



THE INTERNATIONAL ENERGY AGENCY TECHNOLOGY
COLLABORATION PROGRAMME ON HYDROPOWER

IEA Hydropower

水力発電設備の保守業務 に関する意思決定

添付資料-2 意思決定好事例集 (その他の国々)

Annex XV

2021年10月

目次

1. はじめに	1
2. 好事例集の使い方	4
3. 意思決定フロー	5
3.1 Dam	5
3.2 洪水吐	6
3.3 貯水池	6
3.4 水路	7
3.5 水車発電機	8
3.6 付帯電気設備	9
3.7 水路+水車発電機	10
3.8 Turbine Generator + Powerhouse Building	10
3.9 水路+水車発電機+発電所建屋	10
3.10 全設備	11
3.11 その他	11
4. 好事例集（発電所名/意思決定内容）	13
001 Poatina 発電所/水車ランナー、インジェクター等の改修	14
002 Poatina 発電所/水圧鉄管内外面の再コーティング	16
003 Tungatinah 発電所/入口弁・调速機等の電気設備更新	17
004 Upper 発電所/木製導水路の更新	19
005 Meadobank 発電所, Paloona 発電所, Cluny 発電所, Repulse 発電所/油圧系の設備更新等	20
006 Catagunya 発電所/アンカーケーブルの増し打ち工事	21
007 Trevallyn 発電所/ウナギ用ダム遡上補助装置の設置	22
008 Poatina 発電所/貯水池の水運用見直し	23
009 Gordon 発電所/発電運用の見直し	24
010 Lagoon of Islands 干潟/湖沼再生	25
011 Waddamana A 発電所/廃止に伴う博物館への改装	26
012 Ranney Falls 発電所/洪水吐の改造と水圧鉄管路、水車発電機の設置	27
013 Sur Adam Beck 発電所/調整池のライニング補修	28
014 SIR ADAM BECK 発電所/G3 更新-新規ランナーと発電機 Rewind	30
015 Des Joachims 発電所/主要変圧器の更新	31
016 Otto Holden 発電所/スルースゲートの更新とリハビリ	33
017 SIR ADAM BECK 発電所/G5 大規模修繕と更新	35
018 SIR ADAM BECK 発電所/G4 大規模修繕と更新	36
019 Otto Holden 発電所/ヘッドゲートの更新とゲインの修繕	37
020 Upper Bonnington 発電所/大規模設備改修	38
021 CORRA LINN 発電所/ダム洪水吐ゲートの更新	39
022 Waneta 発電所/増設機におけるチョウザメ除外スクリーンの採用	40
023 Embretsfoss 発電所/発電設備の増強と再開発	41
024 Hemsil II 発電所/増強計画	43
025 Hol 1 発電所/更新・増強	45
026 Rånåsfoss 発電所/増強計画	47
027 Rendalen 発電所/主機取替	49
028 Boulder Canyon 発電所/水車発電機等の更新	50
029 Cheoah 発電所/水車発電機等の更新	51
030 North Fork Skokomish 発電所/魚の誘導・捕集システムの設置	52
031 Fond du Lac 発電所/水車発電機他、土木設備の更新	53
032 Mossyrock 発電所/ダム運用の変更	54
033 Wynoochee 発電所/サケ・マスの保護	55
034 Taum Sauk 発電所/ダム決壊事故	56
035 Thermalto 発電所/洪水吐損壊	57
036 Mossyrock ダム、Mayfield ダム/サケ孵化場の改修	58
037 Alder ダム、LaGrande ダム/ダム流出量の増加、孵化場の建設	59

038	Grand Coulee 発電所/水車発電機の修繕工事	60
039	Salto Grande 発電所/改修プロジェクト	61
040	Itaipu 発電所/水車発電機制御設備他の更新	62
041	Estreito 発電所/同期調相機のプロジェクト	64
042	Studena ダム/ダム上流面復旧工事	65
043	葛洲 発電所/水車発電機等の更新	66
044	Pirttikoski 発電所/水車ランナー等の更新	68
045	Sisteron 発電所/水車ランナー等の更新	69
046	Indirasagar 発電所/ダム余水吐きゲートの補修	70
047	Dhauliganga 発電所/洪水被害からの復旧工事	71
048	Mt. Coffee 発電所/修繕プロジェクト	72
049	Waitaki 発電所/設備改修	73
050	Benmore 発電所/設備改修	75
051	Kainji 発電所/電気機器設備の改修	77
052	Cabril 発電所/水車ランナー等の調整・見直し	78
053	Sayano Shushenskaya 発電所/水車発電機・発電所修繕	80
054	Fala 発電所/発電所の遠隔操作化と完全自動化	81
055	Villarino 発電所/ダムアスファルトフェーシングの改修	82
056	Nalubaale & Kiira 発電所/機器の更新によるリスク回避	83

1. はじめに

本書は Annex XV で収集された海外の意思決定の好事例集である。好事例の収集は 3 章で述べたアセットマネジメント調査に関する質問票を活用して行った。さらに Annex-XI で収集された好事例やその他水力発電技術者向けの学術誌や会議に掲載された事例のうち、水力保守における意思決定に密接に関係するものも収集した。意思決定収集に際してのモデル書式の基本的な考え方は Annex-XV の提案書の作成過程において参加国間で議論された意思決定のプロセスに基づく。事例の形態が様々であることから、その記述や紹介を画一的に固定することは適切ではないが、読者の立場からすれば、理解の容易さ、比較検討の容易さの面から、できるだけ書式の統一が望ましい。

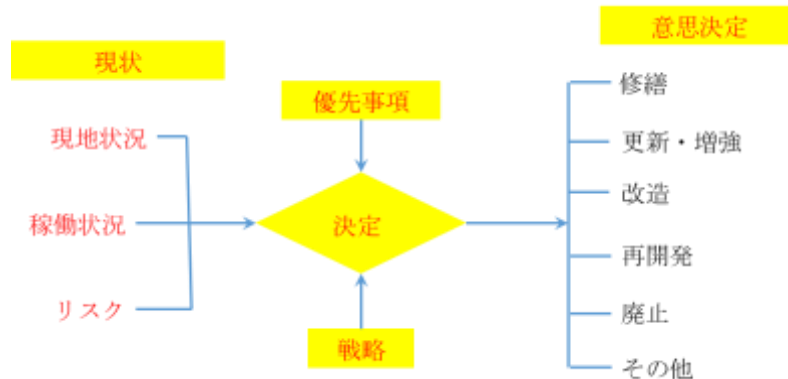


図 1-1: 意思決定プロセス

この観点から、図 1-1 に基づき、体系的かつ正確な方法で情報を集めるため、可能な限り書式の統一を図ることとし、モデル書式を以下のように定めた。

- 発電所情報（諸元、運開年月、所有者等）
- 意思決定の内容（表-1 から選択）
- 意思決定時期
- 対象構造物（表-2 から選択）
- 要因（表-3 から選択）
- 事象（要因により発生する現象）
- リスク（リスクマネジメントのタイプ：表-4 から選択）
 - ◇ 発電所運営上の障害
 - ◇ 具体的なリスク対応
- (1) 現在（意思決定前）の状況
 - ◇ 1) 状況
 - ◇ 2) 稼働状況
 - ◇ 3) リスク
 - ✓ 意思決定をしない場合に潜在するリスク
 - ✓ 意思決定事項を実行する際に潜在するリスク
- (2) 優先事項
- (3) 戦略
 - ◇ 意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して
 - ◇ 意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して
- (4) 意思決定事項の実現の方法と採用技術
 - ◇ 参考文献・出典等

上記の各書式と図 1-1 の関係を図 1-2 に示す。

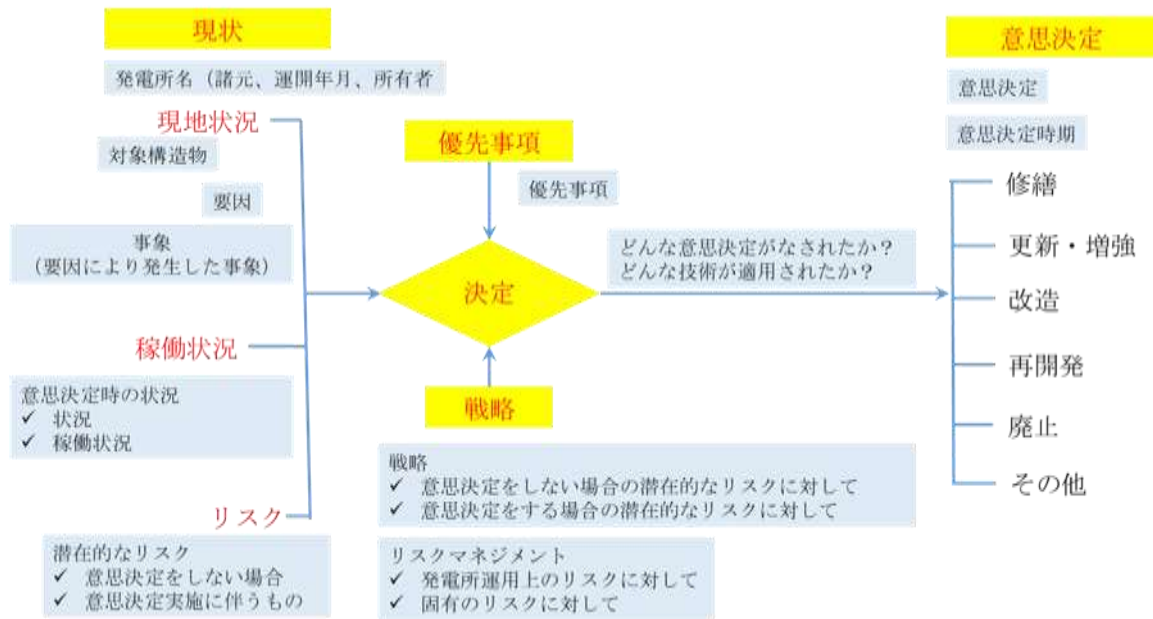


図 1-2: モデル書式と意思決定プロセスの関係

表-1: 水力発電設備の保守と増強に関する意思決定

意思決定事項	内容
修繕	発電所主要構造物・設備、あるいは付属設備の緊急対応的な補修
更新・増強	発電所主要構造物・設備、あるいは付属設備の計画的な更新・増強（発電関係）
改造	発電所主要構造物・設備、あるいは付属設備の周辺の社会・自然環境の変化から要求される改造（発電以外）
再開発	他事業の開発および災害時による大規模な工事を伴う発電所の再開発
廃止	発電所の廃止
その他	運転・運用方法の変更、発電所主要構造物・設備、あるいは付属設備以外の建設

- ・ 発電所主要構造物：ダム、取水口、導水路、水槽、水圧管路、発電所建屋、機械装置基礎、放水路、放水口
- ・ 発電所主要設備：電気設備（水車・発電機等）、機械設備（屋内クレーン、ゲート、スクリーン、鉄管等）
- ・ 付属設備：上記の発電に直接関係しない設備

表-2: 意思決定の対象構造物

名称	内容
ダム	ダム本体。堰を含む。
洪水吐	コンクリート構造物とゲート等金物も含む。
貯水池	
水路	取水口、導水路、水槽、水圧鉄管、放水路、余水路およびその付帯設備
発電所建屋	発電所の組立盤以上の構造物
水車発電機	水車発電機およびその周辺機器。更新に伴う発電所基礎コンクリート関連作業もここに含む。
周辺電気設備	水車発電機およびその周辺機器以外の電気関係設備。
その他	上記以外の設備

表-3: 意思決定の要因

要 因	内 容
経年劣化	発電関係設備の老朽化の影響を受けているものが該当
社会的対応	公共事業、第三者被害防止、濁水対策、設計基準変更、法令対応が該当
効率化・運用見直し	洪水吐のゲートレス化、取水口への除塵機据付、揚水発電所のポンプ式水車発電機の定速機から可変速機への更新、並びにそれに伴う発電所建屋の拡張等が該当
災害	地震と水害による被害等が該当
維持管理の不徹底	不十分なメンテナンス、管理によるものが該当

表-4: リスクマネジメント

リスクマネジメント	内 容
回避	リスクに係る行為自体を行わない、あるいはリスクをある状態から撤退する
低減	リスクの発生確率もしくは影響の大きさまたはそれら両方を小さくする
移転	各種保険等
保有	積極的保有（準備金・引当金・積立等）、消極的保有（承知したうえで何も対策を施さない／不承知等）

2. 好事例集の使い方

発電所の運用に支障を及ぼしそうな現象が見つかった場合には、本書を参照してほしい。

参照手順は以下に示す通りである。;

- i. 発電所の健全な運用に支障を及ぼしそうな現象が見つかった構造物（設備）は何か？
- ii. その構造物（設備）に該当する対象構造物の意思決定フロー群を探す。
- iii. 対象構造物の意思決定フロー群において、その現象の要因を考える。表-3 に示す要因から、その要因に該当する意思決定フローを参照する。
- iv. 或いは、対象構造物（設備）の意思決定フロー図群において、青色のボックスの記載が見つかった現象に該当する意思決定フロー図を探す。
- v. 或いは、対象構造物（設備）の意思決定フロー図群において、緑色のボックスの記載が見つかった現象に関連する解決すべき問題に該当する意思決定フロー図を探す。
- vi. 必要な意思決定フロー図が見つかったら、そこに記載された好事例のインデックス番号を確認する。
- vii. Refer the number of portfolio in this book to get information. インデックス番号に該当する本書の好事例票を参照する。さらなる情報が必要であれば、票に記載された「参考文献・出典等」を参照のこと。

3. 意思決定フロー

フロー図における凡例は以下の通りである。

- ・ ピンク色の Box：要因
- ・ 黄色の Box：対象構造物
- ・ 青色の Box：現場で発生した問題事象
- ・ 緑色の Box：解決すべき課題
- ・ オレンジ色の Box：意思決定の具体的な内容

3.1 Dam

(1) 経年劣化

ダムに関する経年劣化による意思決定フローを図 3.1-1 に示す。

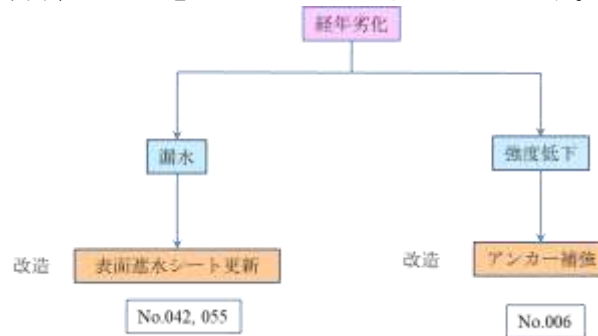


図 3.1-1: 経年劣化による意思決定フロー

(2) 維持管理の不徹底

ダムに関する維持管理の不徹底による意思決定フローを図 3.1-2 に示す。

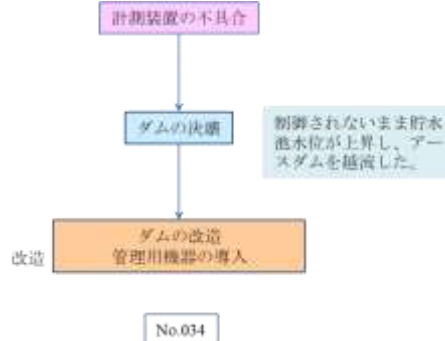


図 3.1-2: 維持管理の不徹底による意思決定フロー

(3) 社会的対応

ダムに関する社会的対応による意思決定フローを図 3.1-3 に示す。

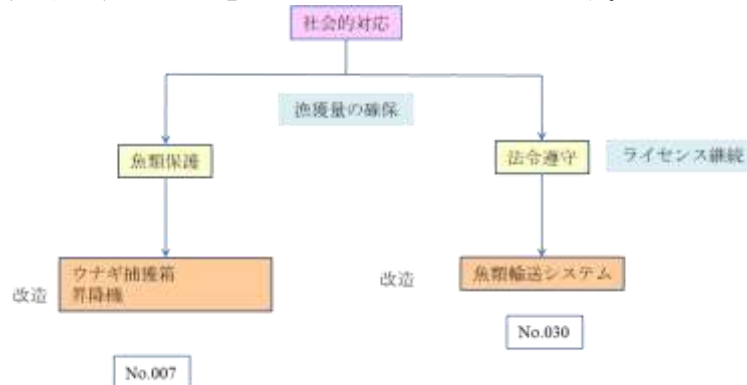


図 3.1-3: 社会的対応による意思決定フロー

3.2 洪水吐

(1) 災害

洪水吐に関する災害による意思決定フローを図 3.2-1 に示す。

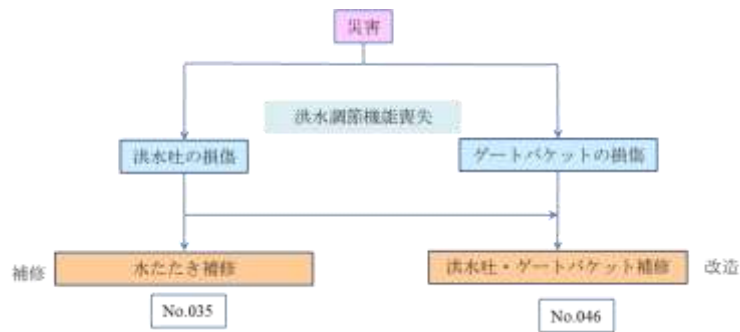


図 3.2-1: 災害による意思決定フロー

(2) 社会的対応

洪水吐に関する災害による意思決定フローを図 3.2-2 に示す。

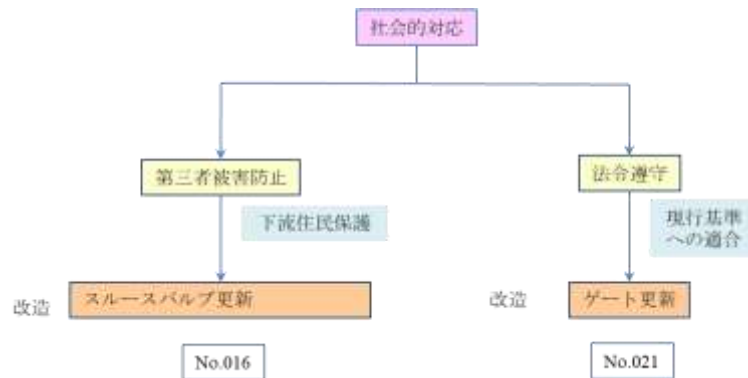


図 3.2-2: 社会的対応による意思決定フロー

3.3 貯水池

(1) 経年劣化

貯水池に関する経年劣化による意思決定フローを図 3.3-1 に示す。



図 3.3-1: 経年劣化による意思決定フロー

(2) 社会的対応

貯水池に関する経年劣化による意思決定フローを図 3.3-2 に示す。

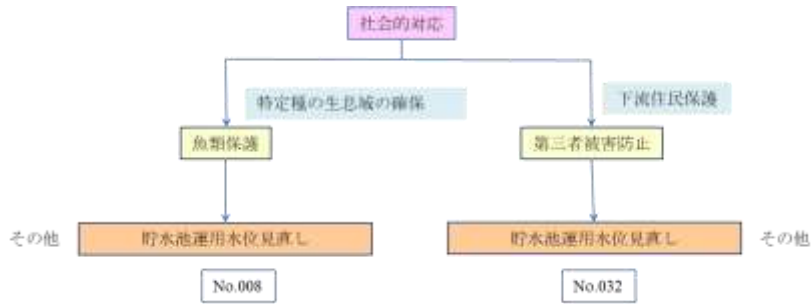


図 3.3-2: 社会的対応による意思決定フロー

3.4 水路

(1) 経年劣化

水路に関する経年劣化による意思決定フローを図 3.4-1 に示す。

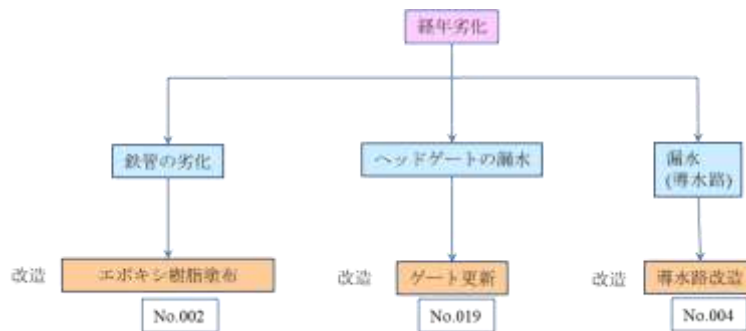


図 3.4-1: 経年劣化による意思決定フロー

(2) 社会的対応

水路に関する社会的対応による意思決定フローを図 3.4-2 に示す。

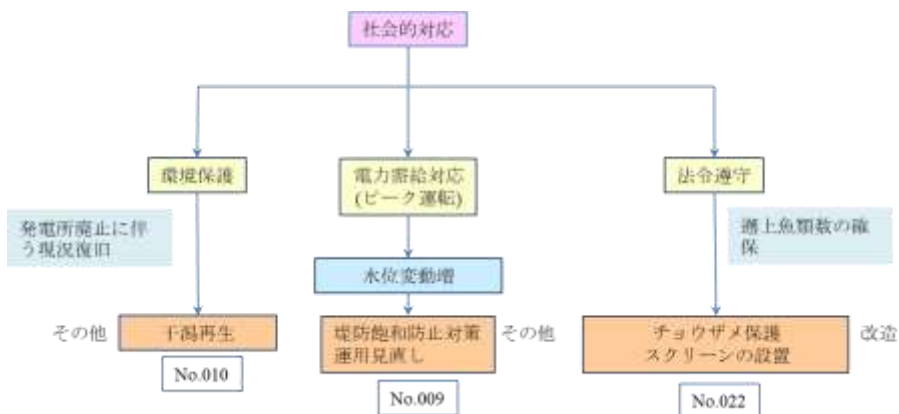


図 3.4-2: 社会的対応による意思決定フロー

3.5 水車発電機

(1) 経年劣化

水車発電機に関する経年劣化による意思決定フローを図 3.5-1 に示す。

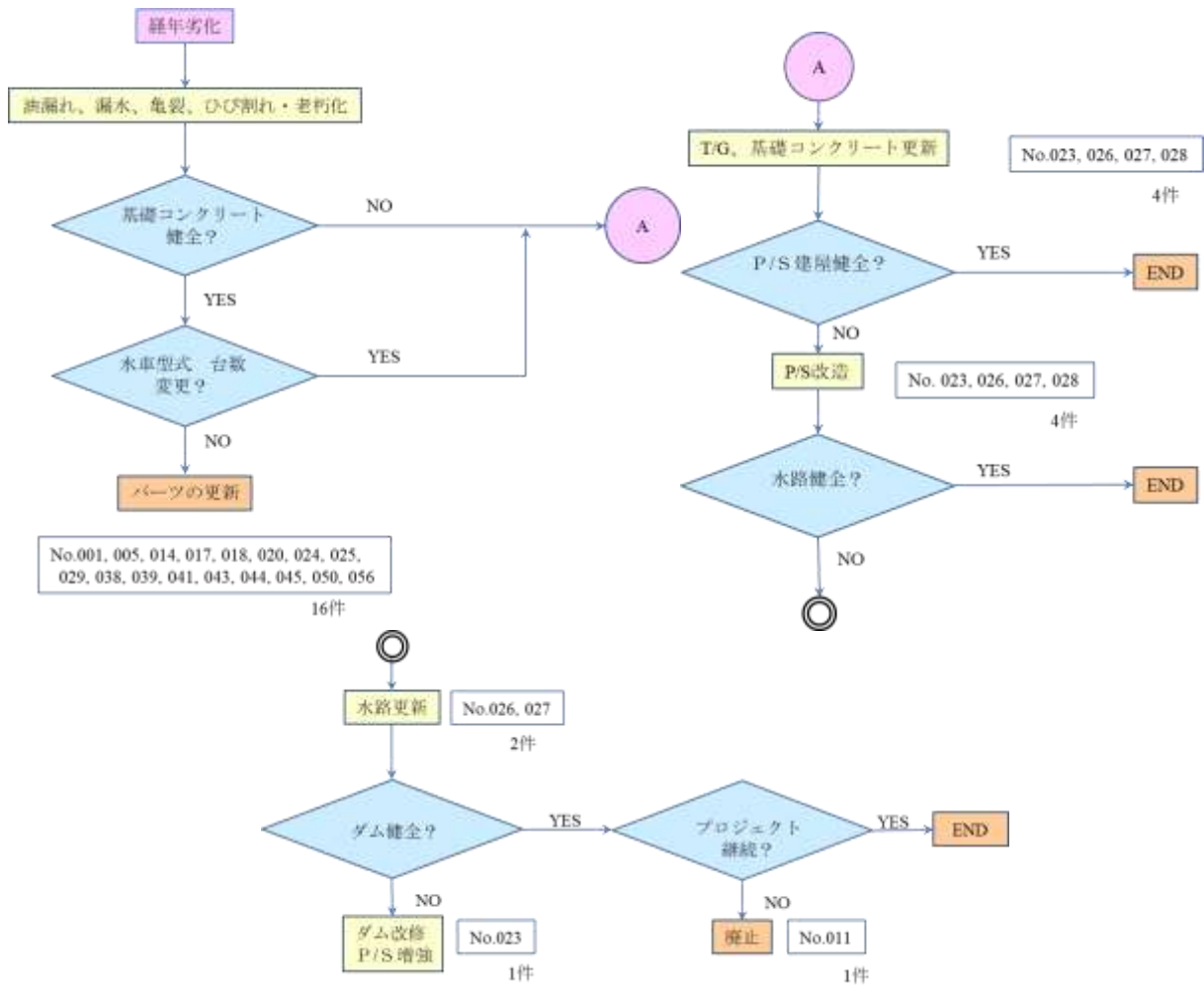


図 3.5-1: 経年劣化による意思決定フロー

(2) 維持管理の不徹底

水車発電機に関する維持管理の不徹底による意思決定フローを図 3.5-2 に示す。

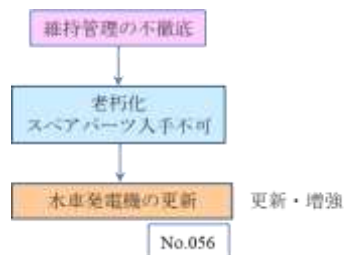


図 3.5-2: 維持管理の不徹底による意思決定フロー

(3) 社会的対応

水車発電機に関する社会的対応による意思決定フローを図 3.5-3 に示す。



図 3.5-3: 維持管理の不徹底による意思決定フロー

(4) 効率化・運用見直し

水車発電機に関する効率化・運用見直しによる意思決定フローを図 3.5-4 に示す。

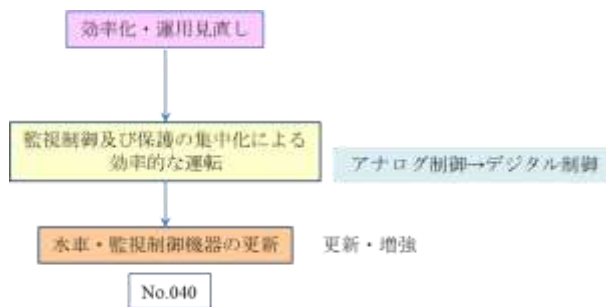


図 3.5-4: 効率化・運用見直しによる意思決定フロー

3.6 付帯電気設備

(1) 経年劣化

電気周辺設備に関する経年劣化による意思決定フローを図 3.6-1 に示す。

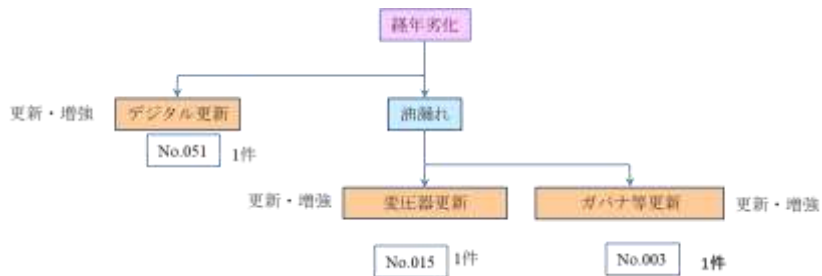


図 3.6-1: 経年劣化による意思決定フロー

(2) 効率化・運用見直し

電気周辺設備に関する効率化・運用見直しによる意思決定フローを図 3.6-2 に示す。



図 3.6-2: 効率化・運用見直しによる意思決定フロー

3.7 水路+水車発電機

(1) 経年劣化

水路+水車発電機に関する経年劣化による意思決定フローを図 3.7-1 に示す。

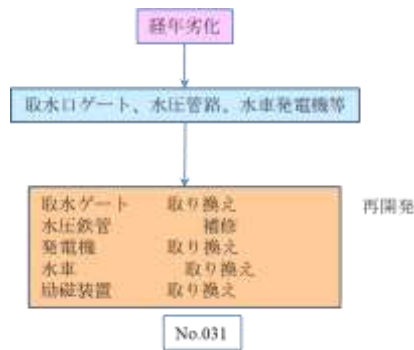


図 3.7-1: 経年劣化による意思決定フロー

3.8 Turbine Generator + Powerhouse Building

(1) Poor Maintenance

The decision-making process flowchart for poor maintenance of turbine generator + powerhouse building is shown in Fig. 3.8-1.

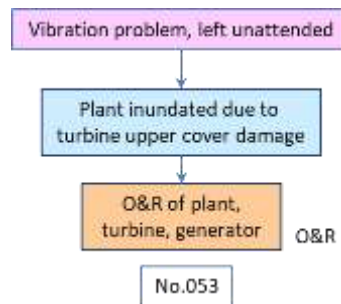


Fig. 3.8-1: Decision-Making Process Flowchart for Poor Maintenance

3.9 水路+水車発電機+発電所建屋

(1) 災害

水路+水車発電機+発電所に関する災害による意思決定フローを図 3.9-1 に示す。

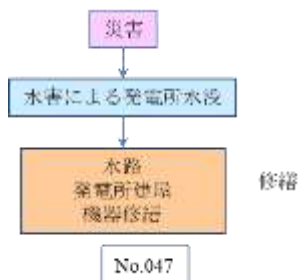


図 3.9-1: 災害による意思決定フロー

3.10 全設備

(1) 経年劣化

全設備に関する経年劣化による意思決定フローを図 3.10-1 に示す。

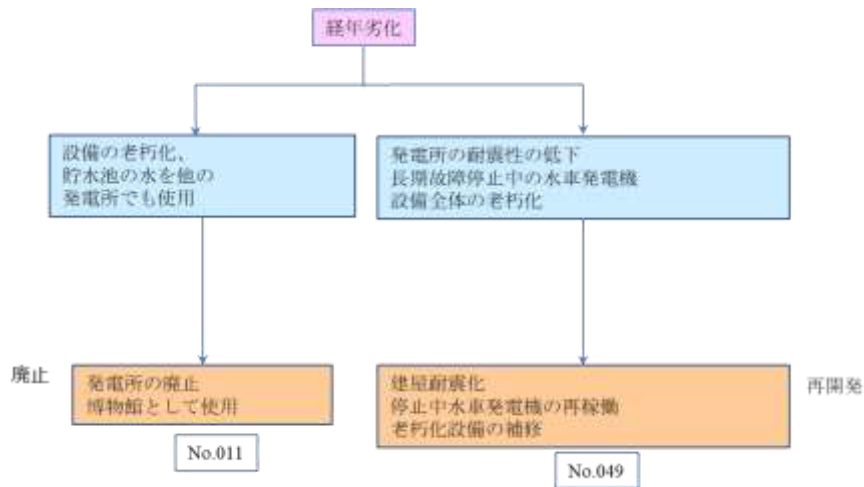


図 3.10-1: 経年劣化による意思決定フロー

(2) 社会的対応

全設備に関する社会的対応による意思決定フローを図 3.10-2 に示す。

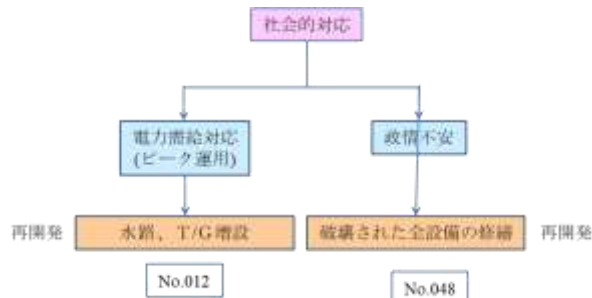


図 3.10-2: 社会的対応による意思決定フロー

3.11 その他

(1) 社会的対応

その他に関する社会的対応による意思決定フローを図 3.11-1 に示す。

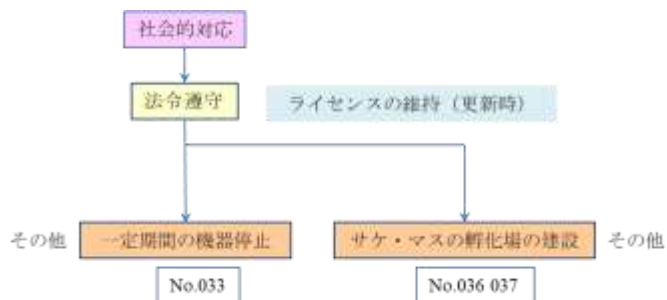


図 3.11-1: 社会的対応による意思決定フロー

4. 好事例集

意思決定好事例 要因分析表

01

プロジェクト名

Poatina 近代化計画

発電所名		Poatina 水力発電所						
運開時期		1965	工事完了時期		2010			
所有者		Hydro Tasmania						
国		オーストラリア						
最大出力	kW	360,000	工事完了後		(明示されず)	増加率(-%)		
最大使用水量	m ³ /s	50.00						
有効落差	m	820.00						
意思決定の内容		修繕	更新増強	改造	増設	再開発	廃止	その他
(いずれかに○)			○					
意思決定時期		2006						
対象構造物		水車ランナー、軸受、入口弁、调速機、制御・保護システム						
・ 要因		経年劣化						
・ 事象(要因により発生する現象)		発電停止、費用増嵩、保守要員の安全性低下						
リスク		低減						
・ 発電所運営上の障害		発電収益の低減、費用増嵩、周辺環境への影響						
・ 具体的なリスク対応		電器設備更新・改造						
(1) 現在の状況		(意思決定前)						
1) 状況		電気設備他の経年劣化に対し水車ランナー及び制御システムの修繕・更新により機能を回復。1960年代における不十分な設計や低品質な製造には問題があった。水車軸受は、遮断の度に放水庭に20～30リットルの油漏れが生じる状態であった。PLCベースの電気式调速機と制御装置は40年経過し、備品の調達も出来ない信頼性のない時代遅れのシステムとなっていた。						
2) 稼働状況		Poatina水力発電所は、Hydro Tasmania の中でも2番目の規模の発電所で、大貯水池を有し柔軟な運転により高収益を上げている発電所。						
3) リスク		意思決定をしない場合に潜在するリスク						
		水車ランナーの信頼性低下や点検・キャビテーションの発生。 水車軸受の維持管理が困難となる。 水車軸受からの負荷遮断時のオイル漏れ。 水車入口弁の不動作による水圧鉄管の破裂および発電所の冠水。						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスク						
		(明示されていない)						
(2) 優先事項		Poatina水力発電所は、Hydro Tasmania の主要6水力の一つと位置づけられており、ポートフォリオ収益に重大なリスク影響を及ぼす3水力の一つでもあるため、戦略的な役割の観点から改修を実施する。						
(3) 戦略		意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して						
		水車ランナーやインジェクター等を改修。						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して						
		(明示されていない)						

<p>(4) 意思決定事項の実現の方法と採用技術</p>	<p>戦略的アセットマネジメントがHydro Tasmaniaのポートフォリオに適用され、資本支出額が決定された。</p> <p>計画範囲は、アセット状態、アセット性能、注意義務要件、リスク影響度によって決定した。最良な事業選択枝を決めるエンジニアリング・デシジョンは、30年以上の最低ライフサイクルコストを使って行われた。</p> <p>30年間の正味現在価格では、水車軸受としてピボット・パッド設計が最も費用効率が高い選択枝となり、最適のオプションとして選択された。</p> <p>主機3台増強と6台の保護装置、入口弁および主変圧器油漏れリスクの緩和として69百万AUDを投資。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・水車ランナとインジェクターの効率アップ。 ・水車ランナの耐久性、インジェクターの信頼性アップ。 ・水車ランナの連続運転時間の延長。 ・水車軸の更新。 ・入口弁の制御・保護システムの改良。 ・水車軸受からのオイル漏れの回避。 ・電気式调速機の更新。 <p>技術的な主な特徴は、水車入口弁の不動作による水圧鉄管の脈動で水圧鉄管の破裂および発電所冠水を防止できる安全な装置を設けたことであった。</p>
<p>参考文献・出典等</p> <p>IEA 水力実施協定 ANNEX 11 水力発電設備の更新と増強 第二次事例収集(詳細情報) Au.01_Poatina</p> <p>https://www.nef.or.jp/ieahydro/contents/pdf/4th_a11/au/01.pdf</p>	

意思決定好事例 要因分析表

02

プロジェクト名

明記されていない

発電所名		Poatina 発電所						
運開時期		1965年	工事完了時期		不明			
所有者		Hydro Tasmania						
国		オーストラリア						
最大出力	kW	360	工事完了後					
最大使用水量	m ³ /s	55.00						
有効落差	m	820.00						
意思決定の内容		修繕	更新増強	改造	増設	再開発	廃止	その他
(いずれかに○)		○						
意思決定時期		明記されていない						
対象構造物		水圧管路						
・ 要因		経年劣化						
・ 事象(要因により発生する現象)		設備機能低下、発電効率・稼働率低下						
リスク		低減						
・ 発電所運営上の障害		発電収益の低減、費用増嵩、周辺環境への影響						
・ 具体的なリスク対応		水圧管路の補修						
(1) 現在の状況		(意思決定前)						
1) 状況		運開後45年が経過し、経年劣化が進行						
2) 稼働状況		(明示されていない)						
3) リスク		意思決定をしない場合に潜在するリスク						
		水圧管路の機能低下、漏水						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスク						
		<ul style="list-style-type: none"> ・既設コーティング除去により発生する廃棄物の周辺環境への影響 ・寒冷な気候下でのコーティング作業による施工不良の発生 ・急傾斜な足場での作業による不安全行動の発生 						
(2) 優先事項		Tasamaniaで最も重要な発電所の一つとして運用を維持する。						
(3) 戦略		意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して						
		<ul style="list-style-type: none"> ・既設のコーラルターエナメルコーティングの除去 ・鉄管内外面の再コーティング 						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して						
		明示されていない						
(4) 意思決定事項の実現の方法と		<ul style="list-style-type: none"> ・冬季の運用のために特別に設計された新しいタイプのエポキシ樹脂のコーティングを採用。 						
参考文献・出典等		The power of nature / Hydro Tasmania						

プロジェクト名

Tungatinah 近代化計画

発電所名		Tungatinah 発電所					
運開時期		1955	工事完了時期		2013		
所有者		Hydro Tasmania					
国		オーストラリア					
最大出力	kW	125,000	工事完了後		140,000	増加率(12%)	
最大使用水量	m ³ /s	55.00					
有効落差	m	290.00					
意思決定の内容		修繕	更新増強	改造	増設	再開発	廃止 その他
(いずれかに○)			○				
意思決定時期		2008年					
対象構造物		入口弁、水車、発電機スラスト軸受、水車軸受、调速機、保護装置、励磁装置					
・要因		経年劣化					
・事象(要因により発生する現象)		設備機能低下、発電効率・稼働率低下、環境悪化					
リスク		回避					
・発電所運営上の障害		発電収益の低減、費用増嵩、周辺環境への影響					
・具体的なリスク対応		電器設備更新・改造					
(1) 現在の状況		(意思決定前)					
1) 状況		電気設備他の経年劣化に対し入口弁・调速機等の電気設備更新により発電電力量を増加。 Tungatinah発電所は、Derwent 川上流域のNive川に位置しており5台のフランシス水車を保有。年々劣化が進展し発電実績が許容できないレベルにまで達していた。					
2) 稼働状況		Tungatinah発電所は、Hydro Tasmaniaの収益貢献ポートフォリオでは6番目にランクされている。					
3) リスク		意思決定をしない場合に潜在するリスク					
		維持管理や清掃、水圧管路やケーシングの損傷、调速機や制御器を含む主機の劣化に関するリスク。 周波数制御アンシラリーサービスへの対応不可。 水車軸受からの漏油による水路油汚染などに関連したリスク。					
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスク (明示されていない)					
(2) 優先事項		Tungatinah発電所を通過した河川水は、更に下流の6発電所で利用されるため、Hydro Tasmania にとって水資源管理上非常に重要な地点であることから改修を実施。					
(3) 戦略		意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して 5台中3台の主機を更新。 Hill top弁改修、入口弁改修、水車制圧弁改修-新作動システム導入、旧電気機械式调速機をIC 回路(集積回路)式スピード调速機へ変換、既設自励式を静止励磁システムに置換、新PLC ベース保護制御システムに変更、回転子の清掃、保全、固定子の楔交換・清掃・保全。					
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して (明示されていない)					

<p>(4) 意思決定事項の実現の方法と採用技術</p>	<p>どのタイミングで維持管理、更新を実施すべきかを決定するために、戦略的アセットマネジメント手法が使われている。</p> <p>計画範囲は、アセット状態、アセット性能、注意義務要件、リスク影響度によって決定される。最良な事業選択肢を決めるエンジニアリング・デシジョンは、30年以上の最低ライフサイクルコストを使って行われる。</p> <p>2010～2013年の間、5台中3台の主機更新に58百万豪ドルを投資。</p> <p>投資額には、油霧発生やOH&S(安全衛生)、維持管理や清掃、水圧管路やケーシングの損傷、调速機や制御器を含む主機の劣化、及び水車軸受からの漏油による水路油汚染などに関連したリスクの軽減工事を含む。</p> <p>残り2台の主機については、確定はしていないが、部分的補修で対処する予定。</p>
<p>参考文献・出典等</p> <p>IEA 水力実施協定 ANNEX 11 水力発電設備の更新と増強 第二次事例収集(詳細情報) Au.02_ Tungatinah</p> <p>https://www.nef.or.jp/ieahydro/contents/pdf/4th_a11/nz/02.pdf</p>	

意思決定好事例 要因分析表

04

プロジェクト名

明示されていない

発電所名		Upper 発電所						
運開時期		1914年	工事完了時期		明示されていない			
所有者		Hydro Tasmania						
国		オーストラリア						
最大出力	kW	8,400	工事完了後		(明示されず)	増加率(-%)		
最大使用水量	m ³ /s	明示されていない	—					
有効落差	m	明示されていない						
意思決定の内容		修繕	更新増強	改造	増設	再開発	廃止	その他
(いずれかに○)		○						
意思決定時期		(明示されていない)						
対象構造物		導水路						
・ 要因		経年劣化						
・ 事象(要因により発生する現象)		設備機能低下、発電効率・稼働率低下						
リスク		回避						
・ 発電所運営上の障害		発電収益の低減						
・ 具体的なリスク対応		既設導水路の更新						
(1) 現在の状況		(意思決定前)						
1) 状況		2.2kmに及ぶ木製導水路が経年劣化のため漏水が激しかった。						
2) 稼働状況		(明記されていない)						
3) リスク		意思決定をしない場合に潜在するリスク						
		<ul style="list-style-type: none"> ・漏水による発生電力量の低下。 ・導水路からの漏水に起因する地滑りや、それに伴う第三者被害の発生。 						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスク						
		気象条件(雨、雪等)による工事遅延や、環境条件(ヒル、蛇等)による労災の発生。						
(2) 優先事項		更新工事の安全性を確保する。						
(3) 戦略		意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して						
		2.2kmに及ぶ木製導水路が経年劣化のため漏水が激しかったので、更新することにした。						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して						
		既設導水路と同様に木製の導水管とした。						
(4) 意思決定事項の実現の方法と採用技術		<ul style="list-style-type: none"> ・人里離れた痩せ尾根に導水路が設置されていたため、導水路の部品を運搬、貯蔵、設置するために、新たにモーター駆動の運搬車を設計・製作し、安全性を確保した。 ・Tasmaniaの過酷な自然条件(雨、雪、ヒル、蛇等)を克服して、工事が進められた。 						
参考文献・出典等		The power of nature / Hydro Tasmania						

意思決定好事例 要因分析表

05

プロジェクト名

明示されていない

発電所名		Meadobank P/S,Paloona P/S,Cluny P/S,Repulse P/S						
運開時期		1967/1972/1968/1968	工事完了時期		2010年			
所有者		Hydro Tasmania						
国		オーストラリア						
		Meadowb-an	Paloon-al	Cluny	Repulse			
最大出力	kW	40,000	30,000	17,000	28,000			
最大使用水量	m ³ /s	(明示されず)	(明示されず)	(明示されず)	(明示されず)			
有効落差	m	26.0	31.0	15.0	26.0			
意思決定の内容		修繕	更新増強	改造	増設	再開発	廃止	その他
(いずれかに○)				○				
意思決定時期		(明示されていない)						
対象構造物		(明示されていない)						
・要因		(明示されていない)						
・事象(要因により発生する現象)		(明示されていない)						
リスク		カプラン水車の油圧系統						
・発電所運営上の障害		経年劣化(あるいは不適切な仕様設備)						
・具体的なリスク対応		油漏れによる発電停止						
(1) 現在の状況		(意思決定前)						
1) 状況		発電停止、周辺環境への影響						
2) 稼働状況		水車油圧系統の更新、漏油対策設備の増強						
3) リスク		意思決定をしない場合に潜在するリスク						
		油圧系設備の経年劣化による油の流出、あるいは不適切な油の使用による設備機能の低下が懸念されていた。						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスク						
		・不適切な工事手順による油の流出						
(2) 優先事項		発電所からの漏油による環境破壊の予防保全						
(3) 戦略		意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して						
		下記、リスクを回避するため、油圧系の設備更新と漏油発生時の対応訓練を実施する。						
		・発電設備からの油流出による発電停止や周辺環境破壊						
		・油流出事故対応の遅れや油回収不手順の未習熟による影響範囲の拡大						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して						
		・撤去対象設備からの漏油						
(4) 意思決定事項の実現の方法と採用技術		<ul style="list-style-type: none"> ・水車の油圧系統の更新。 ・変圧器の油槽周辺への油流出防止堰の設置 ・油パイプ支持台補強、油圧系統のバルブ交換 ・変圧器の冷却装置の水/油の熱交換器の更新 ・油漏れ対応体制の整備 						
参考文献・出典等								
The power of nature / Hydro Tasmania								

意思決定好事例 要因分析表

06

プロジェクト名

明記されていない

発電所名		Catagunya Power Station						
運開時期		1962年	工事完了時期		2010年			
所有者		Hydro Tasmania						
国		オーストラリア						
最大出力	kW	50,000	工事完了後		50,000	増加率(-%)		
最大使用水量	m ³ /s	(明示されていない)						
有効落差	m	(明示されていない)						
意思決定の内容		修繕	更新増強	改造	増設	再開発	廃止	その他
(いずれかに○)		○						
意思決定時期		2004年						
対象構造物		ダム本体						
・ 要因		経年劣化(既設アンカーケーブルの腐食)						
・ 事象(要因により発生する現象)		ダム本体の安定性欠如						
リスク		低減						
・ 発電所運営上の障害		ダム決壊、発電停止、第三者被害						
・ 具体的なリスク対応		河床部とダムを高張力アンカーケーブルで接合						
(1) 現在の状況		(意思決定前)						
1) 状況		Catagunyaダムは河床部とダムを高引張アンカーケーブルで接続し安定性を確保していたが、建設より50年が経過したため既設のアンカーケーブルを調査した結果、腐食が進行し信頼性が欠如しており、国際安全基準を満たさない状態であった。						
2) 稼働状況		-						
3) リスク		意思決定をしない場合に潜在するリスク						
		ダムからの異常漏水、最悪の場合、ダムが決壊し、第三者被害が発生する可能性がある。						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスク						
		気象条件等により、仮設備工事費の増嵩、工期延伸等により工事費が増嵩する。						
(2) 優先事項		(明記されていない)						
(3) 戦略		意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して						
		高引張アンカーケーブルを増し打ちし、ダムの安定性を確保する。						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して						
		(明示されていない)						
(4) 意思決定事項の実現の方法と採用技術		世界最大の高張力鉄鋼(Carbon fiber)アンカーケーブル(支持力1,700t、φ350mm)92本で75mの高さのダムを貫き、基礎岩盤に結束した。						
参考文献・出典等		The power of nature / Hydro Tasmania						

意思決定好事例 要因分析表

07

プロジェクト名

明記されていない

発電所名		Trevallyn Power Station						
運開時期		1955年	工事完了時期		2009年			
所有者		Hydro Tasmania						
国		オーストラリア						
最大出力	kW	95,800	工事完了後		95,800	増加率(-%)		
最大使用水量	m ³ /s	(明示されていない)						
有効落差	m	(明示されていない)						
意思決定の内容		修繕	更新増強	改造	増設	再開発	廃止	その他
(いずれかに○)				○				
意思決定時期		(明記されていない)						
対象構造物		ダム(魚道の新設)						
・ 要因		社会的対応(シラスウナギ遡上の阻害)						
・ 事象(要因により発生する現象)		自然生態系への影響						
リスク		回避						
・ 発電所運営上の障害		自然保護団体等からの発電停止(ダム撤去)要求						
・ 具体的なリスク対応		既設ダムにシラスウナギの捕獲箱とダム天端までの昇降機設置						
(1) 現在の状況		(意思決定前)						
1) 状況		タスマニアの生態系で重要であるタスマニアウナギのシラスウナギが、ダムによって遡上が阻害されている。						
2) 稼働状況		(発電所運用への影響は明記されていない)						
3) リスク		意思決定をしない場合に潜在するリスク タスマニアウナギ生息数の激減、絶滅。 意思決定事項を実行する際に潜在するリスク ウナギ遡上の回復						
(2) 優先事項		発電事業を取巻く社会環境(自然生態系)の保護						
(3) 戦略		意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して ウナギのダム遡上を可能とする補助装置を設置する。 意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して 新設した遡上補助装置がウナギの習性に合わないため、初期の目的通りに機能しない。						
(4) 意思決定事項の実現の方法と採用技術		シラスウナギの遡上に資するウナギ捕獲箱とその昇降機を2009年に設置し、ダム背面沿いに30m昇降させる。この高さは、南半球で最大を誇る。この装置で、遡上期間中約100,000匹、ピーク時には週5,000匹の遡上が観測されている。						
参考文献・出典等		The power of nature / Hydro Tasmania						

意思決定好事例 要因分析表

08

プロジェクト名

(明示されていない)

発電所名		Poatina発電所						
運開時期		1966年、1977年	工事完了時期					
所有者		Hydro Tasmania						
国		オーストラリア						
最大出力	kW	300,000	工事完了後		(明示されず)	増加率(-%)		
最大使用水量	m ³ /s	50.00						
有効落差	m	820.00						
意思決定の内容		修繕	更新増強	改造	増設	再開発	廃止	その他
(いずれかに○)								○
意思決定時期		(明示されていない)						
対象構造物		貯水池水位						
・ 要因		社会的対応(貯水池利水運用)						
・ 事象(要因により発生する現象)		貴重種である小魚(Galaxiid)に適する生息環境の枯渇						
リスク		回避						
・ 発電所運営上の障害		自然保護団体等からの発電停止の要求						
・ 具体的なリスク対応		貯水池の水位運用の見直し						
(1) 現在の状況		(意思決定前)						
1) 状況		Galaxiidは湿原や清流、湖沼に生息する小さな魚で、Tasmaniaに生息する淡水魚の64%を占める種であり、エコシステムの多くの要素において重要である。Arthur湖とGreat湖には6種のGalaxiidが生息するが、うち4種は特定の水域にしか生息しないため、貴重種とされている。						
2) 稼働状況		(明示されていない)						
3) リスク		意思決定をしない場合に潜在するリスク						
		貴重種である小魚(Galaxiid)の減少、絶滅。						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスク						
		発電利水運用の制約による減電						
(2) 優先事項		発電事業を取巻く社会環境(自然生態系)の保護						
(3) 戦略		意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して						
		Arthur湖とGreat湖におけるこれら4種への脅威の一つは、それらの餌となる生物や産卵場所を確保する貯水池の水位運用へ見直す。						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して						
		Galaxiidの生態系における社会環境リスクとなる適切な水域を見出すこと。						
(4) 意思決定事項の実現の方法と採用技術		見出した特定の水域に対して、以下の事項を満足する水位運用に管理する。 ・Arthur湖でGalaxiidの生息場所、産卵場所、餌、避難場所を確保する ・Great湖の水位低下をGalaxiidの孵化時期に卵の孵化に適した条件を確保できる水際線に制限する。 ・Arthur湖とGreat湖の年間の水位をGalaxiidにとって良好な生息場所を提供できるように維持する。						
参考文献・出典等		The power of nature / Hydro Tasmania						

意思決定好事例 要因分析表

09

プロジェクト名

(明示されていない)

発電所名		Gordon Power Station						
運開時期		1978年,1988年(3号)	工事完了時期					
所有者		Hydro Tasmania						
国		オーストラリア						
最大出力	kW	450,000	工事完了後		(明示されず)	増加率(-%)		
最大使用水量	m ³ /s	(明示されていない)						
有効落差	m	(明示されていない)						
意思決定の内容		修繕	更新増強	改造	増設	再開発	廃止	その他
(いずれかに○)				○				
意思決定時期		2006年						
対象構造物		貯水池(発電所下流河川の護岸)						
・ 要因		社会的対応(下流河川における発電運用に伴う急激な水位低下)						
・ 事象(要因により発生する現象)		下流河川での浸透水による堤防の崩落						
リスク		回避						
・ 発電所運営上の障害		発電収益の低減						
・ 具体的なリスク対応		発電制約						
(1) 現在の状況		(意思決定前)						
1) 状況		Gordon発電所がフル運転した後、急激に出力を減少させるとGordonka川の堤防で浸透水による崩落が発生するリスクが専門家により指摘されたため、発電所の運用を見直した。						
2) 稼働状況		(明示されていない)						
3) リスク		意思決定をしない場合に潜在するリスク						
		発電所下流河川の堤防の飽和度が高く、河川水位が急激に低下した場合、堤防の浸透水による崩落が発生する可能性がある。						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスク						
		発生電力量の低減						
(2) 優先事項		発電所下流河川の正常な流下能力の維持						
(3) 戦略		意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して						
		発電運用の見直しによる下流河川堤防の浸食防止						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して						
		見直した発電運用による発生電力量の低減量を最小限に留める。						
(4) 意思決定事項の実現の方法と採用技術		Hydro Tasmaniaでは、堤防の浸透流量に基づく発電運用ルールを開発した。この新しい運用ルールでは、堤防の飽和度が低く、浸透流が低い状態では発電所運用の自由度が高く、浸透流による浸食リスクが高い時にのみ発電使用水量を制限することとなった。また、この運用ルールは必要な時のみ、自動的に運用される。						
参考文献・出典等		The power of nature / Hydro Tasmania						

意思決定好事例 要因分析表

プロジェクト名

(明示されていない)

発電所名		—						
運開時期		—		工事完了時期		2013年		
所有者		Hydro Tasmania						
国		オーストラリア						
最大出力	kW	—		工事完了後		(明示されず)	増加率(-%)	
最大使用水量	m ³ /s	—						
有効落差	m	—						
意思決定の内容		修繕	更新増強	改造	増設	再開発	廃止	その他
(いずれかに○)				○				
意思決定時期		2013年						
対象構造物		湿原地						
・ 要因		社会的対応(灌漑用水確保のため湿原地に河川水を供給し貯留池とした)						
・ 事象(要因により発生する現象)		水質問題の発生とエコシステムの劣化						
リスク		回避						
・ 発電所運営上の障害		自然環境破壊						
・ 具体的なリスク対応		従来 of 自然環境、湿原地の回復						
(1) 現在の状況		(意思決定前)						
1) 状況		Lagoon of Islands干潟はエコシステムが形成されていたが、洪水で水に浸かり、その後、Ripple Canalがつくられ水が供給されて、下流への灌漑用水源となって本来の目的では利用されていなかった。このため、Hydro Tasmaniaは、Ripple Canalとの接続を止めて、干潟を本来の自然で健全な自己持続可能な湿地帯として再生させることとした。						
2) 稼働状況		—						
3) リスク		意思決定をしない場合に潜在するリスク 水質の悪化とエコシステムの枯渇						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスク 従来の湿原に生息する植生、動物とは異なる生物による自然環境の創生						
(2) 優先事項		自然環境の回復						
(3) 戦略		意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して 水質とエコシステムの回復						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して 水質、植生、無脊椎動物、川海苔、藻の生育が追跡調査により観測された。						
(4) 意思決定事項の実現の方法と採用技術		Ripple Canalからの水供給を止め、2013年4月、堤頂長320m、高さ6mのアーサダムと関連施設が移設されて干潟には自然な植生が再現された。また、水質、植生、無脊椎動物、川海苔、藻の生育が追跡調査により観測された。						
参考文献・出典等		The power of nature / Hydro Tasmania						

意思決定好事例 要因分析表

プロジェクト名

(明示されていない)

発電所名		Waddamana A P/S						
運開時期		1916年	工事完了時期		1965年(廃止)			
所有者		Hydoro Tasmania						
国		オーストラリア						
最大出力	kW	49,000	工事完了後		(明示されず)	増加率(-%)		
最大使用水量	m ³ /s	(明示されていない)						
有効落差	m	(明示されていない)						
意思決定の内容		修繕	更新増強	改造	増設	再開発	廃止	その他
(いずれかに○)							○	
意思決定時期		1964年						
対象構造物		発電所						
・ 要因		経年劣化(非効率な発電設備)						
・ 事象(要因により発生する現象)		事故発生、電力の供給力不足						
リスク		回避						
・ 発電所運営上の障害		発電設備メンテナンス費の増嵩						
・ 具体的なリスク対応		より効率的な発電所(Poatina P/S)による電力供給						
(1) 現在の状況		(意思決定前)						
1) 状況		WaddamanaAP/Sは1916年に運開した。1939年～1949年の間、Tasmaniaの電力需要増に対応してWaddamanaB P/Sが建設された。 WaddamanaA P/S と Shannon P/Sは、1964年まで、WaddamanaB P/Sは1994年まで運転された。 Waddamana AP/Sは廃止後、博物館に改装された。						
2) 稼働状況		(明示されていない)						
3) リスク		意思決定をしない場合に潜在するリスク 非効率な設備による設備メンテナンス費の増嵩、あるいは発電停止に伴う停電の発生。						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスク 既設発電設備の撤去費の発生、あるいは撤去中の事故発生(人災、環境影響)						
(2) 優先事項		安価な電力の安定供給						
(3) 戦略		意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して より効率的な発電所(Poatina P/S)による電力供給の継続						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して 既設設備の博物館への改装により、撤去費の圧縮。						
(4) 意思決定事項の実現の方法と採用技術		Great湖の水は現在、Poatina P/Sで利用されている。同P/Sは、Great Western Tiersの豊富な降水量によりWaddamanaA P/SとShannon P/Sと比較して効率的な発電所となっている。また、博物館に改装された発電所は、多くの訪問客が訪れている。						
参考文献・出典等		The power of nature / Hydro Tasmania						

意思決定好事例 要因分析表

プロジェクト名

Ranney Falls GS G3 Project

発電所名		Ranney Falls GS						
運開時期		2015	工事完了時期 (明示されず)					
所有者		Ontario Power Generation						
国		カナダ						
最大出力	kW	10,000	工事完了後					20,000
最大使用水量	m ³ /s	167.00						
有効落差	m	14.40						
意思決定の内容		修繕	更新増強	改造	増設	再開発	廃止	その他
(いずれかに○)				○				
意思決定時期		2011						
対象構造物		洪水吐、水圧鉄管、発電所(水車発電機)、送電設備						
・ 要因		社会的対応						
・ 事象(要因により発生する現象)		既設のRanney GSの運用に制限があった。(最大使用水量の不足)						
リスク		低減						
・ 発電所運営上の障害		異常洪水への対応						
・ 具体的なリスク対応		洪水吐の改造と水圧鉄管路、水車発電機の設置						
(1) 現在の状況		(意思決定前)						
1) 状況		既設のRanney Falls G3は2つの発電所から成り、それぞれの最大出力は5MWである。これらの発電所は2005年と2007年の間、4MWから増強された。2番目の発電所は、廃止された耐用年を終えた0.8MWのユニットも有する。 両方の発電所はTrent Canalからの取水構造物を共有しており、取水路から分離した水路からの水圧鉄管で3番目の発電所に水が供給される。平均総落差は約14.4mである。平均可能取水量は約167m ³ /sであるが、既設発電所の最大使用水量は約100m ³ /sである。既設の上流調整ダムの洪水吐容量が不足している。						
2) 稼働状況		平均可能取水量は約167m ³ /sに対し、既設発電所の最大使用水量は約100m ³ /s。発電所の出力は10MW、年間平均発生電力量は50～80GWh。						
3) リスク		意思決定をしない場合に潜在するリスク						
		洪水発生時に取水路沿線の住民が水没する(既設のRanney GSの取水路沿線の居住区の水没リスク)						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスク						
		(明示されていない)						
(2) 優先事項		公共安全についてOPGに確約し、市民との良好な協力関係を演出する。TSW調整ダムの設計洪水流入量は1,110m ³ /sであるのに対し、設計洪水容量は776m ³ /sしかない。プロジェクトは洪水吐の容量を170m ³ /sだけ拡張する。新しい洪水吐容量は946m ³ /sである。						
(3) 戦略		意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して						
		水没リスクを放置することによる市民との関係の悪化に対応しなければならない。						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して						
		発電機が遮断した時の日々のTSW制御ダムの必要を減らすことによりOPGとTSWの関係を強化する。						
(4) 意思決定事項の実現の方法と採用技術		Ranney Falls GSで供用期間を終了した0.87MWユニットを安全に系統から切り離し、新たに8～10MWのユニットを建設する。 *現在、そして本プロジェクトが終了後、TSWは発電所の水運用を行い、水調整構造物(ダム#10)の運用に責任を持つ。プロジェクトで取水量が増えるのに伴い、TSWは年間約2ヶ月のみ水調整を行うだけとなり、そのことは彼らはダム#10の運用以外の活動に現場スタッフを振り分けることができることを意味する。これはOPG-CHPG間の費用のやり取りも減額することになる。						
参考文献・出典等		Ranney Falls G3 Project - Business Case						

意思決定好事例 要因分析表

プロジェクト名

調整池のライニング補修

発電所名		Sur Adam Beck Pump GS						
運開時期		1957	工事完了時期		1957			
所有者		Ontario Power Generation						
国		カナダ						
最大出力	kW	174,000		工事完了後 (明示されず)				
最大使用水量	m ³ /s	(明示されていない)						
有効落差	m	(明示されていない)						
意思決定の内容		修繕	更新増強	改造	増設	再開発	廃止	その他
(いずれかに○)		○						
意思決定時期		2011						
対象構造物		調整池						
・ 要因		経年劣化						
・ 事象 (要因により発生する現象)		貯水池から遠い位置への漏水。基礎とダムそのものが陥没孔の形成の影響を受けやすいものにする。						
リスク		低減						
・ 発電所運営上の障害		施設の閉鎖						
・ 具体的なリスク対応		基盤をライナーで遮蔽する						
(1) 現在の状況		(意思決定前)						
1) 状況		SAB PGSはSABのピーク運用を支援する。それはオフピークに水を貯め、より高い料金のピーク時間帯に水を使って発電する。 貯水池全体の基盤はopen, interconnected, vertical and horizontalなジョイントという特性がある。貯水池から遠い位置への漏水をもたらす、良好に粒度調整された土を開口部に入れるという対策が必要になる。このような基盤の特性は基礎とダムそのものが陥没孔の形成の影響を受けやすいものにする。						
2) 稼働状況		SAB PGSの運用はSAB1とSAB2発電所で統合され、貯水池に貯められた水が使用されて3つの全ての発電所でピーク電力を作り出す。結果として、SAB PGSの運用はOntarioの電力システムに著しい夏季のピーク価値をもたらす。SAB PGSは、1) SABの全ての電力運用を改善し、自動発電生後(Automated Generation Control:AGC)サービスとOntarioの電力システムへの蓄電サービス(Operation Reserve Service:ORS)を支援するのに使用される。						
3) リスク		意思決定をしない場合に潜在するリスク ダムの破壊、施設の閉鎖 意思決定事項を実行する際に潜在するリスク 1) 技術リスク: 計画されている地質調査による予想し得なかった発見により計画の遅れや設計変更が生じるリスク 2) 規制リスク: 規制が必要とする事項に関連する問題が予想しなかった遅れや費用をもたらすリスク 3) 経済リスク: 決定段階の検討中に予想しなかった発見が生じてコスト増嵩をもたらす設計変更が生じるリスク						
(2) 優先事項		サイトの地質状況を調査を開始し、適切な調整池のライニング方法を検討する						
(3) 戦略		意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して 施設の閉鎖 PGSの閉鎖し、安全な状況に持って行くのにかなりのコストがかかる。予備的な見積ではコストは50百万USDになる。 意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して 詳細な調査により、挙動を調べ、現在の運用を確実なものにするための何らかの潜在的な緩和策を決定する必要がある。						

<p>(4) 意思決定事項の 実現の方法と 採用技術</p>	<p>概略検討が完了し、改修について2つの主要な選択肢が示された。</p> <p>1)貯水池の基盤をライナーで遮蔽する</p> <p>2)貯水池周囲の大部分に、地表土を通過し、基礎岩盤に至るコンクリート地中壁を設ける</p> <p>検討結果は、基盤をライナーで遮蔽することが好ましい選択肢である。なぜならば、より費用対効果があり、リスクが小さいからである。好ましい選択肢はライナーの幅と肩を決めることにより決定段階ではより改善される予定である</p>
<p>参考文献・出典等</p> <p>意思決定したプロジェクトの概要を示す出典 他</p> <p>DEFINITION PHASE BUSINESS CASE SUMM SAB PGS RESERVOIR REFURBISHMENT</p> <p>https://www.oeb.ca/documents/cases/EB-2006-0064/oebconsultation_regulatedhydroelectric_mmazza_190506.pdf</p>	

意思決定好事例 要因分析表

プロジェクト名

G3 更新一新規ランナーと発電機Rewind

発電所名		SIR ADAM BECK 1 GS						
運開時期		2013	工事完了時期		2013			
所有者		Ontario Power Generation						
国		カナダ						
最大出力	kW	45,000	工事完了後		54,000			
最大使用水量	m ³ /s	(明示されず)						
有効落差	m	(明示されず)						
意思決定の内容		修繕	更新増強	改造	増設	再開発	廃止	その他
(いずれかに○)			○					
意思決定時期		2009						
対象構造物		水車発電機						
・ 要因		経年劣化						
・ 事象(要因により発生する現象)		発電停止						
リスク		回避						
・ 発電所運営上の障害		発電量減						
・ 具体的なリスク対応		更新によるリスク低減						
(1) 現在の状況		(意思決定前)						
1) 状況		SAB1 G3は元々1922年に供用開始されて、1985年以来、大規模な改修は行われていなかった。2010年8月にHydro Engineering Division (HED)によるG3の状況アセスが完成した。アセス報告書は以下の部品が耐用期間終了であったとした。 *Air coolerの表面、 *Bearing cooler、 *Stator winding、 *Excitation system、 *15kV bus and indicators、 *main output transformer、 *Switch、 *Protection and control system						
2) 稼働状況		既設の励磁システムはreactive power capacity、 response time、 ceiling levelといった現代のIESOの要望事項に合致していない。励磁機、スイッチ、 bus workを含む耐用年を終了した部品の多くは元々の1920年代の骨董品である。						
3) リスク		意思決定をしない場合に潜在するリスク						
		水車発電機の破損						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスク						
		発電停止に伴う収入減						
(2) 優先事項		G3の連続的で信頼できる運用を確実なものとする。						
(3) 戦略		意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して						
		発電停止						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して						
		G3のランナーはEngineering condition assessmentによれば耐用期間の延長に適しているが、 G3のランナーの交換は期待される効率と容量がかなりの量になるため。正当化されている。 G3に使用されるランナーの設計はG7,G9で使用された設計と同じである。新しいランナーは機器のMCRを9MW増加させ、 G3の更新による計13GWhの増電量のうち約8GWhを占める。						
(4) 意思決定事項の実現の方法と採用技術		水車と関連設備の大規模改修、 Statorのrewindingを含む発電機の大規模改修、多くの主要送電システム部品の交換、励磁システムの改修、主要変圧器の交換、機器の防護と制御の現代化。						
参考文献・出典等		NIAGARAOPERATION https://www.oeb.ca/documents/cases/EB-2006-0064/oebconsultation_regulatedhydroelectric_mmazza_190506.pdf						

意思決定好事例 要因分析表

プロジェクト名

主要変圧器の更新

発電所名		Des Joachims GS						
運開時期		2013	工事完了時期		2013			
所有者		Ontario Power Generation						
国		カナダ						
最大出力	kW	428,800	工事完了後 (明示されず)					
最大使用水量	m ³ /s	(明示されず)						
有効落差	m	(明示されず)						
意思決定の内容		修繕	更新増強	改造	増設	再開発	廃止	その他
(いずれかに○)			○					
意思決定時期		2006						
対象構造物		主要変圧器						
・ 要因		経年劣化						
・ 事象 (要因により発生する現象)		発電停止						
リスク		回避						
・ 発電所運営上の障害		発電停止						
・ 具体的なリスク対応		更新によるリスク回避						
(1) 現在の状況		(意思決定前)						
1) 状況		<p>変圧器は水冷式(1950年の年代物)で以前、1981年に破損を経験した。T2 Blue Phase 変圧器がruptureし、油が放水口付近に流入した。 定格容量を10%超えて、20年余り運用されてきたことにより、変圧器の想定寿命は供用期間が終わりに近づいているところまで減少した。油テストの結果はCOの集中と湿気を示した。高レベルのCOは変圧器のInsulation systemの劣化が危機的な状況に至るまで劣化させるような温度応力の増加をもたらした。変圧器内の湿気はinsulationの劣化を加速させる主要因でもある。特に運用中の温度上昇と組み合わせて、湿度が信頼できる運用のために推奨されたASTMに近づいている時には、Insulationシステム内の深いところから湿気を除去する手立てはない。</p>						
2) 稼働状況		<p>*Des Joachims GSは4つの変圧器基礎から成り、それぞれに2基の発電機がsuppleされている。それぞれの基礎は3つの単相変圧器と1つの単相変圧器がスペアで発電所に用意されている。(計13基の変圧器) 供用中の変圧器の銘板のサイズはそれぞれ33MVAであり、それぞれが各基礎毎に110MVAあるいは定格容量の10%超えて運用されている。</p>						
3) リスク		<p>意思決定をしない場合に潜在するリスク</p> <p>*油テストでは受入れ難い油の湿度とgastificationレベルが示されているながらも、既存の変圧器を定格容量の10%増で運用する。これらの変圧器は供用寿命の末期に近づき、破壊のリスクが高まっており、生産がjeopardizeすることを示している。 *過去の変圧器改修計画は満足のいくものではなく、これらの変圧器の供用寿命は改修によっても伸ばすことはできないとされていた。 変圧器が破損した場合のアセット設備の防御と従業員の安全</p> <p>意思決定事項を実行する際に潜在するリスク</p> <p>運転停止</p>						
(2) 優先事項		<p>この投資は水車更新プログラムに関連し、二重の停止を避けるためのものである。変圧器の据付は水車更新と大規模修繕のための発電停止に併せて実施する。</p>						

<p>(3) 戦略</p>	<p>意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して</p> <p>*油テストでは受入れ難い油の湿度とgastificationレベルが示されていないながらも、既存の変圧器を定格容量の10%増で運用する。これらの変圧器は供用寿命の末期に近づき、破壊のリスクが高まっており、生産がjeopardizeすることを示している。</p> <p>*過去の変圧器改修計画は満足のいくものではなく、これらの変圧器の供用寿命は改修によっても伸ばすことはできないとされていた。変圧器が破損した場合のアセット設備の防御と従業員の安全のためにはこの選択肢は受け入れ難い。</p> <hr/> <p>意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して</p> <p>停止期間中に実施すべき業務をリストアップして、着実にこなす</p>
<p>(4) 意思決定事項の実現の方法と採用技術</p>	<p>単相変圧器－空冷式への更新</p> <p>*空冷式の単相変圧器は既設変圧器とサイズが変わらないので、土木補修工事は最小限で済む。</p> <p>*変圧器による出力増は季節の水車の更新プログラムで意図された出力に十分であり、さらに将来の発電機更新に対して10%の出力増をもたらす</p> <p>*大規模な油槽や構造物の修正は必要ではない</p> <p>*スペアの変圧器コストは総コストの1/13であり、3相の場合の1/5である。</p> <p>*追加の大規模採用はないので、低圧ケーブルの修正は必要としない</p> <p>これが推奨される代替案である。</p>
<p>参考文献・出典等</p> <p>https://mapio.net/pic/p-44764531/</p>	

意思決定好事例 要因分析表

プロジェクト名

スルースゲートの更新とリハビリ

発電所名		Otto Holden発電所						
運開時期		2015	工事完了時期		2015			
所有者		Ontario Power Generation						
国		カナダ						
最大出力	kW	243,000	工事完了後 (明示されず)					
最大使用水量	m ³ /s	(明示されず)						
有効落差	m	(明示されず)						
意思決定の内容		修繕	更新増強	改造	増設	再開発	廃止	その他
(いずれかに○)				○				
意思決定時期		2010						
対象構造物		スルースゲート、ゲート巻上げ機、ゲートのローラーパス、ゲイン周辺のコンクリート						
・ 要因		経年劣化						
・ 事象 (要因により発生する現象)		・ ゲート不具合による流量調整不能とそれに伴う冠水						
リスク		回避						
・ 発電所運営上の障害		ダム下流住民の安全確保						
・ 具体的なリスク対応		ゲートの更新によるリスク回避						
(1) 現在の状況		(意思決定前)						
1) 状況		<ul style="list-style-type: none"> ・ 運開から50年を経て、ゲートの劣化が著しく、シールからの漏水があった。 ・ 運用するスルースゲートの破損はゲートの越流、それに伴う従業員や公共一般に関連するダム安全による設備運用とダム安全に受け入れ難い災難をもたらす 						
2) 稼働状況		・ ゲート不具合による流量調整不能に伴うゲート冠水						
3) リスク		意思決定をしない場合に潜在するリスク						
		<ul style="list-style-type: none"> ・ このプロジェクトを進めないことはOPGのダム安定に非合法的なリスクを課し、そこでは、通常の放流要請、予期せぬプラントの停止、あるいはダム破壊の際に、これらのスルースゲートを通じたタイムリーで信頼性の高い流量調整が必要とされる。 ・ OGPがこのプロジェクトを進めないならば、既に投資したコストの回収を実現できない 						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスク						
		<ul style="list-style-type: none"> ・ ゲート撤去中により制御できない放流が発生する際の公共安全リスク ・ 新しいゲートの据付に伴い水面近傍でのスルースゲートの修理作業による環境リスク 						
(2) 優先事項		ダム安定、 下流住民の安全確保						
(3) 戦略		意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して						
		<ul style="list-style-type: none"> ・ 新しいゲートは過去50年になされた技術の進歩により、現代の基準に適合し、50年まで寿命が期待できる 						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して						
		<ul style="list-style-type: none"> ・ ダム安定を確実なものにするためには、個人と公共がダムの不安定の要因となる出来事に介入する必要がある。 ・ 水上での現地サビ止め/格納/塗装の必要がないゲートを採用 						

<p>(4) 意思決定事項の実現の方法と採用技術</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・以下の工程で6門のスルースゲート更新を行う。 <p>【2009年】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・既設の配電システムを撤去し、適切に処分し、ヒーターを設置する。新しい拡張した電気システムに更新する ・ゲート操作とTelemetryをプラントRTUに統合する ・戸当たりの表面の構造物をサンドブラストし、塗装する ・モノレールホイスト、梁、クレーンを撤去し、適切に処分する ・グレーチング階段や地面に棒状グレーチングを使用したスルース構造物のOntario側に階段タワーを設計、建設、設置する ・適用可能で必要な場所には、適切な照明やキックボードを設置し、橋のデッキのグレーチングを修理/更新する <p>【2010年から2015年】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・既設スルースゲートを撤去し、適切に処分し、新しいゲートを交換し、ホイストドライブを改修し、ゲインの下流側のコンクリートを補修し、以下のスケジュールで年に1門のゲートのペースで定められた仕様のゲートに戻す。 <p>2010 #1, 2011 #6, 2012 #5, 2013 #2, 2014 #4, 2015 #3</p>
<p>参考文献・出典等</p> <p>BUSINESS CASE SUMMARY Replace Sluiceways & Rehabilitate Sluiceways System https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Otto_Holden_GS.JPG</p>	

意思決定好事例 要因分析表

プロジェクト名

G5 大規模修繕と更新

発電所名		SIR ADAM BECK 1 GS						
運開時期		2016	工事完了時期		2013			
所有者		Ontario Power Generation						
国		カナダ						
最大出力	kW	45,000	工事完了後		54,000			
最大使用水量	m ³ /s	(明示されず)						
有効落差	m	(明示されず)						
意思決定の内容		修繕	更新増強	改造	増設	再開発	廃止	その他
(いずれかに○)			○					
意思決定時期		2014						
対象構造物		水車発電機						
・ 要因		経年劣化						
・ 事象 (要因により発生する現象)		発電停止						
リスク		回避						
・ 発電所運営上の障害		発電量減						
・ 具体的なリスク対応		更新によるリスク低減						
(1) 現在の状況		(意思決定前)						
1) 状況		G5は1985年に60Hz運用に変換された。						
2) 稼働状況		(明示されず)						
3) リスク		意思決定をしない場合に潜在するリスク						
		水車発電機の破損						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスク						
		発電停止に伴う収入減						
(2) 優先事項		G3の連続的で信頼できる運用を確実なものとする。						
(3) 戦略		意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して						
		修繕と部品更新によるリスク低減						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して						
		ユニットの大規模オーバーホールの実施と部品の増強を実施することにより、次の大規模オーバーホールが必要となるまでに25年から30年、信頼できる運用を提供すると期待されている。						
(4) 意思決定事項の実現の方法と採用技術		新しいプロテクターと制御と共に発電機のオーバーホール、新しい励磁器、新しいスイッチギア。それは、新しいより効率の高い水車ランナーも含む。						
参考文献・出典等		NIAGARA OPERATION https://en.wikipedia.org/wiki/Sir_Adam_Beck_Hydroelectric_Generating_Stations						

意思決定好事例 要因分析表

プロジェクト名

G4 大規模修繕と更新

発電所名		SIR ADAM BECK 1 GS						
運開時期		2017	工事完了時期		2017			
所有者		Ontario Power Generation						
国		カナダ						
最大出力	kW	45,000	工事完了後		54,000			
最大使用水量	m ³ /s	(明示されず)						
有効落差	m	(明示されず)						
意思決定の内容		修繕	更新増強	改造	増設	再開発	廃止	その他
(いずれかに○)			○					
意思決定時期		2016						
対象構造物		水車発電機						
・ 要因		経年劣化						
・ 事象 (要因により発生する現象)		発電停止						
リスク		回避						
・ 発電所運営上の障害		発電量減						
・ 具体的なリスク対応		補修と更新によるリスク低減						
(1) 現在の状況		(意思決定前)						
1) 状況		2015年に実施されたユニットの状況診断により本プロジェクトのコストが決定。						
2) 稼働状況		(明示されず)						
3) リスク		意思決定をしない場合に潜在するリスク						
		水車発電機の破損						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスク						
		発電停止に伴う収入減						
(2) 優先事項		G3の連続的で信頼できる運用を確実なものとする。						
(3) 戦略		意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して						
		修繕と部品更新によるリスク低減						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して						
		ユニットの大規模オーバーホールと部品の更新により次の大規模オーバーホールが必要になるまでに25～30年間、安定的な運用が期待される。						
(4) 意思決定事項の実現の方法と採用技術		新しいプロテクターと制御と共に発電機のオーバーホール、新しい励磁器、新しいスイッチギア。それは、新しいより効率の高い水車ランナーも含む。						
参考文献・出典等								
NIAGARA OPERATION								
https://en.wikipedia.org/wiki/Sir_Adam_Beck_Hydroelectric_Generating_Stations								

意思決定好事例 要因分析表

プロジェクト名

ヘッドゲートの更新とゲインの修繕

発電所名		Otto Holden発電所						
運開時期		2021	工事完了時期			2021		
所有者		Ontario Power Generation						
国		カナダ						
最大出力	kW	243,000	工事完了後 (明示されず)					
最大使用水量	m ³ /s	(明示されず)						
有効落差	m	(明示されず)						
意思決定の内容		修繕	更新増強	改造	増設	再開発	廃止	その他
(いずれかに○)				○				
意思決定時期		2012						
対象構造物		ヘッドゲート、ゲイン(すなわちヘッドゲートを導くスロット)						
・ 要因		経年劣化						
・ 事象(要因により発生する現象)		発電停止						
リスク		回避						
・ 発電所運営上の障害		発電量減						
・ 具体的なリスク対応		補修と更新によるリスク回避						
(1) 現在の状況		(意思決定前)						
1) 状況		ヘッドゲートや、関係する埋設部品や巻上げ機は運開当初からあったもので、1950年代初頭に据え付けられた。据付以来、8基全てに対するヘッドゲートは1990年代に1回改修されただけである。それらは今、耐用期間末期にある。ヘッドゲートのシールやシルからかなりの漏水が発生しており、巻上げ機に関連していくつかの保守運用上の問題がある。調査が2011年に実施され、ヘッドゲートと埋設部品の状況が確認され、来るべきプロジェクトの計画が策定された。						
2) 稼働状況		Otto Holden P/SはMattawaより9km北のOttawa川に位置する8基の発電機から成る発電所である1952年に運開した。243MW、平均年間発生電力量990GWh。						
3) リスク		意思決定をしない場合に潜在するリスク						
		発電停止						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスク						
		アセットの保護と作業員の安全の確保が損なわれる						
(2) 優先事項		アセットの保護と作業員の安全の確保						
(3) 戦略		意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して						
		(明示されず)						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して						
		<ul style="list-style-type: none"> ・2015年に始まる予定の水車発電機のオーバーホールの間に実行される ・新しいゲートは過去50年になされた技術の進歩により、現代の基準に適合し、50年まで寿命が期待できる 						
(4) 意思決定事項の実現の方法と採用技術		ヘッドゲートの更新と埋設部品と巻上げ機の補修 ヘッドゲートは非常時に水車への水供給を遮断するために使用される安全装置であり、発電機を停止するために利用できる最後の装置である。それらは水車発電機の修理や点検の間、水車発電機を隔離するのにも使用される。シールやシールパスの整合を含むヘッドゲートとゲインはアセットの保護と作業員の安全の確保を確実なものにするために良好な作業状態を維持することが重要である。						
参考文献・出典等		https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Otto_Holden_GS.JPG						

意思決定好事例 要因分析表

プロジェクト名

Upper Bonnington Old units の改造計画

発電所名		Upper Bonnington 水力発電所						
運開時期		1907-1940	工事完了時期		2021			
所有者		FORTIS BC inc.						
国		カナダ						
最大出力	kW	18,400	工事完了後					
最大使用水量	m ³ /s	(明記無し)	不変					
有効落差	m	(明記無し)	不変					
意思決定の内容		修繕	更新増強	改造	増設	再開発	廃止	その他
(いずれかに○)			○					
意思決定時期		2016						
対象構造物		水車発電機器						
・ 要因		経年劣化						
・ 事象(要因により発生する現象)		故障や事故の多発, 汚染物質の環境流出						
リスク		回避						
・ 発電所運営上の障害		安定供給低下, 操作安全性低下および環境負荷増加						
・ 具体的なリスク対応		機器の更新によるリスク回避						
(1) 現在の状況		(意思決定前)						
1) 状況		Upper Bonnington 水力発電所は運開後約100年が経過し, 4基ある水車・発電機器の経年劣化(腐食・発錆や摩耗)や旧型機器による交換部品欠如などが顕著となっている。4基のうち3号機の一部部品は近年に破損が発生し取替を行っている。 このように, 安全かつ信頼性の高い運転や環境面で責任を持った運転がもはや難しい状態であり, 発電機器の寿命となっている。						
2) 稼働状況		劣化等に起因する問題はあるが, 何とか運転している状況。						
3) リスク		意思決定をしない場合に潜在するリスク 機器損傷による発電停止 意思決定事項を実行する際に潜在するリスク 工事費負担の増加						
(2) 優先事項		特に明記されていない。						
(3) 戦略		意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して 適切な更新方法と更新時期の選定 意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して 代替案を含むリスクと工事費の比較・評価						
(4) 意思決定事項の実現の方法と採用技術		3つの代替案(廃止/長期延命化/更新)について, 経済性(初期費用・50年現在価値)や安全性・信頼性・環境負荷の観点から比較・評価し, 結果として更新案を採用した。採用した更新案について, 更に初期投資費について精査した。 機器更新は, 3号機→4号機→2号機→1号機→関連機器の順で, 2017年から2021年にかけて行う計画としている。 特記すべき採用技術は特に無し。						
参考文献・出典等		FORTIS BC "Appendix D: Upper Bonnington Old Units Refurbishment Project -Business Case-"						

意思決定好事例 要因分析表

プロジェクト名

CORRA LINN ダム洪水吐ゲートの更新

発電所名		CORRA LINN 水力発電所						
運開時期		1932	工事完了時期		2021(計画)			
所有者		FORTIS BC inc.						
国		カナダ						
最大出力	kW	48,000		工事完了後				
最大使用水量	m ³ /s	(明記無し)		不変				
有効落差	m	16.00		不変				
意思決定の内容		修繕	更新増強	改造	増設	再開発	廃止	その他
(いずれかに○)			○					
意思決定時期		未(計画)						
対象構造物		ダム洪水吐ゲート						
・ 要因		社会的対応(設計基準・法令類の改定, 設備の老朽化)						
・ 事象(要因により発生する現象)		新基準未達による運転停止およびゲート操作の不具合						
リスク		回避						
・ 発電所運営上の障害		大規模洪水や大規模地震によるダム不安定化および洪水吐ゲート損傷						
・ 具体的なリスク対応		新基準適用による洪水吐ゲートの更新増強						
(1) 現在の状況		(意思決定前)						
1) 状況		<p>運開後84年が経過するCORRA LINN ダムは14門の洪水吐ゲート(B=H=10m)を有する。ダム湖であるKootenay Lake 貯水池は他の発電所でも共用しているが、この洪水吐ゲートは唯一の放流設備であり貯水池運用上で非常に重要な設備である。</p> <p>2016年に行われたゲート設備等の調査の結果では「健全～不健全」な状態と判定され、これを受けFORTIS BCとしてはゲートは寿命に近づきつつあり根本的な改修が必要と判断した。</p> <p>一方、近年、設計基準・法令類の改定が行われ、旧基準類で設計されたゲート設備等はこれらの規定を満足していないことが分かった。</p>						
2) 稼働状況		現状のゲート稼働状況については特に記載なし。						
3) リスク		<p>意思決定をしない場合に潜在するリスク</p> <p>ゲート設備老朽化による貯水池操作の不具合発生, 異常洪水・大規模地震による設備損傷</p> <p>意思決定事項を実行する際に潜在するリスク</p> <p>新基準類適用による工事費増加</p>						
(2) 優先事項		特に明記されていない。						
(3) 戦略		<p>意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して</p> <p>適切な更新方法と更新時期の選定</p> <p>意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して</p> <p>工事費低減策の検討</p>						
(4) 意思決定事項の実現の方法と採用技術		<p>新たな洪水吐ゲートを導入する際に2点について考慮された。</p> <p>1. 減摩擦ベアリングを導入することにより、既設のホイストで持ち上げることができるように設計。</p> <p>2. 作業を効率化するため、ゲートはセクションごとに輸送され、現場でボルトで固定、溶接する。</p> <p>また改修中の注意点として、調査ではタワーのベースプレートの下のコンクリートの補修の必要性を確認することができなかつたため、補修の際に評価する。</p>						
参考文献・出典等		FORTIS BC "CORRA LINN DAM Spillway Gate Replacement CPCN Application ; 3. PROJECT JUSTIFICATION"						

プロジェクト名

Waneta 発電所増設機におけるチョウザメ除外スクリーンの採用

発電所名		Waneta Generating Station						
運開時期		1954	工事完了時期		2015			
所有者		Colombia Power Corporation and Columbia Basin Trust						
国		カナダ						
最大出力	kW	335,000	工事完了後		不変			
最大使用水量	m ³ /s	312.60			不変			
有効落差	m	61.32			不変			
意思決定の内容		修繕	更新増強	改造	増設	再開発	廃止	その他
(いずれかに○)				○				
意思決定時期		不明						
対象構造物		放水庭						
・ 要因		-						
・ 事象(要因により発生する現象)		社会的対応(法令遵守)						
リスク		回避						
・ 発電所運営上の障害		連邦エネルギー規制委員会のライセンス無効化による発電停止						
・ 具体的なリスク対応		チョウザメ除外スクリーンの設置						
(1) 現在の状況		(意思決定前)						
1) 状況		Waneta発電所では水車・発電機長期停止時、放水庭からドラフトチューブ・水車まで絶滅の恐れのある白チョウザメが入り込んでしまう恐れがあった。Columbia川水系はアメリカとカナダを流れるが、両国の環境規制が異なるため、双方の規制を満たすようにするために改造が必要となった。						
2) 稼働状況		Waneta発電所では、白チョウザメがドラフト・水車に入ってくるという事態が発生していた。						
3) リスク		意思決定をしない場合に潜在するリスク 連邦エネルギー規制委員会のライセンス無効化 意思決定事項を実行する際に潜在するリスク 白チョウザメの侵入を防ぐ目的で、スクリーンを導入した事例がなかったため、初めての試みである点。						
(2) 優先事項		特に明記されていない。						
(3) 戦略		意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して 白チョウザメの保護対策を行うことによってライセンス無効化を避け、社会的な責任を果たす。 意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して 記載なし						
(4) 意思決定事項の実現の方法と採用技術		<ul style="list-style-type: none"> 増設機における白チョウザメ除外スクリーンの採用 白チョウザメを保護するために放水口に特別なスクリーン(チョウザメ除外スクリーン)を設置した。 発電所の停止時、白チョウザメがドラフト、ランナまで入ってくるため、発電所の出力が最小の出力となったとき、スクリーンが下り、白チョウザメがドラフト、ランナの中まで入ってくることを防ぐことのできる設備を導入した。 このようなスクリーンを北米で据え付けることは初の試みであった。 ・また、運用についても、白チョウザメを考慮した運用を採用した。その運用とは、ドラフトチューブ内部にチョウザメがいるかどうかを確認すること、ドラフトチューブの排水は徐々に行い、水車・発電機の運転の時は起動を遅くし、の起動の間、放水口を監視し、チョウザメの存在の予兆を監視する、チョウザメの活動が活発な時期以外に号機の停止をするよう停止期間を必要とする補修期間を見直すという運用である。						

参考文献・出典等

https://www.ceaa-acce.gc.ca/FABAB7E3-docs/report_e.pdf

<http://columbiapower.org/about/environmental-stewardship/waneta-expansion-project/>

意思決定好事例 要因分析表

プロジェクト名

Embretsfoss 水力発電設備の増強と再開発

発電所名		Embretsfoss IV (Embretsfoss II の再開発)					
運開時期		1916	工事完了時期		2013		
所有者		EB Kraftproduksjon AS					
国		ノルウェー					
最大出力	kW	9,000	工事完了後		52,500	増加率(583%)	
最大使用水量	m ³ /s	75.00					
有効落差	m	16.30					
意思決定の内容		修繕	更新増強	改造	増設	再開発	廃止 その他
(いずれかに○)			○				
意思決定時期		2009					
対象構造物		ダム、発電所一式					
・ 要因		経年劣化					
・ 事象(要因により発生する現象)		設備機能低下					
リスク		回避					
・ 発電所運営上の障害		費用増嵩、発電収益の低減					
・ 具体的なリスク対応		設備機能の復旧・更新、強度・安全性の復元・回復					
(1) 現在の状況		(意思決定前)					
1) 状況		電気設備他の経年劣化に対し水車発電機等の更新により収益を確保。 Embretsfoss II は、貯水容量を持たない非常に古い流れ込み式水力発電所。河川水量の利用効率は低く、保守業務の増加要因。さらに、主に生態性環境への影響を最小化する必要あり。その他、1921 年から土木設備の問題について指摘あり。機械・電気機器は低効率で発熱。					
2) 稼働状況		Embretsfoss II 及び Embretsfoss III は、16.3 m の有効落差で、225 m ³ /s の水量を利用し、年間 215 GWh を発電している					
3) リスク		意思決定をしない場合に潜在するリスク					
		ダムは小規模な取水池だけで、貯水能力はなく、洪水流の対応と強度の両面において設計基準を満足しない。発電所のE&M 機器は消耗し、運転を続けることは危険。機器の保守に関しても費用が増嵩。					
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスク					
		EB の水力発電ポートフォリオを収益の限度内で発展させる長期戦略の一環として調査。これには、発電量と費用の見積もり、運転費用、機器の技術的な残存耐用期間、倒壊リスク、将来的に予想される電力価格などが含まれた。結果、最後の数年までは収益が出ないことが確認された。					
(2) 優先事項		収益の確保					
(3) 戦略		意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して					
		安全に関する基準を満たすため、新しいダムを建設することとし、新しい発電所とともに全体として計画・建設。					
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して					
		正味現在価値(NPV)が最も高くなる選択肢を実施する。 発電機器の更新に際しては、使用水量を増やして水損失を減らし、総発電量を増やす。また、ノルウェー・スウェーデン電力証書市場(新規再生可能発電を開発するインセンティブ)での取引を視野に入れる。					

<p>(4) 意思決定事項の実現の方法と採用技術</p>	<p>ダムに関しては、設計基準を満足するような形で既設ダムを改修する代わりに、下流に新たなダムを建設。費用対効果が高く、既設発電所ⅡおよびⅢの工事中の発電運転が容易になった。</p> <p>機器の更新に際しては、大型のカブランタービン(ランナー流入口直径 D2 = 6.7、回転速度 93.75 rpm で、16.3 m において 52.5 MW) 1 基を採用し、年間約 120 GWh の新規再生可能エネルギー発電を追加。これにより、既存2発電所の出力が2倍以上となった。これは、少なくとも、今後50年を視野に入れた更新。</p> <p>また、既設発電所(Ⅱ・Ⅲ)での発電を維持しながら新規発電所(Ⅳ)を建設。</p> <p>さらに、プロジェクトの価値を高めるため、環境改善として、汚染された地面を除去、景観と魚類の条件の保全および改善が実施。魚類に関しては、十分な魚道(特にサケとウナギ)を確保。</p>
<p>参考文献・出典等</p> <p>IEA 水力実施協定 ANNEX 11 水力発電設備の更新と増強 第二次事例収集 (詳細情報) Nw.01_Embretsfoss #4</p> <p>https://www.nef.or.jp/icahydro/contents/pdf/4th_a11/nw/01.pdf</p>	

意思決定好事例 要因分析表

プロジェクト名

Hemsil II 水力発電所 増強計画

発電所名		Hemsil II 水力発電所						
運開時期		1960	工事完了時期		2006			
所有者		E-CO Energi AS(オスロ市の公営企業)						
国		ノルウェー						
最大出力	kW	82,000	工事完了後		98,000	増加率(20%)		
最大使用水量	m ³ /s	28.00	※増強後は31m ³ /s					
有効落差	m	370.00	※370mは総落差					
意思決定の内容		修繕	更新増強	改造	増設	再開発	廃止	その他
(いずれかに○)			○					
意思決定時期		2004						
対象構造物		水車ランナー、ガイドベーン、放水路、冷却ベンチレーター						
・ 要因		経年劣化						
・ 事象(要因により発生する現象)		設備機能低下、環境悪化						
リスク		回避						
・ 発電所運営上の障害		費用増嵩、発電収益の低減、周辺環境への影響、地元や漁協からの反発						
・ 具体的なリスク対応		設備機能の復旧・更新、強度・安全性の復元・回復、電気設備更新・改造						
(1) 現在の状況		(意思決定前)						
1) 状況		電気設備他の経年劣化に対し水車ランナー等の更新により発電電力量を増加。操業開始以来、コントロールセンターが更新され、発電機ステーターが巻き直された(1990～1991年)が、それ以外重要な増強は実施されず。タービンの老朽化が進み、発電効率が運開当初より1～1.5%低下、ガイドベーンに注入するグリースが川の下流に漏出。更にラビリンスリングは水中に含まれる腐植土により摩耗、入口弁制御システムの修正も必要な状況。						
2) 稼働状況		Hemsil 川のEikredammen(ダム湖)から取水。年間平均発電量9.7 TWh、総容量約2,800MW。						
3) リスク		意思決定をしない場合に潜在するリスク						
		老朽化に伴う機器の効率低下。 更新せずに稼働を続けると安全性が低下し、時間と共に保守コストや倒壊に係るリスクが高まる。 ガイドベーンの潤滑油が河川に漏洩し汚染が発生するリスクもあり。						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスク						
		プロジェクトの最適化を図る(最終の範囲を決める)こと。						
(2) 優先事項		老朽化に伴い効率が低下している機器を、更新により効率を上げ、発電量を増やす。						
(3) 戦略		意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して						
		包括的計画および経済・戦略的検討を実施したうえ、タービンと発電機を更新する。さらに、高経年電気機械(E&M)機器を交換し、効率向上、発電量の増加を図る。						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して						
		更新に合わせ、年次定期修理期間以上の長期間に亘り発電を停止して行わなければならない保守作業を特定し、さらに、河川に対する不要な漏洩と汚染を防止する。						

<p>(4) 意思決定事項の実現の方法と採用技術</p>	<p>プロジェクトの収益性を検討するために、費用見積もり、予想収入、正味現在価値 (NPV) などのパラメータを含んだ包括的計画及び経済・戦略的検討を経て、タービンと発電機を更新。故障確率を考慮したライフサイクルコストの計算 (シミュレーション) を実施。これらの分析に基づいて、プロジェクトの範囲を検討。さらに、タイプ、製造者、費用、これまでの経験、専門家の助言など、調査と最新の知識 (最新技術) に基づき、最適な機器を取得。発電機の容量は、$2 \times 41\text{MW}$ から $2 \times 49\text{MW}$ に増加し、平均年間発電量は、503GWh から 537GWh に増加 (約6.8%の発電量増加)。発電使用水量 (設計流量) の増加は $3 \text{ m}^3/\text{秒}$。</p> <p>増強された機器の運転が再開された時、熱力学的効率が測定されたが、ベンダーが保証した数値より若干低かった。これは、予想より放水路の乱流が大きかったことが原因であり、タービンと放水路の設計が、総合して最適化されていなかったためである。これは、効率偏差の理由を特定するために実施された詳細コンピュータモデリングによって発見された。設計と製造に不具合は見つからなかったが、ベンダーがランナーを選択する工程で適切なコンピュータモデリングを実施していれば、この問題が見つかった可能性はある。なお、最大発電機容量は保障されたレベルにあった。</p>
<p>参考文献・出典等</p> <p>IEA 水力実施協定 ANNEX 11 水力発電設備の更新と増強 第二次事例収集 (詳細情報) Nw.02_Hemsil #2</p> <p>https://www.nef.or.jp/ieahydro/contents/pdf/4th_a11/nw/02.pdf</p>	

意思決定好事例 要因分析表

プロジェクト名

Hol 1 水力発電所の更新・増強

発電所名		Hol 1 水力発電所						
運開時期		1949	工事完了時期		2012			
所有者		E-CO Energi AS(オスロ市の公営企業)						
国		ノルウェー						
最大出力	kW	186,000	工事完了後		220,000	増加率(18%)		
最大使用水量	m ³ /s	56.00	※更新後は		63.6m ³ /s			
有効落差	m	385.00	※1・2号機は385m(更新後は395m)、3・4号機は350m(更新後は355m)					
意思決定の内容		修繕	更新増強	改造	増設	再開発	廃止	その他
(いずれかに○)			○					
意思決定時期		2007						
対象構造物		E&M機器(水車、発電機、入口弁、ガバナー、ユニット制御システム、高電圧コンダクター)						
・要因		経年劣化						
・事象(要因により発生する現象)		発電効率・稼働率低下、設備機能低下						
リスク		回避						
・発電所運営上の障害		発電収益の低減、費用増嵩						
・具体的なリスク対応		設備機能の復旧・更新、電気設備更新・改造						
(1) 現在の状況		(意思決定前)						
1) 状況		<p>電気設備他の経年劣化に対し水車発電機等の更新により収益を確保。 Hol 1 発電所はVotnaとUrundaという2つの支流から構成され、支流ごとに2基ずつ、計4基の水車発電機を保有。1・2号機の総落差は400mを少し超え、1949年時点ではフランス水車では世界一の落差、これらのユニットは発電出力も44MWで世界一。 1970年代に全ての発電機は新しい固定子巻線と静的磁化に改修、タービンは新しいラビリンスシールに改良。タービンは1990年代にも改修されたが、ランナーは2009～2012年の増強まで運開当初の物を使用。 経年劣化と老朽化を受けて、E-CO Energiは、発電装置の包括的な更新を実施することを決定した。</p>						
2) 稼働状況		増強前の発電電力量は、754GWh/年であった。						
3) リスク		意思決定をしない場合に潜在するリスク						
		<p>リスク分析において、長期にわたって過速度で運転した場合、タービンランナーが故障するリスクが特定された。 更新しなければ、保守費および改修費が数年以内に大幅に増加する。</p>						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスク						
		<p>1号機と2号機の改良の後、想定外の騒音が発生した。これは導翼とタービンランナーの入口の間の隙間で発生し、屋外の導水路に伝播したものであった。</p>						
(2) 優先事項		老朽化した必須設備の効率を上げて発電量を増やすため、更新を計画。						
(3) 戦略		意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して						
		<p>意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して E&M機器(水車、発電機、入口弁、ガバナー、ユニット制御システム、高電圧コンダクター)を更新。 機器近代化の副産物として、発電量を増加。</p>						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して						
		<p>意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して 騒音を除去するために、以下の対策を実施。 ・調整リングに支えを付ける ・新たなラビリンスリングを下に付ける ・ランナーブレード入口を切削する ・新しい導翼にする ・下のカバーに支えを付ける ・導水路を隔離する ・発電所内に騒音を隔離する</p>						

<p>(4) 意思決定事項の実現の方法と採用技術</p>	<p>包括的計画および経済・戦略的検討を経て、タービンと発電機を更新する決定が下された。検討には、費用見積もり、予想収入、正味現在価値(NPV)などのパラメータが含まれた。故障確率は、ライフサイクルコストに関して考慮された。</p> <p>発電機、タービン(水車)、入口弁、ガバナー、ユニット制御システム、高電圧コンダクターを更新。</p> <p>検討時には、発電電力量が4ユニット合計で15GWh/年と予想していたが、更新後の測定結果では20GWh/年となり、事前の計算より5GWh/年多くなることが確認された。</p>
<p>参考文献・出典等</p> <p>IEA 水力実施協定 ANNEX 11 水力発電設備の更新と増強 第二次事例収集(詳細情報) Nw.04_Hol#1</p> <p>https://www.nef.or.jp/ieahydro/contents/pdf/4th_a11/nw/04.pdf</p>	

意思決定好事例 要因分析表

プロジェクト名

Rånåsfoss水力発電所増強計画

発電所名		Rånåsfoss I 水力発電所						
運開時期		1922	工事完了時期		2016			
所有者		Akershus Energi 社						
国		ノルウェー						
最大出力	kW	54,000	工事完了後		81,000	増加率(50%)		
最大使用水量	m ³ /s	540.00	※更新増強後の最大使用水量は明示されていない					
有効落差	m	12.50						
意思決定の内容		修繕	更新増強	改造	増設	再開発	廃止	その他
(いずれかに○)			○					
意思決定時期		2010						
対象構造物		水車発電機、発電所建屋						
・ 要因		経年劣化						
・ 事象(要因により発生する現象)		設備機能低下、発電効率・稼働率低下						
リスク		回避						
・ 発電所運営上の障害		発電収益の低減、費用増嵩						
・ 具体的なリスク対応		土木設備の改造・増設・新設、電気設備更新・改造						
(1) 現在の状況		(意思決定前)						
1) 状況		<p>電気設備他の経年劣化に対し水車発電機等の更新により発電電力量を増加。運転開始の初期にランナのトラブルが3台のユニットで発生し直ちに交換、後にランナブレード間の補強材が設置された。残りの3台は主軸の軸受けの間隔が長く、主軸応力がランナのひび割れを引き起こし、毎年のように溶接補修作業を繰り返している。なお、全ての主軸は少なくとも1回は交換されている。</p> <p>ガバナ(调速機)は、1970年代の終わりまでに機械油圧式から電気油圧式へ切り替えられ、1990年代にはデジタル化された。ただし、主要機器はオリジナルのままであったため、重要な機器の補修作業が年々頻繁に広範囲になっていた。</p> <p>また、近年河川流量が増加していることその他、Akershus郡から毎年3,500～7,500人がこの発電所を訪れていて、歴史的に価値がある発電所建屋は保存が検討されている。</p>						
2) 稼働状況		Rånåsfoss I の年間平均発電電力量は220GWhであった。						
3) リスク		意思決定をしない場合に潜在するリスク						
		<p>古いE&M機器は、40年以上にわたる稼働により消耗しており、更新せずに稼働を続けると、ますます安全性が低下し、時間と共にリスクが高まっていく(保守コストと時間がかかり、重故障リスクが高くなる)。</p> <p>既存プラントの保守は、すでに時間と資源を消費しているものの、今後更に費用がかかる。</p> <p>また、近年の河川流量に対し、無効放流が増加する。</p>						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスク						
		<p>仮締切で河流処理する(工事区域を囲う)案はコストと減電から現実的ではない。</p> <p>工事中の発電停止による発電電力量の低下。</p>						
(2) 優先事項		老朽化に伴い機器の効率が低下しているため、更新により効率を上げ、併せて発電量を増やす。						
(3) 戦略		意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して						
		<p>古いRånåsfoss I 発電所を新しいRånåsfoss III 発電所に置き換え。</p> <p>既存の横軸フランシス水車を撤去し露出型立軸プロペラ水車を設置。</p> <p>最新の機器を備え、保守作業を簡略化。</p>						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して						
		<p>既設取水口ゲートと放水口ストップログにより土木工事境界を区分し、河流浸水を防ぐこととした。</p> <p>露出型立軸プロペラ水車を採用することで、限定的な土木工事となり、隣接する既設機を運転しながら機器の更新増強を可能とした。</p>						

<p>(4) 意思決定事項の実現の方法と採用技術</p>	<p>FS調査では、電力量を増加させるためには、水車の高効率化よりも使用水量を増加させることがより重要であることが認識された。</p> <p>ランナ径は土木構築物の範囲内でできるだけ大きく、ランナ・ハブはできるだけ小さく、スパイラルケーシングは入口コーンと置き換えられた。</p> <p>建物の歴史的価値を考慮し、建物(発電機室)は基本的に既設発電機と共にそのまま残し、ドラフトチューブと取水口は水理特性の改善のために改修した。</p> <p>置き換えられたRånåsfoss III 発電所の年間平均発電電力量は280GWhで、60GWh増加。費用見積もりは、8億ノルウェー・クローネ(2015年6月の為替レートで1億～1億500万米ドル)である。</p>
<p>参考文献・出典等</p> <p>IEA 水力実施協定 ANNEX 11 水力発電設備の更新と増強 第二次事例収集(詳細情報) Nw.07_Rånåsfoss #3</p> <p>https://www.nef.or.jp/ieahydro/contents/pdf/4th_a11/nw/07.pdf</p>	

意思決定好事例 要因分析表

プロジェクト名

Rendalen 水力発電所 2号機

発電所名		Rendalen 水力発電所						
運開時期		1971	工事完了時期		2013			
所有者		Opplandskraft DA (Power Production)						
国		ノルウェー						
最大出力	kW	92,000	工事完了後		94,000	増加率(2%)		
最大使用水量	m ³ /s	55.00						
有効落差	m	210.00	※210.00mは総落差					
意思決定の内容		修繕	更新増強	改造	増設	再開発	廃止	その他
(いずれかに○)			○					
意思決定時期		2009						
対象構造物		導水路トンネル、調圧立坑、沈殿室、地下発電所、水車発電機等一式						
・要因		経年劣化						
・事象(要因により発生する現象)		発電停止、発電効率・稼働率低下						
リスク		回避						
・発電所運営上の障害		発電収益の低減						
・具体的なリスク対応		土木設備の改造・増設・新設、発電所の閉鎖・移設・新設						
(1) 現在の状況		(意思決定前)						
1) 状況		電気設備他の経年劣化に対し水車発電機等の更新により収益を確保。運開以来、定期点検、保守業務を行ってきているが、機器の劣化が進行し主機取替の時期になりつつある。運開以来、水車故障による大きな停止を1回経験。						
2) 稼働状況		出力92MWのフランス水車1台で年間発生電力量675GWhを発電している。						
3) リスク		意思決定をしない場合に潜在するリスク						
		主機の停止を必要とする機器点検や、導水路の沈砂設備の保守点検(例年2~3週間の停止作業)は、減電により経済的損失を生じる。経年とともに適切な保守点検のための時間が増大する予兆がある。将来、収益性のある技術的な運転を確保するためには、非常に長い保守期間が必要になる。						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスク						
		環境上の理由から発電取水量の増加は認められないと判断した。導水路トンネル増設時、岩質がプロジェクト全体を通じて重大な懸念事項であった。						
(2) 優先事項		保守作業の柔軟性を高める。						
(3) 戦略		意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して						
		主機2台の交互運転による保守運用の柔軟性向上。新設機は既設から200mほど離れた場所に設置。						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して						
		発電取水の許可55m ³ /sに制約されるため、増設による合計取水量は増やさない。直径4.5m、高150mの圧力立坑の掘削が困難であった。直径1.6mのレイズボーリング立坑をパイロットとして使用して、最上部から掘削した結果、岩盤状態が不良であったにもかかわらず、レイズドリルのためのパイロットの精度は高かった。						
(4) 意思決定事項の実現の方法と採用技術		現状評価を行い、既設主機と同じ容量の主機を新たに設置することが経済的であるとの結論に至った。年間増加電力量(平均)は50GWhと算定された。既存のユニットをフル稼働しながら、新規ユニット(タービン、発電機)の土木工事および導入が実施された。総費用は3億5,650万ノルウェー・クローネ(約6,000万米ドル)。						

参考文献・出典等

IEA 水力実施協定 ANNEX11 水力発電設備の更新と増強 二次事例収集(詳細情報) Nw.09_Rendalen

https://www.nef.or.jp/ieahydro/contents/pdf/4th_a11/nw/09.pdf

プロジェクト名

Boulder Canyon 水力発電所の近代化

発電所名		Boulder Canyon 水力発電所						
運開時期		1910	工事完了時期		2012			
所有者		コロラド州ボルダー市						
国		USA						
最大出力	kW	20,000	工事完了後		10,000	増加率(-50%)		
最大使用水量	m ³ /s	(明示されていない)						
有効落差	m	(明示されていない)						
意思決定の内容		修繕	更新増強	改造	増設	再開発	廃止	その他
(いずれかに○)			○					
意思決定時期		2010						
対象構造物		水車発電機、入口弁他水車発電機周辺機器一式、発電所建屋						
・ 要因		経年劣化						
・ 事象(要因により発生する現象)		発電停止、設備機能低下、発電効率・稼働率低下						
リスク		回避						
・ 発電所運営上の障害		発電収益の低減、保守要員の安全性低下						
・ 具体的なリスク対応		電気設備更新・改造、土木設備の改造・増設・新設						
(1) 現在の状況		(意思決定前)						
1) 状況		<p>電気設備他の経年劣化並びに発電使用水量の低減に対し、水車発電機等の更新により発電電力量を増加。 2台の水車発電機(各10MW)は、30年代と40年代に改修。しかし、1台は、2000年以降、発電機が使用不能で修理も不可能な状態。もう一台も、5年以内に機能しなくなることが予測されていた。 稼働中のユニットは、最高効率82%の1射ペルトン水車のみで旧式の制御装置であった。なお、発電所流況が建設当時から大きく変化し、過大設備となり効率低下を来していた。</p>						
2) 稼働状況		稼働中のペルトン水車発電機は、1射で、最高効率82%、最少使用水量4~5cfs(0.11~0.14m ³ /s)。						
3) リスク		意思決定をしない場合に潜在するリスク						
		<p>減少した使用可能水量に対し設備容量が過大で、運転効率が低下。 劣化電線、アスベストも含めた経年劣化が進行する状況下で、発電所要因の安全性が危ぶまれる。</p>						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスク						
		老朽変圧器の廃棄、落雷防護の設置、古い油圧タンクの撤去が、取りこむべき環境安全上の危険。						
(2) 優先事項		米国エネルギー省、エネルギー効率・再生可能エネルギー部、風力・水力プログラムを通して、再生法(米国再生・再投資法)の補助金を活用した近代化プロジェクトである。						
(3) 戦略		意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して						
		既存のユニット(10MW×2)を、効率の良い5MWのペルトン水車に交換。						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して						
		<p>新しい電線の敷設とアスベストの除去により、運転要員と機器の安全を確保。 環境保護対策として、2台の油冷式変圧器(1940年代の機器)を小型変圧器にし、配開装置を更新。</p>						
(4) 意思決定事項の実現の方法と採用技術		<p>このプロジェクトは、米国エネルギー省の風力・水力プログラムから、再生法の補助金として、プロジェクトの20.1%に相当する1,180,000ドルの補助金を受け取った。 プロジェクト実施中の重要な決定に、水車/発電機の6MWから5MWへ規模を縮小したことと、UnitBに代えてUnitAを交換したことが挙げられる。将来の水量増加条件から6MWの可能性も議論したが、ピーク流量のタイミングは水需要のピークと一致すること、すなわち、発電で使用(可能な)水量はその時期5MWを上回ることはないということが分かった。UnitBに代えてUnitAを交換することは、コンクリート撤去量の削減、迂回配管や配電線の単純化、停止期間の短縮、それに調整や運転の簡素化と多くのメリットがあった。 新しい5MWの水車発電機は、以前の10MWよりかなり小規模だが、使用可能な流量に合わせて運転できるため年間発電電力量は37%増加する。 なお、歴史的な水力発電設備を残しながら改修を実施した。</p>						
参考文献・出典等								
IEA 水力実施協定 ANNEX 11 水力発電設備の更新と増強 第二次事例収集(詳細情報) US.02_Boulder Canyon								
https://www.nef.or.jp/ieahydro/contents/pdf/4th_a11/us/02.pdf								

意思決定好事例 要因分析表

プロジェクト名

(TAPOCO-プロジェクト)Cheoah 改修計画

発電所名		Cheoah 水力発電所						
運開時期		1919	工事完了時期		2012			
所有者		アルコア社(米国三大アルミ化学会社)						
国		USA						
最大出力	kW	144,700	工事完了後		(明示されず)	増加率(-%)		
最大使用水量	m ³ /s	268.00						
有効落差	m	(明示されていない)						
意思決定の内容		修繕	更新増強	改造	増設	再開発	廃止	その他
(いずれかに○)			○					
意思決定時期		2008						
対象構造物		水車発電機、水車発電機周辺機器						
・要因		経年劣化						
・事象(要因により発生する現象)		発電停止、発電効率・稼働率低下、環境悪化						
リスク		回避						
・発電所運営上の障害		発電収益の低減、周辺環境への影響						
・具体的なリスク対応		電気設備更新・改造						
(1) 現在の状況		(意思決定前)						
1) 状況		<p>電気設備他の経年劣化に対し、水車発電機等の更新により発電電力量を増加。増強前のCheoah発電所は、ダムと5台のフランシス水車で構成される発電所から成る。4台は運開当時の機器で、1949年に5号機が追加された。許可出力は、5台計144.7MW、最大使用水力 9,436 cfs(約268 m³/s)。2号機は2007年に故障した。</p> <p>Cheoah 発電所の機器の平均経過年数は90年を超えており、典型的な老朽発電所で、(2007年2号機で発生したような)いつ発生するか分からない故障リスクが年々増大している。</p>						
2) 稼働状況		Cheoah水力発電所(連邦規制委員会No.2169)は、もともと1919年に建設され、発生した電力はプロジェクトを所有するアルコア社へ供給されている。周囲はTAPOCO水力開発プロジェクトの一部で、4つの水力発電所、Santeetlah, Cheoah, Calderwood, Chilloweeで構成されている。						
3) リスク		<p>意思決定をしない場合に潜在するリスク</p> <p>Cheoah での故障、障害発生は、上下流の発電所運用に大きな影響を与え、地元への電力供給に大きな支障をきたす。 含鉛塗装やアスベスト、絶縁油やグリースによる環境影響。</p> <p>意思決定事項を実行する際に潜在するリスク</p> <p>現行基準の要求をどのように満たすかが課題。</p>						
(2) 優先事項		テネシー川流域開発公社(TVA)はTAPOCO流域を評価し、近代化計画の最優先課題としてCheoah 発電所を指定した。						
(3) 戦略		<p>意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して</p> <p>水車発電機の更新(機器効率がおよそ40%アップ)。 変圧器の防油堤設置、変圧器と放流水の水冷システムと水車接水面のグリース潤滑軸受を除去(現場での油使用を60%以上ダウン)。 主機4台の含鉛塗装とアスベスト問題に取組み、発電機室での騒音レベルを改善。</p> <p>意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して</p> <p>(明示されていない)</p>						
(4) 意思決定事項の実現の方法と採用技術		このプロジェクトは、エネルギー省の風力・水力プログラムから、再生法の補助金としてプロジェクトの17.6%に相当する12,174,956ドルを受け取った。 1号機及び2号機は5割増しの出力を獲得し、各々22MWから33MWへ出力アップした。						
参考文献・出典等								
IEA 水力実施協定 ANNEX 11 水力発電設備の更新と増強 第二事例収集(詳細情報) US.03_Cheoah								
https://www.nef.or.jp/ieahydro/contents/pdf/4th_a11/us/03.pdf								

プロジェクト名

クシュマン第二ダムのNorth Fork Skokomish 発電所

発電所名		North Fork Skokomish 発電所						
運開時期		2013	工事完了時期		2013			
所有者		ワシントン州タコマ市						
国		USA						
最大出力	kW	3,600	工事完了後		3,600	増加率(-%)		
最大使用水量	m ³ /s	(明示されていない)						
有効落差	m	(明示されていない)						
意思決定の内容		修繕	更新増強	改造	増設	再開発	廃止	その他
(いずれかに○)								○
意思決定時期		2009						
対象構造物		ダム(魚の誘導・捕集システム)						
・ 要因		社会的対応						
・ 事象(要因により発生する現象)		発電使用水の低減(無効放流)、環境悪化						
リスク		低減						
・ 発電所運営上の障害		周辺環境への影響、地元や漁協からの反発、発電収益の低減						
・ 具体的なリスク対応		発電所閉鎖・移設・新設、環境保護施策						
(1) 現在の状況		(意思決定前)						
1) 状況		発電所のライセンス更新に際し、環境改善への要請に応じ、魚類の誘導・捕集システム等の環境保護策を強化。クシュマン第二計画(1926年完成)は、1974年にライセンス有効期限(50年)が切れ、その後の24年間は、多くの検討と様々な団体と協議を続けながら単年毎の許可書で対応してきた。1998年にクシュマン第二ダムプロジェクトのダム継続運用ライセンスが発行された結果、複数の団体が異なる理由で、その決定(ライセンス発行)に不服申立てを行った。不服申立て手続き中には、連邦地方裁判所に影響の再評価要請を促し、ワシントン州のいくつかの魚類個体群が絶滅危惧種保護法の下でリストアップされる種に指定された。その後も追加の不服申立てが提出されていた。						
2) 稼働状況		(明示されていない)						
3) リスク		意思決定をしない場合に潜在するリスク クシュマン第二計画のライセンス失効。 無効放流による発電収益の低減。 意思決定事項を実行する際に潜在するリスク 変電設備の接地特性が不十分(地盤土質評価で)。						
(2) 優先事項		発電所を再認可した結果、プロジェクトに関連した損害賠償に関する訴訟(複数)が提出された。この和解協定の一環として、水力設備は環境保護を強化し、未利用エネルギーを取り込むために新発電所を建設する。						
(3) 戦略		意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して 魚の誘導・捕集システムを有した発電所の新設。 意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して 接地棒の追加や特別な境界接地システムを手配。						
(4) 意思決定事項の実現の方法と採用技術		プロジェクトは、米国エネルギー省の風力・水力プログラムから、再生法の補助金として4,671,304ドルを受けた。これはプロジェクト総額の17.5%に相当し、残りはタコマ市が資金提供した。 新発電所は、1.8MWのフランシス水車発電機2台を備えている。更に新一体型制御システムが設置。この一体型制御装置は、水車、発電機、放流バルブ、及び魚移送装置全ての制御が一システムに統合されている。 革新的な上流への魚の移送システムは、新水車からの放流水の一部をコンクリート製築(fish trap)のスクリーン床を経由して放流し、魚は溝状の魚入口を通して築の中に引き寄せられ、搬送ホッパー/トラムを介してダム頂部に持ち上げられる。ジブクレーンはトラムから搬送ホッパーを吊り上げ、新魚輸送システムである受槽へ移動させて、魚を分類、カウント、マーキング (必要に応じて)する。その後、魚は最終目的地である二つのクシュマンダムの上流域、もしくは二つの孵化場の一つに、槽に入れられ移送される。						
参考文献・出典等		IEA 水力実施協定 ANNEX 11 水力発電設備の更新と増強 第二次事例収集(詳細情報) US.04_North Fork Skokomish https://www.nef.or.jp/ieahydro/contents/pdf/4th_a11/us/04.pdf						

プロジェクト名

(米国再生法)Fond du Lac 発電所

発電所名		Fond du Lac 水力発電所						
運開時期		1924	工事完了時期		2013			
所有者		ミネソタ水力会社						
国		USA						
最大出力	kW	12,000	工事完了後		12,000	増加率(-%)		
最大使用水量	m ³ /s	(明示されていない)						
有効落差	m	(明示されていない)						
意思決定の内容		修繕	更新増強	改造	増設	再開発	廃止	その他
(いずれかに○)			○					
意思決定時期		(明示されていない)						
対象構造物		水車発電機、水車軸受冷却システム、発電機励磁装置、取水ゲート、天井クレーン、水圧管路						
・要因		経年劣化						
・事象(要因により発生する現象)		発電停止、設備機能低下、発電効率・稼働率低下						
リスク		回避						
・発電所運営上の障害		発電収益の低減						
・具体的なリスク対応		設備機能の復旧・更新						
(1) 現在の状況		(意思決定前)						
1) 状況		<p>発電所諸設備他の経年劣化に対し、水車発電機のほか土木設備の更新により発電電力量を増加。</p> <p>Fond du Lac 水力発電所は、老朽化した機器や材料を使用しているため、改修増強の必要に迫られていた。12MWの水車は徐々に劣化が進行し、ブッシング、軸受け、シールの交換が必要であった。既設発電機の固定子および回転子は、1924年に据え付けられたままで、耐用年数にほぼ達していた。加えて、励磁システム、取水ゲート、ランナは交換が必要であった。また、停止中の水路点検の結果、水圧管路の劣悪な状態が判明し、主要な補修が必要となっていた。</p>						
2) 稼働状況		取水口ゲート上カバーのクラックによりゲート開度を78%に制限していた。						
3) リスク		<p>意思決定をしない場合に潜在するリスク</p> <p>発電停止、設備機能低下、発電効率・稼働率低下。</p> <p>意思決定事項を実行する際に潜在するリスク</p> <p>水圧管路の補修に先行して50年確立という大洪水に見舞われ、貯水位が上流のトンブソン発電所までせき上げられ、補修と再組立工程をさらに複雑化させるというリスクが発生。</p>						
(2) 優先事項		(明示されていない)						
(3) 戦略		<p>意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して</p> <p>高効率のステンレス製最新ランナを備えた水車/発電機への交換。 固定子/回転子のコイル更新。 水車軸受冷却システムの冷却効率向上と油飛散防止のための改善。 発電機励磁装置の静的励磁システムへの性能向上。 取水ゲートの交換及び天井クレーンの自動化。 水圧管路の補修。</p> <p>意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して</p> <p>(明示されていない)</p>						
(4) 意思決定事項の実現の方法と採用技術		<p>このプロジェクトは、米国エネルギー省の風力・水力プログラムから、再生法の補助金としてプロジェクトの14.7%に相当する815,995ドルの補助金を受け取った。</p> <p>プロジェクトの実施中に、水圧管路に予期せぬ状態が発見され、50年確率に相当する大洪水が発生するなど困難な事象が起こったが、これら障害を受けたにもかかわらず、時間をロスする事故を伴うことなく、連続運転を行いながら出力を増加させることができた。</p>						
参考文献・出典等								
IEA 水力実施協定 ANNEX 11 水力発電設備の更新と増強 第二次事例収集(詳細情報) US.05_Fond du Lac								
https://www.nef.or.jp/ieahydro/contents/pdf/4th_a11/us/05.pdf								

意思決定好事例 要因分析表

プロジェクト名

Mossyrock Dam運用の変更

発電所名		Mossyrockダム発電所						
運開時期		1968	工事完了時期		-			
所有者		Tacoma Power						
国		アメリカ						
最大出力	kW	382,000	工事完了後		不変			
最大使用水量	m ³ /s	(明記無し)	不変					
有効落差	m	(明記無し)	不変					
意思決定の内容		修繕	更新増強	改造	増設	再開発	廃止	その他
(いずれかに○)								○
意思決定時期		2017						
対象構造物		ダム						
・ 要因		社会的対応 (第三者被害防止)						
・ 事象 (要因により発生する現象)		ダムの耐震強度不足による地震時の損傷・洪水						
リスク		低減						
・ 発電所運営上の障害		ダム運用反対による発電所の運転不可						
・ 具体的なリスク対応		運用水位の低下						
(1) 現在の状況		(意思決定前)						
1) 状況		Mossyrockダムはワシントン州で最も高いダムである。1968年に建設されたダムは162MWの発電電力を供給していた。アメリカ地質調査所の地震予知により、大地震の可能性は低い。洪水吐ゲートのピアが大規模地震によって損壊する可能性があることが判明し、ダム水位が低い状態での運用の提言を受けた。						
2) 稼働状況		新しい地震の予測前は通常通りダム、発電所を運用していた。						
3) リスク		意思決定をしない場合に潜在するリスク						
		地震発生時における下流への被害						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスク						
		発電電力量の減少						
(2) 優先事項		社会的対応を優先						
(3) 戦略		意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して						
		記載なし。						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して						
		今後の対応として、ダムの補強						
(4) 意思決定事項の実現の方法と採用技術		ダム水位を夏季の間、約778ftから749ftに保つ(冬季は以前から約745ft)。今後の方針として、ダムの耐震補強を実施する。						
参考文献・出典等								
https://tdn.com/news/local/riffe-lake-to-be-lower-as-hedge-against-earthquakes/article_30af2dcb-2303-55f6-b40a-7b292f9914b6.html								

意思決定好事例 要因分析表

プロジェクト名

Wynoochee river project

発電所名		Wynoochee river project						
運開時期		1993	工事完了時期		-			
所有者		Tacoma Power						
国		アメリカ						
最大出力	kW	12,800	工事完了後		不変			
最大使用水量	m ³ /s	(明記無し)	不変					
有効落差	m	(明記無し)	不変					
意思決定の内容		修繕	更新増強	改造	増設	再開発	廃止	その他
(いずれかに○)								○
意思決定時期		2016						
対象構造物		その他						
・ 要因		社会的対応(法令遵守)						
・ 事象(要因により発生する現象)		サケ・マス保護						
リスク		回避						
・ 発電所運営上の障害		連邦エネルギー規制委員会のライセンス無効化による発電停止						
・ 具体的なリスク対応		ライセンス順守						
(1) 現在の状況		(意思決定前)						
1) 状況		Wynoochee river projectは1972年に洪水調整のためダム建設され、発電所は再生可能エネルギーによる発電を行うため、1993年に建設された。FERCから取得したライセンスの中に、ダムの2マイル下に魚収集施設を運営すること、数匹は親魚の確保のために保持され、残りはタンクローリーによって5マイル上流に運ばれること、漁業への考慮等、魚類保護に関しての条件が記載されている。						
2) 稼働状況		ライセンスの条件を保ち、運営している状況。						
3) リスク		意思決定をしない場合に潜在するリスク						
		不十分な社会対応不足による、FERCから取得したライセンスの失効						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスク						
		発電電力量の低下、売電収入の減少						
(2) 優先事項		FERCから取得したライセンス保持のため、条件の順守						
(3) 戦略		意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して						
		漁業を考慮し、春季の77日間サケ・マスが川を下ることができるように水車発電機の運転を停止する。						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して						
		発電電力量低下に対する対応について記載なし。						
(4) 意思決定事項の実現の方法と採用技術		漁業を考慮し、春季の77日間サケ・マスが川を下ることができるように水車発電機の運転を停止する。 それにより、魚類の保護を達成し、引き続き運転を水力発電所の運営を実施する。 機器の停止に関係することであるため、採用技術はなし。						
参考文献・出典等		https://www.mytpu.org/community-environment/fish-wildlife-environment/wynoochee-river-project/#:~:text=To%20protect%20the%20fishery%2C%20we,through%20outlets%20in%20the%20dam. https://www.mytpu.org/about-tpu/services/power/about-tacoma-power/dams-power-sources/wynoochee-river-project/#pattern_2						

プロジェクト名

Taum Sauk Pumped Storage Project

発電所名		Taum Sauk Pumped Storage Project						
運開時期		1969	工事完了時期		2010 (運転再開)			
所有者		Ameren Missouri						
国		アメリカ						
最大出力	kW	450,000	工事完了後		不変			
最大使用水量	m ³ /s	(明記無し)	不変					
有効落差	m	260.00	不変					
意思決定の内容		修繕	更新増強	改造	増設	再開発	廃止	その他
(いずれかに○)		○						
意思決定時期		2005						
対象構造物		ダム						
・ 要因		維持管理の不徹底						
・ 事象 (要因により発生する現象)		揚水運転中、上部貯水池の堤体頂部からの越流に起因するダム決壊、下流洪水の発生						
リスク		回避						
・ 発電所運営上の障害		発電所の運転停止						
・ 具体的なリスク対応		ダムの補修・調査の実施・社会対応						
(1) 現在の状況		(意思決定前)						
1) 状況		本発電所は、上部貯水池はロックフィル堤防、下部貯水池・揚水発電所は重力コンクリー						
2) 稼働状況		故障等はなく運転を行っていたが、上部貯水池を規則よりも高い水位で運用を行っており、						
		トラブル後は、上部貯水池の決壊により、運転することができない状態であった。						
3) リスク		意思決定をしない場合に潜在するリスク						
		運転不可及び、発電電力量の損失						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスク						
		再建設費による工事費の負担						
(2) 優先事項		運転再開・社会対応(賠償金など)						
(3) 戦略		意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して						
		運転再開不可により売電契約違反等による、損失						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して						
		社会的対応を行いながら、FERC、地方政府とともに、運転再開を目指す。						
(4) 意思決定事項の実現の方法と採用技術		大規模な災害を起こしたため、FERC、地方政府に対し、社会対応を実施しながら再建設を実施し、再運転を果たした。ダムの再建設は、ロックフィルダムからクローラー圧縮重力コンクリートで再建設を実施した。また、本ダムは決壊時、上部ダムは余水吐の無いダムであったが余水吐を建設した。ほかに、水位監視の新たなシステムを追加し、再発防止に努めた。						
参考文献・出典等								
https://www.ferc.gov/industries-data/resources/project-directory/taum-sauk-pumped-storage-project								
https://damfailures.org/case-study/taum-sauk-dam-missouri-2005/								
https://damfailures.org/wp-content/uploads/2015/07/087_Overview-of-the-Taum-Sauk-Pumped-Storage-Power-Plant-Upper-Reservoir-Failure.pdf								

意思決定好事例 要因分析表

プロジェクト名

Oroville Dam spillway Repair Project

発電所名		Thermalto Pumping-Generating Plant						
運開時期		1961	工事完了時期		2018			
所有者		California Department of Water Resource						
国		アメリカ						
最大出力	kW	819,000	工事完了後		不変			
最大使用水量	m ³ /s	(明記無し)	不変					
有効落差	m	187.00	不変					
意思決定の内容		修繕	更新増強	改造	増設	再開発	廃止	その他
(いずれかに○)		○						
意思決定時期		2017						
対象構造物		ダム						
・ 要因		災害						
・ 事象(要因により発生する現象)		洪水吐の損傷、ダム決壊						
リスク		回避						
・ 発電所運営上の障害		ダム機能の損失による発電所運用停止						
・ 具体的なリスク対応		余水吐補修						
(1) 現在の状況		(意思決定前)						
1) 状況		2016～2017年の雨季はカリフォルニアにおいて、降水記録最大の雨を記録した。大雨によってフェザー川から記録的な流入量があり、洪水吐から放水した。2月の洪水吐からの放流は1400m ³ /sとなり、そこで異常に気が付き、コンクリートと基礎のにおいて深さ12m以上ある陥没穴が発見された。しかしさらに雨が続き、余水吐を使用し続けなくてはならず、損傷は拡大した。非常用洪水吐もあったが、非常用洪水吐を使用した場合、送電線に影響を与える恐れがあったため、使用を極力避けた点も、損傷した放水路を使用し続けた原因であった。						
2) 稼働状況		通常の洪水吐の他、非常用洪水吐はあったが、非常用洪水吐から放水した場合、ダムの弱体化による決壊が懸念されたため、洪水吐を使用し続けた。最終的には、非常用洪水吐からも放水があり、下流域の街において避難する事態に発展した。						
3) リスク		意思決定をしない場合に潜在するリスク ダムの機能の低下に伴い、ダム決壊 意思決定事項を実行する際に潜在するリスク 工事費負担の増加						
(2) 優先事項		特に明記されていない。						
(3) 戦略		意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して ダムの決壊は下流の街への影響。発電所の機能損失につながるため、そのようなリスクを負うことはできなかった。 意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して 記載なし。						
(4) 意思決定事項の実現の方法と採用技術		緊急事態であったため、早急な意思決定がなされた。 損傷後の2017年～2018年の運用ではダム水位を低く維持し、次の冬季に余水吐を使用しなくてはならない可能性を下げる運用を行った。 補修1年目は一時的な補強を行い、2018年から、本格的な補強に入り、転圧コンクリート上に、鉄筋コンクリートを敷く等の工事を行い補修を実施した。						
参考文献・出典等		https://en.wikipedia.org/wiki/Oroville_Dam#2017_spillway_failure https://www.constructionequipmentguide.com/kiewit-leads-phase-ii-of-oroville-dam-spillway-repairs/41036						

プロジェクト名

Mossyrock Dam and Mayfield Dam

発電所名		Mossyrock Dam and Mayfield Dam						
運開時期		1968 & 1963	工事完了時期		2015			
所有者		Tacoma Power						
国		アメリカ						
最大出力	kW	300,000 & 162,000	工事完了後		不変			
最大使用水量	m ³ /s	記載なし	不変					
有効落差	m	記載なし	不変					
意思決定の内容		修繕	更新増強	改造	増設	再開発	廃止	その他
(いずれかに○)								○
意思決定時期		2003						
対象構造物		鮭の孵化場						
・ 要因		社会的対応(法令遵守)						
・ 事象(要因により発生する現象)		ライセンスの違反による、運転許可取り消し						
リスク		回避						
・ 発電所運営上の障害		ライセンスの違反による、運転許可取り消し						
・ 具体的なリスク対応		鮭の孵化場の再建設						
(1) 現在の状況		(意思決定前)						
1) 状況		ダム・発電所の運開にあたり、1968年に鮭の孵化場を建設した。2003年に発行された発電所の新しい35年間の連邦エネルギー規制委員会の運営ライセンスに含まれる規制要件の1つとして、サケ孵化場の改修が挙げられた。						
2) 稼働状況		再建までは1968年に建設された孵化場を使用していた						
3) リスク		意思決定をしない場合に潜在するリスク						
		ライセンス違反による運転取り消し						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスク						
		建設費・新たな設備の設計費の増加						
(2) 優先事項		ライセンスの順守(特に記載されていない)						
(3) 戦略		意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して						
		ライセンスの条件に従い、孵化場の再建を行う						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して						
		特に記載なし。						
(4) 意思決定事項の実現の方法と採用技術		実現方法はついて特に記載なし。老朽化した孵化場も、Tacoma Powerの所有施設であったため、孵化場に対する技術な知見もあった。孵化場の改修時の採用技術として、従来魚の自然条件をよりよく模倣できるよう、温度管理ツールを導入。また孵化場から稚魚が離れるタイミングも、人為的なものでなく、魚の稚魚の本能で離れることができるようにする水路を建設するなどした。						
参考文献・出典等		https://www.renewableenergyworld.com/2012/07/01/fish-protection-upgrading-the-cowlitz-salmon-hatchery/						

意思決定好事例 要因分析表

プロジェクト名

Nisqually River Project

発電所名		Alderダム & LaGrande ダム						
運開時期		1945 & 1912	工事完了時期 - (継続的対応の為)					
所有者		Tacoma Power						
国		アメリカ						
最大出力	kW	50,000 & 64,000	工事完了後					不変
最大使用水量	m ³ /s	(明記無し)	不変					
有効落差	m	(明記無し)	不変					
意思決定の内容		修繕	更新増強	改造	増設	再開発	廃止	その他
(いずれかに○)								○
意思決定時期		2016						
対象構造物		ダム・鮭の孵化場						
・ 要因		社会的対応(ライセンスの維持)						
・ 事象(要因により発生する現象)		ライセンス違反によるペナルティ						
リスク		回避						
・ 発電所運営上の障害		ライセンスの違反による、運転許可取り消し						
・ 具体的なリスク対応		鮭の孵化場の再建設・近くの原住民族への資金援助、ダムの放水量の増加						
(1) 現在の状況		(意思決定前)						
1) 状況		Alderダム、LaGrandeダムがあるニスクアリー川において、コカニー孵化場の建設、ダムからの流量の増加、ニスクアリー族のクリアクリーク孵化場への資金提供など、ニスクアリー川プロジェクト地域における漁業の緩和、保護、強化措置の効果を最大化することが、連邦エネルギー規制委員会のライセンス更新時に、ライセンス付与の条件に盛り込まれた。						
2) 稼働状況		上記の条件はない状態で運転していた。						
3) リスク		意思決定をしない場合に潜在するリスク						
		ライセンス違反による運転取り消し						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスク						
		建設費・新たな設備の設計費の増加						
(2) 優先事項		ライセンスの順守(特に記載されていない)						
(3) 戦略		意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して						
		ライセンスの条件に従い、ダム流出量の増加・孵化場の建設・資金援助を行う						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して						
		特に記載なし。						
(4) 意思決定事項の実現の方法と採用技術		実現方法は特になし。 採用技術も特になし。						
参考文献・出典等		https://www.mytpu.org/about-tpu/services/power/about-tacoma-power/dams-power-sources/nisqually-river-project/#pattern_2						

プロジェクト名

Nathaniel Washington Power Plant Overhaul Project

発電所名		Grand Coulee						
運開時期		1941 [G74(第三発電所)]	工事完了時期		未定			
所有者		US Bureau of Reclamation						
国		Washington, USA						
最大出力	kW	690000 (Overload)	工事完了後		770,000			
最大使用水量	m ³ /s	623.00	未記載					
有効落差	m	95.10	未記載					
意思決定の内容		修繕	更新増強	改造	増設	再開発	廃止	その他
(いずれかに○)			○					
意思決定時期		未記載						
対象構造物		水車・発電機一式						
・要因		老朽化						
・事象(要因により発生する現象)		故障・事故						
リスク		回避						
・発電所運営上の障害		予期せぬ水車・発電機の故障・事故・発電量低下						
・具体的なリスク対応		修繕						
(1) 現在の状況		(意思決定前)						
1) 状況		本件は第三発電所、(G19~G24)を対象としたプロジェクトである。運転開始時から40年以上にわたり運転している。オーバーホールを行い、一部再利用可能な部品については流用し、近代化回収を実施する計画であった。 オーバーホールの結果、キャビテーションによる損傷、運転による摩耗、摩耗による多量の漏水が発生した場合、河川に非ポリ塩化ビフェニル(PCB)の入ったオイルが流れ出ることなどの可能性が見られた。また、スペアパーツは長期運転によって、入手できないものもあった。						
2) 稼働状況		1970年代から運開していたため、古い状態であり、スペアパーツなどの新たな供給が難しい状態であった。						
3) リスク		意思決定をしない場合に潜在するリスク 予期せぬ水車・発電機の故障・事故 意思決定事項を実行する際に潜在するリスク 修繕費の発生・工期遅延による溢水						
(2) 優先事項		特に記載なし。						
(3) 戦略		意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して 修繕・近代化改修を行い機器の信頼性を高める 意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して 特に記載なし。						
(4) 意思決定事項の実現の方法と採用技術		G19~G21については、主要部品の改修ではなく、交換が必要であると判断した。ランナー、シャフト、ステーター、ガイドベーンなどの損傷した部品を取り換える必要があることが分かった。 ヘッドカバー、スラストブラケット、トップカバー、ローターなど、他の経年劣化した部品が40年以上の運転に問題ないか確認し、配線・配管の適切な補修を実施する計画である。2019年にオーバーホールが完了し、近代化改修計画を策定中である。						
参考文献・出典等		https://www.usbr.gov/pn/programs/ea/wash/tpp/TPPG1921final.pdf https://www.usbr.gov/pn/grandcoulee/tpp/overhaul.html https://www.usbr.gov/projects/index.php?id=526						

プロジェクト名

Salto Grande Hydropower Complex 改修プロジェクト

発電所名		Salto Grande水力発電所						
運開時期		1979	工事完了時期		2019-2023 (1st Stage)			
所有者		アルゼンチン・ウルグアイ						
国		アルゼンチン・ウルグアイ						
最大出力	kW	1,890,000	工事完了後		未定			
最大使用水量	m ³ /s	(明記無し)	不変					
有効落差	m	(明記無し)	不変					
意思決定の内容		修繕	更新増強	改造	増設	再開発	廃止	その他
(いずれかに○)		○						
意思決定時期		2013						
対象構造物		水車発電機						
・ 要因		経年劣化						
・ 事象(要因により発生する現象)		系統システムにおける周波数調整能力の低下						
リスク		回避						
・ 発電所運営上の障害		安定供給能力の低下						
・ 具体的なリスク対応		機器の更新によるリスク回避						
(1) 現在の状況		(意思決定前)						
1) 状況		Salto Grande水力発電所は2国間に跨る水力発電所であり、その出力の大きさから、両国の系統の周波数調整等、大きな役割を持ち運転している。運転状況は良好で低い故障率であった。一方で、運転継続年数は40年以上となっている。						
2) 稼働状況		運転状況は良好である。						
3) リスク		意思決定をしない場合に潜在するリスク						
		機器故障による発電停止						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスク						
		電力の安定供給能力の低下						
(2) 優先事項		特に明記されていない。						
(3) 戦略		意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して						
		適切な更新方法と更新時期の選定						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して						
		段階的な改修プロジェクト策定によって、計画を制御し必要な予算を管理する。						
(4) 意思決定事項の実現の方法と採用技術		段階的な改修プロジェクト策定によって、計画を制御し必要な予算を管理することがこの改修計画を成功させる要因であるとしている。現在行われている、Stage1は一部の交換・補修だけでなく、各部品の診断を実施することになっている。Stage1の調査結果に従ってその先のステージの改修計画を決定する方法をとっている。						
参考文献・出典等		https://www.saltogrande.org/rsg.php#navproyecto_es						

プロジェクト名

12(水力発電所の技術的更新)

発電所名		Itaipu水力発電所						
運開時期		1905年6月	工事完了時期 (着手前)					
所有者		(明示されていない)						
国		ブラジル、パラグアイ						
最大出力	kW	14,000,000	工事完了後 (明示されず)			増加率(-%)		
最大使用水量	m ³ /s	(明示されていない)			注)更新は未実施(計画段階)			
有効落差	m	(明示されていない)						
意思決定の内容		修繕	更新増強	改造	増設	再開発	廃止	その他
(いずれかに○)			○					
意思決定時期		(明示されていない)						
対象構造物		水車発電機の検出器、駆動装置、監視盤、制御盤、保護系、監視制御及び保護の集中化に関わる機器						
・要因		効率化・運用見直し						
・事象(要因により発生する現象)		維持管理効率化						
リスク		低減						
・発電所運営上の障害		費用増嵩、発電収益の低減						
・具体的なリスク対応		水車発電機のデジタル制御化と制御システムの統合化						
(1) 現在の状況		(意思決定前)						
1) 状況		電気設備他の経年劣化に対し水車発電機制御設備他の更新により機能を維持・効率化。 Itaipu水力発電所の技術的更新:課題と基本設計の主要事項についての報告。20台の水車発電機のうち18台が古く、アナログ制御となっており、残り2台はデジタル制御となっているものの機能が陳腐化している。						
2) 稼働状況		年平均発電電力量は93億kWh/年						
3) リスク		意思決定をしない場合に潜在するリスク						
		機能が陳腐化						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスク						
		Itaipu水力発電所は、パラグアイ国内の75%、ブラジル国内の15%の電力を供給する重要な電源であるため、既設の制御設備から新規の制御設備に移行する際は、発電への影響を最小限にすべく綿密な更新計画を策定する必要がある。						
(2) 優先事項		発電所の技術的な更新は複雑であり、実行困難な活動である。 既存発電所の殆どは1970~1980年代に設置され、個々に独立したプロセスで構成されており、長年個々の独立したチームで運用されてきたが、プロセスを統合することによりチームも統合されるため、各人員の特性を考慮しつつ、プロセスと人員の質を維持・向上することが必要。このことがItaipu水力発電所の最も大きな課題である。						
(3) 戦略		意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して						
		個々に独立したシステムを統合システムに組み替えることとし、その効果を技術面と運用面から評価する。						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して						
		技術的アップデートのシーケンスに関しては、2つの基本的な前提条件を定義した。 ・一度に1つのユニットのみを、最大限アップグレードする。 ・アップグレード作業の実施が、操作上の安全や人身に影響する場合は、異なるシステムまたは機器で同時に作業を行うことは不可能とする。 デジタル技術の統合により、外部との接続を行うと、セキュリティ強化が必要となる。						

<p>(4) 意思決定事項の実現の方法と採用技術</p>	<p>個々に独立したシステムを統合システムに組み替えることで、収集、解析、処理できる情報量が格段に増え、発電効率の改善も期待できる。また、新規の制御設備で、多機能化、標準化が図られることにより、速度制御や励磁機制御等の色々な操作を一人で行うことが可能となる。</p> <p>さらに、この更新は情報管理ツールを取り入れる機会となり、様々な作業の自動化により、チーム相互の協調範囲の拡大を生む。また、より多くの情報にアクセスできるようになり、迅速な情報の更新も可能となる。これら高度な情報は、アセットマネジメントとの連携も可能とする。</p> <p>技術的更新に関する基本設計を実施。基本設計の範囲は、検出器、駆動装置、監視盤、制御盤、保護系、監視制御及び保護の集中化に関わる機器。基本設計は2か年で実施し、1年目は発電設備、中央制御室、補助設備、開閉所のGIS。2年目は、Margen Derechaの開閉所、ダム、洪水吐。</p>
<p>参考文献・出典等</p> <p>Itaipu hydropower plant technological update: Challenges and main aspects of the basic design</p> <p>https://www.forbes.com/sites/jamesconca/2017/08/10/the-biggest-power-plants-in-the-world-hydro-and-nuclear/#f679f5c2c887</p>	

意思決定好事例 要因分析表

プロジェクト名

Estreito 発電所の改修—同期調相機プロジェクト

発電所名		Estreito 発電所						
運開時期		1969	工事完了時期		2012			
所有者		ELETROBRAS FURNAS						
国		ブラジル						
最大出力	kW	1,050,000	工事完了後 (明示されず)					増加率(-%)
最大使用水量	m ³ /s	1839.60						
有効落差	m	65.00						
意思決定の内容		修繕	更新増強	改造	増設	再開発	廃止	その他
(いずれかに○)		○						
意思決定時期		2007						
対象構造物		水車、调速機、制御装置付き空気圧縮機						
・ 要因		経年劣化						
・ 事象 (要因により発生する現象)		発電効率・稼働率低下、維持管理効率化						
リスク		低減						
・ 発電所運営上の障害		発電収益の低減、費用増嵩						
・ 具体的なリスク対応		設備機能の復旧・更新、摩耗防止・耐摩耗性向上、電気設備更新・改造						
(1) 現在の状況		(意思決定前)						
1) 状況		電気設備他の経年劣化に対し水車ブレード等の修繕・改造により機能を回復。劣化と経年化によりユニットと補助系に不具合が再発した。また、水車が常に無負荷または上限負荷モードの速度で、ヒルチャートキャビテーション限度を上下に外れる状態で動作していたため、ランナブレードがキャビテーションによって損傷しやすい状況にあった。新しい方法を採用するまで34,000時間の運転で水車を修理していた。						
2) 稼働状況		Estreito 発電所は世界で最もkW 当たりのコストが低い発電所の1つ(運開時点)。合計総出力1,050MWの6基のタービンを備え、20の中都市のエネルギー需要に当たっている。						
3) リスク		意思決定をしない場合に潜在するリスク						
		老朽化、故障頻発。 電力系統安定化への対応。						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスク (明示されていない)						
(2) 優先事項		水車のキャビテーション耐性を向上させ、保守費用を低減する。 電力系統安定化のため、同期調相機としての非常に重要な役割で連続動作させる。						
(3) 戦略		意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して 水車の補修。ユニットの同期調相機化。						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して (明示されていない)						
(4) 意思決定事項の実現の方法と採用技術		水車ブレードのキャビテーションを修理するために新素材と溶接手順を研究し、「Cavitalloy」材料による修理を実施。 「Cavitalloy」材料を使用するコストは、従来使用されていたステンレス鋼より30%高かったが、修理頻度は50%長くできる可能性があり、キャビテーション耐性の向上と保守費用の低減により、ユニットの性能が向上すると予想。 新しい補修方法により、50,000運転時間での保守点検に変更。 また、ユニットが同期調相機として動作するよう、ドラフトチューブの水位を低くする「加圧空気系」を実装。これにより、「無負荷速度」モードで動作することがなくなるため、水車のキャビテーションも軽減される。						

参考文献・出典等

IEA 水力実施協定 ANNEX 11 水力発電設備の更新と増強 第二次事例収集(詳細情報) Br.01_Estreito

https://www.nef.or.jp/ieahydro/contents/pdf/4th_a11/br/01.pdf

プロジェクト名

1(ダム上流面復旧工事)

発電所名		Studenaダム						
運開時期		(明示されていない)	工事完了時期			2018		
所有者		自治体						
国		ブルガリア						
最大出力	kW	(明示されていない)	工事完了後			(明示されず)	増加率(-%)	
最大使用水量	m ³ /s	(明示されていない)						
有効落差	m	(明示されていない)						
意思決定の内容		修繕	更新増強	改造	増設	再開発	廃止	その他
(いずれかに○)		○						
意思決定時期		2004						
対象構造物		ダム						
・ 要因		経年劣化						
・ 事象(要因により発生する現象)		設備機能低下、発電使用水量の低減						
リスク		低減						
・ 発電所運営上の障害		費用増嵩、発電収益の低減						
・ 具体的なリスク対応		設備機能の復旧・更新、強度・安全性の復元・回復						
(1) 現在の状況		(意思決定前)						
1) 状況		ダムの経年劣化(ジョイントからの漏水)に対し、特殊な遮水シートにより補修。遮水シートによるStudenaダムの上流側面水中部の復旧(修繕)についての報告。運用開始から50年が経っておりダムと付属構造物の劣化が顕著。問題となる漏水は発生していないものの、堤体上流面の劣化が顕著で、ジョイントからの堤内への浸水がある。						
2) 稼働状況		工業用水、上水道用水、発電、農地防災を目的とする高さ55mのコンクリート二十壁バットレスダム。						
3) リスク		意思決定をしない場合に潜在するリスク 現在、堤体は安定しており漏水も発生していないが、今後水の供給が出来なくなることや、過大な補修費が発生する恐れがある。 意思決定事項を実行する際に潜在するリスク 施工中は飲料水の供給に影響を与えてはならない。						
(2) 優先事項		(明示されていない)						
(3) 戦略		意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して 遮水シートを使用した堤体上流面の全面的な更新工事を実施する。 意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して 施工は水中作業が少なくなる11~2月(厳寒期)とした。SIBELON ジオコンポジットは可撓性が高く複雑な形状にも柔軟に対応することができ、メーカーの供給するシートを複数枚組合せてプレハブ化できるので、水中作業の工数を減らすことができる。						
(4) 意思決定事項の実現の方法と採用技術		使用した遮水シートは、米国陸軍工営隊による水面下プロジェクトで採用された「SIBELON CNT 3750 ジオコンポジット」を使用。ジオコンポジットは、ステンレスの金具でダム表面に固定。 SIBELON ジオコンポジットは可撓性が高いため、グラインダーやモルタルを用いた下地処理を必要とせず、表面が剥離している箇所の除去のみで施工することが可能。不規則なダム表面への適用性が高く、水面下の施ではドリル孔の工事量を減らす工夫がなされたことで、工事費が削減された。SIBELON ジオコンポジットは比較的低温で接合するため温度変化に強い。モンゴルの事例ではSIBELON ジオコンポジットが-50~40℃の条件で使用されている。SIBELON ジオコンポジットは長期の紫外線暴露に対しても機能が維持されるよう設計されており、1980~1997年に施工されたイタリアのアルプスの事例(標高2000m)ではメンテナンス無しで2014年現在も問題がない。						
参考文献・出典等								
Underwater rehabilitation of the Studena dam with an upstream geomembrane								

意思決定好事例 要因分析表

プロジェクト名

葛洲水力発電所の125MWカプランタービン発電セットの更新、増強、容量拡大

発電所名		葛洲水力発電所						
運開時期		1981	工事完了時期		2022			
所有者		China Yangtze Power Co., Ltd.(中国長江電力)						
国		中国						
最大出力	kW	2,715,000	工事完了後(明示されず)		増加率(-%)			
最大使用水量	m ³ /s	18600.00	※更新・増強後に1500.0m ³ /s増加(詳細不明)					
有効落差	m	18.60						
意思決定の内容		修繕	更新増強	改造	増設	再開発	廃止	その他
(いずれかに○)			○					
意思決定時期		2012						
対象構造物		水車ランナー、発電機(固定子鉄心、固定子、巻胴)						
・要因		経年劣化						
・事象(要因により発生する現象)		発電停止、発電効率・稼働率低下						
リスク		回避						
・発電所運営上の障害		発電収益の低減						
・具体的なリスク対応		電気設備更新・改造、摩耗防止・耐摩耗性向上						
(1) 現在の状況		(意思決定前)						
1) 状況		<p>電気設備他の経年劣化に対し水車発電機等の更新により発電電力量を増加。 葛洲水力発電所は、三峡発電所の再調整ハイドロジャンクションであり、統合運転が行われている。三峡発電所が全出力運転状態またはピーク制御運転状態にある場合、放流量は葛洲水力発電所の全出力流量を大幅に超え、葛洲水力発電所では無効放流が生じる。 また、葛洲水力発電所の発電セットは長期連続運転状態にあり、一部の部品には安全で安定した運転に影響を及ぼす重大な経年化現象と表面化していない安全上の問題が生じていた。特に、水車羽根の摩耗と侵食損傷が深刻化して、水車の効率と安定性が低下していた。更に、年間実稼働時間が長く保守期間が短いため、作業負荷が高くなっており、表面化していない重大な安全上の危険が存在する。 葛洲水力発電所は、中国中部の東部4省に電力を供給しているが、4省の送電網は電力不足の状態にあり、大規模な電力市場がある。</p>						
2) 稼働状況		<p>当初設計された年間平均発電能力は15,700,000,000kW・hであり、対応する水利用率は約76%。 平均年間運転時間が長く、最長6,000 時間に達している。</p>						
3) リスク		<p>意思決定をしない場合に潜在するリスク 三峡発電所のピーク制御能力と三峡-葛洲水力発電所の統合運転の全体的効率に悪影響を及ぼす。 意思決定事項を実行する際に潜在するリスク 既設の土木設備と貯水池の稼働状態に影響を与えない状態で発電セットの合計設備容量を適当に引き上げることが強く求められていた。</p>						
(2) 優先事項		125MW水力発電セットを更新および増強(最新技術および加工手段により更新及び容量拡大)を実施。						
(3) 戦略		<p>意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して 発電セットを維持すると共に古い機器を更新及び増強し、容量拡大を実施。 新技術、新素材、新プロセスを使用して、発電セットの運転性能を向上させ、流量、容量、効率を拡大し、水資源を有効活用する。 意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して (明示されていない)</p>						

<p>(4) 意思決定事項の実現の方法と採用技術</p>	<p>水車ランナー、発電機固定子鉄心、固定子、回転子の巻胴を交換することにより、30年以上稼働している古い発電セットを高度な新しい発電セットに更新及び増強。全体的な機械特性を回復させ、長期運転によって生じた表面化していない安全上の問題を除去し、機器の運転期間を延長。加えて、タービン出力が増加し、効率が改善され、キャビテーション耐浸食性が向上。</p> <p>葛洲水力発電所向けに特別設計した新型ランナーのエネルギー特性、キャビテーション性能、安定性、その他の指標は大幅に向上。</p> <p>流量が改善され、発電能力が向上し、水利用率が約87%となり、年間平均発電能力は約700,000,000kW・h 増加。</p>
<p>参考文献・出典等</p> <p>IEA 水力実施協定 ANNEX 11 水力発電設備の更新と増強 第二次事例収集(詳細情報) Ch.01_Gezhouba</p> <p>https://www.nef.or.jp/ieahydro/contents/pdf/4th_a11/ch/01.pdf</p>	

プロジェクト名

Pirttikoski 発電所設備更新

発電所名		Pirttikoski 発電所					
運開時期		1959	工事完了時期		2010		
所有者		Kemijoki Oy 社					
国		フィンランド					
最大出力	kW	110,000	工事完了後		152,000	増加率(38%)	
最大使用水量	m ³ /s	250.00	※更新後は350.0m ³ /s				
有効落差	m	(明示されていない)					
意思決定の内容		修繕	更新増強	改造	増設	再開発	廃止
(いずれかに○)			○				
意思決定時期		2007					
対象構造物		水車ランナー、油圧装置、発電機、自動制御、変圧器保護継電器					
・要因		経年劣化					
・事象(要因により発生する現象)		発電使用水量の低減、発電効率・稼働率低下					
リスク		回避					
・発電所運営上の障害		発電収益の低減					
・具体的なリスク対応		電気設備更新・改造					
(1) 現在の状況		(意思決定前)					
1) 状況		<p>電気設備他の経年劣化に対し水車ランナー等の更新により発電電力量を増加。Pirttikoski発電所は水車、発電機共に50年を経過しており、発電機はアップグレードを行っても出力を管理することが出来なかった。</p> <p>Kemijoki川の改善プロジェクトは1996年に開始され、現在、20台が既に改善されてきた。他の発電所の設備更新の事例から、Pirttikoski発電所のランナを更新することで出力を110MWから152MWへ増強できることが分かっていた。</p>					
2) 稼働状況		既設発電所の出力は110MWで発電量は551GWh。					
3) リスク		意思決定をしない場合に潜在するリスク					
		Kemijoki川の主流に沿った発電所群は効率良く総括的な運用を行う為に、それぞれの発電所の最大使用流量の緻密な相互関係が要求される。					
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスク					
		発電機の固定子と回転子を吊り上げる際に、クレーンにトラブルが生じた場合のリスク。					
(2) 優先事項		フィンランドでは水力発電のアンシラリーサービスとしての役割が増えているため、予備力確保に投資することで周波数制御予備力を備え、利益を生み出す。					
(3) 戦略		意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して					
		水車定格流量の増大と水車ランナ更新により出力および発電電力量増大。					
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して					
		天井クレーン操作の信頼性を確認するため、水車発電機停止期間前に、天井クレーンの完全な点検・オーバーホールを実施。					
		発電機の固定子と回転子を吊り上げる際は、他の水車発電機を停止。					
(4) 意思決定事項の実現の方法と採用技術		<p>アップグレード(出力増強)の余地があることから、このプロジェクトは改修と改善を併せて行うことが有益であった。改修は発電機器の寿命を延ばし、保守費用の削減および安全性向上を図れる。アップグレードは発電所出力と発電量増大をもたらす、電力系統安定化に対しより多くの技術的余裕をもたらす。電力制御は風力発電量と不安定な電力の増大に伴い、近年非常に重要になってきている。</p> <p>過去10年の間に水車設計法は大きな改善が見受けられ、今回のアップグレードは40%を超える出力の増大を達成した。</p> <p>オイルレスのランナハブ水車ランナは、環境に対しても優しい。</p>					
参考文献・出典等		IEA 水力実施協定 ANNEX 11 水力発電設備の更新と増強 第二事例収集(詳細情報) Fi.01_Pirttikoski https://www.nef.or.jp/ieahydro/contents/pdf/4th_a11/fi/01.pdf					

プロジェクト名

Sisteron 水力発電所のスラスト軸受とフランシス水車の改修工事

発電所名		Sisteron 水力発電所						
運開時期		1975	工事完了時期		2014			
所有者		EDF(フランス電力会社)						
国		フランス						
最大出力	kW	244,000	工事完了後		(明示されず)	増加率(-%)		
最大使用水量	m ³ /s	(明示されていない)						
有効落差	m	110.00						
意思決定の内容		修繕	更新増強	改造	増設	再開発	廃止	その他
(いずれかに○)			○					
意思決定時期		2009						
対象構造物		スラスト軸受、水車ランナ、ガイドベーンと操作機構						
・ 要因		経年劣化						
・ 事象(要因により発生する現象)		発電停止						
リスク		回避						
・ 発電所運営上の障害		発電収益の低減、信頼度低下・株価への影響						
・ 具体的なリスク対応		設備機能の復旧・更新、強度・安全性の復元・回復、電気設備更新・改造						
(1) 現在の状況		(意思決定前)						
1) 状況		<p>電気設備他の経年劣化に対し水車ランナー等の更新により発電電力量を増加。運転開始後35年間を経過して、発電機器が慢性疾患的な重大な問題の兆候が見られ、運転は次第に制限的になり、リスクになっていた。</p> <p>Sisteron 水力発電所は、流れ込み式発電所群の末端に位置し、制圧弁やバイパス弁等を備えていないため、発電所に流れ込む河川水は、すべて発電して下流側へ流さなければならず、Sisteron 発電所で障害が発生した場合、この発電所の溢水電力量のみならず他の発電所の運転にも影響し、その損失電力量は多大なものとなる。</p>						
2) 稼働状況		(明示されていない)						
3) リスク		<p>意思決定をしない場合に潜在するリスク</p> <p>耐久性、安全性、信頼性の低下。</p> <p>意思決定事項を実行する際に潜在するリスク</p> <p>更新工事期間中の逸水電力量損失。</p>						
(2) 優先事項		発電運転を確実にを行い、機器の性能全体を増強するために全体的な改修を計画。						
(3) 戦略		<p>意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して</p> <p>スラスト軸受とフランシス水車の改修。</p> <p>意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して</p> <p>短期間(各々の水車発電機を6~7ヶ月)で現地工事を実施。</p>						
(4) 意思決定事項の実現の方法と採用技術		<p>スラスト軸受と水車の機械的部品(接水部)を交換。</p> <p>個々の新しいスラスト軸受は、自己油圧調整技術を用いた軸受パッド支持型スラスト軸受と、機器の起動/停止をより高い信頼性で行うための給油システムを備えた。</p> <p>新しいランナは模型実験の結果、2~5%効率が向上するような新しいブレード形状を有している。</p> <p>機器は部分負荷での運転が予測されるので、ドラフトチューブでの圧力変動を減少させるため、主機の上部から主軸に設けられた同芯孔を通してランナコーンに至る軸吸気システムを備えた。</p> <p>ガイドベーンおよびその操作機構は、補修して使用されるボトムリングとヘッドカバーを除いて交換。ガイドベーン操作機構は、異物噛み込みや開度ズレが生じた時、それぞれのガイドベーンと操作レバーとの間の摩擦力によるトルク伝達方式とし、互いに干渉しないよう改造。組立時には、軸受変位や振動レベルを低減するために、シャフトラインの調整を慎重に実施した。2台で、電力量が年間11,700MWh増加する。</p>						
参考文献・出典等		<p>IEA 水力実施協定 ANNEX 11 水力発電設備の更新と増強 第二次事例収集(詳細情報) Fr.01_Sisteron</p> <p>https://www.nef.or.jp/ieahydro/contents/pdf/4th_a11/fr/01.pdf</p>						

意思決定好事例 要因分析表

プロジェクト名

Indirasagar ダム余水吐きゲートの補修

発電所名		Indirasagar ダム水力発電所						
運開時期		2005	工事完了時期		記載なし			
所有者		NHDC Ltd, a joint venture of NHPC Ltd and Government of Madhya.						
国		インド						
最大出力	kW	1,000,000	工事完了後		不変			
最大使用水量	m ³ /s	(明記無し)	不変					
有効落差	m	(明記無し)	不変					
意思決定の内容		修繕	更新増強	改造	増設	再開発	廃止	その他
(いずれかに○)		○						
意思決定時期		2013						
対象構造物		余水吐ゲート、水たたき						
・ 要因		災害						
・ 事象(要因により発生する現象)		洪水による余水吐ゲート、水たたきの損傷						
リスク		回避						
・ 発電所運営上の障害		発電使用水量の低減、安定供給低下、ダム機能の回復						
・ 具体的なリスク対応		余水吐ゲート・水たたき補修						
(1) 現在の状況		(意思決定前)						
1) 状況		Indirasagar Damは2005年の発電所運開に伴い、運用されてきた。しかし、洪水によって余水吐ゲートが損傷し、2013年7月17日から8月30日まで初めて45日間連続して開かれ、8月23日に34,332立方メートルの過去最高の放流を引き起こした。結果として、無効放流だけでなく、ダムのラジアルゲートのバケットや水たたきに大きな損傷を与えていた。						
2) 稼働状況		特に記載なし。						
3) リスク		意思決定をしない場合に潜在するリスク 無効放流の継続による、ダム水位の低下、発電電力量の減少。ダム水たたきの損傷の拡大。 意思決定事項を実行する際に潜在するリスク ゲート補修による、技術的な問題						
(2) 優先事項		特に明記されていない。						
(3) 戦略		意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して ゲートを補修することにより、ダム機能の正常化し、無効放流を停止させる。また、損傷する水たたきの補修を実施する。 意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して 技術的な解決策確立の元、補修を実施する。						
(4) 意思決定事項の実現の方法と採用技術		意思決定の実現方法として、災害による損傷であったため、事後対応であった。ラジアルゲートのローラーバケットのダメージは、バケット内にたまった水をポンプで排水したうえで、補強された。						
参考文献・出典等		https://www.projectsmonitor.com/daily-wire/nhdc-to-spend-rs-33-crore-to-repair-indira-sagar-dam/ http://www.nhpcindia.com/projectdetail.htm?CatId=1&ProjectId=19 https://freyssinet-india.com/projects-repair-rehabilitation-indira-sagar-dam						

意思決定好事例 要因分析表

47

プロジェクト名

Dhauliganga水力発電所の復旧

発電所名		Dhauliganga水力発電所						
運開時期		2005	工事完了時期		2014			
所有者		国営水力発電公社 (NHPC Limited)						
国		インド						
最大出力	kW	280	工事完了後		不変			
最大使用水量	m ³ /s	-			不変			
有効落差	m	297.00			不変			
意思決定の内容		修繕	更新増強	改造	増設	再開発	廃止	その他
(いずれかに○)		○						
意思決定時期		2016						
対象構造物		発電所						
・ 要因		災害						
・ 事象(要因により発生する現象)		地下発電所の水没						
リスク		-						
・ 発電所運営上の障害		災害による運転の停止						
・ 具体的なリスク対応		災害後の発電所修繕						
(1) 現在の状況		(意思決定前)						
1) 状況		2005年に運開した発電所であり、洪水が発生する前は異常なく運転していた。2013年に発生した洪水によって放水庭が塞がれ、行く先を失った水が水車から発電所内に流れ込んだ。なお、洪水は発電所だけでなく、周辺の集落にも大きな影響を与える規模の災害であった。結果として、発電所は水没し半年にわたり運転を停止した。						
2) 稼働状況		発電所水没までは問題なく運転していた。2006年~2010年では、年平均1133GWhの発電量があった。						
3) リスク		意思決定をしない場合に潜在するリスク						
		機器損傷による長期発電停止と代替電力の確保						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスク						
		工事費負担の増加						
(2) 優先事項		特に明記されていない。						
(3) 戦略		意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して						
		早期の発電所復旧によって、停止期間の短縮化						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して						
		特に記載なし。						
(4) 意思決定事項の実現の方法と採用技術		発電所の水没が原因であったため、発電所の復旧が挙げられた手段であった。特記すべき採用技術は特に無し。						
参考文献・出典等								
Wikipedia https://en.wikipedia.org/wiki/Dhauliganga_Dam								
https://www2.jica.go.jp/ja/evaluation/pdf/2011_ID-P129_4_f.pdf								

プロジェクト名

Mt. Coffee水力発電所修繕プロジェクト

発電所名		Mt. Coffee 水力発電所						
運開時期		1966	工事完了時期		2018			
所有者		Liberia Electricity Corporation						
国		リベリア						
最大出力	kW	64,000	工事完了後		88,000			
最大使用水量	m ³ /s	(明記無し)	不変					
有効落差	m	20.00	不変					
意思決定の内容		修繕	更新増強	改造	増設	再開発	廃止	その他
(いずれかに○)						○		
意思決定時期		明記無し						
対象構造物		ダム・水車発電機器等						
・ 要因		社会的対応 (政情不安)						
・ 事象 (要因により発生する現象)		反乱軍による破壊活動						
リスク		回避						
・ 発電所運営上の障害		発電所運用不可						
・ 具体的なリスク対応		修繕によるリスク回避						
(1) 現在の状況		(意思決定前)						
1) 状況		1966年に運開したMt. Coffee 水力発電所は運転当初、30MWであった。しかしその後の増設によって、64 MWの発電所であった。しかし、1990年の内戦によって、ダム・発電所が破壊された。						
2) 稼働状況		紛争により、ダム・発電所が損傷を受け、運転不可能な状況となっていた						
3) リスク		意思決定をしない場合に潜在するリスク 無効放流の継続、国内電力需要へ供給不足 意思決定事項を実行する際に潜在するリスク 工事費の発生・資金不足						
(2) 優先事項		特に明記されていない。						
(3) 戦略		意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して ダム・発電所の修繕・増設を実施した。 発電所の出力は88 MWに増強した。 意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して 各国ドナーの協力により、資金を確保した。 The United States Trade and Development Agency: 調査 The Millennium Challenge Corporation : 改修時の主要ドナー						
(4) 意思決定事項の実現の方法と採用技術		紛争により破壊され長期間運転ができなかったため、再開発を実施した。他国ドナー、機関との協力を得て実施することができた。破壊された設備の調査及び、環境影響調査を行うことで、ドナーとの協力をスムーズにしている。						
参考文献・出典等								
https://www.mcc.gov/blog/entry/blog-072318-success-of-mount-coffee-hydropower-plant-helps-liberia								
https://www.eib.org/attachments/pipeline/20120342_esia_en.pdf								

意思決定好事例 要因分析表

プロジェクト名

Waitaki 発電所改修計画

発電所名		Waitaki 水力発電所						
運開時期		1934	工事完了時期		2017			
所有者		Meridian Energy 社						
国		ニュージーランド						
最大出力	kW	90,000	工事完了後		105,000	増加率(17%)		
最大使用水量	m ³ /s	570.00	※停止中の3号機を含めると665m ³ /s					
有効落差	m	21.30	※21.30mは設計落差と称される値					
意思決定の内容		修繕	更新増強	改造	増設	再開発	廃止	その他
(いずれかに○)			○					
意思決定時期		2012						
対象構造物		ダム、発電所建屋、水門橋脚、南側河岸、水門のレールおよびホイール、発電機の電氣的保護装置、発電機の消火装置、クレーン、取水ロススクリーン、水車発電機						
・要因		経年劣化						
・事象(要因により発生する現象)		発電停止、発電効率・稼働率低下、各種構造物の被災・破損、環境悪化						
リスク		回避						
・発電所運営上の障害		発電収益の低減、費用増嵩、周辺環境への影響						
・具体的なリスク対応		設備機能の復旧・更新、強度・安全性の復元・回復、耐震性向上、電気設備更新・改造						
(1) 現在の状況		(意思決定前)						
1) 状況		<p>発電所諸設備他の経年劣化に対し、水車発電機・制御設備等のほかダムを含む土木設備の更新により発電電力量を増加。Waitaki 水力発電所は80年以上稼働しており、タービンおよび発電機プラントの大部分が変わっておらず、耐用期間終了の主な兆候が顕在化。1、2号機の発電機固定子は1979年と1983年にコイルが巻替え。また、3号機は1950年代半ばに水車を更新したが、1998年にガイドベーン操作機構が故障して以来運転を停止。4号機は1950年代半ばに水車を更新、1991年に3～7号機発電機固定子コイル絶縁材に樹脂を注入し、寿命の10年延伸を図った。その他、発電所建屋の構造物耐震リスク評価で、発電所下流側柱、発電所と取水ダム間の屋根トラスと支持梁構造が大地震時に壊れやすいということが示されている。</p>						
2) 稼働状況		<p>6台の水車発電機により年間約490GWh発電している。 1998年に3号機のガイドベーンが故障してから、発電出力が105MWから90MWに減少している(運開当時は15MW×7機=105MW)。</p>						
3) リスク		意思決定をしない場合に潜在するリスク						
		<p>全ての発電機を通して固定子の状態は非常に劣悪で、寿命に達していると評価され、多くの技術者が将来的に故障すると推測している。 発電所建屋について耐震強度を評価するため三次元動的構造解析が行われ、2500年に一度の年超過確率(AEP)地震に対して、比較的小規模の補強が必要と評価された。</p>						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスク						
		(明示されていない)						
(2) 優先事項		ダム下流の流量を資源に基づき合意された最低水位を維持して、Waitaki 川下流の流量変化を均等化する運転を目指し、合意された制限内で、Waitaki からの放水量の変化率も制御する。						
(3) 戦略		意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して						
		ダムと発電所の更新、水門橋脚の土木改修、南河岸の土木改修、水門のレールおよびホイール、発電機の電氣的保護装置の更新、発電機の消火装置の更新、クレーンの更新および改修、取水ロススクリーンの交換、3号機の再稼働。						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して						
		(明示されていない)						

<p>(4) 意思決定事項の実現の方法と採用技術</p>	<p>Waitaki 改修プロジェクト調査の一環として、技術分野、運転および環境影響、第三者への潜在的影響を含め、すべての資産が評価された。充実したビジネスケースを作成し、復旧工事を進める資金調達承認を取得するため、事前F/S調査およびその後のF/S調査が実施された。</p> <p>一部の複雑かつ固有の復旧工事に関する範囲と費用を確定するため、専門家と実際の請負業者の施工者早期参加方式 (ECI) を使用して、実用的なソリューションを開発し、現実的な費用見積りを提示した。</p> <p>水車と発電機の更新は、耐用期間終了の問題に対処し、追加発電エネルギーの利益をもたらす手段であるが費用が高くなる。予備の発電容量を使用できるWaitaki 発電所の状況に基づき、3号機を再稼働することで利用可能な発電容量を増加させることが確認され、コストのかかる水車と発電機の更新を延期した。</p> <p>技術経済評価を経て、3号機を再稼働することで利用可能な発電容量を増加させることが決定された。これにより、全7基の発電ユニットによる105 MWの全容量に戻る。</p>
<p>参考文献・出典等</p> <p>IEA 水力実施協定 ANNEX 11 水力発電設備の更新と増強 第二次事例収集(詳細情報) NZ.02_Waitaki https://www.nef.or.jp/ieahydro/contents/pdf/4th_a11/nz/02.pdf</p>	

プロジェクト名

Benmore 設備改修プロジェクト

発電所名		Benmore 発電所						
運開時期		1965	工事完了時期		2010			
所有者		Meridian Energy 社						
国		ニュージーランド						
最大出力	kW	540,000	工事完了後		(明示されず)	増加率(-%)		
最大使用水量	m ³ /s	(明示されていない)						
有効落差	m	(明示されていない)						
意思決定の内容		修繕	更新増強	改造	増設	再開発	廃止	その他
(いずれかに○)			○					
意思決定時期		2005						
対象構造物		水車ランナー、励磁系、自動電圧調整装置、系統連系変圧器、発電機						
・ 要因		経年劣化						
・ 事象(要因により発生する現象)		発電停止、設備機能低下、発電効率・稼働率低下						
リスク		回避						
・ 発電所運営上の障害		発電収益低減、費用増嵩、保守要員の安全性低下						
・ 具体的なリスク対応		電器設備更新・改造						
(1) 現在の状況		(意思決定前)						
1) 状況		電気設備他の経年劣化に対し水車ランナー等の更新により発電電力量を増加。Benmore 発電所は、ニュージーランド国内で100%再生可能エネルギーを利用した発電設備の中で2番目に大きな発電所。水車ランナーはキャビテーション壊食を受け、度重なるランナー補修が行われ、の断面形状が変化していた。また、既設16kV空気遮断器が緊急保護用として設置されていたが、寿命が近く信頼性も低下。さらに、励磁系は経年化に伴う故障が発生し、ますます多くの保守作業が必要となっていた。						
2) 稼働状況		Benmore 発電所は、Meridian 社のポートフォリオで供給されるエネルギーの約17%を占める。						
3) リスク		意思決定をしない場合に潜在するリスク 補修を重ねた水車ランナーによる効率低下。 メンテナンス作業時間の増加や修理停止時間の長期化。 キャビテーション補修コストの増嵩。 空気遮断器の信頼性低下によりTranspower 社の変圧器と関連機器へ重大な危険をもたらす。 機器を活線状態でメンテする必要があるため、関連するプラントに重大な二次的損傷を与え、運転員および保守作業員にリスクを及ぼす破局的機器故障のリスク。 励磁および自動電圧調整は、1950年代の技術に基づいており、将来的に故障が起これば、予備部品や保守専門作業員が減っているため、長期的なユニット停止につながる。						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスク 1基のHVDCポールを撤去する決定が下されたことから、Meridian 社とグリッド所有者・運営者であるTranspower が緊密に協力する必要があった。						
(2) 優先事項		費用便益とMeridian 社の長期目標を考慮した上で、最適な作業範囲を推定して最低限の費用でリスクに対処する。						
(3) 戦略		意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して 水車ランナーの交換。 励磁系と自動電圧調整装置の部品交換。 安全性と信頼性を改善するための補機類の近代化。 3台の225MVA系統連系変圧器の新設及び系統ないし系統接続点構成の変更。 全発電機械部分のオーバーホール。						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して Benmore 改修プロジェクトの一部としてグリッド注入ポイント更新に関する計画作業範囲をレビューし、新規および追加の資本プロジェクトであるBenmore 最終(電気)構成プロジェクトを実施。						

<p>(4) 意思決定事項の実現の方法と採用技術</p>	<p>プロジェクトでは、Meridian Energy の戦略的資産管理計画プロセスの成果として特定され、リスク管理の枠組みを使用して、緩和する必要があるリスクと資産価値を拡大する機会を含む、ランク付けされたリストが作成された。</p> <p>工学的リスクレビューにおいて、Benmore発電所の基本運転システムが設計/動作寿命の終了に近づいていることが判明し、重大なリスクと可能性が特定された。</p> <p>最適な作業範囲および時期を引き出し、投資の利益を極大化し、Meridian の長期目標および戦略に合致させることを目的として、各種の改修オプションの技術的および商業的分析が実施された。</p> <p>CFD分析およびモデル試験により、水車ランナー及びその他機器を交換することで、低下した効率を少しずつ回復し、新たに増分を得る可能性が確認された。</p> <p>使用水量を増やさず、年間約70GWhの発電電力量を増やせた。</p>
<p>参考文献・出典等</p> <p>IEA 水力実施協定 ANNEX 11 水力発電設備の更新と増強 第二次事例収集(詳細情報) NZ.01_Benmore https://www.nef.or.jp/ieahydro/contents/pdf/4th_a11/nz/01.pdf</p>	

プロジェクト名

Kainji発電所の電気機器設備の改修

発電所名		Kainji発電所						
運開時期		1969	工事完了時期		不明			
所有者		Power Holding Company of Nigeria (PHCN)						
国		ナイジェリア						
最大出力	kW	760,000	工事完了後 (明示されず)					
最大使用水量	m ³ /s	(明示されず)						
有効落差	m	38.10						
意思決定の内容		修繕	更新増強	改造	増設	再開発	廃止	その他
(いずれかに○)			○					
意思決定時期		2011						
対象構造物		水車、変圧器、制御装置(DCS)、鋼構造物他						
・ 要因		経年劣化						
・ 事象 (要因により発生する現象)		発電停止						
リスク		回避						
・ 発電所運営上の障害		発電量減						
・ 具体的なリスク対応		補修と更新によるリスク回避						
(1) 現在の状況		(意思決定前)						
1) 状況		Kainji発電所は、1963～1969年に建設され、単機出力80MW～120MWの8unitで総出力760MWのダム式発電所である。約40年が経過し、発電所出力は総出力760MWの1/3程度であった。このため、2011年、5,6,12unitのみならず、ガバナ、励磁システム、変圧器等、監視・保護、クレーン、取・放水口鋼構造物等の更新、補修を実施した。						
2) 稼働状況		運開後約40年が経過し、5unitは数年間停止状態、6&12unitはフル出力が出来ず、しばしば停止し、発電所出力は総出力760MWの1/3以下の225MW程度であった。						
3) リスク		意思決定をしない場合に潜在するリスク						
		発電停止						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスク						
		現状設備の曖昧な状況把握に基づく改修実施に対する費用の増嵩						
(2) 優先事項		明記されていない						
(3) 戦略		意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して						
		ナイジェリア国の最大出力発電所であり、停止の場合、電力の供給力不足						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して						
		正確な既設設備の状態評価に基づく、最適改修計画の策定と実行。						
(4) 意思決定事項の実現の方法と採用技術		<ul style="list-style-type: none"> ・水車は、高ヘッドと大きな可変幅に対応できるように固定翼からカプラン型水車に変更され、ケーシングは新しいものに取替えられた。 ・変圧器の経年劣化の評価には、絶縁紙の重合(polymerization)の割合を測定することで行った。 ・戸溝の状況調査には、濁った水中でも戸溝の水 midpoint 検が行えるように、清澄水タンクを使用した水中カメラを使用した。 						
参考文献・出典等		Hydro2019 Conference Paper https://en.wikipedia.org/wiki/Kainji_Dam						

意思決定好事例 要因分析表

プロジェクト名

9(水力発電所の性能と柔軟性向上)

発電所名		Cabril水力発電所						
運開時期		1954	工事完了時期 (明示されていない)					
所有者		EDP (ポルトガル電力公社)						
国		ポルトガル						
最大出力	kW	54,700	工事完了後				58,000	増加率(6%)
最大使用水量	m ³ /s	54.00	※水車ランナー等更新と同時に使用水量を61.2m ³ /sに変更					
有効落差	m	108.00						
意思決定の内容		修繕	更新増強	改造	増設	再開発	廃止	その他
(いずれかに○)			○					
意思決定時期		(明示されていない)						
対象構造物		水車ランナー、周辺機器						
・ 要因		社会的対応						
・ 事象 (要因により発生する現象)		電力需要への柔軟性向上						
リスク		回避						
・ 発電所運営上の障害		発電収益の低減						
・ 具体的なリスク対応		水車ランナーの更新と周辺機器の調整						
(1) 現在の状況		(意思決定前)						
1) 状況		発電の柔軟性向上への社会的要請に応じ、水車ランナー及び周辺機器を調整・更新。水力発電所の性能と柔軟性向上: Cabril水力発電所の増強例についての報告。既存の水車ランナーの羽は11枚。1955年の試運転時、水車発電機の最高効率49MWの時89.6%であった。発電容量(出力)増大の要請があった。						
2) 稼働状況		年間発電電力所は平均で300.7GWh。						
3) リスク		意思決定をしない場合に潜在するリスク						
		発電容量(出力)増大の要請にこたえることができない。						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスク						
		費用増嵩						
(2) 優先事項		(明示されていない)						
(3) 戦略		意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して						
		水車ランナーの更新と周辺機器の調整を実施する。						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して						
		デジタル化、ビッグデータ、データ分析、IOT、再生エネルギーの拡大、発電の分散化、エネルギーの貯蔵、柔軟性(発電機会に対する応答性)向上、規制強化、競争の激化などに適用する設備とする。高頻度の起動が可能であることや、負荷増減速度が速いこと、低負荷運転が可能なのは、発電所の応答性を向上させ、システムの柔軟性と安定性にも寄与する計画とする。						

<p>(4) 意思決定事項の実現の方法と採用技術</p>	<p>水車ランナーの設計では、寸法上の制約や運転の幅に合わせて計画し、水の摩擦は考慮せずに4種の運転ケース(使用水量と落差の組合せ)についてシミュレーションを実施した結果、キャビテーションが発生しないことを確認した。水車ランナー更新後に、タービンとその周辺機器、目視点検や非破壊検査、挙動の計測等を実施し、運転幅を広げた状態での運転が可能かどうか確認し、付属設備(変圧器、遮断機、母線、計器用変圧器等)についても目視点検や書類上の確認等により確認を行った上で、試運転の実施により確認した。なお試運転時にシャフト周辺に加速度計や変位計を設置し挙動を確認した結果、対応するISO 7919-5(非往復動機械の機械振動-回転軸における測定及び評価基準)に対し、そのほとんどはAゾーン(新設同様)に属し、良好な状態であることが確認された。また、3つのベアリングハウジングの絶対振動も、ISO 10816-5(機械振動-非回転部の測定による機械振動の評価)に対し、Aゾーン(新設同様)と言う評価を得た。水車ランナー以外の発電機や接続金具、変圧器、電圧調整装置等には一切手を加えることなく、落差108mに対して最大出力57~58MWまで運転可能となった。効率は5.3%改善された。更に、コスト的な余裕がある場合には、ユニットのガバナー、遮断器、計器用変圧器(CT、VT)等を調整することにより、出力を60-62MWに引き上げられる可能性がある。Cabril水力発電所の水車ランナー更新は、不随する幾つかの部品を調整することにより、その他の機器を更新することなく、材料や製造技術の向上および設計や解析手法の技術的進歩により、出力UP等の目的を達成することができた事例である。</p>
<p>参考文献・出典等</p> <p>Increase hydropower plant performance and flexibility: The Cabril hydropower plant repowering case</p> <p>https://www.waymarking.com/waymarks/WMY24X_Estao_hidroeltrica_do_Cabril_Leiria_Portugal</p>	

意思決定好事例 要因分析表

プロジェクト名

Water pouring like flood inside power house caused by turbine 2 crash with vibration

発電所名		Sayano-Shushenskaya発電所						
運開時期		1963	工事完了時期		2021			
所有者		the Soviet-time Minister of Energy and Electrification Pvoir Neporozhny						
国		ロシア						
最大出力	kW	6,400,000	工事完了後		変更なし			
最大使用水量	m ³ /s	(明記無し)	不変					
有効落差	m	(明記無し)	不変					
意思決定の内容		修繕	更新増強	改造	増設	再開発	廃止	その他
(いずれかに○)			○					
意思決定時期		2009						
対象構造物		発電所・水車発電機機器						
・ 要因		維持管理不足						
・ 事象(要因により発生する現象)		水車発電機の故障に起因した発電所損害						
リスク		回避						
・ 発電所運営上の障害		発電所運転不可						
・ 具体的なリスク対応		水車発電機・発電所修繕						
(1) 現在の状況		(意思決定前)						
1) 状況		<p>本事故では、2号機にトラブルがあり、大規模な損害につながった。2号機トラブルまでの経緯は下記のとおり。</p> <p>1979年に据付が完了し、据付後の1980年から、1983年を通して、封水、水車軸の振動、およびベアリングに関する多くの問題が発生。</p> <p>2000年に水車の再調整の実施し、ランナの亀裂・空洞の補修を実施。</p> <p>2005年に前回と同様の欠陥が見受けられたため、ランナの亀裂の補修を実施。</p> <p>2009年(1月~3月)に近代化、および補修を実施。電気式油圧サーボの導入や、前々回の補修と同様にランナの亀裂・空洞が見られたため、再度修理。修理後の測定において、全負荷時に0.15mmの振動の増加があったが、許容値以内であった。運転再開後、7月に初めて振動値が許容値を超えた。</p> <p>そして2009年8月17日の3時45分に、出力600MWに増加した後、停止途中に水車上カバーのボルトが断裂し、水車・発電機が故障、他の機械含め大規模な事故が発生した。</p>						
2) 稼働状況		劣化等に起因する問題はあるが、補修を繰り返し運転している状況。						
3) リスク		<p>意思決定をしない場合に潜在するリスク</p> <p>水車・発電機の故障。またそれに伴う発電所の損壊、無効放流の発生</p> <p>意思決定事項を実行する際に潜在するリスク</p> <p>人件費・修繕費の増加</p>						
(2) 優先事項		特に明記されていない。						
(3) 戦略		<p>意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して</p> <p>発電所・損傷機器の修繕</p> <p>意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して</p> <p>明記無し</p>						
(4) 意思決定事項の実現の方法と採用技術		<p>事故調査・報告による、原因究明</p> <p>新規技術はなし</p>						
参考文献・出典等								
https://en.wikipedia.org/wiki/2009_Sayano-Shushenskaya_power_station_accident								

プロジェクト名

13(二次システム改修と制御システム更新に関する課題)

発電所名		Fala水力発電所						
運開時期		1905年4月	工事完了時期		1905年7月			
所有者		DEM-Drava River Power Company						
国		スロベニア						
最大出力	kW	60,000	工事完了後		60,000	増加率(0%)		
最大使用水量	m ³ /s	(明示されていない)						
有効落差	m	(明示されていない)						
意思決定の内容		修繕	更新増強	改造	増設	再開発	廃止	その他
(いずれかに○)			○					
意思決定時期		(明示されていない)						
対象構造物		二次システム、制御システム						
・ 要因		効率化・運用見直し						
・ 事象(要因により発生する現象)		維持管理効率化						
リスク		低減						
・ 発電所運営上の障害		費用増嵩						
・ 具体的なリスク対応		発電所の遠隔操作化と完全自動化						
(1) 現在の状況		(意思決定前)						
1) 状況		急激な環境変化(サイバーセキュリティ、分散電源への要請、国や欧州の規定による保守および運転員への義務拡大)に応じて発電システム更新 Fala水力発電所の二次システム改修と制御システム更新に関する課題についての報告。 ハードとソフトの寿命が短くなってきていることに対応。						
2) 稼働状況		システムの運用に人員が必要であり、発電所が100kmと離れている。						
3) リスク		意思決定をしない場合に潜在するリスク 二次システムの陳腐化。 意思決定事項を実行する際に潜在するリスク 二次システム改修中における発電所利用率の低下。						
(2) 優先事項		新規の技術は、付随する課題と費用が伴うが、DEMとしてはインフラを標準化することで、保守作業、制御、社員の訓練等を簡素化し、今後の性能UPを容易にするための取組みを進める。						
(3) 戦略		意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して 二次システムの改修を実施。 二次システムとは、発電所の制御系(分散制御)、電気保護系、自動化機器、電源供給設備、遠隔制御系を含む。 現在、発電所は完全に自動化され遠隔で制御 意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して 新規の設備と25年使用してきた設備の取合い調整は、やり直しを繰り返して進めなければならなかった。						
(4) 意思決定事項の実現の方法と採用技術		二次システムの改修は現場にスタッフが常駐しない方法で実施した。 システムの更新は機器の更新工事に合わせて実施した結果、発電所の利用率低下を最小限に抑えることが出来た。なお遠隔装置のソフトウェアはMariborから調整を行った。 1990年に発電機、次いで発電所制御室の監視制御システム(SCADA)、デジタル制御ユニット、完全遠隔制御化が実施され、Maridorから操作している。 これまで、監視制御システム(SCADA)は、独立した又は隔離されたシステムであったが、システムのプロセスイメージを遠隔で更新できるようになった。ただし、遠隔でアクセスできるシステムであるため、定期的なセキュリティの更新が必要となる。 二次システムの更新費用は、同規模の発電所建設コストの約5%。1918年にFala発電所が開業した時は260人が雇用されていた。現在、発電所の一部が博物館として維持されているが、自動化や周辺機器、検出器、情報処理技術の進歩によって、人員が90%削減された。						
参考文献・出典等		Secondary systems refurbishment and problems concerning the control system upgrade at the Fala hydropower plant						

プロジェクト名

Almendraダム(右岸脇ダム)アスファルトフェーシングの改修

発電所名		Villarino揚水発電所						
運開時期		1970	工事完了時期					
所有者		(Iberdrola; 明示無し)						
国		スペイン						
最大出力	kW	810,000	工事完了後					
最大使用水量	m ³ /s	(明記無し; 約250)	不変					
有効落差	m	(明記無し; 約400)	不変					
意思決定の内容		修繕	更新増強	改造	増設	再開発	廃止	その他
(いずれかに○)		○						
意思決定時期		2018						
対象構造物		Almendraダム右岸脇ダムのアスファルトフェーシング						
・要因		経年劣化(紫外線による劣化)						
・事象(要因により発生する現象)		部分的なひび割れ拡大・進行						
リスク		回避						
・発電所運営上の障害		ダム止水機能の低下						
・具体的なリスク対応		補修と更新によるリスク回避						
(1) 現在の状況		(意思決定前)						
1) 状況		<p>Almendraダム(H=202m, アーチダム)の右岸脇ダムはアスファルトフェーシング式ロックフィルダム(H=31m, L=1,673m, 上流勾配1:1.75)である。アスファルトフェーシングの一部は1970年の運開後、約20年が経過した1991年に、主に紫外線による劣化が確認されたため、瀝青材の吹付による補修が行われた。</p> <p>その後、2018年になって表面の再劣化が部分的に確認された。ひび割れはフェーシング層を貫通していないため漏水は微量であるが、計画(1991年段階?)どおりに、今回、再補修を行うこととした。</p>						
2) 稼働状況		漏水量は微量のため、発電運用に特に問題なし。						
3) リスク		意思決定をしない場合に潜在するリスク						
		ひび割れの進行による漏水量増加						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスク						
		不適切な補修工による再々劣化による工事費増加						
(2) 優先事項		明記されていない。						
(3) 戦略		意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して						
		劣化程度が小さく漏水量が多くない段階での予防保全的な補修						
		意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して						
		適切な補修工の採用						
(4) 意思決定事項の実現の方法と採用技術		<p>今回補修は、Muela揚水発電所上池の補修工での成功事例を背景に、劣化範囲・程度および補修費が大きくない段階で計画的・予防保全的に実施したものである。補修実施にあたっては、下記の技術等を採用した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ひび割れ状況マップの作製(遠隔操作飛行体システムによる) ・十分な表面処理 ・ひび割れ補修時の温度管理(ひび割れ個所の加温と材料温度) ・適切な施工機器・装置(急傾斜面对応)の採用と品質管理 						
参考文献・出典等		Hydro2019 Conference Paper						

プロジェクト名

Nalubaale & Kiira 発電所の増設・改修

発電所名		Nalubaale水力発電所・Kiira水力発電所						
運開時期		N: 1954/K: 1968	工事完了時期		N:1996/K:2007			
所有者		ウガンダ政府						
国		ウガンダ						
最大出力	kW	N:150,000 / K:200,000		工事完了後		N:180,000 / K:200,000		
最大使用水量	m ³ /s	(明記無し)		不変				
有効落差	m	(明記無し)		不変				
意思決定の内容		修繕	更新増強	改造	増設	再開発	廃止	その他
(いずれかに○)			○					
意思決定時期		不明						
対象構造物		水車発電機						
・ 要因		経年劣化・維持管理の不徹底						
・ 事象(要因により発生する現象)		老朽化に対応するための使用機器のスペアパーツの入荷不足による、補修不可						
リスク		回避						
・ 発電所運営上の障害		安定供給低下						
・ 具体的なリスク対応		機器の更新によるリスク回避						
(1) 現在の状況		(意思決定前)						
1) 状況		Nalubaale水力発電所は、1954年から1968年の間に当時では最新の水車発電機・補機の据え付けがなされた。しかし、紛争が原因で十分な維持管理が出来ず、長期の運用の結果、スペアが入手できず、機器の補修が困難となった。 Kiira水力発電所はNalubaale発電所の増設として建設され、2000年から2006年の間に当時では最新の水車発電機・補機の据え付けがなされた。建設後、キイラ発電所と命名された。しかし、技術の急速な変化により、電子機器のスペアパーツの部品のスペアが不足する状態となり、補修ができない状態となってしまった。						
2) 稼働状況		明示なし						
3) リスク		意思決定をしない場合に潜在するリスク 機器損傷による発電停止による、国内の深刻な電力不足。 意思決定事項を実行する際に潜在するリスク 機器修繕費用の発生						
(2) 優先事項		特に明記されていない。						
(3) 戦略		意思決定をしない場合に潜在するリスクに対して 故障を避けるための、機器交換の実施。 意思決定事項を実行する際に潜在するリスクに対して 取り換えに必要な機器を選定し、部分取り換えを実施。						
(4) 意思決定事項の実現の方法と採用技術		取り換えが発生した機器は電子機器や古くなった機械が多いことから、取り換えを実施すべき機械を選定し、取り換えを行っている。 備考として、Nalubaale発電所は改修によって、150 MWの定格出力が180 MWに増加した。 採用技術は特になし。						
参考文献・出典等								
https://www.hydroreview.com/2020/05/22/eight-om-steps-to-extend-the-longevity-of-hydropower-plants/#gref								
https://en.wikipedia.org/wiki/Kiira_Hydroelectric_Power_Station								
https://en.wikipedia.org/wiki/Nalubaale_Hydroelectric_Power_Station								