



RÉHABILITATION DE LA PETITE CENTRALE DE CHÂBLE – COMMUNE DE VIONNAZ (VS)

ETUDE DE FAISABILITÉ

Rapport final

Auteur

MHyLab

En Platé,
1354 Montcherand
T : 024 442 87 87
F : 024 441 36 54

info@mhylab.com, www.mhylab.com



Date: 22.07.08

Soutenu par l'Office fédéral de l'énergie OFEN

Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen

Adresse postale: CH-3003 Berne

Tél. +41 31 322 56 11, fax +41 31 323 25 00

www.bfe.admin.ch

Responsable OFEN: bruno.guggisberg@bfe.admin.ch

Numéro de projet: 102261

Le ou la mandataire de l'étude est seul(e) responsable de son contenu.



Table des matières

Résumé	4
Introduction	5
Situation.....	5
Données de base	5
Dénivellation	5
Hydrologie.....	6
Perte de charge dans la conduite	10
Rendement global de l'installation existante.....	10
Puissance électrique et production annuelle	12
Etat des équipements actuels.....	14
Contrôle commande	14
Groupe turbine-alternateur	14
Mesures à prendre	15
Augmentation de la quantité d'eau turbinable	15
Remplacement d'un tronçon de conduite entre la chambre de Tôt et la centrale de Châble	15
Remplacement de la turbine.....	15
Description des nouveaux équipements électromécaniques et des travaux qui y sont liés	16
Turbine	16
Vanne.....	17
By-pass	17
Sécurité.....	17
Alternateur	18
Contrôle commande	18
Raccordement électrique.....	19
Génie civil	19
Calcul de la production électrique annuelle.....	19
Calculs économiques	20
Investissements	21
Variante 1	21
Variante 2.....	21
Frais d'exploitation	22
Chiffre d'affaire annuel.....	22
Calcul du prix de revient	22
Conclusions	22



Résumé

La centrale de Châble, installée en 1988 sur le réseau d'eau potable de Vionnaz, exploite les sources des Infinives et de Eusin, collectée dans la chambre de réunion des captages et de mise en charge du Tôt à l'altitude 1191 m. Une conduite de diamètre intérieur 155.7 mm et de 2000 m de long amène ensuite l'eau jusqu'au réservoir de Châble.

La petite centrale du même nom est située à 482 m d'altitude. Elle est construite en amont du réservoir principal de la commune. La dénivellation théorique à disposition est ainsi de 709 m, valeur qu'il conviendra de faire vérifier par un géomètre.

Par ailleurs, la Commune possède un second réseau d'eau situé sur les hauts de son territoire et alimentant la station de Torgon. Celui-ci est alimenté par la source des Tzertzes, dont la capacité est largement supérieure aux besoins de ce secteur.

Le projet prévoit par conséquent :

1. de lier les deux réseaux par une conduite à construire, de manière à utiliser le trop plein des sources des Tzertzes,
2. de remplacer les équipements hydro et électromécaniques par des équipements neufs de meilleur rendement et de puissance plus élevée,
3. de remplacer en partie la conduite liant Tôt à Châble pour limiter l'augmentation de la perte de charge liée à l'augmentation du débit.

En fonction des variantes retenues, la réalisation du projet permettrait de produire 2.5 à 3.0 GWh par an pour un prix de revient compris entre 6.3 et 9.3 cts/kWh. La production annuelle serait ainsi augmentée d'un facteur 1.65 à 2.0.

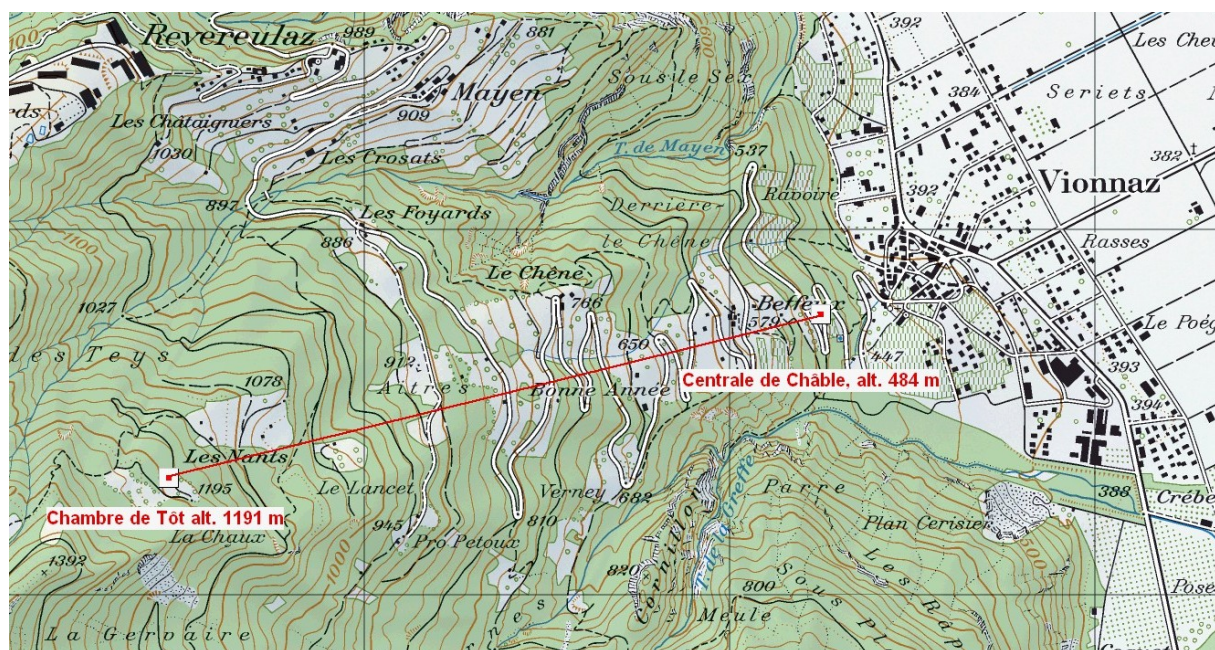


Figure 1. Plan de situation de la centrale et de la chambre de mise en charge



Introduction

Dans le cadre du programme Petites Centrales Hydrauliques de l'OFEN, MHyLab a été mandaté par la Commune de Vionnaz, en octobre 2007, pour étudier la réhabilitation de la centrale de Châble, turbinant son eau potable.

Le but de cette étude est d'analyser les possibilités techniques et économiques de la rénovation et extension de la capacité de la petite centrale hydroélectrique.

Les bases de travail sont, d'une part, le dossier technique remis par la commune, et, d'autre part, les essais de pertes de charge réalisés le 25 avril 2008.

Situation

La centrale de Châble, installée en 1988 sur le réseau d'eau potable de Vionnaz, exploite les sources des Infinives et de Eusin, collectée dans la chambre de réunion des captages et de mise en charge du Tôt à l'altitude 1191 m. Une conduite de diamètre intérieur 155.7 mm et de 2000 m de long amène ensuite l'eau jusqu'au réservoir de Châble.

La petite centrale du même nom est située à 482 m d'altitude. Elle est construite en amont du réservoir principal de la commune. La dénivellation théorique à disposition est ainsi de 709 m, valeur qu'il conviendra de faire vérifier par un géomètre.

Par ailleurs, la Commune possède un second réseau d'eau situé sur les hauts de son territoire et alimentant la station de Torgon. Celui-ci est alimenté par la source des Tzertzes, dont la capacité est largement supérieure aux besoins de ce secteur.

Le projet prévoit par conséquent :

4. de lier les deux réseaux par une conduite à construire, de manière à utiliser le trop plein des sources des Tzertzes,
5. de remplacer les équipements hydro et électromécaniques par des équipements neufs de meilleur rendement et de puissance plus élevée,
6. de remplacer en partie la conduite liant Tôt à Châble pour limiter l'augmentation de la perte de charge liée à l'augmentation du débit.

Données de base

DÉNIVELLATION

La dénivellation est définie comme la différence d'altitude entre :

- Le plan d'eau amont à la chambre de collecte et de mise en charge de Tôt,
- et l'axe de l'injecteur de la turbine.

Bien que ces deux altitudes ne soient pas connues avec précision, la dénivellation a pu être déterminée par une mesure de pression effectuée à débit nul lors de la campagne d'essais de pertes de charge. La valeur ainsi déterminée est **de 704.4 m**.

La différence de 4.6 m entre cette mesure et la valeur théorique de la dénivellation peut s'expliquer en considérant que la dénivellation est définie comme étant la différence d'altitude entre le niveau du plan d'eau amont et l'axe de l'injecteur de la turbine, alors que les altitudes de 1191 m et 482 m ne correspondent vraisemblablement pas à ces repères.



HYDROLOGIE

Les débits turbinés sont relevés au moyen d'un compteur dans la centrale existante et à l'entrée du réservoir. Par ailleurs, des relevés des trois sources concernées ont été réalisés à raison de 4 à 5 mesures par mois entre juin 2007 et janvier 2008.

Selon les relevés du compteur d'entrée du réservoir, le volume annuel moyen turbiné entre 2001 et 2007 est de 1'134'062 m³, correspondant à un débit moyen annuel de 36 l/s. Le graphique suivant donne les volumes annuels pour les années 2001 à 2007.

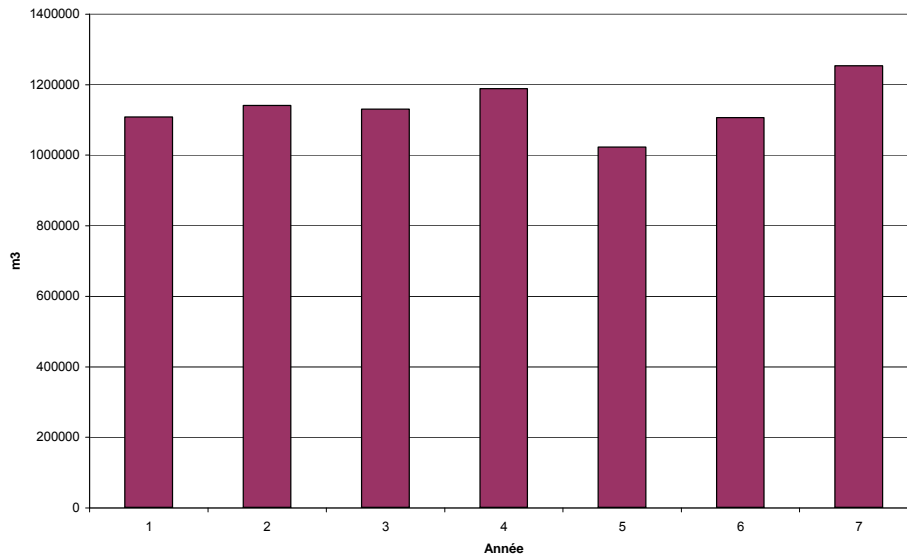


Figure 2. Volumes annuels turbinés de 2001 à 2007

On peut remarquer une grande stabilité du volume turbiné, ce qui s'explique en grande partie par le fait que le débit d'équipement actuel de 50 l/s est en général inférieur au débit disponible des sources de Eusin et des Infinives.

Lors des essais de pertes de charge, nous avons cependant pu constater que le débitmètre de la centrale donnait systématiquement une valeur plus élevée que celle relevée sur le débitmètre du réservoir. La figure suivante donne la correspondance entre ces deux débits selon les relevés simultanés effectués le 25 avril 2008. On constate ainsi que le débit mesuré par le débitmètre de la centrale est plus élevé de 14.3% environ que celui mesuré par le débitmètre du réservoir.

Un jaugeage effectué début mai 2008 a par ailleurs permis de vérifier que, sans déverser aux sources, le débit total était de 3'070 l/min ou 51.2 l/s, ce qui permet d'affirmer que les mesures effectuées avec le débitmètre de la centrale sont plus précises que celles effectuées avec celui du réservoir. Cette différence importante peut certainement s'expliquer par l'ancienneté de ce dernier compteur.



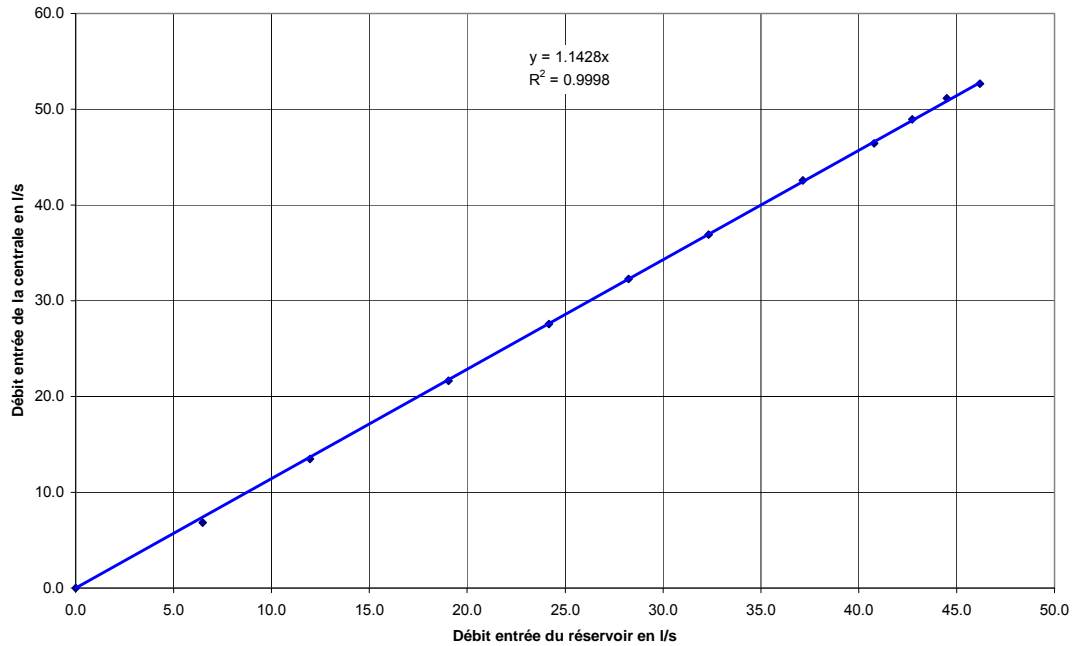


Figure 3. Débits mesurés à la centrale en fonction des débits mesurés au réservoir

Dans la suite du projet, nous considérerons donc un facteur correctif de 14% lorsque nous traiterons des données de débits mesurées à l'entrée du réservoir. Pour ce qui est du débit des sources, nous nous fierons aux relevés des débitmètres fournis par la commune.

Cette hypothèse devrait cependant être vérifiée en effectuant un étalonnage du compteur du réservoir.

Les volumes annuels turbinés pour les années 2001 à 2007 sont ainsi corrigés comme suit :

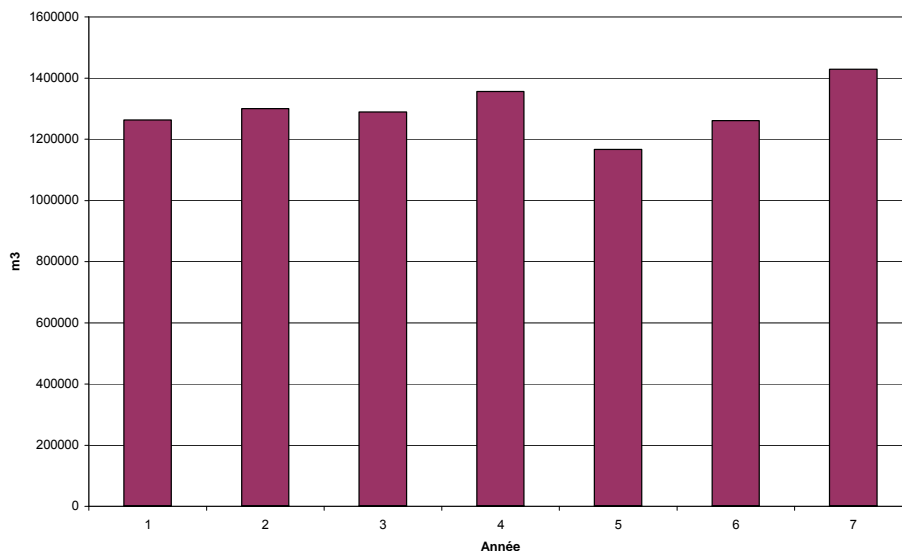


Figure 4. Volumes annuels corrigés turbinés de 2001 à 2007

Le volume annuel moyen turbiné entre 2001 et 2007 corrigé est de 1'292'831 m³, correspondant à un débit moyen annuel de 41 l/s. La Figure 4 donne les débits relevés aux sources entre juin 2007 et janvier 2008, auxquels sont comparés les débits turbinés sur la même période.

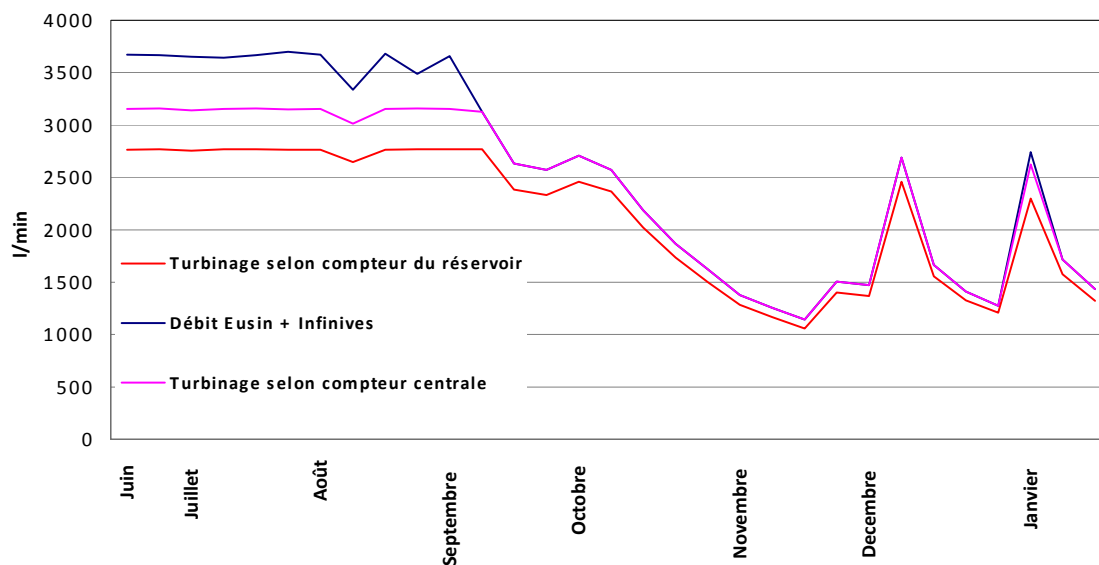


Figure 5. Débits journaliers disponibles et turbinés de juin 2007 à janvier 2008

La figure suivante donne quant à elle les débits journaliers entre juin 2007 et janvier 2008 pour les sources d'Eusin et des Infinives, auxquels on a ajouté le trop plein des sources de Tzetztes, comparés aux débits turbinés sur la même période.

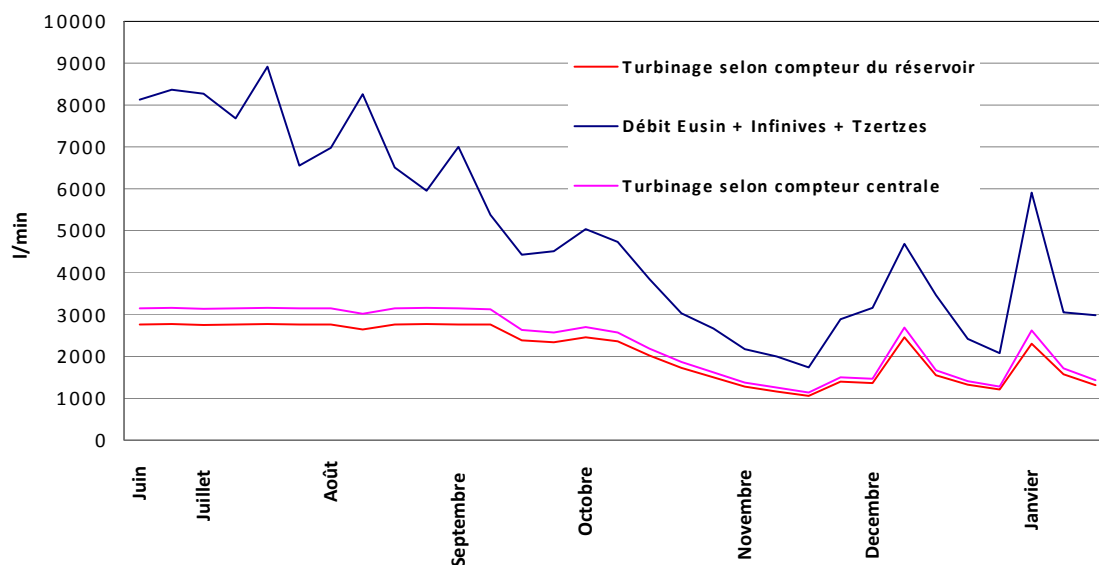


Figure 6. Débits journaliers disponibles et turbinés de juin 2007 à janvier 2008 (y compris trop plein Tzetztes)

Le graphique de la Figure 6 permet de constater une très large possibilité d'augmentation du débit d'équipement de la centrale, et donc une augmentation substantielle de la production, pour autant que le trop plein des sources des Tzetztes soit ramené à la Chambre de Tôt.



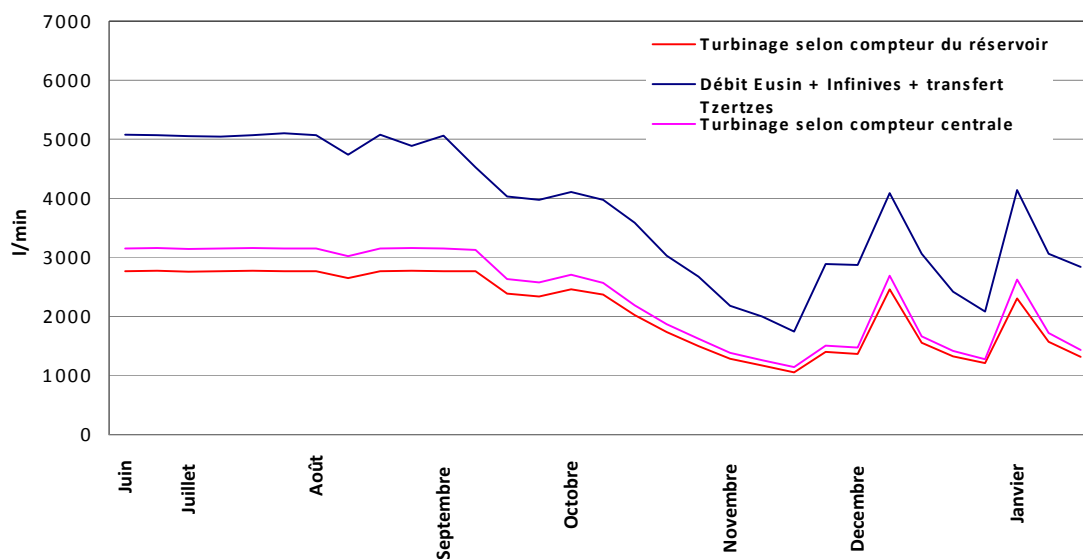


Figure 7. Débits journaliers disponibles et turbinés de juin 2007 à janvier 2008 (y compris transfert trop plein Tzertzes plafonné à 1400 l/min)

Selon les estimations faites par le service technique communal, prenant en compte les besoins de la région Torgon, la conduite de liaison entre les deux réseaux permettrait de transférer au maximum un débit de 1'400 l/min (23 l/s) à la chambre de Tôl.

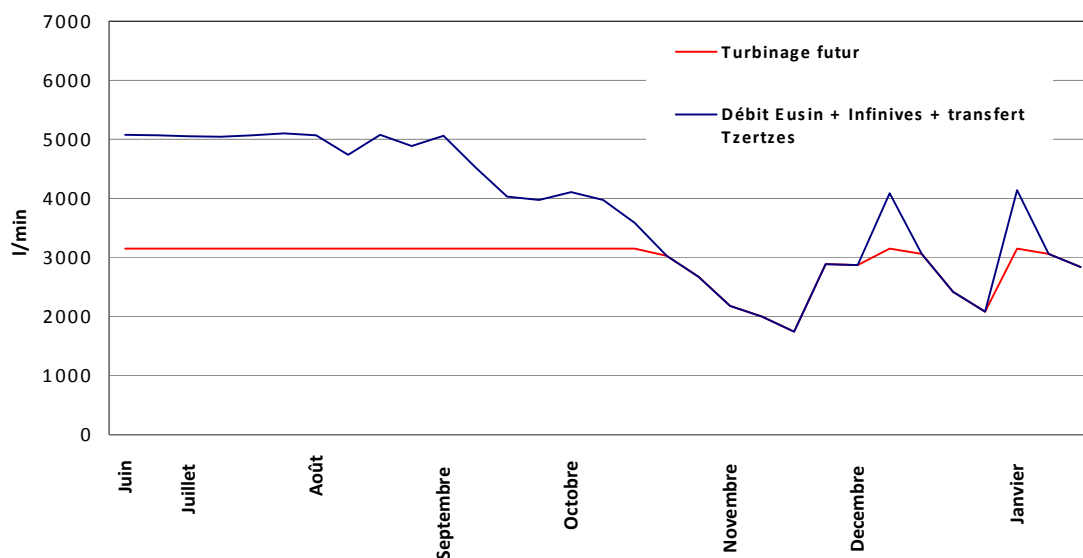


Figure 8. Débits journaliers disponibles et turbinables une fois la liaison avec Tzertzes établie (période de référence: juin 2007 à janvier 2008)

Le graphique de la Figure 7 donne les débits maxima qui auraient pu être utilisés, en conservant la turbine actuelle, sur la période juin 2007 – janvier 2008 si la liaison avait été établie.

En considérant le débit maximal actuellement utilisé (soit environ 52.5 l/s), une telle liaison aurait permis de turbiner à débit maximum pendant plus de 4 mois sur 7 au lieu des 3 mois comptabilisés. En terme de volume, il aurait été possible de turbiner **898'000 m³** sur la période, contre **731'000 m³** en réalité, ce qui représente un gain de près de **23%**.

PERTE DE CHARGE DANS LA CONDUITE

Afin d'analyser les possibilités d'augmentation de la capacité de la petite centrale, il est important de déterminer la caractéristique de la conduite existante. Si un calcul théorique permet une bonne approche lorsqu'il s'agit d'une conduite neuve, le risque d'erreur s'accroît sensiblement lorsqu'il s'agit d'une conduite ancienne de longueur importante, raison pour laquelle une campagne de mesures a été réalisée le 25 avril 2008.

Sur cette base, la caractéristique de la conduite peut être exprimée par l'équation suivante :

$$H_n = \Delta Z - 37'625 Q^2 = 704.4 - 37'625 Q^2$$

La perte de charge au débit maximal de 52.5 l/s est 103.7 m, la chute nette étant de 600.7 m. Le rendement de la conduite actuelle au débit maximal est ainsi de 85.3 %, ce qui est très bas.

En observant la Figure 6, on remarque que le débit d'équipement pourrait être porté à environ 75 l/s (4'500 l/min) après réalisation des travaux de liaison avec le trop plein de Tzertzes effectué. L'utilisation d'un tel débit maximum engendrerait une perte de charge de 211.6 m, réduisant ainsi la chute nette à 492.8 m, ce qui correspond à un rendement de conduite à pleine charge de 70.0 %, valeur trop faible pour assurer un bon fonctionnement hydrodynamique de l'installation.

RENDEMENT GLOBAL DE L'INSTALLATION EXISTANTE

Le rendement global en fonction du débit est défini comme suit :

$$\xi = \eta_C \cdot \eta_T \cdot \eta_G \cdot \eta_{Tr} = f(Q)$$

Avec:	ξ = rendement global	[-]
	η_C = rendement de la conduite	[-]
	η_T = rendement de la turbine	[-]
	η_G = rendement du générateur	[-]
	η_{Tr} = rendement du transformateur	[-]
	Q = débit turbiné	[m ³ /s]

De manière à pouvoir le comparer avec celui d'une installation moderne bénéficiant des derniers développements de la technique, il est utile de déterminer de manière approchée le rendement global de l'installation existante.

Les mesures réalisées le 25 avril dernier ont permis de mesurer le rendement du groupe en mesurant la puissance électrique au moyen du compteur d'énergie et le rendement de la conduite en effectuant la mesure de perte de charge. Pour les détails de la procédure et le niveau d'incertitude, on se référera au rapport d'essais correspondant.

La Figure 8 illustre les différents rendements composant le rendement de l'installation existante, alors que la Figure 9 compare le rendement de l'aménagement actuel avec le rendement qu'il serait possible d'atteindre avec une installation moderne.



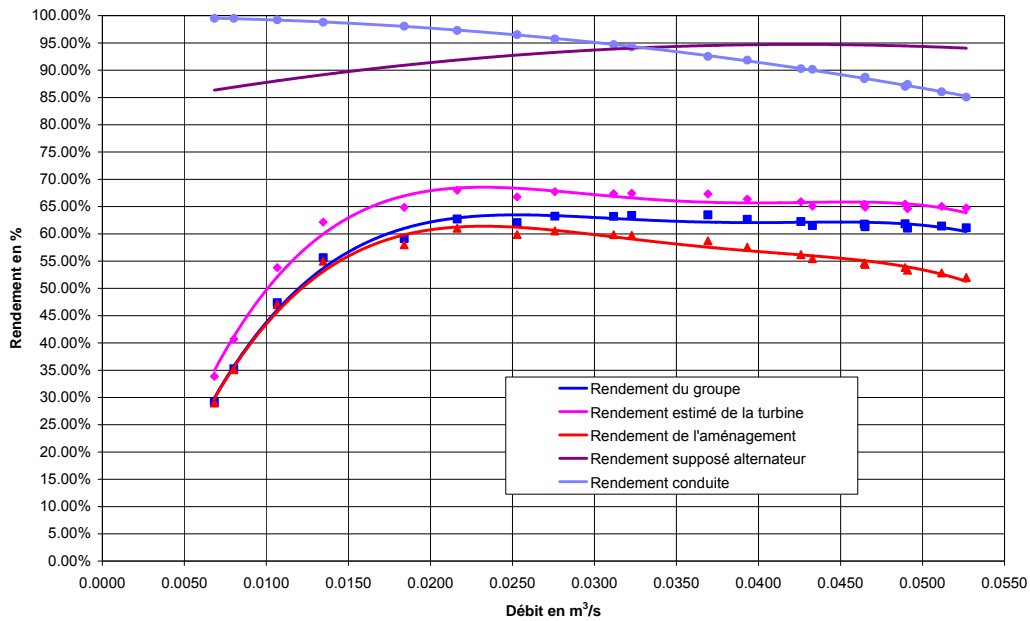


Figure 9. Rendements des équipements existants, de la conduite et du groupe de la centrale de Châble

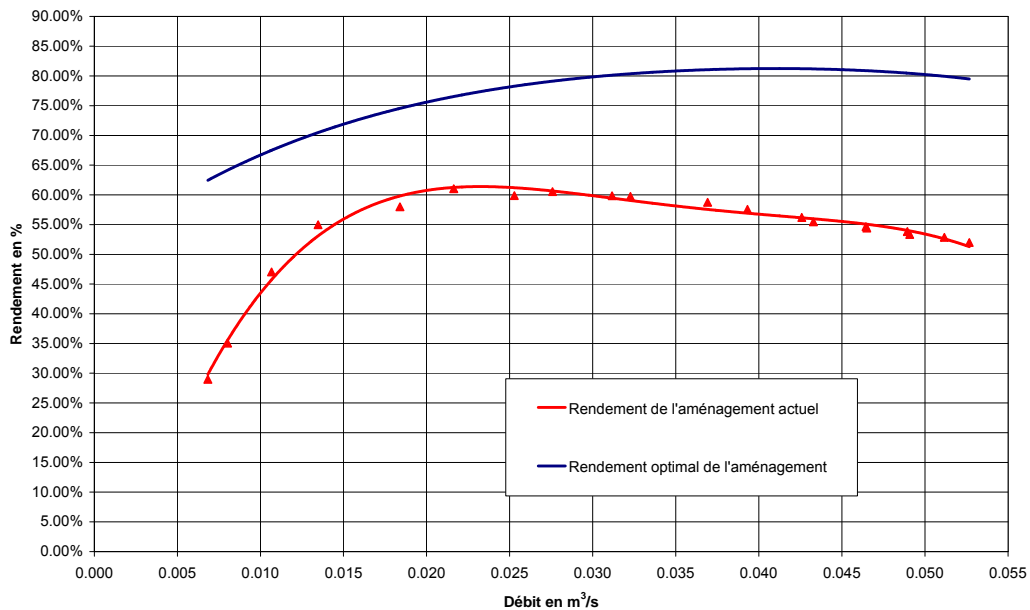


Figure 10. Comparaison des rendements de l'aménagement actuel et de l'aménagement optimal pour le site de la centrale de Châble

Le rendement optimal correspond à une installation de même débit et de même dénivellation, mais avec une turbine construite selon l'état de l'art actuel (rendement maximum > 89%) et une conduite dont le rendement à débit maximal est de 95%.

La Figure 9 illustre bien la marge de progression du site, sans tenir compte de l'augmentation des ressources en eau.

Le mauvais rendement actuel s'explique d'une part par la perte de charge très importante de la conduite qui avait été dimensionnée à l'origine pour un débit plus petit et le très mauvais rendement de la turbine Pelton existante (inférieur à 70%), trahissant un mauvais comportement hydromécanique.

PUISSANCE ÉLECTRIQUE ET PRODUCTION ANNUELLE

La figure suivante donne la puissance moyenne mensuelle de la turbine pour les années 2002 à 2007. Par ailleurs la puissance maximale de l'installation, selon le service technique de la commune, est de 205 kW.

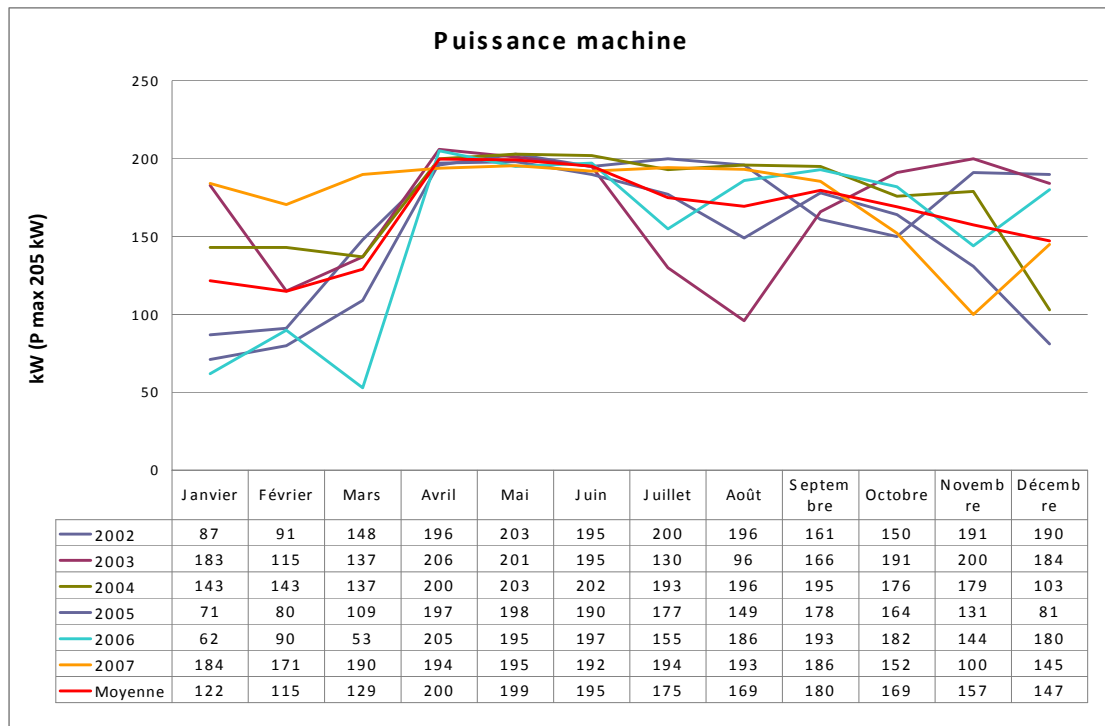


Figure 11. Puissances électriques moyennes mensuelles de 2002 à 2007

On peut constater que la turbine fonctionne à sa puissance maximum environ 4 mois par an.

La production annuelle moyenne peut facilement se calculer à partir des puissances mensuelles moyennes sur la période 2002-2007. Elle est de 1'430'000 kWh.

En considérant un débit de 52.5 l/s, une dénivellation de 704.4 m, une perte de charge correspondante de 103.7 m, un rendement maximum de turbine de 90% (minimum pour une machine issue de développements en laboratoire) et un rendement maximum de l'alternateur de 94%, la puissance maximum possible pour le site en l'état actuel, c'est à dire en conservant la conduite telle quelle et en ne ramenant pas le trop plein de la zone Torgon sur la chambre de Tôt, est donnée par :

$$P_{ei} = \eta_c \times \eta_T \times \eta_G \times \rho \times Q \times g \times \Delta Z$$

Avec: ρ = masse volumique de l'eau = 1001.4 ($T_{eau} = 8.5^\circ C$) [kg/m³]

g = constante de gravité soit 9.805 [m/s²]

ΔZ = dénivellation, soit ici 704.4 [m]

Q_t = débit maximum, soit ici 0.0525 [m³/s]

Ainsi, la puissance électrique maximale de l'installation devrait être de

$$P_{ei} = 262 \text{ kW}$$

On peut par conséquent constater que la turbine actuelle n'est pas optimale, puisque qu'elle ne fournit au mieux qu'une puissance de 205 kW. Sur la période de hautes eaux (4 mois ou 122 jours), ce défaut de puissance représente une perte de près de 167'000 kWh ou 11.7 % de la production annuelle moyenne, ce qui est loin d'être négligeable (Consommation annuelle moyenne de 33 ménages Suisses).



La campagne de mesure du 25 avril nous ayant permis de tracer une courbe de la puissance électrique en fonction du débit, il est dès lors possible de déterminer le débit moyen correspondant aux puissances mensuelles moyennes sur la période 2002-2007. Ces valeurs peuvent ensuite être utilisées pour calculer la puissance moyenne qu'il serait possible d'obtenir avec une nouvelle machine.

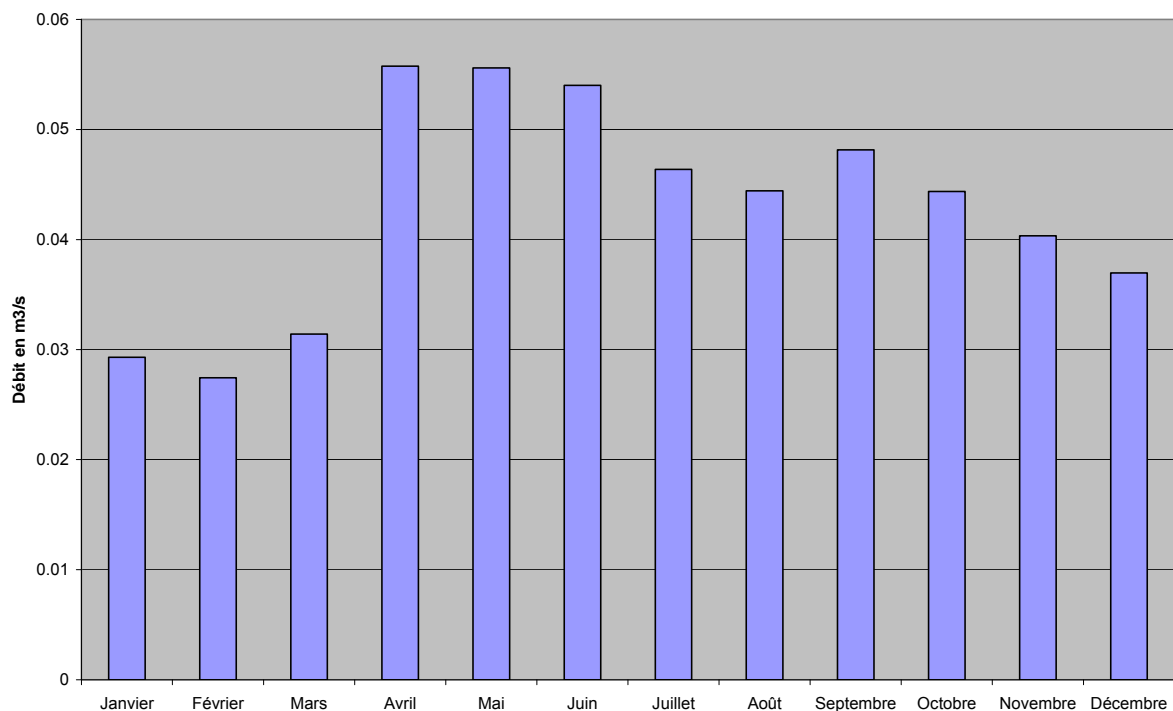


Figure 12. Débits mensuels moyens établis sur la base des puissances électriques mensuelles moyennes sur la période 2002 à 2007

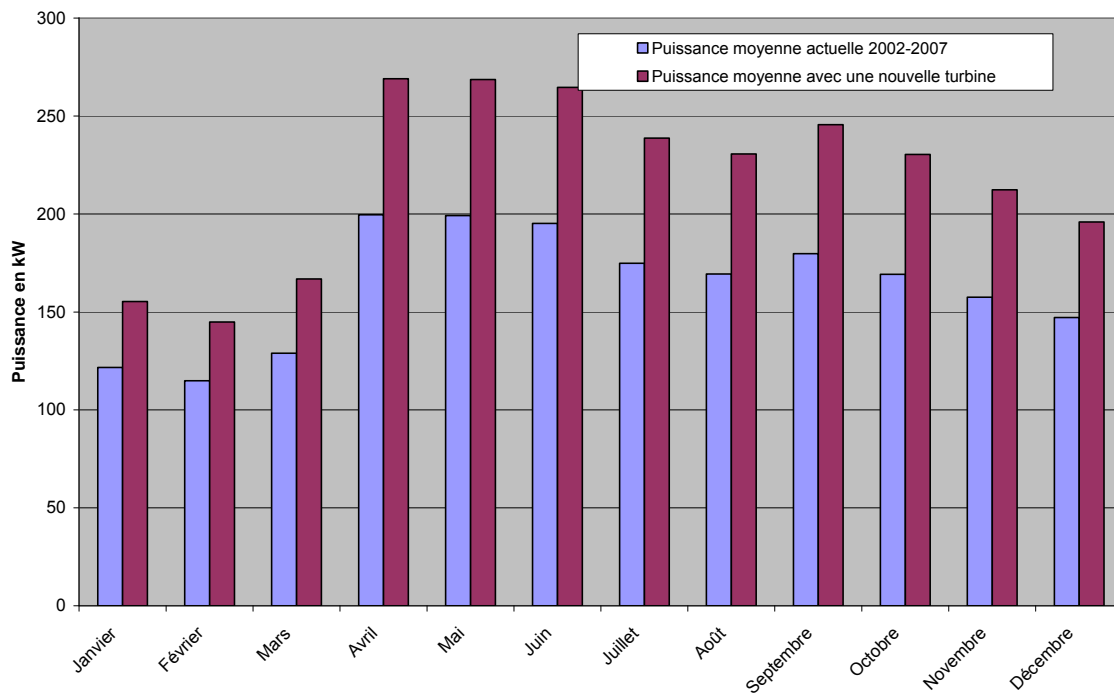


Figure 13. Puissances électriques moyennes mensuelles de 2002 à 2007 comparées aux puissances moyennes possibles avec une nouvelle turbine.

Tous calculs faits, le gain potentiel moyen annuel serait de l'ordre des **487'000 kWh**.

Ce résultat est toutefois à considérer comme un ordre de grandeur qualitatif, l'utilisation de valeurs moyennes ayant un effet de lissage sur les crues et les étiages.

ETAT DES ÉQUIPEMENTS ACTUELS.

Sans entrer de manière exhaustive dans le détail, la visite du site, ainsi que l'entretien avec M. François Cornut, responsable d'exploitation, ont permis d'établir un constat sur l'état des équipements et leur fonctionnement actuel.

Contrôle commande

Le système de contrôle commande date de la mise en service de la centrale. Il a subi plusieurs modifications et modernisations depuis. Considérant toutefois son âge, son remplacement serait tout à fait envisageable.

Par ailleurs, on relève que le by-pass de la turbine est manuel, ce qui n'est pas optimal du point de vue de la sécurité d'approvisionnement en eau de la commune.

Groupe turbine-alternateur

Si l'aspect extérieur du groupe hydro-électrique n'est pas alarmant, nous relevons toutefois quelques points qui ne nous paraissent pas adéquats au niveau de la conception même.

Le schéma choisi est à 4 paliers (2 pour la turbine et 2 pour l'alternateur) et accouplement élastique. Cette solution est à proscrire pour les petites installations pour lesquelles la meilleure solution consiste à n'avoir que les deux paliers de l'alternateur et à fixer la roue de la turbine en porte-à-faux sur l'arbre de la machine électrique.

Il est ainsi possible de réduire les coûts de construction et de maintenance. Par ailleurs, cela permet de supprimer tout problème d'alignement des paliers lors des opérations de montage et démontage. On augmente ainsi la fiabilité de l'installation.

Lors de la séance de mesures du 25 avril 2008, notre attention a également été attirée sur une fissuration du massif d'ancrage de l'alternateur, vraisemblablement due à des problèmes de vibration ou de mauvais alignement du groupe.

La commande de l'injecteur et du déflecteur de la turbine est hydraulique. Il s'agit là d'un système coûteux et peu fiable (on remarque entre autre les fuites de ce système). L'exploitant a en outre dû déplacer le fin de course, le vérin ne pouvant plus être refermé lorsque l'on est en butée mécanique de pleine ouverture. Un tel système est à proscrire pour de telles applications. Une solution par vérin électrique apporte la même sécurité d'exploitation et le même confort d'utilisation.

La solution à axe horizontal comporte un risque de mauvais fonctionnement hydrodynamique qui semble nettement se confirmer si l'on considère le bas niveau de rendement de la turbine.

La turbine n'est pas réalisée en acier inox, ce qui peut être acceptable, mais est toutefois de moins en moins compatible avec les exigences en matière d'eau potable.

Une analyse plus fine nécessiterait le démontage de l'installation, ce qui n'est pas à l'ordre du jour.

Enfin, on relève que le fournisseur de la turbine a abandonné cette activité, ce qui rend toute opération de réparation ou entretien lourd difficile.

Compte tenu de l'état des équipements et de leur mauvais niveau de performance, nous ne pouvons que recommander de les remplacer par une nouvelle installation simple, fiable et économique.



Mesures à prendre

AUGMENTATION DE LA QUANTITÉ D'EAU TURBINABLE

Le trop plein des eaux des Tzertzes étant à ce jour perdu, la Commune réalise actuellement d'importants travaux de connexion entre les deux réseaux (Torgon et Vionnaz). Selon les informations reçues du service technique de la commune, la nouvelle conduite permettra ainsi de ramener au maximum 1'400 l/min à la chambre de Tôt.

L'observation des mesures de débit faites sur le trop plein des Tzertzes montre que ce surplus de 1'400 l/min sera à disposition une grande partie de l'année. Cette observation pourra bien entendu être vérifiée en analysant les relevés des compteurs des sources et trop pleins sur la période juin 2007 – juin 2008 (seules les données de juin 2007 à janvier 2008 étaient disponibles à la date de rédaction de ce rapport).

Si l'on considère que l'installation actuelle utilise un débit pouvant atteindre les 53 ou 54 l/s et que le surplus ramené de Tzertzes représente au maximum 23 l/s, il est raisonnable de dire que le débit maximum turbinable pourrait être augmenté à 75 l/s.

Enfin, l'on relève qu'il y a un déversement à la chambre de Tôt durant la période mai-juin, pour lequel il n'existe aucune mesure de débit. Cette quantité d'eau n'a par conséquent pas été prise en compte dans l'étude.

REMPLACEMENT D'UN TRONÇON DE CONDUITE ENTRE LA CHAMBRE DE TÔT ET LA CENTRALE DE CHÂBLE

Comme déjà indiqué la perte de charge dans la conduite actuelle est très importante. Il n'est dès lors pas possible d'envisager une augmentation de débit à hauteur de 75 l/s sans intervenir sur ladite conduite.

Idéalement, il conviendrait de la remplacer sur toute sa longueur pour installer une conduite en DN 200 au minimum ou 250 idéalement. En considérant une rugosité de 0.1 mm, la perte de charge à 75 l/s serait ainsi limitée à 53.2 m, respectivement 17.1 m (soit 7.5 %, respectivement 2.4 % de la dénivellation), ce qui implique un rendement de conduite similaire à ce que l'on peut attendre des équipements.

Cependant, le tracé de la conduite rend difficile un tel changement sur l'ensemble de sa longueur. A défaut de mieux, il faudrait au moins remplacer environ 600 m de conduite en zone forestière depuis la chambre de Tôt. En choisissant un diamètre DN 250, la perte sur ce premier tronçon serait limitée à 5.2 m à 75 l/s.

La perte sur les 1400 m restants serait quant à elle de 148.1 m. La perte totale s'élèverait à 153.3 m, soit environ 22% de la dénivellation, ce qui reste très élevé mais rend le projet réalisable d'un point de vue technique.

REMPLACEMENT DE LA TURBINE

Le faible rendement de la turbine, sa durée d'exploitation actuelle (20 ans) et l'augmentation du débit disponible rendent possible et souhaitable son remplacement.

Par ailleurs, une machine à deux injecteurs devrait être installée. Ce choix permettrait une meilleure flexibilité relativement aux variations de débits et une optimisation de la production grâce aux meilleurs rendements à charge partielle.

Description des nouveaux équipements électromécaniques et des travaux qui y sont liés

Comme indiqué au paragraphe 4.2, deux possibilités sont envisagées, à savoir le remplacement partiel ou total de la conduite. Les paragraphes suivants donnent par conséquent les caractéristiques pour les deux variantes.

La **variante 1** correspond à un remplacement partiel de la conduite, la **variante 2** à son remplacement total en DN 250.

TURBINE

La dénivellation impose d'installer une turbine Pelton. Celle-ci sera à axe vertical. Compte tenu des variations de débits, nous choisissons une machine à deux injecteurs.

Le Tableau 1 donne les principales caractéristiques de la turbine.

			Variante 1	Variante 2
Débit nominal de la turbine	Q_N	m^3/s	0.075	
Débit nominal de la turbine	Q_N	l/s	75	
Dénivellation	ΔZ	m	704.4	
Chute nette à Q_N	H	m	551.10	687.30
Energie massique à Q_N	gH	J/kg	5'404	6'739
Type de turbine			Pelton, axe vertical	
Nombre d'injecteurs	Z_i	-	2	
Vitesse de rotation	N	t/min	1500	
Vitesse d'emballement	N_e	t/min	2850	
Diamètre d'injection	D_1	mm	656	735
Largeur d'auget	B_2	mm	60	57
Nombre d'augets	Z_a	-	30	33
Diamètre du cuvelage	D_c	mm	1'770	1'970
Puissance hydraulique	P_h	kW	406	506
Puissance mécanique	$P_{méc}$	kW	363	453

Tableau 1. Principales caractéristiques de la petite turbine Pelton

On utilisera autant que possible de l'acier inoxydable pour la construction de la turbine.

La roue sera en porte-à-faux sur l'arbre de l'alternateur. Un soin particulier sera apporté au niveau du passage d'arbre pour éviter tout risque de contamination de l'eau par la graisse des paliers.

On utilisera de préférence une construction à augets rapportés, usinés en CNC, fixés entre deux flasques. Cette méthode permet un changement partiel de la roue en cas de dégâts éventuels dus à des matériaux solides transportés par l'eau. De plus, elle assure une parfaite similitude entre le profil hydraulique développé en laboratoire et celui usiné, chose difficilement réalisable (voire impossible) avec une roue coulée d'une pièce, l'espace étant insuffisant pour la finition par meulage. Par ailleurs, nous préconisons l'utilisation de barreaux forgés, dont les caractéristiques mécaniques sont bien supérieures à celles d'un métal coulé.

En outre, nous recommandons une commande d'injecteur par vérin électrique ceci afin d'éviter tout système oléo-hydraulique coûteux et présentant un risque pour l'eau potable.

L'injecteur comportera un déflecteur afin d'assurer la sécurité en cas de déclenchement.



La figure 5 illustre la courbe de rendement qu'il est possible d'obtenir en acquérant une petite turbine dont les caractéristiques sont garanties par des essais en laboratoire.

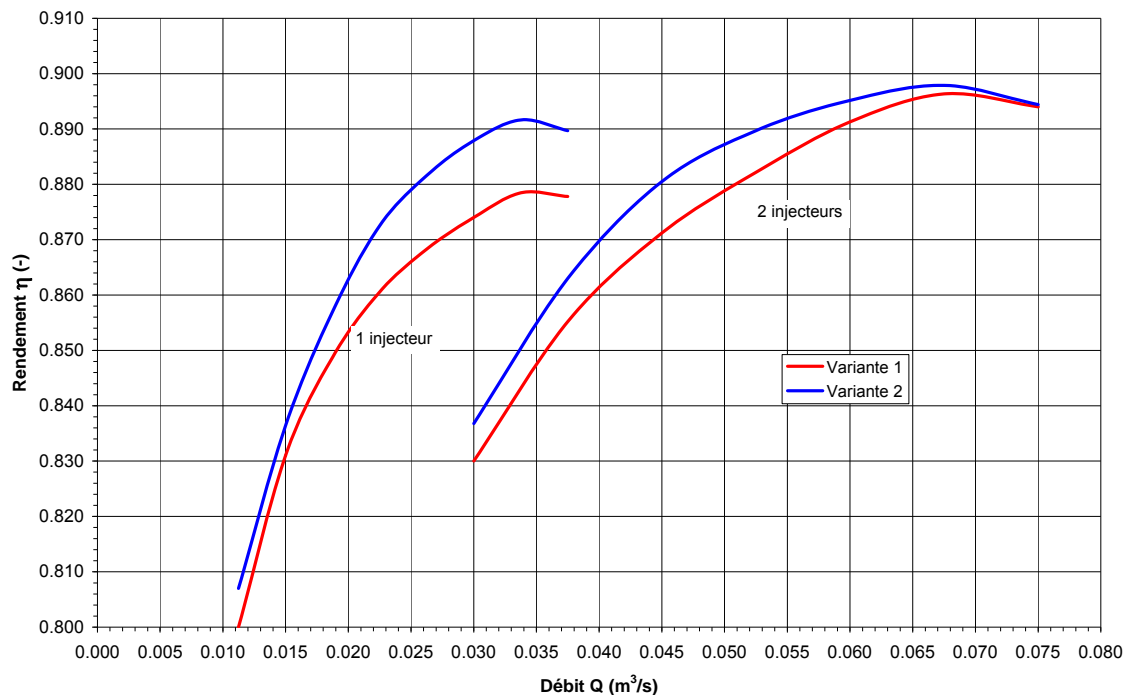


Figure 14. Evolution du rendement en fonction du débit pour la nouvelle turbine

La différence de rendement entre les deux variantes s'explique par l'importante perte de charge de la variante 1 qui implique un fonctionnement hydrodynamique à débit partiel s'éloignant de la situation optimale.

Les données indiquées ci-dessus dépendront bien évidemment du dimensionnement final et de la variante retenue.

VANNE

La seule vanne prévue est la vanne de révision en amont du groupe. Elle sera de type sphérique (DN 100 ou 150, PN 100), laissant ainsi le passage totalement libre dans la conduite. Sa manœuvre sera manuelle et elle sera équipée d'un by-pass, également manuel, permettant l'équilibrage des pressions amont et aval avant son ouverture.

BY-PASS

Pour assurer la sécurité de manière optimale, il est prévu de remplacer le by-pass manuel, par un by-pass automatique réglé équipé d'un dissipateur de Carnot, tout en conservant la même disposition.

La centrale n'étant pas directement située sur le réservoir, il conviendra d'installer une conduite de liaison entre la bifurcation du by-pass et le dissipateur de Carnot qui sera installé dans le réservoir de la commune.

SÉCURITÉ

La sécurité est assurée par les déflecteurs de la turbine. En cas de déclenchement, ceux-ci s'ouvriront, évitant ainsi l'emballement et les pointeaux se fermeront lentement afin de ne pas provoquer de surpression dans la conduite.

En parallèle, le by-pass devra s'ouvrir de manière automatique.

ALTERNATEUR

Les principales caractéristiques de l'alternateur sont données ci-dessous :

		Variante 1	Variante 2
Type		Synchrone	
Fréquence	Hz	50	
Tension triphasée aux bornes	V	400	
Vitesse nominale	min ⁻¹	1'500	
Rendement maximal	%	94.5	
Puissance active	kW	343	428
Cos φ	-	0.9	
Puissance apparente	kVA	380	475

Tableau 2. Principales caractéristiques de l'alternateur

Les paliers seront à roulements graissés, d'une durée de vie de 100'000 heures. Il sera nécessaire de tenir compte du fait que la roue de la turbine est en porte-à-faux sur l'arbre.

L'excitation triphasée sera à diodes tournantes, sans bague, avec si possible réglage de tension et de Cos φ incorporé à la machine.

CONTRÔLE COMMANDE

La centrale étant prévue pour fonctionner de manière entièrement automatique, sa régulation et son exploitation devront être des plus simples, réduisant au minimum les interventions. La régulation sera asservie au niveau d'eau amont de la chambre de mise en charge.

La turbine devra pouvoir fonctionner en automatique ou en manuel (mise en route, réglage d'ouverture des pointeaux et de tension à fin de tests).

En cas de déclenchement de réseau, le redémarrage se fera de manière automatique. Il en est de même en cas d'arrêt consécutif à une alarme, si celle-ci disparaît sans intervention humaine. Un paramètre spécifiera le nombre de démarrages ratés autorisé, à savoir que lorsque ce nombre est atteint, il n'y aura plus de redémarrage.

Les tableaux électriques comprendront en outre les éléments suivants: Commande des injecteurs et du by-pass avec affichage de l'ouverture, réglage de Cos φ , de tension et de fréquence (si non inclus dans l'alternateur).

Les indicateurs suivants seront également compris : voltmètres réseau et alternateur, wattmètre, fréquencemètre, mesure du Cos φ , synchroscope, compte tour, indicateur de niveau amont, compteur d'heures, compteur de démarrages, températures des roulements et du bobinage de l'alternateur, arrêt d'urgence.

Les alarmes suivantes seront à considérer : Niveau amont insuffisant, pression amont insuffisante, surcharges alternateur, survitesse, arrêt d'urgence, défaut de mise en marche, défaut roulement, défauts bobinages, retour de courant.

Le contrôle commande sera alimenté en 24 ou 48 V CC et secouru par des batteries.



RACCORDEMENT ÉLECTRIQUE

La puissance de l'installation étant sensiblement augmentée, il conviendra de vérifier, une fois la variante choisie, les capacités du raccordement actuel. Il est cependant probable que des transformations doivent être entreprises.

GÉNIE CIVIL

L'implantation du nouveau groupe retenue à ce stade vise à intervenir le moins possible sur les infrastructures.

De ce fait, nous avons choisi d'implanter la machine à la même place que la turbine actuelle.

Le dernier tronçon de la conduite actuelle restera si possible identique jusqu'à la bride d'entrée dans la centrale

Les principaux travaux de génie civil se limitent donc à :

- démontage de l'installation existante et démolition des massifs d'ancrage,
- découpe de la dalle,
- scellement du bâti de la nouvelle turbine.

Une éventuelle modification de l'implantation pourrait être envisagée du fait du passage à une machine à deux injecteurs et axe vertical impliquant un encombrement en hauteur supérieur à celui de la machine actuelle.

CALCUL DE LA PRODUCTION ÉLECTRIQUE ANNUELLE

La production électrique annuelle est calculée par intégration de la courbe des puissances électriques classées, grâce à l'expression :

$$E_{\text{ctot}} = 10^{-3} \int \rho g Q_t \eta(Q_t) H(Q_t) dt \quad [\text{kWh/an}]$$

où E_{ctot} = production électrique totale annuelle [kWh/an]

Q_t = débit turbiné [m³/s]

ρ = masse volumique de l'eau, soit ici 1001.4 ($T_{\text{eau}} = 8.5 \text{ °C}$) [kg/m³]

g = constante de gravité, soit ici 9.805 [m/s²]

$\eta(Q_t)$ = produit des rendements de la turbine, de l'alternateur et du transformateur, fonction du débit [-]

$H(Q_t)$ = chute nette fonction du débit turbiné [m]

Ne disposant de mesures de débit que sur 7 mois, il n'est pas possible d'établir une courbe annuelle moyenne des débits classés. Il est cependant possible de travailler à partir des débits mensuels moyens turbinés actuellement, tels que déterminés dans le paragraphe 3.5.

L'apport du trop plein des Tzertzes est quant à lui estimé sur la base des mesures effectuées de juin 2007 à janvier 2008, ainsi que sur l'hypothèse que les périodes de bas débits sont les mêmes que pour les sources des Infinives et d'Eusin. Cette hypothèse est acceptable dans la mesure où les sources sont situées dans la même région, sur des bassins versants de comportement à priori similaires.

Tous calculs faits, les productions suivantes sont envisageables :

- 2'567'000 kW dans le cas d'un remplacement partiel de la conduite (Variante 1)
- 3'008'000 kW dans le cas d'un remplacement complet de la conduite (Variante 2)

Ces calculs basés sur des valeurs mensuelles moyennes et un rapport de proportionnalité pour ce qui concerne les débits dérivés du trop plein de Tzertzes devraient bien entendu être confirmés par des mesures de débit régulières.

On constate cependant que la production pourrait être plus que doublée relativement à la situation actuelle en conjuguant le remplacement partiel ou total de la conduite à l'augmentation du débit disponible et au changement du groupe hydroélectrique.

Calculs économiques

L'étude économique de la variante retenue, a pour but d'approcher les coûts de construction et le prix de revient du kWh électrique à **plus ou moins 30%**. Elle prend en compte les points suivants:

- L'estimation des coûts a été faite en se basant sur des réalisations comparables. Les prix sont basés sur des données correspondant au marché actuel.
- L'investissement dans la centrale a été estimé en considérant que le bâtiment actuel pouvait être utilisé et que seules quelques adaptations seraient nécessaires.
- L'évaluation des investissements et les coûts sont estimés hors taxes.
- Les frais d'ingénierie sont estimés à 10% de l'investissement.
- Les divers et imprévus sont estimés à 10% de l'investissement.
- Le taux d'intérêt considéré dans cette étude est de 5%.
- L'analyse économique se base sur un remboursement de l'emprunt par annuités constantes.
- Le calcul a été effectué pour une durée de 25 ans pour l'ensemble des composants. La durée de 25 ans est donnée par la nouvelle Ordonnance sur l'énergie du 14 mars 2008. Le taux d'annuité correspondant à ces données est de 7.1%.
- Les frais d'exploitation, comprenant les frais d'assurance, la taxe de puissance ainsi que les coûts de maintenance, d'entretien courant et de consommation d'énergie sont estimés sur la base de courbes statistiques.
- Réalisé sur une adduction d'eau potable ce projet n'est pas soumis à la redevance hydraulique, au titre de la Loi sur les forces hydrauliques de 1916.
- Le prix de vente est déterminé sur la base de l'Ordonnance sur l'énergie, OEné, du 14 mars 2008 qui s'applique à toutes les petites centrales hydrauliques dont la puissance est inférieure ou égale à 10 MW selon la loi de 1916.



INVESTISSEMENTS

Variante 1

Electromécanique	CHF	600'000.00
Armoires électriques	CHF	100'000.00
Connexion au réseau (renforcement)	CHF	50'000.00
Génie civil centrale	CHF	30'000.00
Conduite de liaison Tzertzes - Tôt	CHF	282'000.00
Investissements sans nouveau tronçon de conduite	CHF	1'062'000.00

Remplacement conduite 600 m en DN 250	CHF	540'000.00
Sous total	CHF	1'602'000.00
Divers et imprévus	CHF	160'000.00
Ingénierie	CHF	160'000.00
Total avec changement partiel de conduite	CHF	1'922'000.00

Tableau 3. Total des investissements de la variante 1

Variante 2

Electromécanique	CHF	700'000.00
Armoires électriques	CHF	120'000.00
Connexion au réseau (renforcement)	CHF	50'000.00
Génie civil centrale	CHF	30'000.00
Conduite de liaison Tzertzes - Tôt	CHF	282'000.00
Investissements sans nouveau tronçon de conduite	CHF	1'182'000.00
Remplacement conduite 2000 m en DN 250	CHF	1'800'000.00
Sous total	CHF	2'982'000.00
Divers et imprévus	CHF	298'000.00
Ingénierie	CHF	298'000.00
Total avec changement total de conduite	CHF	3'578'000.00

Tableau 4. Total des investissements

FRAIS D'EXPLOITATION

Les frais d'exploitation, comprenant l'ensemble des frais peuvent être estimés à partir d'installations similaires, soit une moyenne de CHF 25'000.- /an.

CHIFFRE D'AFFAIRE ANNUEL

Le calcul de la rétribution a été effectué sur la base du calculateur en ligne de la société Swissgrid en charge de la rétribution des producteurs d'énergies renouvelables.

	Variante 1	Variante 2
Puissance électrique en kW	343	428
Production annuelle moyenne en MWh	2'566	3'008
Puissance équivalente (Production en kWh/8760h)	293	343
Dénivellation en m	704.4	704.4
Part du génie civil (conduite) dans l'investissement total	33.7	60.4
Prix de vente du kWh selon OEne en cts/kWh	18.11	19.23
Revenu annuel arrondi selon OEne en CHF	464'700	578'400

Tableau 5. Chiffre d'affaire annuel

La différence de prix de vente s'explique par le fait que la variante 2 présente un investissement en génie civil plus élevé que la variante 1, ce qui implique un bonus supplémentaire.

Ces prix de vente devront bien entendu être confirmés par Swissgrid auprès de qui le projet a été annoncé.

CALCUL DU PRIX DE REVIENT

	Variante 1	Variante 2
Revenu annuel selon OEne en CHF	464'700	578'400
Production annuelle moyenne en MWh	2'566	3'008
Annuité constante en CHF	136'462	254'038
Frais d'exploitation en CHF	25'000	25'000
Total des frais annuels en CHF	161'462	279'038
Prix de revient du kWh en cts	6.29	9.28
Marge annuelle arrondie en CHF	303'000	299'000

Tableau 6. Prix de revient du kWh

Conclusions

- Les équipements actuels de la centrale de Châble présentent des défauts de fonctionnement, voire de conception, rendant cette installation peu performante et peu en conformité avec les exigences actuelles en matière de sécurité et d'exploitation.
- Le matériel actuel est en fin d'amortissement et la centrale a produit près de 30 millions de kWh, permettant largement de rentabiliser les investissements consentis.
- Le renouvellement des équipements permettrait non seulement d'augmenter la production, mais également de bénéficier des tarifs proposés par la nouvelle OEne.



- Le matériel actuel étant vieillissant et la firme ayant réalisé le groupe turbine-alternateur abandonnant peu à peu le marché de la petite hydraulique, le manque de fiabilité constaté va devenir un véritable problème dans les années à venir.
- L'ensemble de ces points aussi bien techniques qu'économiques, milite en faveur d'un remplacement rapide des équipements et d'une extension de la capacité de l'installation.
- Le calcul économique présente des chiffres très favorables en termes de prix de revient et de possibilités de prix de vente. S'il est clair que ces calculs devront être affinés, en particulier pour les coûts importants liés au remplacement partiel ou total de la conduite, les travaux de réhabilitation et d'extension de la centrale conduisent à un prix de revient très favorable, quelle que soit la solution choisie.
- Les frais de remplacement partiel ou total de la conduite ont été estimés sur une base statistique en terrain de montagne. Il est cependant bien clair qu'une analyse détaillée des conditions locales devra être conduite, notamment en matière de tracé et de géologie.
- Outre le fait que nous encourageons la commune à prévoir le renouvellement des équipements en les adaptant au nouveau débit disponible, nous lui recommandons d'étudier en détail le remplacement de la conduite forcée sur l'ensemble de son parcours avant de faire le choix définitif de la variante à réaliser.
- Enfin, il est indispensable de lever l'incertitude sur les débits turbinables en procédant au changement du compteur du réservoir et à des jaugeages des sources.

Montcherand, le 31 mai 2008/VD

Révisé le 22 juillet 2008/VD

