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）

カテゴリー及びキーポイント

Main: 1-d) アセットマネージメント、戦略的アセットマネージメント及びライフサイクル・コスト分析

Sub： 1-a) 国および地方のエネルギー政策

2-a) 電気機械（E/M）機器の技術革新と適用拡大

プロジェクト名	： Hol 1 水力発電所の更新・増強
国名（州／県を含む）	：ノルウェー、Buskerud 郡、Hol 市
実施機関／団体	：E-CO Energi AS
実施期間	：2006～2018 年 初期調査、契約、技術者派遣 2009～2012 年 工事実施
更新と増強の誘因	：(A) 老朽化及び故障頻発(a,b)、(C) 発電機能向上の必要性(a)
キーワード	：機器の劣化、高経年化 E&M 機器の交換、発電量の増加、効率改善

要旨

Hol 1 水力発電所は 4 基の縦型機器で構成されている。1 号機と 2 号機は Votna 川の Varaldsetvatn 瀑布(HRL 1005, LRL 997 MASL)を利用しており、3 号機と 4 号機は Urunda 川の Strandavatn 瀑布(HRL 978, LRL 950 MASL) を利用している。放水路は Storåne、598 MASL（平均海抜標高 m）までとなっている。最初の 2 基は 1949 年に運転開始され、3 号機と 4 号機は、それぞれ 1955 年 と 1956 年に運転開始されている。

更新前の総容量は 186 MW であった。経年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。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、4 基の改修が開始された。新しいタービンランナーにより、1990 年代初めのノルウェー電力市場の規制緩和を受けて求められていたとおり、効率が向上して発電量が増加した。

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された。タービンは新しいラビリンスシールに改良された。タービンはまた、1990 年代に改修されたが、当初のタービンランナーは 2009 年から 2012 年の増強まで、使用されてきた。

新しいタービンランナーにより、効率が向上して設計流量が増加し、総容量は以前から 34 MW 増加した。増加した発電量は 15 GWh/年になるものと予想された。この見積もりは、水路の水頭損失がわずかに減少したタービンと発電機の効率向上に基づく。さらに、発電機から変圧器までの高電圧母線が断面積の大きな母線に交換され、発電量がもう少し増加した。

Hol 1 プロジェクトが完了した後、タービンの効率計測、発電機効率改善の計算値及び中電圧構造物の損失低減に基づき発電量の増加が計算された。これらの計算により、Hol 1 の合計発電量増加は約 20 GWh 、即ち、予想より 5 GWh 多いことが示されている。

追加発電のための単位コスト（ノルウェー・クローネ/kWh）は高いが、投資は将来的に有利であると思われる。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。これにより、更新に適した時期を見極めることが重要であるという点が実証される。

更新は 2009 年～2012 年の期間に実施され、タービン、発電機、制御系、発電機から変圧器までの高圧導体に関連する作業を含んでいた。ノルウェーの同様のプロジェクトで一般的であるとおり、許可の新規取得や更新は不要であった。

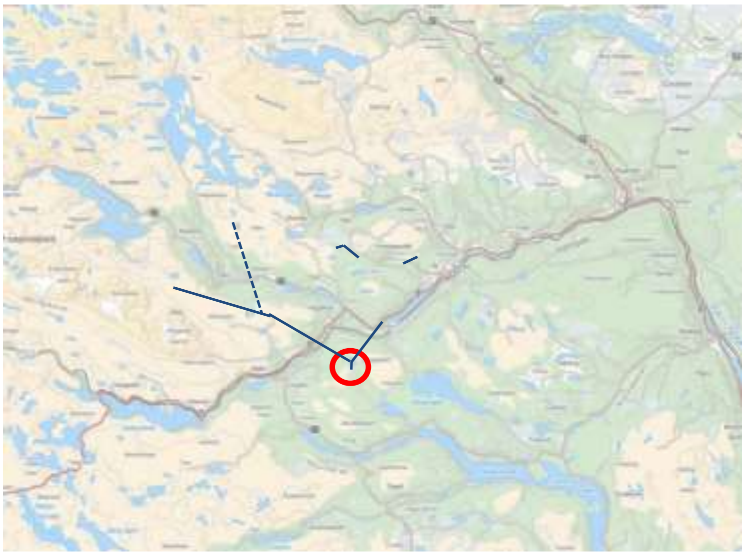
1. プロジェクトの概要（更新／増強前）

Hol 1 発電所は、ノルウェーの首都オスロの北西 230 キロメートルの Hallingdal 谷に所在している。初期には、その電力は専らオスロ市の公共で使用されていた。Hallingdal 地方からオスロまでの送電線が、この目的のために、建設された。1990 年代の電力市場自由化の後、当該発電所の電力は電力市場で販売されている。

Hol 1 発電所の集水域の面積（Votna 川と Urunda 川）は 721 km² である。年間平均雨量は 1km² あたり約 1.0～1.3 m であり、合計貯水容量は 8 億 7150 万 m³ である。

Hol 1 水力発電所での建設工事は、第二次世界大戦の直前に開始され、Votna と Urunda という 2 つの支流から構成される。完成時には、支流ごとに 2 基ずつ、4 基が設置された。各ユニットはノルウェーKværner Brug が製造した垂直フランシスタービンを備える。発電機は、ノルウェーNorsk Elektrisk Brown Boveri（NEBB）から納入された。1 基目のユニット（Votna、1 号機）は 1949 年前期に稼動し、2 基目のユニット（Votna、2 号機）も同年内に稼動し、残り 2 基は 1955 年（Urunda、3 号機）および 1956 年（Urunda、4 号機）に稼動した。

ユニット 1 号機及び 2 号機の総落差は 400m を少し超え、1949 年時点ではフランシス水車では世界一の落差であった。また、これらのユニットは発電出力も 44MW で世界一であった。



Hallingal にある Hol 1 発電所、Urunda 支流(左)及び Votna 支流(右)の位置

Hol 1 発電所の水圧鉄管、屋外発電所及び開閉所

Hol 1 発電所は第二次世界大戦前に一部計画されており、屋外の水圧鉄管と地上の発電所を有し、ノルウェーでは最も大規模な水力発電所であった。後にノルウェーでは、数多くの同規模又は小規模の地下発電所と圧力式シャフトを有した水力発電所が建設された。

Votna 集水域 (1 号機と 2 号機):

Stolsvatn 貯水池(HRL 1091, LRL 1078 MASL)が「Votna 発電所」の主たる貯水池である。水はここから川を通って Rødungen 貯水池に導かれる。小規模な Bergsjø 貯水池からの水も Rødungen 貯水池に導かれる。水はトンネルを通り Varaldsetvatn 取水池（HRWL 1005, LRWL 997)に落とされる。

Varaldset ダムの写真

Votna 水系の貯水量は 2 億 5200 万 m^3 である。貯水量に制限があるため、一定量の水は Stolsvatn から川を通って導かれる。この川の流れは Urunda 支流にの Greinefoss 取水口（ページ 3 の地図参照）に落ちて、そこでトンネルに入り「Urunda 機器」（3 号発電機と 4 号発電機）に供給される。

水は、Varaldset 貯水池から、断面積 18 m^2 の導水路トンネル 4.5 キロメートルを通って配水池に導かれる。Hol 1 発電所は屋外に設置されており、Varaldset からの水は、別々の屋外の導水路で 1 号機と 2 号機に落とし込まれる。 それぞれの導水路の長さは約 840 m であり、パイプの径はから 1500 ～2200 ㎜である。

Urunda 集水域 (3 号機と 4 号機):

Strandavatn 貯水池(HRL 978 LRL 950 MASL）が Urunda マシンの主たる貯水池である。断面積 22 - 24 m^2 の 17 km の導水路が水を配水池まで導いている。トンネルの途中を横切っている 3 本の小さな川もそのトンネルに導かれる。水は、別々の屋外の導水路で 3 号機と 4 号機に落とし込まれる。それぞれの導水路の長さは約 770 m であり、パイプの径は 1500～2200 mm である。

Strandavatn ダムの写真

Strandavatn 貯水池は 5 億 5400 万 m^3 である。従い、Stolsvatn の下の貯水池から 6600 万 m^3 を入れることが可能である。この水は Greinefoss 取水口から導水路トンネルに導かれる。

Hol 1 水力発電所の更新前

Hol 1 水力発電所の更新前のデータは下表に示すとおりである。

支流名	貯水池 (mill. m^3)	最大出力 (MW)	発電電力量 (GWh/year)
Votna	251.7	88	348
Urunda	619.8	98	406
Sum	871.5	186	754

2. プロジェクト（更新/増強）の内容

2.1 誘因及び具体的なドライバー

プロジェクト実現の主な根拠は、老朽化に伴い必須設備の効率が低下していたことであった。効率を上げて発電量を増やすため、更新が計画された。原因については、2.3 項以降で詳しく説明する。

① 状態、性能、リスク影響度等

(A)-(a) 老朽化/故障頻発—効率向上

新規の更新した E&M 機器は、旧式の機器より効率にすぐれる。さらに、総容量が増加し、発電量が増加する。

(A)-(b) 老朽化/故障頻発—耐久性、安全性、信頼性向上

Hol 1 の E&M 機器は、60 年近い稼動により消耗している。更新せずに稼動を続けると、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、倒壊リスクが高くなる）。改造された機器は、数十年間、耐久性と安全性を保証する。

② 価値（機能）の向上

(C)-(a) 発電機能向上の必要性—効率向上、増設、出力・アワー増

Hol I 水力発電所の更新は、主に劣化およびリスクによって開始された。ただし、発電量の増加は追加的な可能性であり、機器を近代化したときに副産物として達成された。目標は、既存の発電量を維持するだけでなく、可能であれば発電量を増加させることと表明された。

③ 市場における必要性要求

特定の市場要件はなかった。Hol 1 水力発電所の更新は、ノルウェー電力証書市場が実現する前に実施された。

2.2 経　緯

計画・施工プロセス

2006	初期検討
2007	契約
2008	詳細エンジニアリング、発注
2009	1 号機の機械作業
2010	4 号機の機械作業
2011	2 号機の機械作業
2012	3 号機の機械作業

2.3 内　容（詳細）

1-d) アセットマネジメント、戦略的アセットマネジメント、ライフサイクルコスト分析

これらの検討は（ノルウェーの他の電力会社と同じく）E-CO Energi でも続いており、Hol I 水力発電所でも同様である。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。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。最終範囲は、これらの検討に基づいて決められた。

1-a) 国および地方のエネルギー政策

現在および過去に、ノルウェー政府は、改修（既存の水力発電所の更新および拡張）によって再生可能発電を増加させることを優先目標とすると表明してきた。そのような措置は、多くの場合、未開発地域に発電所を建設するよりも環境影響が小さい。

2-a)電気機械装置の技術革新と適用拡大

古い機器は消耗して効率が低下する。他の技術作業も計画に考慮された。プロジェクトの特定の新規ソリューションが開発されたわけではないが、最新の機器を取得することが重要であった。選択は、タイプ、製造者、費用、これまでの経験、専門家の助言など、調査と最新の知識に基づくものであった。

以降では、カテゴリー基準の追加的な詳細について説明する。

業務範囲

2009 年～2012 年の更新には、以下の処置が含まれた。

1 号機と 2 号機:

- 新しい発電機の完成
- 新しいタービン、渦巻ケーシングと吸い出し管は除く
- 新しい入口弁とガバナー
- 新しいユニット制御システム
- 新しい発電機から変圧器への高電圧コンダクター

3 号機と 4 号機:

- 新しい発電機、ロータートとスラストベアリングブラケットを除く
- 新しいタービン、渦巻ケーシングと吸い出し管は除く
- 新しい入口弁とガバナー.
- 新しいユニット制御システム
- 新しい発電機から変圧器への高電圧コンダクター

更新前後のユニット

次の表に、更新前のユニットのデータを示す。

当初のユニットデータ

集水域:	ユニット番号.:	年:	定格タービン出力:	定格発電機出力:	年間発電量:	定格有効落差:
Votna	1	1949	44 MW	50MVA	348 GWh	385 m
	2	1949	44MW	50MVA		385 m
Urunda	3	1955	49MW	50MVA	406 GWh	350 m
	4	1956	49MW	50MVA		350 m
合計			186MW		754GWh	

改良後のユニットデータ（更新前の見込み）

集水域:	ユニット番号:	定格タービン出力:	定格発電機出力:	年間発電量:	有効落差:
Votna	1	57 MW	65MVA	355 GWh	395 m
	2	57 MW	65MVA		395 m
Urunda	3	53 MW	65MVA	414 GWh	355 m
	4	53 MW	65MVA		355 m
合計		220MW		769GWh	

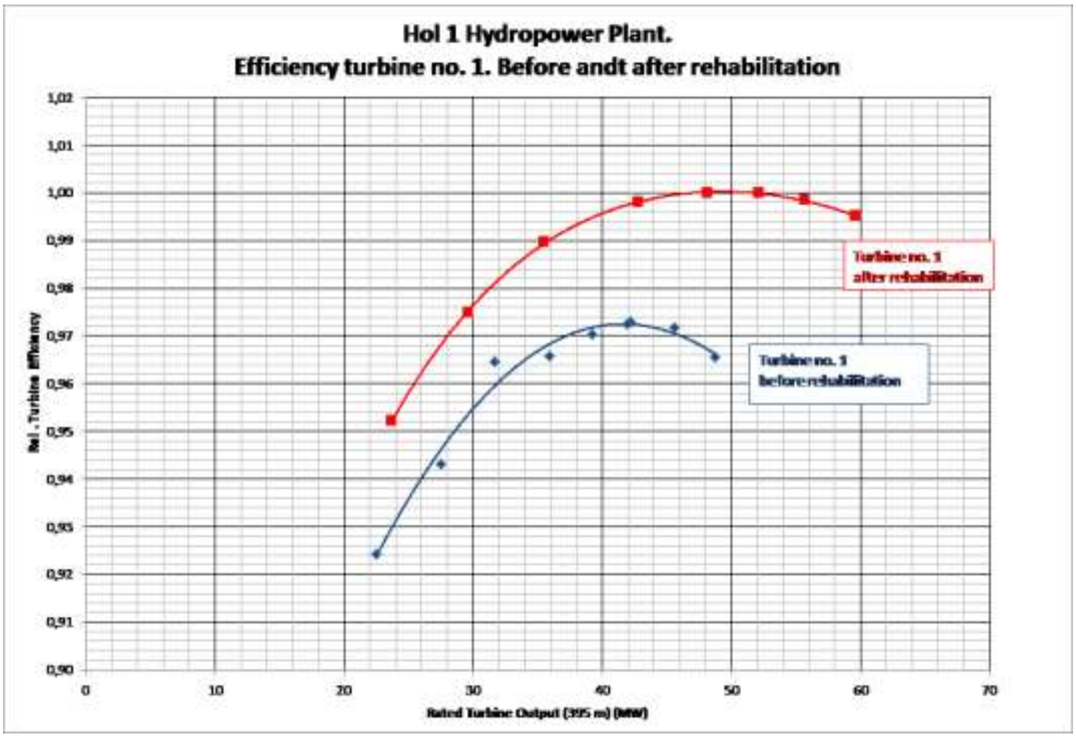
15 GWh の発電量増加は、タービンと発電機の効率が向上することが予想されたためであった。

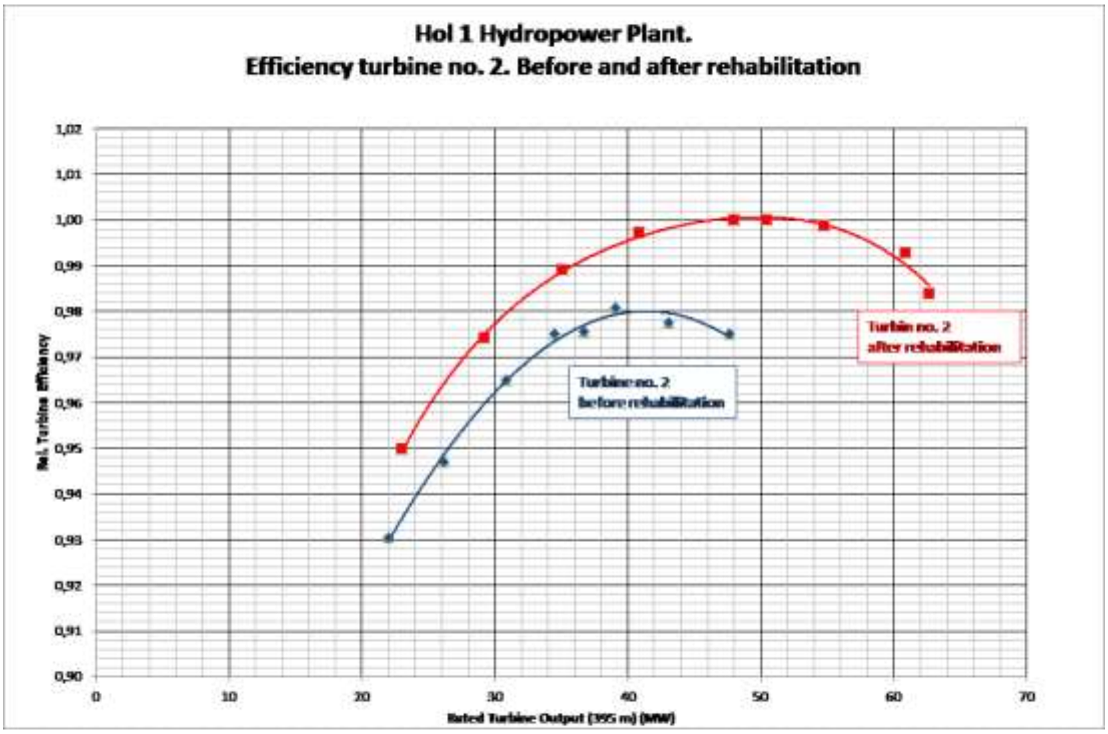
タービンから取り外された古いランナー

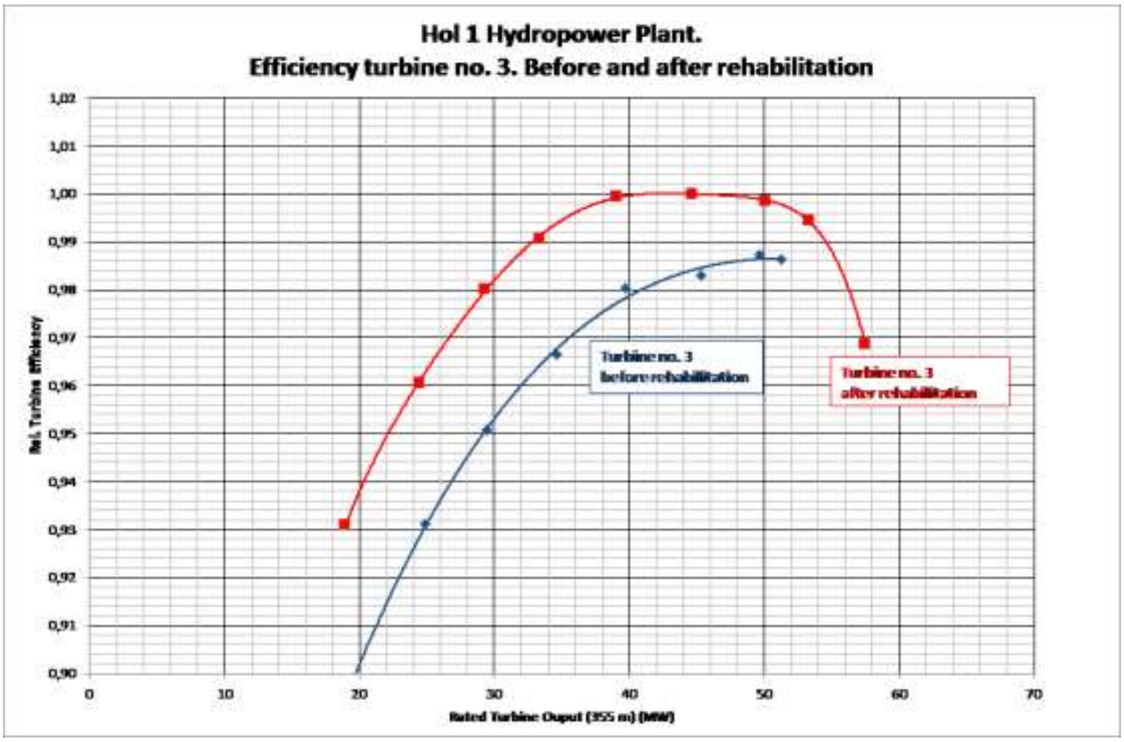
取り付け中の新しいランナー

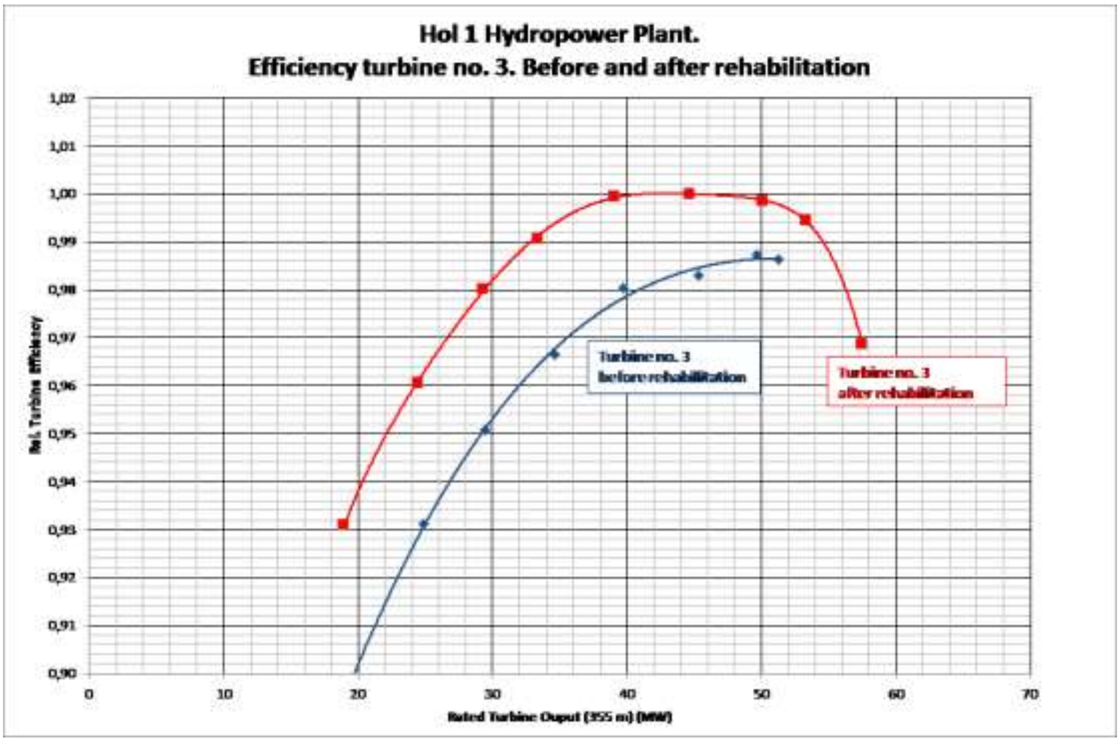
熱力学的測定

タービンランナーの熱力学的測定は、特に 90 年代の改修に関連して、年間を通じて何度か実施された。2009 年にプロジェクトが開始されるまで、最近の改修から 20 年近く稼動して効率が低下していることが予想されたため、タービンに多少の保守作業が実施されるものと考えられていた。2009 年～2012 年に各タービンを改修する前に、熱力学的測定が実施された。以下の表に結果を示す。新しいタービンランナーについて測定された効率も図に示す。









改修後に実施された熱力学的効率測定の結果から、ベンダーの保証が完全には満足されていないことが示されている（ベンダーの保証値がダイアグラムに示されていない）。

その他

Hol 1 発電所のタービンと発電機の改修と部分的交換に加え、既設のゲートバルブがボールバルブに交換された。また、30 バールの油圧で作動していた古いレギュレータは 110 バールの油圧で作動する新しいレギュレータに交換された。

改良工事の過程で、翼と渦巻ケーシングはそのままにして、吸出し管コーンの鉄シート、安全弁及びバルブ出口にサンドブラストを施した。各マシンからの電気出力が増大することにより、発電機から変圧器までのコンダクターを交換する必要があった。ローカルユニット制御センターは新しいものに交換された。

「水圧管の騒音」

発電機 1 号機と 2 号機の改良の後、想定外の騒音が発生し、それは屋外の導水路に伝播していった。解析により、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ていたことが示されている。これは未知の現象というわけではなく、「歌う導水路」という言葉がこれを表している。この望ましからざる騒音を除去するために、以下の対策が講じられた:

- 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。

タービンの周波数パターンと共振を変更するため、上記の対策が実施された。ガイドベーンに加えてランナーブレードを切断することで測定可能な結果が得られた。しばらく経ってから、水圧管の下部を分離したところ、騒音レベルがさらに低下した。

2013 年の春に、羽根への伝動装置に亀裂が見つかった。これはおそらく、固有周波数が動作中の公称周波数に近すぎるために生じた。ランナーホイールの亀裂は修理され、それに応じて各ランナーブレードの入口が約 50 mm 切断された。これにより回転するホイールの固有周波数が変わった。

羽根の数は変更されなかったが、形状は少し修正された。これらの対策は、ランナーブレードがガイドベーンを通過するときに精密周波数パターンを分析し、できれば騒音レベルをさらに引き下げることが期待された。修理と改造は、2013 年に第 1 タービンで実施された。騒音レベルは、特に動力室で著しく低下し、さらに近隣の集落でも低下した。2014 年には第 2 タービンで同様の対策が実施され、第 1 タービンと同じ結果となった。現在は、騒音レベルが E-CO Energi と地元住民に許容されているようである。

タービン効率は、第 1、第 2 タービンのランナーブレードの切断によって特に変化はなかった。ピーク効率は効率曲線を少し上に移動したが、曲線全体のレベルは変わっていない。

結果

更新の前後において、Votna ユニット（1 号機および 2 号機）と Urunda ユニット（3 号機および 4 号機）は、以下のデータを示した。

ユニット 1 号機、2 号機

Votna	定格タービン出力 (MW at H_e 395 m)	定格発電機出力 (MVA)	定格流量 (m^3/s at H_e 395 m)	有効落差 (m)
Before	44	50	12.6	385
After	57	65	15.6	395

ユニット 3 号機、4 号機

Urunda	定格タービン出力 (MW at H_e 355 m)	定格発電機出力 (MVA)	定格流量 (m^3/s at H_e 355 m)	有効落差 (m)
Before	49	55	15.4	350
After	53	60	16.2	355

15 GWh の発電量増加は、実施前のタービンと発電機の効率が向上することが予想されたためであった。更新後の測定値により、追加発電量が 20 GWh/年となり、事前の計算より 5 GWh 高くなることが確認された。この結果を以下の表に示す。

支流名	最大出力(MW)		発電電力量(GWh/year)	
	更新前	更新後	更新前	更新後
Votna	88	114	348	358
Urunda	98	106	406	416
Sum	186	220	754	774

Hol 1 水力発電所の更新にかかった総費用は、約 2 億 5,500 万ノルウェー・クローネ（2015 年 6 月の為替レートで約 3,300 万米ドル）であった。これは kWh 当たりの費用としてはやや高いが、投資は将来的に有望である。更新の目標は、発電量を増やすことだけではなかった。更新しなければ、保守費および修理費が数年以内に大幅に増加する。実施された更新は、信頼性と安全な水力発電を数十年にわたって保証するばかりか、再生可能エネルギーに関するノルウェーの目標にも貢献する。

3. プロジェクトの特徴

3.1 好事例要素

タービンランナーを高効率のものに更新し、発電機のいくつかの改修を行うことにより、再生可能エネルギーの発電の増加が可能となった。設計流量は 7.1 m^3/s 増加した。この増加は環境に影響を及ぼさず、既存のライセンスの枠内で行われた。

3.2 成功の理由

・複数の代案の詳細計画と発電シミュレーションによる初期検討
・既存の資源を活用した発電量増加
・相当の経験を有する優秀なサプライヤー
・環境への影響がないこと
・土地所有者の許可が不要であったこと
・既存のライセンスの枠内で達成された増強

4. 他地点への適用にあたっての留意点

本プロジェクトは、余剰の水量を有する将来の同様のプロジェクトのベンチマークとなり、効率向上のポテンシャルとなりうる。

5. その他（モニタリング、事後評価等）

2.3 項を参照する。

6. 参考情報

6.1 参考文献

2013 年 6 月、ノルウェー、Gol における IEA との会合。E-CO Energi AS 社 Eirik Bøkko のプレゼンテーション

6.2 問い合わせ

会社名:E-CO Energi AS
URL: www.e-co.no