

要 約

要 約

ユーゴスラヴィア連邦共和国（以下「ユ」国と称す）はバルカン半島のほぼ中央に位置し、セルビア共和国とモンテネグロ共和国により構成されている。セルビア共和国の北部地方はハンガリー、ルーマニア西部地域から広がる大平原が続き、大陸性の温暖湿潤気候、南部のモンテネグロ共和国はアドリア海に面しており地中海性気候である。なお、国内にはドナウ川とサヴァ川の国際河川が流れている。「ユ」国の人口は、セルビア共和国が約 1,000 万人、モンテネグロ共和国が約 60 万人の合計約 1,060 万人であり、首都ベオグラードには約 200 万人が居住している。主要産業として食品加工、金属、化学、繊維、農業が挙げられ、1人当たりの GDP は約 1,424 ドル（1999 年推定）である。2000 年 10 月、10 年間にも及んだ経済制裁は解除されたものの、経済成長率は-24.1%（1999 年）と著しく低下し、失業率も 26.4%（2000 年）と高く、さらに現地通貨ディナール下落により、市民生活の混乱は依然続いている。

「ユ」国の電力事業はセルビア共和国鉱業エネルギー省の監督の下、セルビア電力産業公社(EPSC)が発電、送配電設備を所有し、同電力公社に所属する下部組織の発電・送電・配電各公社が運営・維持管理を実施している。近年「ユ」国の電力需給バランスは、慢性的な電力供給不足となっており、特に電力需要が急増する冬季においては電力不足が顕著なため、一部の地域では計画停電を余儀なくされており、その結果市民生活の安定化において大きな支障となっている。EPSC はこの対策として近隣諸国からの買電により電力不足を補完しているが、財政的負担の増大の一因となっている。なお電力供給不足の主な理由として、経済制裁による資金不足に起因する設備の維持管理不足および予備品不足ならびにそれに伴う設備の老朽化等による発電能力の低下が挙げられる。

「ユ」国では、連邦政府としての国家開発計画に相当するものは策定されていないが、セルビア共和国の電力セクター開発計画として、EPSC により中期電力供給改善計画（2002 年～2006 年）が策定されている。この中期計画では、戦略的目標として今後 5 年間に経済的かつ環境に優しい電力供給システムを構築し、国内の電力自給体制を回復することが挙げられており、この目標達成のため以下の 4 項目を掲げている。

- 1) 省エネルギーの推進及び環境負荷の低減
- 2) 既存発電設備の適切な維持管理の実施による設備利用率の向上
- 3) 供給設備の更新が必要な炭鉱等の設備の改修
- 4) コルバラ B 火力発電所の新設

EPSC は上記計画に基づき、これまで改修が遅れていた発電所について適切な補修を 2001 年から 2003 年の間に実施し、当面の電力不足を解消する計画であるが、逼迫する「ユ」国の経済状況からその実施は大幅に遅れている。

バイナ・バシユタ揚水発電所は日本輸出入銀行（現国際協力銀行）の融資により建設された世界でも有数な揚水発電所（定格出力 614 MW(307 MWx2)、有効落差 600.3 m）であり、「ユ」国の最大需

要電力の約 10%を担う「ユ」国における一大発電所である。しかし、1982 年に営業運転を開始して以来 20 年経った現在まで一度もメジャーオーバーホール（ランナー、発電機等）が実施されておらず、本発電所の改修計画を策定し、同計画の実施につき、わが国に対し無償資金協力を要請した。

この要請に対し、わが国政府は基本設計調査の実施を決定し、国際協力事業団（JICA）は基本設計調査団を平成 13 年 11 月 21 日から同年 12 月 17 日まで「ユ」国に派遣し、「ユ」国関係者と要請内容についての再確認等協議を行うと共に、対象発電設備の調査および関連資料収集を実施した。

帰国後、現地調査資料に基づき、プロジェクトの必要性、緊急性、社会・経済効果および妥当性を検討し、最適な計画にかかる基本設計および実施計画を提案した。これを基に JICA は平成 14 年 2 月 20 日から同年 3 月 6 日まで基本設計概要書の説明のため、調査団を再度同国に派遣した。

最終的に提案された計画概要は以下の通り。

計 画 の 概 要

	調達資機材の内容および実施項目	第 1 期 (2 号機)	第 2 期 (1 号機)	備 考
A. ポンプ水車関係				
1.	入口弁用資機材（下流シールのみ取り替え）一式	○	○	1 期に 1,2 号機同時に行う。
2.	入口弁操作機構用機材一式	○	○	
3.	シャフト・シーリングボックス用機材一式	○	○	
4.	ドラフト水面検出器用機材一式	○	○	
5.	圧縮空気設備用機材一式	○	○	
6.	ガイドベーン操作機構用機材一式	○	○	
7.	回転機器用機材一式	○	○	
8.	ゲート弁関連機材一式	○	○	
9.	タービンガイドベアリング用機材一式	○	○	
10.	ガバナー用資機材一式	○	○	
11.	運転制御用取替え部品一式	○	○	
12.	油圧系統取替え部品一式	○	○	
13.	ランナー現地補修にかかる技術指導	○	○	
14.	技術指導員の派遣	○	○	
B. 発電電動機、その他				
1.	ステーターコイル用関連資機材一式 （ワニス等の絶縁材料）	○	○(*2)	2 号機用ステータコイルは「ユ」 国側で購入済み。
2.	ロータコイル一式（新製）	○	○	
3.	ロータブレーキ用機材一式	(*3)	○	2 号機用は「ユ」国側で購入済み。
4.	自動電圧調整器一式（デジタル式）	○(*1)	○	
5.	励磁用遮断器一式	○	○	
6.	オイルベーパー集塵機一式	○	○	
7.	制御・保護関係の関連電気品一式	○	○	
8.	水位差応動装置一式（デジタル式）	○(*1)	—	1 号機用は 2 号機と共用
9.	特殊道具一式（含むステータ吊り金具）	○	—	1 号機用は 2 号機と共用
10.	発電機の試験にかかる消耗品一式	○	○	
11.	技術指導員の派遣	○	○	

(*1): 自動電圧調整器および水位差応動装置は、既納品が製造中止となっているため、代替品としてデジタル式を調達する。

(*2): 1 号機はオーバーホール期間中に現地補修を実施する。これに必要なワニス等の絶縁材料を必要数調達する。

(*3): 本プロジェクトで改修にかかる技術指導を行う。

本プロジェクトを日本の無償資金協力で実施する場合、概算総事業費は、約 14.12 億円（日本側負担経費：13.39 億円、「ユ」国側負担経費 7,350 万円）と見積もられる。このうち「ユ」国側が負担する主な事項はオーバーホール作業の実施と同作業中に新たに必要となった資機材の購入である。また本計画の全体工期は 1,2 号機それぞれ約 16 ヶ月程度（実施設計を含む）が必要である。

本プロジェクトの事業完了後の対象発電設備の運用は、EPS が行い、その下部組織であるドリナ水力発電公社(DHP)が運転・維持管理を行う。DHP はこれまで揚水発電の運用実績は約 20 年あり、当該発電設備の運転・維持管理に十分精通しているとともに、関連する技術力も十分保有しているため、本プロジェクト実施に特段問題はないと判断される。

本計画の実施による主な直接効果は次のとおりである。

- ・ 電力の供給信頼性が向上する。

本プロジェクトの実施により当該発電所の計画外の緊急停止、定期点検ならびに検査のための停止時間が低減し、供給信頼性が向上する。

- ・ 設備稼働率の向上が期待できる。

本プロジェクトの実施により「ユ」国の総発電出力の約 10%を担う当該発電所の設備稼働率の向上が期待できる。

これらは中期電力供給改善計画(2002～2006 年)の主要目標である「既存発電設備の発電能力維持」と合致するだけでなく、「ユ」における公共施設運営の安定、ならびに産業・経済活動の活性化等、「ユ」国における市民生活の安定を促進する。

EPS の近年における営業収支は赤字であるが、EPS は過去 1 年間で電気料金を 2.3 倍に値上げしており、今後も EPS が計画している電気料金の改定が実施されれば財務状況も年々改善される。従って本プロジェクトで改修される発電設備の供用開始後も適切な予備品の購入をはじめ発電設備の運営・維持管理を円滑に行うことが可能である。

以上のように、本プロジェクトは多大な効果が期待されると同時に、本プロジェクトは広く住民生活の安定に寄与するものであることから、協力対象事業に対して、わが国無償資金協力を実施する妥当性が確認される。

本プロジェクトの効果をより確実なものとするために「ユ」国側は、オーバーホール作業の実施、および作業中に発見された不具合等の改修等、当該発電設備に係る先方負担事項を確実に実施することが重要である。また、EPS は将来の発電設備の経済的運用計画を策定するとともに、電力供給力増強のために、需要電力の実績の分析と将来予測を適宜見直し、電力供給信頼性の向上を図り、発電設備能力の維持や設備寿命の延命効果等について、最適な対策を立案し実施する必要がある。

序 文
伝達状
位置図／完成予想図／写真
図表リスト／略語集
要 約

目 次

第1章 プロジェクトの背景・経緯	1
1-1 当該セクターの現状と課題	1
1-1-1 現状と課題	1
1-1-2 開発計画	6
1-1-3 社会経済状況	7
1-2 無償資金協力要請の背景・経緯および概要	7
1-3 わが国の援助動向	8
1-4 他ドナーの援助動向	8
第2章 プロジェクトを取り巻く状況	13
2-1 プロジェクトの実施体制	13
2-1-1 組織・人員	13
2-1-2 財政・予算	15
2-1-3 技術水準	16
2-1-4 既存の施設・機材	17
2-2 プロジェクト・サイトおよび周辺の状況	19
2-2-1 関連インフラの整備状況	19
2-2-2 自然条件	19
2-2-3 その他	20
第3章 プロジェクトの内容	23
3-1 プロジェクトの概要	23
3-2 協力対象事業の基本設計	24
3-2-1 設計方針	24
3-2-2 基本計画（機材計画）	28
3-2-3 基本設計図	38
3-2-4 施工計画／調達計画	51
3-2-4-1 施工方針／調達方針	51
3-2-4-2 施工上／調達上の留意事項	52
3-2-4-3 施工区分／調達・据付区分	53

3-2-4-4	施工管理計画/調達監理計画	53
3-2-4-5	品質管理計画	56
3-2-4-6	資機材等調達計画	56
3-2-4-7	実施工程	57
3-3	相手国側分担事業の概要	57
3-4	プロジェクトの運営・維持管理計画	58
3-5	プロジェクトの概算事業費	63
3-5-1	協力対象事業の概算事業費	63
3-5-2	運営・維持管理費	64
3-6	協力対象事業実施に当たっての留意事項	64
第4章	プロジェクトの妥当性の検証	67
4-1	プロジェクトの効果	67
4-2	課題・提言	68
4-3	プロジェクトの妥当性	68
4-4	結論	70

[資料]

1. 調査団員・氏名
2. 調査行程
3. 関係者（面会者）リスト
4. 当該国の社会経済状況
5. 討議議事録（M/D）
6. 事前評価表
7. 参考資料/入手資料リスト

図表目録

第1章

図 1-1-1.1 「ユ」国における月別電力消費量（2000年）	3
表 1-1-1.1 1991年から2000年の電力需給状況	1
表 1-1-1.2 既設発電設備の概要（EPS）（2000年度）	2
表 1-1-1.3 1999年における電力融通状況	2
表 1-1-1.4 1970年から2001年までの最大需要電力の推移	3
表 1-1-1.5 電気料金の推移	3
表 1-1-1.6 発電機運転時の仕様	4
表 1-1-1.7 ポンプ運転時の仕様	4
表 1-1-1.8 1996年から2000年における「バ」揚水発電設備の運用実績	5
表 1-1-1.9 1982年から2001年9月までの「バ」揚水発電設備の運転実績	5
表 1-1-1.10 1999年から2001年における「バ」揚水発電設備の緊急停止回数	5
表 1-4.1 EU諸国による主なプロジェクト	9
表 1-4.2 北米による主なプロジェクト	10

第2章

図 2-1-1.1 EPSの組織図	13
図 2-1-1.2 DHPの組織図	14
図 2-1-4.1 バイナ・バシユタ揚水発電所単線結線図	18
図 2-2-3.1 免税手続きにかかるフロー	20
表 2-1-2.1 EPSの財務状況	15
表 2-1-2.2 電気料金の推移と今後の計画	15
表 2-1-2.3 EPSの財務予測	16
表 2-1-3.1 改修作業に必要な現場作業員数	16
表 2-1-4.1 既存設備の概略仕様	17

第3章

図 3-2-2.1 寿命の概念	30
図 3-2-4.1 事業実施関係図	55
図 3-2-4.2 事業実施工程表	57
図 3-4-1 発電設備の維持管理の基本的な考え方	59
表 3-2-2.1 基本計画の概要	29
表 3-2-2.2 改修対応策の比較	33
表 3-2-2.3 現地補修方法の比較	34
表 3-2-4.1 日本側と「ユ」国側の施工区分	53
表 3-2-4.2 資機材調達先	56
表 3-4-1 標準的なポンプ水車の定期点検項目	60
表 3-4-2 標準的な発電電動機の定期点検項目	61
表 3-4-3 本プロジェクトで調達する特殊工具	62

第1章 プロジェクトの背景・経緯

第1章 プロジェクトの背景・経緯

1-1 当該セクターの現状と課題

1-1-1 現状と課題

(1) 電力事情

ユーゴスラヴィア連邦共和国（以下「ユ」国という。）の電力事業はセルビア共和国鉱業エネルギー省(Ministry of Mining and Energy: MME)の監督の下、セルビア電力産業公社(Electric Power Industry of Serbia: EPS)が発電、送配電設備を所有し、同電力公社に所属する下部組織の発電・送電・配電各公社が運営・維持管理を実施している。「ユ」国の1991年から2000年の10年間の電力需給状況は表1-1-1.1に示すとおりである。同表によると、近年「ユ」国の電力需給バランスは、既存発電設備の総発電設備容量が最大需要電力より大きくなっているが、EPSによると殆どの大型火力発電所(Kolubara A 発電所他)は、1992年以來の国連をはじめとする欧米諸国の経済制裁等に起因した資金不足から、維持管理が不足したことが主な原因で、定格容量の約7割までしか運転できないのが実情である。そのため、「ユ」国内では慢性的な電力供給力不足に陥っている。特に電力需要が急増する冬季においては供給力不足が顕著となり、近隣諸国からの買電により電力供給を行っているが、一部の地域では計画停電を余儀なくされている。

表 1-1-1.1 1991年から2000年の電力需給状況

項目	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
総発電電力量 (GWh)	34,245	32,148	30,454	31,534	33,577	33,153	35,926	35,942	31,637	32,305
売電電力量 (GWh)	24,928	23,389	23,277	24,302	25,573	27,041	27,537	27,437	24,798	26,548
1) 家庭用	11,517	12,045	14,387	15,317	15,842	15,671	15,367	15,349	15,034	15,632
2) 商業・産業用 (低圧)	2,943	2,856	2,955	2,961	3,248	3,518	3,703	3,785	3,597	3,808
3) 産業用 (高圧)	10,469	8,487	5,934	6,024	6,483	7,852	8,467	8,302	6,167	7,108
総発電設備容量 (MW)	9,446	9,446	9,446	9,446	9,446	9,446	9,446	9,612	9,612	9,612
EPS 所有発電設備容量 (MW)	8,973	8,973	8,973	8,973	8,973	8,973	8,973	9,139	9,139	9,139
その他 (MW)	473	473	473	473	473	473	473	473	473	473
うち運転可能容量 (EPS およびその他) (MW)	8,754	8,754	8,754	8,754	8,754	8,754	8,754	8,789	8,789	8,689
最大需要電力 (MW)	5,199	5,784	5,743	6,111	6,410	6,473	6,916	7,189	6,978	6,593
EPS 発電設備によるポンプ運転 (GWh)	945	1,027	1,043	863	1,202	1,212	1,119	989	1,156	744
送電線亘長 (400kV)	1,520	1,520	1,520	1,559	1,559	1,559	1,559	1,559	1,559	1,559
送電線亘長 (220kV)	2,112	2,189	2,189	2,189	2,189	2,189	2,189	2,189	2,189	2,189
送配電線亘 (110kV)	6,258	6,351	6,428	6,429	6,432	6,432	6,432	6,432	6,432	6,432
送配電損失 (GWh)	3,225	3,761	3,961	4,624	4,803	5,664	6,012	6,188	5,755	5,409

出所: EPS

「ユ」国の発電設備の内訳を表 1-1-1.2 に示す。「ユ」国電力需要の 90%以上は EPS の発電設備によって賄われており、このうち火力発電が 7 割で、残りの約 3 割が水力発電（揚水を含む）である。

表 1-1-1.2 既設発電設備の概要 (EPS) (2000 年度)

番号	発電方式	発電機台数	合計出力 (MW)		発電電力量	
			定格	可能	(GWh)	(%)
A. EPS 所有の発電設備						
1.	火力発電所					
1)	石炭焚	25	5,783	5,444	20,995	66.4
2)	油/ガス焚	9	541	400	233	0.7
	小計	34	6,324	5,844	21,228	67.1
2.	水力発電所					
1)	流れ込み式	31	1,823	1,823	8,788	27.8
2)	ダム式	17	378	378	1,033	3.3
3)	揚水式	2	614	614	516	1.6
	小計	50	2,815	2,815	10,337	32.7
	合計		9,139	8,659	31,565	99.8
B. その他の発電設備						
1)	水力発電			377	67	0.2
2)	火力発電			84	3	0.0
	小計			461	70	0.2
	合計			9,120	31,635	100.0

出所：EPS

1999 年における「ユ」国と近隣諸国との電力融通状況を表 1-1-1.3 に示す。同表に示すとおり「ユ」国の電力主要輸出国はルーマニア、ボスニア・ヘルツェゴヴィナ、ブルガリアであり、大口の輸入先はボスニア・ヘルツェゴヴィナである。こうした電力国際融通の買電単価は、通常の国内自給単価よりも高価（約 3 US¢/kWh）であるため、このような電力の輸入は EPS の財務状況を悪化させている要因の一つである。

表 1-1-1.3 1999 年における電力融通状況

(単位：GWh)

項目	モンテネグロ	ルーマニア	ボスニア	ブルガリア	マケドニア	アルバニア	クロアチア	ハンガリー
輸出電力量	1,960	968	832	613	229	9	3	0
輸入電力量	889	478	1,758	486	213	420	0	443

出所：EPS

1970 年～2001 年までの「ユ」国の最大需要電力の推移を表 1-1-1.4 に示す。1998 年以降はコソボ自治州における民族弾圧問題から派生した NATO 軍の空爆、国際社会からの経済制裁の影響により、最大需要電力は減少しているものの、EPS の長期需要想定によると、今後国内の民主化に伴って経済情勢が緩やかに回復し、2003 年度以降の最大需要電力は増加に転じる見込みである。また、1990 年代前半の最大需要電力の増加は、冬季の民生用電力需要の増加が主な原因と想定されるが、これは表 1-1-1.5 に示すとおり国家の方針で電気料

金が比較的低廉な水準に抑制されているため、家庭用暖房需要が電力に依存してきた為と考えられる。

表 1-1-1.4 1970 年から 2001 年までの最大需要電力の推移

年 度	1970	1980	1990	1998	1999	2000	2001
最大需要電力 (MW)	1,540	3,806	5,053	7,189	6,978	6,593	6,388

出所: EPS

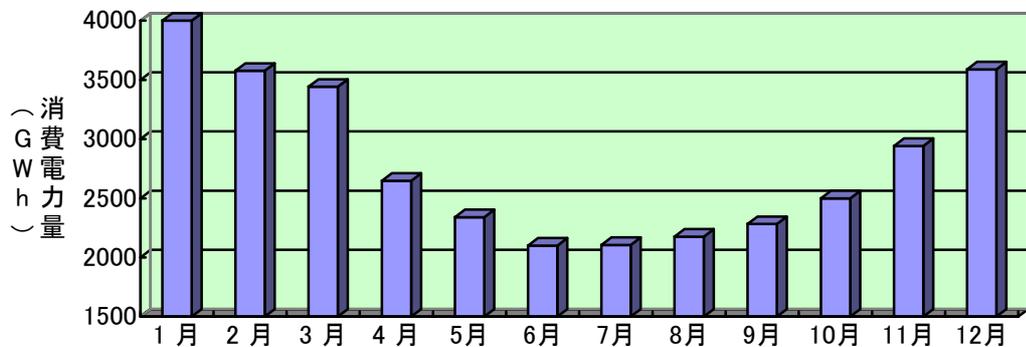
表 1-1-1.5 電気料金の推移

(Unit: Din. / kWh)

需要家	1995	1996	1997	1998	1999	2000
家庭用	0.0534	0.2250	0.2432	0.2907	0.3786	0.4649
産業用 (低圧)	0.1298	0.3100	0.3452	0.3684	0.4917	0.6157
産業用 (高圧)	0.0580	0.1169	0.2073	0.2412	0.3320	0.4003
公衆街路灯	0.0755	0.1656	0.2789	0.3180	0.3943	0.5088
その他低圧	0.0713	0.1527	0.2772	0.3031	0.3974	0.5134
平均	0.0613	0.2003	0.2363	0.2860	0.3790	0.4649

出所: EPS

また、「ユ」国における月別の電力消費量（2000 年度）の推移を図 1-1-1.1 に示す。



出所: EPS

図 1-1-1.1 「ユ」国における月別電力消費量(2000 年)

同図に示すとおり、11 月から 3 月にかけての冬季においては、主に暖房用需要が増加するため消費電力量は大きくなる。

(2) バイナ・バシュタ揚水発電所の現況

「ユ」国が所有する水力発電設備のうち、最大の出力 614MW（水力発電設備の約 22%）を

持つ「バ」揚水発電所は、1982年に営業運転を開始し、EPSの下部組織であるドリナ水力発電公社（Public Company “Drinske Hydropower Plants”：DHP）によって運転・維持管理が行われている「ユ」国で唯一の揚水発電所であり、余剰電力の有効利用およびピーク負荷運転を担うために非常に重要な電力供給設備である。

以下に、本プロジェクトの対象発電設備である「バ」揚水発電所の設備概況、運転状況を示す。

設備概況

発電時定格流量	: 126 m ³ /s
有効貯水容量	: 150 hm ³
等価発電電力量	: 195 GWh
最大有効落差	: 600.3 m
ユニット数	: 2
回転数	: 428.6 rpm
連続定格出力	: 614 MW (307MW×2)

運転状況

1. 発電機運転時

表 1-1-1.6 発電機運転時の仕様

項目	有効落差 [m]	発電出力 [MW]
最大	600.3	315
標準	554.3	294
最小	497.5	243

出所：DHP

2. ポンプ運転時

表 1-1-1.7 ポンプ運転時の仕様

項目	最大有効落差 [m]	ポンプ入力 [MW]
仕様	621.3	310

出所：DHP

「バ」揚水発電所の1996年から2000年における運用実績を表1-1-1.8に示す。尚、「ユ」国の電力供給網は空爆（Soft Bomb）の影響で送変電設備の運用に支障をきたし、また国内の電力需要も減少したため、2000年の発電電力量は前年と比較して大幅に減少している。

表 1-1-1.8 1996 年から 2000 年における「バ」揚水発電設備の運用実績

No.	項目	単位	1996 年	1997 年	1998 年	1999 年	2000 年
1.	1 号揚水発電機						
	1) 発電電力量	MWh	546,916	531,089	481,522	571,894	357,590
	2) 揚水量	M ³	311,370,217	232,433,536	265,944,601	319,265,544	202,506,792
2.	2 号揚水発電機						
	1) 発電電力量	MWh	569,930	499,810	432,070	501,400	310,640
	2) 揚水量	M ³	319,348,667	275,210,380	238,632,261	279,911,564	175,918,538
3.	1,2 号機合計						
	1) 発電電力量	MWh	1,116,846	1,030,899	913,592	1,073,294	668,230
	2) 揚水量	M ³	630,718,884	507,643,916	504,576,862	599,177,108	378,425,330

出所：DHP

(注) 揚水量は揚水発電設備をポンプ運転した時の消費電力量を基に算出している。

「バ」揚水発電所の 1982 年の運転開始から 2001 年 9 月の間における、発電と揚水のそれぞれの運転時間および起動回数実績を表 1-1-1.9 に示す。同表より発電機運転では近年 2 号発電機の固定子巻き線が損傷しているため、1 号機を重点的に使用したことにより、1 号発電機の運転時間、起動回数が 2 号機より多くなっているが、揚水（ポンプ）運転では、2 台で多く揚水する必要から、2 台がほぼ同等の運転時間、起動回数となっていることがわかる。

表 1-1-1.9 1982 年から 2001 年 9 月までの「バ」揚水発電設備の運転実績

項目	発電運転				ポンプ（揚水）運転			
	運転時間（時間）		起動回数（回）		運転時間（時間）		起動回数（回）	
	時間	年間平均	回数	年間平均	時間	年間平均	回数	年間平均
1 号揚水発電機	27,560	1,378	4,413	221	30,793	1,540	4,208	210
2 号揚水発電機	26,603	1,330	4,286	214	30,844	1,542	4,169	208
合計	54,163	2,708	8,699	435	61,637	3,082	8,377	418

出所：DHP

なお、1999 年から 2001 年における「バ」揚水発電設備の非常停止回数を表 1-1-1.10 に示す。同表に示すとおり、1 および 2 号揚水発電設備の非常停止は年間 20 回、月平均で約 1.5 回発生しており、電力供給上の信頼性が非常に低くなっている。

表 1-1-1.10 1999 年から 2001 年における「バ」揚水発電所の緊急停止回数

対象設備	1999 年	2000 年	2001 年
1 号揚水発電設備	12	6	7
2 号揚水発電設備	16	14	11
発電設備の共通附帯設備	5	0	6
送変電設備、その他	13	1	9
合計	46	21	33

出所：DHP

(3) 今後の課題

本件調査結果から、今後 EPS が「ユ」国の電力供給主体として解決すべき課題としては下記が挙げられる。

- 1) 安定した、信頼度の高い電力供給の確保
- 2) 電力損失の低減および省エネルギーの推進
- 3) 電気料金の適正化
- 4) エネルギー資源多様化の推進

なお、「ユ」国における各公社・企業の民営化については、セルビア共和国の経済・民営化省が計画・推進している。2001年6月に同省より公示された民営化推進企業リストによると、電力セクターは EPS, DHP とも除外されており、主要企業として建設用資機材およびバルブ会社等が民営化候補として挙げられている。また、同省は近い将来民営化を行う公社の候補として石炭公社を挙げている。

また、同省によると、本プロジェクトの実施機関である EPS および DHP の民営化については、以下の理由により予見される将来の民営化は予定されていないことを確認した。

- 1) 電力供給力が不足しており、需給に見合った安定した発電電力を確保するためには当分の間電力セクターは公営企業とする必要がある。
- 2) 現在の安価な電気料金を民営化に伴って急激に引き上げると、国民生活への影響が甚大である。

従って、電気料金は「ユ」国民の家計収入状況を考慮し、段階的に無理のない値上げを実施することが重要である。

1-1-2 開発計画

「ユ」国では、連邦政府としての国家開発計画に相当するものは無いが、セルビア共和国の電力セクター開発計画として、EPS により中期電力供給計画（2002年～2006年）が策定されている。この中期計画では、戦略的目標として今後5年間で経済的かつ環境に優しい電力供給システムを構築し、国内の電力自給体制を回復することが挙げられている。この目標達成のためのガイドラインとして以下の4項目を掲げている。

- 1) 省エネルギーの推進および環境負荷の低減
- 2) 既存発電設備の適切な維持管理の実施による設備利用率の向上
- 3) 供給設備の更新が必要な炭鉱等の設備の改修
- 4) コルバラ B 火力発電所の新設

また、EPS はこれまで改修が遅れていた発電所について、適切な補修を 2001 年から 2003 年の間に実施し、当面の電力不足を解消する計画である。更にその他の電力供給改善計画として、電気ヒータの代わりにガスなどの他のエネルギー源による地域熱供給等の代替エネルギー利用を挙げている。しかしながら、2006 年に計画されている電力自給を達成するためには、年間 1,500～3,000 GWh の電力不足が想定されており、これら不足電力は隣国からの電力融通により賄わざるを得ない状況である。

1-1-3 社会経済状況

1991 年から始まる旧ユーゴの解体、紛争、国連による包括的経済制裁(1992 年)等により「ユ」国の経済は長期間停滞・低迷を続けている。1990 年の「ユ」国の国内総生産 (GDP) は 299 億ドル (1 人当たり 2,530 ドル) であったものが、1993 年には 133 億ドルと半減した。1991 年および 2001 年のベオグラード市の人口はそれぞれ約 1.8 百万人および約 2.2 百万人 (難民・国内避難民 35 万人含む) と推定されている。旧ユーゴ紛争により難民・国内避難民が多数流入する一方で多くの市民が職を求めて国外に流出した。

「ユ」国民の平均収入は、1992 年の国連経済制裁以前には月約 250 ドイツマルクであったが、1995 年には半減し約 120 ドイツマルクまで落ち込み、経済活動の活気はほとんど見ることが出来ない。経済活動の低迷に伴い、1999 年の失業率は大幅に増加し公式には 26.1% と発表されている

一般住宅はアパート形式が多く、地域毎の集中暖房が比較的多く採用されているが、熱供給施設が十分に復旧していないため、電気による暖房に頼っている家庭が多い。破壊された電力施設は、都市部では殆ど復旧され、郊外の家屋も大部分が電化されており、EPS の資料によると電化率は 100% 近くとなっている。また飲料水についてはほとんどの地域が公共の給水設備を備えており、当該発電所のあるペルチャツ村も上水道が整備されている。

1-2 無償資金協力要請の背景・経緯および概要

「バ」揚水発電所は日本輸出入銀行 (現国際協力銀行) の資金で建設され、1982 年に営業運転を開始し、プラント納入メーカーの指示に従った形での定期点検、修理が 1992 年まで行われてきたが、同年より開始された国連をはじめとする国際社会からの経済制裁による資金不足のため、通常の点検・修理が実施できなくなり、この 10 年間で発電設備の主要部分であるポンプ水車および発電電動機が劣化・損傷し、発電設備の運用に大きな影響を及ぼしている。本プロジェクトの先方要請内容は、「バ」揚水発電所のメジャーオーバーホールにかかる支援であり、2001 年 11 月 28 日に締結した M/D において、下記項目が先方の最終要請であることを確認した。

- ① 電設備のメジャーオーバーホールに必要な部品と特殊道工具の調達。
- ② 既設ランナーの補修
- ③ 「ユ」国側が実施するメジャーオーバーホールの作業監理員の派遣

さらに、同協議を通して「ユ」国側がわが国の無償資金協力による本プロジェクトの実現に大きな期待を寄せていると共に、本プロジェクトの実施は、「ユ」国の電力供給事情（供給信頼度、発電出力、設備寿命、維持管理費等）の改善の一助となるため、本プロジェクトの早期実施を熱望していることを確認した。

また、先方実施機関は、以下のとおりであることを本調査により確認した。

- ① 監督責任機関：鉱業エネルギー省（MME）
- ② 実施機関：セルビア電力産業公社（EPS）（ただし、EPSの下部発電公社であるドリナ水力発電公社（DHP）が「バ」揚水発電所のメジャーオーバーホール作業を実施する）

1-3 わが国の援助動向

(1) 無償資金協力

わが国が「ユ」国に対して実施した無償資金協力としては、1999年度までの累計で、約306億円となっているが、これらの大部分が避難民救済・支援および食糧援助で、電力セクターへの無償援助実績は無い。

(2) 円借款

1999年までのわが国の援助実績累計額は約152億円となっている。主な内容は1990年以前に実施された商品借款および債務繰り延べで、電力セクター関係の案件は実施していない。

1-4 他ドナーの援助動向

(1) 世界銀行の援助計画

現在、世銀が計画している電力セクター関連の援助計画としては下記が挙げられる。

Project Title: Emergency Electric Power Reconstruction Project

(Project cost: 20 M US\$, Implementation Agency: EPS)

上記計画は、セルビアとモンテネグロ共和国の電力とエネルギーセクターの改編を対象としており、エネルギー原価を反映した公共料金の水準の適正化、競争市場モデルの導入、

更に、中長期的には電力セクターの民営化、発送配電事業の分離などが提案されている。また、電力施設に対する援助としては、火力発電所と主要送電線の復旧が主体で行われているが、水力発電所にかかる援助は含まれていない。

(2) EU の援助計画

欧州連合(EU)、欧州復興開発銀行(EBRD)、欧州投資銀行(EIB)をはじめ、英国、ドイツ等の援助が複数のセクターに対して実施中であり、かつ将来計画として検討されている。この中において、電力セクターにかかる援助としては、主として火力発電所の修復を目的とした援助を行っているが、水力発電所および送電施設の予備品供給の援助も併せて実施されている。

水力発電所関係の援助には、欧州復興局(EAR)による旧バイナ・バシュタ水力発電所(総発電出力 364 MW)に対する発電機、保護継電器盤、ガバナー、空気圧縮装置等の予備品調達が含まれており、これらは、2001年10月に完了した。現在実施中の援助は当該揚水発電所の主変圧器に対する予備品供給のみとなっている。各援助機関等の主な計画としては下記が挙げられる。

表 1-4.1 EU 諸国による主なプロジェクト

(単位：百万 US\$)

No.	プロジェクト名	プロジェクトの内容	ドナー	金額
1	コルバラ発電所 修復計画	コルバラ A 火力発電所 5 号機の修復	EAR (EU)	6.00
2	コストラッツ発電所 改修計画	コストラッツ B 火力発電所の改修 (出力 増強)	EBRD ロシア	17.53
3	ニコラテスラ発電所 改修計画	ニコラテスラ B 火力発電所のオーバーホ ール	ドイツ	2.81
4	水力発電所改修計画	ドプロドルスカ水力発電所の改修 (出力 増強)	EBRD	1.91
5	予備品供給計画	発電所の電気関係予備品	デンマーク	1.91
6	技術支援	電力設備の運用にかかる技術支援	イギリス	0.21
7	予備品供給計画	発電所の呼び品供給	スウェーデン	1.89
8	予備品供給計画	発電所の呼び品供給	スイス	2.81

(3) その他援助計画

世銀および EU 以外の電力セクターにかかる援助としては、米国およびカナダが下表に示すようなプロジェクトを計画中である。

表 1-4.2 北米による主なプロジェクト

(単位：百万 US\$)

No.	プロジェクト名	プロジェクトの内容	国／ドナー	金額
10	予備品供給	発電所、熱源供給施設用の予備品供給	米国	5.00
2	技術支援	東南ヨーロッパの電力系統連係にかかる技術支援	カナダ	1.30

出所：セルビア共和国：国際経済関係省