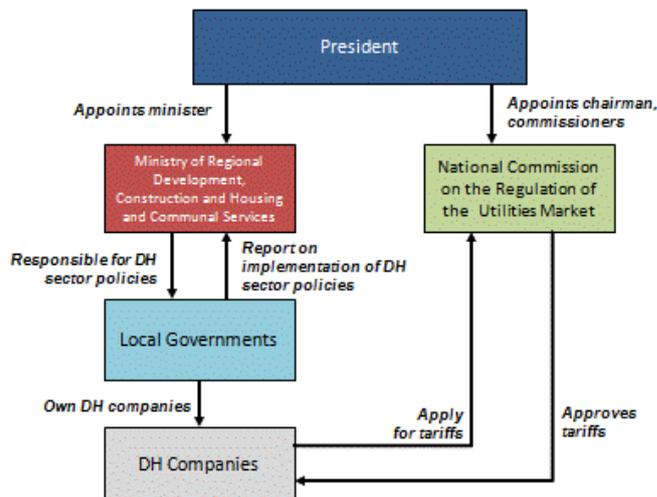
項目	2011年	2012年	2013年	2014年
熱製造施設数 (千ユニット)	35.1	35.4	35.4	35.0
熱製造設備容量 (千 Gcal/h)	120.3	117.8	114.0	96.1
熱製造用ボイラ数 (千基)	79.7	80.1	79.9	68.0
熱輸送管および熱供給導管長 (千km)	33.1	32.4	31.3	25.6
製造熱量 (百万 Gcal)	104.7	104.1	96.5	73.0
外部からの熱供給量 (百万 Gcal)	9.6	9.2	8.6	6.5
所内消費熱量 (百万 Gcal)	3.2	3.5	2.8	2.3
供給熱量 (百万 Gcal)	97.6	96.0	89.1	67.4
住宅用 (百万 Gcal)	54.7	55.0	51.9	39.5
公共用 (百万 Gcal)	22.6	21.9	20.6	15.4
その他用 (百万 Gcal)	20.3	19.1	16.6	12.5
損失熱量 (百万 Gcal)	13.5 (13.8%)	13.8 (14.4%)	13.2 (14.8%)	9.9 (14.7%)

出所：State Statistics Service of Ukraine

注) クリミアおよびセバストポリ市等の地域を除いた数値

7.1.1 組織体制

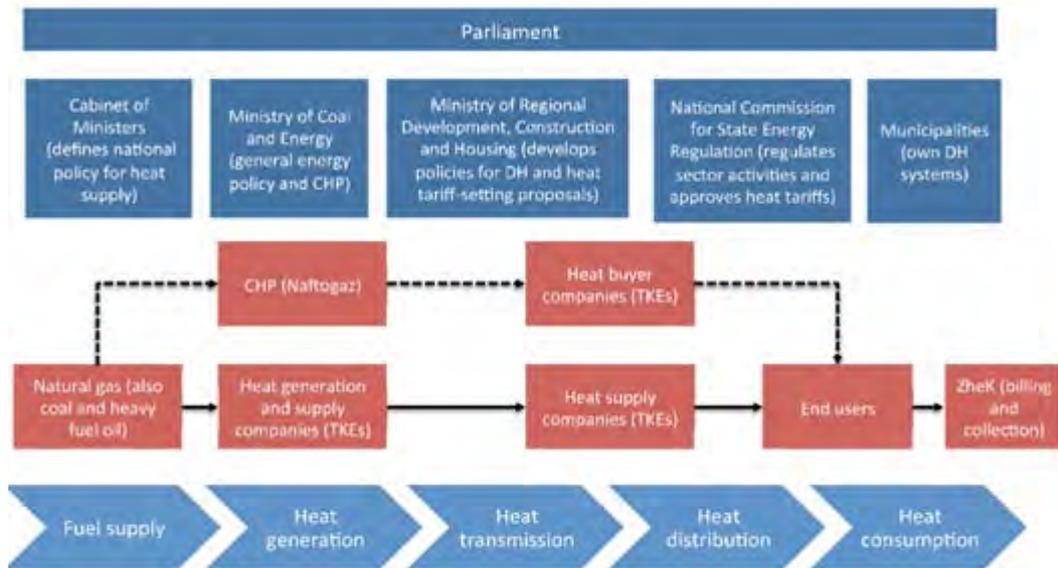
「ウ」国では、2005年に熱供給事業法「the Law of Ukraine “On Heat Supply” No 2633-IV, 2005年6月2日」が制定され、図 7.1-3 に示すように、熱供給事業者は、MRDBH からのライセンス取得と規制委員会からの料金認可が義務づけられている。



出所：Modernization of the District Heating Systems in Ukraine: Heat Metering and Consumption-Based Billing the World Bank

図 7.1-3 ウクライナの熱供給事業者と政府の関係

事業主体は、地方政府が所有する TKEs (teplokominenerhos) と呼ばれる地域熱供給会社で、全国に約 900 社あり、熱製造プラントの運営と熱供給・販売を行っている。この会社は、自社で製造した熱の他に、CHP プラントや他の熱供給プラントからの熱を購入して、最終的にお客様に供給する。そして、多くの場合、公共サービス会社として知られている ZheKs が料金徴収業務を行っている。なお、競争を促すために、熱製造と熱供給・販売を分けるアンバンドリングが進められている。

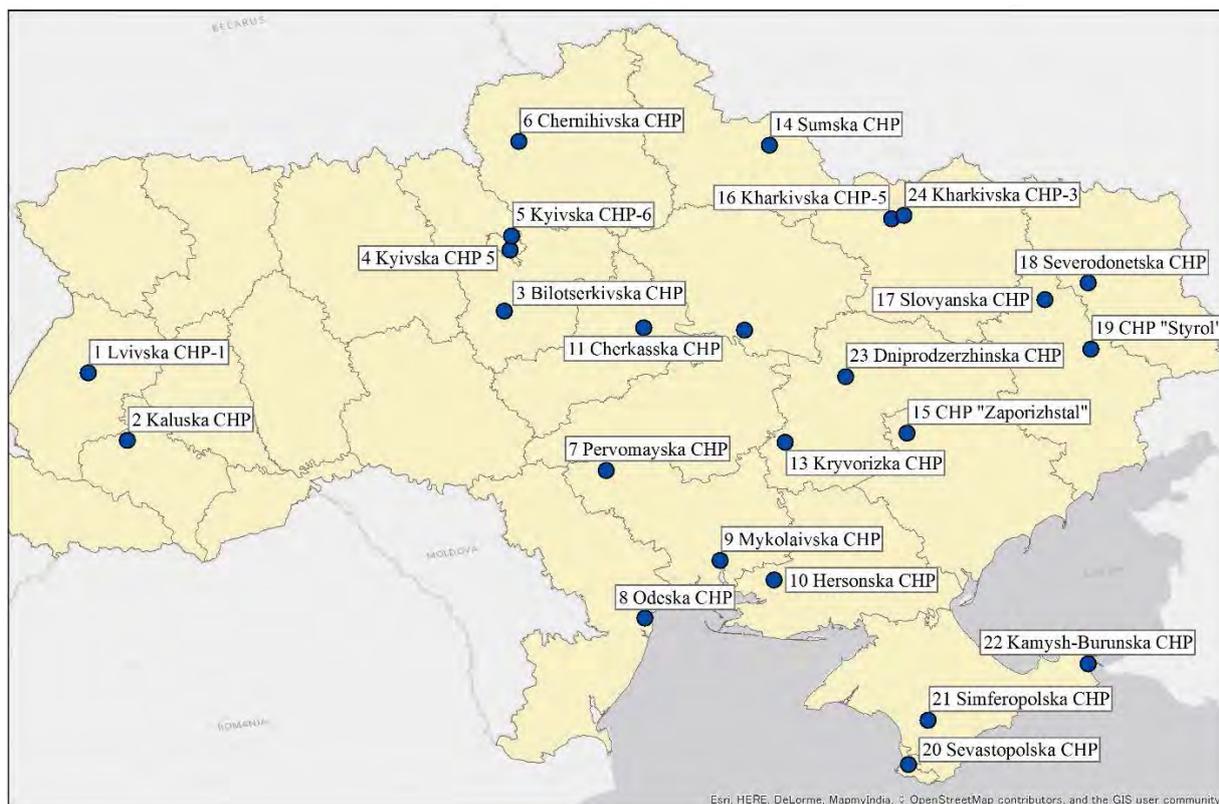


出所：Unlocking the Potential for Private Sector Participation in District Heating IFC

図 7.1-4 ウクライナの地域熱供給事業関係の組織体制

7.2 CHP の現状

「ウ」国の地域熱供給の製造熱量のうち、約30%がCHPより供給されており、その燃料は天然ガスが76-80%、石油が8-15%、石炭が5-6%を占める。図7.2-1に主なCHPプラントの配置と発電容量および熱出力を示す。



出所：調査団作成

図 7.2-1 ウクライナの CHP プラントマップ

表 7.2-1 ウクライナの CHP プラントリスト

	名称	発電容量 (MW)	熱出力 (Gcal/h)	運開時期
1	Lvivska CHP-1	20	800	1908
2	Kaluska CHP	200	590	1967
3	Bilotserkivska CHP	120	315	1971
4	Kyivska CHP-5	700	1694	1978
5	Kyivska CHP-6	500	1380	1981
6	Chernihivska CHP	210	500	1964
7	Pervomayska CHP	48	-	-
8	Odeska CHP	68	505 + 274	1950
9	Mykolaivska CHP	20	-	1939
10	Hersonska CHP	80	735	1958
11	Cherkasska CHP	230	430	1961
12	Kremenchutska CPP	255	1131	1965
13	Kryvorizka CHP	-	542	-
14	Sumska CHP	40	350	1957
15	CHP "Zaporizhstal"	25	-	-
16	Kharkivska CHP-5	540	1420	1979
17	Slovyanska CHP	800	-	-
18	Severodonetska CHP	260	600	1952
19	CHP "Styrol"	25	-	-
20	Sevastopolska CHP	33	202	1936
21	Simferopolska CHP	68	364	1958
22	Kamysh-Burunaska CHP	30	103	1938
23	Dniprodzerzhinska CHP	61	330	1932
24	Kharkivska CHP-3	66	1,353	1934

出所：Scientific Engineering Centre "Biomass" Ltd. (SECB)ホームページ

7.3 Kyivenergo の概要

7.3.1 事業内容

Kyivenergo は、キエフ市内を対象に、電気と熱の製造、輸送、販売およびごみ焼却の操業を行う会社で、キエフ市内で、電気は 100%、熱は 75%を供給しており、2014 年の販売電力量は 88 億 kWh、販売熱量は 10 百万 Gcal である。また、株式の 72%が DTEK グループ、25%は政府が保有する。従業員は、約 12,000 名、資産 9,241 百万 UAH、資本金 4,493 百万 UAH、債務 4,748 百万 UAH で、借入金はない。

熱電供給設備とごみ焼却処分場はキエフ市の資産、送配変電設備は Kyivenergo 資産である。現在、キエフ市の資産の管理・操業は Kyivenergo に委託されているが、現契約は 2017 年末で終了する。それ以降の受託者は入札により選定されるが、Kyivenergo は入札へ参加し管理権利を継続保有したいと考えている。

なお、Kyivenergo の前身は、1930 年に設立された国営企業で、1995 年に再編され、1998 年より株式の一部が民間に売却され、現在に至るまで継続して本事業を営んでいる。

表 7.3-1 Kyivenergo の事業実施状況

	事業形態	設備・事業の状況	
電力供給設備	自社設備を所有し事業を実施しているもの	110 kV 以下の送電線 35 kV 以下の配電線	送電配線路亘長：13.0 千 km
		110kV 以下の変電所	変電容量：7,620 MVA
CHP-5 CHP-6		発電容量：1,200 MW 熱供給容量：3,614 Gcal/h (詳細は表 7.3-2 を参照)	
熱供給設備		熱供給導管 ボイラ	合計長：2,600 km 合計 182 箇所 熱供給容量：5,096 Gcal/h
廃棄物焼却処分設備	キエフ市より操業権を得て事業を実施しているもの	(エネルギー廃棄物焼却処理場) <ul style="list-style-type: none"> ▶ キエフ市の廃棄物の約 25%を処理 ▶ 廃棄物年間処理量 25 万トン 	

出所：調査団作成

表 7.3-2 Kyivenergo CHP-5 と CHP-6 の設備容量

		設備名称	設備容量 (MW)	運開日/最後の大規模点検あるいは設備改造の時期	累計運転時間	
電気出力	CHP-5	ユニット 1	100	1971/2014	301,920	
		ユニット 2	100	1972/2012	297,232	
		ユニット 3	250	1974/2013	264,898	
		ユニット 4	250	1976/2014	216,639	
		合計	700	-	11,080,689	
	CHP-6	ユニット 1	250	1982/2013	208,808	
		ユニット 2	250	1984/2012	198,399	
		合計	500	-	407,207	
	熱出力	CHP-5 (1,874 Gcal/h)	ユニット 1	160	1971/2014	301,920
			ユニット 2	160	1972/2012	297,232
ユニット 3			324	1974/2013	264,898	
ユニット 4			330	1976/2014	216,639	
180 PTVM Boiler no. 1			180	1972/2008	32,866	
180 PTVM Boiler no. 2			180	1972/1994	24,532	
180 PTVM Boiler no. 3			180	1977/1997	41,089	
180 PTVM Boiler no. 4			180	1992/-	50,387	
180 PTVM Boiler no. 5			180	1998/-	36,593	
CHP-6 (1,740 Gcal/h)			ユニット 1	330	1982/2013	208,808
		ユニット 2	330	1984/2012	198,399	
		180 KVGM Boiler no. 1	180	1981/2010	55,828	
		180 KVGM Boiler no. 2	180	1982/2011	49,978	
		180 KVGM Boiler no. 3	180	1983/2011	51,116	
		180 KVGM Boiler no. 4	180	1986/2010	46,021	
		180 KVGM Boiler no. 5	180	1998/2013	10,859	
		NAS-209-150 Boiler no. 6	180	2004/-	10,334	

出所：DTEK 2014 INTEGRATED REPORT

7.3.2 大規模プロジェクト実績

各設備の操業開始は古いが、その後の経年化や需要増に対応するため随時、更新や拡充がなされている。最近実施された主な更新・拡充工事を下記に示す。

- 熱供給導管の 11 km の更新を 2011-2014 年に実施
- 3 箇所の変電所の設備更新を 2011-2014 年に実施
- 2011 年に 100 Gcal/h の温水ボイラ 2 基と 25 t/h の蒸気ボイラ 2 基を備えた熱供給設備の建設
- CHP-5 地域の電力供給用で 330 kV 屋内型開閉設備と変圧器の建設を実施

7.3.3 熱供給施設 (CT-1) の概要

最初のユニットが操業を開始したのは 1937 年であり、当初設置された 22 MW×2 基、12 MW×1 台が、それぞれ CHP-1、CHP-2、CHP-3 と呼ばれていた。1984 年までは燃料として石炭を利用して発電していたが、その後設備の老朽化や大気汚染による環境問題および安価な天然ガスの導入などの条件が重なり、燃料を石炭から天然ガスに切り替え、ボイラも蒸気ボイラから温水ボイラに変更されたが、CHP-1 は既に解体撤去され、CHP-2 および-3 のみ温水ボイラとして使用されている。

現在は、総設備容量 570 Gcal/h の 7 基の温水ボイラ (100 Gcal/h×3 基、80 Gcal/h×2 基、55 Gcal/h×2 基) が設置されており、温水ボイラのみで発電は行っていないことから CT-1 (Heat Station-1) と呼ばれている。



図 7.3-1 Kyivenergo CT-1 の外観



(温水ボイラ)



(温水供給ポンプ)



(中央制御室)



(ガス受入設備)

図 7.3-2 CT-1 の様子

2001年に承認されたWBのクレジットで、以下の3つのパッケージの設備が調達された。このうち、煙突は調達後に据付・供用されているが、他の設備は据付工事費用の手当てがなされず、敷地内に放置されている状況である。

- 煙突
- 4基のボイラ（温水ボイラ×2基、蒸気ボイラ×2基）
- 水処理システム



図 7.3-3 WB クレジットによる調達設備（未設置）

運用としては、7基あるボイラのうち、そこまで寒くない日は4基のボイラ（80 Gcal/h×2基、55 Gcal/h×2基）だけの稼働で十分であるが、寒い日だと残りの3基（100 Gcal/h）を稼働させる必要がある。ただし、現在は排ガス規制が厳しくなり、NO_xの排出値がEUの排出基準を超過してしまうため定格出力で運転できない状態となっている。通常時、プラントから約65℃で送り出される温水は約45℃で戻ってくるが、厳寒の時は、90℃ぐらいまで高める必要がある。造水のために取水する量は、200-250 t/hである。イオン交換樹脂の再生には塩化ナトリウム（工業塩）が使用されており、硫酸や苛性ソーダなどの薬品は使用されていない。また、発生する排水は、希釈してそのまま敷地内を流れている排水路に放流される。

環境面では、排ガスのモニタリングを、国の機関が3ヶ月に1回実施している。キエフ市も年1回程度のペースで実施する場合があるが、連続モニタリングは実施していない。現在設置されている環境装置はESPのみである。ボイラの改修工事の中に、低NO_xバーナの設置も含まれており、これが導入されるとフル稼働した際もEU基準を満たせることになる。また、CT-1は市街地に立地しているため、燃料を石炭に切り替えることは計画していないが、CT-2（Heat Station-2）およびCHP-6では石炭利用を考えており、現在F/Sを実施している段階である。

古い設備であるため、アスベストが断熱材として配管などに利用されており、モルタルなどと一緒に固められている。WBプロジェクトでは、アスベストを使用しないことが条件であった。

7.4 Lvivteploenergo の概要

Lvivteploenergo は、リビヴ市が100%株式を所有する熱供給公社で、市内の5分の4をカバーしている。CHP-1 および CHP-2 の2プラントを持ち、それぞれリビヴ市の北部および南部に熱供給している。燃料は天然ガスを利用している。リビヴ市の中央は、複数個所に設置されている小規模ボイラが利用されており、CHP-1 と CHP-2 の導管は接続していない。

CHP-1 は街の中心に位置することから敷地が限られており、また市街地内であるために燃料は天然ガスを使用している。CHP-2 は、リビヴ市の北部地区にあり、旧ソ連時代に、当初は石炭火力として計画されたが、設備の建設は途中で中断されており今日までそのまま残置されている。現在は、天然ガス専焼の温水ボイラ2台が稼働している。160 haの敷地に、鉄道、水配管および現在は使われていない貯炭場等のインフラを有する。



図 7.4-1 CHP-1 の外観

表 7.4-1 Lvivteploenergo の熱供給状況

	CHP-1	CHP-2
天然ガス消費量 (m ³)	122, 109, 515	36, 275, 975
熱製造用	103, 014, 870	36, 275, 975
発電用	19, 094, 645	-
発電電力量 (MWh)	96, 406	-
売電電力量 (MWh)	65, 691	-
熱供給量 (Gcal)	743, 333	259, 993
熱供給設備容量 (Gcal/h)	800	200
発電設備容量 (MW)	41.3	-

出所：Lvivteploenergo から受領

表 7.4-2 Lvivteploenergo の財務状況

損益 (百万UAH)	2013	2014	2015
収入	521.1	672.5	862.9
総利益	(-65, 8)	(-36, 6)	(-16, 8)
EBITDA ⁴⁶	(-41, 2)	(-11, 9)	11.3
純利益	(-81, 7)	117.9	(-44, 8)
貸借対照表 (百万UAH)	2013	2014	2015
総資産	619.6	623.1	738.4
資本	227.0	348.4	366.3
負債	392.6	274.7	372.1

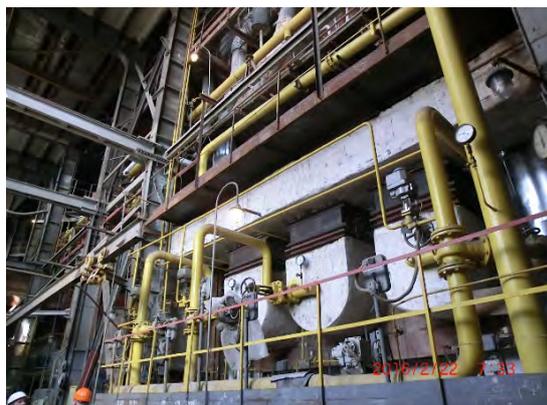
出所：Lvivteploenergo から受領

7.4.1 CHP-1

1937年に運転開始し、熱電併給 (CHP) 用の蒸気ボイラが5基 (三菱製 (1基、100t/h)、ステンミュラー製 (ドイツ製、2基、50 t/h)、ボルジューグ (ドイツ製、2基、50 t/h、うち1台はハリコフ社で改修を実施後、50t/h から 70t/h に容量増) が設置されている。熱需要に応じて4基で賄い、1基は定期点検の対応として運用していたが、容量の最も大きい三菱ボイラにチューブブリークが発生しており、修繕費が高いため5年前から停止中である。発電定格出力は全台で65MWであるが、現在は定格の50-60%。熱需要に応じて運転しており、オフピークの夏場の出力は4-4.5MWである。他に温水ボイラ (熱供給のみ) を4基保有するが、運転は冬期における熱需要のピーク期のみである。

燃料は天然ガスを使用し、ボイラは適切にメンテナンスされ (3年に1回)、バーナなども取り替えられているため、大気排出量は現行の基準値より大幅に低く EU 基準にも適合する。ただし、市街地にあるため石炭等の燃料への転換は難しく、ボイラ効率は93%程度である。

⁴⁶ EBITDA: Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization



(改修済みボイラ)



(三菱製ボイラ)



(タービン発電機)

図 7.4-2 CHP-1 設備の状況

7.4.2 CHP-2

CHP-2 (別名は北 CHP) は、1985 年に建設が始まり、当初は 440 MW の石炭火力プラントの建設計画であったが、旧ソ連崩壊に伴い 1989 年に建設段階の途中で仕様変更された。そのため敷地は 160 ha と広く、構内には発電用ボイラ建屋や石炭輸送コンベヤなどの揚運炭設備が建設途中の状態に残置されている。ESP や石炭を粉砕するミルは設置済みであるが、タービン室およびタービン発電機は未設置であり、建設途中の石炭関係設備も使用されないままとなっている。一方、灰捨場用の敷地 (57 ha)、石炭輸送のための鉄道、送電線 (110 kV および 130 kV) 等のインフラは確保されている。石炭はリビヴ近辺のチェルノボグラッド炭鉱の瀝青炭を計画していた。

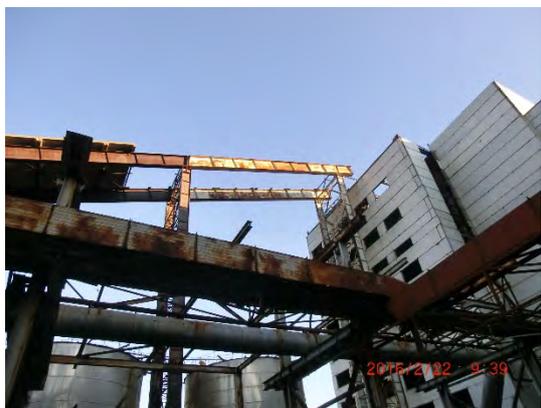
計画変更当初は、発電用ボイラ 4 基、温水ボイラ 7 基を建設する予定であったが、100 Gcal/h (120 MW 相当) の温水ボイラ 2 基 (旧ソ連 Taganrog 製) のみの建設となった。温水ボイラはガスを主燃料とするが、石炭および軽油による燃焼も可能である。CHP-2 で製造された熱は、リビヴ市北部地区の 30 万人に供給されており、主な需要家は住居や学校などの公共施設である。



(CHP-2 の外観)



(設置済み ESP)



(設置済みコンベア)



(温水ボイラ)



(設置済み石炭ミル)

図 7.4-3 CHP-2 設備の状況

7.4.3 改修計画

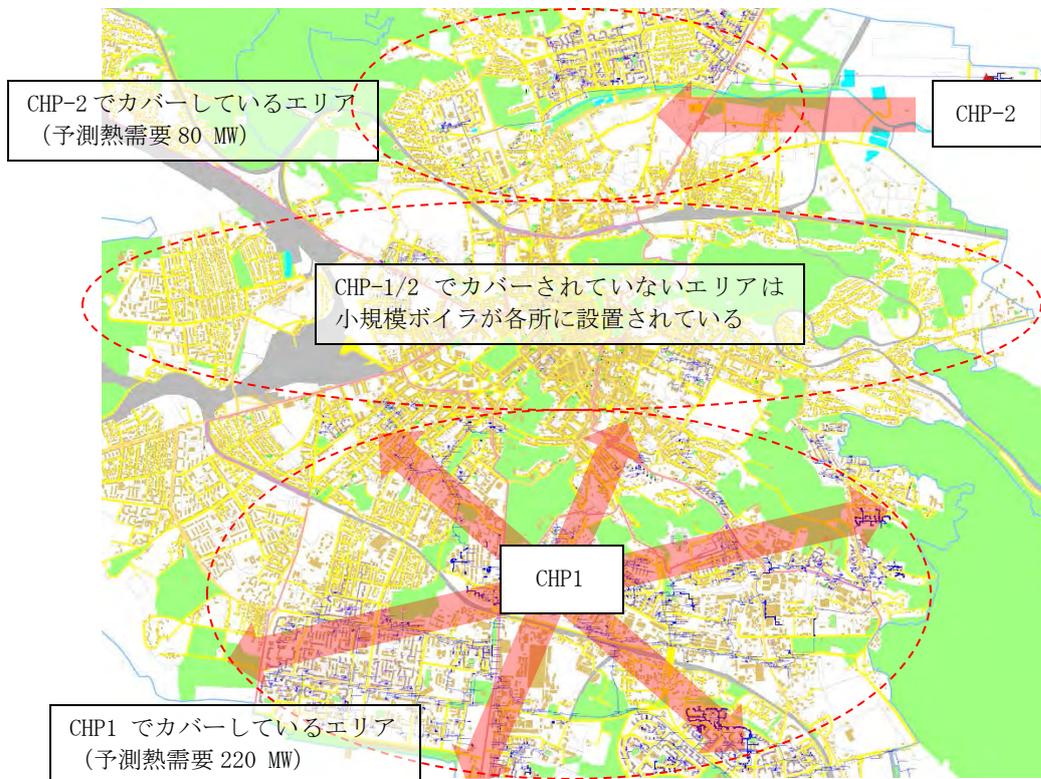
現在の CHP-1 および CHP-2 の供給エリアにおける熱需要は、それぞれ 80 MW および 220 MW を見込んでおり、これに基づき、以下の設備投資を検討している。

(1) ステップ 1 : CHP-2 の燃料を石炭に変更 (CHP-2 のエンドユーザーは現状を維持)

- CHP-2 の電気出力は、旧ソ連当時は 440 MW の計画であったが、現在はさらに小さくてもよく、150 MW 程度を想定。
- ボイラのタイプは、可燃物の分別をしたうえで 10-15% の廃棄物も混焼できるよう流動床ボイラを検討中。
- 全体的な方向性として、ガス焚きは減らし、石炭転換を推進。
- 大気排出値は EU 基準を満たす設備とする必要 (ESP、脱硫、脱硝設備が必要)。
- 石炭は、リビヴ市の北東部 80 km に位置している国営企業により操業中の炭鉱より供給が可能である。熱量は 4,000 kcal/kg 程度。
- 脱硫用の石灰石は、サイトより 100 km 程度の近郊に周辺に豊富に存在している。

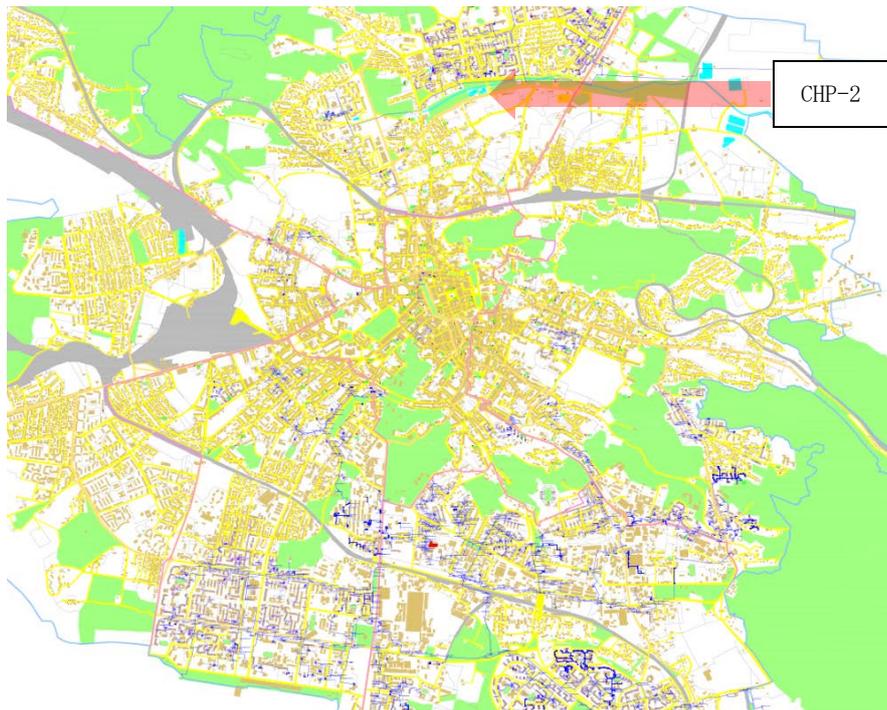
(2) ステップ 2 : CHP-1 と CHP-2 の接続

- 将来的に CHP-1 を廃止し CHP-2 のみでリビヴ市の熱供給を賄う。
- 新たに 11 km の接続配管を設置する必要があるが、CHP-1 は若干高台にあり、配管段差 11 m を乗り越えて接続。



出所：調査団作成

図 7.4-4 現在のリビヴ市の熱供給システムの概要



出所：調査団作成

図 7.4-5 将来計画ステップ 1：CHP-2 の燃料転換（ガス→石炭）



出所：調査団作成

図 7.4-6 将来計画ステップ 2：CHP-2 と CHP-1 を接続し CHP-1 の廃止

7.4.4 EBRD による Lvivteploenergo 支援

EBRD による Lvivteploenergo への支援については、EBRD へのヒアリングによると以下の 5 つのコンポーネントで構成されており、このうち金額規模で最も積極的に推進されているのは「IHP (Individual Heat Point) の設置」と「木質バイオマスコージェネの導入」である。

IHP は需要家最寄りに設けられる熱交換器で、この熱交換器により CHP などの熱源を起終点とする長距離で大容量の上流系統と需要家付近の小規模な下流系統を分離することができる。このため、上流系統と下流系統を個別に最適化が可能となり、設計の自由度が高まる、流量や温度の制御性が向上する、破裂や漏洩などトラブルの検出が容易になる、トラブルが発生した場合の影響範囲の局限化が容易になる、など運用性・信頼性の向上やコスト低減に効果がある。

また、EBRD は天然ガス依存度低減のための支援策として、再生可能エネルギー導入を計画している。ただし、石炭への転換に対する支援は予定していない。

表 7.4-3 EBRD による Lvivteploenergo 支援内容

	項目	概算工事費	実施内容
1	配管の交換	200 万 EUR	CHP 周辺の配管を交換する。昨年度分は実施済み。
2	熱供給監視システム (SCADA) 設置	120 万 EUR	主要な導管にセンサーを設置し、破裂したり漏洩した場合に、通知が来るシステムを追加する。
3	ローカル配管の交換	430 万 EUR	配管更新に伴い、4 配管式から 2 配管方式に変更する。
4	IHP (Individual Heat Point) の設置	1,000 万 EUR	CHP-1 の南西方向に、の小規模ボイラが設置されていないエリアに、IHP を設置する。当初は 600 基想定を 411 基に削減した。IHP を設置することで必要な配管が 4 本から 2 本になる。
5	木質バイオマスコージェネの導入	1,200 万 EUR	当初はガスコージェネを計画していたが、ロシアからの天然ガス供給が不安定になったため、木質バイオマスコージェネ (木質) に変更する。燃料は、サイトから 100 km 以内の木屑、間伐材、藁等を利用予定。熱エネルギー：25 MW、発電：6 MW

出所：調査団作成

7.5 クルスカ CHP の概要

「ウ」国には、前述の Kyivenergo やリビヴ市などが運営する地域熱供給会社だけでなく、国営唯一の CHP 事業としてクルスカ CHP プロジェクトがある。クルスカ CHP は 1967 年に建設され、「ウ」国西部の国営火力会社 Zakhidenergo の事業の一部として運営されていたが、クルスカ CHP を除く発電事業が 2000 年代に民間 DTEK に売却されたため、クルスカ CHP は現在もなお国営事業として、設備の周辺地域に電力を供給している（熱供給は現在休止中）。

7.5.1 クルスカ CHP の設備と運営状況

クルスカ CHP の No. 1 は 1967 年に建設され、その後毎年増設され、現在は No. 4 までが運開している。建設当初はクルスカ市の肥料用化学工場とマグネシウム精製工場への蒸気供給およびクルスカ市へ熱供給を行っていた。ボイラは旧ソ連の Burunoshokoida (現在の Taganrog) 製で、燃料ガス輸送管 (44,000 m³/h) が整備されており、2008 年までは No. 1-4 全てがロシア産天然ガスで運転されていた。その後、ロシア産天然ガスの高騰によりクルスカ CHP は自己資金で No. 1/2 ボイラを石炭焚きに改造し、現在は石炭を使用している。一方、No. 3/4 ボイラは資金手当てができず、未改造のままであり、運転を休止している。

クルスカ CHP は「ウ」国唯一の石炭 CHP であるが、瀝青炭を使用している点が特徴である。燃料調達については、ロシアと紛争している東部地域ではなく、西部ボレイン炭鉱から瀝青炭、亜瀝青炭を調達できる点が強みである。

また、No. 1/2 は工場向けの蒸気供給用抽気背圧タービンで、No. 3/4 は熱供給用抽気復水タービンであり、4 基のボイラの主蒸気は熱供給安定化のため一つのヘッダーに接続されるため、ボイラとタービンが自由な組み合わせで運転できるという特徴もある。

CHP プラントの整備状況については、タービン運転時間が 3 万時間（停止中の No. 3/4）から長いもので 21.3 万時間（No. 1/2）に達している。ボイラ配管については、MECI の規定では 20 万時間毎に交換することになっているが、毎年ボイラ伝熱面を含む高温高圧パイプの更新を行ってきており、エコマイザーも含めて対象部位の 90% は交換しており、整備状況も概ね良好である。

表 7.5-1 クルスカ CHP の概要

	項目	概要
ボイラ	設備仕様	Burunoshokoida (現在の Taganrog) 製ボイラ : TP-87× 4 台 蒸気量 : 各 420t/h 主蒸気圧 : 130 bar 主蒸気温度 : 560°C [所外抽気蒸気] 工場供給蒸気:蒸気量 540t/h、蒸気温度 280-300°C、蒸気圧力 1.3 bar 地域熱給蒸気:熱供給クルスカ市へ 70 Gcal/h、蒸気温度 120°C、蒸気圧力 1.2 bar
	ボイラ燃料	No. 1/2 燃料 : 石炭、重油、天然ガス(石炭焚きに改造している) 調達石炭はリビヴ/ボリン炭鉱の瀝青炭、亜瀝青炭を使用 (発熱量 5,000 kcal/kg、灰分 30%以下、揮発分 40%以下) で、湿式ボイラのため無煙炭は使えない (スラッジ温度 350°C超は使用不可)。
		No. 3/4 燃料 : 重油、天然ガス 非常時リザーブ用と起動時に重油を使用している。貯蔵タンク容量は 1.2 万トン。 天然ガスは輸送管(44,000 m ³ /h)で受入れる (重油、ガス輸送設備は No. 1・2 で共有)。
タービン	設備仕様	No. 1/2 メーカー : チェコ Skoda PT-50-130 タービン形式 : 2 車室熱抽気復水タービン(抽気圧力内部制御) 出力:各 50 MW (ただし、復水器入口排気量 120 t/h 制限から無抽気時は負荷を 45 MW に制限)
		No. 3/4 メーカー : ロシア LMZ P-50-130 タービン形式 : 2 車室再熱抽気背圧タービン 出力:各 50 MW

出所 : 調査団作成



(クルスカ CHP の外観 (現在、No. 2 のみ運転中、No. 1 点検中、No. 3/4 停止中))



(No. 2 蒸気タービン (Skoda 製 PT-50-130、左から高圧、中低圧タービン、発電機))



(運炭設備)



(ボイラ操作盤 (部分的にデジタル表示に更新))

図 7.5-1 クルスカ CHP の様子

7.5.2 改修計画

クルスカ CHP は、No. 1/2 ボイラを石炭焚きに切り替え、冷却塔の改造などを自己資金で段階的に行ってきた。現在検討中の改修計画として、No. 4 タービンを抽気背圧形から抽気復水形（110 MW）に交換し、投資額として 25 億 UAH（約 150 億円相当）を見込んでいる。

しかしながら、高額な自費改修は不可能なため、クルスカ CHP は MECI に F/S レポートを提出し、融資による資金調達の検討を要請している。現在のところ、ドイツのシーメンス社やポーランドのアグラン社がクルスカ CHP の改修に興味を示し、提案書を同社に提出しているが、MECI による改修や資金調達（保証も含む）は未回答の状況である。

クルスカ CHP としては、その系統が欧州に連系しているブルシュティンアイランドにつながっているため、改修のための投資資金は電力輸出で回収できると考えている。

7.5.3 民営化の進捗状況

クルスカ CHP は、「ウ」国独立直後は西部の国営火力会社 Zakhidenergo の事業の一部として運営されていた。Zakhidenergo が民営化対象となり、2000 年代にその発電事業（Burshtynska 発電所ほか）のほとんどが民間企業の DTEK に売却された後も、クルスカ CHP だけは従業員の反対活動により今の国営企業のままである。その後も 4 回ほど民営化が試みられたものの、事業のリストラを懸念した従業員の反対により民営化は据え置きとなった。

2004 年から 2006 年にかけては、一旦、州の運営になったものの、2006 年に MECI の管轄による 100%国営の Ukrinterenergo の発電事業として所有・運営されることとなり、現在に至っている。

Ukrinterenergo は、主にウクライナの海外向けエネルギー事業の効率的展開を目的に 1993 年に設立された国営の発電エンジニアリング会社で、発電事業はクルスカ CHP のみである。

なお、調査団がクルスカ CHP 視察後の SPF との面談において、クルスカ CHP が国際融資で資金を調達する場合の「ウ」国からの国家保証の取り付けの可否について確認したところ、「クルスカ CHP は、Ukrinterenergo の事業となっているものの、民営化対象リストからは除外されていないため、一般的には国家保証の取り付けは不可能」との回答であった。一方で、外資への売却等投資対象となっている。

7.6 ドニプロドゼルジンスカ CHP の概要

ドニプロドゼルジンスカ CHP は、ドニプロペトロフスク州のドニエプル川沿いの工業都市であるドニプロドゼルジンスク市の人口 25 万人に電気と熱を供給する唯一の CHP である。株式の 99.9277% を政府が保有し、運営も直営でなされている国営会社で、政府の民営化リストに記載されている。現在の 409 名が従業員として勤務している。



図 7.6-1 ドニプロドゼルジンスカ CHP の外観



図 7.6-2 ドニプロドゼルジンスカ CHP の位置

表 7.6-1 財務状況（百万 UAH、2014 年）

歳入	176	資産	(23.3)
総利益	5	債務	521.9
EBITA	14.2		
純利益	0.5		

7.6.1 ドニプロドゼルジンスカ CHP の設備の状況

2014年の製造熱量は323千Gcal、発電電力量は61.5GWhであった。1928年に建設を開始し、1932年に運転を開始した。運転開始当初は、ガス+無煙炭(微粉炭)を主燃料としていたが、1972年からはガス専焼に改造しており、微粉炭設備等は現在も残っている。当初は熱供給のみを行い、その後発電設備を追設し熱電供給となった。

ボイラ10基とタービン発電機が4基あり、クルスカCHPと同じように主蒸気管はヘッダーで繋がっているため、ボイラとタービンを自由に組み合わせることで運転が可能なのが特徴である。ドニプロドゼルジンスカCHPでは、気候により変動するが10月中旬から翌年4月中旬まで季節限定で運転されている。

表 7.6-2 ドニプロドゼルジンスカ CHP の設備仕様

		単位	No. 1/2	No. 3/4	No. 5-9	No. 10
ボイラ	製造者	—	Babcock	Babcock	Taganrog	Taganrog
	型式	—	ドラム式自然循環			
	蒸気発生量	t/h	55	110	150	220
	燃料	—	天然ガス			
蒸気圧力		bar	34			
蒸気温度		℃	420-425			
		—	No. 1/2	No. 3	No. 4	
タービン	製造者	—	LMZ	LMZ	UTZ ⁴⁷	
	型式	—	背圧 (当初は復水)	復水	復水	
	出力	MW	14.0	16.5	16.5	
熱出力		Gcal/h	500 Gcal/h (現在は熱電併給のため 330 Gcal/h)			

* 熱供給用熱交換器 16 基、最大 500 Gcal/h (現在は 330 Gcal/h)、150℃の熱水供給
出所：ドニプロドゼルジンスカCHPの情報を基に調査団作成

⁴⁷ ウラルタービン、UTZ：ZAO Ural Turbine Works



(ボイラ廻り)



(蒸気関係系統図)



(タービン室)



(中央制御室)



(開閉所)



(揚運炭設備)

図 7.6-3 ドニプロドゼルジンスカ CHP の様子

7.6.2 改修計画

瀝青炭、亜瀝青炭を主燃料とするボイラと復水タービン 1 基を新設する予定である。熱出力は、115 MW。昨年 F/S 着手承認申請を MECI 経由閣僚会議に提出し、現在審議中である。承認後 F/S に着手する予定である。

石炭焚きへの切り替えのきっかけはパブログラッド盆地の炭坑が開発され、鉄道運炭の目途がたったことによる。石炭輸送については、運開時点からの鉄道設備が残っているため、これを使用する予定である。

現在の季節運転（10 月-翌年 4 月）から年間運転に変更（熱は市中心部とパグリスキまで供給）できるメリットがある。設備メーカーとして、ボイラは Kharkiv、タービンは Turboatom 製を考えている。

7.7 ハリコフ熱供給会社 CHP-3 の概要

ハリコフ市には CHP-2 から 5 まであり、CHP-2 から 4 はハリコフ市が所有している。CHP-4 の設備は CHP-3 とほとんど同じであるが、熱供給のみに利用されており、ハリコフ・トラクター工場内に設置されている。CHP-5 は Naftogas の子会社によって運営されている。CHP-1 は建設されなかった。

ハリコフ市はセントラル式熱供給が 70% を占め、この CHP-3 はその 25% に相当する。CHP-3 から、民家へ 1,929 件、学校へ 63 件、幼稚園へ 47 件、さらに病院の 41 件に対し熱供給されている。

以前は、隣接する Turboatom にも供給していた（また、Turboatom はこの CHP-3 を自社タービンの実証試験に利用している）。

熱供給設備は CHP を含めて全部で 6 箇所あり熱供給導管の全長は 3,000 km。CHP-3 の職員は 410 名でオペレータ含めてすべて市の職員である。



図 7.7-1 ハリコフ CHP-3 の外観

7.7.1 設備の状況

旧ソ連で一番古い CHP の一つで、1934 年 8 月 1 日運開した。CHP-3 は 8 基の蒸気ボイラと、5 基の熱供給ピーク用としての温水ボイラ、ならびに 4 基の蒸気タービンを保有している。熱供給設備容量は 1,353 Gcal/h で、発電設備容量は 66 MW である。燃料は天然ガスを使用している。発生蒸気はヘッダーを通じて共有されており、高圧、中圧とも各ボイラからどのタービンにも供給できる。

なお、No. 3/4 の間に 2 基のタービン発電機設備が残置されている。1 基は WB による投資の対象となったもので、Turboatom 製の復水タービンがその工事が完了せず据付途中で保管されている。もう 1 基は第 2 次世界大戦中にシーメンス製復水タービンが撤去されたものの、発電機は今でも撤去されず残置されている。

CHP-3 設備の仕様は表 7.7-1 のとおり。

表 7.7-1 ハリコフ CHP-3 の設備仕様

		単位	No. 1-3	No. 2-8	温水用 (5 基)	
ボイラ	製造者	—	Taganrog	Taganrog	—	
	型式	—	ドラム式自然循環		—	
	燃料	—	天然ガス (1985 年まで石炭)			
蒸気圧力		bar	34	86	—	
蒸気条件		℃	425	535	—	
		単位	No. 1	No. 2	No. 3	No. 4
タービン	製造者	—	KTZ ⁴⁸	Kharkiv	LMZ	Siemens
	型式	—	背圧	背圧	復水	復水
	出力	MW	12	6	24	24
熱出力		Gcal/h	1,353			

出所：ハリコフ CHP-3 の情報を元に調査団作成

⁴⁸ カルガタービン、KTZ: Kaluga Turbine works



(ボイラ室の状況 1)



(ボイラ室の状況 2)



(No. 1/2 蒸気タービン)



(No. 4 タービン)



(据付途中の Turboatom 製復水タービン)



(Siemens 製復水タービン)

図 7.7-2 ハリコフ CHP-3 の様子

7.7.2 改修計画

➤ CHP-3 への 20 MW 発電設備の追加

2001 年に民間投資により近代化しようとしたが上手くいかなかった。2012 年に WB と 120 百万 USD のローン契約に合意し、現在の機器購入について入札しているところである。ローン契約は WB、財務省、ハリコフ市、熱供給公社で締結し、国家保証を得ている。これにより、No. 3/4 の間に残置している未据え付けの Turboatom 製タービンを改造し 20 MW を追加する計画である。

➤ CHP-4 への発電機追加

現在は、熱供給のみの機能を有する CHP-4 への発電設備の追加するものである。産業用エリアに位置し、発電機が追加されれば稼働率が高くなることを見込まれるので投資に向いている。

➤ 熱供給システムの改修

WB の融資にて市内にある 58 箇所ボイラの近代化を予定し、現在入札しているところである。ボイラおよび制御装置更新と導管の取替などを予定している。

➤ 排ガス熱回収による効率改善

リトアニア投資家と排ガスに含まれる余熱を回収し、効率改善（6-8%）を検討中である。

7.8 その他の政府株式保有地域熱供給会社の概要

「ウ」国には、上記3つの熱供給会社以外にも、地域熱供給会社は数多くあり、ここでは代表的な政府が株式を保有する地域熱供給会社の概要を紹介する。これらの情報は、「Ukrainian State-Owned Enterprises: Privatization Opportunities」に基づく。

7.8.1 SE Kryvyi Rih District Heating Plant の概要

クリヴィー・リフ地区の50%に熱供給しており、その株式を政府が100%保有している会社である。従業員数は、1,382名。2014年の製造熱量は、1,342千Gcal。

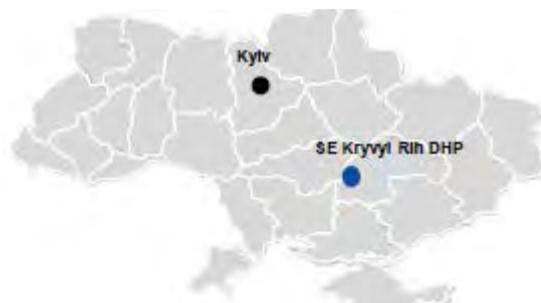


図 7.8-1 SE Kryvyi Rih DHP の位置

(1) 設備状況

- 6箇所の熱製造所に31基のボイラを所有する。熱供給設備容量の合計は、1,406 Gcal/hで、天然ガスを主な燃料とし、一部重油も使用している。
- 熱供給導管の長さは382 km

(2) 財務状況（百万UAH、2014年）

歳入	297	資産	896
総利益	—		
EBITA	—		
純利益	(167)		

7.8.2 PJSC Odessa CHP の概要

人口 100 万人の オデッサ市で唯一の熱製造会社で、株式の 99.989% を政府が保有している。需要家への熱供給は、公営企業の Odessa Heating Supply の熱供給導管で行われる。発電した電気は、Energorynok に販売している。

また、他の CHP と同様に、熱が必要な 10 月から 4 月の間だけ運転する。従業員は、420 名。2014 年の製造熱量は、398 千 Gcal で、発電電力量は、58.9 GWh。



図 7.8-2 PJSC Odessa CHP の位置

(1) 設備状況

- 熱供給設備容量の合計 779 Gcal/h
- 発電設備容量の合計 68 MW

(2) 財務状況 (百万 UAH、2014 年)

歳入	266.4	資産	331.8
総利益	(4.7)	資本金	(229.1)
EBITA	(107.0)	債務	560.9
純利益	(70.3)		

7.8.3 PJSC Kherson CHP の概要

熱と電気を製造する会社で、人口 40 万人の ヘルソン地区の 50% に熱供給しており、その株式の 99.8% は政府が保有している。主な燃料は天然ガスで、Naftogaz より供給されている。また、他の CHP と同様に、熱が必要な 10 月から 4 月の間だけ運転する。

従業員は、540 名。2014 年の製造熱量は、203 千 Gcal で、発電電力量は、72.9 GWh。



図 7.8-3 PJSC Kherson CHP の位置

(1) 設備状況

- 熱供給設備容量の合計 735 Gcal/h
- 発電設備容量の合計 80 MW

(2) 財務状況 (百万 UAH、2014 年)

歳入	189.5	資産	222.8
総利益	(14.6)	資本金	(5.9)
EBITA	32.7	債務	228.5
純利益	15.6		

7.8.4 PJSC Mykolaiv CHP の概要

熱と電気を製造する会社で、人口 50 万人の ミコライフ地区の 40%以上に熱供給しており、その株式は政府が 100%保有している。主な燃料は天然ガスで、Naftogaz より供給されている。

また、他の CHP と同様に、熱が必要な 10 月から 4 月の間だけ運転する。従業員は 567 名。2014 年の製造熱量は 344 千 Gcal で、発電電力量は 94 GWh。



図 7.8-4 PJSC Mykolaiv CHP の位置

(1) 設備状況

- 熱供給設備容量の合計 410 Gcal/h
- 発電設備容量の合計 400 MW

(2) 財務状況 (百万 UAH、2014 年)

歳入	177.7	資産	117.9
総利益	4.6	資本金	42.9
EBITA	26	債務	74.7
純利益	17.2		

7.8.5 Severodonetsk CHP の概要

セヴェロドネツク市に電気と熱を供給しており、その株式は政府が 100% 保有している。

肥料工場にも電気と熱を供給している。なお、会社はテロ対策活動（Anti-Terrorist Operation : ATO）ゾーンに接近している。



図 7.8-5 Severodonetsk CHP の位置

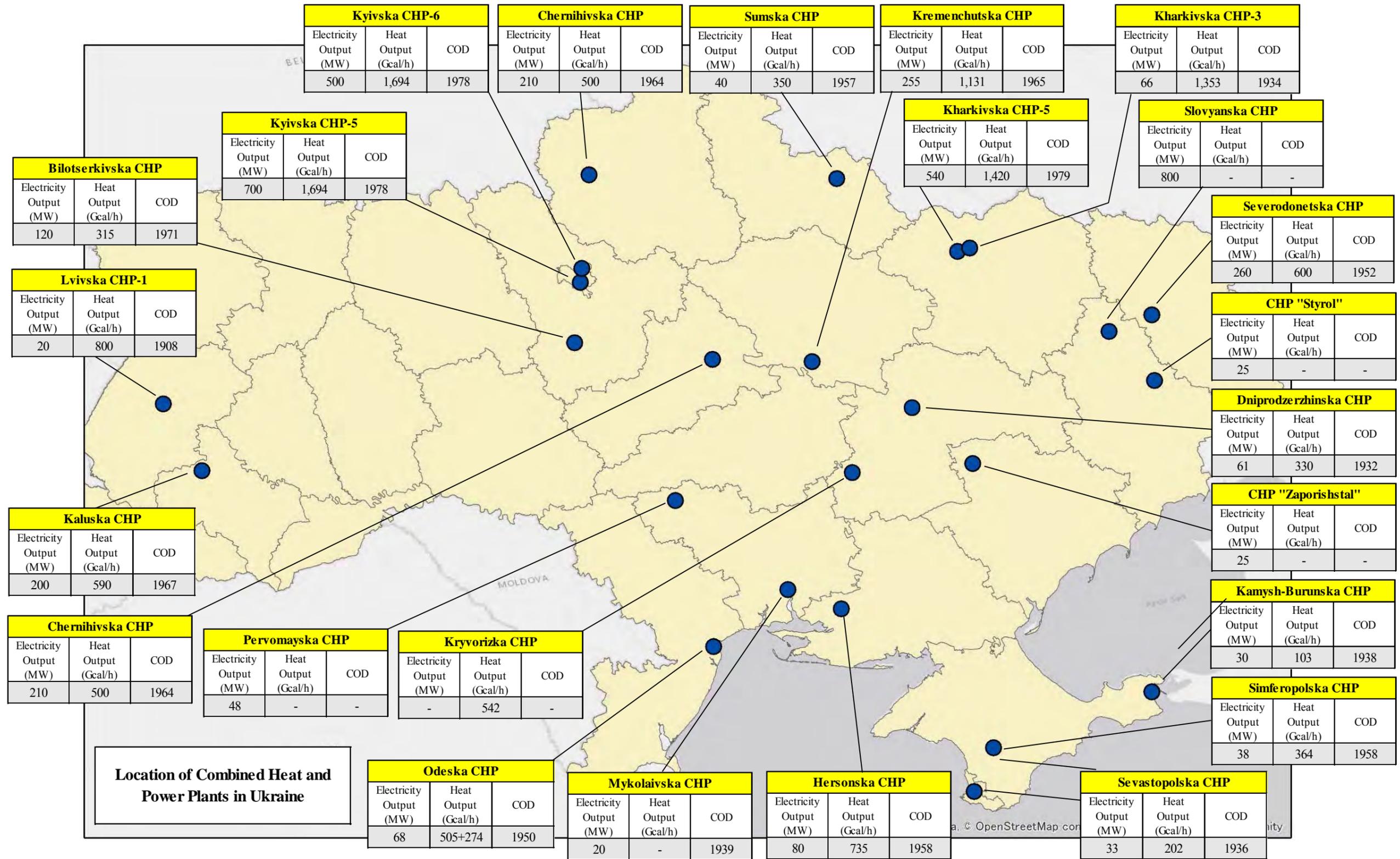
(1) 設備状況

- 熱供給設備容量 600 Gcal/h
- 発電設備容量 260 MW

(2) 財務状況（百万 UAH、2014 年）

歳入	365.7	資産	296.8
総利益	—	資本金	—
EBITA	—	債務	—
純利益	0.2		

なお、「ウ」国全体の主要な CHP マップを図 7.8-6 に示す。



出所：調査団作成

図 7.8-6 主要な CHP マップ

7.9 地域熱供給分野の支援ニーズ

7.9.1 Kyivenergo

Kyivenergo の CT-1 については、7.3.3 に記載したとおり WB による支援が中断し、購入設備が設置されないままとなっており、外部支援を仰ぎ当時の計画を完了したいという要望はある。しかしながら、購入設備は工事資金の手当てがつかず、長期間使われないまま放置された結果、既設設備のメンテナンスに対する“部品取り”になっており、完全な形で保管はなされていない。日本側より継続支援することは困難である。

7.9.2 Lvivteploenergo

Lvivteploenergo は、7.4.2 に記載したとおり、CHP-2 において当時石炭火力 CHP として建設を開始したが、作業は中断、現在は一部残置されたままとなっている。現在は天然ガスを燃料としているが石炭へ燃料転換したい考えがあり、石炭火力として有効利用できる用地は確保されていることから、石炭焚きの 100-150 MW 規模の CHP の建設を希望している。

また、都市廃棄物を分別したうえで、石炭と共に混焼したいとの考えが示された。

7.9.3 クルスカ CHP

クルスカ CHP は、7.5.2 に記載したとおり、No.4 タービンを抽気背圧型から抽気復水形（110 MW）に交換し、投資額として 25 億 UAH（約 150 億円相当）を見込んでいる。また、既に No.1/2 ボイラは石炭焚きに切り替えているが、ガス、重油専焼の No.3/4 ボイラも今後の燃料費低減と利用率向上の改善から石炭焚きに改造したいと考えている。

7.9.4 ドニプロドゼルジンスカ CHP

同 CHP では、115 MW CHP 設備の新設に向けた F/S を実施するための承認待ちの状態にある。設備メーカーは「ウ」国内メーカーを活用したスキームを想定しており、特に日本側からの支援が欲しい旨の意向は示されなかった。

7.9.5 ハリコフ CHP-3 およびハリコフ州

ハリコフ CHP-3 は、7.7.2 に記載したとおり、一部の設備を対象とする改修計画を持っており、すでに取り進めているところである。ただし現在、未着手の CHP-4 への発電設備の追加、排ガス余熱の回収設備の追加については検討しているところであった。設備は全般的に古いながらもよくメンテナンスがされているが、老朽化は進んでおり新しい設備を建設したいとの意向があった。

また、ハリコフ州は、既存の化石燃料をベースとした CHP の代わりに、10 箇所バイオマス主燃料とするミニ CHP を建設に積極的に取り組みたいとの考えである。現在、そのうち 2 箇所では、具体的に既設のガス焚き CHP をバイオマス燃料に転換する計画を取り進めている（1

基あたり電気出力 9.6 MW、2 箇所合計 40 百万 EUR)。ミニ CHP は、木くず、廃材、藁などを主燃料とする木質バイオマスである。

7.10 支援候補の検討

7.10.1 Kyivenergo

Kyivenergo としては、熱供給分野に外部支援は期待しておらず、CT-1 以外の設備の訪問に応じてもらえなかったため、熱電供給設備である CHP-5/6 の情報についても得られなかった。また、CT-1 で WB のクレジットを使って購入された設備の設置工事は、一部部品が欠落ならびに主要設備の納入がないため支援候補として取り上げることは困難である。

Kyivenergo への支援候補を以下、および表 7.10-1 に示しているが、これは Kyivenergo がキエフ市から運営権を得て運転をする中でこれらの設備の改修が必要と考えているものである。しかしながら、本邦技術が活かせる分野ではないことから、有力な支援候補として取り上げることは困難と考える。

(1) エコノマイザーの設置

5 台の大型温水ボイラに排ガスで給水を加熱するエコノマイザーを設置することで、年間 23.4 百万 m³ の天然ガスの削減が可能である。概算工事費（税込）は、17 百万 USD。

(2) 350 kW 以上の熱供給ポンプへの流体継手の導入

350 kW 以上の大型の熱供給ポンプ 15 台に流体継手を導入することにより、消費電力を抑えることができる。試算では、年間 18.5 百万 kWh の電力量の削減が可能。概算工事費（税込）は、4 百万 USD である。

(3) 更新が済んでない地域導管の更新

5 年間での市内の 13% に相当する 344 km の地域導管を更新するもの。地域導管は 50 年保証の警報付き保温付きポリウレタン管とし、温水配管は 50 年保証の保温付きプラスチック管とすることで熱供給信頼性の向上と熱損失の低減が図ることができる。これにより、年間 83 百万 m³ の天然ガス削減が可能。概算工事費（税抜）は、187 百万 USD である。

(4) ローカル熱供給拠点設置による集中熱源の撤去

5 年間での 1,700 基の個別熱供給ユニットを使用者側に設置し、4 配管方式から 2 配管方式に変更する。個別家庭での温度調整が可能となり、熱損失の低減が図ることができる。これにより、年間 82 百万 m³ の天然ガス削減が可能となる。概算工事費（税抜）は、168 百万 USD である。

(5) 熱供給施設 (CT-1) の更新

6 年間で行う CT-1 の更新プロジェクトで、2 基の 120 MW の温水ボイラの設置、3 基ある 120 MW (100 Gcal/h) 温水ボイラの改修工事、水処理システムの取替、6 kV の電気設備の新設および更新工事等となっている。概算工事費（税抜）は、48 百万 USD であった。

7.10.2 Lvivteploenergo

現在、地域へ熱のみを供給しているが、石炭火力 CHP を建設し熱の供給とともに、発電を実施するものである。現在のガス焚きから石炭焚きに転換することで燃料費の削減が見込め、かつ売電収入も得られる。100-150 MW 規模であることから、日本企業が技術的優位性を有する超臨界圧から超々臨界圧力までの技術採用はできず、亜臨界圧式設備を導入することになる。また、一般廃棄物との混焼も視野にしているが燃焼時の塩素分がボイラ内部を腐食するため、廃棄物との混焼については、調査団が確認した範囲では技術的に難しく、純石炭焚きの小型ボイラの建設が現実的な選択肢になるものと思われる。聴取による支援候補の概要を、表 7.10-2 に整理した。

7.10.3 クルスカ CHP

クルスカ CHP の支援ニーズとしては、No. 4 タービンの抽気復水形（110 MW）に交換は可能であり、本邦技術の活用余地はあると考えられる。ただし、ボイラの石炭焚きへの改造については旧ソ連製であり実行するためには、OEM の基本設計および開発思想を踏襲する必要がある、本邦技術による貢献は容易ではないと考えられる。さらに、円借款等を想定する場合、現在クルスカ CHP は民営化対象企業であり、国家保証の取り付けが困難であるということに留意しなければならない。表 7.10-2 にその支援候補を整理した。

7.10.4 ドニプロドゼルジンスカ CHP

当 CHP については、支援候補として有力な候補は見当たらなかった。

7.10.5 ハリコフ CHP-3 およびハリコフ州

ハリコフ CHP-3 については、支援候補として新しい CHP を取り上げることが可能であるが、やはり CHP はハリコフ市の資産であり、国家保証の取り付けが困難なことが懸念される点である。

ミニ CHP の建設については、ハリコフ州は木質系の様々なバイオマス燃料を想定しており、このような燃料を専焼／混焼するためには、循環流動床ボイラが非常に適していると思われ、本邦技術の活用余地はあると考えられる。表 7.10-2 にその支援候補を整理した。

表 7.10-1 Kyivenergo・CT-1 に対する支援候補

項目	(i) エコマイザーの設置	(ii) 350 kW 以上の熱供給ポンプへの流体継手の導入	(iii) 未更新の地域導管の更新	(iv) ローカル熱供給拠点設置による集中熱源の撤去	(v) 熱供給拠点 CT-1 の更新 (WB クレジットによる計画の一部)
対象者 (設備保有者/事業者)	CT-1 (キエフ市/Kyivenergo)	CT-1 (キエフ市/Kyivenergo)	地域導管 (キエフ市/Kyivenergo)	ローカル熱供給拠点 (キエフ市/Kyivenergo)	CT-1 (キエフ市/Kyivenergo)
案件の概要	<ul style="list-style-type: none"> 5 基の大型温水ボイラに排ガスで給水を加熱するエコマイザーを設置するもの。 	<ul style="list-style-type: none"> 大型の熱供給ポンプ (350 kW 以上) に流体継手を導入するもの。 	<ul style="list-style-type: none"> 市内の 13% に相当する 344 km の地域導管 (50 年保証の警報付き保温付きポリウレタン管、温水配管は、50 年保証の保温付きプラスチック管) の更新をするもの。 	<ul style="list-style-type: none"> 1,700 基の個別熱供給ユニットを使用者側に設置し、4 配管方式から 2 配管方式にするもの。 	<ul style="list-style-type: none"> CT-1 を更新するもので、2 基の 120 MW の温水ボイラの設置 3 基ある 120 MW (100 Gcal/h) 温水ボイラの改修工事 水処理システムの取替 6 kV の電気設備の新設および更新工事等を行う。
案件選出の経緯 および カウンターパートのニーズ	<ul style="list-style-type: none"> カウンターパートより聴取した。 	同左	同左	同左	同左
工事期間 (短期・中期・長期)	短期 (1-3 年程度)	短期 (1-3 年程度)	中期 (4-5 年程度)	中期 (4-5 年程度)	長期 (6-10 年程度)
概算費用	17 百万 USD (先方試算による)	4 百万 USD (先方試算による)	187 百万 USD (先方試算による)	168 百万 USD (先方試算による)	48 百万 USD (先方試算による)
本邦技術の活用可能性 (技術優位性・「ウ」国への関心)	<ul style="list-style-type: none"> 特に本邦技術が活かせる分野ではない 	同左	同左	同左	同左
想定される事業効果	<ul style="list-style-type: none"> 余熱の有効利用により年間 23.4 百万 m³ の天然ガスの削減が可能となる。 	<ul style="list-style-type: none"> 熱負荷に応じたポンプ負荷を流体継手により調整することにより、動力の削減が可能となる。 	<ul style="list-style-type: none"> 地域導管における熱損失の低減が可能となる。 	<ul style="list-style-type: none"> 2 配管方式 (送り/戻り) に変更することにより熱損失の低減が可能となる。 	<ul style="list-style-type: none"> 設備は老朽化しているため更新により効率向上・信頼性の向上が期待できる。
国家保証交渉の可否	<ul style="list-style-type: none"> 地方都市に対する国家保証の付与については不明である。 	同左	同左	同左	同左
支援の方向性・課題等	<ul style="list-style-type: none"> 地方都市に対するサブスブリン制度の創設/スキームの確立が課題である。 	同左	同左	同左	<ul style="list-style-type: none"> 設備は納入されているが、長期間使われないうちに、部品の欠落が生じており、本件に追加支援をを行うことは困難である。

出所：調査団作成

表 7.10-2 Lvivteploenergo、クルスカ CHP、ハリコフ州に対する支援候補

項目	(i)Lvivteploenergo 100-150 MW 規模の石炭火力燃焼 CHP の建設	(ii)クルスカ CHP No. 4 タービン (110 MW) の交換	(iii)ハリコフ CHP-3 新規 CHP の建設	(iv)ハリコフ州 バイオマス燃焼ミニ CHP の建設
対象者 (設備所有者/事業者)	CHP-2 (リビウ市/Lvivteploenergo)	クルスカ CHP (Ukrinterenergo)	ハリコフ CHP-3 (ハリコフ市/ハリコフ CHP-3)	ハリコフ州 (実施機関は不明)
案件の概要	➤ 亜臨界圧発電設備を新設し、燃料を天然ガスから石炭へ転換するとともに、背圧タービンと発電機を設置するもの。	➤ No. 4 の蒸気タービンを抽気背圧型から抽気復水型 (110 MW) に交換するもの	➤ 既設の CHP は 1938 年に運開し、「ウ」国でも最も古い設備の一つで老朽化が進んでいるため、更新するもの。	➤ 天然ガスの追い出しのため、バイオマス燃焼ミニ CHP (新設や既設改造による) を 8 箇所に建設するもの。
案件選出の経緯 および カウンターパートのニーズ	➤ カウンターパートより聴取した。	同左	同左	➤ バイオマス分野は、ハリコフ州が現在最も注目している分野である。
工事期間 (短期・中期・長期)	長期 (6-10 年程度)	短期 (1-3 年程度)	長期 (6-10 年程度)	中期 (4-5 年程度)
概算費用	不明	25 億 UAH (約 150 億円相当) (先方試算による)	不明	不明
本邦技術の活用可能性 (技術優位性・「ウ」国への関心)	➤ 小容量ボイラであるため、亜臨界技術の採用となる。亜臨界圧技術は、本邦技術が優位性を有する分野ではない。 ➤ 本邦企業の「ウ」国への関心は高くない。	➤ タービンの抽気復水形 (110 MW) 交換については本邦技術の活用余地は十分ある。 ➤ 出力規模、輸送等から、本邦企業の「ウ」国への関心が高いかは不明。	➤ (i)に同じく、小容量ボイラとなるため、本邦技術が優位性を有する分野ではない。 ➤ 本邦企業の「ウ」国への関心は高くない。	➤ 現在は、ストーカ炉を採用する方向であるが、多様な燃料を混焼するためには、循環流動床ボイラが向く。 ➤ 本邦企業が技術的な優位性を持つ分野ではなく、また「ウ」国への関心も高くない。
想定される事業効果	➤ ガスから石炭への燃料転換により、政治リスクの回避が可能となる。	➤ タービン効率改善と出力増強により売電収入増と収支改善が期待できる。	➤ 早晚、老朽設備の更新は必要であり、事業の実施により、設備の信頼性が向上する。	➤ ガスからバイオマス系へ燃料転換により、政治リスクの回避が可能となる。
国家保証交渉の可否	➤ 地方都市に対する国家保証の付与は不明である。	➤ 民営化対象企業のため国家保証は不可である。	➤ 地方都市に対する国家保証の付与は不明である。	➤ 同計画が、ハリコフ州/市の資産を対象としているのか現時点では不明であるため、国家保証の方向性も不明である。
支援の方向性・課題等	➤ 地方都市に対するサブソブリン制度の創設/スキームの確立が課題である。 ➤ 日本企業の「ウ」国への関心が高まるのを待つ必要がある。	➤ 国家保証の可能性がなくなったことから調査終了。	➤ 地方都市に対するサブソブリン制度の創設/スキームの確立が課題である。 ➤ 日本企業の「ウ」国への関心が高まるのを待つ必要がある。	➤ 地方都市に対するサブソブリン制度の創設/スキームの確立が課題である。 ➤ 資産の所在、設備規模、事業計画の調査が必要である。 ➤ 日本企業の「ウ」国への関心が高まるのを待つ必要がある。

出所：調査団作成

7.11 支援策実施にあたっての法規制・手続き

地域熱供給分野において EU 要求の遵守を目的とした「ウ」国の法律と EU 要求を表 7.11-1 に示す。

「ウ」国の熱供給設備の関連法・規制一覧については 付録 に記載する。

表 7.11-1 主要な地域熱供給設備改修・新設関連の法・規制

ウクライナ国法・規制	EU 指令
▶ 「ウ」国によるエネルギーコミュニティ条約に参加するためのプロトコル	▶ 2001/10/23 発効指令 2001/80/ EC : 大規模な燃焼プラントから空気中への特定汚染物質の排出制限
▶ 2011/8/3 発効 2015/10/7 改正「ウ」国内閣 Order No. 733-P 「エネルギー共同体条約に基づく実施義務のための行動計画の承認」	▶ 2006/4/5 発効指令 2006/32/EC : エネルギー最終利用効率とエネルギーサービス
▶ 2013/12/20 発効 2015/10/13 改正「ウ」国内閣 Order No. 1080-p 「ウ」国のエネルギー戦略の実現への継続的な支援プログラムへの資金調達協定の変更、および欧州委員会に代表される欧州連合 (EU) と「ウ」国の追加契約第 1 号への署名	▶ 2009/4/23 発効指令 2009/28/ EC : 再生可能エネルギー源からのエネルギーの利用促進
	▶ 2009/7/12 発効指令 2009/73/ EC : 天然ガスの域内市場のための共通のルール
	▶ 2009/7/13 発効規則 (EC) No. 715/2009 : 天然ガス輸送ネットワークにアクセスするための条件
▶ ウクライナ法「ウ」国の電力市場の運用規定」	

出所：調査団作成

7.12 日本企業の参入可能性

現在、「ウ」国の CHP 設備は、概ねロシアから供給される天然ガスを主燃料としている。事業者としては、天然ガス価格が高いため石炭へ燃料転換したいと考えているが、都市部の CHP は石炭火力の建設ができるような用地・輸送インフラがないため、天然ガスの使用を継続せざるを得ない。一方で、広大な用地を保有する熱供給会社もあり、この場合は石炭火力を新設することは可能である。しかしながら、必要な設備容量は、電気出力に換算した場合、大きくても 100-150 MW 程度であり、電力向けボイラの中では小容量に分類され、その設備仕様は亜臨界圧式となる。日本企業が技術的優位性を持つのは超臨界圧から超々臨界圧技術であり、当該技術が採用できるのは概ね 500 MW 以上である。このため日本企業の技術的優位性は少なく参入は難しいと思われる。

また、天然ガス焚きによる既設の CHP をバイオマスに改造する要望に対しては、想定している燃料は木くず、藁などを想定しており、多様な燃料を焚くことが出来るボイラとしては、循環流動床ボイラが挙げられる。この技術は本邦企業も取り扱う分野であるが、海外勢に対し技術的優位性を有する分野とまでは言えない。

7.13 まとめ

7.13.1 地域熱供給設備の改修・新設への融資

地域熱供給設備はごく一部の設備（クルスカ CHP、Energoatom 所有 CHP など）を除いて国営企業の資産ではなく、地方都市または民間企業の資産である。このため、現在、JICA では地方自治体に対する貸付制度（サブソブリン制度）は設けていないため、現在のスキームでは支援は困難である。

地域熱供給設備の改修・新設に必要な資金を国際融資で受ける場合には、通常の銀行融資では現在の貸出金利が 20% を超える状態では不可能である。したがって EBRD または WB などの国際融資を活用することが多い。このような国際融資を要請する場合には単なる老朽更新対策ではなく、次の前提を満たすことが必要である。

- (1) 人道的措置
- (2) 省エネ対策
- (3) 環境対策
- (4) 燃料切り替え（国家方針としてのガス焚きから石炭焚き、無煙炭から瀝青炭切り替えなど）
- (5) 性能向上、稼働率向上等による投資の回収が可能な利益

(1)、(2)については「ウ」国税法および関税法による免税処置や譲渡税（国営企業への譲渡時）、法人税の免除が得られる。

(3)、(4)については国策または地方都市方針に合致した場合に監督上位省庁から閣僚会議、最高会議（国会）での承認、決議を受けて国家保証を受けることができ、より有利な国際融資を受けることができる。

いずれの場合にも事前の F/S により融資条件に沿った(5)を確保することが必要であり、国家保証を受けるためには図 3.2-2 の Step 4 「Tom Master Planning Authority の了解」までを完了し、F/S の妥当性を確認しなければならない。

7.13.2 日本企業のウクライナへの関心

小型のボイラを取り扱う日本企業にヒアリングを行っているが、「ウ」国に対しての関心は高くはなく、またこの分野は特段日本企業が高い技術を有する分野ではないため、日本企業の起用は容易ではないと思われる。

7.13.3 環境社会配慮面での留意点（地域熱供給分野）

(1) 環境法制度の留意点

地域熱供給分野の支援対象候補事業は、熱量計設置、一般家庭用ボイラの高効率化、熱輸送管・熱供給導管の更新、熱源設備更新であり、軽微な開発に該当すると見込まれるため「ウ」国の法制度上 EIA レポートの作成は求められないと考えられるが、EIA 制度の所管官庁である MENR に確認し進める必要がある。「ウ」国の EIA 制度では、200 kW 以上の化石燃料利用の発電関連設備は詳細な EIA の対象となる。特に、地域熱供給施設は人口が多い市街地近辺に位置しているため、環境社会配慮面での留意点として、燃料を石炭に転換した場合を含めて大気排出による大気汚染、解体・改修工事に伴う粉じん・騒音による影響等に留意する必要がある。また、地域熱供給施設には現地のヒアリング結果によると、断熱材として飛散性アスベストを使用しているため、解体・改修工事の際は特に飛散防止対策を講じる必要がある。

(2) その他留意点

一般に、「ウ」国の地域熱供給施設は、施設で生産した温水を消費側に輸送する際にエネルギーロスが最小となるように市街地近辺に位置している特徴を有している。また、1980 年中頃までは、キエフ市の CHP を含めて地域熱供給施設は燃料として石炭を使用していたが、ロシアからの安価な天然ガスの輸入や環境問題（大気汚染）などの理由により、燃料が天然ガスに切り替わってきた背景がある。ただし、ロシアからの天然ガス供給が不安定となった近年の状況により「ウ」国のエネルギー戦略が見直され、石炭を再度主要燃料として利用することが「ウ」国政府により再検討されている状況である。

8 廃棄物発電分野

「ウ」国では、1985-1992年にかけて、4地点（セバストポリ、ハリコフ、ドニプロペトロフスク、キエフ）に、一般廃棄物焼却施設の建設が計画された。しかしながら、実際に操業開始まで至っているのは、キエフ市のエネルヒア廃棄物焼却処理場のみであり、残りの3つはいずれも人材不足や資金不足の理由により計画そのものが中断されている（ハリコフ、ドニプロペトロフスクは設備の建設に至らず、セバストポリの計画中断の理由は未確認）。キエフ市のエネルヒア廃棄物焼却処理場は、DTEK傘下のKyivenergoがその運営をキエフ市から受託して操業を行っている。Kyivenergoの操業権は、2017年末に契約が終了し、その後は新たに操業会社を入札により決定する仕組みとなっている。

8.1 キエフ市

8.1.1 キエフ市における一般廃棄物の発生量

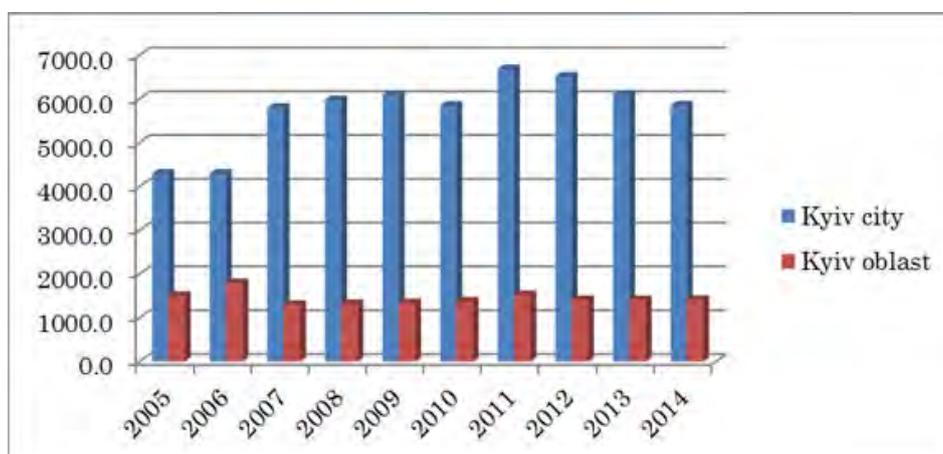
キエフ地域に対する調査として、特別行政自治区であるキエフ市とキエフ州を対象とした。MRDBHによると廃棄物発生量は表 8.1-1 のとおりである。

表 8.1-1 キエフ市およびキエフ州における廃棄物発生量

行政区分	人口 (2015年)	人口密度 (人/km ²)	面積 (km ²)	廃棄物発生量(t) (2014年)
キエフ市	2,893,822	3,445	840	1,089,000
キエフ州	1,729,234	61	28,121	263,000

出所：調査団作成

2005年-2014年における発生量として、キエフ市の廃棄物発生量は、2011年以降は減少しているものの2005年-2014年にかけて増加傾向にある。一方、図 8.1-1 に示すようにキエフ州の廃棄物発生量は特に増加傾向は示してはいない。



出所：MRDBH

図 8.1-1 2005-2014年のキエフ市およびキエフ州の廃棄物発生量 (単位：千 m³)

8.1.2 キエフ市において発生する廃棄物の性状

2010年にキエフ市クリーンプロジェクトの一環として公共科学調査設計技術協会がキエフ市で発生した廃棄物の性状調査を実施している。表 8.1-2 に廃棄物の排出源毎の廃棄物の種類および発生量を示す。

表 8.1-2 廃棄物の排出源毎の種類および発生量

	種 類	住居用 マンション	戸建住宅	企業等の 事務所	商業部門	その他
1	紙	4.04	3.15	17.36	8.39	5.46
2	厚紙	6.21	2.51	19.11	9.18	7.78
3	ペットボトルおよびボックス	2.07	2.16	1.82	2.61	2.09
4	プラスチックフィルム	3.97	5.27	3.10	5.69	4.11
5	プラスチック	2.63	4.61	8.06	3.12	3.07
6	テトラパック	0.86	1.5	1.25	1.13	0.96
7	鉄類	1.03	1.92	0.68	0.7	0.94
8	非鉄類	0.15	0.16	0.13	0.25	0.17
9	ガラス	12.09	14.95	18.45	15.83	13.01
10	革類	1.12	2.14	1.55	0.43	1.07
11	繊維類	2.39	3.27	2.18	0.65	1.72
12	木材	0.89	1.07	2.35	4.53	1.35
13	食物残渣	42.32	27.78	16.55	31.61	39.26
14	有害廃棄物	0.0066	0.00	0.00	0.02	0.0067
15	その他可燃性廃棄物	15.21	14.61	11.65	11.86	14.68
16	その他非可燃性廃棄物	4.42	8.12	2.2	4.01	4.31

出所：The Public Enterprise Scientific Research and Design and Technology Institute of Municipal Economy

キエフ市において発生した廃棄物の平均密度は 186 kg/m³ であり、水分は 39.04%であった。化学成分比率（重さあたり）は、炭素 18.54%、水素 2.62%、酸素 16.06%、窒素 0.50%および硫黄 0.15%であり、灰分は 23.12%であった。発熱量は、1,500 kcal/kg であった。リサイクル可能な物質を除去後の廃棄物では、水分は 48.3%に増加し、発熱量は 1,300 kcal/kg となり低下した。水分が多くなれば多くなるほど、廃棄物が保有するエネルギーが水分の蒸発に費やされることとなり、燃料としての質は低下する。ただし、リサイクル可能な物質、非可燃物質、食品残渣を除去した場合は、水分は 25%まで低下、発熱量は 2,500 kcal/kg まで上昇するため、発電燃料として利用可能である。日本の廃棄物発電で実績のある廃棄物の水分範囲としては、24 - 50%（これに対応する発熱量は 1,700 - 3,300 kcal/kg）であるため、日本と比較し、キエフの廃棄物が保有する発熱量は同等である。

8.1.3 廃棄物管理システムおよび廃棄物処理状況

「ウ」国では、各自治体が廃棄物の収集、運搬、処分およびリサイクルを実施する責任を有し、エリア毎に競争入札で廃棄物管理業者を選定する権限を有する。

キエフ市における廃棄物管理は、関連法に加えて、キエフ市条例（No. 582, 2008年10月30日）により規定されている。キエフ市では、廃棄物管理実施機関としてKCSが2004年に設立され、主にキエフ市の住宅管理事務局が管理する集合住宅から発生する廃棄物の管理を担っている。一方、その他の民営集合住宅や戸建て住宅、商業セクターおよび工業セクターから発生する廃棄物は、KCSの管轄とはならず民間市場により収集、運搬および処理が行われているのが現状である。キエフ市が管轄する廃棄物は、競争入札により選定されたキエフ市と契約している廃棄物管理業者（現在8社）により行われている。それ以外の廃棄物は、民間の廃棄物管理業者が、廃棄物発生者と直接契約して回収・運搬・処理されている。

KCSによると、2014年にキエフ市で発生した廃棄物（約1.1百万トン/年）のうち、0.7百万トンはキエフ市が管理している集合住宅、残りの0.4百万トンはそれ以外から発生していた。また、キエフ市が管理している集合住宅から発生した0.7百万トンの廃棄物の処理方法は、焼却処理（23万-24万トン/年）、リサイクル（7万-8万トン/年）、埋立処理（36万トン/年）であった。図8.1-2にキエフ市における廃棄物管理の概要を整理する。

廃棄物発生源	住居セクター			商業セクター	工業セクター
	市の住宅管理事務局で管理している集合住宅	民営（住宅共同組合）で管理している集合住宅	戸建て住宅		
廃棄物管理責任機関	キエフ市（KCS）		民間市場		
廃棄物収集処理業者	KCSと契約している業者（7社）		廃棄物発生者と直接契約している業者（30社）		
廃棄物発生量	0.7百万トン/年		0.4百万トン/年		
廃棄物処理方法（2014年度）	焼却：23万-24万トン/年(35%) リサイクル：7万-8万トン/年(12%) 埋立：36万トン/年(53%)		廃棄物の処理方法は不明。多くが違法投棄されていると考えられている。		

出所：KCSへのヒアリングを基に調査団作成

図 8.1-2 キエフ市における廃棄物管理の概要

8.1.4 キエフ市における廃棄物のリサイクルの状況

「ウ」国では2014年時点においてリサイクル施設が21施設存在し、そのうち6施設がキエフ市に設置されていた。キエフ市のリサイクル施設は、小規模であり主に手作業による分類が行われている。6施設における実際の合計処理容量は年間10万-12万トンであると想定されている。この6施設がフル稼働した場合、キエフ市で発生する廃棄物量の約10%を処理することが可能となる。

8.1.5 最終埋立処分場

キエフ市で現在稼働している最終埋立て処分場は以下の2箇所である。第5最終処分場は一般廃棄物、第6最終処分場は建設廃棄物が廃棄される。いずれも廃棄可能容量を超過しており、処理システムを改善することが課題となっている。

表 8.1-3 キエフ市の最終埋立て処分場

最終埋立処分場	概 要	
第5最終処分場	面積：63.7ha 操業開始年：1986年	キエフ市（51%）と民間（49%）が共同出資で設立した Kiev Spets Trans が運営している処分場で、主に一般廃棄物を受け入れており、現在5.5百万トンの廃棄物が廃棄されている。現在、廃棄可能容量を超過している。
第6最終処分場	面積： 6.8ha(第1ステージ) 2.5ha(第2ステージ) 操業開始年： 1992年(第1ステージ) 1995年(第2ステージ)	建設廃棄物を廃棄しているが、現在、廃棄可能容量を超過している。

出所：調査団作成

8.1.6 廃棄物管理タリフ

廃棄物管理業者は、キエフ市が設定した廃棄物管理タリフに基づきサービスを提供している。廃棄物管理タリフは、(i) 廃棄物輸送、(ii) 埋立処分、に対して設定されている。タリフの財源は、市民から徴収した税金と市の補助金より構成されている。2014年の廃棄物埋立処分のタリフは、18.69 UAH/m³であり、廃棄物輸送タリフの6割程度である。キエフ市の廃棄物管理の問題は、「ウ」国の他の都市と同様に廃棄物管理のタリフの料金設定が低いことで、処分場の改修や近代化ができないことにある。

表 8.1-4 キエフ市の廃棄物処理単価

		2010	2011	2012	2013	2014
廃棄物輸送 タリフ (UAH/m ³)	一般廃棄物	42.3	42.2	44.2	44.2	44.02
	産業廃棄物	44.5	44.27	47.5	47.5	47.05
	その他	56.6	56.5	56.39	56.39	56.39
廃棄物埋立 処分タリフ (UAH/m ³)	一般廃棄物	13.32	19.7	18.69	18.69	18.69
	産業廃棄物	14.58	19.1	17.81	17.81	17.81
	その他	17.72	19.8	18.69	18.69	18.69

出所：MRDC

8.1.7 エネルヒア廃棄物焼却処理場の概要

エネルヒア廃棄物焼却処理場は、キエフ市から排出される一般廃棄物の約 20-35%（年間 25 万トン-30 万トン）を処理できる能力を備えており、そのほかの廃棄物埋め立てにより処分されている。このため、同規模の廃棄物焼却処理場が 2 箇所程度必要な状態にある。



図 8.1-3 エネルヒア廃棄物焼却処理場の外観

2015年まで、廃棄物の焼却に伴って発生する 6,000-8,000 Gcal の余熱を処理場周辺の 13 の大口の需要家のみに供給していたが、実際に利用可能な発生余熱は、その数十倍あり利用されずに大気放散していた。

このため、2014年に当処理場からの発生余熱をキエフ市の供給網に繋ぎ込みを行っている。

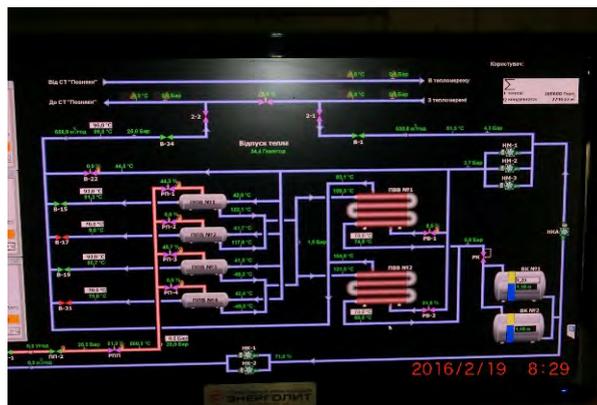


図 8.1-4 エネルヒアの熱供給用 CRT 画面

この結果、167,000 Gcal の熱を利用できるようになった。調査団が訪問した当日は、熱交換器は、4台中2台運転しており、50°C 630 t/h の温水を 93°C まで昇温して系統に戻していた(図 8.1-4 のように CRT 画面で監視されている)。

エネルヒア廃棄物焼却処理場の設備仕様を表 8.1-5 に示す。設計はハリコフ設計院が行い、ボイラはチェコ、クレーンはウズベキスタンから納入されている。

表 8.1-5 エネルヒア廃棄物焼却処理場の設備仕様

項目		設備仕様
処理系列数		廃棄物貯槽 1 槽、4 処理系列
炉のタイプ		ストーカ式焼却炉
計画条件	廃棄物発熱量	2,400 kcal/kg
	廃棄物投入量	15 t/h
	発生蒸気温度	250°C
	発生蒸気圧力	13 bar
	発生蒸気量	40 t/h

出所：調査団作成

設計値に対して、実際の廃棄物処理運用においては、廃棄物の発熱量は 1,600-1,650 kcal/kg 程度と低く、投入できる廃棄物の量は 10 t/h 程度に留まっており、その結果、発生蒸気量は計画値 40 t/h に対し、実際の運用 22-23 t/h と少なくなっている。

設備は古い印象は受けるが、良くメンテナンスされており悪臭も発することなく正常に稼働していた。中央制御室も広く将来の増設にも対応できるスペースが確保されている。ただし、廃棄物貯槽は満杯状態にあり、容量不足のように見受けられた。



(制御室)



(ストーカ側面)



(廃棄物貯槽)

図 8.1-5 エネルギー廃棄物焼却処理場の状況

8.2 ドニプロペトロフスク市

8.2.1 ドニプロペトロフスク市における一般廃棄物の発生量

ドニプロペトロフスク市における廃棄物の発生の状況は表 8.2-1 のとおり。なお、人口は概ね 100 万人であり、近年は「ウ」国東部における紛争の影響で約 6 万人が流入し、人口の増減は横ばいで推移しているが、ごみの量は微増傾向にある。ドニプロペトロフスク市からは、1 日あたり 800 トンに満たないごみの量が発生しており、「ウ」国全体としては、標準的な発生量とのことであった。

表 8.2-1 ドニプロペトロフスク市およびドニプロペトロフスク州における廃棄物発生量

行政区分	人口	人口密度 (人/km ²)	面積 (km ²)	廃棄物発生量 (t)
ドニプロペトロフスク市	999,250 (2011年)	2,467	405	307,000 (2013年)
ドニプロペトロフスク州	3,290,786 (2014年)	102	31,974	2,593,000 (2014年)

出所：State Statistics Service of Ukraine、JASE⁴⁹ WG 資料を基に調査団作成

8.2.2 ドニプロペトロフスク市において発生する廃棄物の性状

ドニプロペトロフスク市における廃棄物の性状については、廃棄物発電の基礎データとして必要な性状および発熱量については、分析を行っておらずデータは得られていない。なお、市内で発生する廃棄物の内訳は、表 8.2-2 のとおりである。

表 8.2-2 ドニプロペトロフスク市で発生する廃棄物の内訳 (2016年)

No.	廃棄物の内容	割合 (%)
1	食品残渣	26
2	市内路上収集ごみ	15
3	プラスチック類	13
4	可燃物	12
5	紙類	10
6	布類	8
7	木くず類	5.5
8	ガラス類	4
9	金属類	1.5
10	皮革・ゴム類	1.8
11	危険物	0.2
12	上記以外の廃棄物	3

出所：ドニプロペトロフスク市からの情報を基に調査団作成

8.2.3 廃棄物管理システムおよび廃棄物処理状況

ドニプロペトロフスク市では、市を8つの地域に分け、それぞれで入札を行い、収集業者を決定しており、現在は、ごみの収集は Dneprokommutrans がドニプロペトロフスク市民の90%をカバーしている。

廃棄物の発生量が異なる集合住宅居住者と、戸建て住宅居住者に分けて処理単価が設定されている。それぞれの廃棄物収集業者は、市民とそれぞれで契約を締結している。しかしながら、廃

⁴⁹ 世界省エネルギー等ビジネス推進協議会

棄物処理費用を支払っているのは、人口の 60-70%以下であり、その未回収料金はごみ収集業者の負担として転嫁されているのが実態である。

8.2.4 ドニプロペトロフスク市における廃棄物のリサイクルの状況

ドニプロペトロフスク市ではプラスチック系廃棄物の買い取り価格が近年 1 トン当たり 3,000 UAH から 12,000 UAH に上昇したため、一般市民レベルで廃棄物の分別の動きはあるものの、行政としては、分別およびリサイクルに対する取り組みは現在のところ行っていない。

8.2.5 最終埋立処分場

2011 年 11 月に Pravoberezhny 埋立処分場（面積 130 ha）を開設した。ドニプロペトロフスク市からの約 5 km 離れた場所に位置し、公営企業 ECO DNEPR に属し、埋立作業は外部に委託され、Alter ECO が操業を行っている。当処分場は、EU 基準に沿って建設されている（遮水シートの設置、発生メタンガス収集配管の設置、埋立後のモニタリングの実施など）。当処分場の開設以前は Kulebovka にある処分場が共用されていたが、私企業に属しており具体的なデータは開示されていない。



(処分場の遠景)



(発生メタンガス収集配管)



(ごみ収集車)

図 8.2-1 Pravoberezhny 埋立処分場の状況

8.2.6 廃棄物管理タリフ

ドニプロペトロフスク市の廃棄物管理タリフは、年間ごみの発生量が異なる集合住宅居住者と戸建て住宅居住者に分けており、一人当たりの年間廃棄物発生量の平均値に輸送費と埋立処分費を加算して算出する仕組みである。その内訳は表 8.2-3 のとおりである。

表 8.2-3 ドニプロペトロフスク市の廃棄物処理単価

		廃棄物輸送 タリフ (UAH/m ³)	廃棄物埋立処分 タリフ (UAH/m ³)	総合単価 (UAH/月・1人) (2011年-2016年 現在)
集合住宅居住者 (年間発生量平均：2.01 m ³ /年)	一般廃棄物	35	13.08	9.36
	一般廃棄物のうち大きいサイズのもの	65		
戸建住宅居住者 (年間発生量平均：2.42 m ³ /年)	一般廃棄物	35		11.26
	一般廃棄物のうち大きいサイズのもの	65		

出所：ドニプロペトロフスク市からの情報を基に調査団作成

8.3 ハリコフ州

8.3.1 ハリコフにおける一般廃棄物の発生量

ハリコフ地域に対する調査としてハリコフ市とハリコフ州を対象とした。確認できた廃棄物発生量は以下のとおりである。

表 8.3-1 ハリコフ市およびハリコフ州における廃棄物発生量

行政区分	人口	人口密度 (人/km ²)	面積 (km ²)	廃棄物発生量(t)
ハリコフ市	1,430,885 (2014年)	4,676	306	443,000
ハリコフ州	2,720,342 (2015年)	86	31,415	2,172,000

出所：State Statistics Service of Ukraine、JASE WG 資料、ハリコフ州ホームページを基に調査団作成

ハリコフ州における 2010-2014 年における発生量は、概ね 210 万-260 万トン推移しており、特に一方的な傾向にはない。

8.3.2 ハリコフ州において発生する廃棄物の性状

ハリコフ州における廃棄物の性状については、ハリコフ州は廃棄物発電の基礎データとして必要な性状および発熱量は分析を行っておらず、データは得られなかった。なお、ハリコフ市内で発生する廃棄物の内訳は表 8.3-2 のとおりである。

表 8.3-2 ハリコフ市で発生する廃棄物の内訳（年度不明）

No.	廃棄物の内容	割合（％）
1	食品残渣	15.12
2	紙類	26.92
3	プラスチック類	20.70
4	ガラス類	17.64
5	金属類	1.02
6	非金属類	0.16
7	布類	3.44
8	木くず類	1.38
9	危険物	0.65
10	皮革・ゴム類	1.90
11	上記以外の廃棄物	11.06

出所：トルコ、ウクライナ、ベラルーシ、アゼルバイジャンにおける廃棄物発電事業に関する現状確認調査（平成 25 年 4 月 株式会社エックス都市研究所）

8.3.3 廃棄物管理システムおよび廃棄物処理状況

ハリコフ州の廃棄物は、その他のウクライナの都市と同様に主に埋立処分されている。ハリコフ州には、鉄道事業から発生する廃棄物を焼却する焼却施設がハリコフ市および Lyubotyn 市に設置されているが報告されているが、家庭や商業施設等から発生する廃棄物を焼却処理する施設は存在していない。

8.3.4 ハリコフ州における廃棄物のリサイクルの状況

ハリコフ州のロハン市にリサイクル施設が設置されているが、実際のリサイクルの状況に関する情報は確認できなかった。また、ハリコフ州では、最終処分場に持ち込まれた廃棄物を当該地で分別設備することによりプラスチックやガラス等を二次資源として回収、収益を得ることを検討している。

8.3.5 最終埋立処分場

ハリコフ州では、現在共用している最終埋立処分場は2箇所(Dergachi 地点、Kharkiv 地点)、建設中の処分場は2箇所(Lyubotyn 地点(工事進捗 60%)、Bogoduhov 地点(工事進捗 90%))、その他、計画中の処分場は6箇所がある。さらに、ガス・液体の廃棄物処分場として2箇所を計画している。

このように、ハリコフ州は、廃棄物の最終処分は埋立することを政策の柱としており、焼却処分は検討しているものの処理コストが上昇することからメリットはないと考えている。しかしながら、最終処分場に持ち込まれた廃棄物を当該地で分別設備することによりプラスチックやガラス等を2次資源として回収、収益を得ることを検討している。

図 8.3-1 はハリコフ市近郊の Dergachi 最終埋立処分場の様子である。WB からの 45 百万 USD の融資を受けて、当場所に廃棄物の分別設備の設置を計画しており、2016 年 6 月頃に入札を行い EPC コントラクトを決定する予定である。



図 8.3-1 Dergachi 埋立処分場の状況

8.4 廃棄物管理関係法案の改定動向

「ウ」国では、2015 年末時点で、廃棄物管理に関連する法案が 12 案提出されている。その中には、廃棄物となる製品を生産している企業(ペットボトル生産など)がその製品の廃棄物の収集、リサイクルを実施する責任を有する法案、廃棄物に関する環境税を州の特別予算に入れる案、パッケージの輸入および生産に環境税を導入する案などが含まれている。ただし、いずれの法案も今後導入されるかは未定である。

8.5 廃棄物発電分野の支援ニーズ

8.5.1 キエフ市 エネルヒア廃棄物焼却処理場

既設工場として、短期間で解決しなければならない優先課題の1番目は、煙突の排ガスに環境設備が設置されていないことである。ESPは設置済みであるが、「ウ」国基準は満たすが、EU基準には適合しないので排ガス処理装置の追設が必要である。

2番目は、エネルギーを有効利用できていないことである。熱交換器を設置して熱供給網に熱を供給しているが、大気放散させている未回収熱も多いため、全体としては、有効利用がなされていない状態にある。この解決策としては、背圧タービン発電機の設置が考えられる。熱の未回収分を電気出力としても回収することができ、エネルギー利用効率を高めることができる。

3番目としては、同一敷地内に廃棄物焼却設備を増設することである。2014年にグリーン・インベストメント・スキームを活用した計画（ファンド負担70-80%、残りはキエフ市または国家予算）を伊藤忠商事株式会社および日立造船株式会社が協働して取り纏めている。この計画は、年間廃棄物処理能力13万2千トン、発電能力7MW、工事費140百万USDだったが、「ウ」国政府に採択されず、棚晒しの状態になっている。

以上を踏まえ、Kyivenergoより提案された廃棄物分野での支援策は以下のとおりである。

➤ 既設工場への4 MWタービン発電機の追設

本工場は、年間30万トンの廃棄物処理能力を有する。熱出力は最大30MWになるので、4MWの背圧タービン発電機を追設してエネルギーの有効利用を図る。発電した電気は、所内電源として使用するとともに、余剰分は系統へ売電する。グリーン・タリフ制度の適用が受けられれば、経済性が増す。グリーン・タリフ制度が廃棄物発電やバイオマスと同じく現在のところ国会審議中である。なお、概算工事費（税抜）は、2.5百万USDである。

➤ 既設工場への排ガス処理装置の追設

指令2010/75/EU (CO-50 mg/Nm³、NOx-200 mg/Nm³、浮遊粒子-10 mg/Nm³)に適合するために、2018年までに排ガス処理装置を4つのすべてのボイラに設置する。概算工事費（税抜）は、15百万USDである。なお、規制を守れない場合には、罰金を払い続けることになる。

➤ 既設工場への廃棄物処理系列の追加

既設工場に併設して、年間10万トン処理能力を有する廃棄物焼却設備を設置する。熱出力30MW、発電容量8MWも同時に設置する。メリットとしては、既に廃棄物処理を行っている場所なので、行政や住民の同意も得やすいものと考えられる。概算工事費（税抜）は、90百万USDである。

➤ 新設の廃棄物処理場の設置

新たな場所に年間 35 万トンの廃棄物処理能力を有する廃棄物焼却設備を設置する。熱出力 120 MW、発電容量 40 MW も同時に設置する。キエフ市内の廃棄物の量は年間 100 万トンを超えているが、現在、焼却処分されている量はそのうちの 25-30%なので十分可能である。ただし、新たな土地の取得は、必要性を説明すれば市が提供することだが、焼却場の建設には、法整備と市民の賛同が必要である。

8.5.2 ドニプロペトロフスク市

同市は、廃棄物の焼却処分は非常に前向きで、行政としても重要な取り組むべき施策との認識であり廃棄物発電設備の設置の要望が示された。しかしながら具体的な設備規模や、廃棄物発電の重要なデータである廃棄物の発熱量は分析しておらず、まだ焼却処分に対する基本的情報の収集をしている段階に見受けられた。

同市は、日本における廃棄物処理行政に対して非常に興味を持っており、調査団に対してはその仕組みについての質疑が多くなされた。

8.5.3 ハリコフ州

同州は、廃棄物処理に対して分別を行いたいとの意向はあるものの、廃棄物発電に対しては処理単価を上げなくてはならないとの内部結論に至っており、また、並行して複数の埋め立て処分場を建設中あるいは計画しているところであり、今後とも埋め立て処分を基本政策として継続していくとのことである。新規処分場の設置にあたり、市民から発生・収集レベルでの分別ではなく埋立処分場における持ち込みのレベルで分別設備を設置し、2 次資源として売却したいとの考えである。

8.6 支援候補の検討

(1) キエフ市

エネルギー廃棄物焼却処理場の視察、意見交換により取り纏めた支援候補を表 8.6-1 のとおり整理した。

表 8.6-1 キエフ市に対する廃棄物処理関連の支援候補

項目	(i) 4MW の蒸気タービン発電機の設置	(ii) 既設工場への排ガス処理設備の追設	(iii) 既設工場への廃棄物処理系列の追加	(iv) 新設の廃棄物処理場の設置
対象者 (設備保有者/事業者)	エネルギー廃棄物焼却処理場 (キエフ市/Kyivenergo)	同左	同左	同左
案件の概要	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 廃棄物の焼却にともない余熱が発生するが、蒸気タービン発電機の設置によって、所内動力としての活用と未利用エネルギーを電気出力として有効活用するもの。 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ EU 基準に適合するために、既設工場の排ガス処理設備の追加を行うもの。 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 廃棄物処理系列 (10 万トン/年) の追加により工場の処理能力の増強を図るもの。 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 35 万トン/年の処理能力の廃棄物焼却処理場 (熱出力 120 MW、発電出力 40 MW) を設置し、廃棄物処理能力の拡大を図るもの。
案件選出の経緯 および カウンターパートのニーズ	<ul style="list-style-type: none"> ▶ カウンターパートより聴取した。 	同左	同左	同左
工事期間 (短期・中期・長期)	短期 (1-3 年程度)	短期 (1-3 年程度)	長期 (6-10 年程度)	長期 (6-10 年程度)
概算費用	2.5 百万 USD (先方試算による)	15 百万 USD (先方試算による)	90 百万 USD (先方試算による)	315 百万 USD (先方試算を容量比拡大した)
本邦技術の活用可能性 (技術優位性・「ウ」国への関心)	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 本邦技術は適用できるが、海外勢に対し優位を保つ分野ではない。 	同左	同左	同左
想定される事業効果	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 未利用の余熱を電気出力として取り出すことにより、売電収入が得られる。 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 環境負荷の低減により、大気汚染を抑制することが可能になる。 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 処理能力拡大により、廃棄物が減容し最終処分場の延命化に寄与する。 	同左
国家保証交渉の可否	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 地方都市に対する国家保証の付与は不明である。 	同左	同左	同左
支援の方向性・課題等	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 地方都市に対するサブスブリン制度の創設/スキームの確立が課題である。 ▶ 設備の改修が可能となる適切な処理単価の設定による処理料金制度の確立が必要である。 	同左	同左	同左

出所：調査団作成

(2) ドニプロペトロフスク市

ドニプロペトロフスク市と面談の結果、以下の支援候補が適切と考え、表 8.6-2 に取り纏めた。

表 8.6-2 ドニプロペトロフスク市に対する廃棄物処理関連の支援候補

項目	(i) 日本の廃棄物行政に関する研修・キャパシティビルディング	(ii) 新設の廃棄物処理場の設置
対象者 (設備保有者/事業者)	ドニプロペトロフスク市	同左 (実施機関不明)
案件の概要	<ul style="list-style-type: none"> 日本の地方自治体の担当者による日本の廃棄物処理に対する取り組みに対する研修を実施するもの。 	<ul style="list-style-type: none"> 廃棄物の焼却にともない余熱が発生するが、蒸気タービン発電機の設置によって、所内動力としての活用と未利用エネルギーを電気出力として有効活用するもの。
案件選出の経緯 および カウンターパートのニーズ	<ul style="list-style-type: none"> カウンターパートのニーズは不明であるが、調査団に対するカウンターパートからの質問は、日本における廃棄物処理の仕組み・取り組みに関するものがほとんどであったことに基づく。 	<ul style="list-style-type: none"> 廃棄物焼却処理場がないことを確認 カウンターパートは廃棄物処理場の情報を収集していることから、ニーズがあることを確認した。
工事期間 (短期・中期・長期)	—	長期 (6-10 年程度)
概算費用	—	規模不明のため、概算費用は不明
本邦技術の活用可能性 (技術優位性・「ウ」国への関心)	—	<ul style="list-style-type: none"> 本邦技術は適用できるが、海外勢に対し優位を保つ分野ではない。
想定される事業効果	<ul style="list-style-type: none"> (ii) の新設の廃棄物処理場を設置するためには、その前段として分別・リサイクルに対する認識を深めておく必要がある。 	<ul style="list-style-type: none"> 廃棄物の焼却処分により、発生余熱を地域熱供給に利用できる。 廃棄物埋め立て量の減容化による埋立処分場の延命化に寄与する。
国家保証交渉の可否	—	<ul style="list-style-type: none"> 地方都市に対する国家保証の付与については不明である。
支援の方向性・課題等	—	<ul style="list-style-type: none"> 地方都市に対するサブソブリン制度の創設/スキームの確立が課題である。 設備の改修が可能となる適切な処理単価の設定による処理料金制度の確立が必要である。

出所：調査団作成

(3) ハリコフ州

ハリコフ州としては、8.5.3に記載したとおり、処分場レベルで分別・回収資源の2次利用をしたいとの方向であり、廃棄物の発電利用に対するニーズは確認できなかった。

8.7 支援策実施にあたっての法規制・手続き

廃棄物発電分野においてEU要求の遵守を目的とした「ウ」国の法律とEU要求を表8.7-1に示す。

「ウ」国の廃棄物発電設備の関連法・規制一覧については付録に記載する。

表 8.7-1 主要な廃棄物発電設備改修・新設関連の法・規制

ウクライナ法・規制	EU 要求
<ul style="list-style-type: none"> ▶ 「ウ」国によるエネルギーコミュニティ条約に参加するためのプロトコル ▶ 2011/8/3 発効 2015/10/7 改正「ウ」国内閣 Order No. 733-P「エネルギー共同体条約に基づく実施義務のための行動計画の承認」 ▶ 2013/12/20 発効 2015/10/13 改正「ウ」国内閣 Order No. 1080-p「「ウ」国のエネルギー戦略の実現への継続的な支援プログラムへの資金調達協定の変更、および欧州委員会に代表される欧州連合（EU）と「ウ」国の追加契約第1号への署名」 ▶ ウクライナ法「「ウ」国の電力市場の運用規定」 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 2001/10/23 発効指令 2001/80/ EC：大規模な燃焼プラントから空気中への特定汚染物質の排出制限 ▶ 2006/4/5 発効指令 2006/32/EC：エネルギー最終利用効率とエネルギーサービス ▶ 2009/4/23 発効指令 2009/28/ EC：再生可能エネルギー源からのエネルギーの利用促進 ▶ 2009/7/12 発効指令 2009/73/ EC：天然ガスの域内市場のための共通のルール ▶ 2009/7/13 発効規則（EC）No. 715/2009：天然ガス輸送ネットワークにアクセスするための条件

出所：調査団作成

8.8 日本企業の参入可能性

キエフ市のエネルギー廃棄物焼却処理場はストーカ炉が使われており、この炉は、廃棄物の焼却処理分野では一般的に使用されるものである。日本企業でも取り扱う企業は多く納入実績も多い。つまり、この型式は日本企業がとりわけ優位な技術を持つ分野ではなく、欧州のみならず世界には競合する企業が多く存在する。他方、「ウ」国では、火力発電分野のみならず廃棄物焼却設備に対しても、環境規制を遵守する必要に迫られている。このような状況の中で日本企業が参入できる可能性として考えられるのは、ストーカ炉と環境設備あるいは背圧タービンの設置一式をパッケージとした高いエネルギーの利用効率と EU 基準に適合する総合的なソリューションに対する提案や、あるいは予定工期を順守する高い建設作業品質をアピールすることが挙げられるが、国際競争入札の場で、このような内容が事前資格審査（prequalification : PQ）条件としてどれだけ採用できるか、また「ウ」国の入札実施当局に認められるかどうかは未知数である。また、設備の売り切りではなく運開後の運営保守をオプションとしてつけることができれば、日本企業の受注には有利な点となり得るが、これまで、「ウ」国において設備メーカー並びに運営保守コンサルタントの受注実績がほとんど無いなかで、今後、関心を示す日本企業が現れるかどうかは、懐疑的と言わざるを得ない。

8.9 まとめ

8.9.1 国家保証の付与の可能性

今回ヒアリングを行った Kyivenergo は、キエフ市から操業権を得て、エネルギー廃棄物焼却処理場の運営を行っているオペレータの立場に過ぎない。設備はキエフ市に所属しており、当該設備にて対する円借款を供与するためには、キエフ市に対する「ウ」国政府からの国家保証が確保されなければならない。7.13.1 に記載したとおり、キエフ市資産への円借款の付与の可能性はあるが、サブソブリンによる地方自治体への貸付けの制度創設があれば、支援の幅が広がるのが期待できる。ドニプロペトロフスク市についても同様である。

8.9.2 日本企業のウクライナへの関心

廃棄物焼却処理が可能な設備を取り扱う日本企業にヒアリングを行っているが、円借款が前提のプロジェクトとしても総じて「ウ」国に対する関心は高くなかった。加えて、この分野は特段日本企業が高い技術を有する分野ではないため、日本企業の起用は容易ではないと思われる。

8.9.3 廃棄物発電 M/P の策定

今回、Kyivenergo および 2 つの地域（ドニプロペトロフスク市、ハリコフ州）を訪問したが、廃棄物焼却処分のない 2 地域は、分別回収・リサイクルの必要性を認識しているものの、広大な土地が利用できることからいずれも埋立処分を基本方針としている。しかしながら、環境意識の高まり、廃棄物減容による埋立処分場の延命化、外的要求（EU 基準等）への適合が求められ、早晩、より高度な廃棄物対策が求められる。しかしながら、廃棄物発電設備の設置には、設備の維持・改修が可能となる適切な処分単価の設定と、その結果処分単価が上昇することに対する市民の理解が必要である。また、その処分単価の改定に対する許認可は「ウ」国政府が保有しているため、政府レベルでの国民に対する啓発活動を進めていく必要がある。そのためには、各地方都市の廃棄物処理の実態を調査し、それに応じた全国大の必要な設備数量を把握する廃棄物発電の M/P の確立が前提となる。

また、8.8 に記載したとおり、日本企業で「ウ」国に関心を示す企業はほとんどなく、日本企業が有する廃棄物発電技術における顕著な優位点もないなかで、今後、日本企業の参入を働き掛けていくためには、日本による廃棄物発電の M/P の策定は、一つの有効なきっかけになるものと考えられる。

8.9.4 環境社会配慮面での留意点（廃棄物発電分野）

(1) 環境法制度の留意点

廃棄物分野の支援対象候補事業である廃棄物焼却設備の建設は、詳細な EIA の対象となると考えられ、現地国法に基づき、EIA レポートの作成、コンサルテーションの実施を経て、所管官庁より承認を得る必要があることに留意する必要がある。

現行の「ウ」国法では焼却炉の大気排出に特化した基準は設定されておらず一般の大気排出に適用される基準が適用されている。現在、「ウ」国で唯一稼働している廃棄物焼却処分場であるエネルギー廃棄物焼却処理場の焼却炉では、NO_x、SO_x、HF、HCl など 37 項目をモニタリングしており「ウ」国の現行基準を満足していると報告されているが、今後「ウ」国が遵守すべき指令 2010/75/EU に規定されている焼却炉に特化した大気排出基準を満たすことが今後の課題である。

(2) その他留意点

「ウ」国では、焼却処分、分別およびリサイクルは進んでおらず、発生する大部分の廃棄物が埋立処理または違法に廃棄されている状況である。これは、廃棄物管理に関する規制及び制度が十分に整備されておらず、資金が確保できていないことが主な理由と考えられている。そのため、廃棄物に関連する大気汚染、悪臭、土壌地下水汚染などの環境対策も導入できていない状況であり、EU の要求事項を満たすために今後改善されていくことが求められる。

例えば、キエフ市における廃棄物管理は、一部のキエフ市が管理している集合住宅から発生する廃棄物のみがキエフ市により管理され、それ以外の廃棄物の処理方法は適切に把握されておらず、多くが違法投棄されていると考えられている。また、最終処分場は、一般廃棄物および建設廃棄物に対してそれぞれ 1 施設ずつのみ操業をしており、いずれも廃棄量が処分場の容量を超過している状況である。また、グリーン・タリフ制度など、廃棄物の処理に対する設備の保守運用が可能となる適切な処理単価の回収スキームが確立されておらず、廃棄物処理の現場では常に焼却場ならびに最終処分場の改修および近代化の財源が不足しているために、浸出水管理、悪臭対策などの環境問題が改善されないまま放置されている。このため、廃棄物管理の改善はキエフ市の大きな課題の一つであり、新たな廃棄物焼却炉の建設と共に処理単価の適切な改修スキームを確立することが、廃棄物処理問題の解決に貢献することが期待される。

付録 ウクライナのエネルギーセクター関連法・規制一覧

項目	番号	コード番号	タイプ	発効日	タイトル名	関連事業					関連業務	
						火力発電	コジェネ発電 バイオ・廃棄物	地域熱供給	水力発電	送配電	新設工事	改修工事
Ukraine Law Decree Regulation Order Instruction	1	2694-XII	Law	1992/10/14	On labor protection	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y
	2	74/94-B P	Law	1994/7/1	On energy saving	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y
	3	334/94-B P	Law	1994/12/28	On Company' s Profit Tax (Invalid2013/1/1)	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y
	4	282/95	Decree	1995/4/4	On the restructuring of the power generating complex of Ukraine	Y	Y	Y	Y	—	Y	Y
	5	192/96-B P	Law	1996/5/15	On pipeline transport	Y	Y	Y	—	—	Y	—
	6	15	Regulation NERC	1996/6/13	On approval of the Terms and Rules for business activities in the area of electricity transmission to local power networks	—	—	—	—	Y	Y	Y
	7	15/1	Regulation NERC	1996/6/13	On approval of the Terms and Rules for business activities in the area of power supply at a regulate rate	Y	Y	Y	—	—	Y	Y
	8	28	Regulation NERC	1996/7/31	On approval of the rules for power	Y	Y	Y	—	Y	Y	Y
	9	929	Regulation	1996/8/7	On strengthening control over the modes of power and heat energy consumption	Y	Y	Y	—	—	Y	Y
	10	36	Regulation NERC	1996/8/12	On approval of the Terms and Rules for business activities in the area of power supply at an unregulated rate	Y	Y	Y	—	—	Y	Y
	11	152	Regulation NERC	1996/10/11	On approval of the Terms and Rules for business activities in the area of power transfer through main and interstate power grids	—	—	—	—	Y	Y	Y
	12	148	Regulation	1997/2/5	On approval of the complex state program for energy saving of Ukraine	Y	Y	Y	—	—	—	Y
	13	731	Regulation	1997/7/10	On the complex measures for National energy program of Ukraine implementation	Y	Y	Y	—	—	Y	Y
	14	575/97_B P	Law	1997/10/16	On power generating industry	Y	Y	Y	Y	—	Y	Y
	15	575/97-B P	Law	1997/10/16	On Electricity	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y
	16	147/98-B P	Law	1998/3/3	On transfer of objects of state and municipal property	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y
	17	1094	Regulation	1998/7/15	On state examination in energy saving area	Y	Y	Y	—	—	—	Y
	18	189	Regulation	1999/2/15	On approval of the state supervision order in power generating sector	Y	Y	Y	—	Y	Y	Y
	19	997-XIV	Law	1999/7/16	On Concessions	—	—	—	—	—	—	—
	20	1357	Regulation	1999/7/26	On approval of the rules for power use for the population	Y	Y	Y	Y	Y	—	Y
	21	1456	Regulation	1999/8/9	On implementation of the “Rehabilitation of Hydropower stations” project and management in the system	—	—	—	Y	—	—	Y

項目	番号	コード番号	タイプ	発効日	タイトル名	関連事業					関連業務	
						火力 発電	コジェネ発電 バイオ・廃棄物	地域 熱供給	水力 発電	送配電	新設 工事	改修 工事
Ukraine Law Decree Regulation Order Instruction	22	1305	Regulation NERC	1999/10/6	On approval of the Instruction for the order of issuance of licenses by the National Electricity Regulatory Commission for certain types of business	Y	Y	Y	Y	Y	—	Y
	23	1127-XIV	Law	1999/10/6	Mining Law of Ukraine	Y	Y	—	—	—	Y	—
	24	1391-XIV	Law	2000/1/14	On alternative fuel types	Y	Y	Y	—	—	Y	Y
	25	1682-III	Law	2000/4/20	On natural monopolies	Y	Y	Y	—	—	Y	Y
	26	1775-III	Law	2000/6/1	On Licensing of Certain Types of Economic Activity	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y
	27	922	Regulation	2000/6/5	On approval of the Statute of the state enterprise "Energorynok"	—	—	—	—	Y	Y	Y
	28	1139	Regulation	2000/7/19	On approval of the sanction for violation of law in the area of power generation	Y	Y	Y	—	—	—	Y
	29	29-p	Instruction	2001/1/31	On transfer of the heat and power plants (TEI) and heating supply networks to the ownership of the local community of Kyiv City	—	—	Y	—	—	Y	Y
	30	2665-III	Law	2001/7/12	On Oil and Gas	Y	Y	Y	—	—	Y	—
	31	1169/2001	Decree	2001/12/3	On additional measures for reforming the power generating sector of Ukraine	Y	Y	Y	—	—	—	Y
	32	555-IV	Law	2003/2/20	On alternative sources of energy	Y	Y	Y	—	Y	Y	Y
	33	999-IV	Regulation	2003/6/19	On adoption as a basis of the draft law of Ukraine on combined heat and power generation (cogeneration) and waste energy potential use	—	Y	Y	—	—	—	Y
	34	794	Decree	2004/6/22	On establishment of National Joint Stock Company "Energy Company of Ukraine"	Y	Y	Y	Y	Y	—	Y
	35	1869-IV	Law	2004/6/24	On national program of reforming and development of housing and public utilities sector for 2009-2014	Y	Y	Y	—	—	—	Y
	36	1875-IV	Law	2004/6/24	On housing and public utilities services	Y	Y	Y	—	—	Y	Y
	37	648-p	Instruction	2004/9/8	On arrangements for reconstruction and modernization of the heat and power plants (TEI) and thermal power plants (TEC) during the period till 2020	Y	Y	Y	—	—	—	Y
	38	173	Regulation	2004/12/23	On approval of the Order for the use of funds for the creation and implementation of thermal power cogeneration modules for coal bed methane utilization in 2004	Y	Y	—	—	—	—	Y
	39	2509-IV	Law	2005/4/5	On combined heat and power generation (cogeneration) and waste energy potential	—	Y	—	—	—	Y	Y
	40	2633-IV	Law	2005/6/2	On heat supply	Y	Y	Y	—	—	Y	Y

項目	番号	コード番号	タイプ	発効日	タイトル名	関連事業					関連業務	
						火力発電	コジェネ発電 バイオ・廃棄物	地域熱供給	水力発電	送配電	新設工事	改修工事
Ukraine Law Decree Regulation Order Instruction	41	148	Regulation	2005/6/16	On approval of the order of installation of temporary consumption rates, quality standards and modes of housing and public utility services	Y	Y	Y	—	—	Y	Y
	42	630	Regulation	2005/7/21	On approval of the rules for district heating services provision, cold and hot water supply and the standard contract for district heating services provision, cold and hot water supply	—	—	Y	—	—	Y	Y
	43	---	Credit A	2005/9/19	Credit agreement ("Rehabilitation of Hydropower stations" project) between Ukraine and International Bank for Reconstruction and developmen	—	—	—	Y	—	—	Y
	44	3256-IV	Law	2005/12/21	On ratification of the Credit Agreement ("Rehabilitation of Hydropower stations") between Ukraine and International Bank for Reconstruction and development	—	—	—	Y	—	—	Y
	45	47	Order	2006/1/21	On approval of the rules for connection of cogeneration units to power networks	—	Y	—	—	Y	Y	Y
	46	113-p	Instruction	2006/3/1	On approval of the feasibility study for the second phase of the reconstruction of hydropower station Ukrhydroenergo, LLC	—	—	—	Y	—	—	Y
	47	145-p	Instruction	2006/3/15	Energy Strategy of Ukraine 2006 (Invalid2013/7/24)	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y
	48	540	Regulation	2006/4/26	On approval of the Terms and regulations (license conditions) for heat generation activities at heat and power plants, thermal power plants, nuclear power plants, co-generation and non-conventional or renewable energy sources installation	Y	Y	Y	—	Y	Y	Y
	49	695	Regulation	2006/5/18	On approval of the provision for loans at preferential rate for investment projects on implementation of energy saving technologies and technologies on alternative fuel sources manufacturing	Y	Y	Y	—	Y	—	Y
	50	183	Order	2006/5/24	On approval of the order for preparation and financing of the projects for implementation the plan for reconstruction and modernization of the thermal power plants	Y	—	—	—	Y	Y	Y
	51	1670	Regulation	2006/11/29	On approval of the Order for validation of the cogeneration installation	—	Y	—	—	—	Y	Y
	52	419	Regulation	2007/3/7	On approval of the use of funds in 2007 allocated in the state budget to reduce the cost of loans for the construction of nuclear power, pumped storage hydropower and other power stations, transmission, mountainous and rural power lines, as well as the stockpiling of solid fuel for thermal power plants	Y	—	—	Y	Y	Y	—
	53	877-V	Law	2007/4/5	On Principles of State Supervision (Control) of economic activity	Y	Y	—	—	Y	Y	Y

項目	番号	コード番号	タイプ	発効日	タイトル名	関連事業					関連業務	
						火力 発電	コジェネ発電 バイオ・廃棄物	地域 熱供給	水力 発電	送配電	新設 工事	改修 工事
Ukraine Law Decree Regulation Order Instruction	54	59	Order	2007/4/17	On approval of the agreement procedure by State energy efficiency company of Ukraine of innovative and investment projects on energy saving technologies and technologies of alternative fuel sources, performed by economic entities under the loans at preferential rate	Y	Y	Y	Y	Y	—	Y
	55	408-p	Regulation	2007/6/13	On approval of the action plan for reforming and development of energy sector	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y
	56	1198	Regulation	2007/10/3	On approval of the rules for thermal power usage	Y	Y	Y	—	—	Y	Y
	57	75	Regulation	2008/2/22	On approval of the criteria for the division of business entities according to risk of their activities in the field of power and heat supply and determining the frequency of the state supervision (control)	Y	Y	Y	—	—	Y	Y
	58	601-VI	Law	2008/9/25	On Amendments to the Law of Ukraine "On Electrical Power Industry"	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y
	59	102-p	Instruction	2009/2/4	On measures of alternative energy sources use	Y	Y	Y	—	—	—	Y
	60	126	Regulation	2009/2/19	On peculiarities of the connection of power facilities that generate electricity from alternative sources to power grids	Y	Y	Y	—	Y	Y	Y
	61	401	Regulation	2009/4/2	On approval of the order of regional development programs for heat supply systems modernization	—	—	Y	—	—	—	Y
	62	682	Regulation	2009/5/20	On the measures for heat supply system s modernization	—	—	Y	—	—	—	Y
	63	1391-VI	Law	2009/5/21	On Amendments to Certain Laws of Ukraine as to Support of Production and Use of Biofuel Types	—	Y	—	—	—	Y	Y
	64	1392-VI	Law	2009/5/21	On Coalbed Methane	Y	—	—	—	—	—	Y
	65	771-p	Instruction	2009/7/8	On the involvement of the International Bank for Reconstruction and Development loan for additional financing Hydropower Rehabilitation Project	—	—	—	Y	—	—	Y
	66	223	Order	2009/7/24	On approval of the rules for connection of cogeneration units to heating networks	—	Y	Y	—	—	—	Y
	67	159/2009-p	Instruction	2009/7/27	Issues of the conclusion of credit agreement (Additional financing for the implementation of the "Rehabilitation of Hydropower stations") between Ukraine and International Bank for Reconstruction and development	—	—	—	Y	—	—	Y
68	---	Credit A	2010/2/3	Credit Agreement (Additional financing for the implementation of the "Rehabilitation of Hydropower stations") between Ukraine and International Bank for Reconstruction and developmen	—	—	—	Y	—	—	Y	

項目	番号	コード番号	タイプ	発効日	タイトル名	関連事業					関連業務	
						火力 発電	コジェネ発電 バイオ・廃棄物	地域 熱供給	水力 発電	送配電	新設 工事	改修 工事
Ukraine Law Decree Regulation Order Instruction	69	151	Regulation	2010/2/17	On approval of the order for recalculation the tariffs for district heating services provision, cold and hot water supply and sewer in the case of the failure to provide the services or reducing the volume or quality of the service	—	—	Y	—	—	Y	Y
	70	MECI 75	Order	2010/2/25	Standard Specification on Modernization of 200 MW and 300 MW thermal power plant for Regulation Frequency and Power	Y	—	—	—	Y	—	Y
	71	243	Regulation	2010/3/1	On approval of the State target economic program on energy efficiency and development of energy production from renewable energy sources and alternative fuels for 2010-2016	Y	Y	Y	—	—	Y	Y
	72	2437-VI	Law	2010/7/6	On ratification of the Credit Agreement (Additional financing for the implementation of the "Rehabilitation of Hydropower stations") between Ukraine and International Bank for Reconstruction and development, Letter-annex No.1 to the Credit agreement (regarding financial and economic data), and Letter-annex No.2 to the Credit agreement (regarding the monitoring and assessment indexes)	—	—	—	Y	—	—	Y
	73	2467-VI	Law	2010/7/8	On the Principles of the Natural Gas Market Functioning	Y	Y	—	—	—	—	Y
	74	2479-VI	Law	2010/7/9	On the state regulation in the area of public utility services	Y	—	—	Y	Y	Y	Y
	75	2480-VI	Law	2010/7/9	On land of electric powers and the legal status for special zones of power engineering facilities	Y	Y	Y	—	Y	—	Y
	76	2624-VI	Law	2010/10/21	On peculiarities of renting or concession of district heating, water supply and sanitation facilities that are in communal ownership	—	—	Y	—	—	Y	Y
	77	2755-VI	Law	2010/12/2	The Tax Code of Ukraine	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y
	78	2358-p	Instruction	2010/12/22	On approval of the project and title structure of the second stage of hydropower plants reconstruction of Ukrhydroenergo, LLC	—	—	—	Y	—	—	Y
	79	2787-VI	Law	2011/2/1	The Protocol of joining the Energy community treaty by Ukraine	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y
	80	560	Regulation	2011/5/11	On approval of the order for approval of construction projects and their examination, and recognition some regulations of the CMU as invalid	Y	Y	Y	—	Y	Y	—
	81	869	Regulation	2011/6/1	On ensuring a unified approach to the formation of tariffs for housing and public utility services	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y
82	---	Credit A	2011/9/29	Credit Agreement ("Rehabilitation of Hydropower stations") between Ukraine and European Bank for Reconstruction and Development	—	—	—	Y	—	—	Y	

項目	番号	コード番号	タイプ	発効日	タイトル名	関連事業					関連業務	
						火力 発電	コジェネ発電 バイオ・廃棄物	地域 熱供給	水力 発電	送配電	新設 工事	改修 工事
Ukraine Law Decree Regulation Order Instruction	83	105	Order	2011/10/6	On approval of the order of competitive selection of energy efficient projects for state support at the expense of the state budget for implementation of the State Target Economic energy efficiency program and development of energy production field for energy carrier from renewable energy sources and alternative fuels for 2010-2015	Y	Y	Y	—	Y	—	Y
	84	4434-VI	Law	2012/2/23	On amendments to some laws of Ukraine regarding the regulation of investment activity in the area of living and public utility services	Y	Y	Y	—	Y	—	Y
	85	250	Regulation	2012/3/28	On approval of the list of the energy objects, the construction and reconstruction of which is performed in 2012 using the funds, allocated in the state budget for construction of energy installations at nuclear power plants, pumped storage hydropower station, heat and power plants, construction and reconstruction of transmission lines and substations, as well as for the loan reduction for the creation of solid fuel stockpile for thermal power plants	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y
	86	5021-VI	Law	2012/6/22	On amendments to some laws of Ukraine concerning the fee for joining the networks of natural monopolies	Y	Y	—	—	Y	—	Y
	87	418-p	Instruction	2012/7/2	On organizational measures for the servicing of power plant equipment, heat and power networks to a stable work in fall-winter period	Y	Y	Y	—	—	Y	Y
	88	519-p	Instruction	2012/7/25	On attracting loans from the European Investment Bank for the implementation of the project "Rehabilitation of Hydropower stations"	—	—	—	Y	—	—	Y
	89	284	Regulation NERC	2012/8/10	On approval of the Procedure for monitoring compliance with license conditions of the economic activities of heat production (except of heat production at heat and power plants, thermal power plants, nuclear power plants, and cogeneration and non-conventional or renewable energy facilities), heat transportation by transmission and local (distribution) heat networks, heat supply	—	—	Y	—	—	Y	—
	90	276	Regulation NERC	2012/8/10	On approval of the license conditions for the economic activities of heat production (except of heat production at heat and power plants, thermal power plants, nuclear power plants, and cogeneration and non-conventional or renewable energy facilities)	—	—	Y	—	—	Y	—
	91	5255-VI	Law	2012/9/18	On ratification of the Agreement between Ukraine and European investment bank ("Rehabilitation of Hydropower stations" project)	—	—	—	Y	—	—	Y

項目	番号	コード番号	タイプ	発効日	タイトル名	関連事業					関連業務	
						火力発電	コジェネ発電 バイオ・廃棄物	地域熱供給	水力発電	送配電	新設工事	改修工事
Ukraine Law Decree Regulation Order Instruction	91	---	Finance A	2012/9/21	Financial Agreement between Ukraine and European investment bank ("Rehabilitation of Hydropower stations" project), Brussels, 21.09.2012	—	—	—	Y	—	—	Y
	92	5485-VI	Law	2012/11/20	On Electricity" to stimulate the production of electricity from alternative energy sources	Y	Y	Y	—	—	—	Y
	93	32	Regulation NERC	2013/1/17	Rules for connection of power installations to power networks	Y	Y	Y	—	Y	Y	—
	94	115	Regulation NERC	2013/2/12	The method of fees calculation for connection of power installations to power networks	Y	Y	Y	Y	Y	Y	—
	95	671-p	Order	2013/6/15	On the launch of the pilot project "Energy Bridge "Ukraine - European Union	—	—	—	—	—	—	—
	96	744	Regulation NERC	2013/6/27	On approval of the Order for determining the local volume for energy facilities, including commissioned building power plants (launch area), which generate electricity from alternative energy sources (except for blast furnace and coking gases)	Y	Y	Y	—	—	—	Y
	97	1071-p	Instruction	2013/7/24	On approval of the Energy Strategy of Ukraine for the period till 2030	Y	Y	Y	Y	Y	—	Y
	98	771	Regulation	2013/7/24	On approval of the order of issuing, use and termination of guarantees of origin for electricity generated from alternative energy sources	Y	Y	Y	—	—	—	Y
	99	948	Regulation	2013/10/17	On approval of the Program for heat supply system modernization in 2014-2015	—	—	Y	—	—	—	Y
	100	663-VII	Law	2013/10/24	On the Principles of electricity market of Ukraine functioning	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y
	101	886	Regulation	2013/11/13	On approval of the methods for definition of the technological minimum consumption of natural gas for district heating facilities	—	—	Y	—	—	Y	Y
	102	685-VII	Law	2013/11/19	On ratification of the financial agreement ("Rehabilitation of Hydropower stations" project) between Ukraine and European Bank for Reconstruction and Development	—	—	—	Y	—	—	Y
	103	504/2014	Decree	2014/6/6	On the decision of the National Security and Defense Council of Ukraine, dated 28 April 2014 "On the cancellation of some decisions of the National Security and Defense Council of Ukraine" and declaring some decrees of the President of Ukraine as expired	Y	Y	Y	—	—	Y	Y
	104	589-p	Instruction	2014/6/18	On improvement of the system of payments for electricity from alternative energy sources	Y	Y	Y	—	—	—	Y
	105	294	Regulation	2014/7/9	On approval of the State Architectural and Construction Inspectorate of Ukraine	Y	Y	Y	—	Y	Y	Y

項目	番号	コード番号	タイプ	発効日	タイトル名	関連事業					関連業務	
						火力発電	コジェネ発電 バイオ・廃棄物	地域熱供給	水力発電	送配電	新設工事	改修工事
Ukraine Law Decree Regulation Order Instruction	106	449	Regulation	2014/9/3	On amendments to the state target economic program on energy efficiency and the development of energy production field from renewable energy sources and alternative fuels for 2010-2015	Y	Y	Y	—	—	—	Y
	107	MECI680	Instruction	2014/9/29	NEW ENERGY STRATEGY OF UKRAINE: SECURITY, ENERGY EFFICIENCY, COMPETITION	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y
	108	902-p	Instruction	2014/10/1	NATIONAL RENEWABLE ENERGY ACTION PLAN UP TO 2020	Y	Y	Y	Y	Y	—	Y
	109	1532/26309	Decree	2014/12/1	Order of plan preparation system operator United Energy Systems of Ukraine for the next ten years	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y
	110	222-VII	Law	2015/3/2	On Licensing of economic activity	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y
	111	222-VIII	Law	2015/3/2	On Licensing of economic activity	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y
	112	514-VIII	Law	2015/6/4	On amendments to some laws of Ukraine to ensure competitive conditions for the production of electricity from alternative energy sources	Y	Y	Y	—	—	—	Y
	113	1792	Regulation NERC	2015/6/30	On approval of the establishment of the investment programs licensees for power transmission through main and interstate power grids, and heat and/or power generation on nuclear power plants, hydropower stations, and pumped storage hydropower station	—	—	—	Y	—	—	Y
	114	765-p	Instruction	2015/7/24	On complex measures regarding the stabilization of the operation of the energy generating companies and heat and power plants (TEU) to ensure the reliability of the integrate energy system of Ukraine in the fall-winter period of 2015/16	Y	Y	Y	—	—	—	Y
	115	733-p	Order	2015/10/7	On approval of the action plan for implementation the obligations under the Energy Community Treaty establishment	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y
	116	1080-p	Order	2015/10/13	On signing an additional agreement No.1 between Ukraine and the European Union, represented by the European Commission, on amending the Agreement on financing the program “Continue to support the realization of the Energy Strategy of Ukraine	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y
117	929	Regulation	2015/11/11	On the extension of the state target economic program on energy efficiency and development of energy production from renewable energy sources and alternative fuels for 2010-2015	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	
118	---	Instruction	2015/11/11	STATEMENT ON SECURITY OF ENRGY SUPPLY OF ULRAINE	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	
EU	119	2000/76/EC	Directive	2000/12/4	on the incineration of waste	Y	Y	Y	—	—	Y	Y
	120	2001/80/EC	Directive	2001/10/23	on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from large combustion plants	Y	Y	Y	—	—	Y	Y
	121	2003/4/EC	Directive	2003/1/28	on public access to environmental information	Y	Y	Y	—	—	Y	Y
	122	2004/8/EC	Directive	2004/2/11	on the promotion of cogeneration based on a useful heat demand in the internal energy market	—	Y	—	—	—	Y	Y

項目	番号	コード番号	タイプ	発効日	タイトル名	関連事業					関連業務	
						火力 発電	コジェネ発電 バイオ・廃棄物	地域 熱供給	水力 発電	送配電	新設 工事	改修 工事
EU	123	2006/32/EC	Directive	2006/4/5	Energy Community	Y	Y	Y	—	—	Y	Y
	124	2008/1/EC	Directive	2008/1/15	concerning integrated pollution prevention and control	Y	Y	Y	—	—	Y	Y
	125	2008/50/EC	Directive	2008/3/21	on ambient air quality and cleaner air for Europe	Y	Y	Y	—	—	Y	Y
	126	2008/98/EC	Directive	2008/11/19	on waste and repealing certain Directives	—	Y	Y	—	—	Y	—
	127	2009/28/EC	Directive	2009/4/23	on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently	Y	Y	—	Y	—	—	Y
	128	2009/72/EC	Directive	2009/7/13	concerning common rules for the internal market in electricity	Y	Y	Y	Y	—	Y	Y
	129	2009/73/EC	Directive	2009/7/13	concerning common rules for the internal market in natural gas	Y	Y	Y	—	—	Y	Y
	130	2010/75/EU	Directive	2010/11/24	On Industrial Emissions (Integrated Pollution Prevention and Control)	Y	Y	Y	—	—	Y	Y
	131	2013/0301	Decision	2013/10/24	on establishing the European Union position within the Ministerial Council	Y	Y	Y	—	—	Y	Y
	132	(EC) 714/2009	Regulation	2009/6/13	Conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity	Y	Y	—	—	Y	Y	Y
	133	(EC) 715/2009	Regulation	2009/7/13	on conditions for access to the natural gas transmission networks	Y	Y	Y	—	—	Y	Y
	134	(EU) 838/2010	Regulation	2010/9/23	Laydown Guideline to the inter-transmission system operator compensation mechanism and a common regulatory approach to transmission charging	Y	Y	—	—	Y	Y	Y
135	SWD/2013/045 1	COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT	2013/6/11	ENERGY EFFICIENCY OBLIGATION SCHEMES	Y	Y	Y	—	—	Y	Y	
136	(EU) 347/2013	Regulation	2013/4/17	Guidelines for trans-European energy infrastructure	Y	Y	—	Y	Y	—	Y	
DBN	137	A. 2. 2-1-2003		2004/4/1	DBN A. 2. 2-1-2003 Design. Composition and content of impact assessment (EIA) in the design and construction of plants, buildings and structures ua	Y	Y	Y	—	Y	Y	Y
	138	A. 2. 2-1-2008		2014/7/28	DBN A. 2. 1-1: 2014 Engineering survey for construction	Y	Y	Y	—	Y	Y	Y
	139	A. 2. 2-3-2014		2014/10/1	DBN A. 2. 2-3: 2014 Structure and contents of project documentation for construction of the Ukrainian	Y	Y	Y	—	Y	Y	Y
SOU	140	SOU N MPE 40. 1. 17. 401: 2004	Life	2004	Control of metals and service-life extension of the basic elements of boilers, turbines, and pipelines of thermal power plants	Y	Y	—	—	—	—	Y
	141	SOU N MPE 40. 1. 03. 310: 2005.	Fire & Safety	2005	Regulations. The rules of construction of electrical installations. Fire protection installations. NAPB V.01.056-2005 / 111. Instructions	Y	Y	Y	—	—	Y	Y

項目	番号	コード番号	タイプ	発効日	タイトル名	関連事業					関連業務	
						火力 発電	コジェネ発電 バイオ・廃棄物	地域 熱供給	水力 発電	送配電	新設 工事	改修 工事
SOU	142	SOU N MPE 40.1.12.103: 2005	Fire & Safety	2005	Training / Testing of knowledge workers the power industry on safety, fire safety and technical operation. Position	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y
	140	SOU-H MPE 40.1.02.307: 2005	Emission	2005	Combustion plants with thermal power plants and boiler room. Organization of monitoring of emissions to air	Y	Y	Y	—	—	Y	Y
	141	SOU 45.2.0001811 2.021: 2007	Emission	2007	Sampling and determination of the parameters of the gas-dust flow of industrial emissions of pollutants enterprises Road area. Appendix A to E.	Y	Y	Y	—	—	Y	Y
	142	SOU D.2.2-013838 65-002: 2008	Fire & Safety	2008	Resource elemental estimate standards for construction work. Airfields. With the change in number 1	Y	Y	Y	—	—	Y	Y
	143	SOU N EE YEK 04.160:2009	Fire & Safety	2009	Methods and recommendations to verifying the readiness of thermal power plants, hydro and nuclear power plants to participate in the regulation frequency-power and Ukraine OES Guidance	Y	Y	—	—	—	Y	Y
	144	SOU N EE YEK 04.156:2009	Frequency	2009	Basic Requirements for frequency regulation and OES-power in Ukraine. Guidance	Y	Y	—	—	—	Y	Y
	145	SOU N E E YEK 04.157:2009	Frequency	2009	Methods and recommendations of primary and secondary frequency and capacity regulation at thermal power plant (TPP)	Y	Y	—	—	—	Y	Y
	146	SOU 41.0.2167768 1-25: 2010.	Fire & Safety	2010	Instructions for storage and use of primary fire extinguishing equipment at the enterprises of the Ministry of Energy of Ukraine (NFPA 05.026-2010)	Y	Y	Y	—	—	Y	Y
	147	SOU 41.0.2167768 1-34: 2010	Fire & Safety	2010	(2010 NAPB 05.031) Instruction on fire safety and security systems automatic fire extinguishing cable constructions PDF	Y	Y	Y	—	—	Y	Y
	148	SOU 41.0.2167768 1-37: 2010	Fire & Safety	2010	(NFPA 05.025-2010). Instructions for use of automatic fire extinguishing systems	Y	Y	Y	—	—	Y	Y
	149	SOU MHC 75.2-0001352 8-002: 2010	Fire & Safety	2010	Safety in emergencies. The filter personal respiratory protection of the population in emergency situations. Classification	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y
	150	SOU MHC 75.2-0001352 8-004: 2010	Fire & Safety	2010	Safety in emergencies. Means cleaning of air defense equipment of civil protection (civil defense). Classification and general	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y
	151	SOU MHC 75.2-0001352 8-005: 2011	Fire & Safety	2011	Safety in emergencies. Complexes of personal protective equipment rescuers. Classification and general requirements	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y
	152	SOU MHC 75.2-0001352 8-006: 2011	Fire & Safety	2011	Safety in emergencies. Mode of operation of rescuers utilizing personal protection in the aftermath of accidents	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y
	153	SOU 40.1.2167768 1.60: 2012	Fire & Safety	2012	Fire protection power turbine hall. Rules of design and operation of fire-fighting equipment (NFPA V.01.061.2011 / 111)	Y	Y	Y	—	—	Y	Y

項目	番号	コード番号	タイプ	発効日	タイトル名	関連事業					関連業務	
						火力 発電	コジェネ発電 バイオ・廃棄物	地域 熱供給	水力 発電	送配電	新設 工事	改修 工事
SOU	154	SOU N EE 40.1-2167768 1-88: 2013	Fire & Safety	2013	Rules for Electrical. Fire safety installations. Instruction (NFPA V.01.056-2013 / 111)	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y

備考

項目	タイプ	説明
Ukraine	Law	閣僚会議や国会議員の発議のもとに、最高会議で承認されるもの
	Decree	緊急の際に大統領から発せられるもの令
	Regulation	大臣、自治体・自治共和国の長から発せられるもの
	Order	閣僚会議によって発せられるもの
	Instruction	大臣、自治体・自治共和国の長より発せられるもの
EU	Directive	欧州連合議会決議
	Regulation	欧州連合規制
DBN		国家建築基準
SOU		国家技術基準