

Energie

Mise en œuvre du relèvement au 1er janvier 2014  
des débits réservés des ouvrages hydroélectriques

Inventaire des études existantes et prise en compte  
des secteurs à enjeux pour la fixation des débits  
minimum biologiques des ouvrages hydroélectriques

Phase 3 : Analyse des cas identifiés comme  
présentant des enjeux environnementaux

Evaluation de la perte énergétique induite par le  
relèvement du débit réservé et bilan carbone



AGENCE DE L'EAU  
ADOUR GARONNE

Rapport n° : RSO-0205  
Révision n° : 3  
Date : 20 décembre 2011

Votre contact :  
Jérémy Savatier  
savatier@isl.fr

Rapport

ISL Ingénierie - Sud Ouest  
15 rue du Maréchal Harispe  
64500 Saint-Jean-de-Luz  
FRANCE  
Tél. : +33 5 59 85 14 55  
Fax : +33 5 59 85 33 16

[www.isl.fr](http://www.isl.fr)

**ISL**  
Ingénierie



## SOMMAIRE

<b>TABLE DES FIGURES</b>	<b>4</b>	
<b>TABLE DES TABLEAUX</b>	<b>8</b>	
<b>1</b>	<b>CONTEXTE, OBJECTIF ET CONTENU DU RAPPORT</b>	<b>11</b>
<b>2</b>	<b>APPROCHE METHODOLOGIQUE</b>	<b>15</b>
2.1	PRINCIPE GENERAL THEORIQUE	15
2.2	METHODE ET HYPOTHESES SIMPLIFICATRICES	16
2.2.1	CLASSEMENT PAR TYPE DE FONCTIONNEMENT	16
2.2.2	METHODOLOGIE	16
2.2.3	ETUDE DE L'IMPACT DE LA MODULATION ACTUELLE DU DEBIT RESERVE SUR LA PRODUCTION	21
2.2.4	BILAN CARBONE	21
<b>3</b>	<b>RESULTATS</b>	<b>22</b>
3.1	CENTRALES AU FIL DE L'EAU	22
3.1.1	LA CENTRALE D'ESQUIT (64)	22
3.1.2	LA CENTRALE D'ASASP (64)	27
3.1.3	LA CENTRALE DE LARRAU (64)	32
3.1.4	LA CENTRALE DE GOLFECH (47)	34
3.1.5	LA CENTRALE DE SAINT JULIEN (31)	38
3.1.6	LA CENTRALE DE ROQUE-BOUILLAC (12)	40
3.1.7	LA CENTRALE DE CAPDENAC-PORT (46)	44
3.1.8	LA CENTRALE DE SAINT-MARTIN-LABOUVAL (46)	47
3.1.9	LA CENTRALE DE FLOIRAS (46)	50
3.1.10	LA CENTRALE DE TOUZAC (46)	53
3.1.11	LA CENTRALE DE FUMEL (47)	56
3.1.12	LA CENTRALE DE CLAIRAC (47)	59
3.1.13	LA CENTRALE DE CAJARC (46)	62
3.1.14	LA CENTRALE DE LUZECH (46)	64
3.2	CENTRALES DE TYPE LAC	66
3.2.1	LA CENTRALE D'ALRANCE (12)	66
3.2.2	LA CENTRALE DU POUGET (12)	70
3.2.3	LA CENTRALE DE MONTAHUT (34)	76
3.2.4	LA CENTRALE DE VINTROU (81)	80
3.2.5	LA CENTRALE DE GRANDVAL (15)	81
3.2.6	LA CENTRALE DE PRAGNERES RIVE GAUCHE (65)	85
3.2.7	LA CENTRALE DE L'HOSPITALET BASSE CHUTE (09)	92
3.2.8	LA CENTRALE DE MERENS (09)	95
3.2.9	LA CENTRALE DU PORTILLON BASSE CHUTE (31)	99
3.2.10	PORTILLON HAUTE CHUTE	102

3.3	CENTRALES A ECLUSEES	104
3.3.1	LA CENTRALE DE CARLA (81)	104
3.3.2	LA CENTRALE D'ARRENS-MARSOUS (65)	107
3.3.3	LA CENTRALE DE FERRIERES (09)	111
3.3.4	LA CENTRALE DE PALAMINY (31)	115
3.3.5	LA CENTRALE DE TREIGNAC (19)	117
3.3.6	LA CENTRALE D'ASTON (09)	120
<b>4</b>	<b>SYNTHESE DES RESULTATS</b>	<b>129</b>
4.1	IMPACT ENERGETIQUE ET BILAN CARBONE DU RELEVEMENT DU DEBIT RESERVE	129
4.2	IMPACT ENERGETIQUE DE LA MODULATION SAISONNIERE DU DEBIT RESERVE	131

## TABLE DES FIGURES

Figure 1	: Courbes de rendement des turbines Pelton, Kaplan, Francis et Hélice (source : 1990, Sayers, A.T., [9])	18
Figure 5	: Situation géographique des aménagements d'Esquit (Source : BDCarto, Agence de l'eau, Banque HYDRO)	23
Figure 6	: Courbe des débits classés aux prises d'eau d'Esquit (Source : Banque HYDRO, calculée sur la période 1948-2008)	25
Figure 7	: Courbe des débits classés du 01/01 au 15/03, du 16/03 au 31/05 et du 1/06 au 31/12 à la prise d'eau d'Aspe (Source : Banque HYDRO, basé sur les chroniques journalières de 1998-2008)	26
Figure 8	: Vue amont du barrage de Bedous	28
Figure 9	: Localisation de l'aménagement d'Asasp (source : MapInfo 1cm=715m, Banque HYDRO, Agence de l'eau, BD Carto)	29
Figure 10	: Courbe des débits classés à la prise d'eau de Bedous (Source : Banque HYDRO, calculée sur la période 1948-2008)	31
Figure 11	: Situation géographique des aménagements de Larrau (Source : BDCarto, Agence de l'eau)	32
Figure 12	: Courbe des débits classés à la prise d'eau de Larrau (Source : Banque HYDRO, calculés sur la période 1919-1936)	33
Figure 13	: Situation géographique des aménagements de Golfech (Source : Agence de l'eau)	34
Figure 14	: Courbe des débits classés à la prise d'eau de Golfech (Source : Banque HYDRO, calculés sur la période 1946-1967)	35
Figure 15	: Courbe des débits classés de novembre à avril et d'avril à novembre à la station de Malause (Source : Banque HYDRO, basé sur les chroniques journalières de 1946-1967)	36

Figure 16 : Situation géographique des aménagements de Saint Julien (Source : BDCarto, Agence de l'eau).....	38
Figure 17 : Localisation de la station hydrométrique par rapport à la prise d'eau de Labrioulette (Source : BDCarto, Agence de l'eau et Banque Hydro) .....	39
Figure 18 : Courbe des débits classés à la prise d'eau de Labrioulette (Source : Banque HYDRO, calculée sur la période 1924-1959) .....	40
Figure 19 : Situation géographique des aménagements de la Roque-Bouillac (Source : BDCarto, Agence de l'eau).....	41
Figure 20 : Localisation de la station hydrométrique par rapport à la prise d'eau de la Roque-Bouillac (Source : BDCarto, Agence de l'eau et Banque Hydro).....	42
Figure 21 : Courbe des débits classés à la prise d'eau de la Roque-Bouillac.....	43
Figure 22 : Situation géographique des aménagements de Capdenac-Port (Source : BDCarto, Agence de l'eau).....	44
Figure 23 : Localisation de la station hydrométrique par rapport à la prise d'eau de Capdenac-Port (Source : BDCarto, Agence de l'eau et Banque Hydro) .....	45
Figure 24 : Courbe des débits classés à la prise d'eau de Capdenac-Port.....	46
Figure 25 : Situation géographique des aménagements de Saint-Martin-Labouval (Source : BDCarto, Agence de l'eau).....	47
Figure 26 : Localisation de la station hydrométrique par rapport à la prise d'eau de Saint-Martin-Labouval (Source : BDCarto, Agence de l'eau et Banque Hydro) .....	48
Figure 27 : Courbe des débits classés à la prise d'eau de Saint-Martin-Labouval.....	49
Figure 28 : Situation géographique des aménagements de Floiras (Source : BDCarto, Agence de l'eau).....	50
Figure 29 : Localisation de la station hydrométrique par rapport à la prise d'eau de Floiras (Source : BDCarto, Agence de l'eau et Banque Hydro) .....	51
Figure 30 : Courbe des débits classés à la prise d'eau de Floiras .....	52
Figure 31 : Situation géographique des aménagements de Touzac (Source : BDCarto, Agence de l'eau).....	53
Figure 32 : Localisation de la station hydrométrique par rapport à la prise d'eau de Touzac (Source : BDCarto, Agence de l'eau et Banque Hydro) .....	54
Figure 33 : Courbe des débits classés à la prise d'eau de Touzac .....	55
Figure 34 : Situation géographique des aménagements de Fumel (Source : BDCarto, Agence de l'eau).....	56
Figure 35 : Localisation de la station hydrométrique par rapport à la prise d'eau de Fumel (Source : BDCarto, Agence de l'eau et Banque Hydro) .....	57
Figure 36 : Courbe des débits classés à la prise d'eau de Fumel .....	58
Figure 37 : Situation géographique des aménagements de Clairac (Source : BDCarto, Agence de l'eau).....	59
Figure 38 : Localisation de la station hydrométrique par rapport à la prise d'eau de Clairac (Source : BDCarto, Agence de l'eau et Banque Hydro) .....	60
Figure 39 : Courbe des débits classés à la prise d'eau de Clairac.....	61
Figure 40 : Localisation de l'aménagement de Cajarc (source : MapInfo 1cm=200m).....	62
Figure 41 : Courbe des débits classés à la prise d'eau de Cajarc.....	63

Figure 42 : Localisation de l'aménagement de Luzech (source : MapInfo 1cm=200m) .....	64
Figure 43 : Courbe des débits classés à la prise d'eau de Luzech .....	65
Figure 44 : Situation géographique des aménagements d'Alrance (Source : BDCarto, Agence de l'eau).....	67
Figure 45 : Situation géographique des aménagements du Pouget (Source : BDCarto, Agence de l'eau).....	70
Figure 46 : Localisation de la station hydrométrique de Salles-Curan (Source : Banque HYDRO, Agence de l'eau, BD Carto).....	74
Figure 47 : Courbe des débits classés aux prises d'eau du Pouget (Source : Banque HYDRO, calculée sur la période 1953-1956) .....	75
Figure 48 : Situation géographique des aménagements de Montahut (Source : BDCarto, Agence de l'eau).....	76
Figure 49 : Barrage de Laouzas (source : Structurae) .....	77
Figure 50 : Courbe des débits classés aux prises d'eau de Montahut (Source : Banque HYDRO, calculée sur la période 1956-1964) .....	79
Figure 51 : Situation géographique de l'aménagement de Vintrou (Source : BDCarto, Agence de l'eau).....	80
Figure 52 : Situation géographique de l'aménagement de Grandval (Source : BDCarto, Agence de l'eau).....	82
Figure 53 : Situation géographique de l'aménagement de Grandval avec les prises d'eau de Ganivet et Moulinet (Source : BDCarto, Agence de l'eau) .....	83
Figure 54 : Situation géographique de l'aménagement de Pragnères RG (Source : BDCarto, Agence de l'eau).....	85
Figure 55 : Courbe des débits classés aux prises d'eau de PragnèresRG (Source : Banque HYDRO, calculée sur la période 1948-1995) .....	91
Figure 56 : Situation géographique de l'aménagement de l'Hospitalet BC (Source : BDCarto, Agence de l'eau).....	92
Figure 57 : Courbe des débits classés aux prises d'eau de l'Hospitalet BC (Source : Banque HYDRO, calculée sur la période 1920-1965) .....	94
Figure 58 : Situation géographique de l'aménagement de Merens (Source : BDCarto, Agence de l'eau).....	96
Figure 59 : Centrale de Merens (Source : <a href="http://sitepasite.free.fr">http://sitepasite.free.fr</a> ).....	97
Figure 60 : Courbe des débits classés aux prises d'eau de Merens (Source : Banque HYDRO, calculée sur la période 1920-1965) .....	98
Figure 61 : Situation géographique de l'aménagement du Portillon Basse Chute (Source : BDCarto, Agence de l'eau).....	99
Figure 62 : Localisation de la station hydrométrique de la Neste d'Aure par rapport aux aménagements du Portillon (Source : Agence de l'eau, Banque HYDRO).....	101
Figure 63 : Courbe des débits classés aux prises d'eau du Portillon Basse Chute (Source : Banque HYDRO, calculée sur la période 1966-1986).....	102
Figure 64 : Situation géographique de l'aménagement de Carla (Source : BDCarto, Agence de l'eau).....	104
Figure 65 : Localisation de la station hydrométrique de Castelnaud-de-Brassac (Source : Banque HYDRO, Agence de l'Eau).....	105

Figure 66 : Chronique des débits de 1931 à 1941 arrivant à la centrale de Carla (source : Banque Hydro, ajusté).....	106
Figure 67 : Situation géographique de l'aménagement d'Arrens (Source : BDCarto, Agence de l'eau).....	107
Figure 68 : Chronique des débits arrivant à la retenue de Plan du Tech de 1948 à 1951 (source : Banque Hydro, ajusté).....	109
Figure 69 : Courbe des débits classés à la prise d'eau de Labardaous (Source : Banque HYDRO, calculée sur la période 1948-1951) .....	110
Figure 70 : Situation géographique de l'aménagement de Ferrières (Source : BDCarto, Agence de l'eau).....	112
Figure 71 : Chronique des débits de 1934 à 1944 arrivant à la retenue de Garrabet (source : Banque Hydro, ajusté).....	114
Figure 72 : Situation géographique de l'aménagement de Palaminy (Source : BDCarto, Agence de l'eau).....	115
Figure 73 : Chronique des débits de 1949 à 1959 arrivant à la retenue de Saint Vidian (source : Banque Hydro, ajusté).....	116
Figure 74 : Situation géographique de l'aménagement de Treignac Bariousses (Source : BDCarto, Agence de l'eau).....	117
Figure 75 : Chronique estimée des débits arrivant à la prise d'eau de Treignac 1999-2009 (source : Banque Hydro, ajusté).....	119
Figure 76 : Situation géographique de l'aménagement d'Aston (Source : BDCarto, Agence de l'eau).....	120
Figure 77 : Chronique des débits de 1988 à 2008 arrivant à la prise d'eau de Riete (source : Banque Hydro, ajusté).....	124
Figure 78 : Courbe des débits classés arrivant aux prises d'eau (source : Banque Hydro, ajusté).....	125
Figure 79 : Courbe des débits classés d'octobre à mai et de juin à septembre à la station sur l'Ariège (Source : Banque HYDRO, basé sur les chroniques journalières de 1969-1986) .....	126

## TABLE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Centrales de la phase 3 et études d'impact sur la production du relèvement des débits réservés, du bilan carbone ou d'une étude d'impact sur la production de la modulation du débit réservé .....	13
Tableau 2 : Débits d'amorçage (ou débits minimum turbinables) en fonction du débit d'équipement pour quelques turbines (Source : 2005, ESHA, [10]) .....	17
Tableau 4 : Valeurs du productible avec et sans modulation des débits réservés .....	26
Tableau 5 : Effet sur la production en supprimant la modulation.....	27
Tableau 6 : Données générales – station hydrométrique de Licq-Athérey (Source : Banque HYDRO) .....	33
Tableau 7 : Données générales – station hydrométrique de Malause (Source : Banque HYDRO) .....	35
Tableau 8 : Valeurs du productible avec et sans modulation des débits réservés à Golfech	37
Tableau 9 : Effets sur la production (perte ou gain) en supprimant la modulation .....	37
Tableau 10 : Données générales – station hydrométrique de Palaminy (Source : Banque HYDRO) .....	39
Tableau 11 : Données générales – station hydrométrique de Livinhac-le-Haut (Source : Banque HYDRO) .....	42
Tableau 12 : Données générales – station hydrométrique de Faycelles (Source : Banque HYDRO) .....	45
Tableau 13 : Données générales – station hydrométrique de Cajarc (Source : Banque HYDRO) .....	48
Tableau 14 : Données générales – station hydrométrique de Cahors (Source : Banque HYDRO) .....	51
Tableau 15 : Données générales – station hydrométrique de Villeneuve-sur-Lot (Source : Banque HYDRO) .....	54
Tableau 16 : Données générales – station hydrométrique de Salles-Curan (Source : Banque HYDRO) .....	73
Tableau 17 : Données générales – station hydrométrique de Fraisse sur Agout (Source : Banque HYDRO) .....	78
Tableau 18 : Données générales – station hydrométrique du Rieufrech à Nages (Source : Banque HYDRO) .....	79
Tableau 19 : Données générales – station hydrométrique de Gèdre (Source : Banque HYDRO) .....	90
Tableau 20 : Données générales – station hydrométrique de l'Hospitalet-près-l'Andorre (Source : Banque HYDRO) .....	94
Tableau 21 : Données générales – station hydrométrique de Saint-Lary (Source : Banque HYDRO) .....	101
Tableau 22 : Données générales – station hydrométrique de l'Agout à Castelnaud-de-Brassac (Source : Banque HYDRO) .....	105

Tableau 23 : Données générales – station hydrométrique du gave d'Azun à Arrens (Source : Banque HYDRO) .....	108
Tableau 24 : Valeurs du productible avec et sans modulation des débits réservés à Arrens .....	111
Tableau 25 : Effets sur la production (perte ou gain) en supprimant la modulation .....	111
Tableau 26 : Données générales – station hydrométrique de l'Ariège (Source : Banque HYDRO) .....	113
Tableau 27 : Valeurs du productible avec et sans modulation des débits réservés à Ferrières .....	114
Tableau 28 : Effets sur la production (perte ou gain) en supprimant la modulation .....	114
Tableau 29 : Données générales – station hydrométrique de Palaminy (Source : Banque HYDRO) .....	116
Tableau 30 : Données générales – station hydrométrique de la Vézère à Bugeat (Source : Banque HYDRO) .....	118
Tableau 31 : Données générales – station hydrométrique de Château Verdun (Source : Banque HYDRO) .....	124
Tableau 32 : Données générales – station hydrométrique de Mérens-les-Vals (Source : Banque HYDRO) .....	125
Tableau 33 : Valeurs du productible avec et sans modulation des débits réservés à Aston	127
Tableau 34 : Effets sur la production (perte ou gain) en supprimant la modulation .....	127
Tableau 35 : Résultats des études d'impact sur la production du relèvement des débits réservés et du bilan carbone .....	129



# 1 CONTEXTE, OBJECTIF ET CONTENU DU RAPPORT

Dans le cadre de l'article L214-18-IV du code de l'environnement (Loi sur l'Eau et les Milieux Aquatiques), relatif au relèvement des débits réservés des ouvrages en rivières prévu pour 2014, l'Agence de l'Eau Adour Garonne a confié au groupement Aquascop-ISL une étude relatives aux ouvrages hydroélectriques du bassin Adour Garonne comportant les phases suivantes :

- Phase 1 : synthèse documentaires sur les études existantes d'évaluation des Débits Minimum Biologiques (DMB) sur le bassin versant Adour Garonne,
- Phase 2 : structuration d'une base de données sur les débits réservés aux prises d'eau de l'ensemble des concessions et des principales autorisations du bassin,
- Phase 3 : Analyse des cas identifiés comme présentant des enjeux environnementaux forts et examen de la possibilité de proposer une valeur de débit réservé pertinente, éventuellement supérieure aux valeurs planchers.

Le présent rapport s'inscrit dans le cadre de la phase 3 et a pour objet :

- l'évaluation de la perte énergétique du relèvement du débit réservé à la valeur plancher ou au-delà lorsqu'une valeur supérieure est préconisée,
- la réalisation d'un bilan carbone lorsqu'un relèvement est proposé au dessus de la valeur plancher, correspondant à la perte énergétique d'origine hydroélectrique liée au relèvement du débit réservé entre le DMB et la valeur plancher,
- l'évaluation énergétique de la modulation des débits réservés lorsqu'elle existe actuellement sur les centrales de type fil de l'eau ou éclusées.

Le tableau page suivante récapitule, par grand bassin hydrographique, les caractéristiques des ouvrages retenus pour cette phase 3 par le comité de pilotage (AEAG, DREAL, ONEMA) et les études réalisées en termes d'impact énergétique du relèvement du débit réservé, du bilan carbone associé au relèvement au-delà de la valeur plancher du débit réservé et d'impact énergétique de la modulation du débit réservé.

Le rapport comprend :

- la description de la méthode utilisée au chapitre 2,
- la présentation des résultats obtenus par ouvrage au chapitre 3,
- un tableau de synthèse des résultats au chapitre 4.



**Tableau 1 : Centrales de la phase 3 et études d'impact sur la production du relèvement des débits réservés, du bilan carbone ou d'une étude d'impact sur la production de la modulation du débit réservé**

	nom	type	département	cours d'eau principaux	Calcul d'impact sur la production du relèvement du débit réservé et bilan carbone	Etude d'impact sur la production de la modulation du débit réservée lorsqu'il existe actuellement une modulation
Lot Truyère	GRANDVAL	lac	15	Colagne, Crueize	oui	Non applicable
	ALBAS	Fil de l'eau	46	Lot	Non applicable, debit réservé actuel déjà au 1/10 du module (débit plancher 1/20)	Non applicable
	CAJARC	Fil de l'eau	46	Lot	oui	Non applicable
	LUZECH	Fil de l'eau	46	Lot	oui	Non applicable
	GALESSIE	Fil de l'eau	46	Lot	Non applicable, debit réservé actuel déjà au 1/10 du module (débit plancher 1/20)	Non applicable
	MERCUES 1	Fil de l'eau	46	Lot	Non applicable, debit réservé actuel déjà au 1/10 du module (débit plancher 1/20)	Non applicable
	MERCUES 2	Fil de l'eau	46	Lot	Non applicable, debit réservé actuel déjà au 1/10 du module (débit plancher 1/20)	Non applicable
	MEYMES	Fil de l'eau	46	Lot	Non applicable, debit réservé actuel déjà au 1/10 du module (débit plancher 1/20)	Non applicable
	TEMPLE	Fil de l'eau	47	Lot	Non applicable, debit réservé actuel déjà au 1/10 du module (débit plancher 1/20)	Non applicable
	VILLENEUVE	Fil de l'eau	47	Lot	Non applicable, debit réservé actuel déjà au 1/10 du module (débit plancher 1/20)	Non applicable
	CLAIRAC	Fil de l'eau	47	Lot	oui	Non applicable
	FLOIRAS	Fil de l'eau	46	Lot	oui	Non applicable
	FUMEL	Fil de l'eau	47	Lot	oui	Non applicable
	ROQUE BOUILLAC	Fil de l'eau	12	Lot	oui	Non applicable
	SAINT MARTIN LABOUVAL	Fil de l'eau	46	Lot	oui	Non applicable
TOUZAC	Fil de l'eau	46	Lot	oui	Non applicable	
CAPDENAC PORT	Fil de l'eau	46	Lot	oui	Non applicable	

	nom	type	département	cours d'eau principaux	Calcul d'impact sur la production du relèvement du débit réservé et bilan carbone	Etude d'impact sur la production de la modulation du débit réservée lorsqu'il existe actuellement une modulation
Adour	PRAGNERES RG	lac	65	Barrada, Lassariou, gave de Pau	oui	Non applicable
	ARRENS	eclusées	65	gave d'Azun	oui	oui
	ESQUIT	fil de l'eau	64	gave d'Aspe	oui	oui
	ASASP	fil de l'eau	64	gave d'Aspe	oui	oui
	LARRAU	fil de l'eau	64	Saison	oui	Non applicable
Garonne	HOSPITALET BC	lac	9	Ariège	oui	Non applicable
	MERENS	lac	9	Ariège	oui	Non applicable
	ASTON	éclusées	9	Ariège, Aston	oui	oui
	PORTILLON BC	lac	31	La Coume, Le Lys	oui	Non applicable
	PORTILLON HC	lac	31	La Neste d'Oo	oui	Non applicable
	GOLFECH	fil de l'eau	82	Garonne	oui	oui
	FERRIERES	eclusées	9	Ariège	oui	oui
	ST JULIEN	fil de l'eau	31	Garonne	Oui (proposition : débit réservé = débit plancher et suivi)	Non applicable
PALAMINY	éclusées	31	Garonne	Oui (proposition : débit réservé = débit plancher et suivi)	Non applicable	
Dordogne	TREIGNAC	éclusées	19	Vézère	Oui (debit reserve 1/14, supérieur au debit plancher, possibilité mesure B43 pour relèvement au 1/10)	Non applicable
	St ETIENNE CANTALES	lac	15	Cère	Non applicable : cas atypique, Qr futur = Qr actuel = 0	Non applicable
Tarn Aveyron	ALRANCE	lac	12	Vioulou, Viaur, Bage	oui	Non applicable
	LE POUGET	lac	12	Tarn	oui	Non applicable
	MONTAHUT	lac	34	Vèbre	oui	Non applicable
	CARLA	eclusées	81	Agout	oui	Non applicable
	VINTROU	lac	81	Arn	Oui (proposition : débit réservé = débit plancher et suivi)	Non applicable

## 2 APPROCHE METHODOLOGIQUE

### 2.1 PRINCIPE GENERAL THEORIQUE

En théorie, pour calculer le productible moyen sur une année, connaissant au niveau de chaque usine sur une longue période (idéalement une vingtaine d'années) :

- le débit turbiné au temps t,  $Q(t)$
- la hauteur de chute nette (tenant compte de l'effacement de la chute en cas de crue pour les usines de basse chute, de la variation des pertes de charge en fonction du carré du débit...),  $H(Q)$
- la disponibilité de l'usine,  $D(t)$
- le rendement des turbines (dépendant du débit),  $\eta(Q)$

Il faudrait appliquer la formule :

$$\text{productible} = \int_t D(t) \cdot \eta(Q) \cdot g \cdot H(Q) \cdot Q(t) dt$$

Puis appliquer cette même formule après relèvement des débits réservés, en adaptant les paramètres en fonction du nouveau débit réservé. Enfin, la perte énergétique serait obtenue par différence entre le productible actuel et le productible après relèvement.

En pratique, ne disposant pas de ces données, il faut faire des hypothèses pour approcher au mieux ces paramètres. Les paramètres tels que les pertes de charge, la disponibilité des groupes, les déversements pour les usines de type lac et les modulations de débits pour les usines de type lac sont inconnus dans le cadre de la présente étude ou ne sont pas pris en compte dans les calculs et seront regroupés dans un coefficient correctif qui permettra de caler les résultats obtenus dans la situation actuelle avec les données de productible moyen.

Nous disposons des données suivantes :

- Base ouvrages SIG fournie par l'Agence de l'Eau, géo-localisant les centrales hydroélectriques, barrages, prises d'eau, ouvrages de retenue, et conduites forcées des aménagements hydroélectriques EDF. Cette banque regroupe aussi les données techniques des ouvrages données par l'exploitant (module au niveau des prises d'eau, capacité utile et totale des barrages, productible et puissance des centrales...),
- Cahiers des charges des concessions hydroélectriques des régions Limousin, Auvergne, Midi-Pyrénées et Aquitaine donnant les caractéristiques et modules estimés initialement, avant la période d'exploitation des ouvrages,
- Tableaux donnés par l'Agence de l'Eau, résultants de croisements de données entre l'exploitant et la DREAL, caractérisant les prises d'eau (modules, débits réservés...) et les puissances des usines,
- Document de l'AEAG identifiant les concessions à enjeux,

- Liste bibliographique des études recensées et identifiées par la DREAL, l'ONEMA, l'AEAG,
- Banque HYDRO où les débits classés et les chroniques de débits ont été extraits au niveau des stations hydrométriques les plus proches des ouvrages concernés ou sur des bassins versants hydrologiquement similaires ([www.hydro.eaufrance.fr](http://www.hydro.eaufrance.fr))

La méthodologie utilisée est différenciée selon le type de fonctionnement des ouvrages.

## 2.2 METHODE ET HYPOTHESES SIMPLIFICATRICES

### 2.2.1 CLASSEMENT PAR TYPE DE FONCTIONNEMENT

Dans un premier temps, les concessions ont été classées selon leur type de fonctionnement : fil de l'eau, de type lac ou éclusées. La base ouvrages de l'Agence de l'Eau fournit cette information.

- Si le temps de remplissage est inférieur à 2h, la centrale est dite au fil de l'eau. Le raisonnement se fait à l'échelle journalière à partir de la courbe des débits classés annuelle lorsque le débit réservé est constant ou des courbes de débits classés saisonnières lorsqu'une modulation de débit réservé est réalisée.
- Si la capacité de stockage est supérieure à 200h, la centrale est dite de type lac. Le productible est estimé à partir du volume d'apport interannuel : l'hypothèse simplificatrice est faite que la gestion interannuelle de la retenue permet de stocker complètement les crues et d'éviter le déversement en crue.
- Pour une capacité de stockage comprise entre 2 et 200h, la centrale dite de type éclusée a un fonctionnement intermédiaire pour lequel le marnage de la retenue, le stockage total ou partiel des apports et le déversement éventuel en hautes eaux et en crue sont à prendre en compte. Pour le calcul des pertes énergétiques, on se basera sur la chronique journalière des débits.

### 2.2.2 METHODOLOGIE

#### 2.2.2.1 Centrales au fil de l'eau

**Première étape :**

Dans le cas des ouvrages au fil de l'eau, les débits classés sont récupérés de la Banque Hydro. Selon l'implantation de la station hydrométrique (idéalement en amont ou en aval immédiat de la centrale, à défaut sur un bassin si possible hydrologiquement similaire), ces débits sont pondérés selon la formule suivante pour obtenir le module validé par la DREAL au niveau de la prise d'eau :

$$Q = Q_{\text{station}} \frac{\text{module ouvrage}}{\text{module station}}$$

La production d'énergie est calculée à partir de la courbe des débits classés. Une intégration est faite de cette courbe entre les valeurs des débits de  $Q_{\text{amorçage}} + Q_{\text{réservé}}$  et  $Q_{\text{réservé}} + Q_{\text{équipement}}$ .

En l'absence de données complémentaires, on suppose que le débit d'amorçage est égal à une fraction du débit d'équipement, tel que présenté dans le Tableau 2.

**Tableau 2 : Débits d'amorçage (ou débits minimum turbinables) en fonction du débit d'équipement pour quelques turbines (Source : 2005, ESHA, [10])**

type de turbine	Qtmin (% de Qéquipement)
Francis	50
Kaplan à simple réglage	25
Kaplan à double réglage	15
Pelton	10
Hélices	75

### Deuxième étape :

Pour chaque point de la courbe des débits classés, les débits turbinés actuels et futurs sont estimés selon la valeur du débit disponible pour être turbiné. Le débit disponible est le débit arrivant à la retenue auquel est retranché le débit réservé.

Si ce débit disponible est inférieur au débit d'amorçage, alors le débit turbiné est nul.

Si le débit disponible est compris entre le débit d'amorçage et le débit d'équipement, alors la totalité du débit disponible est turbiné.

Si le débit disponible est supérieur au débit d'équipement, alors il y a une perte et seul le débit d'équipement est turbiné.

En résumé :

Si  $Q_{\text{disponible}} - Q_{\text{réservé}} < Q_{\text{amorçage}}$  alors  $Q_{\text{turbiné}} = 0$

Sinon,  $Q_{\text{turbiné}} = Q_{\text{disponible}} - Q_{\text{réservé}}$  ou  $Q_{\text{équipement}}$  si  $Q_{\text{disponible}} - Q_{\text{réservé}} > Q_{\text{équipement}}$

### Troisième étape :

La puissance est ensuite calculée à chaque point de la courbe des débits classés, selon la formule :

$$P_i = \eta_i \cdot \rho \cdot H_{\text{netto}} \cdot Q_{\text{turbiné}}$$

Où  $\eta_i$  représente le rendement de la turbine. Il dépend du type de turbine et du ratio débit turbiné/débit d'équipement, selon la courbe donnée Figure 1.

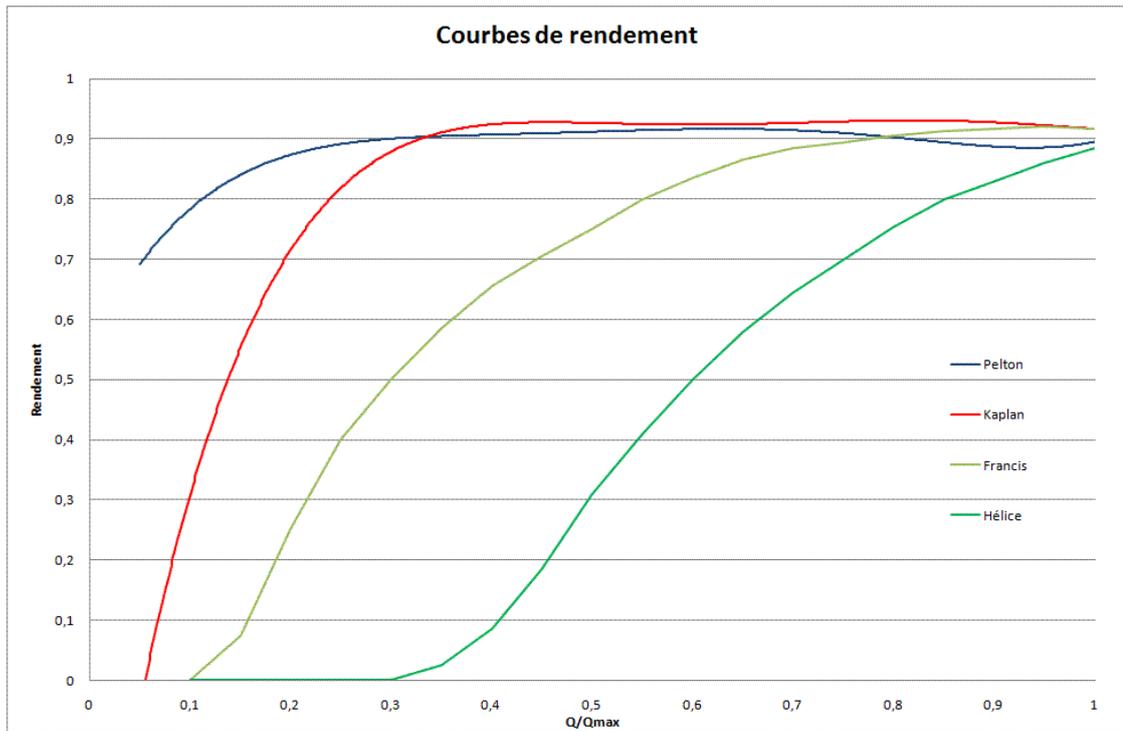


Figure 1 : Courbes de rendement des turbines Pelton, Kaplan, Francis et Hélice (source : 1990, Sayers, A.T., [9])

Pour les aménagements de basse chute, la hauteur de chute nette dépend également de l'hydrologie et une réduction de la chute nette est fréquente à fort débit et en crue par augmentation du niveau aval. Toutefois, en absence de données, ce facteur n'a pas pu être pris en compte de manière isolé, mais il est pris en compte de manière indirecte par une correction a posteriori sur le productible calculé.

Finalement, le productible est estimé par sommation tout au long de la courbe des débits classés :

$$\text{Productible}_1 = C \int P_1 dt$$

Avec C le coefficient correctif prenant en compte la disponibilité des groupes mais aussi les incertitudes dues à l'estimation de certains paramètres (effacement de la chute en crue, indisponibilité des groupes, débits turbinés minimum et maximum avant arrêt des groupes...).

Ce coefficient est calé en comparant la valeur du productible donnée par l'exploitant (production moyenne effective, production d'électricité sur la période d'exploitation) et recensée dans la base de données fournie par l'Agence de l'Eau avec notre résultat.

La perte énergétique est obtenue en retranchant le productible actuel au productible futur calculé avec le débit réservé prévu en 2014.

### 2.2.2.2 Centrales de type lac

#### Première étape : les apports du lac

Dans un premier temps, les apports annuels au niveau du lac sont estimés à partir du module :

$$V_{\text{apport}} \left( \frac{\text{m}^3}{\text{an}} \right) = \sum_{\text{module}} \text{module}$$

Pour le lac, le raisonnement se fait à l'échelle de l'année, donc en termes de volume annuel et non plus de débit. L'hypothèse est faite que la gestion interannuelle du lac permet de stocker l'ensemble des apports et de restituer à l'aval le débit réservé, sans surverse. Il peut exister en pratique des épisodes déversant lors des crues, mais leur impact en termes de perte de production est négligé dans un premier temps (la correction de la production calculée a posteriori pouvant prendre en compte ce facteur).

Le volume turbiné avant et après relèvement du débit réservé est calculé en soustrayant au volume d'apport précédemment déterminé le volume correspondant au débit réservé.

$$V_{\text{turbiné}} \left( \frac{\text{m}^3}{\text{an}} \right) = V_{\text{apport}} - \sum_{\text{module}} Q_r$$

La production annuelle liée aux apports du lac est ensuite calculée en multipliant le volume turbiné par la hauteur de chute « nette » et par la constante de gravitation. Pour les usines de type lac, la hauteur de chute nette est élevée, et considérée comme constante car quasiment indépendante de la variation de niveau de la rivière à l'aval en fonction du débit. Le marnage dans la retenue est également négligé.

$$\text{Productible}_{\text{lac}} = g \cdot H_{\text{nette}} \cdot V_{\text{turbiné}}$$

#### Deuxième étape : les apports des prises d'eau

Souvent, à ce productible annuel fourni par le(s) lac(s), se rajoute la contribution de prises d'eau, qui viennent se greffer sur la galerie d'amenée entre le lac et la conduite forcée de l'usine ou qui collectent des bassins versants voisins du bassin naturel du lac. Pour la calculer, comme pour les prises d'eau des centrales au fil de l'eau, les débits classés des prises d'eau sont reconstitués à partir des débits classés des stations hydrométriques les plus pertinentes, en pondérant pour obtenir le bon module.

Puis, nous faisons l'hypothèse que les débits classés journaliers au niveau de l'ouvrage sont la somme des débits classés des différentes prises d'eau  $Q_i$ .

Trois cas se présentent selon la valeur du débit disponible pouvant être turbiné :

- Si la somme de ces débits disponibles (débits d'apports auxquels sont retranchés les débits réservés) est inférieure au débit d'amorçage, alors le débit des prises d'eau peut être turbiné en plus du débit provenant du lac sur les heures de pointe. Le pourcentage du temps de turbinage moyen en pointe au cours de l'année est alors calculé et appliqué au débit turbinable résultant.

$$\text{fraction du temps de turbinage en pointe} = \frac{V_{\text{turbinable lac}}}{\sum_{\text{année}} Q_{\text{équipement}}}$$

- Si la somme des débits turbinables (débits d'apports auxquels sont retranchés les débits réservés) est supérieure au débit d'amorçage mais inférieure au débit d'équipement, alors le débit disponible au niveau des prises d'eau est turbiné. Les apports du lac n'interviennent pas nécessairement simultanément, ils peuvent être utilisés sur d'autres périodes, en complément aux heures de pointe par exemple.
- Si la somme des débits turbinables (débits d'apports auxquels sont retranchés les débits réservés) est supérieure au débit d'équipement alors le débit d'équipement est turbiné. Dans ce cas, les apports du lac n'interviennent pas simultanément.

Puis, comme pour les centrales au fil de l'eau, la puissance avant et après relèvement des débits réservés est calculée ainsi que le productible actuel et de 2014 :

$$\text{Productible (GWh)} = C \left[ \sum [(Productible)_{\text{prises d'eau}}] + Productible_{\text{lac}} \right]$$

### 2.2.2.3 Centrales de type éclusées

Pour les centrales de type éclusées, le raisonnement se fait au pas de temps journalier. Nous parlerons de volume d'apport, volume d'équipement, volume réservé, volume turbiné pour désigner respectivement les apports du bassin versant sur une journée, le volume journalier turbiné au débit d'équipement, le volume journalier évacué de la retenue pour le débit réservé et le volume journalier turbiné par l'usine. La chronique des débits journaliers de la station hydrométrique la plus pertinente est récupérée via la banque Hydro sur les 20 dernières années si possible.

Les volumes journaliers déversés au niveau des retenues sont pris en compte. Le volume de la retenue après turbinage, au jour  $j+1$ , est égal au volume de la retenue avant turbinage, au jour  $j$ , auquel s'ajoutent les apports du bassin versant du jour  $j$  et se retranchent les volumes turbiné et réservé du jour  $j$ . Si ce volume est supérieur à la capacité utile de la retenue, alors une part du volume entrant est déversée et le volume de la retenue au jour  $j+1$  est la capacité utile.

$$V_{\text{retenue } j+1} = \min(V_{\text{retenue } j} + V_{\text{apport } j} - V_{\text{turbiné}(j)} - V_{\text{réservé } j}, \text{capacité utile})$$

Connaissant le volume de la retenue au jour  $j$ , le volume turbiné en est déduit.

Il est égal au volume d'équipement ou, si celle-ci lui est inférieure, à la somme du volume des apports et du volume de la retenue au jour  $j$  à laquelle est soustraite le volume réservé.

Puis, comme précédemment, la puissance avant et après relèvement des débits réservés est calculée ainsi que le productible actuel et de 2014.

Pour les centrales de type éclusées (souvent de moyenne chute), l'effacement de la chute en cas de crue est également négligé dans un premier temps, le coefficient correctif a posteriori sur la production prenant en compte l'ensemble des incertitudes.

### 2.2.3 ETUDE DE L'IMPACT DE LA MODULATION ACTUELLE DU DEBIT RESERVE SUR LA PRODUCTION

Pour les centrales à éclusées et au fil de l'eau, la méthodologie utilisée permet d'évaluer l'impact de la modulation des débits réservés au cours de l'année. Pour les centrales d'Asasp, Ferrières, d'Esquit, d'Arrens, de Golfech et d'Aston, une comparaison sera faite entre la situation actuelle avec modulation saisonnière et une situation où le débit réservé actuel serait constant.

### 2.2.4 BILAN CARBONE

Pour les aménagements concernés par une proposition de relèvement du débit réservé au-delà de la valeur plancher, un bilan carbone est réalisé concernant la substitution de la perte de production hydroélectrique liée au relèvement entre le débit plancher et le DMB par une production électrique alternative.

La circulaire du 06/03/2010 [11] précise les modalités de réalisation du bilan énergétique, qui distingue les centrales au fil de l'eau des centrales de type lac ou éclusées :

- Pour les ouvrages fonctionnant au fil de l'eau, les modes de production thermiques alternatifs sont le cycle combiné à gaz et le charbon. Selon le document de l'ADEME paru en 2010 [13], 1kWh équivaut à 420 g éq. CO<sub>2</sub> pour le cycle combiné à gaz, et 1010 à 1058 g éq. CO<sub>2</sub> pour le charbon d'après le profil environnemental du kWh EDF paru en mai 2011 [12] d'après des données filières de 2009,
- Pour les ouvrages fonctionnant par éclusées ou les usines de lac, le mode de production thermique alternatif est le fioul : 1kWh équivaut à 1 080 g éq. CO<sub>2</sub>. d'après [12].

## 3 RESULTATS

Les résultats sont présentés par centrales, elles-mêmes regroupées selon leur type de fonctionnement. Ainsi, en section 3.1 sont regroupées les usines au fil de l'eau, en section 3.2 les usines de type lac et dans la section 3.3 les usines de type éclusées. Pour chaque centrale, les caractéristiques des ouvrages sont d'abord présentées, avec une carte de situation localisant l'usine, les prises d'eau et la station hydrométrique choisie comme référence. Puis, une section hydrologique présente les données de la station hydrométrique choisie (durée d'exploitation, chronique des débits...) et la courbe des débits classés estimée au niveau des prises d'eau au fil de l'eau ou des centrales à éclusées. Finalement, les pertes énergétiques induites par le relèvement sont exposées, ainsi qu'en cas de relèvement du débit réservé à une valeur supérieure à la valeur plancher, le bilan carbone correspondant au relèvement entre le DMB et le débit plancher.

Des tableaux récapitulatifs des résultats par grands bassins hydrographiques sont présentés au chapitre 4.

### 3.1 CENTRALES AU FIL DE L'EAU

#### 3.1.1 LA CENTRALE D'ESQUIT (64)

L'exploitation des installations liées à la centrale hydroélectrique d'Esquit fait l'objet d'une autorisation de l'état à EDF du 16/10/1994, qui a pour échéance le 16/10/2024.

##### 3.1.1.1 Description des ouvrages

L'aménagement d'Esquit comprend les prises d'eau d'Anitch, de Lescun et d'Aspe, respectivement sur le ruisseau de Copen, de Lescun et le gave d'Aspe, dont les apports sont amenés à l'usine d'Esquit, cf. Figure 2.

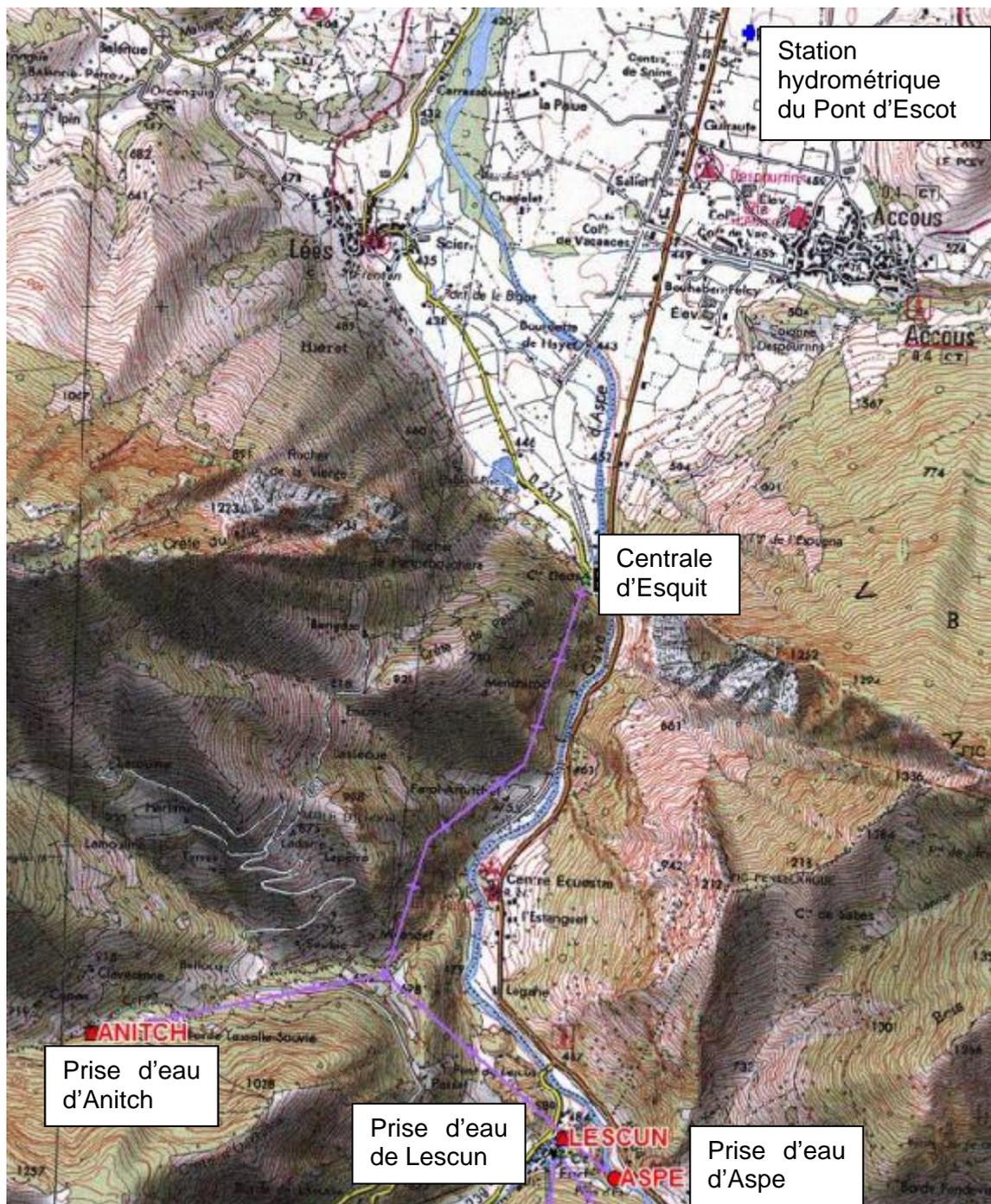


Figure 2 : Situation géographique des aménagements d'Esquit (Source : BDCarto, Agence de l'eau, Banque HYDRO)

### Centrale hydroélectrique d'Esquit

- Type de fonctionnement : Fil de l'eau,
- Chute maximale brute : 42 m,
- Débit d'équipement : 15 m<sup>3</sup>/s,
- Puissance maximale installée : 4.2 MW,
- Type et nombre de turbines : 3 turbines Francis,
- Productible en année moyenne : 22 GWh,

- Débit minimum turbinable : inconnu,

#### *Prise d'eau d'Anitch*

- Superficie du bassin versant : 6.5 km<sup>2</sup>,
- Module : 0.41 m<sup>3</sup>/s,
- Débit réservé actuel : 0.01 m<sup>3</sup>/s (1/40<sup>ème</sup> du module),
- Débit réservé plancher 2014 : 0.04 m<sup>3</sup>/s (1/10<sup>ème</sup> du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : à étudier (valeur prise en compte pour l'évaluation énergétique et le bilan carbone : 1/5 du module, 0.08 m<sup>3</sup>/s).

#### *Prise d'eau de Lescun*

- Superficie du bassin versant : 85 km<sup>2</sup>,
- Module : 5.43 m<sup>3</sup>/s,
- Débit réservé actuel : 0.14 m<sup>3</sup>/s (1/40<sup>ème</sup> du module),
- Débit réservé plancher 2014 : 0.54 m<sup>3</sup>/s (1/10<sup>ème</sup> du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : à étudier (valeur prise en compte pour l'évaluation énergétique et le bilan carbone : 1/5 du module, 1.08 m<sup>3</sup>/s).

#### *Prise d'eau d'Aspe*

- Superficie du bassin versant : 59 km<sup>2</sup>,
- Module : 10 m<sup>3</sup>/s,
- Débit réservé actuel : 0.40 m<sup>3</sup>/s (1/25<sup>ème</sup> du module), avec modulation saisonnière : 450 l/s du 01/01 au 15/03, 650 l/s du 16/03 au 31/05, 300 l/s du 1/06 au 31/12,
- Débit réservé plancher 2014 : 1 m<sup>3</sup>/s (1/10<sup>ème</sup> du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : à étudier (valeur prise en compte pour l'évaluation énergétique et le bilan carbone : 1/5 du module, 2 m<sup>3</sup>/s).

### 3.1.1.2 Analyse hydrologique

L'hydrologie à proximité de la prise d'eau est reconstituée en se basant sur les données disponibles sur la banque HYDRO, relatives à la station hydrométrique du Pont d'Escot situé sur le gave d'Aspe (code station : Q6332510) dont les caractéristiques sont regroupées dans le **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** en page 17.

Cette station est située à une dizaine de kilomètres en aval des prises d'eau, cf. Figure 2.

La Figure 3 présente la courbe de la somme des débits classés estimés aux prises d'eau.

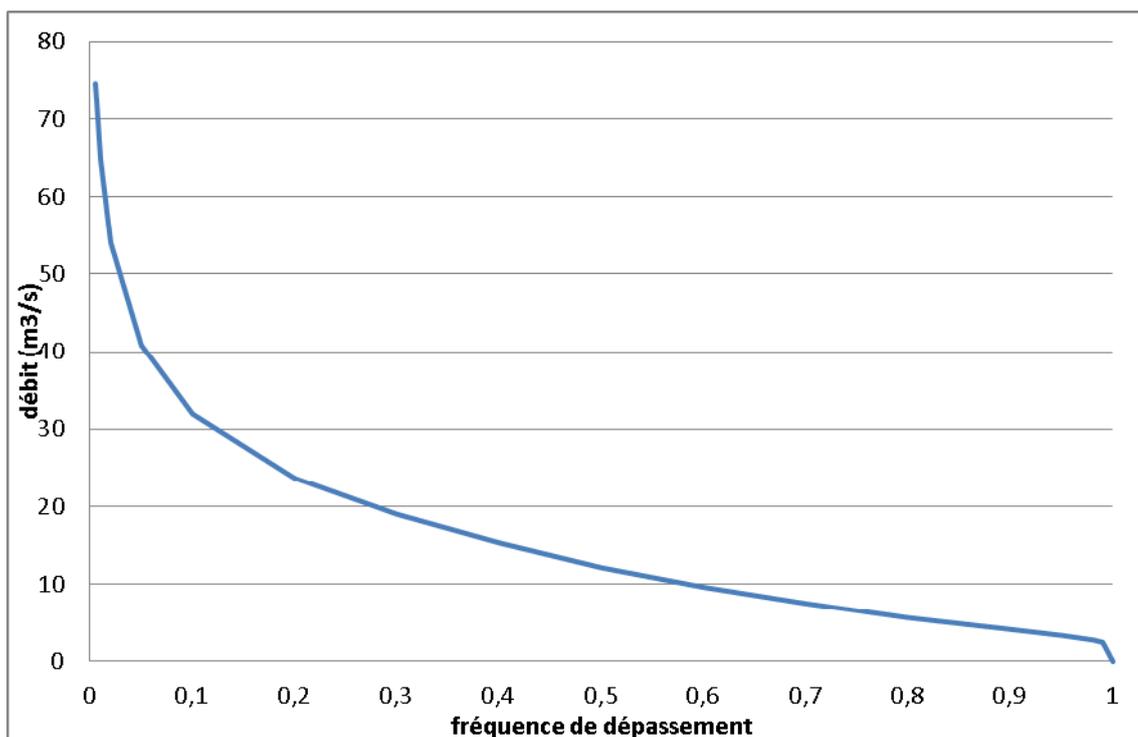


Figure 3 : Courbe des débits classés aux prises d'eau d'Esquit (Source : Banque HYDRO, calculée sur la période 1948-2008)

### 3.1.1.3 Impact du relèvement du débit réservé à la valeur plancher et au delà

Le coefficient d'ajustement, C, est de 0.92.

Le productible actuel étant de 22 GWh/an, après relèvement du débit réservé à la valeur plancher (dixième du module) aux trois prises d'eau, le productible calculé est de 20.4 GWh/an, ce qui induit donc une perte énergétique au niveau de la centrale d'Esquit d'environ **1.6 GWh/an (soit 7%)**.

Dans le cadre d'un relèvement du débit réservé au 5<sup>ième</sup> du module au lieu du débit plancher (1/10), la perte de production est estimée à 2,2 GWh/an (11%), soit 932 T eq CO<sub>2</sub> pour une substitution cycle combiné gaz et 2 350 T eq CO<sub>2</sub> pour une substitution charbon.

### 3.1.1.4 Impact de la modulation des débits réservés

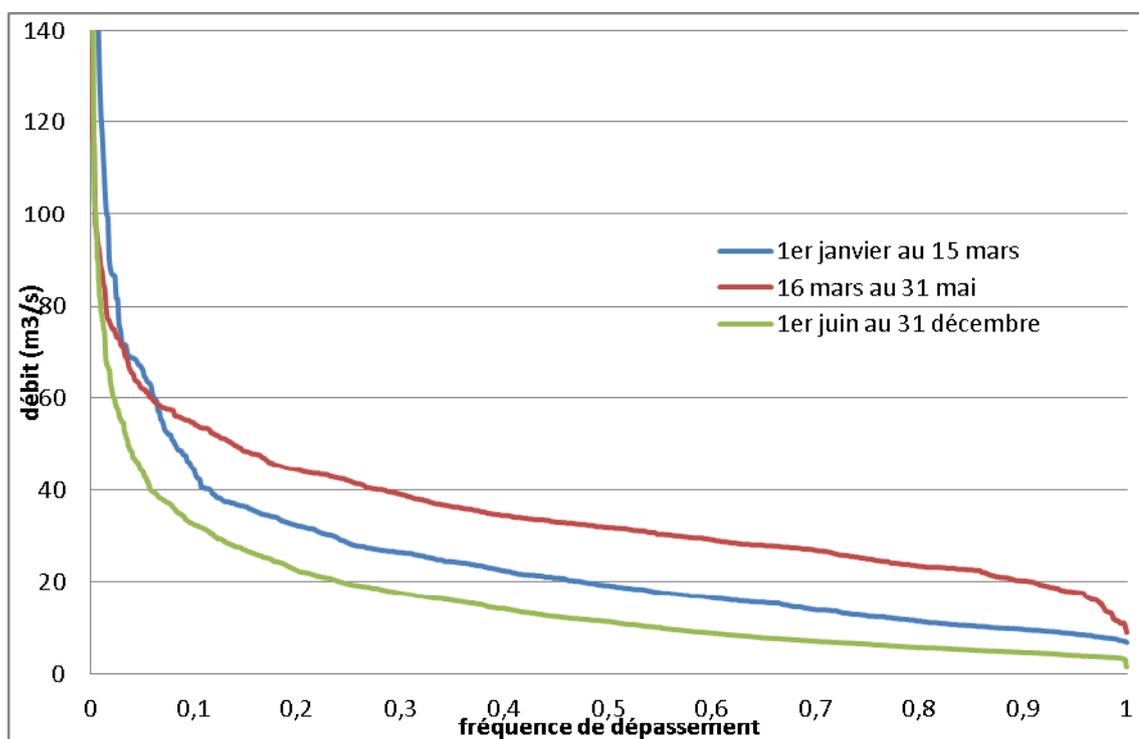
Actuellement, le débit réservé à la prise d'eau d'Aspe est en moyenne sur l'année de 0,400 m<sup>3</sup>/s avec les modulations saisonnières suivantes :

- 0,450 m<sup>3</sup>/s du 01/01 au 15/03
- 0,650 m<sup>3</sup>/s du 16/03 au 31/05
- 0,300 m<sup>3</sup>/s du 01/06 au 31/12

Les courbes des débits classés du 01/01 au 15/03, du 16/03 au 31/05 et du 01/06 au 31/12 sont présentées Figure 4. Elles sont calculées à partir des données journalières de 1998 à 2008.

Le productible actuel annuel moyen avec modulation du débit étant de 22 GWh/an, il serait de 21,5 GWh/an sans modulation, la perte serait de **1,8 GWh/an, soit 8%** sans modulation.

D'un point de vue saisonnier, en supprimant la modulation, il y aurait une perte énergétique du 1<sup>er</sup> janvier au 15 mars estimée à 0,1 GWh (-1,3%), un gain du 16 mars au 31 mai estimé à 0,1 GWh (0,6%) et une perte du 1<sup>er</sup> juin au 31 décembre estimée à 0,5 GWh (-5,2%), voir Tableau 3 page suivante.



**Figure 4 : Courbe des débits classés du 01/01 au 15/03, du 16/03 au 31/05 et du 1/06 au 31/12 à la prise d'eau d'Aspe (Source : Banque HYDRO, basé sur les chroniques journalières de 1998-2008)**

Si le débit réservé passe au 1/10<sup>ème</sup> du module, le productible de 18,7 GWh/an pour un débit réservé constant passerait à 19,8 GWh/an (gain de 1,1 GWh/an, soit **5,9%**) avec une modulation du débit réservé dans les mêmes proportions qu'actuellement, soit, pour un débit réservé moyen de 1 m<sup>3</sup>/s :

- 1,293 m<sup>3</sup>/s du 01/01 au 15/03
- 1,867 m<sup>3</sup>/s du 16/03 au 31/05
- 0,861 m<sup>3</sup>/s du 01/06 au 31/12

Les tableaux 4 et 5 ci-après récapitulent les résultats.

**Tableau 3 : Valeurs du productible avec et sans modulation des débits réservés**

		1-janv à 15-mars	16-mars à 31-mai	1-juin à 31-déc	total
Productible actuel (GWh/an)	avec modulation	5,1	7,7	9,2	22,0
	sans modulation	5,0	7,8	8,7	21,5
Productible futur plancher (GWh/an)	avec modulation	4,5	7,1	8,2	19,8
	sans modulation	4,3	7,3	7,1	18,7

**Tableau 4 : Effet sur la production en supprimant la modulation**

	1-janv à 15-mars	16-mars à 31-mai	1-juin à 31-déc	total
au débit réservé actuel (GWh/an)	-0,1 (-1,3%)	0,1 (0,6%)	-0,5 (-5,2%)	-0,5 (-2,2%)
au débit plancher futur (GWh/an)	-0,2 (-4,4%)	0,2 (2,0%)	-1,1 (-15,0%)	-1,1 (-5,9%)

### 3.1.2 LA CENTRALE D'ASASP (64)

L'exploitation des installations liées à la centrale hydroélectrique d'Asasp fait l'objet d'une concession de l'état à EDF dans le cadre du décret du 20/09/1957. Le renouvellement de la concession aura lieu fin 2035 (Source : DREAL).

#### 3.1.2.1 Description des ouvrages

L'aménagement d'Asasp est constitué du barrage de Bedous sur le gave d'Aspe, dont les apports sont amenés à l'usine d'Asasp par un canal d'amenée de 250 m puis une galerie en charge de 12 km, et une conduite forcée de 312 m de long.

La Figure 6 page suivante présente la localisation des ouvrages.

##### *Centrale hydroélectrique d'Asasp*

- Type de fonctionnement : Fil de l'eau,
- Chute maximale brute : 123.5 m,
- Débit d'équipement : 27 m<sup>3</sup>/s,
- Puissance maximale installée : 25 MW,
- Type et nombre de turbines : 2 turbines Francis,
- Productible en année moyenne : 125 GWh,
- Arrêt des groupes pour un débit à la prise d'eau de 100 m<sup>3</sup>/s.

##### *Prise d'eau et barrage de Bedous*

- Superficie du bassin versant : 366 km<sup>2</sup>,
- Module : 22 m<sup>3</sup>/s,
- Débit réservé actuel :
  - 0.425m<sup>3</sup>/s du 01/06 au 31/12
  - 0.725m<sup>3</sup>/s du 01/01 au 31/05
  - (en moyenne 0.55 m<sup>3</sup>/s soit 1/40<sup>ème</sup> du module),
- Débit réservé plancher 2014 : 2.2 m<sup>3</sup>/s (1/10<sup>ème</sup> du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : 4.4 m<sup>3</sup>/s (1/5<sup>ème</sup> du module).

Le barrage de Bedous est présenté Figure 5.



**Figure 5 : Vue amont du barrage de Bedous**

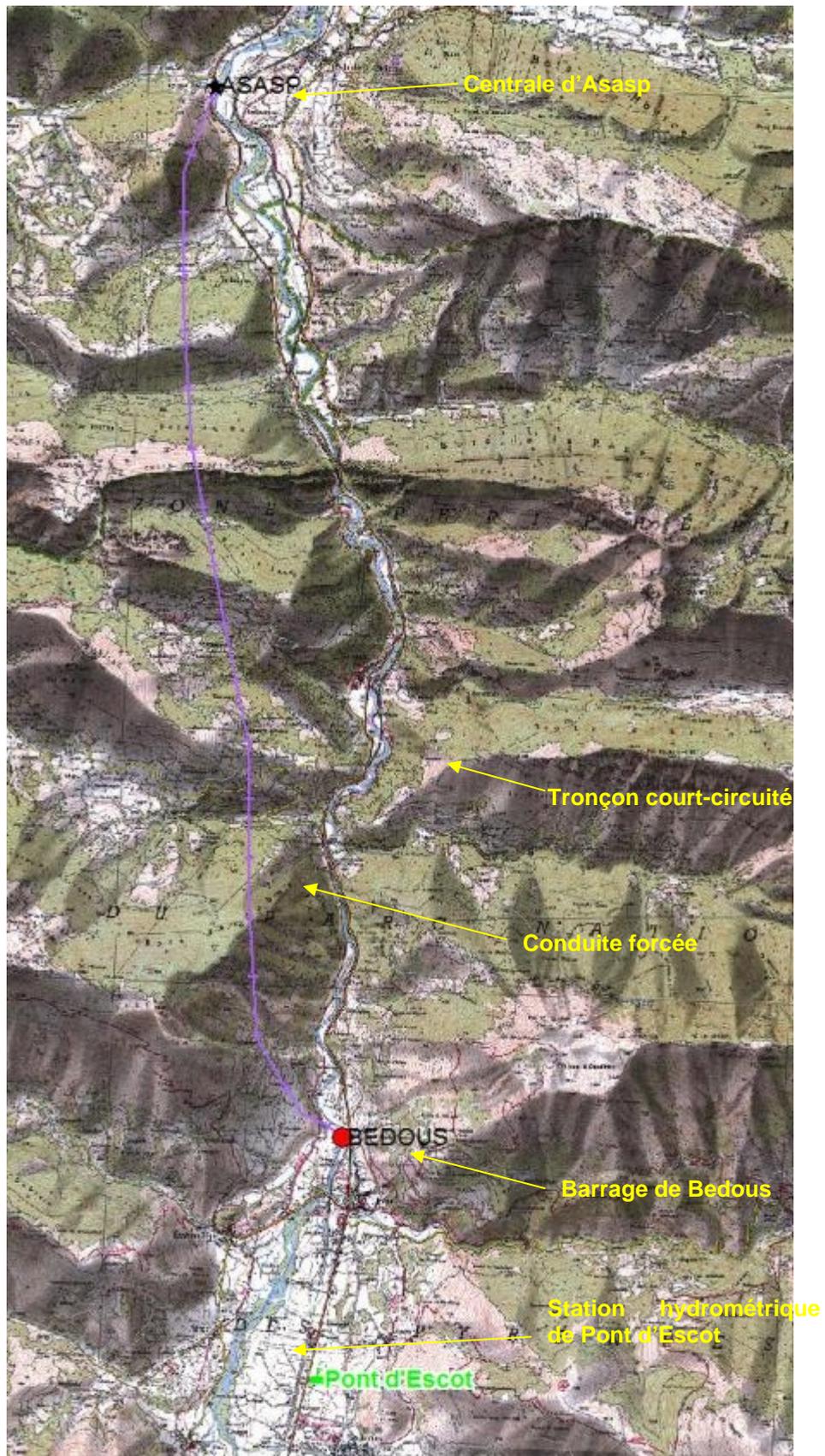


Figure 6 : Localisation de l'aménagement d'Asasp (source : MapInfo 1cm=715m, Banque HYDRO, Agence de l'eau, BD Carto)

### 3.1.2.2 Etude de modulation des débits

Une étude a été réalisée par le groupement Aquascop – ISL en mars 2010 pour le compte du Conseil Général des Pyrénées Atlantiques [7].

Elle proposait 3 scénarios :

- Un scénario 0 de référence correspondant à un débit réservé constant durant l'année de 1.5 m<sup>3</sup>/s (1/10<sup>ème</sup> du module au barrage de Bedous) Le module a été évalué à 15.4 m<sup>3</sup>/s dans cette étude grâce aux données de la Banque HYDRO à la station hydrométrique de Pont d'Escot et à des données EDF complémentaires qui sont les chroniques journalières de juin 2003 à décembre 2009 (débit instantané, ouverture et fermeture de la vanne de dessablage). Ce module est donc calculé sur la période 2003-2008 uniquement. Le productible moyen est estimé sur cette période à 92 GWh et la recette à 2.37 M€.
- Un scénario 1 supposant une modulation saisonnière du débit réservé avec une recette hydroélectrique équivalente au scénario 0.

La modulation de débits réservés proposée est :

- 1 m<sup>3</sup>/s de novembre à mars,
- 1.3 m<sup>3</sup>/s d'avril à mai,
- 3.3 m<sup>3</sup>/s de juin à octobre.

Le productible serait de 90 GWh/an, avec une perte de production de **2%**.

- Un scénario 2 correspondant à des débits réservés proches des débits Q<sub>80%</sub> de SPU, (débit permettant d'obtenir 80% de la Surface Pondérée Utile maximale d'après la station Estimhab).

La modulation de débits réservés proposée est :

- 1.9 m<sup>3</sup>/s de novembre à janvier,
- 1.6 m<sup>3</sup>/s en février et mars,
- 2.4 m<sup>3</sup>/s en avril et mai,
- 5.1 m<sup>3</sup>/s de juin à octobre.

Le débit réservé moyen est de 3,14m<sup>3</sup>/s.

Le productible dans ce cas serait de 85 GWh/an et la recette est évaluée à 133 000 €/an, soit une perte de la production de **8%**. Ce manque à produire de 5 GWh/an entre le scénario 1 et 2 correspond à **2100 t éq. CO<sub>2</sub>** pour un remplacement par un cycle combiné gaz, et **5290 t éq. CO<sub>2</sub>** pour un remplacement par le charbon.

### 3.1.2.3 Analyse hydrologique

L'hydrologie à proximité de la prise d'eau d'Asasp est reconstituée en se basant sur les données disponibles sur la banque HYDRO, relatives à la station hydrométrique du Pont d'Escot situé sur le gage d'Aspe (code station : Q6332510) dont les caractéristiques sont regroupées **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** page 17.

Cette station est située 3 km en amont de la prise d'eau, cf. Figure 6.

La Figure 7 présente les débits classés ajustés au niveau de la prise d'eau de Bedous.

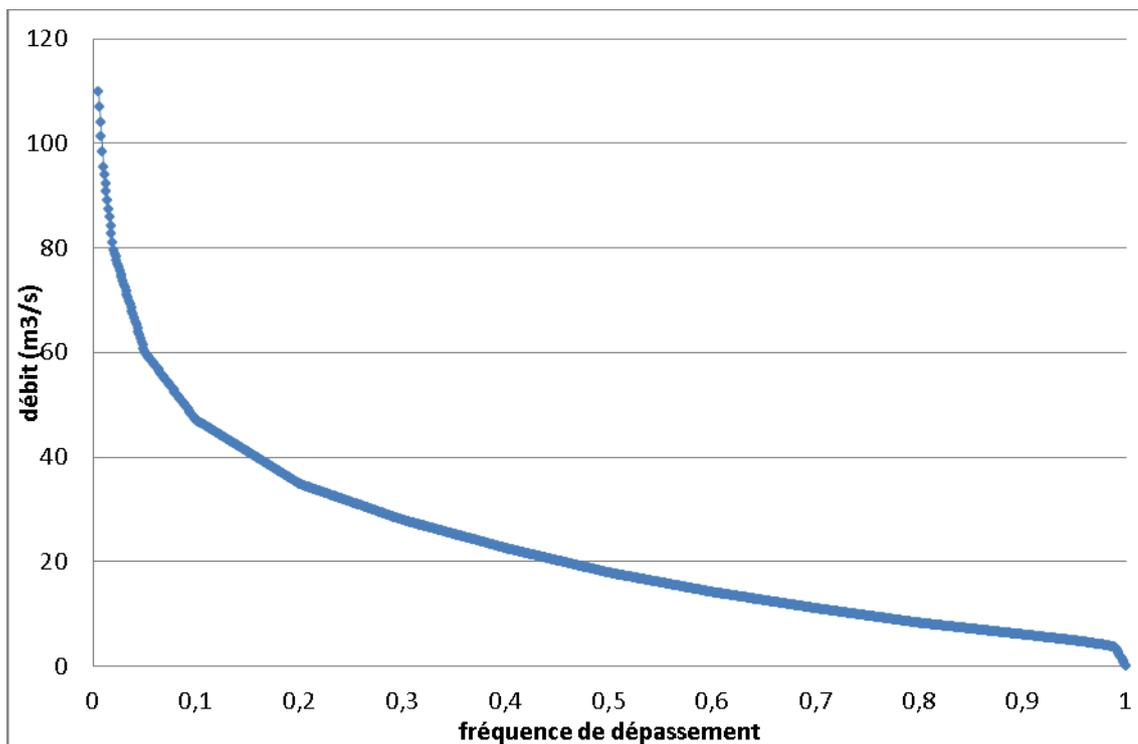


Figure 7 : Courbe des débits classés à la prise d'eau de Bedous (Source : Banque HYDRO, calculée sur la période 1948-2008)

#### 3.1.2.4 Impact du relèvement du débit réservé à la valeur plancher et au-delà

Le coefficient d'ajustement, C, est de 0.93.

Le productible actuel étant de 125 GWh/an, après relèvement du débit réservé au dixième du module à la prise d'eau, le productible calculé est de 116.5 GWh/an, ce qui induit donc une perte énergétique au niveau de la centrale d'Asasp d'environ **8.5 GWh/an** (soit **7%**).

Pour un relèvement du débit réservé au 1/5<sup>ème</sup> du module au barrage de Bedous, le productible serait de 105 GWh/an, soit **11,5 GWh/an** de perte (**9%**) par rapport au débit plancher.

Les émissions correspondant à la perte énergétique du relèvement entre le débit plancher du 1/10<sup>ème</sup> du module et le DMB supérieur au débit plancher proposé (1/5<sup>ème</sup> du module) correspondent à **4 830 t éq. CO<sub>2</sub>** pour un mode de production thermique alternatif qui est le cycle combiné gaz et **12 167 t éq. CO<sub>2</sub>** pour un remplacement au charbon.

### 3.1.3 LA CENTRALE DE LARRAU (64)

L'exploitation des installations liées à la centrale hydroélectrique de Larrau fait l'objet d'une autorisation appartenant à EDF dont l'échéance est le 31/12/2061.

#### 3.1.3.1 Description des ouvrages

L'aménagement de Larrau est constitué du barrage de Larrau sur le Saison, qui amène, grâce à une conduite forcée de 4 km de long, les apports à l'usine de Larrau, cf. Figure 8.

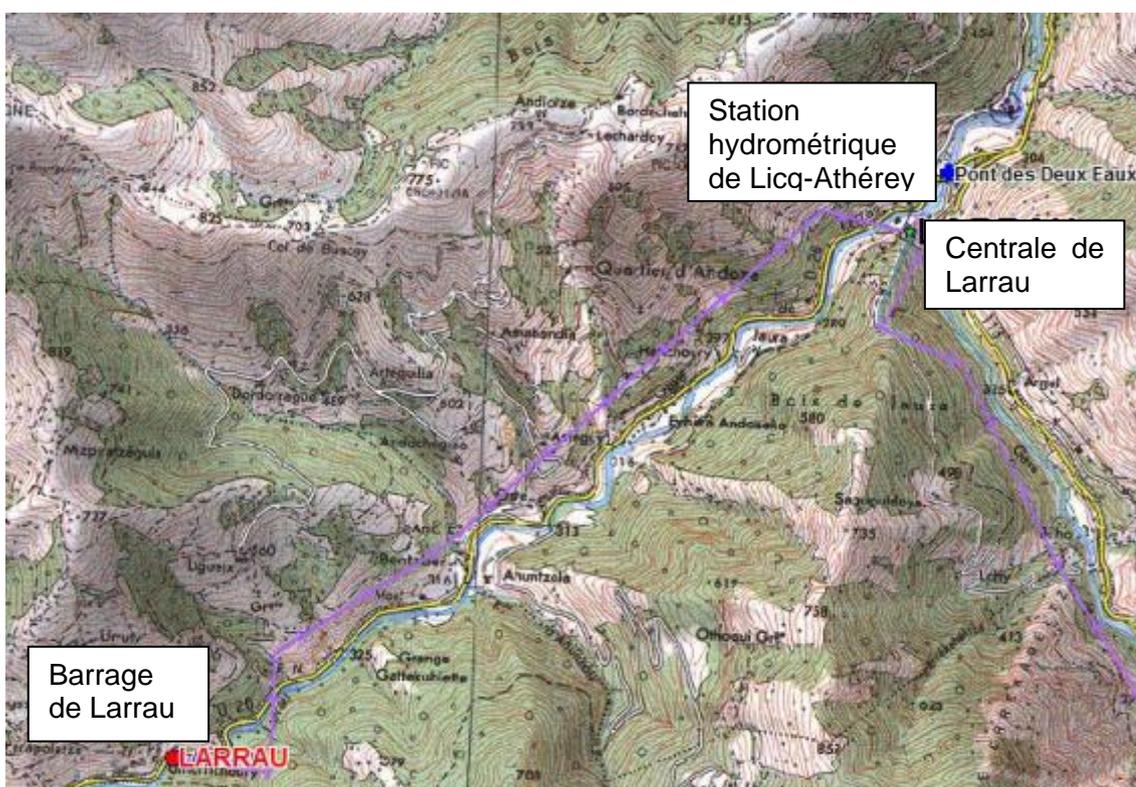


Figure 8 : Situation géographique des aménagements de Larrau (Source : BDCarto, Agence de l'eau)

#### **Centrale hydroélectrique de Larrau**

- Type de fonctionnement : Fil de l'eau,
- Chute maximale brute : 66.55 m,
- Débit d'équipement : 6.85 m<sup>3</sup>/s,
- Puissance maximale installée : 4.47 MW,
- Type et nombre de turbines : 2 turbines Francis,
- Productible en année moyenne : 16.2 GWh,

#### **Barrage de Larrau**

- Superficie du bassin versant : 104 km<sup>2</sup>,
- Module : 5.66 m<sup>3</sup>/s,
- Débit réservé actuel : hypothèse 0.14 m<sup>3</sup>/s (1/40<sup>ème</sup> du module),
- Débit réservé plancher 2014 : 0.57 m<sup>3</sup>/s (1/10<sup>ème</sup> du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : à étudier (valeur prise en compte pour l'évaluation énergétique : 1/5 du module, 1,13 m<sup>3</sup>/s)

### 3.1.3.2 Analyse hydrologique

L'hydrologie à proximité de la prise d'eau de Larrau est reconstituée en se basant sur les données disponibles sur la banque HYDRO, relatives à la station hydrométrique de Licq-Athérey situé sur le Saison en aval (code station : Q7242510) dont les caractéristiques sont regroupées dans le Tableau 5.

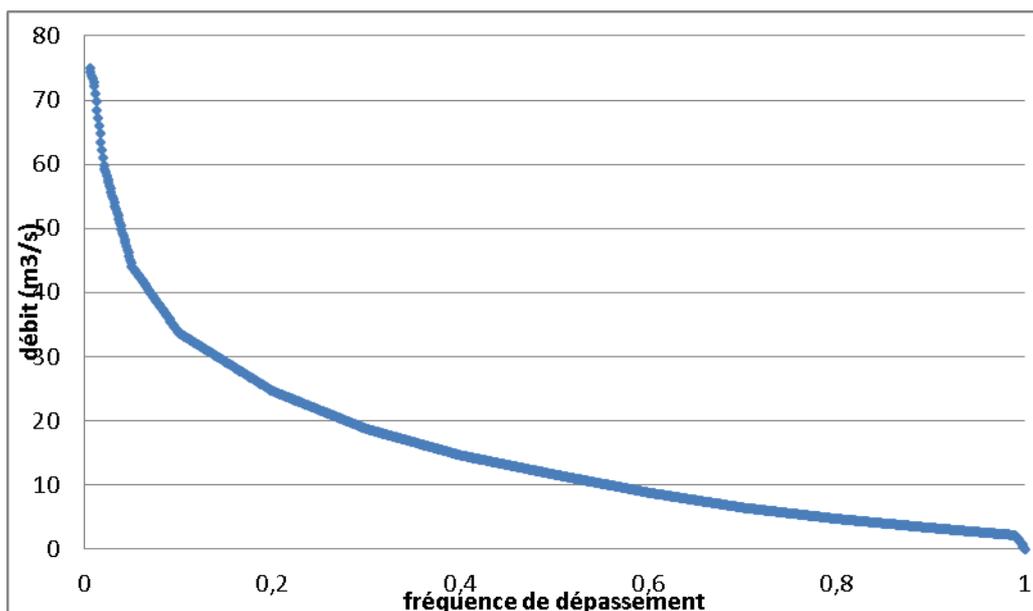
**Tableau 5 : Données générales – station hydrométrique de Licq-Athérey (Source : Banque HYDRO)**

nom station	Le Saison à Licq-Athérey [Pont des deux eaux]
producteur de données	DREAL Aquitaine
bassin versant	196 km <sup>2</sup>
altitude	280 m NGF
module	15.8 m <sup>3</sup> /s
données disponibles	débits journaliers 1911-1942

Cette station est située à 5 kilomètres en aval de la prise d'eau de Larrau, sur le Saison, après la confluence avec le gave de Saint-Engrâce, cf. Figure 8, page 33.

Un ajustement sur le module est appliqué à la courbe des débits classés, calculés sur la période 1919-1936, afin de retrouver le module de la prise d'eau.

La Figure 9 présente les débits classés ajustés au niveau de la prise d'eau de Larrau.



**Figure 9 : Courbe des débits classés à la prise d'eau de Larrau (Source : Banque HYDRO, calculés sur la période 1919-1936)**

### 3.1.3.3 Impact du relèvement du débit réservé à la valeur plancher et au delà

Le coefficient d'ajustement, C, est de 0.89.

Le productible actuel étant de 16.2 GWh/an, après relèvement du débit réservé à la valeur plancher (dixième du module ( $Q_r=0.57$  m<sup>3</sup>/s)), le productible calculé est de 14.7 GWh/an, ce qui induit donc une perte énergétique au niveau de la centrale de Larrau d'environ **1.3 GWh/an (soit 8%)**.

Dans le cas d'un relèvement du débit réservé au 5<sup>ème</sup> du module, la production serait estimée à 13,3 GWh/an, soit une perte de 1,4 GWh/an (18%), soit 1 218 T eq CO<sub>2</sub> avec une substitution par cycle combiné gaz et 3 070 T eq CO<sub>2</sub> pour une substitution par charbon.

### 3.1.4 LA CENTRALE DE GOLFECH (47)

L'exploitation des installations liées à la centrale hydroélectrique de Golfech fait l'objet d'une concession de l'état à EDF suite au décret du 20/02/1970 dont l'échéance est le 31/12/2049. Le barrage a été mis en eau en 1973.

#### 3.1.4.1 Description des ouvrages

L'aménagement de Golfech est constitué du barrage de Malause sur la Garonne, qui amène, grâce à un canal d'amenée long de 10.8km et court-circuitant 14.8km de Garonne, les apports à l'usine de Golfech, cf. Figure 10.



Figure 10 : Situation géographique des aménagements de Golfech (Source : Agence de l'eau)

#### Centrale hydroélectrique de Golfech

- Type de fonctionnement : Fil de l'eau,
- Chute maximale brute : 17 m,
- Débit d'équipement : 650 m<sup>3</sup>/s,
- Puissance maximale installée : 94 MW,
- Type et nombre de turbines : 4 turbines Kaplan,
- Productible en année moyenne : 369 GWh,

### Barrage de Malause

- Superficie du bassin versant : 30 900 km<sup>2</sup>,
- Module : 460 m<sup>3</sup>/s,
- Débit réservé actuel : 15.83 m<sup>3</sup>/s (3% du module) en moyenne, avec modulation saisonnière 10 m<sup>3</sup>/s du 01/11 au 31/03, 20 m<sup>3</sup>/s du 01/04 au 31/10
- Débit réservé plancher 2014 : 23 m<sup>3</sup>/s (1/20<sup>ème</sup> du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : 31 m<sup>3</sup>/s (1/15<sup>ème</sup> du module), correspondant au Débit de Crise Renforcée (DCR).

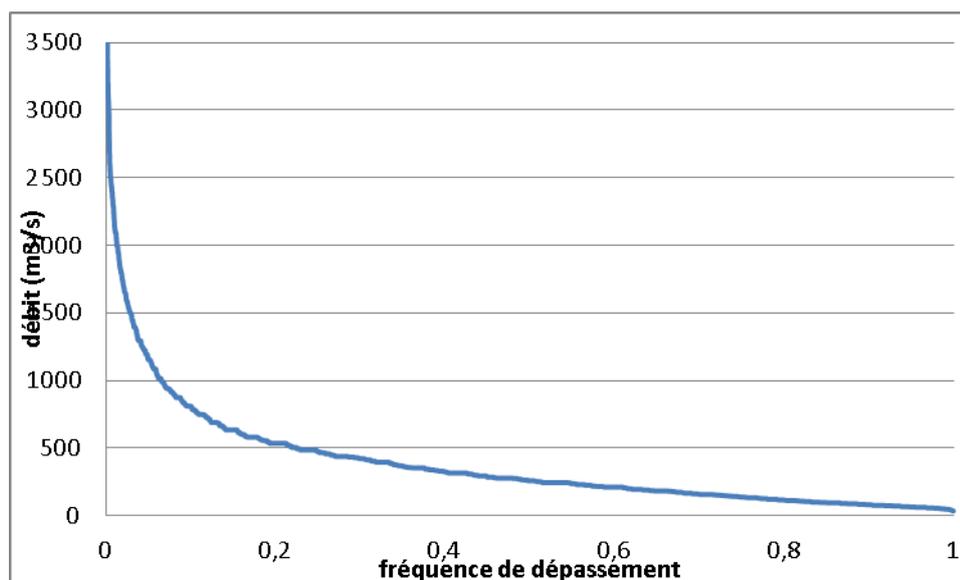
#### 3.1.4.2 Analyse hydrologique

L'hydrologie à proximité de la prise d'eau de Malause est reconstituée en se basant sur les données disponibles sur la banque HYDRO, relatives à la station hydrométrique de Malause situé sur la Garonne, au niveau de la prise d'eau (code station : O6000010) dont les caractéristiques sont regroupées dans le Tableau 6.

**Tableau 6 : Données générales – station hydrométrique de Malause (Source : Banque HYDRO)**

<b>nom station</b>	<b>La Garonne à Malause</b>
<b>producteur de données</b>	DREAL MP/AEAG
<b>bassin versant</b>	30 920 km <sup>2</sup>
<b>altitude</b>	57 m NGF
<b>module</b>	461 m <sup>3</sup> /s
<b>données disponibles</b>	débits journaliers 1915-1969

La Figure 11 présente les débits classés au niveau de la prise d'eau de Malause.



**Figure 11 : Courbe des débits classés à la prise d'eau de Golfech (Source : Banque HYDRO, calculés sur la période 1946-1967)**

### 3.1.4.3 Impact du relèvement du débit réservé à la valeur plancher et au-delà

Le coefficient d'ajustement, C, est de 1.02.

Le productible actuel étant de 369 GWh/an, après relèvement du débit réservé au vingtième du module ( $Q_r=23\text{m}^3/\text{s}$ ), le productible calculé est de 360.7 GWh/an, ce qui induit donc une perte énergétique au niveau de la centrale de Golfech d'environ **8.3 GWh/an (2%)**.

Avec un relèvement du débit réservé à  $31\text{ m}^3/\text{s}$ , valeur de DMB proposée supérieure à la valeur plancher, le productible serait de 353,6 GWh/an, soit une perte de **7.1 GWh/an (2%)** par rapport à la production avec le débit réservé plancher.

Les émissions correspondant à la perte énergétique du relèvement entre le débit plancher et le DMB proposé supérieur au débit plancher ( $1/15^{\text{ème}}$  du module) sont évaluées à **2 970 t éq. CO<sub>2</sub>** pour un mode de production thermique alternatif qui est le cycle combiné à gaz et **7 490 t éq. CO<sub>2</sub>** pour le charbon.

### 3.1.4.4 Impact de la modulation des débits réservés

Actuellement, le débit réservé à la retenue de Malause est en moyenne sur l'année de  $15,8\text{ m}^3/\text{s}$ , avec les modulations saisonnières suivantes :

- $10\text{ m}^3/\text{s}$  de novembre à mars
- $20\text{ m}^3/\text{s}$  d'avril à octobre.

Les courbes des débits classés du 1<sup>er</sup> avril au 31 octobre et du 1<sup>er</sup> novembre au 31 mars sont présentées Figure 12. Elles sont calculées à partir des données journalières de 1946 à 1967.

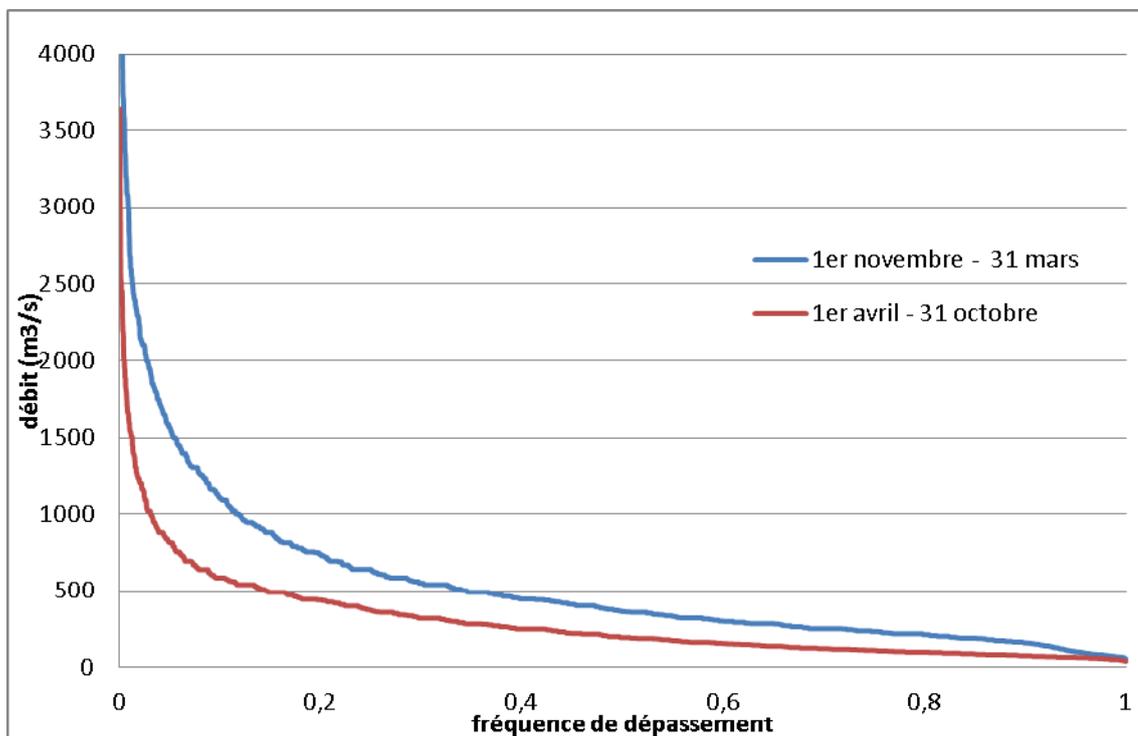


Figure 12 : Courbe des débits classés de novembre à avril et d'avril à novembre à la station de Malause (Source : Banque HYDRO, basé sur les chroniques journalières de 1946-1967)

Le productible actuel avec modulation du débit étant de 369,0 GWh/an, il serait également de 369,0 GWh/an sans modulation. En supprimant la modulation, il y aurait en effet une perte énergétique du 1<sup>er</sup> novembre au 31 mars estimée à 2,6 GWh/an (1,3%) et un gain du 1<sup>er</sup> avril au 31 octobre estimé à 2,6 GWh (1,6%). Actuellement, la modulation est ainsi a priori plus rentable, compte tenu de la meilleure valorisation de l'énergie de base en période hivernale.

Si le débit réservé passe au 1/20<sup>ème</sup> du module, le productible de 360,7 GWh/an pour un débit réservé constant passerait à 360 GWh/an (perte de 0,7 GWh/an, soit **0,2%**) avec une modulation du débit réservé dans les mêmes proportions qu'actuellement, soit, pour un débit réservé moyen de 23 m<sup>3</sup>/s :

- 14,5 m<sup>3</sup>/s de novembre à mars
- 29 m<sup>3</sup>/s d'avril à octobre.

Enfin, si le débit réservé passe au 1/15<sup>ème</sup> du module, le productible de 353,6 GWh/an pour un débit réservé constant, passerait à 353,3 GWh/an (perte de 0,3 GWh/an, soit **0,1%**) avec une modulation du débit réservé dans les mêmes proportions qu'actuellement, soit, pour un débit réservé moyen de 31 m<sup>3</sup>/s :

- 19,6 m<sup>3</sup>/s de novembre à mars
- 39,2 m<sup>3</sup>/s d'avril à octobre.

Les tableaux 8 et 9 ci-dessous récapitulent les résultats.

**Tableau 7 : Valeurs du productible avec et sans modulation des débits réservés à Golfech**

		1-nov à 31-mars	1-avr à 31-oct	total
<b>Productible actuel (GWh/an)</b>	avec modulation	202,7	166,3	369,0
	sans modulation	200,1	168,9	369,0
<b>Productible futur plancher (GWh/an)</b>	avec modulation	200,7	159,3	360,0
	sans modulation	197,0	163,7	360,7
<b>Productible futur DMB (GWh/an)</b>	avec modulation	198,7	154,5	353,3
	sans modulation	194,0	159,6	353,6

**Tableau 8 : Effets sur la production (perte ou gain) en supprimant la modulation**

	1-nov à 31-mars	1-avr à 31-oct	total
<b>Débit réservé actuel (GWh/an)</b>	-2,7 (-1,3%)	+2,6 (1,6%)	0 (0%)
<b>Debit réservé plancher (GWh/an)</b>	-3,7 (-1,8%)	+4,3 (2,6%)	+0,7 (0,2%)
<b>DMB (GWh/an)</b>	-4,7 (-2,4%)	+5,0 (3,2%)	+0,3 (0,1%)

### 3.1.5 LA CENTRALE DE SAINT JULIEN (31)

L'exploitation des installations liées à la centrale hydroélectrique de Saint Julien fait l'objet d'une concession de l'état à EDF dont l'échéance est le 31/12/2041.

#### 3.1.5.1 Description des ouvrages

L'aménagement de Saint Julien est constitué de la prise d'eau de Labrioulette sur la Garonne, qui amène, par un canal d'amenée de 4km de long, les apports à l'usine de Saint Julien, cf. Figure 13.

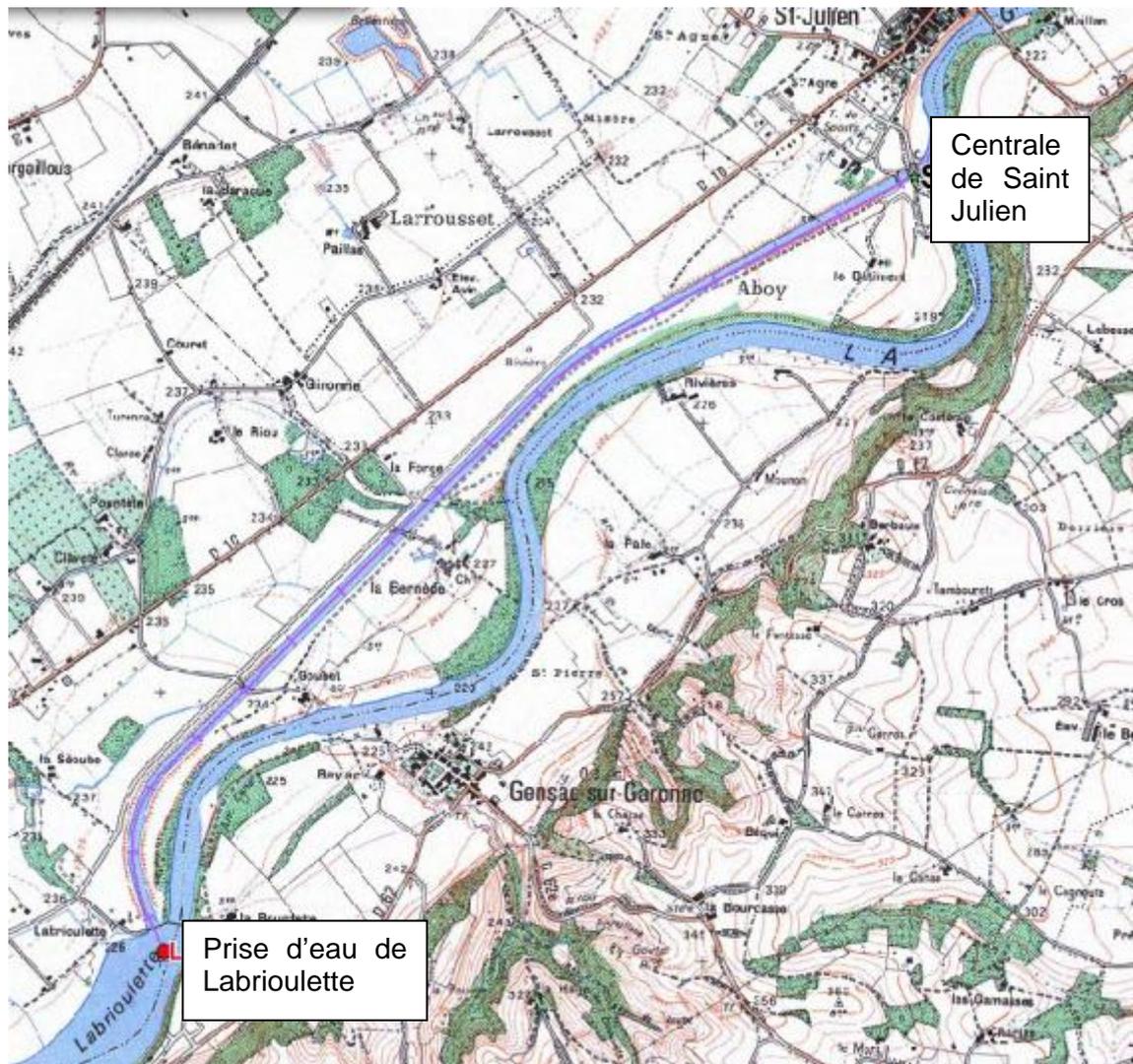


Figure 13 : Situation géographique des aménagements de Saint Julien (Source : BDCarto, Agence de l'eau)

#### *Centrale hydroélectrique de Saint Julien*

- Type de fonctionnement : Fil de l'eau,
- Chute maximale brute : 22.2 m,
- Débit d'équipement : 140 m<sup>3</sup>/s,
- Puissance maximale installée : 26.2 MW,

- Type et nombre de turbines : 3 turbines Kaplan,
- Productible en année moyenne : 125.3 GWh.

#### **Barrage de Labrioulette**

- Superficie du bassin versant : 4 595 km<sup>2</sup>,
- Module : 80.38 m<sup>3</sup>/s,
- Débit réservé actuel : 2.010 m<sup>3</sup>/s (1/40<sup>ème</sup> du module),
- Débit réservé plancher 2014 : 4.019 m<sup>3</sup>/s (1/20<sup>ème</sup> du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : non (proposition : suivi du franchissement piscicole sur 5 ans avec le débit plancher).

### 3.1.5.2 Analyse hydrologique

L'hydrologie à proximité de la prise d'eau de Labrioulette est reconstituée en se basant sur les données disponibles sur la banque HYDRO, relatives à la station hydrométrique de Palaminy située 3 km en amont sur la Garonne comme indiqué Figure 14 (code station : O0600010) dont les caractéristiques sont regroupées Tableau 9.

**Tableau 9 : Données générales – station hydrométrique de Palaminy (Source : Banque HYDRO)**

<b>nom station</b>	<b>La Garonne à Palaminy</b>
<b>producteur de données</b>	DREAL MP/AEAG
<b>bassin versant</b>	4 425 km <sup>2</sup>
<b>altitude</b>	230 m NGF
<b>module</b>	104 m <sup>3</sup> /s
<b>données disponibles</b>	débits journaliers 1923-1961



**Figure 14 : Localisation de la station hydrométrique par rapport à la prise d'eau de Labrioulette (Source : BDCarto, Agence de l'eau et Banque Hydro)**

Un ajustement sur le module est appliqué à la courbe des débits classés afin de retrouver le module de la prise d'eau.

La Figure 15 présente les débits classés ajustés au niveau de la prise d'eau de Labrioulette.

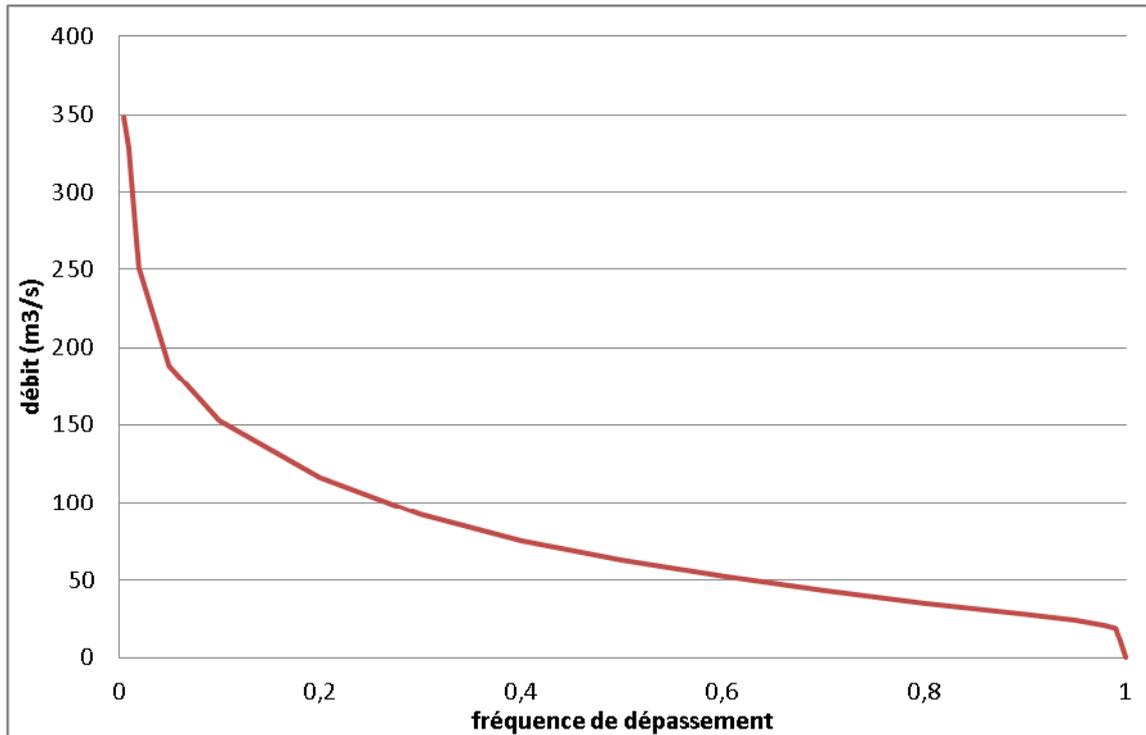


Figure 15 : Courbe des débits classés à la prise d'eau de Labrioulette (Source : Banque HYDRO, calculée sur la période 1924-1959)

### 3.1.5.3 Impact du relèvement du débit réservé à la valeur plancher et au delà

Le coefficient d'ajustement, C, est de 1.09.

Le productible actuel étant de 125.3 GWh/an, après relèvement du débit réservé au vingtième du module, le productible calculé est de 121.6 GWh/an, ce qui induit donc une perte énergétique au niveau de la centrale de Saint Julien d'environ **3.7 GWh/an (soit 3%)**.

## 3.1.6 LA CENTRALE DE ROQUE-BOUILLAC (12)

### 3.1.6.1 Description des ouvrages

L'aménagement de la Roque-Bouillac (cf. Figure 16).sur le Lot est constitué :

- D'une retenue dont la cote de retenue normale est 174,91 m NGF,
- D'une prise d'eau dont le débit maximum emprunté est fixé à 77 m<sup>3</sup>/s.

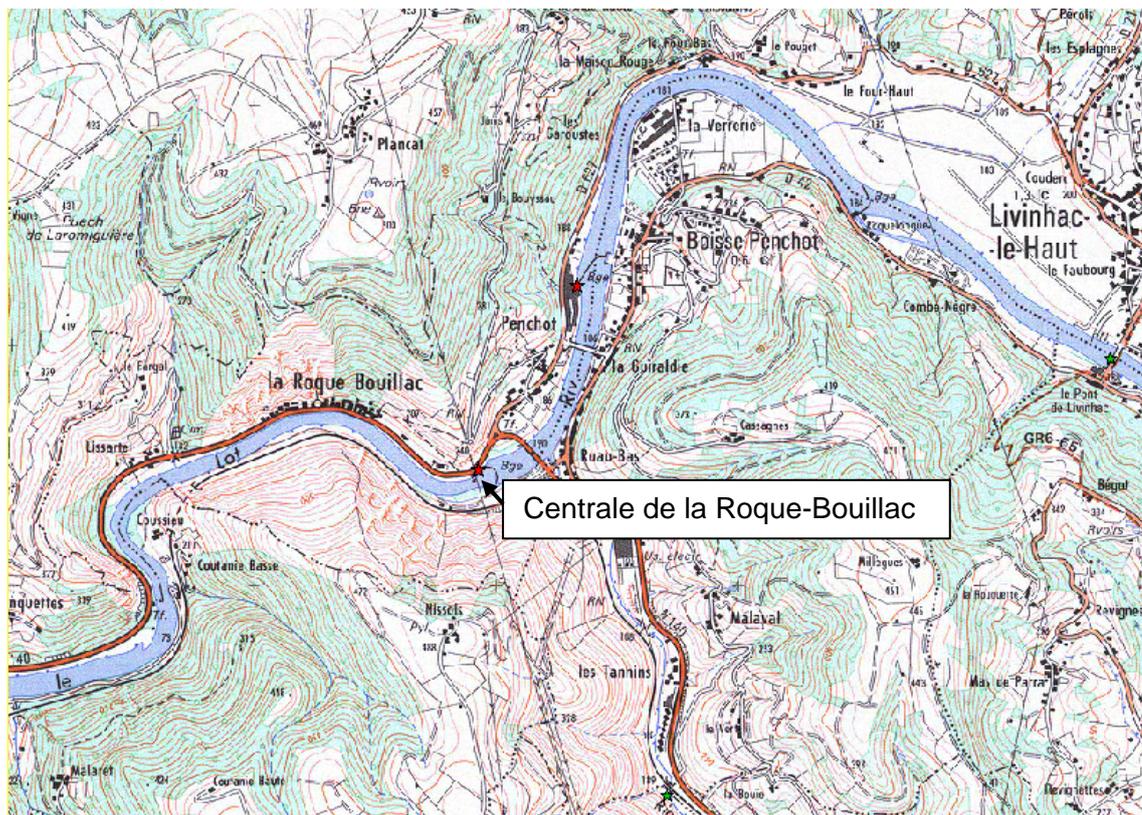


Figure 16 : Situation géographique des aménagements de la Roque-Bouillac (Source : BDCarto, Agence de l'eau)

### *Centrale hydroélectrique de la Roque-Bouillac*

D'après les données de la DREAL et le décret du 13 mars 1981 relatif à l'aménagement et à l'exploitation de la chute de la Roque-Bouillac sur le Lot :

- Type de fonctionnement : Fil de l'eau,
- Chute maximale brute : 3,5 m,
- Débit d'équipement : non connu, supposé égal au débit maximum dérivé 77 m<sup>3</sup>/s,
- Puissance maximale installée : 1,7 MW,
- Type et nombre de turbines : pas d'informations sur les turbines,
- Productible en année moyenne : pas d'informations sur le productible.

### *Prise d'eau de la Roque-Bouillac*

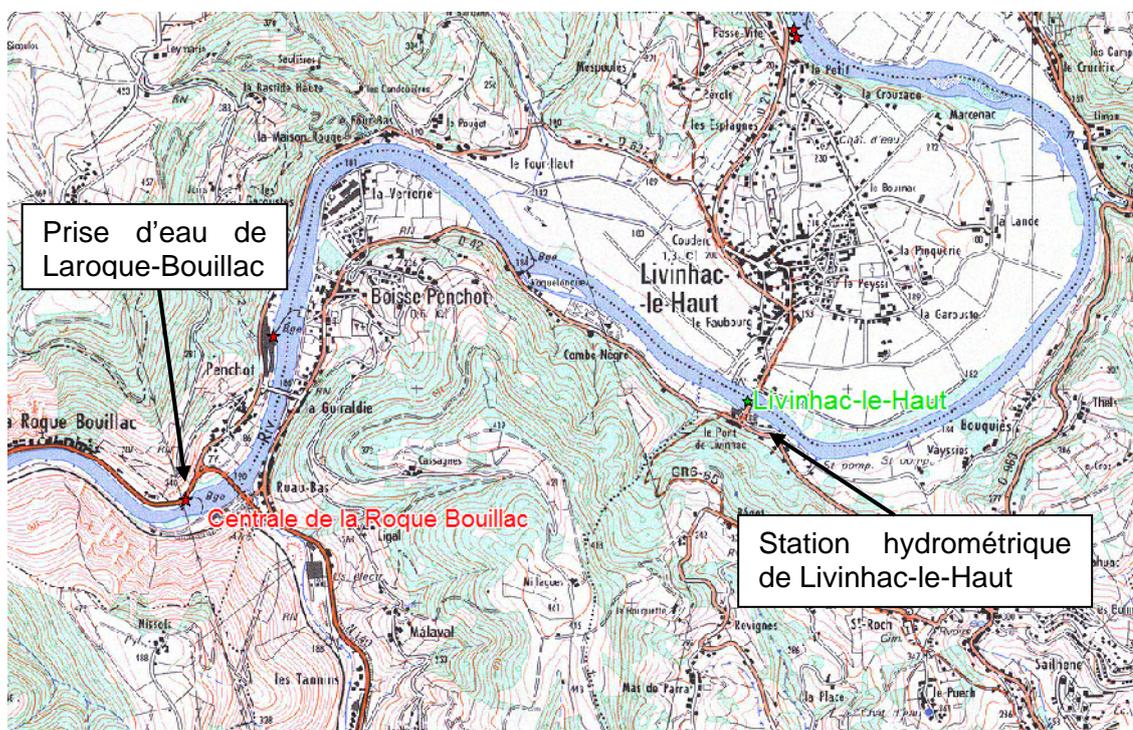
- Module : 117 m<sup>3</sup>/s,
- Débit réservé actuel : 3 m<sup>3</sup>/s (1/40<sup>ème</sup> du module),
- Débit réservé plancher 2014 : 5,85 m<sup>3</sup>/s (1/20<sup>ème</sup> du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : 11,7 m<sup>3</sup>/s (1/10<sup>ème</sup> du module, par application de la mesure B43 du SDAGE).

### 3.1.6.2 Analyse hydrologique

L'hydrologie à proximité de la prise d'eau de la Roque-Bouillac est reconstituée en se basant sur les données disponibles sur la banque HYDRO, relatives à la station hydrométrique de Livinhac-le-Haut située environ 4 km à l'amont sur le Lot comme indiqué Figure 20 (code station : O7911510) dont les caractéristiques sont regroupées Tableau 11.

**Tableau 10 : Données générales – station hydrométrique de Livinhac-le-Haut (Source : Banque HYDRO)**

<b>nom station</b>	<b>Le Lot à Livinhac-le-Haut</b>
<b>producteur de données</b>	DREAL MP
<b>bassin versant</b>	6 400 km <sup>2</sup>
<b>altitude</b>	178 m NGF
<b>module</b>	113 m <sup>3</sup> /s
<b>données disponibles</b>	débits journaliers 1962-2008



**Figure 17 : Localisation de la station hydrométrique par rapport à la prise d'eau de la Roque-Bouillac (Source : BDCarto, Agence de l'eau et Banque Hydro)**

Un ajustement sur le module est appliqué à la courbe des débits classés afin de retrouver le module de la prise d'eau.

La Figure 21 présente les débits classés ajustés au niveau de la prise d'eau de la Roque-Bouillac.

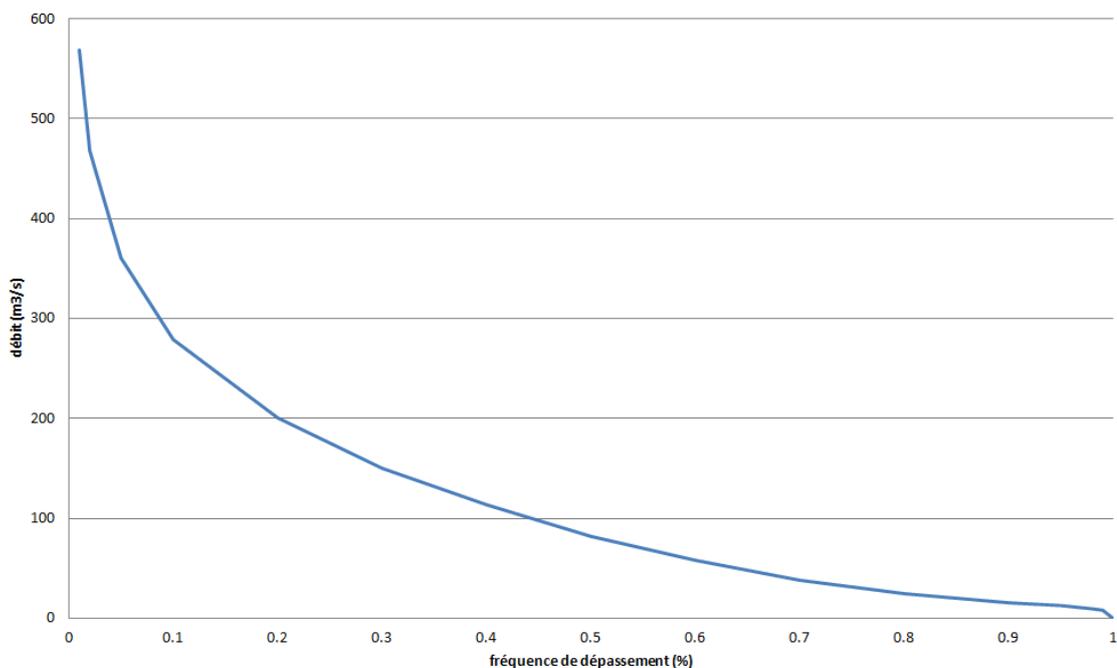


Figure 18 : Courbe des débits classés à la prise d'eau de la Roque-Bouillac

### 3.1.6.3 Impact du relèvement du débit réservé à la valeur plancher et au-delà

La hauteur de chute « nette » est estimée à 2,8 m à partir de la puissance.

Le productible actuel est estimé à 10,04 GWh/an. Après relèvement du débit réservé au débit plancher (vingtième du module ( $Q_r=5,85 \text{ m}^3/\text{s}$ )), le productible calculé est de 9,76 GWh/an, ce qui induit donc une perte énergétique au niveau de la centrale de la Roque-Bouillac de **0,28 GWh/an (3%)**.

Avec un relèvement du débit réservé à  $11,7 \text{ m}^3/\text{s}$ , valeur de DMB proposée supérieure à la valeur plancher ( $1/10^{\text{ème}}$  du module), le productible serait alors de 9,23 HWh/an, soit une perte de **0,53 GWh/an (5,5%)** par rapport au productible avec le débit plancher.

Les émissions correspondant à la perte énergétique du relèvement entre le débit plancher et le DMB proposé supérieur au débit plancher sont évaluées à **225 t éq.  $\text{CO}_2$**  pour un mode de production thermique alternatif qui est le cycle combiné à gaz et **567 t éq.  $\text{CO}_2$**  pour le charbon.