



Née d'une volonté collective de la Commune de St-Gingolph, de la Bourgeoisie de St-Gingolph et de la Romande Energie SA de contribuer au développement des nouvelles énergies renouvelables.

Rapport de gestion 2018

Neuvième exercice social

du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2018





Conseil d'administration au 31 décembre 2018

MM. Werner Grange, à St-Gingolph, Président

Guillaume Gros, à Divonne-les-Bains (France), Vice-Président

Philippe Bénet, à St-Gingolph, Administrateur

Secrétaire du Conseil d'administration

M. Pierre Marguet, à St-Gingolph

Organe de révision

Conformément à l'acte de fondation de la Société St-Gingolph Energia SA, de siège social à St-Gingolph, et aux dispositions du CO, les fondateurs, soit **LA COMMUNE DE ST-GINGOLPH, LA BOURGEOISIE DE ST-GINGOLPH ET LA SOCIETE ROMANDE ENERGIE SA** ont nommé, en date du 13 juin 2018, son organe de révision pour l'exercice comptable 2018, à savoir ECSA Fiduciaire SA, à Sion.



TABLE DES MATIERES

1	RAPPORT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION.....	6
1.1	Situation générale.....	6
1.1.1	Bilan climatologique de l'année 2018.....	6
1.1.1.1	Vallée du Rhône : température moyenne de l'air à 2m [°C].....	6
1.1.1.2	Vallée du Rhône : précipitations [mm].....	7
1.1.1.3	Vallée du Rhône : tableau comparatif des températures moyennes de l'air à 2m [°C].....	8
1.1.1.4	Vallée du Rhône : tableau comparatif des précipitations [mm].....	9
1.1.2	Définition de la « norme climatique »	10
1.1.2.1	Qu'est-ce qu'une norme climatique ?	10
1.1.2.2	A quoi sert une norme climatique ?	10
1.1.2.3	Pourquoi produit-on des normes climatiques ?	10
1.1.2.4	Pourquoi les normes climatiques sont-elles calculées par tranches de 30 ans ?.....	10
1.1.2.5	Peut-on en déduire des tendances ?	10
1.1.2.6	La nouvelle norme climatique de référence 1981-2010 de MétéoSuisse.....	10
1.2	Bilan climatique et pluviométrique en Suisse et en Valais	11
1.2.1	Bilan de l'hiver 2017/2018	11
1.2.1.1	Un hiver dans la norme pour les températures.....	11
1.2.1.2	Beaucoup de précipitations et de neige	11
1.2.1.3	Un ensoleillement déficitaire.....	11
1.2.1.4	Hiver agité.....	12
1.2.2	Bilan du printemps 2018.....	12
1.2.2.1	Un réchauffement printanier marqué.....	12
1.2.2.2	D'abord frais puis très doux.....	12
1.2.2.3	Peu de précipitations dans l'Est.....	13
1.2.2.4	Un ensoleillement printanier proche de la normale.....	13
1.2.3	Bilan de l'été 2018	14
1.2.3.1	Accumulation d'étés très chauds.....	14
1.2.3.2	Tous les mois de l'été nettement plus chauds	14
1.2.3.3	Peu de pluie de manière persistante	14
1.2.3.4	Record pour l'ensoleillement	15
1.2.3.5	Sécheresse séculaire.....	15
1.2.4	Bilan de l'automne 2018	15
1.2.4.1	Une chaleur continue	16
1.2.4.2	Record de température au Sud des Alpes	16
1.2.4.3	Tous les mois de l'automne plus chauds	16
1.2.4.4	Manque prononcé de pluie au Nord.....	16
1.2.4.5	Très ensoleillé au Nord	16
1.3	Système de rétribution et de l'injection (SRI)	17
1.3.1	Définition du système de rétribution de l'injection (SRI)	17
1.3.1.1	Le nouveau système de rétribution de l'injection à partir du 1 ^{er} janvier 2018.....	18
1.3.1.2	D'une rétribution à prix coûtant vers un système orienté sur les coûts	18
1.3.1.3	Installations pouvant bénéficier de la rétribution de l'injection en Suisse.....	18
1.3.1.4	Exceptions applicables à certains types d'installations	18
1.3.1.5	PRU et GRU : rétributions uniques pour installations photovoltaïques	18
1.3.1.6	Listes d'attente rétribution unique pour petites installations (PRU)	19
1.3.1.7	Rétribution unique pour grandes installations (GRU)	19

TABLE DES MATIERES

1.3.1.8	Introduction de l'obligation de commercialisation directe pour l'électricité issue de sources d'énergie renouvelables.....	19
1.3.1.9	Comment le problème de liste d'attente sera-t-il résolu ?	19
1.3.1.10	Avenir du système de rétribution de l'injection après 2022.....	19
1.4	Commercialisation directe	20
1.4.1	Définition de la commercialisation directe	20
1.4.2	Présentation de la commercialisation directe	20
1.4.2.1	Contexte I.....	20
1.4.2.2	Contexte II	20
1.4.2.3	Modèle de rémunération des injections renouvelables	21
1.4.2.4	Solutions pour les propriétaires d'installations	21
1.4.2.5	Prochaine étape pour solliciter une offre	22
1.5	Centrales hydroélectriques de Clarive et du Croseau	22
1.5.1	Gestion du groupe-bilan (GB) pour les énergies renouvelables	22
1.5.2	Apport d'eau	22
1.5.2.1	Centrale hydroélectrique de Clarive	23
1.5.2.2	Centrale hydroélectrique du Croseau.....	24
1.5.2.3	Centrales hydroélectriques de Clarive et du Croseau : récapitulatif	25
1.5.3	Production et rétribution d'énergie	26
1.5.3.1	Décision : fixation du taux de rétribution pour les installations hydroélectriques.....	26
1.5.3.2	Centrale hydroélectrique de Clarive	27
1.5.3.3	Centrale hydroélectrique du Croseau.....	31
1.5.3.4	Centrales hydroélectriques de Clarive et du Croseau : récapitulatif	35
1.5.4	Chiffre d'affaires	36
1.5.4.1	Centrale hydroélectrique de Clarive	36
1.5.4.2	Centrale hydroélectrique du Croseau.....	37
1.5.4.3	Centrales hydroélectriques de Clarive et du Croseau : récapitulatif	38
1.5.5	Résultat d'exercice	39
2	COMPTES	40
2.1	Bilan au 31 décembre 2018	40
2.1.1	Actif	40
2.1.1.1	Actif circulant	40
2.1.1.2	Actif immobilisé.....	41
2.1.2	Passif	41
2.1.2.1	Capitaux étrangers à court terme	41
2.1.2.2	Capitaux étrangers à long terme	41
2.1.2.3	Capitaux propres	43
2.2	Compte de résultats au 31 décembre 2018	44
2.2.1	Produits d'exploitation	44
2.2.1.1	Chiffre d'affaires énergie	44
2.2.2	Charges d'exploitation : résultat I (avant amortissements, charges financières et impôts directs) 44	
2.2.2.1	Charges du personnel	44
2.2.2.2	Autres charges d'exploitation	44

TABLE DES MATIERES

2.2.3	Charges d'exploitation : résultat II (avant charges financières et impôts directs)	44
2.2.3.1	Amortissements et corrections de valeur des immobilisations	44
2.2.4	Charges d'exploitation : résultat III (avant impôts directs).....	45
2.2.4.1	Charges et produits financiers	45
2.2.5	Charges d'exploitation : résultat IV (après impôts directs)	45
2.2.5.1	Impôts directs.....	45
2.2.5.2	Résultat d'exercice	45
3	ESTIMATION DES RISQUES.....	46
3.1	Identification des risques.....	46
3.2	Evaluation des risques, impact et mesures	46
3.2.1	Risque de l'entreprise.....	46
3.2.1.1	Décès ou maladie des responsables de l'administration	46
3.2.2	Risque du marché.....	46
3.2.2.1	Perte de marchés – réduction du volume des affaires	46
3.2.3	Risque de crédit.....	46
3.2.3.1	Perte sur débiteurs douteux.....	46
3.2.4	Risques opérationnels	47
3.2.4.1	Manquements contractuels.....	47
3.2.4.2	Perte de données informatiques ou de documents	47
3.2.4.3	Dommages aux installations d'exploitation (incendie-dégâts d'eau)	47
3.2.5	Risque de rentabilité	47
3.2.5.1	Diminution des prix à la vente, rabais conséquents accordés	47
3.2.6	Risque de rentabilité	47
3.2.6.1	Manco de liquidités.....	47
4	CONCLUSION	48
4.1	Proposition.....	48
5	ANNEXES AU RAPPORT DE GESTION.....	49
5.1	Compte du bilan	50-54
5.2	Compte d'exploitation.....	54-57
5.3	Compte des investissements	57
5.4	Compte des amortissements	58
5.5	Proposition relative à l'emploi du bénéfice au 31 décembre	61-63
5.6	Proposition de répartition du bénéfice par partenaire	63-67
5.7	Annexe 1 aux comptes annuels arrêtés au 31 décembre	68
	Compte d'exploitation : charges et produits extraordinaires	68
5.8	Annexe 2 aux comptes annuels arrêtés au 31 décembre	69
	Compte du bilan : provision centrales de Clarive et du Croseau	69
5.9	Annexe 3 aux comptes annuels arrêtés au 31 décembre	69
	Rapport de l'organe de révision	70-71
	Le mot de la fin.....	72

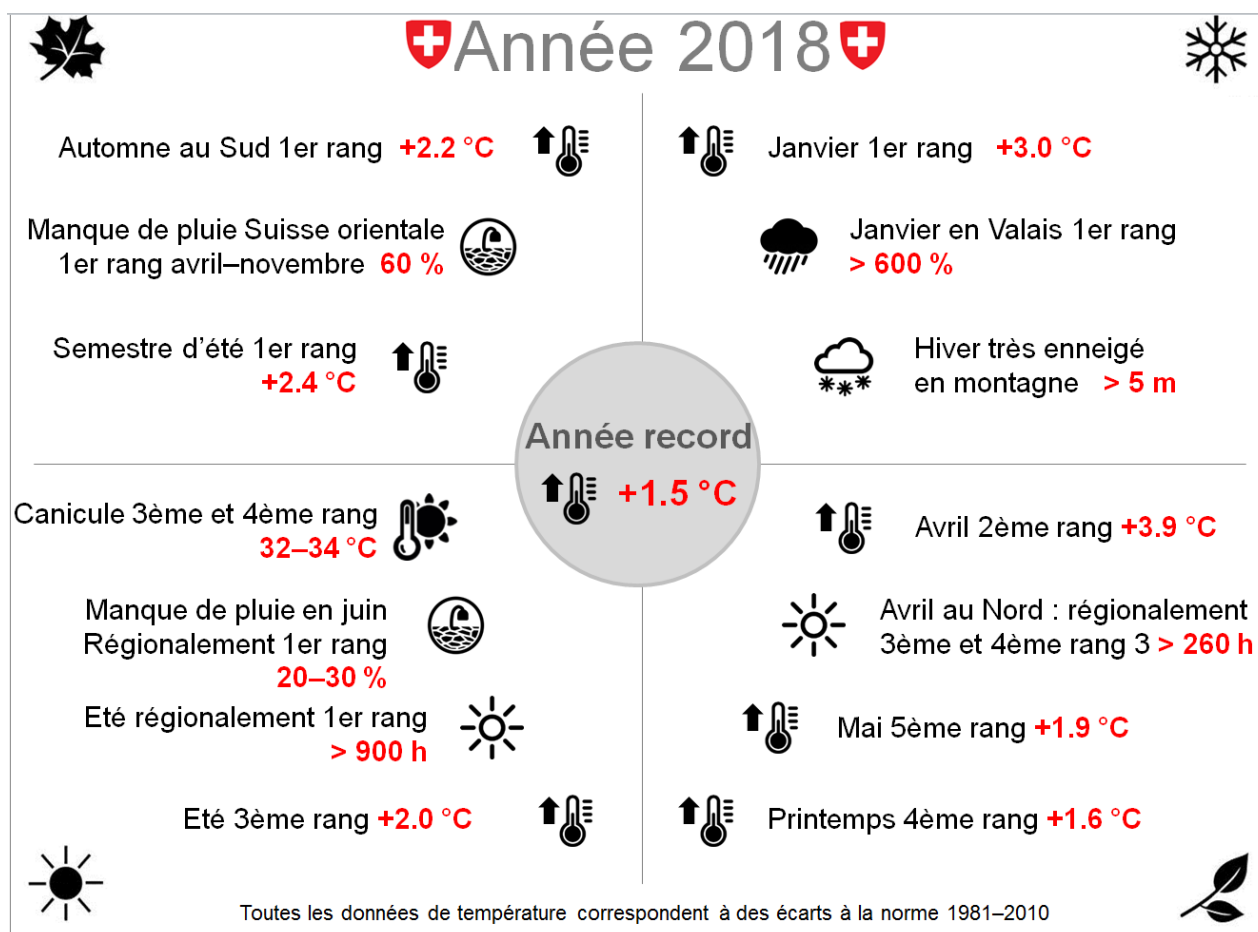
1 RAPPORT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Rapport destiné à l'assemblée générale ordinaire des actionnaires du 17 juin 2019 sur l'exercice 2018.

1.1 Situation générale

1.1.1 Bilan climatologique de l'année 2018¹

Chaleur et manque persistant de pluie, c'est ainsi que l'année 2018 s'est présentée en Suisse. Dix des douze températures mensuelles ont été nettement au-dessus de la norme, dont 6 se sont situées dans une zone extrême. La chaleur continue n'a pas seulement conduit à un nouveau record annuel. Ainsi, le semestre d'été a également été aussi chaud depuis le début des mesures en 1864. La chaleur record s'est accompagnée d'un manque inhabituel de pluie sur plusieurs mois. En Suisse orientale, le déficit pluviométrique massif d'avril à novembre est devenu un événement séculaire.



1.1.1.1 Vallée du Rhône : température moyenne de l'air à 2m [°C]

Le Valais et le Chablais (valaisan et vaudois) ont connu, pour l'année 2018, un excédent thermique 2.0°C (11.8°C) par rapport à la norme 1981-2010 (9.8°C), soit $+20.41\%$. En comparaison avec l'année 2017 qui présentait 10.7°C de températures moyennes, celles de 2018 sont donc supérieures 1.1°C ($+10.28\%$). A titre informatif, la température annuelle moyenne nationale se situe à 6.9°C .

Concernant la station d'Aigle, station de référence pour la région du Chablais valaisan et vaudois, les températures moyennes, selon la norme 1981-2010, sont de 9.8°C . Pour l'année 2018, celles-ci se montent à 11.7°C contre 10.4°C en 2017 ($+1.3^{\circ}\text{C}$, soit $+12.50\%$). Statistiquement, les températures moyennes enregistrées en 2018 ont donc augmenté au regard de l'année 2017.

¹ Ecrits tirés du bulletin climatologique année 2016, Confédération Suisse, Département fédéral de l'intérieur (DFI), Office fédéral de météorologie et de climatologie MétéoSuisse.

1.1.1.2 Vallée du Rhône : précipitations [mm]

Pour le Valais et le Chablais (valaisan et vaudois), les précipitations moyennes de l'année météorologique 2018 ont été supérieures à la norme 1981-2010 de 47 mm, soit +6.38% (784 mm contre 737 mm). En comparaison avec l'année 2017, qui présentait 666 mm de précipitations moyennes annuelles, celles de 2018 sont donc nettement supérieures, de 118 mm (+17.72%).

Concernant la station d'Aigle, station de référence pour la région du Chablais valaisan et vaudois, les précipitations moyennes annuelles, selon la norme 1981-2010, sont de 1012 mm. Pour l'année 2018, celles-ci s'élèvent à 818 mm contre 861 mm en 2017 (–43 mm, soit –4.99%). Statistiquement, les précipitations moyennes enregistrées en 2018 sont donc en baisse en comparaison à l'année 2017.

1.1.1.3 Vallée du Rhône : tableau comparatif des températures moyennes de l'air à 2m [°C]

Normes standard 1981-2010

Stations	Alt. [m]	Années	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Jun	Jul	Aoû	Sept	Oct	Nov	Déc	Moy.
Aigle	381	1981-2010	0.8	1.9	5.8	9.4	13.8	17.0	19.1	18.4	14.6	10.4	5.0	1.9	9.8
Sion	482	1981-2010	0.1	1.8	6.5	10.4	14.9	18.1	20.1	19.2	15.2	10.3	4.3	0.6	10.1
Viège	639		-1.3	0.9	6.0	9.8	14.2	17.3	19.4	18.6	14.7	9.9	3.8	-0.3	9.4
Moyenne Aigle-Sion-Viège			-0.1	1.5	6.1	9.9	14.3	17.5	19.5	18.7	14.8	10.2	4.4	0.7	9.8

Années 2014-2018

Stations	Alt. [m]	Années	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Jun	Jul	Aoû	Sept	Oct	Nov	Déc	Ann.
Aigle	381	2014	3.7	5.1	7.5	11.7	13.3	18.2	17.9	17.3	16.0	13.2	7.8	3.9	11.3
		2015	2.3	1.4	6.8	10.6	14.7	19.0	22.8	19.9	13.8	9.9	6.4	3.8	11.0
		2016	3.7	5.0	6.0	9.6	13.5	17.4	20.1	19.5	16.7	9.2	6.4	0.7	10.7
		2017	-2.5	4.6	8.8	10.0	14.6	19.8	20.1	20.0	13.4	10.6	4.8	0.8	10.4
		2018	4.9	1.2	5.5	13.6	15.4	18.9	21.2	20.7	16.8	11.2	6.4	4.2	11.7
Moyenne Aigle	2014-2018	2.4	3.5	6.9	11.1	14.3	18.7	20.4	19.5	15.3	10.8	6.4	2.7	11.0	
Sion	482	2014	2.6	4.2	8.4	12.8	14.5	20.1	19.3	18.4	16.9	13.0	8.1	2.7	11.8
		2015	1.4	1.3	7.9	12.2	15.6	20.6	24.0	20.9	14.9	10.5	5.9	2.2	11.5
		2016	2.3	4.4	6.6	11.3	14.7	18.7	21.5	21.0	18.4	10.1	5.9	-0.7	11.2
		2017	-2.3	5.3	9.7	11.6	16.4	21.7	22.1	21.3	14.8	11.8	4.2	-0.6	11.3
		2018	3.9	0.8	6.0	14.3	16.8	21.1	23.3	21.8	18.7	12.4	6.8	2.9	12.4
Moyenne Sion	2014-2018	1.6	3.2	7.7	12.4	15.6	20.4	22.0	20.7	16.7	11.6	6.2	1.3	11.6	
Viège	639	2014	2.2	3.9	7.4	11.7	13.8	18.8	18.5	17.4	15.7	12.1	8.0	2.1	11.0
		2015	1.0	0.2	7.2	11.2	14.5	19.4	22.6	19.7	14.0	10.1	5.0	-0.3	10.4
		2016	0.9	3.6	5.7	10.8	13.7	17.6	20.5	19.8	16.7	9.1	5.0	-3.3	10.0
		2017	-3.3	5.0	8.9	10.7	15.5	20.8	20.6	20.2	13.4	10.4	2.9	-1.6	10.3
		2018	2.7	0.0	5.6	13.1	15.4	19.6	21.6	20.4	17.1	11.5	6.8	1.5	11.3
Moyenne Viège	2014-2018	0.7	2.5	7.0	11.5	14.6	19.2	20.8	19.5	15.4	10.6	5.5	-0.3	10.6	
Moyenne Aigle-Sion-Viège		2018	3.8	0.7	5.7	13.7	15.9	19.9	22.0	21.0	17.5	11.7	6.7	2.9	11.8
Moyenne Aigle-Sion-Viège		2014-2018	1.6	3.1	7.2	11.7	14.8	19.4	21.1	19.9	15.8	11.0	6.0	1.2	11.1
Ecart moyen normes / Stations Aigle-Sion-Viège		1981-2010 2014-2018	1.7	1.5	1.1	1.8	0.5	2.0	1.5	1.2	1.0	0.8	1.7	0.5	1.3

1.1.1.4 Vallée du Rhône : tableau comparatif des précipitations [mm]

Normes standard 1981-2010

Stations	Ind	Alt. [m]	Années	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Jun	Jul	Aoû	Sept	Oct	Nov	Déc	Total
Aigle	7970	381	1981-2010	69.0	64.0	71.0	70.0	90.0	106.0	110.0	106.0	88.0	83.0	75.0	79.0	1012
Sion	7520	482	1981-2010	51.0	47.0	42.0	35.0	49.0	54.0	58.0	57.0	44.0	52.0	52.0	64.0	602
Viège	7255	639		53.0	43.0	50.0	46.0	55.0	44.0	42.0	46.0	41.0	57.0	57.0	62.0	596
Moyenne Aigle-Sion-Viège				57.7	51.3	54.3	50.3	64.7	68.0	70.0	69.7	57.7	64.0	61.3	68.3	737

Années 2014-2018

¹ Définition de l'abréviation "Ind" : Indicatif de la station correspondant au bassin versant.

Stations	Ind ¹	Alt. [m]	Années	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Jun	Jul	Aoû	Sept	Oct	Nov	Déc	Ann.
Aigle	7970	381	2014	82.2	104.6	35.3	77.2	98.7	33.0	311.0	145.4	31.5	62.6	100.3	32.3	1114
			2015	81.6	23.3	71.0	64.0	161.0	69.0	58.0	93.0	85.0	64.0	84.0	9.0	863
			2016	110.5	86.1	45.7	98.4	201.3	123.3	109.3	63.4	40.7	44.2	102.9	0.4	1026
			2017	32.9	59.2	80.1	28.4	59.6	95.1	111.3	108.1	45.6	36.4	85.3	118.9	861
			2018	167.3	37.3	71.0	45.1	43.7	79.1	55.6	76.9	53.7	44.4	24.3	119.2	818
Total Aigle			2014-2018	474.5	310.5	303.1	313.1	564.3	399.5	645.2	486.8	256.5	251.6	396.8	279.8	4682
Moyenne Aigle				94.9	62.1	60.6	62.6	112.9	79.9	129.0	97.4	51.3	50.3	79.4	56.0	936
Sion	7520	482	2014	42.1	79.1	4.8	28.6	34.4	17.3	105.7	87.1	15.0	29.4	45.4	40.8	530
			2015	56.0	10.0	63.0	20.0	115.0	35.0	40.0	73.0	13.0	29.0	42.0	4.0	500
			2016	127.3	87.3	18.1	39.4	75.1	44.4	46.6	26.6	14.2	32.3	75.2	0.0	587
			2017	31.5	39.3	61.6	20.8	43.9	67.8	50.6	69.6	10.8	12.2	43.3	113.9	565
			2018	197.0	29.9	30.8	29.3	36.8	25.8	25.0	82.3	20.4	38.1	7.0	110.7	633
Total Sion			2014-2018	453.9	245.6	178.3	138.1	305.2	190.3	267.9	338.6	73.4	141.0	212.9	269.4	2815
Moyenne Sion				90.8	49.1	35.7	27.6	61.0	38.1	53.6	67.7	14.7	28.2	42.6	53.9	563
Viège	7255	639	2014	33.9	75.4	16.2	89.9	28.6	22.0	101.0	62.8	7.8	30.0	111.0	37.3	616
			2015	52.0	12.0	88.0	24.0	120.0	35.0	64.0	92.0	19.0	41.0	72.0	5.0	624
			2016	117.4	93.6	16.8	50.8	75.9	35.5	23.8	13.7	26.3	34.3	62.2	0.1	550
			2017	33.5	27.6	116.8	9.7	42.1	52.0	38.2	97.2	9.1	16.4	44.7	83.1	570
			2018	327.5	26.1	42.9	32.2	80.0	18.8	14.5	16.1	20.1	130.8	31.8	161.0	902
Total Viège			2014-2018	564.3	234.7	280.7	206.6	346.6	163.3	241.5	281.8	82.3	252.5	321.7	286.5	3263
Moyenne Viège				112.9	46.9	56.1	41.3	69.3	32.7	48.3	56.4	16.5	50.5	64.3	57.3	653
Total Aigle-Sion-Viège			2018	691.8	93.3	144.7	106.6	160.5	123.7	95.1	175.3	94.2	213.3	63.1	390.9	2353
Moyenne Aigle-Sion-Viège				230.6	31.1	48.2	35.5	53.5	41.2	31.7	58.4	31.4	71.1	21.0	130.3	784
Total Aigle-Sion-Viège			2014-2018	1492.7	790.8	762.1	657.8	1216.1	753.1	1154.6	1107.2	412.2	645.1	931.4	835.7	10759
Moyenne Aigle-Sion-Viège				99.5	52.7	50.8	43.9	81.1	50.2	77.0	73.8	27.5	43.0	62.1	55.7	717
Ecart moyen normes			1981-2010													
/ Stations Aigle-Sion-Viège			2014-2018	41.8	1.4	-3.5	-6.5	16.4	-17.8	7.0	4.1	-30.2	-21.0	0.8	-12.6	-19.4

1.1.2 Définition de la « norme climatique »²

Les normes climatiques servent à décrire les conditions climatologiques d'un endroit donné. Elles permettent de dire si une période est trop humide ou trop sèche, trop chaude ou trop froide, trop ensoleillée ou trop pluvieuse.

1.1.2.1 Qu'est-ce qu'une norme climatique ?

Une norme climatique est une valeur moyenne [de température, de précipitations, d'ensoleillement, de vent, de pression (atmosphérique), de nébulosité, d'humidité] calculée sur une période de 30 ans (1901-1930, 1931-1960, 1961-1990). Cette tranche permet d'avoir une valeur moyenne représentative et suffisamment proche de la situation actuelle. Une norme climatique est donc la valeur à laquelle on peut s'attendre à un moment donné de l'année à un endroit donné. Le calcul des normes climatiques se fait en accord avec les recommandations de l'Organisation météorologique (OMM). Cette dernière attend de ses membres le calcul des moyennes sur 30 ans au moins et si possible avec une mise à jour tous les dix ans.

1.1.2.2 A quoi sert une norme climatique ?

Une norme climatique sert à décrire les conditions climatologiques d'un endroit donné. Les météorologues et les climatologues utilisent régulièrement les normes climatiques pour situer des conditions climatologiques récentes dans un contexte historique. Les normes climatiques peuvent servir dans des domaines aussi variés que la régulation des compagnies électriques, la planification des constructions de bâtiments, de routes, la sélection des cultures agricoles, le calendrier des plantations, etc.

1.1.2.3 Pourquoi produit-on des normes climatiques ?

Les normes climatiques ont pour but d'établir des comparaisons entre les climats de différentes stations de mesure. Elles servent aussi à confronter des valeurs mesurées sur une période définie à celles attendues en fonction de la norme. Cette comparaison permet de préciser si une période était trop humide, trop chaude ou trop ensoleillée.

1.1.2.4 Pourquoi les normes climatiques sont-elles calculées par tranches de 30 ans ?

Comme les données climatologiques d'un mois à un autre et d'une année à une autre varient relativement beaucoup, notamment en zone de climat tempéré, les moyennes de chacun des paramètres sont calculées sur une longue série de mesures pour décrire les conditions climatiques moyennes d'un lieu, note MétéoSuisse. La série de mesures doit être suffisamment longue pour avoir un échantillon représentatif des répartitions de fréquence et suffisamment courte pour éviter d'être trop éloignée de la situation du jour. Sur cette base, l'Organisation météorologique mondiale a défini des périodes climatologiques standards de 30 ans pour pouvoir comparer les normes sur le plan national et international.

1.1.2.5 Peut-on en déduire des tendances ?

Les normes climatiques n'ont pas été prévues pour être des références métriques du changement climatique. Elles donnent des indications sur des tendances récentes et une meilleure idée de l'état actuel du climat. Cependant, des changements entre les tranches de 30 ans ne confirment pas nécessairement une tendance.

1.1.2.6 La nouvelle norme climatique de référence 1981-2010 de MétéoSuisse

Dès janvier 2013, MétéoSuisse utilise la nouvelle norme de référence 1981-2010 pour tous les produits et déclarations qui comparent les conditions météorologiques actuelles avec le climat prévu. Pour la représentation et le suivi des tendances climatiques à long terme, la période standard 1961-1990 continuera à être employée.

² Ecrits tirés d'un article de la Radio Télévision Suisse (RTS), Sources: MétéoSuisse, NOAA : <http://www.rts.ch/decouverte/sciences-et-environnement/terre-et-espace/meteorologie/4655653-les-normes-climatiques.html>.

1.2 Bilan climatique et pluviométrique en Suisse et en Valais³

1.2.1 Bilan de l'hiver 2017/2018

L'hiver 2017/2018 en Suisse a connu des températures conformes à la normale. Les températures ont été déficitaires en montagne, mais elles ont été excédentaires sur les régions de plaine des deux côtés des Alpes. En montagne, il a abondamment neigé au cours de cet hiver. L'ensoleillement hivernal a été déficitaire dans toute la Suisse avec un mois de février particulièrement sombre.

1.2.1.1 Un hiver dans la norme pour les températures

En moyenne nationale, les températures de l'hiver 2017/18 ont été conformes à la norme 1981-2010. En montagne, elles se sont situées à 0.9 degré au-dessous de la norme, tandis que sur les régions de plaine du Nord des Alpes, elles ont dépassé la normale de 0.6 degré. Sur les régions de plaine du Sud des Alpes, elles ont été proches de la norme 1981-2010.

Décembre 2017 a présenté un déficit thermique de 0.6 degré par rapport à la norme 1981-2010. En montagne et au Sud des Alpes, les températures en décembre ont été inférieures de 1 à 2 degrés à la normale. En revanche, janvier 2018 a régionalement connu des températures extrêmement douces. Sur le site de mesures de Genève, la température moyenne de janvier 2018 a été de 6.0 degrés, ce qui est un record. La température du précédent mois de janvier le plus doux à Genève avait affiché une valeur de 4.5 degrés.

En moyenne nationale, la Suisse a connu son mois de janvier le plus doux depuis le début des mesures en 1864 avec un dépassement de la normale de 3.1 degrés. Par contre, le mois de février a été froid avec un déficit thermique moyen de 3.0 degrés par rapport à la norme 1981-2010. En montagne, la température a même été de 3.5 degrés inférieure à la normale. Pour la montagne, il s'agit d'un des mois de février les plus froids de ces 30 dernières années.

1.2.1.2 Beaucoup de précipitations et de neige

Les précipitations de cet hiver ont souvent atteint l'équivalent de 130 à 175% de la norme 1981-2010. En Valais, les valeurs ont souvent correspondu à plus de 200% de la normale, dans les Grisons régionalement. Au Sud des Alpes il a été mesuré l'équivalent de 100 à 150%, localement près de 180% de la norme.

En janvier 2018, 95 sites de mesures ont relevé des quantités record de précipitations pour un mois de janvier. Parmi ces sites, 72 disposent de mesures depuis plus de 50 ans. En Valais, 4 stations, avec une série de plus de 50 ans de mesures, n'ont pas seulement enregistré un record pour un mois de janvier, mais aussi pour tous mois confondus. Zermatt a recueilli 257 mm de précipitations, Stalden/Akersand 220 mm, Viège 328 mm et Grimentz 254 mm.

En montagne, il a abondamment neigé en décembre et en janvier. Le danger d'avalanche a parfois été fort à très fort dans une grande partie des Alpes, surtout en janvier. Pendant quelques jours, quelques vallées alpines n'ont été atteignables que par hélicoptère. A Arosa (à 1880 m), il est tombé un cumul remarquable de 5.3 m de neige au cours de l'hiver 2017/18. Ces 50 dernières années, seul l'hiver 2011/12 avait connu un cumul de neige fraîche encore plus important avec 5.8 m. A Grächen en Valais (à 1600 m), il est tombé un cumul de neige supérieur à 2 m, ce qui constitue une des valeurs les plus élevées pour un hiver depuis le début des mesures il y a 50 ans.

1.2.1.3 Un ensoleillement déficitaire

L'ensoleillement de cet hiver 2017/18 a été déficitaire dans toute la Suisse. Au Sud des Alpes et en Engadine, les valeurs d'ensoleillement ont généralement correspondu à 85-95% de la norme 1981-2010. Dans les autres régions, l'ensoleillement de cet hiver a souvent atteint 60 à 85% de la norme.

En décembre 2017, l'ensoleillement a généralement atteint l'équivalent de 80 à 110% de la norme 1981-2010. En Valais, il n'a été que de l'ordre de 70% et même de 60% sur le Plateau et le Tessin méridional. En revanche, la région du lac de Constance a connu un ensoleillement correspondant jusqu'à 120% de la norme 1981-2010.

En janvier 2018 également, l'ensoleillement dans la région du lac de Constance a correspondu à 130% de la norme 1981-2010. Ailleurs en Suisse, il a été compris entre 60 et 90% de la norme.

³ Ecrits tirés des bulletins climatologiques de tous les mois de l'année 2016, Confédération Suisse, Département fédéral de l'intérieur (DFI), Office fédéral de météorologie et de climatologie MétéoSuisse.

Février 2018 s'est montré particulièrement gris. Au Nord des Alpes et dans les Alpes, l'ensoleillement est parfois resté inférieur à 50% de la norme 1981-2010. Régionalement, il s'agit de l'un des mois de février les plus sombres depuis ces 30 dernières années. En Valais, au Sud des Alpes et en Engadine, l'ensoleillement a atteint l'équivalent de 80 à 100% de la norme.

1.2.1.4 Hiver agité

Le Nord des Alpes a vécu un hiver bien agité. Sur le site de mesures de Zurich-Fluntern, les mois de décembre et de janvier ont connu un nombre sensiblement plus élevé de tempêtes que ces dernières années. Des dégâts ont été occasionnés, notamment lors des tempêtes de janvier et surtout au cours de la tempête Burglind (ou Eleanor) du 3 janvier 2018.

Du 16 au 18 janvier 2018, la Suisse a vécu une période tempétueuse pendant 3 jours. A Zurich-Fluntern, les rafales de vent ont atteint ou dépassé les 100 km/h au cours de ces 3 journées. Il faut remonter jusqu'en janvier 2004 pour retrouver une période tempétueuse comparable de 3 jours à Zurich-Fluntern. Ensuite, il faut remonter jusqu'à la tempête séculaire Lothar de décembre 1999 pour retrouver une autre période tempétueuse comparable.

Valeurs saisonnières hiver 2017/18 pour une sélection de stations MétéoSuisse en comparaison avec la norme 1981–2010.

station	altitude m	température (°C)			durée d'ensoleillement (h)			précipitations (mm)		
		moy.	norme	écart	somme	norme	%	somme	norme	%
Bern	553	1.3	0.3	1.0	146	200	73	318	189	168
Zürich	556	1.6	1.0	0.6	127	178	71	290	209	139
Genève	420	3.3	2.2	1.1	133	187	71	335	234	143
Basel	316	3.3	2.3	1.0	150	199	75	233	157	148
Engelberg	1036	-1.3	-1.6	0.3	120	173	69	440	280	157
Sion	482	1.4	0.7	0.7	243	284	86	341	162	210
Lugano	273	4.2	4.0	0.2	344	370	93	214	198	108
Samedan	1709	-7.5	-8.2	0.7	329	341	96	123	85	145

Norme moyenne climatologique 1981–2010
Écart écart à la norme
% rapport à la norme (norme = 100%)

1.2.2 Bilan du printemps 2018

La Suisse a connu son quatrième printemps le plus chaud depuis le début des mesures en 1864 avec une température de 6.0 degrés en moyenne nationale. Le printemps 2017 avait connu une douceur comparable avec une température de 6.1 degrés. Il avait fait nettement plus doux au printemps 2011 avec 6.8 degrés et au printemps 2017 avec 6.7 degrés.

1.2.2.1 Un réchauffement printanier marqué

Avec, en 2018, le quatrième printemps le plus chaud depuis le début des mesures en 1864, le réchauffement prononcé du printemps se poursuit sans relâche. Les six printemps les plus chauds ont tous été enregistrés au 21ème siècle. Depuis l'année 2000, le printemps a dépassé la norme 1981-2010 de plus d'un degré à 10 reprises. Avant 2000, cela ne s'était produit qu'à 2 reprises.

1.2.2.2 D'abord frais puis très doux

Le printemps 2018 a démarré dans la fraîcheur. En mars, la température a accusé, en moyenne nationale, un déficit d'un degré par rapport à la norme 1981-2010. Le Sud des Alpes a même régionalement enregistré un des mois de mars les plus froids de ces 30 dernières années avec un déficit de 1 à 2 degrés par rapport à la normale.

Après un mois de mars frais, le mois d'avril s'est montré le deuxième le plus chaud depuis le début des mesures en 1864. En moyenne nationale, la température a dépassé la normale de 3.9 degrés. Régionalement, les valeurs se sont retrouvées entre 4 et 5 degrés au-dessus de la norme 1981-2010.

La chaleur s'est poursuivie le mois suivant. Le printemps s'est terminé avec le cinquième mois de mai le plus chaud depuis le début des mesures en 1864. En moyenne nationale, la normale a été dépassée de 1.9 degré. Pour certains sites, il s'agit même du deuxième ou troisième mois de mai le plus chaud depuis le début des mesures il y a 155 ans.

1.2.2.3 Peu de précipitations dans l'Est

Les précipitations du printemps sont souvent restées déficitaires. En moyenne nationale, il est tombé l'équivalent de 87% de la norme 1981-2010. La Suisse orientale n'a reçu que l'équivalent de 60 à 70% de la normale, tandis que le Sud des Alpes a mesuré 80 à 130% de la norme.

En mars, les précipitations ont été copieuses au Sud des Alpes, puisqu'elles ont représenté 140 à 200% de la norme 1981-2010. En Suisse romande et localement dans les Alpes, il a été mesuré jusqu'à 140% de la norme. Sur le Plateau, ces précipitations ont représenté l'équivalent de 80 à 90% de la norme.

En avril, de nombreuses régions de la Suisse ont connu un mois sec. Sur le Plateau oriental, il s'agit d'un des 10 mois d'avril les plus secs depuis le début des mesures en 1864. En revanche, au Sud des Alpes et en Haute-Engadine, il est régionalement tombé l'équivalent de près de 140% de la norme de la pluviométrie d'avril.

En mai, les fréquentes situations orageuses ont amené des quantités de pluie très disparates. Sur l'ouest et le nord-ouest du pays, ainsi qu'en Valais, les sommes mensuelles ont atteint l'équivalent de 80 à 130% de la norme 1981-2010. Au Sud des Alpes et en Engadine, il est tombé l'équivalent de 50 à 90% de la normale, mais de 130 à 140% de la norme sur le Tessin méridional. Sur les autres régions, il a été recueilli l'équivalent de 60 à 110% de la norme 1981-2010.

1.2.2.4 Un ensoleillement printanier proche de la normale

Au Nord des Alpes, l'ensoleillement au printemps 2018 a souvent atteint l'équivalent de 100 à 115% de la norme 1981-2010. Dans les autres régions, les valeurs ont parfois été un peu déficitaires.

A la suite d'un mois de mars globalement dépressionnaire, l'ensoleillement n'a atteint que l'équivalent de 60 à 70% de la normale. Le long des versants nord des Alpes, l'ensoleillement n'a régionalement atteint que de 50 à 60% de la norme 1981-2010.

En avril, en raison de fréquentes situations anticycloniques et de foehn, l'ensoleillement a été très généreux. Certaines régions du Nord des Alpes ont connu leur troisième ou quatrième mois d'avril le plus ensoleillé depuis le début de la série disponible de valeurs homogénéisées qui remonte souvent jusqu'en 1959.

En mai, l'ensoleillement a atteint 80 à 100% de la norme 1981-2010 en Valais, au Tessin et dans les Grisons. Ailleurs, les valeurs se sont situées entre 90 et 115% de la normale.

Valeurs saisonnières du printemps 2018 pour une sélection de stations MétéoSuisse en comparaison avec la norme 1981–2010.

station	altitude m	température (°C)			durée d'ensoleillement (h)			précipitations (mm)		
		moy.	norme	écart	somme	norme	%	somme	norme	%
Bern	553	9.9	8.5	1.4	518	476	109	247	274	90
Zürich	556	10.8	9.1	1.7	535	451	119	186	284	65
Genève	420	11.3	10.0	1.3	494	510	97	222	225	99
Basel	316	11.9	10.3	1.6	487	443	110	190	217	88
Engelberg	1036	7.7	5.8	1.9	428	401	107	308	375	82
Sion	482	12.4	10.6	1.8	592	591	100	97	126	77
Lugano	273	12.6	11.8	0.8	485	544	89	551	432	127
Samedan	1709	3.0	1.8	1.2	407	436	93	128	143	90

Norme moyenne climatologique 1981–2010
Écart écart à la norme
% rapport à la norme (norme = 100%)

1.2.3 Bilan de l'été 2018

Après le quatrième printemps le plus chaud, la Suisse a connu son troisième été le plus chaud depuis le début des mesures en 1864. En moyenne nationale, la température a dépassé de 2 degrés la norme 1981-2010. Seuls l'été 2015 et l'historique été 2003 avaient enregistré un écart à la norme encore plus élevé avec respectivement 2.3 et 3.6 degrés.

1.2.3.1 Accumulation d'étés très chauds

L'été 2018 est le troisième quasiment de suite à avoir connu une température moyenne nationale au-dessus de 15 degrés. Avant le réchauffement estival observé depuis les années 1980, seuls les étés les plus chauds dépassaient les 13 degrés. Au cours des deux dernières décennies, la valeur de 13 degrés est devenue la norme nationale. Des étés relativement frais avec une moyenne nationale de 12 degrés ou moins étaient un phénomène fréquent avant les années 1980. Depuis les années 1990 cependant, la Suisse n'a plus connu d'été aussi frais. L'augmentation significative de la chaleur en été est un des signes évidents du changement climatique en cours.

1.2.3.2 Tous les mois de l'été nettement plus chauds

L'été a débuté avec le quatrième mois de juin le plus chaud depuis le début des mesures en 1864. En moyenne nationale, la température a dépassé de 2.0 degrés la norme 1981-2010. Au Sud des Alpes, en Valais, ainsi que dans la région de Bâle et de Meiringen, il s'agit même du troisième mois de juin le plus chaud depuis le début des mesures en 1864. Au Sud des Alpes, l'écart à la norme 1981-2020 a été de 2.1 à 2.3 degrés, en Valais de l'ordre de 3 degrés, à Bâle de 2.1 degrés et à Meiringen de 2.5 degrés.

Après le quatrième mois de juin le plus chaud, juillet a été le cinquième le plus chaud depuis le début des mesures en 1864. En moyenne nationale, la température a dépassé la norme 1981-2010 de 2.0 degrés. Localement des deux côtés des Alpes, il s'agit même du quatrième mois de juillet le plus chaud, comme à Locarno-Monti, à Bâle et à Lucerne.

Pour le dernier mois de l'été, la Suisse a enregistré son troisième mois d'août le plus chaud depuis le début des mesures en 1864. La température a été supérieure à la normale de 2.1 degrés. Pour certains sites au Nord des Alpes, il s'agit du deuxième mois d'août le plus chaud, pour le Sud des Alpes, du troisième ou quatrième mois d'août le plus chaud depuis le début des mesures. Le mois d'août avait débuté par une des vagues de chaleur les plus intenses sur une durée de 10 jours au Nord des Alpes et de 18 jours au Sud des Alpes.

1.2.3.3 Peu de pluie de manière persistante

L'été 2018 s'est montré extrêmement peu pluvieux. En moyenne nationale il n'est tombé que 71% de la norme 1981-2010. Lors de ces dernières années, seuls les étés 2015, 1983 et 1984 se sont montrés encore moins pluvieux.

Le mois de juin n'a fourni que l'équivalent de 20 à 40% des précipitations normales dans certaines régions. Dans les Alpes centrales et orientales, il s'agit régionalement du deuxième au cinquième mois de juin le moins pluvieux depuis le début des mesures en 1864. Les trois sites de mesures de Braunwald/GL, Kandersteg/BE et Susch/GR, qui disposent de mesures pluviométriques depuis plus de 100 ans, ont connu leur mois de juin le plus sec.

En juillet, les précipitations ont été très faibles dans de nombreuses régions de Suisse. Le déficit pluviométrique a été localement important sur le Plateau oriental et le long de la partie orientale des versants nord des Alpes avec des précipitations n'atteignant seulement l'équivalent de 20 à 30% de la norme, voire moins. Au Sud des Alpes, en revanche, des régions ont relevé l'équivalent de 100% de la norme, en Suisse romande de 100 à 140% de la norme 1981-2010.

La pluviométrie du mois d'août a atteint 30 à 80% de la norme 1981-2010 sur l'ouest et le nord-ouest de la Suisse, localement également entre 90 et 100%. Dans les autres régions de Suisse il est tombé entre 70 et 100% de la norme. Sur l'ouest de la Suisse il s'agit localement du deuxième mois d'août le plus sec depuis plus de 100 ans, notamment à Lausanne avec seulement 20.4 mm et à Romont avec 30.9 mm.

1.2.3.4 Record pour l'ensoleillement

Les trois mois de l'été se sont montrés très ensoleillés. Genève, avec 908 heures d'ensoleillement, a mesuré son été le plus ensoleillé depuis le début des mesures en 1897. Le dernier été autant ensoleillé à Genève remonte à l'année 2003 avec juste un peu moins de 900 heures. A Bâle également, l'ensoleillement estival se situe dans les records avec 835 heures. Seul l'été 2003 avait connu un ensoleillement comparable avec 834 heures. La série de mesures de l'ensoleillement a débuté à Bâle en 1886.

Pour Lugano et Locarno-Monti, il s'agit également de l'été le plus ensoleillé depuis le début des mesures homogénéisées, mais depuis seulement depuis 1959. Lugano a mesuré 874 heures d'ensoleillement et Locarno-Monti plus de 889 heures. Le précédent été le plus ensoleillé en 2003 avait comptabilisé moins de 845 heures à Lugano et moins de 866 heures à Locarno-Monti.

En juin, l'ensoleillement a généralement atteint 120 à 140% de la norme 1981-2010. A Locarno-Monti, avec 290 heures d'ensoleillement, il s'agit du troisième mois de juin le plus ensoleillé depuis le début des mesures homogénéisées en 1959.

En juillet, l'ensoleillement a représenté l'équivalent de 130 à 140% de la norme 1981-2010 sur l'ouest et le nord-ouest de la Suisse, ainsi que sur le Plateau. Sur le reste de la Suisse, il a atteint 100 à 130% de la norme. Genève a connu son deuxième mois de juillet le plus ensoleillé depuis le début des mesures en 1897. A Locarno-Monti et à Pully, il s'agit du mois de juillet le plus ensoleillé depuis le début des mesures homogénéisées en 1959.

L'ensoleillement au mois d'août se situe entre 95 et 115% de la norme 1981-2010 en Valais, au Sud des Alpes et dans les Grisons. Sur le sud du Tessin, il y a eu entre 120 et 125%. Dans le reste de la Suisse, les valeurs atteignent généralement 110 à 125% de la norme, localement jusqu'à 130%.

1.2.3.5 Sécheresse séculaire

Les mois d'été pauvres en pluies ont fait suite à une période d'avril à mai déjà très sèche. En Suisse orientale ces cinq mois consécutifs très secs ont amené un nouveau record séculaire. D'avril à août les quantités de pluie de deux à trois mois normaux manquent dans les pluviomètres. Pour quelques stations ayant des mesures durant 100 ans ou plus, ce déficit de précipitations est nettement le plus massif observé depuis le début des mesures.

Valeurs de l'été 2018 pour une sélection de stations MétéoSuisse en comparaison avec la norme 1981–2010.

station	altitude m	température (°C)			durée d'ensoleillement (h)			précipitations (mm)		
		moy.	norme	écart	somme	norme	%	somme	norme	%
Bern	553	19.6	17.4	2.2	851	660	129	253	333	76
Zürich	556	20.2	17.7	2.5	802	604	133	241	376	64
Genève	420	21.2	19.2	2.0	908	721	126	205	252	81
Basel	316	21.2	18.8	2.4	835	625	134	154	258	60
Engelberg	1036	16.2	14.3	1.9	565	468	121	353	564	63
Sion	482	22.1	19.2	2.9	883	759	116	133	169	79
Lugano	273	23.0	21.1	1.9	874	717	122	355	476	75
Samedan	1709	12.4	11.2	1.2	604	556	109	193	282	68

Norme moyenne climatologique 1981–2010
Écart écart à la norme
% rapport à la norme (norme = 100%)

1.2.4 Bilan de l'automne 2018

La Suisse a connu son troisième automne le plus chaud depuis le début des mesures en 1864. Le Sud des Alpes a régionalement mesuré son automne le plus chaud depuis le début des mesures. Au Nord des Alpes, il s'agit d'un des automnes les plus ensoleillés et l'un des moins pluvieux depuis plus de 100 ans.

1.2.4.1 Une chaleur continue

En moyenne nationale, la température de l'automne a dépassé la norme 1981-2010 de 1.8 degré. Après le troisième été le plus chaud et le quatrième printemps le plus chaud, il s'agit du troisième automne le plus chaud depuis le début des mesures en 1864. Quatre des cinq automnes les plus chauds ont été enregistrés au cours des 15 dernières années. Seul l'automne 2014 avec une température moyenne de 8.1 degrés et l'automne record de 2006 avec une température moyenne de 8.7 degrés ont été encore plus chauds.

1.2.4.2 Record de température au Sud des Alpes

Le Sud des Alpes a régionalement connu son automne le plus chaud depuis le début des mesures. A Lugano et à Locarno-Monti, la température de l'automne a dépassé la norme 1981-2010 de 2.2 degrés. Le précédent automne le plus chaud s'est produit en 2006 avec un dépassement de la normale de 1.8 degré à Lugano et 1.9 degré à Locarno-Monti.

1.2.4.3 Tous les mois de l'automne plus chauds

En septembre, la température moyenne du pays a dépassé la norme 1981-2010 de 2.3 degrés. Septembre 2018 a été le septième le plus chaud depuis le début des mesures en 1864. Localement, il a été le deuxième ou le troisième le plus chaud depuis le début des mesures. Avec un dépassement de la norme de 1.5 degré, octobre 2018 a été le sixième le plus chaud en moyenne nationale. Au Sud des Alpes, la température a dépassé la normale de 2.0 à 2.6 degrés. La région a connu un nouveau record mensuel de chaleur avec le seuil des 30 degrés qui a été franchi pour la première fois en octobre. En novembre, la température a dépassé la normale de 1.6 degré. Malgré cet important excédent thermique, novembre 2018 ne fait pas partie des dix mois de novembre les plus chauds.

1.2.4.4 Manque prononcé de pluie au Nord

En automne 2018, les précipitations ont été extrêmement faibles au Nord des Alpes. Depuis le début des mesures en 1864, il s'agit du troisième automne le plus sec. Au Sud des Alpes, les précipitations automnales ont été dans la norme, voire légèrement excédentaires.

Au Nord des Alpes, les sommes pluviométriques de septembre à novembre n'ont représenté que l'équivalent de 46% de la norme 1981-2010. Le dernier automne aussi peu pluvieux au Nord des Alpes s'est produit en 1978 avec 43% de la norme. C'est en 1962 que l'automne a été le plus sec au Nord des Alpes avec des précipitations ne représentant que 40% de la norme 1981-2010. Au Nord des Alpes, depuis 2005, l'automne se caractérise par une tendance prononcée à des précipitations inférieures à la moyenne. Aucune tendance de ce type n'a été observée au Sud des Alpes.

En septembre, les sommes pluviométriques n'ont généralement atteint que l'équivalent de 20 à 30% de la norme 1981-2010 en Suisse romande et au Sud des Alpes. Sur le Plateau, en Valais et dans les Grisons, elles ont représenté de 30 à 80% de la norme. Le long des versants nord des Alpes, elles ont atteint 80 à 100% de la norme.

En octobre, en raison d'un épisode fortement pluvieux survenu à la fin du mois des Alpes valaisannes aux Grisons en passant par le Haut-Valais, la région du Gothard et le Tessin, il a été relevé l'équivalent de 150 à 250% de la norme 1981-2010. Localement, les valeurs ont été supérieures à 250% de la norme. En revanche, en Suisse romande, il n'a été mesuré que l'équivalent de 20 à 30% de la norme 1981-2010. Sur les autres régions, les quantités ont généralement atteint 30 à 60% de la norme.

En novembre, les précipitations le long des versants nord des Alpes, ainsi que sur le Nord et le Centre des Grisons sont restées inférieures à 30%, voire régionalement inférieures à 10% de la norme 1981-2010. Au Nord des Alpes, en Valais et en Engadine, elles ont atteint l'équivalent de 20 à 60% de la norme. En revanche, au Sud des Alpes, il a été recueilli de 100 à 170% de la normale, localement même entre 180 et 250%.

1.2.4.5 Très ensoleillé au Nord

Au Nord des Alpes, l'ensoleillement automnal a été nettement supérieur à la norme 1981-2010. A Zurich, il a atteint 147% de la norme et il s'agit du troisième automne le plus ensoleillé depuis le début des mesures en 1884. A Bâle, avec 140% de la norme, il s'agit du quatrième le plus ensoleillé. A Genève, avec 128% de la norme, il s'agit du cinquième automne le plus ensoleillé depuis plus de 100 ans de mesures. Au Sud des Alpes, l'ensoleillement de l'automne a été conforme à la normale.

L'automne a débuté par un mois de septembre très ensoleillé dans toute la Suisse. Genève a connu son troisième mois de septembre le plus ensoleillé et Zurich son quatrième le plus ensoleillé depuis le début des mesures il y a plus de 100 ans. Pour les autres sites disposant de mesures homogénéisées depuis 1959, Lucerne et Saint-Gall ont connu le mois de septembre le plus ensoleillé, Lugano et Locarno-Monti le troisième le plus ensoleillé.

Octobre a été particulièrement ensoleillé au Nord des Alpes. A Zurich, c'était le troisième mois d'octobre le plus ensoleillé et à Genève le quatrième le plus ensoleillé depuis le début des mesures il y a plus de 100 ans. Bâle et Berne ont relevé l'un des dix mois d'octobre les plus ensoleillés. Au Sud des Alpes, l'ensoleillement n'a pas connu de valeurs exceptionnelles.

L'automne s'est terminé par le mois de novembre le plus sombre au Sud des Alpes depuis le début des mesures homogénéisées en 1959. Régionalement, l'ensoleillement n'a pas atteint 40% de la norme 1981-2010. Ailleurs en Suisse, la durée d'ensoleillement en novembre a également été inférieure à la normale. Seules les Alpes ont régionalement connu un ensoleillement excédentaire.

Valeurs de l'automne 2018 pour une sélection de stations MétéoSuisse en comparaison avec la norme 1981–2010.

station	altitude m	température (°C)			durée d'ensoleillement (h)			précipitations (mm)		
		moy.	norme	écart	somme	norme	%	somme	norme	%
Bern	553	10.4	8.9	1.5	464	347	134	103	263	39
Zürich	556	11.0	9.5	1.5	457	310	147	137	264	52
Genève	420	12.4	10.7	1.7	449	351	128	123	294	42
Basel	316	11.8	10.5	1.3	451	322	140	103	210	49
Engelberg	1036	8.6	6.9	1.7	366	307	119	261	339	77
Sion	482	12.6	9.9	2.7	552	460	120	66	147	45
Lugano	273	15.0	12.8	2.2	459	437	105	467	453	103
Samedan	1709	4.6	3.0	1.6	428	401	107	347	288	120

* * *

Norme moyenne climatologique 1981–2010

Écart écart à la norme

% rapport à la norme (norme = 100%)

***** Les données de précipitations de Samedan ne sont pas disponibles. Elles ont été remplacées par celles de Segl-Maria.

1.3 Système de rétribution et de l'injection (SRI)

1.3.1 Définition du système de rétribution de l'injection (SRI)

Le système de rétribution de l'injection (SRI) désigne la base légale en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2018 relative à l'aide au développement de la production électrique issue d'énergies renouvelables en Suisse. Le nouveau système vise à rendre la promotion de la production d'énergie renouvelable en Suisse plus rentable et mieux adaptée au marché. En outre, elle doit réduire les longues listes d'attente pour les demandes de subventions.

Avec l'introduction de la loi sur l'énergie (LEne) du 30 septembre 2016, entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2018, le précédent système de rétribution à prix coûtant (RPC) a été relayé par le système de rétribution de l'injection (SRI), qui se présente ainsi :

- Rétribution prime d'injection hydraulique ;
- Rétribution prix du marché de référence hydraulique.

La mesure adoptée dans le cadre de la « Stratégie énergétique 2050 » vise à accroître le développement de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables dans toute la Suisse de 4'400 GWh en 2020 à 11'400 GWh en 2035.

1.3.1.1 Le nouveau système de rétribution de l'injection à partir du 1^{er} janvier 2018

En même temps que l'introduction de la nouvelle LEné à partir du 1^{er} janvier 2018, l'Assemblée fédérale a adopté le système de rétribution pour les énergies renouvelables dans le cadre de la « Stratégie énergétique 2050 ». Elle a pour objectif de rendre le développement extrêmement réussi de la promotion pour les énergies renouvelables en Suisse plus efficace et mieux adapté au marché.

Pour ce faire, l'ancienne rétribution à prix coûtant (RPC) a été remplacée par le nouveau système de rétribution de l'injection (SRI). **Non seulement le SRI ajuste les taux d'aide existants et réduit les délais, mais il introduit également la commercialisation directe obligatoire du courant produit par des installations à partir d'une certaine puissance installée.** En parallèle, le supplément réseau est passé de 1,5 à 2,3 centimes/kWh afin d'assurer un meilleur soutien des aides.

1.3.1.2 D'une rétribution à prix coûtant vers un système orienté sur les coûts

Les nouvelles installations seront intégrées au système de subventionnement jusqu'en 2022 seulement. Par ailleurs, la durée du subventionnement accordée aux nouvelles installations en vue de la production d'électricité issue de sources d'énergie renouvelables est passée de 20 à 15 ans, sauf pour les centrales de biomasse. Les minicentrales hydrauliques dotées d'une capacité installée de moins de 1 MW ne sont plus subventionnées.

Afin de compenser la durée de subventionnement ainsi réduite, les taux d'aide destinés aux nouvelles centrales hydrauliques et installations éoliennes ont été augmentés afin que la rétribution de nouvelles installations corresponde à environ 80 à 90 % de l'ancien taux.

Dorénavant, pour déterminer le taux d'aide, ce n'est plus le prix coûtant d'une installation, mais le coût de revient d'installations de référence par source d'énergie qui s'avère déterminant. Cela explique pourquoi, dans la nouvelle loi, la formule de « rétribution de l'injection à prix coûtant » a cédé la place au concept de « système de rétribution de l'injection » ou de « rétribution de l'injection orientée vers les coûts ».

1.3.1.3 Installations pouvant bénéficier de la rétribution de l'injection en Suisse

Après la réforme de la LEné du 1^{er} janvier 2018, les installations suivantes peuvent faire l'objet d'une demande de rétribution de l'injection orientée vers les coûts. À partir de 100 kW de capacité installée, les exploitants d'installations sont par ailleurs soumis à la commercialisation directe de leur électricité.

- Installations éoliennes
- Installations agricoles et industrielles de biogaz
- Centrales au bois
- Minicentrales hydrauliques à partir d'une capacité installée de 1 MW (sauf exception)
- Installations géothermiques

Ces critères de sélection s'appliquent également aux installations qui, jusqu'ici, se trouvent sur la liste d'attente, même si la demande a été introduite avant le 1^{er} janvier 2018.

1.3.1.4 Exceptions applicables à certains types d'installations

À la place d'une rétribution de l'injection orientée sur les coûts, des contributions aux investissements visant à aider l'exploitant d'une installation lors de la création de son installation sont désormais à la disposition de certains types d'installations et de certaines sources d'énergie sur demande. Installations concernées :

L'exploitant d'une centrale au bois peut choisir entre la nouvelle rétribution de l'injection orientée vers les coûts et la contribution à l'investissement. Les minicentrales hydrauliques susmentionnées peuvent encore introduire une demande de contribution à l'investissement jusqu'en 2030.

1.3.1.5 PRU et GRU : rétributions uniques pour installations photovoltaïques

La modification de la LEné en date du 1^{er} janvier 2018 répartit les longues listes d'attente des demandes de subventions pour les installations photovoltaïques en petites et en grosses installations.

- La liste d'attente « rétribution unique pour petites installations » (PRU) s'applique aux installations de 2 à 100 kW.
- Les installations à partir de 100 kW sont quant à elles subventionnées par l'intermédiaire de la rétribution unique pour grandes installations (GRU).

1.3.1.6 Listes d'attente rétribution unique pour petites installations (PRU)

Comme le signale l'Office fédéral de l'énergie (OFEN), environ 6'600 petites installations mises en service jusqu'à la mi-septembre 2015 bénéficieront de leur PRU d'ici fin 2018. En 2019, quelque 5'800 installations mises en service jusqu'à la fin de 2017 bénéficieront de la PRU. Les installations mises en service en 2018 devront sans doute attendre jusqu'à deux ans de plus pour obtenir leur rétribution unique.

1.3.1.7 Rétribution unique pour grandes installations (GRU)

En 2018, 20 millions de francs seront consacrés aux rétributions uniques pour grandes installations, ce qui correspond à une demande possible de 40 MW de capacité photovoltaïque. Le temps d'attente pour les nouvelles inscriptions s'élève actuellement à six ans environ, car les demandes sur les longues listes d'attente doivent tout d'abord être réduites dans l'ordre de leur date de demande.

1.3.1.8 Introduction de l'obligation de commercialisation directe pour l'électricité issue de sources d'énergie renouvelables

Les exploitants peuvent compenser la diminution des taux d'aide, voire générer des revenus supplémentaires, grâce aux nouvelles possibilités de commercialisation directe de courant issu de sources d'énergie renouvelables sur la bourse de l'électricité.

À partir du 1er janvier 2020, les installations existantes dotées d'une capacité installée de 500 kW et bénéficiant d'ores et déjà de la RPC, ainsi que les exploitants de nouvelles installations dotées d'une capacité installée de 100 kW sont soumis à une obligation de commercialisation directe de l'électricité produite. Ainsi, l'injection sera davantage axée sur les besoins, c'est-à-dire davantage tributaire des prix à la bourse de l'électricité et des besoins du réseau.

1.3.1.9 Comment le problème de liste d'attente sera-t-il résolu ?

L'Office fédéral de l'énergie (OFEN) aspire à réduire rapidement les longues listes d'attente de demandes de subventions. En septembre 2017, 39'000 installations se trouvaient encore sur la liste d'attente, dont quelque 1'300 installations autres que photovoltaïques. Selon l'OFEN, il ne sera toujours pas possible de réduire cette longue liste d'attente avec les moyens supplémentaires de la stratégie énergétique 2050 et l'augmentation du supplément réseau.

Selon le service, seuls les projets qui ont fait un bond en avant sur la liste d'attente en 2015 et 2016 ont des chances réalistes de recevoir une subvention. Pour les projets de 2017, la subvention est incertaine et les projets de 2018 ne recevront vraisemblablement pas de subvention. Comme le souligne l'OFEN, aucun droit ne découle cependant de ces informations.

1.3.1.10 Avenir du système de rétribution de l'injection après 2022

Jusqu'en 2022, les exploitants suisses d'installation pour la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables peuvent déposer des demandes de subvention dans le cadre du système de rétribution de l'injection. Ensuite, aucune nouvelle subvention ne sera plus accordée selon l'état actuel des choses.

Les installations bénéficiant déjà de la RPC, qu'il s'agisse de la variante « à prix coûtant » ou « orientée sur les coûts », ne sont pas touchées par ceci jusqu'à la fin de leur période de subventionnement au bout de 20 ans, ou au bout de 15 ans en cas de dépôt de demande après le 1^{er} janvier 2018. Après cette période, les conditions de marché valables pour toute autre source énergétique s'appliquent également pour l'électricité produite à partir de sources renouvelables.

- La liste d'attente « rétribution unique pour petites installations » (PRU) s'applique aux installations de deux à 100 kW.
- Les installations à partir de 100 kW sont quant à elles subventionnées par l'intermédiaire de la rétribution unique pour grandes installations (GRU).

1.4 Commercialisation directe

1.4.1 Définition de la commercialisation directe

La commercialisation directe vise à ce que le système de rétribution de l'injection soit plus en phase avec le marché de l'électricité. Les exploitants d'installations sont eux-mêmes responsables de la commercialisation de l'électricité produite. A cette fin, ils concluent des contrats individuels avec des distributeurs d'énergie ou des prestataires de service pour la reprise de l'énergie. Cela crée une incitation pour concevoir et exploiter des installations renouvelables qui produisent en fonction des besoins.

En plus du produit de la vente d'électricité, les exploitants d'installations reçoivent une prime d'injection spécifique à la technologie. Celle-ci est conçue de telle sorte qu'elle atténue les fluctuations à long terme des prix du marché et procure ainsi aux exploitants un niveau élevé de sécurité de l'investissement.

Pour compenser les dépenses liées à la commercialisation directe de l'électricité, les producteurs reçoivent également une indemnité de gestion spécifique à chaque technologie.

Taux de rétribution :	Tarif par kWh dépendant de la technologie selon l'OEnER
Prix du marché :	Le prix à la bourse de l'électricité pour le lendemain pour la zone de marché Suisse
Prix du marché de référence :	Moyenne du prix du marché sur un trimestre
Prime d'injection :	Différence entre le taux de rétribution et le prix du marché de référence
Indemnité de gestion :	Indemnité spécifique à chaque technologie pour compenser les dépenses supplémentaires liées à la commercialisation directe

1.4.2 Présentation de la commercialisation directe

Une présentation de la commercialisation directe a été faite par Romande Energie SA au Conseil d'administration dont en voici ci-dessous la teneur.

1.4.2.1 Contexte I

Suite à l'entrée en vigueur du premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050, le système de rétribution à l'injection (SRI) remplace la RPC au 1^{er} janvier 2018.

Le SRI implique la commercialisation directe de la production sur le marché spot, possible dès 2018, mais au plus tard le 1^{er} janvier 2020.

Technologie	RPC acquise avant 1.1.2018	SRI acquise après 1.1.2018	Indemnité de gestion
Photovoltaïque	De 500 à 50'000 kW	De 100 à 50'000 kW	5.5 CHF/MWh
Mini-hydraulique	Supérieur à 500 kW	De 1'000 à 10'000 kW	2.8 CHF/MWh
Biomasse et éolien	Supérieur à 500 kW	Supérieur à 100 kW	2.8 / 5.5 CHF/MWh*

* Les installations éoliennes reçoivent 5.5 CHF/MWh, de biomasse 2.8 CHF/MWh, et d'incinération 1.6 CHF/MWh.

1.4.2.2 Contexte II

Les installations exemptes d'obligation de passage peuvent choisir :

- 1) Soit d'opter pour la commercialisation directe ;*
- 2) Soit d'être rattachées au Groupe-bilan pour les énergies renouvelables (gestion Swenex).*

Les obligations strictes imposées aux producteurs par Swenex – nouveau mandataire pour gérer le groupe-bilan pour les énergies renouvelables (GB ER) à partir du 1^{er} janvier 2019, sont les suivantes :

- ✓ Transmission de programmes prévisionnels ;
- ✓ Notification des interruptions prévisibles et non-prévisibles ;
- ✓ Collaboration en matière de mesure et transmission des données.
- En cas de non-respect des obligations, des dépenses ou des frais extraordinaires (pénalités) seront facturés.

7 Conséquences en cas de non-respect des obligations

En ce qui concerne la précision des prévisions, le Responsable est soumis à un système de bonus/malus strict à l'égard de l'Office fédéral de l'énergie. Il est dès lors tributaire de l'exactitude et de la fiabilité des données et des informations fournies par les Producteurs ainsi que par les personnes chargées des mesures.



Si le Producteur ne satisfait pas aux obligations qui lui incombent en vertu notamment des chiffres 5.2 (programmes prévisionnels) et 5.3 (obligations de notification) de la présente Directive, des dépenses ou des frais extraordinaires (pénalités) en résultent pour le Responsable. Celui-ci est autorisé à facturer de telles dépenses au Producteur responsable.

1.4.2.3 Modèle de rémunération des injections renouvelables

Les producteurs recevront désormais une rémunération en trois composantes : le prix marché de référence, la prime d'injection et l'indemnité de gestion. La rémunération totale sera ainsi équivalente ou potentiellement supérieure au tarif RPC acquis.

Jusqu'à fin 2017	Dès 2018, mais au plus tard au 01.01.2020			
Tarif RPC acquis			Indemnité de gestion	Coûts de gestion
Rémunération RPC	Prix marché de référence	Prime d'injection		
Payé par Swissgrid, trimestriellement	Payé par commercialisateur	Versé par Pronovo au producteur	Versé par Pronovo au producteur	Versé par producteur au commercialisateur

1.4.2.4 Solutions pour les propriétaires d'installations

Le propriétaire d'installation de production au bénéfice de la RPC et qui supporte l'obligation d'un passage au SRI devra faire le choix d'une nouvelle solution de commercialisation pour l'échéance du 01.01.2020.

- A) En général, il sélectionnera un **commercialisateur direct** qui lui garantira le versement du prix référence marché, pour une certaine durée contractuelle.
- B) Alternativement, il pourra opter pour une commercialisation directe par ses propres moyens, s'il est déjà actif sur le marché physique de l'électricité.

1.4.2.5 Prochaine étape pour solliciter une offre

Pour toutes les installations éligibles au SRI, un passage à la commercialisation directe est possible déjà avant le 01.01.2020. Ce passage est cependant définitif.

Pour la formulation d'une offre de commercialisation directe, le producteur devra fournir :

A) un historique des courbes de production ;

B) un résumé précis des caractéristiques techniques des installations de production concernées.

Sur cette base, une offre tout d'abord indicative, puis ferme, pourra être formulée pour une prestation de commercialisation directe.

Le Conseil d'administration a décidé de passer en commercialisation directe dès le 1^{er} septembre 2019 et de demander une offre sur le coût administratif qu'engendrera cette opération.

1.5 Centrales hydroélectriques de Clarive et du Croseau

1.5.1 Gestion du groupe-bilan (GB) pour les énergies renouvelables

Les activités d'administration de l'énergie pour le groupe-bilan des énergies renouvelables (GB ER) ont été gérés, jusqu'au 31 décembre 2018, par la Société Pool Energie Suisse SA à Zurich. Le contrat avec l'exploitant actuel a été résilié dans les délais au 31 décembre 2018 par la Confédération, plus précisément par l'Office fédéral de l'énergie (AFEN).

La Confédération Suisse, par son Office fédéral de l'énergie (AFEN), a procédé à un appel d'offre no 1014691 publié sur le site SIMAP.ch et basé sur l'article 24 al.1 OApEI. Finalement, la Société Swenex Ltd – Swiss Energy Exchange Ltd à Kriens a été chargée, selon courrier du l'OFEN du 5 novembre 2018, de la gestion du groupe-bilan pour les énergies renouvelables.

La Société Pool Energie Suisse SA, par courrier daté du 20 septembre 2018, a résilié les contrats de reprise d'énergie dans le GB ER avec SGE SA, au 31 décembre 2018, pour les installations avec le numéro RPC respectivement 5442 (centrale de Clarive) et 5470 (centrale du Croseau) conformément à l'article 6.2 (e) ou 8.2 (e) « Résiliation ».

Il a lieu de signaler qu'un litige est ouvert entre Swenex Ltd, le nouveau gestionnaire du groupe-bilan pour les énergies renouvelables, et les exploitants de petites centrales hydroélectriques. En effet, pour certains types d'installations (à l'exclusion de ceux photovoltaïques et éoliennes), la Société Swenex Ltd a demandé à ce que des programmes prévisionnels de productions soient soumis par les petits exploitants eux-mêmes. Cela va non seulement entraîner un énorme effort administratif, mais dans la plupart des cas, les petits exploitants ne seront pas en mesure de préparer les prévisions avec la précision requise.

Ces exigences ont provoqué un mécontentement général et des discussions ont alors été entamées et sont toujours en cours, le but étant que la Société Swenex Ltd établisse elle-même ces programmes prévisionnels de productions.

1.5.2 Apport d'eau

Selon les statistiques de la station météorologique d'Aigle (*cf. ch. 1.1.1.2 Vallée du Rhône : précipitations [mm], page 9*), les précipitations de l'année 2018 ont été moins abondantes que celles de 2017 (818 mm contre 861 mm, soit -43 mm).

- Pour la centrale de Clarive, l'apport d'eau est inférieur à l'année précédente de 150'618 m³ (-9.21%).
- Pour la centrale du Croseau, l'apport d'eau est également moindre par rapport à l'année précédente de 232'968 m³ (-7.41%).

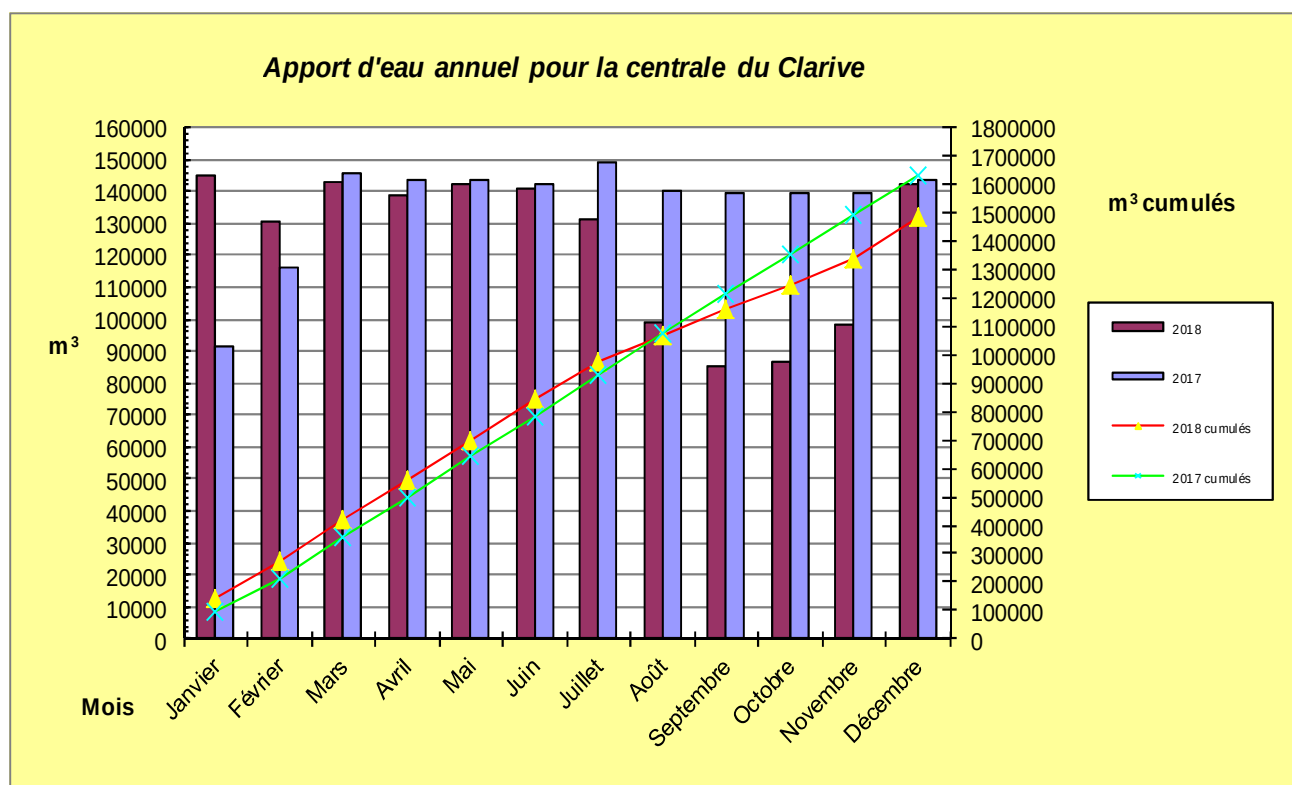
1.5.2.1 Centrale hydroélectrique de Clarive

En 2018, l'apport d'eau pour la centrale de Clarive s'élève à 1'484'493 m³ contre 1'635'111 m³ en 2017, soit une variation de -150'618 m³ (-9.21%). Le débit moyen se monte à 42.37 l/s en 2018 contre 46.66 l/s en 2017 (-4.29 l/s, soit -9.19%). Le tableau comparatif (année 2018 ⇒ années antérieures) se présente comme suit :

Centrale hydroélectrique de Clarive

Année	Apport d'eau	Variation		Débit moyen	Variation	
	m ³	m ³	%	l/s	l/s	%
2018	1'484'492.62			42.37		
2017	1'635'111.07	-150'618.45	-9.21	46.66	-4.29	-9.19
2016	1'644'896.82	-160'404.20	-9.75	46.82	-4.45	-9.50
2015	1'182'026.10	302'466.52	25.59	33.73	8.64	25.62
2014	1'288'832.29	195'660.33	15.18	36.78	5.59	15.20
2013	1'316'228.46	168'264.16	12.78	37.56	4.81	12.81
2012	1'319'704.01	164'788.61	12.49	37.60	4.77	12.69
2011	1'141'410.68	343'081.94	30.06	32.60	9.77	29.97
2010	1'245'974.63	238'517.99	19.14	35.60	6.77	19.02
Total	12'258'676.68			349.72		
Moyenne	1'362'075.19			38.86		

Le graphique ci-dessous représente l'apport d'eau, mois par mois, de la centrale de Clarive du 1^{er} janvier au 31 décembre 2018 mis en comparaison avec l'année 2017.



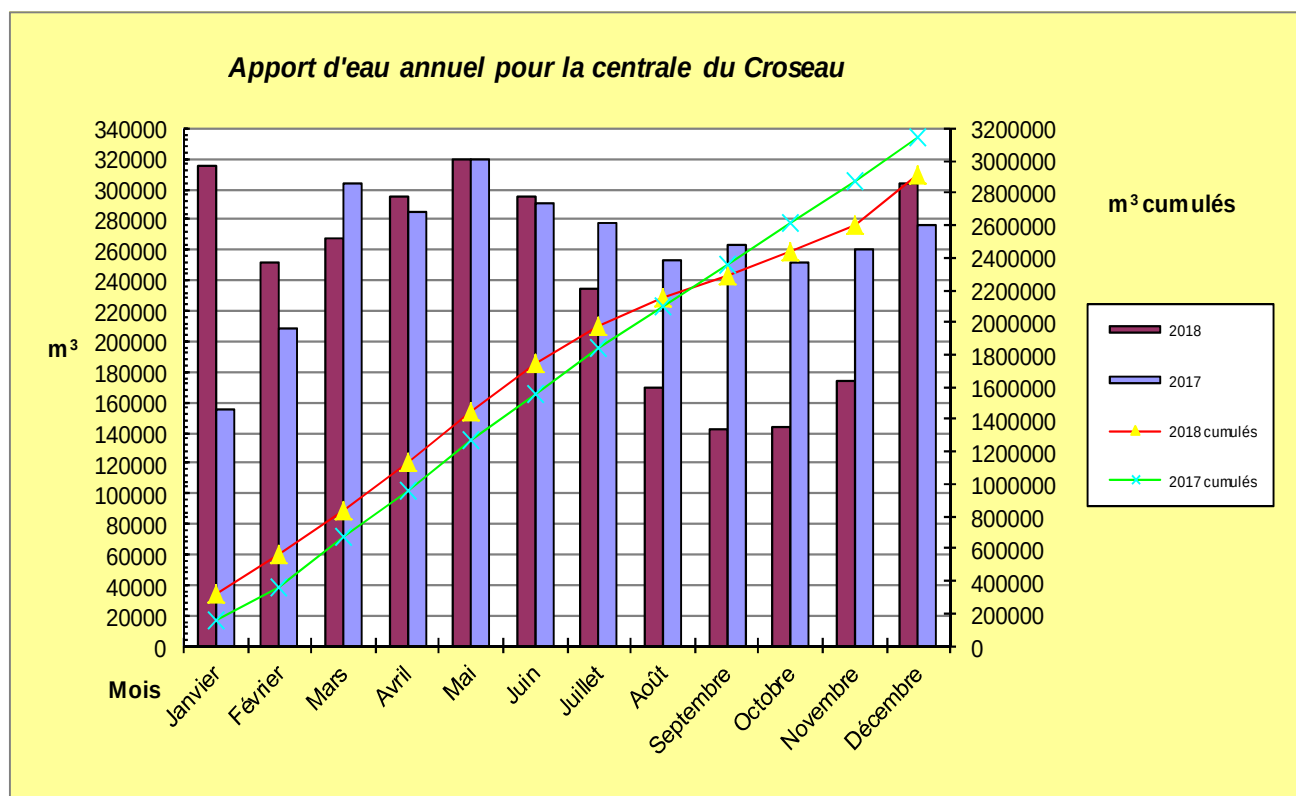
1.5.2.2 Centrale hydroélectrique du Croseau

En 2018, l'apport d'eau pour la centrale du Croseau se monte à 2'910'467 m³ contre 3'143'435 m³ en 2017, soit une variation de -232'968 m³ (-7.41%). Le débit moyen se monte à 83.06 l/s en 2018 contre 89.71 l/s en 2017 (-6.65 l/s, soit -7.41%). Le tableau comparatif (année 2018 ⇒ années antérieures) se présente comme suit :

Centrale hydroélectrique du Croseau

Année	Apport d'eau	Variation		Débit moyen	Variation	
	m ³	m ³	%	l/s	l/s	%
2018	2'910'466.53			83.06		
2017	3'143'434.84	-232'968.31	-7.41	89.71	-6.65	-7.41
2016	2'125'165.88	785'300.65	36.95	60.48	22.58	37.33
2015	1'884'318.52	1'026'148.01	54.46	53.78	29.28	54.44
2014	2'189'102.22	721'364.31	32.95	62.47	20.59	32.96
2013	2'266'672.77	643'793.76	28.40	64.69	18.37	28.40
2012	2'372'509.72	537'956.81	22.67	67.50	15.56	23.05
2011	2'073'630.03	836'836.50	40.36	59.20	23.86	40.30
2010	2'230'191.80	680'274.73	30.50	63.60	26.11	41.05
Total	21'195'492.31			604.49		
Moyenne	2'355'054.70			67.17		

Le graphique ci-dessous représente l'apport d'eau, mois par mois, de la centrale du Croseau du 1^{er} janvier au 31 décembre 2018 mis en comparaison avec l'année 2017.



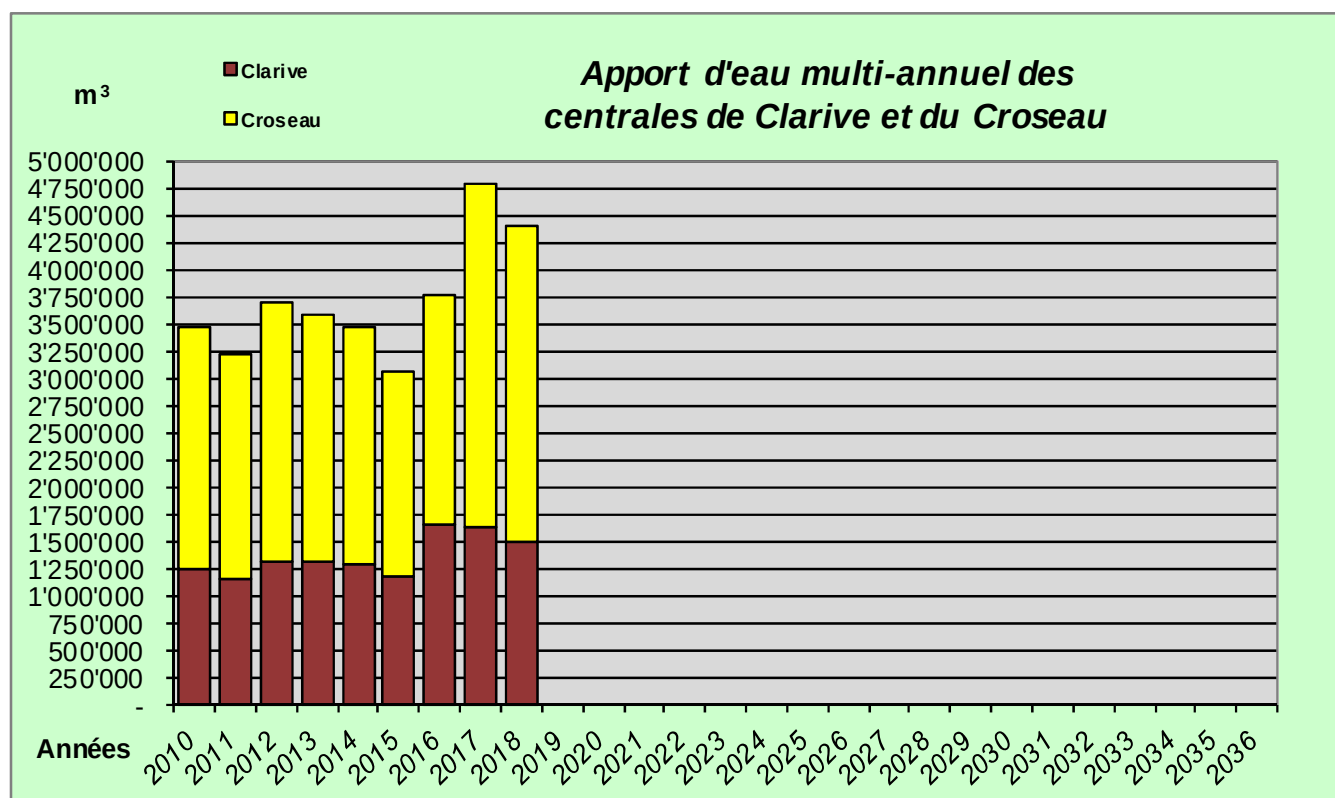
1.5.2.3 Centrales hydroélectriques de Clarive et du Croseau : récapitulatif

En 2018, l'apport d'eau additionnée des deux centrales s'élève à 4'394'959 m³ contre 4'778'546 m³ en 2017 (-383'587 m³, soit -8.03%). Le débit moyen se monte à 62.71 l/s en 2018 contre 68.19 l/s en 2017 (-5.48 l/s, soit -8.04%). Le tableau comparatif (année 2018 ⇒ années antérieures) se présente comme suit :

Récapitulatif des centrales hydroélectriques de Clarive et du Croseau

Année	Apport d'eau	Variation		Débit moyen	Variation	
	m ³	m ³	%	l/s	l/s	%
2018	4'394'959.15			62.71		
2017	4'778'545.91	-383'586.76	-8.03	68.19	-5.48	-8.04
2016	3'770'062.70	624'896.45	16.58	53.65	9.06	16.89
2015	3'066'344.62	1'328'614.53	43.33	43.75	18.96	43.34
2014	3'477'934.51	917'024.64	26.37	49.63	13.08	26.36
2013	3'582'901.23	812'057.92	22.66	51.13	11.58	22.65
2012	3'692'213.73	702'745.42	19.03	52.54	10.17	19.36
2011	3'215'040.71	1'179'918.44	36.70	45.88	16.83	36.68
2010	3'476'166.43	918'792.72	26.43	49.60	13.11	26.43
Total	33'454'168.99			477.08		
Moyenne	3'717'129.89			53.01		

Le graphique ci-dessous représente l'apport d'eau multi-annuel des centrales de Clarive et du Croseau du 1^{er} janvier 2010 au 31 décembre 2018.



1.5.3 Production et rétribution d'énergie

1.5.3.1 Décision : fixation du taux de rétribution pour les installations hydroélectriques

Conformément aux dispositions de l'ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables, le taux de rétribution des installations hydroélectriques est recalculé chaque année, sur la base de la production annuelle effectivement atteinte, et définitivement fixé pour l'année écoulée.⁴

La quantité d'énergie pour l'année écoulée 2018 a été annoncée en intégralité par notre gestionnaire de réseau Romande Energie SA.

Clarive

Elle s'établit à : 362'724.75 kWh.

Il en résulte un taux de rétribution de : 22.9 Ct./kWh.

Croseau

Elle s'établit à : 1'907'252.00 kWh.

Il en résulte un taux de rétribution de : 20.5 Ct./kWh.

En outre, ce taux de rétribution est valable de manière provisoire pour l'année en cours.

Il sera procédé à un décompte rectificatif éventuel en raison de la différence entre le taux de rétribution provisoire 2018, de respectivement 22.7 Ct./kWh (Clarive) et 20.4 Ct./kWh (Croseau), et le taux de rétribution définitif dans le cadre du décompte du trimestre prochain.⁵

Les nouveaux taux de rétribution pour l'année 2018, rétroactifs au 01.01.2018, ont été communiqués le 08.04.2019 par Pronovo SA. Les ajustements pour l'année 2018 seront comptabilisés sous l'exercice 2019 tandis que ceux de l'année 2017 ont été comptabilisés sous l'exercice 2018.

Le tableau comparatif (adaptation du taux depuis 2009) se présente comme suit :

Années	<u>Centrale de Clarive</u>			<u>Centrale du Croseau</u>		
	Taux rétrib. : Ct./KWh Ancien	Taux rétrib. : Ct./KWh Nouveau	Variation (+ / -)	Taux rétrib. : Ct./KWh Ancien	Taux rétrib. : Ct./KWh Nouveau	Variation (+ / -)
2018	22.70	22.90	0.20	20.40	20.50	0.10
2017	22.70	22.70	0.00	21.20	20.40	-0.80
2016	23.20	22.70	-0.50	21.50	21.20	-0.30
2015	23.10	23.20	0.10	21.10	21.50	0.40
2014	23.10	23.10	0.00	21.00	21.10	0.10
2013	23.10	23.10	0.00	20.90	21.00	0.10
2012	23.30	23.10	-0.20	21.20	20.90	-0.30
2011	23.20	23.30	0.10	21.00	21.20	0.20
2010	23.40	23.20	-0.20	20.70	21.00	0.30
2009	23.10	23.40	0.30	20.40	20.70	0.30

⁴ Art. 16 en lien avec l'annexe 1.1 chiffre 2.1 Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables du 1er novembre 2017 (situation au 1er janvier 2018, Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables, OEneR).

⁵ Art. 16 en lien avec l'annexe 1.1 chiffre 2.6 OEneR.

1.5.3.2 Centrale hydroélectrique de Clarive

La production d'énergie s'élève en 2018 à 362'725 kWh contre 399'527 kWh en 2017, soit une diminution de 36'802 kWh (-9.21%). Le tableau par saison – hiver (octobre à mars) et été (avril à septembre) – se présente comme suit :

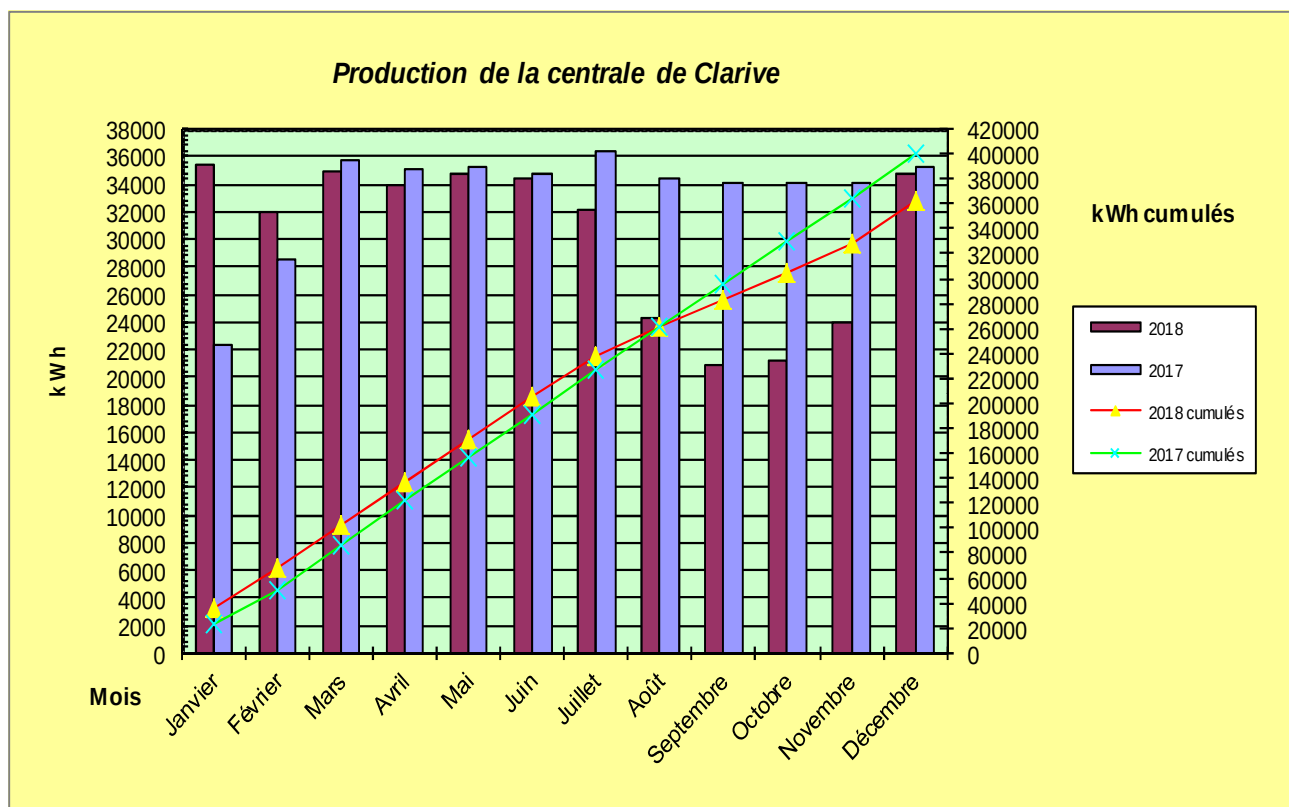
Répartition par saison : hiver (d'octobre à mars)

Période	Energie 2018		Répart.	Energie 2017		Répart.	Ecart 2018 / 2017	
	kWh	kWh cumulés	%	kWh	kWh cumulés	%	kWh	%
Janvier	35'482.5000	35'482.5000	19.46%	22'342.5000	22'342.5000	12.25%	13'140.0000	58.81%
Février	31'935.7500	67'418.2500	17.51%	28'463.2500	50'805.7500	15.61%	3'472.5000	12.20%
Mars	34'990.5000	102'408.7500	19.19%	35'682.7500	86'488.5000	19.57%	-692.2500	-1.94%
Octobre	21'169.5000	123'578.2500	11.61%	34'090.5000	120'579.0000	18.70%	-12'921.0000	-37.90%
Novembre	23'992.5000	147'570.7500	13.16%	34'111.5000	154'690.5000	18.71%	-10'119.0000	-29.66%
Décembre	34'775.2500	182'346.0000	19.07%	35'180.2500	189'870.7500	19.29%	-405.0000	-1.15%
Total	182'346.0000	182'346.0000	100.00%	189'870.7500	189'870.7500	104.13%	-7'524.7500	-3.96%

Répartition par saison : été (d'avril à septembre)

Période	Energie 2018		Répart.	Energie 2017		Répart.	Ecart 2018 / 2017	
	kWh	kWh cumulés	%	kWh	kWh cumulés	%	kWh	%
Avril	33'903.0000	33'903.0000	18.80%	35'033.2500	35'033.2500	19.42%	-1'130.2500	-3.23%
Mai	34'786.5000	68'689.5000	19.29%	35'159.2500	70'192.5000	19.49%	-372.7500	-1.06%
Juin	34'483.5000	103'173.0000	19.12%	34'726.5000	104'919.0000	19.25%	-243.0000	-0.70%
Juillet	32'064.0000	135'237.0000	17.78%	36'364.5000	141'283.5000	20.16%	-4'300.5000	-11.83%
Août	24'282.7500	159'519.7500	13.46%	34'348.5000	175'632.0000	19.04%	-10'065.7500	-29.30%
Septembre	20'859.0000	180'378.7500	11.56%	34'024.5000	209'656.5000	18.86%	-13'165.5000	-38.69%
Total	180'378.7500	180'378.7500	100.00%	209'656.5000	209'656.5000	116.23%	-29'277.7500	-13.96%
Total annuel	362'724.7500	362'724.7500	100.00%	399'527.2500	399'527.2500	100.00%	-36'802.5000	-9.21%

Le graphique ci-dessous représente la production, mois par mois, de la centrale de Clarive du 1^{er} janvier au 31 décembre 2018 mis en comparaison avec l'année 2017.



Récapitulatif année par année

Saison : hiver (d'octobre à mars)

Année	Energie		Répart.
	kWh	kWh cumulés	%
2009	88'459.8000	88'459.8000	5.94%
2010	133'759.0500	222'218.8500	8.97%
2011	119'728.1250	341'946.9750	8.03%
2012	152'179.6500	494'126.6250	10.21%
2013	142'088.2500	636'214.8750	9.53%
2014	134'227.5000	770'442.3750	9.01%
2015	149'208.1550	919'650.5300	10.01%
2016	198'550.8800	1'118'201.4100	13.32%
2017	189'870.7500	1'308'072.1600	12.74%
2018	182'346.0000	1'490'418.1600	12.23%
Total	1'490'418.1600	1'490'418.1600	100.00%

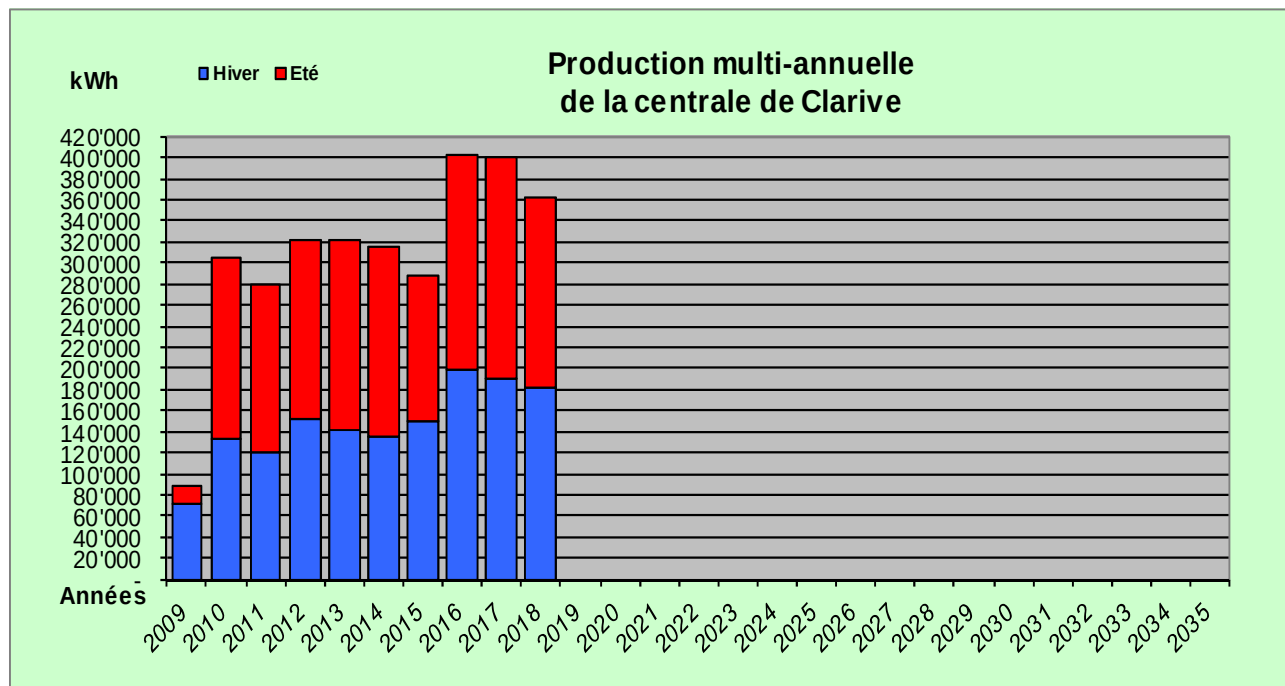
Saison : été (d'avril à septembre)

Energie		Répart.
kWh	kWh cumulés	%
-	-	-
170'685.6000	170'685.6000	10.71%
159'167.1000	329'852.7000	9.99%
170'280.2250	500'132.9250	10.69%
179'522.4000	679'655.3250	11.27%
180'689.1000	860'344.4250	11.34%
139'611.1700	999'955.5950	8.76%
203'367.4500	1'203'323.0450	12.76%
209'656.5000	1'412'979.5450	13.16%
180'378.7500	1'593'358.2950	11.32%
1'593'358.2950	1'593'358.2950	100.00%

Récapitulatif : année (de janvier à décembre)

Energie		Répart.
kWh	kWh cumulés	%
88'459.8000	88'459.8000	2.87%
304'444.6500	392'904.4500	9.87%
278'895.2250	671'799.6750	9.04%
322'459.8750	994'259.5500	10.46%
321'610.6500	1'315'870.2000	10.43%
314'916.6000	1'630'786.8000	10.21%
288'819.3250	1'919'606.1250	9.37%
401'918.3300	2'321'524.4550	13.03%
399'527.2500	2'721'051.7050	12.96%
362'724.7500	3'083'776.4550	11.76%
3'083'776.4550	3'083'776.4550	100.00%

Le graphique ci-dessous représente la production d'énergie multi-annuelle de la Centrale de Clarive du 3 septembre 2009 (date de mise en service) au 31 décembre 2018.



1.5.3.3 Centrale hydroélectrique du Croseau

La production d'énergie s'élève en 2018 à 1'907'252 kWh contre 2'059'918 kWh en 2017, soit une diminution de 152'666 kWh (-7.41%). Le tableau par saison – hiver (octobre à mars) et été (avril à septembre) – se présente comme suit :

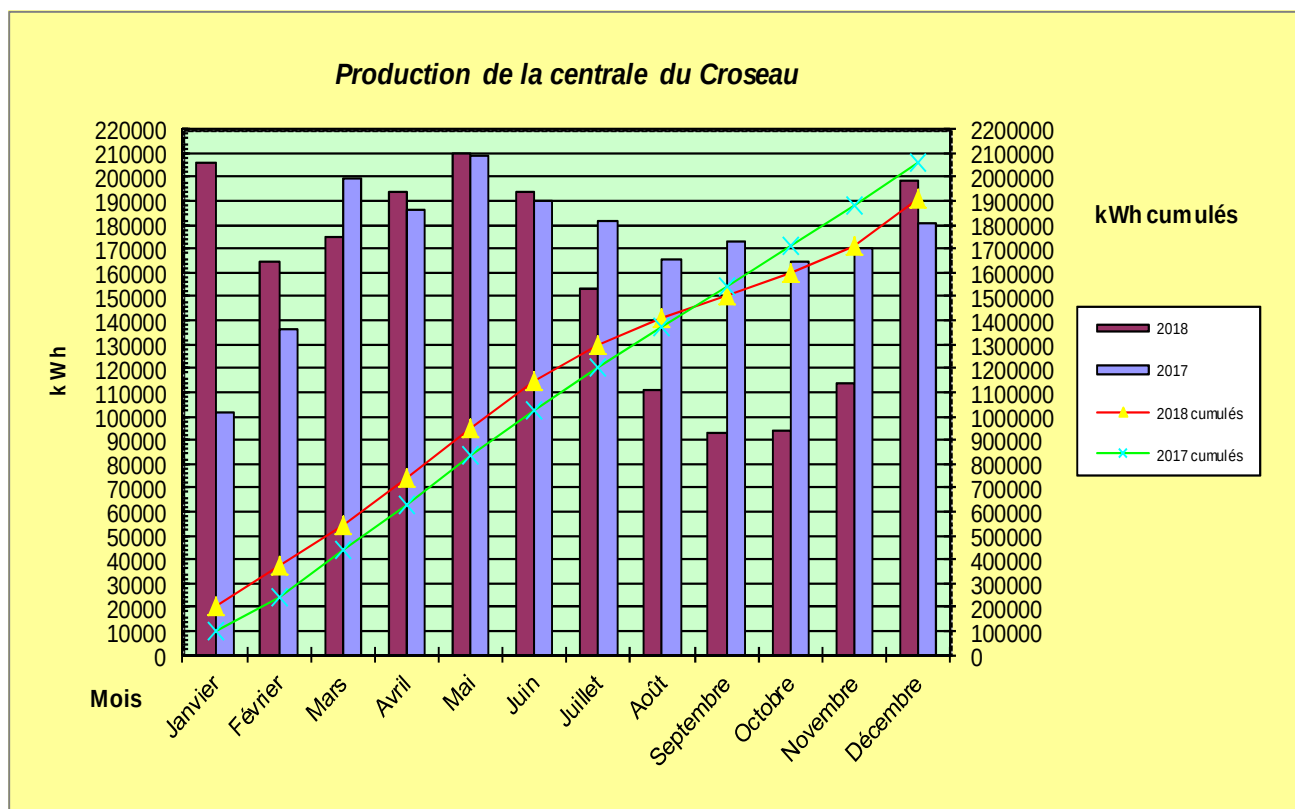
Répartition par saison : hiver (d'octobre à mars)

Période	Energie 2018		Répart.	Energie 2017		Répart.	Ecart 2018 / 2017	
	kWh	kWh cumulés	%	kWh	kWh cumulés	%	kWh	%
Janvier	206'232.0000	206'232.0000	21.65%	101'642.0000	101'642.0000	10.67%	104'590.0000	102.90%
Février	164'686.0000	370'918.0000	17.29%	136'298.0000	237'940.0000	14.31%	28'388.0000	20.83%
Mars	175'386.0000	546'304.0000	18.41%	199'338.0000	437'278.0000	20.92%	-23'952.0000	-12.02%
Octobre	93'796.0000	640'100.0000	9.85%	164'648.0000	601'926.0000	17.28%	-70'852.0000	-43.03%
Novembre	113'812.0000	753'912.0000	11.95%	170'378.0000	772'304.0000	17.88%	-56'566.0000	-33.20%
Décembre	198'798.0000	952'710.0000	20.87%	181'026.0000	953'330.0000	19.00%	17'772.0000	9.82%
Total	952'710.0000	952'710.0000	100.00%	953'330.0000	953'330.0000	100.07%	-620.0000	-0.07%

Répartition par saison : été (d'avril à septembre)

Période	Energie 2018		Répart.	Energie 2017		Répart.	Ecart 2018 / 2017	
	kWh	kWh cumulés	%	kWh	kWh cumulés	%	kWh	%
Avril	193'800.0000	193'800.0000	20.30%	186'734.0000	186'734.0000	19.56%	7'066.0000	3.78%
Mai	209'870.0000	403'670.0000	21.99%	209'120.0000	395'854.0000	21.91%	750.0000	0.36%
Juin	193'706.0000	597'376.0000	20.29%	190'144.0000	585'998.0000	19.92%	3'562.0000	1.87%
Juillet	153'294.0000	750'670.0000	16.06%	181'762.0000	767'760.0000	19.04%	-28'468.0000	-15.66%
Août	111'126.0000	861'796.0000	11.64%	165'986.0000	933'746.0000	17.39%	-54'860.0000	-33.05%
Septembre	92'746.0000	954'542.0000	9.72%	172'842.0000	1'106'588.0000	18.11%	-80'096.0000	-46.34%
Total	954'542.0000	954'542.0000	100.00%	1'106'588.0000	1'106'588.0000	115.93%	-152'046.0000	-13.74%
Total annuel	1'907'252.0000	1'907'252.0000	100.00%	2'059'918.0000	2'059'918.0000	100.00%	-152'666.0000	-7.41%

Le graphique ci-dessous représente la production, mois par mois, de la centrale du Croseau du 1^{er} janvier au 31 décembre 2018 mis en comparaison avec l'année 2017.



Récapitulatif année par année

Saison : hiver (d'octobre à mars)

Année	Energie		Répart.
	kWh	kWh cumulés	%
2009	175'934.8000	175'934.8000	2.52%
2010	655'779.2000	831'714.0000	9.38%
2011	590'753.0000	1'422'467.0000	8.45%
2012	734'862.4000	2'157'329.4000	10.52%
2013	644'705.6000	2'802'035.0000	9.23%
2014	652'451.2000	3'454'486.2000	9.34%
2015	673'584.0000	4'128'070.2000	9.64%
2016	953'794.2000	5'081'864.4000	13.65%
2017	953'330.0000	6'035'194.4000	13.64%
2018	952'710.0000	6'987'904.4000	13.63%
Total	6'987'904.4000	6'987'904.4000	100.00%

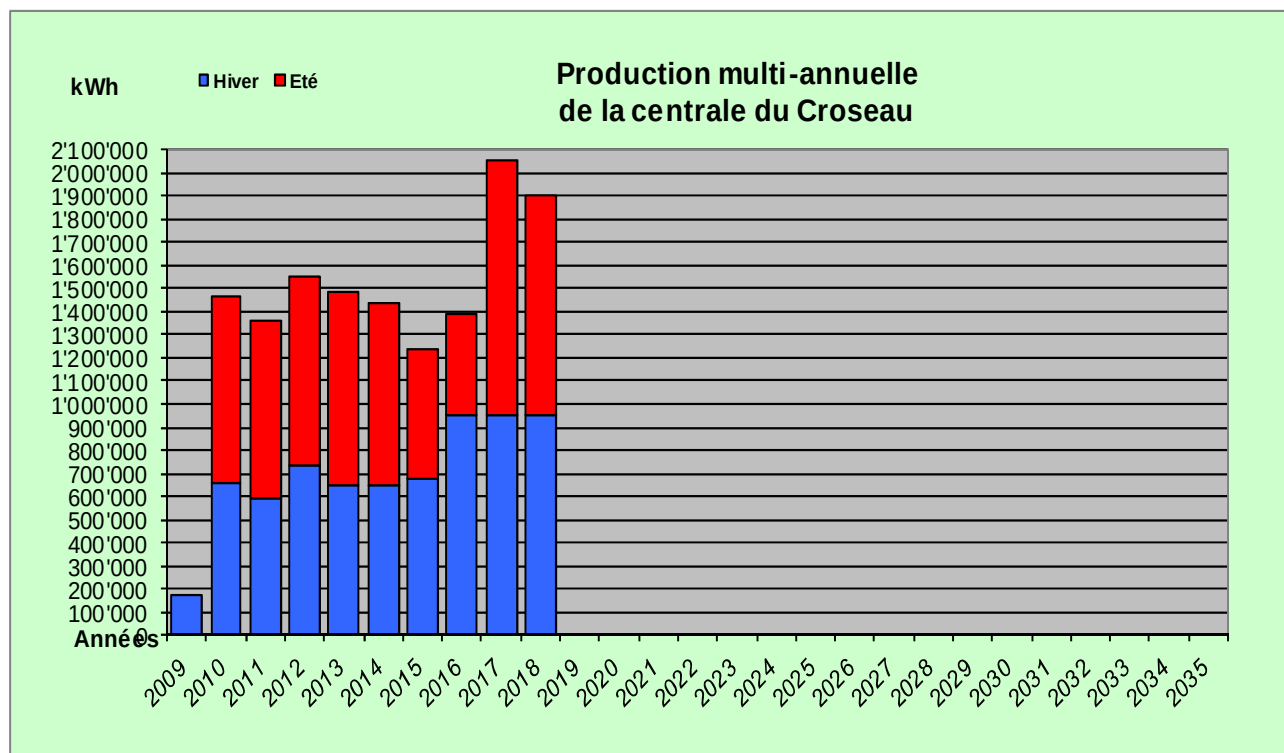
Saison : été (d'avril à septembre)

Energie		Répart.
kWh	kWh cumulés	%
-	-	-
810'779.0000	810'779.0000	11.45%
768'114.0000	1'578'893.0000	10.84%
819'862.0000	2'398'755.0000	11.58%
840'663.2000	3'239'418.2000	11.87%
782'085.0000	4'021'503.2000	11.04%
561'225.0000	4'582'728.2000	7.92%
438'844.0000	5'021'572.2000	6.20%
1'106'588.0000	6'128'160.2000	15.62%
954'542.0000	7'082'702.2000	13.48%
7'082'702.2000	7'082'702.2000	100.00%

Récapitulatif : année (de janvier à décembre)

Energie		Répart.
kWh	kWh cumulés	%
175'934.8000	175'934.8000	1.25%
1'466'558.2000	1'642'493.0000	10.42%
1'358'867.0000	3'001'360.0000	9.66%
1'554'724.4000	4'556'084.4000	11.05%
1'485'368.8000	6'041'453.2000	10.56%
1'434'536.2000	7'475'989.4000	10.20%
1'234'809.0000	8'710'798.4000	8.78%
1'392'638.2000	10'103'436.6000	9.90%
2'059'918.0000	12'163'354.6000	14.64%
1'907'252.0000	14'070'606.6000	13.55%
14'070'606.6000	14'070'606.6000	100.00%

Le graphique ci-dessous représente la production d'énergie multi-annuelle de la centrale du Croseau du 24 novembre 2009 (date de mise en service) au 31 décembre 2018.

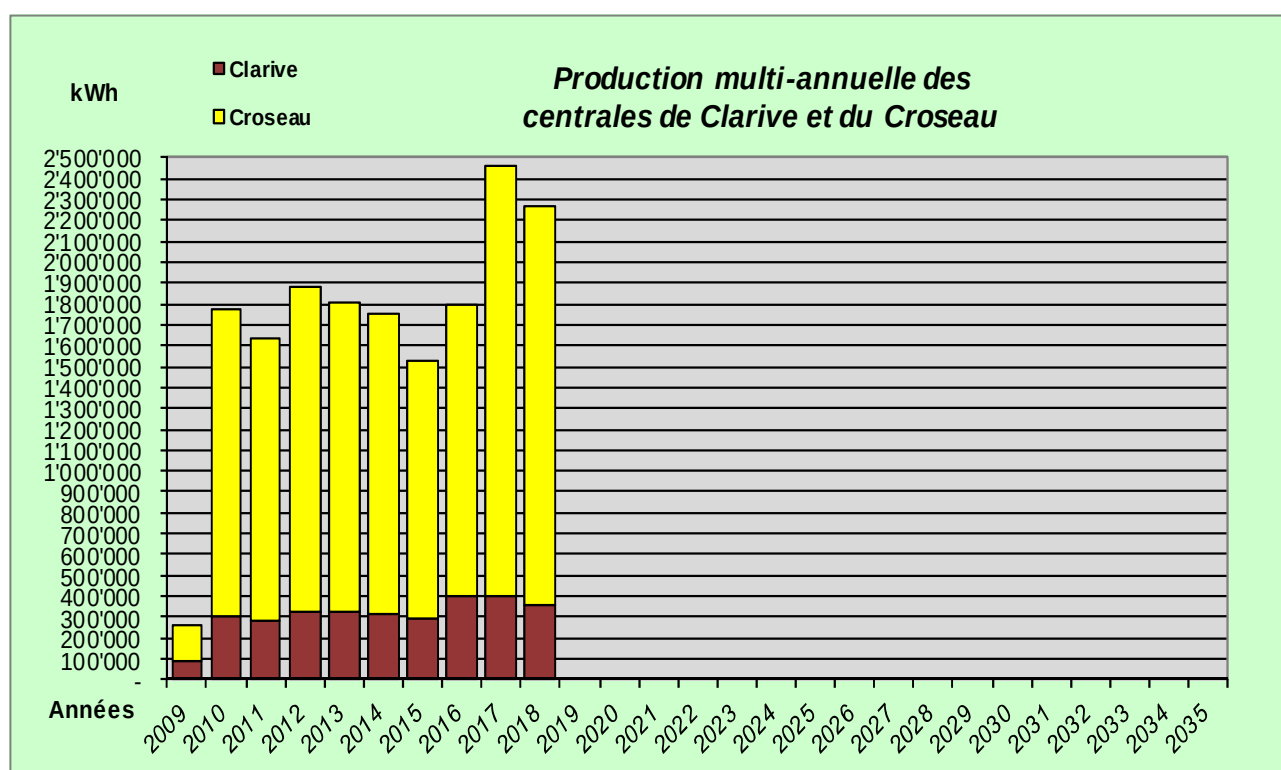


1.5.3.4 Centrales hydroélectriques de Clarive et du Croseau : récapitulatif

La production d'énergie additionnée des deux centrales s'élève en 2018 à 2'269'977 kWh contre 2'459'445 kWh en 2017, soit une variation de -189'468 kWh (-7.70%). Le tableau comparatif (année 2018 ⇒ années antérieures) se présente comme suit :

Année	Energie produite	Variation	
	kWh	kWh	%
2018	2'269'976.75		
2017	2'459'445.25	-189'468.50	-7.70
2016	1'794'556.53	475'420.22	26.49
2015	1'523'628.32	746'348.43	48.98
2014	1'749'452.80	520'523.95	29.75
2013	1'806'979.45	462'997.30	25.62
2012	1'877'184.28	392'792.48	20.92
2011	1'637'762.23	632'214.53	38.60
2010	1'771'002.85	498'973.90	28.17
2009	264'394.60	2'005'582.15	758.56
Total	17'154'383.05		
Moyenne	1'715'438.31		

Le graphique ci-dessous représente la production d'énergie multi-annuelle des centrales de Clarive et du Croseau respectivement des 3 septembre 2009 et 24 novembre 2009 (dates de mise en service) au 31 décembre 2018.



1.5.4 Chiffre d'affaires

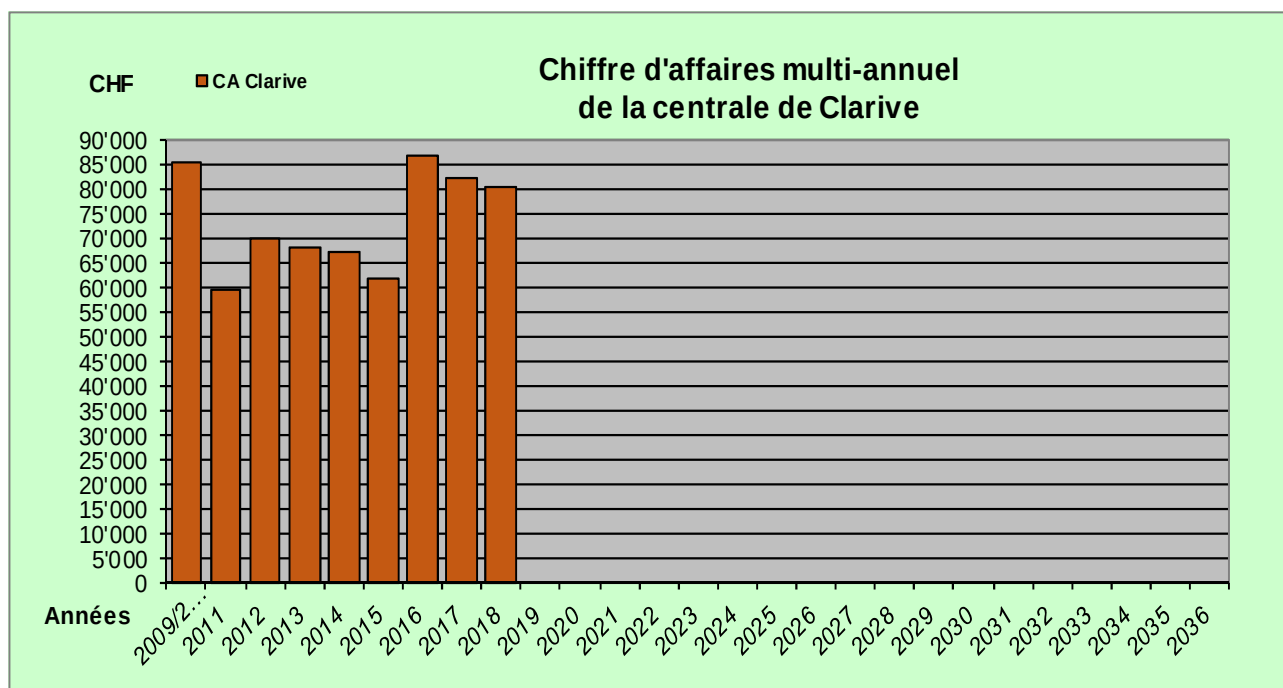
1.5.4.1 Centrale hydroélectrique de Clarive

Le chiffre d'affaire est en baisse par rapport à l'année précédente ; celui-ci se monte en 2018 à CHF 80'384 contre CHF 82'114 en 2017, soit une variation de CHF -1'730 (-2.11%). Le tableau comparatif (année 2018 ⇒ années antérieures) se présente comme suit :

Chiffre d'affaires de la centrale de Clarive

Année	Chiffre d'affaires	Variation		Remarques
	CHF	CHF	%	
2018	80'383.70			
2017	82'113.96	-1'730.26	-2.11	
2016	86'528.60	-6'144.90	-7.10	
2015	61'852.07	18'531.63	29.96	
2014	67'357.15	13'026.55	19.34	
2013	68'191.79	12'191.91	17.88	
2012	69'826.01	10'557.69	15.12	
2011	59'344.94	21'038.76	35.45	
2009/2010	85'445.77	-5'062.07	-7.25	Exercice sur 18 mois
Total	661'043.99			
Moyenne	73'449.33			

Le graphique ci-dessous représente le chiffre d'affaires multi-annuel de la Centrale de Clarive du 3 septembre 2009 (date de mise en service) au 31 décembre 2018.



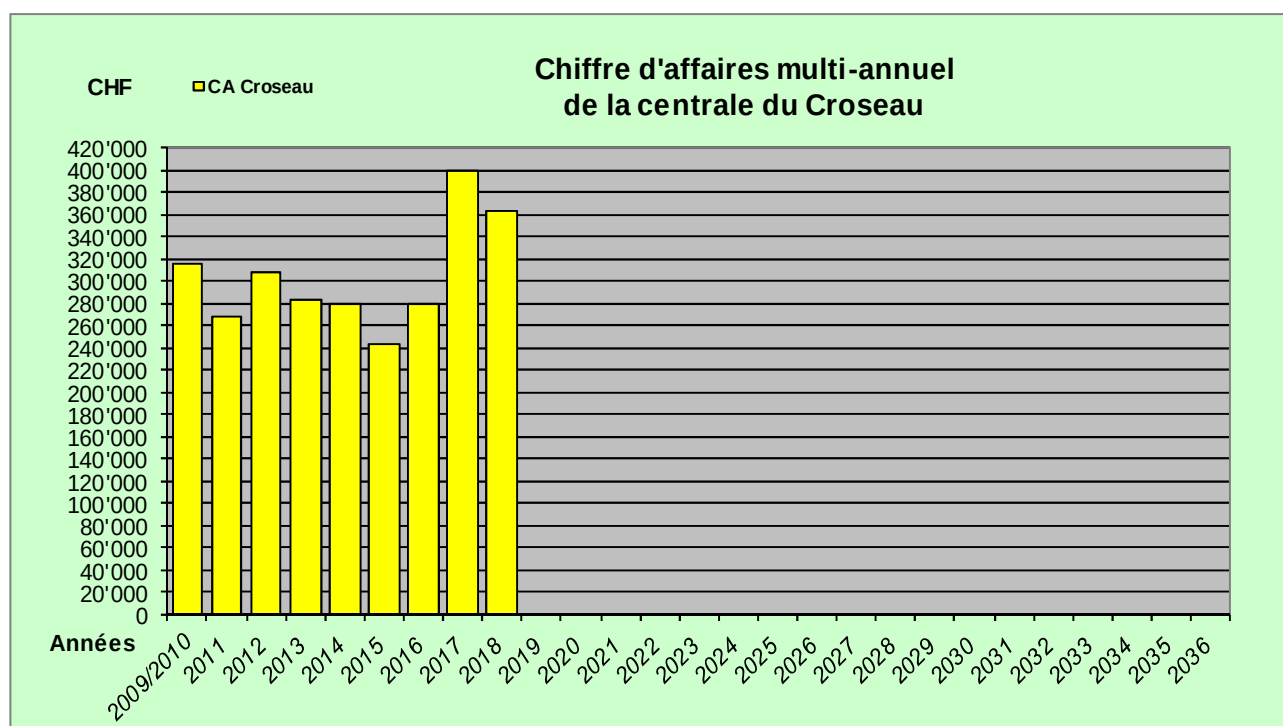
1.5.4.2 Centrale hydroélectrique du Croseau

Le chiffre d'affaire est en baisse par rapport à l'année précédente. Il se chiffre en 2018 à CHF 363'703 contre CHF 400'486 en 2017, soit une variation de CHF -36'783 (-9.18%). Le tableau comparatif (année 2018 ⇒ années antérieures) se présente comme suit :

Chiffre d'affaires de la Centrale du Croseau

Année	Chiffre d'affaires	Variation		Remarques
	CHF	CHF	%	
2018	363'702.52			
2017	400'485.80	-36'783.28	-9.18	
2016	280'462.61	83'239.91	29.68	
2015	243'922.26	119'780.26	49.11	
2014	280'312.96	83'389.56	29.75	
2013	283'127.72	80'574.80	28.46	
2012	307'703.09	55'999.43	18.20	
2011	268'313.04	95'389.48	35.55	
2009/2010	315'981.44	47'721.08	15.51	Exercice sur 18 mois
Total	2'744'011.44			
Moyenne	304'890.16			

Le graphique ci-dessous représente le chiffre d'affaires multi-annuel de la Centrale du Croseau du 24 novembre 2009 (date de mise en service) au 31 décembre 2018.



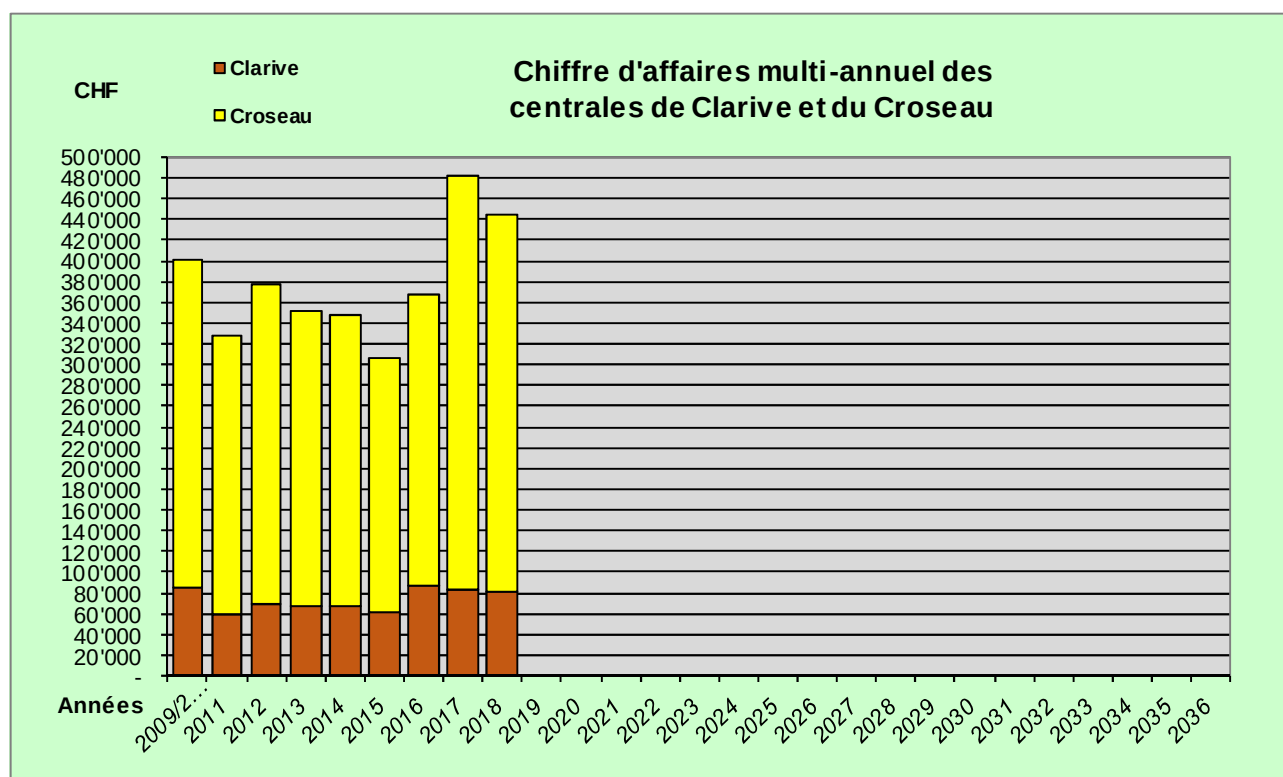
1.5.4.3 Centrales hydroélectriques de Clarive et du Croseau : récapitulatif

Le chiffre d'affaire additionné des deux centrales est en baisse par rapport à l'année précédente. Il s'élève en 2018 à CHF 444'086 contre CHF 482'600 en 2017, soit une variation de CHF –38'514 (–7.98%). Le tableau comparatif (année 2018 ⇒ années antérieures) se présente comme suit :

Récapitulatif du chiffre d'affaires des centrales de Clarive et du Croseau

Année	Chiffre d'affaires	Variation		Remarques
	CHF	CHF	%	
2018	444'086.22			
2017	482'599.76	-38'513.54	-7.98	
2016	366'991.21	77'095.01	21.01	
2015	305'774.33	138'311.89	45.23	
2014	347'670.11	96'416.11	27.73	
2013	351'319.51	92'766.71	26.41	
2012	377'529.10	66'557.12	17.63	
2011	327'657.98	116'428.24	35.53	
2009/2010	401'427.21	42'659.01	11.30	Exercice sur 18 mois
Total	3'405'055.43			
Moyenne	378'339.49			

Le graphique ci-dessous représente le chiffre d'affaires multi-annuel des centrales de Clarive et du Croseau respectivement des 3 septembre 2009 et 24 novembre 2009 (dates des mises en service) au 31 décembre 2018.

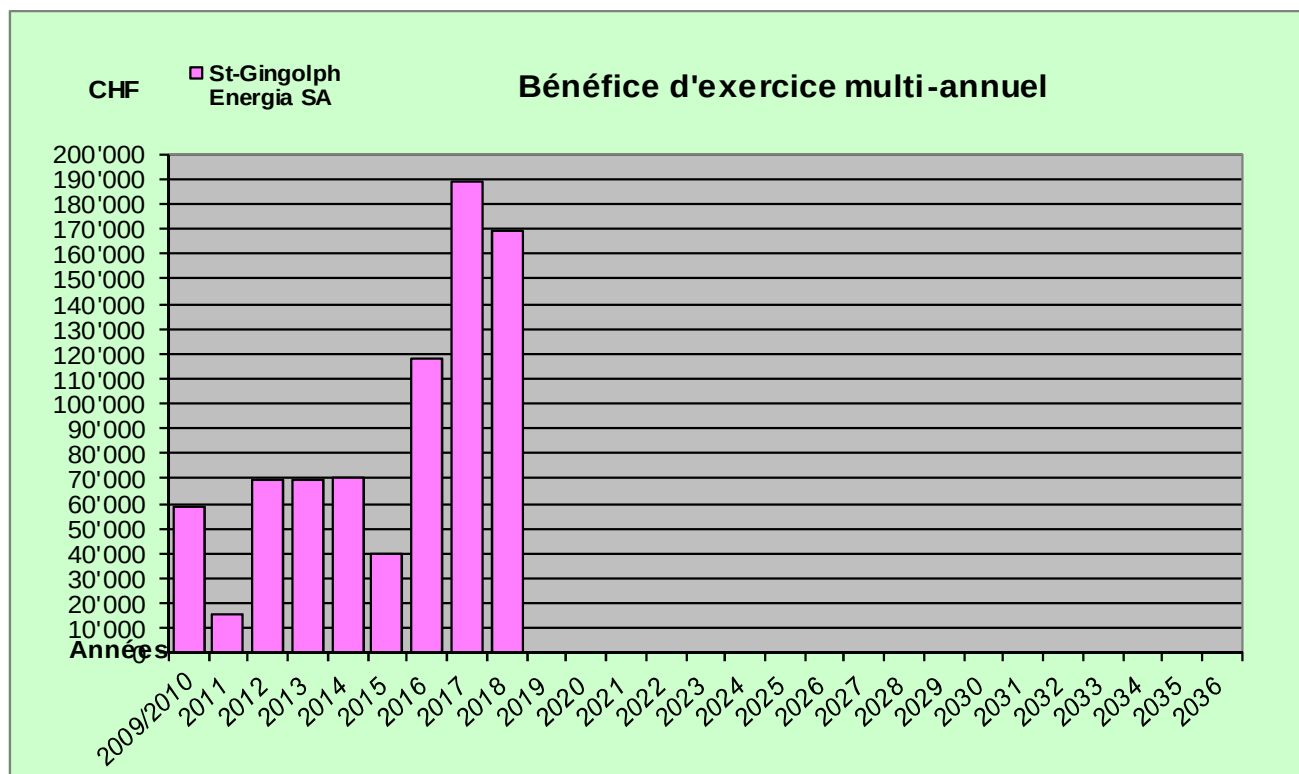


1.5.5 Résultat d'exercice

L'exercice 2018, qui dégage un bénéfice (après amortissements et impôts) de CHF 169'164, est en baisse par rapport à l'année précédente qui dévoilait un bénéfice CHF 189'213, soit une variation de CHF -20'050 (-10.60%). Le tableau comparatif (année 2018 ⇒ années antérieures) se présente comme suit :

Année	Montant	Variation		Remarque
	CHF	CHF	%	
2018	169'163.62			
2017	189'213.32	-20'049.70	-10.60	
2016	117'841.40	51'322.22	43.55	
2015	39'588.01	129'575.61	327.31	
2014	69'962.50	99'201.12	141.79	
2013	69'241.61	99'922.01	144.31	
2012	69'420.83	99'742.79	143.68	
2011	15'135.93	154'027.69	1'017.63	
2009/2010	58'904.29	110'259.33	187.18	Exercice sur 18 mois
TOTAL	798'471.51			
Moyenne	88'719.06			

Le graphique ci-dessous représente le bénéfice multi-annuel de St-Gingolph Energia SA du 1^{er} juillet 2009 au 31 décembre 2018.



2 COMPTES

L'année hydroélectrique 2018 marque le 9^{ème} exercice d'exploitation de la Société St-Gingolph Energia SA et couvre la période allant **du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2018**. Voici, ci-dessous, les commentaires sur les comptes de bilan et de résultat :

2.1 Bilan au 31 décembre 2018

Le total du bilan du s'élève à **CHF 3'187'281.58** au 31.12.2018 contre CHF 3'385'579.70 au 31.12.2017, soit une variation de CHF -198'298.12 (-5.86%). Cette évolution se présente essentiellement comme suit :

Actif

- Diminution **de la trésorerie** de CHF 60'024.32 (-30.76%) ;
- Diminution **des créances résultant de la vente de biens et de prestations de services** de CHF 34'245.06 (-25.77%) ;
- Diminution **des immobilisations corporelles** de CHF 107'000.00 (-3.50%).

Passif

- Diminution **des passifs de régularisation** de CHF 21'439.11 (-53.81%) ;
- Diminution **des dettes à long terme portant intérêt** de CHF 210'000.00 (-8.05%) ;
- Augmentation **de la provision pour la révision des centrales hydroélectriques de Clarive et du Croseau** de CHF 10'000.00 (+20.00%) ;
- Augmentation **de la réserve** de CHF 32'000.00 (+45.39%).

Le tableau comparatif du bilan (année 2018 ⇒ années antérieures) se présente comme suit :

Année	Montant	Variation	
	CHF	CHF	%
2018	3'187'281.58		
2017	3'385'579.70	-198'298.12	-5.86
2016	3'423'856.16	-236'574.58	-6.91
2015	3'530'198.39	-342'916.81	-9.71
2014	3'515'024.17	-327'742.59	-9.32
2013	3'666'256.89	-478'975.31	-13.06
2012	3'766'756.34	-579'474.76	-15.38
2011	3'854'191.92	-666'910.34	-17.30
2009/2010	4'048'192.75	-860'911.17	-21.27

2.1.1 Actif

2.1.1.1 Actif circulant

L'actif circulant, qui présente un total de **CHF 236'781.69** contre CHF 328'079.81 pour l'exercice précédent (CHF -91'298.12, -27.83%), comprend :

- **la trésorerie** – comptes N^{os} 1021 (BCVs) et 1030 (UBS) – pour **CHF 135'136.10** ;
- **les créances résultant de la vente de biens et de prestations de services** – compte N^o 1100 (débiteurs), à savoir l'énergie produite des centrales hydroélectriques de Clarive et du Croseau non encaissées au 31.12.2018 – pour **CHF 98'625.73**. A noter que le détail des débiteurs est consigné dans un inventaire.
- **les autres créances à court terme** – compte N^o 1230 (TVA à récupérer) – pour CHF 490.81 ;
- **les actifs de régularisation** – comptes N^{os} 1400 (actifs transitoires) et 1410 (TVA à récupérer sur les créanciers) – pour **CHF 2'529.05**.

2.1.1.2 Actif immobilisé

L'**actif immobilisé**, qui présente un total de **CHF 2'950'499.89** contre CHF 3'057'499.89 pour l'exercice précédent (CHF -107'000.00, -3.50%), comprend :

- **les participations** – compte N° 1550 (part au capital-actions de la société Hydro Morge Franco-Suisse SAS) – pour **CHF 499.89** ;
- **les immobilisations corporelles** – comptes N°s 1640 (aménagements hydroélectriques antérieurs), 1641 (centrales hydroélectriques de Clarive et du Croseau), 1642 (captage de la Tine supérieure) et 1645 (projet hydroélectrique de la Morge) – pour **CHF 2'950'000.00**.

2.1.2 Passif

2.1.2.1 Capitaux étrangers à court terme

Les capitaux étrangers à court terme, qui s'élèvent à **CHF 228'810.07** contre CHF 266'271.81 (CHF -37'461.74, -14.07%) pour l'exercice précédent, se présentent comme suit :

- **les dettes résultant de l'achat de biens et de prestations et de services** – compte N° 2000 (créanciers), à savoir les factures non payées au 31.12.2018 – pour **CHF 406.90**. A noter que le détail des créanciers est consigné dans un inventaire ;
- **les dettes à court terme portant intérêt** – comptes N°s 2100 (UBS, Crédit à terme fixe compte 591031.90T) et 2015 (BCVs, Crédit à terme fixe compte 102.791.42.01) – pour **CHF 210'000.00**.
A noter que « les dettes à court terme portant intérêt » est une nouvelle rubrique depuis le 01.01.2016. En effet, conformément au nouveau droit comptable, l'(les) amortissement(s) financier(s) de l'année suivante est(sont) dorénavant comptabilisé(s) sous cette rubrique, et non plus dans celle « des dettes à long terme portant intérêt », car il(s) est(sont) considéré(s) comme une dette à court terme, étant donné que leur paiement interviendra dans un laps de temps inférieur à 12 mois. En ce qui concerne ceux de St-Gingolph Energia SA, il s'agit respectivement de CHF 160'000.00 pour l'UBS et CHF 50'000.00 pour la BCVs ;
- **les passifs de régularisation** – comptes N°s 2400 (passifs transitoires) et 2410 (TVA à payer sur débiteurs) – pour **CHF 18'403.17**. A relever que le détail des passifs transitoires est consigné dans un inventaire.

2.1.2.2 Capitaux étrangers à long terme

Les capitaux étrangers à long terme, qui présentent un total de **CHF 2'460'000.00** contre CHF 2'660'000.00 pour l'exercice précédent (CHF -200'000.00, -7.52%), se présentent comme suit :

- **les dettes à long terme portant intérêt** – comptes N°s 2500 (UBS, Crédit à terme fixe compte 591031.90T) et 2505 (BCVs, Crédit à terme fixe compte 102.791.42.01) – pour **CHF 2'400'000.00**.
Pour rappel, la dette au 31.12.2017 se montait à CHF 2'610'000.00 (CHF -210'000.00, -8.05%).

L'évolution de la dette auprès de l'UBS se présente ainsi :

Année	Désignation	Taux intérêts	Amort. s/25 ans Taux	Emprunt initial	Mouvements cumulés	Evolution au 31.12.2018
		%	%	CHF	CHF	CHF
2009	Crédit à terme fixe	2.64%		4'000'000	-	4'000'000
2010	Amortissement financier		4%	-	160'000	3'840'000
2011	Amortissement financier		4%	-	160'000	3'680'000
2012	Amortissement financier		4%	-	160'000	3'520'000
2013	Amortissement financier		4%	-	160'000	3'360'000
2014	Amortissement financier		4%	-	160'000	3'200'000
2015	Amortissement financier		4%	-	160'000	3'040'000
2016	Amortissement financier		4%	-	160'000	2'880'000
2017	Amortissement financier		4%	-	160'000	2'720'000
2018	Amortissement financier		4%	-	160'000	2'560'000
Totaux				4'000'000	1'440'000	2'560'000

Données du contrat d'emprunt auprès de l'UBS

- Preneur de crédit : St-Gingolph Energia SA, 1898 St-Gingolph
- Donneur de crédit : UBS SA, 1870 Monthey
- Montant du crédit : CHF 4'000'000.00
- But du financement : Financement des centrales hydroélectriques de Clarive et du Croseau
- Taux d'intérêt : 2.64% pour toute la durée du contrat
- Calcul des intérêts : Sur la base de l'usage 365/360 (nombre de jours effectif par mois pour une année de 360 jours)
- Amortissements : CHF 160'000.00 annuel au 31 décembre (la 1^{ère} fois le 31.12.2010, la dernière fois le 31 décembre 2018)
- Sûreté : Cautionnement solidaire de CHF 4'000'000.00 émis par la Commune de St-Gingolph
- Durée du contrat : 10 ans
- Début du contrat : 25 novembre 2009
- Echéance du contrat : 15 novembre 2019

L'évolution de la dette auprès de la BCVs se présente comme suit :

Année	Désignation	Taux intérêts	Amort. s/3 ans Taux	Emprunt initial	Mouvements cumulés	Evolution au 31.12.2018
		%	%	CHF	CHF	CHF
2018	Crédit à terme fixe	0.55%	33.33333%	150'000	100'000	50'000
	Totaux			150'000	100'000	50'000

Données du contrat d'emprunt auprès de la BCVs

- Preneur de crédit : St-Gingolph Energia SA, 1898 St-Gingolph
- Donneur de crédit : BCVs, 1870 Monthey
- Montant du crédit : CHF 150'000.00 selon convention de produit ATF du 13.01.2016
- But du financement : Financement du captage de la Tine supérieure
- Taux d'intérêt : 0.55% pour toute la durée du contrat
- Calcul des intérêts : Sur la base de l'usage 365/360 (nombre de jours effectif par mois pour une année de 360 jours)
- Échéance des intérêts : 31 mars, 30 juin, 30 septembre, 31 décembre, 1^{ère} fois le 31 décembre 2016
- Amortissements : CHF 50'000.00, unique, le 31 décembre 2017
CHF 6'000.00 annuellement, la 1^{ère} fois le 31 décembre 2017.
- Sûreté : Cautionnement solidaire de CHF 150'000.00 émis par la Commune de St-Gingolph
- Durée du contrat : 2 ans
- Début du contrat : 31 janvier 2016
- Echéance du contrat : 31 décembre 2017

Nouvelle convention

- Montant du crédit : CHF 50'000.00 selon convention de produit ATF du 16.11.2018
- Durée du contrat : du 31 décembre 2018 au 31 décembre 2019
- Taux d'intérêt : 0.55% net par an

Les contrats et les autres conditions restent inchangés.

- **provisions** – compte N° 2740 (provision révision centrales hydroélectriques), alimentée de CHF 10'000.00 – pour **CHF 60'000**. La contrepartie s'inscrit dans le compte d'exploitation N° 4230 (Entretien machines et installations).

Petit rappel : il est indispensable de provisionner une certaine somme dans le cadre du futur grand service des centrales hydroélectriques de Clarive et du Croseau. Ainsi, pour une centrale turbinant de l'eau potable, le grand service a lieu tous les 12 ans (contre 7 ans pour de l'eau de rivière par exemple). Le coût d'un service d'entretien oscille entre CHF 50'000.00 et CHF 60'000.00, soit un total entre CHF 100'000.00 et 120'000.00 pour les deux centrales.

2.1.2.3 Capitaux propres

Les capitaux propres, qui s'élèvent à **CHF 498'471.51** contre CHF 459'307.89 pour l'exercice précédent (CHF +39'163.62, +8.53%), se présentent comme suit :

- **le capital social** – compte N° 2800 (capital-actions) – pour **CHF 100'000.00** ;
- **les réserves** – compte N° 2820 (réserve légale issue du bénéfice) – pour **CHF 102'500.00** ;
- **les bénéfices au bilan** – comptes N°s 2840 (bénéfices cumulés) et 2860 (bénéfice de l'exercice) – pour respectivement **CHF 126'807.89 et CHF 169'163.62** (sous réserve de l'approbation des comptes 2018 par l'Assemblée générale).

N° cpte	Désignation	2017	2018	Variation	
		CHF	CHF	CHF	%
2800	Capital-actions	100'000.00	100'000.00	-	-
2820	Réserve générale issue du bénéfice	70'500.00	102'500.00	32'000.00	45.39
2840	Bénéfices cumulés	99'594.57	126'807.89	27'213.32	27.32
2860	Bénéfice d'exercice	189'213.32	169'163.62	-20'049.70	-10.60
Total fonds propres au 31.12		459'307.89	498'471.51	39'163.62	8.53

2.2 Compte de résultats au 31 décembre 2018

Le compte d'exploitation s'élève à CHF 444'086.22 contre CHF 482'599.76 au regard de l'exercice précédent, soit une variation de CHF –38'513.54 (–7.98%), tandis que **le résultat d'exploitation présente un bénéfice de CHF 169'163.62** contre CHF 189'213.32 une année plus tôt, soit une diminution de CHF 20'049.70 (–10.60%), qui s'explique par une baisse du chiffre d'affaires en 2018.

2.2.1 Produits d'exploitation

Les produits d'exploitation s'élèvent à **CHF 444'086.22** contre CHF 482'599.76 pour l'exercice précédent, soit une variation de CHF –38'513.54 (–7.98%).

2.2.1.1 Chiffre d'affaires énergie

Le chiffre d'affaires d'énergie pour les centrales hydroélectriques de Clarive et du Croseau s'élève respectivement à CHF 80'383.70 (compte N° 3000) et à CHF 363'702.52 (compte N° 3005). Avec un total cumulé de **CHF 444'086.22**, le chiffre d'affaires est en baisse de CHF 38'513.54 (–7.98%) au regard de l'année précédente qui présentait un total de CHF 482'599.76.

2.2.2 Charges d'exploitation : résultat I (avant amortissements, charges financières et impôts directs)

Le résultat I du compte d'exploitation se monte à **CHF 389'888.57** contre CHF 425'528.06 pour l'exercice précédent, soit une variation de CHF –35'639.49 (–8.38%).

2.2.2.1 Charges du personnel

Le coût résultant **des charges du personnel** (location du personnel à la Commune de St-Gingolph, mandats d'administration et d'exploitation, comptes N°s 4150 et 4151) se monte à **CHF 16'605.10** contre CHF 16'550.50 (CHF +54.60, +0.33%) pour l'année précédente.

2.2.2.2 Autres charges d'exploitation

Les autres charges d'exploitation s'élèvent à **CHF 37'592.55** contre CHF 40'521.20 (CHF –2'928.65, –7.23%). Les comptes principaux sont les suivants :

- entretien des machines et des installations, compte N° 4230, pour CHF 10'328.70 ;
- assurances choses, RC et dirigeants, compte N° 4250, pour CHF 11'532.90 ;
- publicité, compte N° 4350, pour CHF 5'000.00 (participation au projet « Les Belvédères sur la Frontière) ;
- frais du Conseil d'administration, compte N° 4391, pour CHF 3'500.00 ;
- Le solde des autres charges d'exploitation se montent à CHF 7'230.95.

2.2.3 Charges d'exploitation : résultat II (avant charges financières et impôts directs)

Le résultat II du compte d'exploitation se chiffre à **CHF 274'723.07** contre CHF 307'015.51 pour l'exercice précédent, soit une variation de CHF –32'292.44 (–10.52%).

2.2.3.1 Amortissements et corrections de valeur des immobilisations

Les amortissements ordinaires (compte N° 4400) et immédiats (compte N° 4410), liés aux actifs à amortir au 01.01.2018 ainsi qu'aux investissements réalisés en 2018, s'élèvent à **CHF 115'165.50** contre CHF 118'512.55 (CHF –3'347.05, –2.82%) une année plus tôt.

2.2.4 Charges d'exploitation : résultat III (avant impôts directs)

Le résultat III du compte d'exploitation se monte de **CHF 201'171.92** contre CHF 226'222.12 pour l'exercice précédent, soit une variation de CHF –25'050.20 (–11.07%).

2.2.4.1 Charges et produits financiers

Les charges et produits financiers, qui s'élèvent à **CHF 73'551.15** contre CHF 78'093.39 pour l'exercice précédent (–4'542.24, –5.82%), se présentent comme suit :

- intérêts et frais bancaires pour CHF 180.15 contre CHF 180.39 par rapport à l'année précédente (CHF –0.24, –1.13%) ;
- intérêts sur emprunts auprès de l'UBS de 2.64% et de la BCVs de 0.55% (compte N° 4551) pour CHF 73'371.00 contre CHF 77'913.00 (CHF –4'542.00, –5.83%) une année plus tôt.

2.2.5 Charges d'exploitation : résultat IV (après impôts directs)

2.2.5.1 Impôts directs

Les impôts directs (impôt communal, cantonal et fédéral, compte N° 4800) présentent un total de **CHF 32'008.30** contre CHF 37'008.80 une année plus tôt, soit une diminution de CHF 5'000.50 (–13.51%).

2.2.5.2 Résultat d'exercice

L'exercice 2018 boucle par un bénéfice (compte N° 4900) de **CHF 169'163.62** contre CHF 189'213.32 pour l'exercice 2017, soit une diminution de CHF 20'049.70 (–10.60%).

3 ESTIMATION DES RISQUES

La direction a formalisé l'estimation des risques sur la base des critères ci-dessous :

3.1 Identification des risques

- Décès ou maladie des responsables administratifs de la société
- Perte de marchés – réduction du volume des affaires
- Perte sur débiteurs douteux
- Litiges pour manquements contractuels, perte de données ou de documents, dommages aux installations d'exploitation (incendie, dégâts d'eau)
- Diminution des prix à la vente
- Manco de liquidités.

3.2 Evaluation des risques, impact et mesures

Potentialité : très rare, rare, possible, fréquent, très fréquent.

3.2.1 Risque de l'entreprise

3.2.1.1 Décès ou maladie des responsables de l'administration

Potentialité : possible
Impact : administration de l'entreprise perturbée
Mesures : intérim assuré par le Président du conseil d'administration en collaboration avec un bureau tiers (fiduciaire).

3.2.2 Risque du marché

3.2.2.1 Perte de marchés – réduction du volume des affaires

Potentialité : très rare
Impact : diminution du chiffre d'affaires
Mesures : compression des dépenses.

3.2.3 Risque de crédit

3.2.3.1 Perte sur débiteurs douteux

Potentialité : néant, vente unique de l'énergie au partenaire Romande Energie Renouvelable SA
Impact : néant
Mesures : aucune.

3.2.4 Risques opérationnels

3.2.4.1 Manquements contractuels

Potentialité : néant
Impact : néant
Mesures : aucune.

3.2.4.2 Perte de données informatiques ou de documents

Potentialité : possible
Impact : surcroît de travail pour recherche et reconstitution de données, retard, perte éventuelle définitive de données existantes
Mesures : Sauvegardes du programme comptable sur support externe (ordinateurs et clé USB), établissement d'une assurance pour reconstitution de données.

3.2.4.3 Dommages aux installations d'exploitation (incendie-dégâts d'eau)

Potentialité : possible
Impact : perte momentanée de l'outil de travail, retard
Mesures : établissement d'un contrat d'assurance couvrant le renouvellement des installations d'exploitation.

Montants couverts :

➤ Bâtiments :	Fr.	853'000.00
➤ Matériel technique :	Fr.	850'000.00
➤ Conduites forcées (200 mm et 300 mm) :	Fr.	2'030'000.00
➤ <i>Franchise pour les 3 objets ci-dessus :</i>	<i>Fr.</i>	<i>1'000.00</i>
➤ Perte d'exploitation :	Fr.	480'000.00
➤ <i>Délai de carence pour l'objet ci-dessus :</i>	<i>2 jours ouvrables.</i>	

3.2.5 Risque de rentabilité

3.2.5.1 Diminution des prix à la vente, rabais conséquents accordés

Potentialité : néant car existence d'un contrat sur 25 ans déterminant le prix du kWh en cts [système de rétribution de l'injection (SRI) par Pronovo SA]
Impact : néant
Mesures : aucune.

3.2.6 Risque de rentabilité

3.2.6.1 Manco de liquidités

Potentialité : très rare (en fonction des quantités d'eau turbinées)
Impact : difficulté de paiement
Mesures : aides financières des partenaires, octroi de ligne de crédit.

4 CONCLUSION

4.1 Proposition

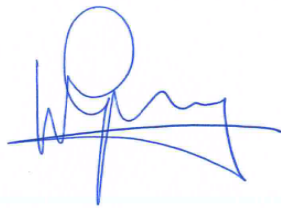
Sur la base de ce qui précède, le Conseil d'administration soumet à votre approbation les résolutions suivantes :

- a) approuver le présent rapport de gestion, le compte de pertes et profits et le bilan de l'exercice 2018 ;
- b) verser un **dividende de CHF 130'000.00** et attribuer à la **réserve générale** (art. 671 du Code des obligations) la somme de **CHF 31'000.00**, le montant à disposition de l'Assemblée générale étant de **CHF 295'971.51** ;
- c) donner décharge au Conseil d'administration de sa gestion.

St-Gingolph, le 17 juin 2019.

Au nom du Conseil d'administration

Le Président
Werner Grange



Le Secrétaire
Pierre Marguet



5 ANNEXES AU RAPPORT DE GESTION

- **Compte du bilan**
- **Compte d'exploitation**
- **Compte des investissements**
- **Compte des amortissements**
- **Proposition relative à l'emploi du bénéfice**
- **Proposition de répartition du bénéfice par partenaire**
- **Annexe 1 aux comptes annuels arrêtés au 31 décembre**
Compte d'exploitation : charges et produits extraordinaires
- **Annexe 2 aux comptes annuels arrêtés au 31 décembre**
Compte du bilan : provision centrales de Clarive et du Croseau
- **Annexe 3 aux comptes annuels arrêtés au 31 décembre**
- **Rapport de l'organe de révision**
- **Le mot de la fin**

5.1 Compte du bilan

Cptes	Désignation	31.12.2017	31.12.2018	Variation 2018 / 2017	
		CHF	CHF	CHF	%
	<u>ACTIF</u>				
	<u>ACTIFS CIRCULANTS</u>				
	<i>Trésorerie</i>				
1021	BCVs - Compte courant 100.722.72.00	1'265.80	18'751.10	17'485.30	1'381.36
1030	UBS - Compte courant 591031.01K	193'894.62	116'385.00	-77'509.62	-39.98
		195'160.42	135'136.10	-60'024.32	-30.76
	<i>Créances résultant de la vente de biens et de prestations de services</i>				
1100	Débiteurs	132'870.79	98'625.73	-34'245.06	-25.77
		132'870.79	98'625.73	-34'245.06	-25.77
	<i>Autres créances à court terme</i>				
1230	TVA à récupérer	-	490.81	490.81	100.00
		-	490.81	490.81	100.00
	<i>Actifs de régularisation</i>				
1400	Actifs transitoires	-	2'500.00	2'500.00	100.00
1410	TVA à récupérer sur créanciers	48.60	29.05	-19.55	-40.23
		48.60	2'529.05	2'480.45	5'103.81
	TOTAL ACTIF CIRCULANT	328'079.81	236'781.69	-91'298.12	-27.83

Compte du bilan (suite)

Cptes	Désignation	31.12.2017	31.12.2018	Variation 2018 / 2017	
		CHF	CHF	CHF	%
	<u>ACTIFS IMMOBILISES</u>				
	<i>Participations</i>				
1550	Part Hydro Morge Franco-Suisse SAS (400.00 €)	499.89	499.89	-	-
		499.89	499.89	-	-
	<i>Immobilisations corporelles</i>				
1640	Aménagements hydroélectriques antérieurs	1'409'000.00	1'360'000.00	-49'000.00	-3.48
1641	Centrales hydroélectriques de Clarive et du Croseau	1'501'000.00	1'448'000.00	-53'000.00	-3.53
1642	Captage de la Tine supérieure	127'000.00	122'000.00	-5'000.00	-3.94
1645	Projet hydroélectrique de la Morge	20'000.00	20'000.00	-	-
		3'057'000.00	2'950'000.00	-107'000.00	-3.50
	TOTAL ACTIF IMMOBILISE	3'057'499.89	2'950'499.89	-107'000.00	-3.50
	TOTAL ACTIF	3'385'579.70	3'187'281.58	-198'298.12	-5.86

Compte du bilan (suite)

Cptes	Désignation	31.12.2017	31.12.2018	Variation 2018 / 2017	
		CHF	CHF	CHF	%
	<u>PASSIF</u>				
	<u>CAPITAUX ETRANGERS A COURT TERME</u>				
	<i>Dettes résultant de l'achat de biens et de prestations et de services</i>				
2000	Créanciers	9'198.15	406.90	-8'791.25	-95.58
		9'198.15	406.90	-8'791.25	-95.58
	<i>Dettes à court terme portant intérêt</i>				
2100	UBS - Crédit à terme fixe compte 591031.90T	160'000.00	160'000.00	-	-
2105	BCVs - Crédit à terme fixe compte 102.791.42.01 / 0.55%	50'000.00	50'000.00	-	-
		210'000.00	210'000.00	-	-
	<i>Autres dettes à court terme</i>				
2220	TVA à payer	7'231.38	-	-7'231.38	-100.00
		7'231.38	-	-7'231.38	-100.00
	<i>Passifs de régularisation</i>				
2400	Passifs transitoires	30'000.00	16'150.00	-13'850.00	-46.17
2410	TVA à payer sur débiteurs	9'842.28	2'253.17	-7'589.11	-77.11
		39'842.28	18'403.17	-21'439.11	-53.81
	TOTAL CAPITAUX ETRANGERS A COURT TERME	266'271.81	228'810.07	-37'461.74	-14.07

Compte du bilan (suite)

CAPITAUX ETRANGERS A LONG TERME

Dettes à long terme portant intérêt

2500	UBS - Crédit à terme fixe compte 591031.90T	2'560'000.00	2'400'000.00	-160'000.00	-6.25
2505	BCVs - Crédit à terme fixe compte 102.791.42.01 / 0.55%	50'000.00	-	-50'000.00	-100.00
		2'610'000.00	2'400'000.00	-210'000.00	-8.05

Provisions

2740	Provision révision centrales hydroélectriques	50'000.00	60'000.00	10'000.00	20.00
		50'000.00	60'000.00	10'000.00	20.00

TOTAL CAPITAUX ETRANGERS A LONG TERME

2'660'000.00	2'460'000.00	-200'000.00	-7.52
---------------------	---------------------	--------------------	--------------

CAPITAUX PROPRES

Capital social

2800	Capital-actions	100'000.00	100'000.00	-	-
		100'000.00	100'000.00	-	-

Réserves

2820	Réserve légale issue du bénéfice	70'500.00	102'500.00	32'000.00	45.39
		70'500.00	102'500.00	32'000.00	45.39

Bénéfice au bilan

2840	Bénéfices cumulés	99'594.57	126'807.89	27'213.32	27.32
2860	Bénéfice de l'exercice	189'213.32	169'163.62	-20'049.70	-10.60
		288'807.89	295'971.51	7'163.62	2.48

TOTAL CAPITAUX PROPRES

459'307.89	498'471.51	39'163.62	8.53
-------------------	-------------------	------------------	-------------

TOTAL PASSIF

3'385'579.70	3'187'281.58	-198'298.12	-5.86
---------------------	---------------------	--------------------	--------------

5.2 Compte d'exploitation

Cptes	Désignation	2017		2018		2018		Comptes 2018 / 2017	
		CHF	%	CHF	%	CHF	%	CHF	%
PRODUITS									
<i>Chiffres d'affaires</i>									
3000	Vente d'énergie centrale hydroélectrique de Clarive	82'113.96	17.01	80'000.00	17.39	80'383.70	18.10	-1'730.26	-2.11
3005	Vente d'énergie centrale hydroélectrique du Croseau	400'485.80	82.99	380'000.00	82.61	363'702.52	81.90	-36'783.28	-9.18
		482'599.76	100.00	460'000.00	100.00	444'086.22	100.00	-38'513.54	-7.98
TOTAL DES PRODUITS									
		482'599.76	100.00	460'000.00	100.00	444'086.22	100.00	-38'513.54	-7.98
CHARGES									
<i>Charges de personnel</i>									
4150	Location de personnel (mandat d'administration)	15'198.85	3.15	15'500.00	3.37	15'248.60	3.43	49.75	0.33
4151	Location de personnel (mandat d'exploitation)	1'351.65	0.28	1'500.00	0.33	1'356.50	0.31	4.85	0.36
		16'550.50	3.43	17'000.00	3.70	16'605.10	3.74	54.60	0.33
<i>Autres charges d'exploitation</i>									
4220	Eau, électricité, chauffage	2'340.05	0.48	1'600.00	0.35	923.60	0.21	-1'416.45	-60.53
4230	Entretien machines et installations	10'000.00	2.07	12'000.00	2.61	10'328.70	2.33	328.70	3.29
4250	Assurances choses, RC et dirigeants	11'881.75	2.46	12'500.00	2.72	11'532.90	2.60	-348.85	-2.94
4290	Frais divers d'exploitation	-	-	1'000.00	0.22	-	-		
4300	Honoraires comptables, frais juridiques et révision	2'231.50	0.46	2'000.00	0.43	1'773.65	0.40	-457.85	-20.52
4310	Imprimés et fournitures de bureau	100.00	0.02	500.00	0.11	100.00	0.02	-	-

Compte d'exploitation (suite)

Cptes	Désignation	2017		2018		2018		Comptes 2018 / 2017	
		CHF	%	CHF	%	CHF	%	CHF	%
	Autres charges d'exploitation (suite)								
4320	Téléphones, téléalarmes et frais de port	1'791.70	0.37	2'500.00	0.54	1'617.15	0.36	-174.55	-9.74
4330	Frais informatiques	225.00	0.05	250.00	0.05	225.00	0.05	-	-
4350	Publicité	6'000.00	1.24	7'000.00	1.52	5'000.00	1.13	-1'000.00	-
4370	Redevances et concessions	1'500.00	0.31	1'500.00	0.33	1'500.00	0.34	-	-
4390	Frais divers d'administration	-	-	1'000.00	0.22	-	-	-	-
4391	Frais conseil d'administration	3'500.00	0.73	3'500.00	0.76	3'500.00	0.79	-	-
4392	Frais de comité et assemblée	951.20	0.20	1'500.00	0.33	1'091.55	0.25	140.35	14.76
		40'521.20	8.40	46'850.00	10.18	37'592.55	8.47	-2'928.65	-7.23
	Total charges du personnel et autres charges d'exploitation	57'071.70	11.83	63'850.00	13.88	54'197.65	12.20	-2'874.05	-5.04
	RESULTAT I (avant amortissements, charges financières et impôts directs)	425'528.06	88.17	396'150.00	86.12	389'888.57	87.80	-35'639.49	-8.38
	Amortissements et corrections de valeur des immobilisations								
4400	Amortissements ordinaires (3.5%)	111'589.35	23.12	110'000.00	23.91	107'000.00	24.09	-4'589.35	-4.11
4410	Amortissements immédiats	6'923.20	1.43	-	-	8'165.50	1.84	1'242.30	100.00
		118'512.55	24.56	110'000.00	23.91	115'165.50	25.93	-3'347.05	-2.82
	RESULTAT II (avant charges financières et impôts directs)	307'015.51	63.62	286'150.00	62.21	274'723.07	61.86	-32'292.44	-10.52
Cptes	Désignation	2017		2018		2018		Comptes 2018 / 2017	

Compte d'exploitation (suite)

Cptes	Désignation	2017		2018		2018		Comptes 2018 / 2017	
		CHF	%	CHF	%	CHF	%	CHF	%
	Charges et produits financiers								
4550	Intérêts et frais bancaires	180.39	0.04	200.00	0.04	180.15	0.04	-0.24	-0.13
4551	Intérêts sur emprunt (2.64%, UBS / 0.55%, BCVs)	77'913.00	16.14	74'400.00	16.17	73'371.00	16.52	-4'542.00	-5.83
4552	Intérêts sur emprunt (1.00%)	-	-	550.00	0.12	-	-	-	-
		78'093.39	16.18	75'150.00	16.34	73'551.15	16.56	-4'542.24	-5.82
	Charges et produits exceptionnels, uniques ou hors période								
4700	Produits extraordinaires	-	-	-	-	-	-	-	100.00
4701	Dissolution provision révision centrales hydroélectrique:	-	-	-	-	-	-	-	100.00
4750	Charges extraordinaires	2'700.00	0.56	-	-	-	-	-2'700.00	100.00
		2'700.00	0.56	-	-	-	-	-2'700.00	100.00
	Total charges et produits financiers, exceptionnels, unique ou hors période	80'793.39	16.74	75'150.00	16.34	73'551.15	16.56	-7'242.24	-8.96
	RESULTAT III (avant impôts directs)	226'222.12	46.88	211'000.00	45.87	201'171.92	45.30	-25'050.20	-11.07
	Impôts directs								
4800	Impôts communal, cantonal et fédéral	37'008.80	7.67	32'500.00	7.07	32'008.30	7.21	-5'000.50	-13.51
		37'008.80	7.67	32'500.00	7.07	32'008.30	7.21	-5'000.50	-13.51
	Résultat d'exercice								
4900	Bénéfice de l'exercice	189'213.32	39.21	178'500.00	38.80	169'163.62	38.09	-20'049.70	-10.60
		189'213.32	39.21	178'500.00	38.80	169'163.62	38.09	-20'049.70	-10.60
	RESULTAT IV (après impôts)	189'213.32	39.21	178'500.00	38.80	169'163.62	38.09	-20'049.70	-10.60
	TOTAL DES CHARGES	482'599.76	99.44	460'000.00	100.00	444'086.22	100.00	-38'513.54	-7.98

5.3 Compte des investissements

Cptes au bilan	Désignation	Comptes 2017		Budget 2018		Comptes 2018		Variation Comptes 2018 / 2017	
		CHF	%	CHF	%	CHF	%	CHF	%
	DEPENSES								
1640	Aménagements hydroélectriques antérieurs	-	-	-	-	-	-		
1641	Centrales hydroélectriques de Clarive et du Croseau	4'500.00	47.31	-	-	6'296.50	77.11	1'796.50	39.92
1642	Captage de la Tine supérieure	2'423.20	25.47	-	-	1'869.00	22.89	-554.20	-22.87
1645	Projet hydroélectrique de la Morge	2'589.35	27.22	60'000.00	100.00	-	-	-2'589.35	-100.00
	Total des investissements	<u>9'512.55</u>	100.00	<u>60'000.00</u>	100.00	<u>8'165.50</u>	100.00	<u>-2'589.35</u>	-100.00
	INVESTISSEMENT NET	<u><u>9'512.55</u></u>	100.00	<u><u>60'000.00</u></u>	100.00	<u><u>8'165.50</u></u>	100.00	<u><u>-1'347.05</u></u>	-14.16

5.4 Compte des amortissements

Comptes 2018										
Cptes au bilan	Désignation	Coût initial des investiss.	Solde au 01.01.2018	Mouvements 2018		Solde avant amortiss.	Amortiss. ordinaires 2018	Amortiss. immédiats 2018	Taux 3.5%	Solde au 31.12.2018
				Augment.	Diminution		Compte 4400	Compte 4410	(moyenne)	
			CHF	CHF		CHF	CHF	CHF	%	CHF
1640	Aménagements hydroél. antérieurs	1'901'849.00	1'409'000.00	-	-	1'409'000.00	49'000.00	-	3.48	1'360'000.00
1641	Centrales de Clarive et du Croseau	2'043'537.55	1'501'000.00	6'296.50	-	1'507'296.50	53'000.00	6'296.50	3.93	1'448'000.00
1642	Captage de la Tine supérieure	153'154.25	127'000.00	1'869.00	-	128'869.00	5'000.00	1'869.00	5.33	122'000.00
1645	Projet hydroélectrique de la Morge	28'369.42	20'000.00	-	-	20'000.00	-	-	-	20'000.00
	Sous-total	4'126'910.22	3'057'000.00	8'165.50	-	3'065'165.50	107'000.00	8'165.50	3.76	2'950'000.00
	TOTAL	4'126'910.22	3'057'000.00		8'165.50	3'065'165.50		115'165.50	3.76	2'950'000.00
Total des amortissements						115'165.50				

Compte des amortissements (suite)

Budget 2018

Cptes au bilan	Désignation	Coût initial des investiss.	Solde au 01.01.2018	Mouvements 2018		Solde avant amortiss.	Amortiss. ordinaires 2018	Amortiss. immédiats 2018	Taux 0.04	Solde au 43'465.00
				Augment.	Diminution		Compte 4400	Compte 4410	(moyenne)	
			CHF	CHF		CHF	CHF	CHF	%	CHF
1640	Aménagements hydroél. antérieurs	1'901'849.00	1'410'000.00	-	-	1'410'000.00	50'000.00	-	3.55	1'360'000.00
1641	Centrales de Clarive et du Croseau	2'014'257.55	1'502'000.00	-	-	1'502'000.00	52'000.00	-	3.46	1'450'000.00
1642	Captage de la Tine supérieure	146'446.05	127'000.00	-	-	127'000.00	5'000.00	-	3.94	122'000.00
1645	Projet hydroélectrique de la Morge	21'385.75	18'000.00	60'000.00	-	78'000.00	3'000.00	-	3.85	75'000.00
	Sous-total	4'083'938.35	3'057'000.00	60'000.00	-	3'117'000.00	110'000.00	-	3.53	3'007'000.00
	TOTAL	4'083'938.35	3'057'000.00		60'000.00	3'117'000.00		110'000.00	3.53	3'007'000.00
			Total des amortissements			110'000.00				

Compte des amortissements (suite)

Comptes 2017

Cptes au bilan	Désignation	Coût initial des investiss.	Solde au 01.01.2017	Mouvements 2017		Solde avant amortiss.	Amortiss. ordinaires 2017 Compte 4400	Amortiss. immédiats 2017 Compte 4410	Taux 0.04 (moyenne)	Solde au 43'100.00
			CHF	Augment.	Diminution	CHF	CHF	CHF	%	CHF
1640	Aménagements hydroél. antérieurs	1'901'849.00	1'460'000.00	-	-	1'460'000.00	51'000.00	-	3.49	1'409'000.00
1641	Centrales de Clarive et du Croseau	2'043'537.55	1'556'000.00	4'500.00	-	1'560'500.00	55'000.00	4'500.00	3.81	1'501'000.00
1642	Captage de la Tine supérieure	153'154.25	132'000.00	2'423.20	-	134'423.20	5'000.00	2'423.20	5.52	127'000.00
1645	Projet hydroélectrique de la Morge	28'369.42	18'000.00	2'589.35	-	20'589.35	589.35	-	2.86	20'000.00
	Sous-total	4'126'910.22	3'166'000.00	9'512.55	-	3'175'512.55	111'589.35	6'923.20	3.73	3'057'000.00
	TOTAL	4'126'910.22	3'166'000.00		9'512.55	3'175'512.55		118'512.55	3.73	3'057'000.00
Total des amortissements						118'512.55				

5.5 Proposition relative à l'emploi du bénéfice au 31 décembre

Désignation	Comptes 31.12.2017	Comptes 31.12.2018
	CHF	CHF
BENEFICE DISPONIBLE		
Bénéfice reporté de l'exercice précédent	99'594.57	126'807.89
<i>Bénéfice de l'exercice</i>	189'213.32	169'163.62
Solde à disposition	288'807.89	295'971.51
PROPOSITION D'UTILISATION		
Attribution à la réserve légale issue du bénéfice selon art. 671 Code des obligations	32'000.00	31'000.00
Dividende	130'000.00	130'000.00
Report à nouveau	126'807.89	134'971.51
Solde à disposition	288'807.89	295'971.51

Code des obligations, art. 671

Il est prélevé annuellement un vingtième ($1/20 = 5\%$) du bénéfice net pour constituer un fonds de réserve générale, jusqu'à ce que ce fond atteigne un cinquième du capital social déjà versé. De plus, il est attribué à la réserve générale 10% des montants qui sont répartis comme part de bénéfice après le paiement d'un dividende de 5% (voir détail du calcul à la page suivante).

Proposition relative à l'emploi du bénéfice au 31 décembre (suite)

Attribution à la réserve générale au 31.12.2018

Attribution minimale légale (art. 671 CO)	CHF	21'000.00
Renforcement des fonds propres : versement supplémentaire	CHF	10'000.00
Total de la réserve générale	CHF	31'000.00

Calcul de la constitution du fonds de réserve générale (CO, art. 671) au 31.12.2018

1/20 (5%) du bénéfice de l'exercice 2018	CHF	169'163.62	5%	8'458.18
5% du capital-actions (compte 2800 au bilan)	CHF	100'000.00	5%	5'000.00
Déduction du 5% du capital sur le dividende	CHF	130'000.00	CHF	125'000.00
Répartition des 10% comme part de bénéfice	CHF	125'000.00	10%	12'500.00
Attribution à la réserve générale			CHF	20'958.18
Arrondi à			CHF	21'000.00

Attribution à la réserve générale au 31.12.2017

Attribution minimale légale (art. 671 CO)	CHF	22'000.00
Renforcement des fonds propres : versement supplémentaire	CHF	10'000.00
Total de la réserve générale	CHF	32'000.00

Calcul de la constitution du fonds de réserve générale (CO, art. 671) au 31.12.2017

1/20 (5%) du bénéfice de l'exercice 2017	CHF	189'213.32	5%	9'460.67
5% du capital-actions (compte 2800 au bilan)	CHF	100'000.00	5%	5'000.00
Déduction du 5% du capital sur le dividende	CHF	130'000.00	CHF	125'000.00
Répartition des 10% comme part de bénéfice	CHF	125'000.00	10%	12'500.00
Attribution à la réserve générale			CHF	21'960.67
Arrondi à			CHF	22'000.00

5.6 Proposition de répartition du bénéfice par partenaire

RECAPITULATION	Comptes	Répartition du bénéfice par partenaire			Total
Désignation	Arrêté au 31.12	Commune St-Gingolph 70.00%	Romande Energie SA 25.00%	Bourgeoisie St-Gingolph 5.00%	Contrôle 100.00%
	CHF	CHF	CHF	CHF	CHF
<u>Compte 2009/2010</u>					
BENEFICE DE L'EXERCICE AU 31.12.2010	58'904.29	41'233.00	14'726.07	2'945.21	58'904.29
SOLDE A DISPOSITION	58'904.29	41'233.00	14'726.07	2'945.21	58'904.29
./. Attribution à la réserve générale, art. 671 CO	7'000.00	4'900.00	1'750.00	350.00	7'000.00
./. Répartition du bénéfice au 31.12.2010	45'000.00	31'500.00	11'250.00	2'250.00	45'000.00
Report à nouveau	6'904.29	4'833.00	1'726.07	345.21	6'904.29
SOLDE A DISPOSITION	58'904.29	41'233.00	14'726.07	2'945.21	58'904.29
<u>Compte 2011</u>					
BENEFICE REPORTE	6'904.29	4'833.00	1'726.07	345.21	6'904.29
BENEFICE DE L'EXERCICE AU 31.12.2011	15'135.93	10'595.15	3'783.98	756.80	15'135.93
SOLDE A DISPOSITION	22'040.22	15'428.15	5'510.06	1'102.01	22'040.22
./. Attribution à la réserve générale, art. 671 CO	1'000.00	700.00	250.00	50.00	1'000.00
./. Répartition du bénéfice au 31.12.2011	-	-	-	-	-
Report à nouveau	21'040.22	14'728.15	5'260.06	1'052.01	21'040.22
SOLDE A DISPOSITION	22'040.22	15'428.15	5'510.06	1'102.01	22'040.22

Proposition de répartition du bénéfice par partenaire (suite)

RECAPITULATION	Comptes	Répartition du bénéfice par partenaire			Total
Désignation	Arrêté au 31.12	Commune St-Gingolph 70.00%	Romande Energie SA 25.00%	Bourgeoisie St-Gingolph 5.00%	Contrôle 100.00%
	CHF	CHF	CHF	CHF	CHF
<u>Compte 2012</u>					
BENEFICE REPORTE	21'040.22	14'728.15	5'260.06	1'052.01	21'040.22
BENEFICE DE L'EXERCICE AU 31.12.2012	69'420.83	48'594.58	17'355.21	3'471.04	69'420.83
SOLDE A DISPOSITION	90'461.05	63'322.74	22'615.26	4'523.05	90'461.05
./. Attribution à la réserve générale, art. 671 CO	13'000.00	9'100.00	3'250.00	650.00	13'000.00
./. Répartition du bénéfice au 31.12.2012	40'000.00	28'000.00	10'000.00	2'000.00	40'000.00
Report à nouveau	37'461.05	26'222.74	9'365.26	1'873.05	37'461.05
SOLDE A DISPOSITION	90'461.05	63'322.74	22'615.26	4'523.05	90'461.05
<u>Compte 2013</u>					
BENEFICE REPORTE	37'461.05	26'222.74	9'365.26	1'873.05	37'461.05
BENEFICE DE L'EXERCICE AU 31.12.2013	69'241.61	48'469.13	17'310.40	3'462.08	69'241.61
SOLDE A DISPOSITION	106'702.66	74'691.86	26'675.67	5'335.13	106'702.66
./. Attribution à la réserve générale, art. 671 CO	13'500.00	9'450.00	3'375.00	675.00	13'500.00
./. Répartition du bénéfice au 31.12.2013	45'000.00	31'500.00	11'250.00	2'250.00	45'000.00
Report à nouveau	48'202.66	33'741.86	12'050.67	2'410.13	48'202.66
SOLDE A DISPOSITION	106'702.66	74'691.86	26'675.67	5'335.13	106'702.66

Proposition de répartition du bénéfice par partenaire (suite)

RECAPITULATION	Comptes	Répartition du bénéfice par partenaire			Total
Désignation	Arrêté au 31.12	Commune St-Gingolph 70.00%	Romande Energie SA 25.00%	Bourgeoisie St-Gingolph 5.00%	Contrôle 100.00%
	CHF	CHF	CHF	CHF	CHF
<u>Compte 2014</u>					
BENEFICE REPORTE	48'202.66	33'741.86	12'050.67	2'410.13	48'202.66
BENEFICE DE L'EXERCICE AU 31.12.2014	69'962.50	48'973.75	17'490.63	3'498.13	69'962.50
SOLDE A DISPOSITION	118'165.16	82'715.61	29'541.29	5'908.26	118'165.16
./. Attribution à la réserve générale, art. 671 CO	13'000.00	9'100.00	3'250.00	650.00	13'000.00
./. Répartition du bénéfice au 31.12.2014	50'000.00	35'000.00	12'500.00	2'500.00	50'000.00
Report à nouveau	55'165.16	38'615.61	13'791.29	2'758.26	55'165.16
SOLDE A DISPOSITION	118'165.16	82'715.61	29'541.29	5'908.26	118'165.16
<u>Compte 2015</u>					
BENEFICE REPORTE	55'165.16	38'615.61	13'791.29	2'758.26	55'165.16
BENEFICE DE L'EXERCICE AU 31.12.2015	39'588.01	27'711.61	9'897.00	1'979.40	39'588.01
SOLDE A DISPOSITION	94'753.17	66'327.22	23'688.29	4'737.66	94'753.17
./. Attribution à la réserve générale, art. 671 CO	8'000.00	5'600.00	2'000.00	400.00	8'000.00
./. Proposition de répartition au 31.12.2015	30'000.00	21'000.00	7'500.00	1'500.00	30'000.00
Report à nouveau	56'753.17	39'727.22	14'188.29	2'837.66	56'753.17
SOLDE A DISPOSITION	94'753.17	66'327.22	23'688.29	4'737.66	94'753.17

Proposition de répartition du bénéfice par partenaire (suite)

RECAPITULATION	Comptes	Répartition du bénéfice par partenaire			Total
Désignation	Arrêté au 31.12	Commune St-Gingolph 70.00%	Romande Energie SA 25.00%	Bourgeoisie St-Gingolph 5.00%	Contrôle 100.00%
	CHF	CHF	CHF	CHF	CHF
<u>Compte 2016</u>					
BENEFICE REPORTE	56'753.17	39'727.22	14'188.29	2'837.66	56'753.17
BENEFICE DE L'EXERCICE AU 31.12.2016	117'841.40	82'488.98	29'460.35	5'892.07	117'841.40
SOLDE A DISPOSITION	174'594.57	122'216.20	43'648.64	8'729.73	174'594.57
./. Attribution à la réserve générale, art. 671 CO	15'000.00	10'500.00	3'750.00	750.00	15'000.00
./. Proposition de répartition au 31.12.2016	60'000.00	42'000.00	15'000.00	3'000.00	60'000.00
Report à nouveau	99'594.57	69'716.20	24'898.64	4'979.73	99'594.57
SOLDE A DISPOSITION	174'594.57	122'216.20	43'648.64	8'729.73	174'594.57
<u>Compte 2017</u>					
BENEFICE REPORTE	99'594.57	69'716.20	24'898.64	4'979.73	99'594.57
BENEFICE DE L'EXERCICE AU 31.12.2017	189'213.32	132'449.32	47'303.33	9'460.67	189'213.32
SOLDE A DISPOSITION	288'807.89	202'165.52	72'201.97	14'440.39	288'807.89
./. Attribution à la réserve générale, art. 671 CO	32'000.00	22'400.00	8'000.00	1'600.00	32'000.00
./. Proposition de répartition au 31.12.2017	130'000.00	91'000.00	32'500.00	6'500.00	130'000.00
Report à nouveau	126'807.89	88'765.52	31'701.97	6'340.39	126'807.89
SOLDE A DISPOSITION	288'807.89	202'165.52	72'201.97	14'440.39	288'807.89

RECAPITULATION	Comptes	Répartition du bénéfice par partenaire			Total
Désignation	Arrêté au 31.12	Commune St-Gingolph 70.00%	Romande Energie SA 25.00%	Bourgeoisie St-Gingolph 5.00%	Contrôle 100.00%
	CHF	CHF	CHF	CHF	CHF
Compte 2018					
BENEFICE REPORTE	126'807.89	88'765.52	31'701.97	6'340.39	126'807.89
BENEFICE DE L'EXERCICE AU 31.12.2018	169'163.62	118'414.53	42'290.91	8'458.18	169'163.62
SOLDE A DISPOSITION	295'971.51	207'180.06	73'992.88	14'798.58	295'971.51
./. Attribution à la réserve générale, art. 671 CO	31'000.00	21'700.00	7'750.00	1'550.00	31'000.00
./. Proposition de répartition au 31.12.2018	130'000.00	91'000.00	32'500.00	6'500.00	130'000.00
Report à nouveau	134'971.51	94'480.06	33'742.88	6'748.58	134'971.51
SOLDE A DISPOSITION	295'971.51	207'180.06	73'992.88	14'798.58	295'971.51
Récapitulatif					
TOTAL ATTRIBUTION A LA RESERVE GENERALE	133'500.00	93'450.00	33'375.00	6'675.00	133'500.00
TOTAL REPARTITION DU BENEFICE	530'000.00	371'000.00	132'500.00	26'500.00	530'000.00
Moyenne annuelle du bénéfice (sur 9 exercices)	58'888.89	41'222.22	14'722.22	2'944.44	58'888.89

5.7 Annexe 1 aux comptes annuels arrêtés au 31 décembre Compte d'exploitation : charges et produits extraordinaires

Cptes	Désignation	31.12.2017	31.12.2018
		CHF	CHF
	<u>Charges extraordinaires</u>		
4750	Gasa-Hydro SA - Centrale du Croseau - Réparation de l'allernateur suite au sinistre du 17.06.2016	-	-
4750	Commune de St-Gingolph - Centrale du Croseau - Sinistre 17.06.2016 : frais trsp. + travail propre compte	2'700.00	-
	Total	2'700.00	-
	<u>Produits extraordinaires</u>		
4700	Helvetia Assurances - Sinistre du 17.06.2016 : indemnités matériel selon convention du 18.08.2016	-	-
4700	Helvetia Assurances - Sinistre du 17.06.2016 : indemnités perte d'exploitation selon convention du 18.08.2016	-	-
	Total	-	-
	<u>Dissolution provision révision centrales hydroélectriques</u>		
4701	Centrale du Croseau - Sinistre du 17.06.2016 - Utilisation de la provision suite à réparation alternateur	-	-
	Total	-	-
	TOTAL	2'700.00	-

5.8 Annexe 2 aux comptes annuels arrêtés au 31 décembre Compte du bilan : provision centrales de Clarive et du Croseau

Cptes	Désignation	31.12.2017	31.12.2018
		CHF	CHF
	<u>Provision centrales hydroélectriques Clarive et Croseau</u>		
	Solde au 1 ^{er} janvier	40'000.00	40'000.00
	<u>Dissolution de la provision</u>		
2740	Centrale du Croseau - Sinistre du 17.06.2016 - Utilisation de la provision suite à réparation alternateur	-	-
	Total I	-	-
	<u>Alimentation de la provision</u>		
2740	Centrales de Clarive/Croseau - Provision pour le grand entretien	-	10'000.00
	Total II	-	10'000.00
	Solde au 31 décembre	40'000.00	50'000.00

5.9 Annexe 3 aux comptes annuels arrêtés au 31 décembre

N°	Désignation	31.12.2017	31.12.2018
		CHF	CHF
1.	<u>Principes d'évaluation</u>		
	Les comptes annuels ont été établis conformément aux règles du droit comptable suisse.		
2.	<u>Moyenne annuelle des emplois à plein temps ne dépassant pas les seuils de 10, 50 ou 250</u>		
	Le nombre d'emplois à plein temps ne dépasse pas 10 en moyenne annuelle, la société n'utilisant en effet aucun salarié.		
3.	<u>Participation</u>		
	Part au capital social de la société, de siège social français, Hydro Morges Franco-Suisse SAS (40% soit 400 € sur 1'000 €)	499.89	499.89

Rapport de l'organe de révision
à l'assemblée générale des actionnaires
de

**ST-GINGOLPH ENERGIA SA,
St-Gingolph**

sur le contrôle restreint des comptes annuels
arrêtés au 31 décembre 2018

Rapport de l'organe de révision
sur le contrôle restreint
à l'assemblée générale des actionnaires de
ST-GINGOLPH ENERGIA SA, St-Gingolph

En notre qualité d'organe de révision, nous avons contrôlé les comptes annuels (bilan, compte de profits et pertes et annexe) de **ST-GINGOLPH ENERGIA SA, St-Gingolph** pour l'exercice arrêté au 31 décembre 2018.

La responsabilité de l'établissement des comptes annuels incombe au conseil d'administration alors que notre mission consiste à contrôler ces comptes. Nous attestons que nous remplissons les exigences légales d'agrément et d'indépendance.

Notre contrôle a été effectué selon la Norme suisse relative au contrôle restreint. Cette norme requiert de planifier et de réaliser le contrôle de manière telle que des anomalies significatives dans les comptes annuels puissent être constatées. Un contrôle restreint englobe principalement des auditions, des opérations de contrôle analytiques ainsi que des vérifications détaillées appropriées des documents disponibles dans l'entreprise contrôlée. En revanche, des vérifications des flux d'exploitation et du système de contrôle interne ainsi que des auditions et d'autres opérations de contrôle destinées à détecter des fraudes ne font pas partie de ce contrôle.

Lors de notre contrôle, nous n'avons pas rencontré d'élément nous permettant de conclure que les comptes annuels ainsi que la proposition concernant l'emploi du bénéfice ne sont pas conformes à la loi et aux statuts.

ECSA Fiduciaire SA



J.-M. Bruttin
Réviseur agréé
(Réviseur responsable)



P. Héritier
Expert-réviseur agréé

Sion, le 14 février 2019

Annexes :

- Comptes annuels (bilan, compte de profits et pertes et annexe)
- Proposition relative à l'emploi du bénéfice



« C'est dans l'effort que l'on trouve la satisfaction et non dans la réussite. Un plein effort est une pleine victoire ».

(Mohandas Karamchand Gandhi, 1869 – 1948)