



AGENCE DE L'EAU  
**ADOUR-GARONNE**

ÉTABLISSEMENT PUBLIC DE L'ÉTAT

# Modélisation de la gestion hydraulique de la chaîne Dordogne



## Rapport

Rapport n°09F-003 RP01 Rev01  
20/7/2009



# **Modélisation de la gestion hydraulique de la chaîne Dordogne**

## **Avertissement sur les objectifs et la portée de l'étude**

L'agence de l'eau Adour-Garonne a fait réaliser cette étude afin de modéliser le fonctionnement général de la chaîne Dordogne entre Bort les Orgues et Argentat. Ce travail fait suite à l'étude gagnants/gagnants du double point de vue de l'eau et de l'énergie réalisée sur la Dordogne

<http://www.eau-adour-garonne.fr/page.asp?page=2030>

L'objectif de cet outil est d'aider à la hiérarchisation de différents scénarios de gestion des ouvrages, en termes d'impacts énergétiques et environnementaux.

Le comité de pilotage regroupant les services de l'État (DRIRE Limousin, DREAL Midi-Pyrénées, ONEMA/GHAAPPE), l'établissement public territorial de la Dordogne (EPIDOR) et l'agence de l'eau a pu, grâce à ce modèle, étudier différents scénarios de gestion, en vue par exemple, d'éclairer les réflexions en cours sur l'opportunité de regrouper plusieurs ouvrages dans le cadre des renouvellements à venir des titres de concession.

Le modèle ainsi mis au point doit être perçu comme un outil d'aide à la décision pour comparer les impacts relatifs de différents scénarios de gestion et des tendances probables sur le productible et les impacts environnementaux. Il n'a pas la prétention de constituer un outil de gestion ou de prévisions fines.

# SOMMAIRE

<b>1</b>	<b>INTRODUCTION .....</b>	<b>1</b>
1.1	OBJET DE L'ÉTUDE .....	1
1.2	DESCRIPTION GÉNÉRALE DU LOGICIEL GESRES <sub>ISL</sub> .....	1
1.2.1	Démarche de modélisation .....	1
1.2.2	Capacités du logiciel .....	1
1.2.3	Cas de l'usage hydroélectrique .....	2
<b>2</b>	<b>PRÉSENTATION DU MODELE ET DES SCÉNARIOS .....</b>	<b>3</b>
2.1	DESCRIPTION GÉNÉRALE DU MODÈLE .....	3
2.2	PRISE EN COMPTE DES CAPACITÉS UTILES .....	3
2.3	ASPECTS ENVIRONNEMENTAUX .....	4
2.4	LIMITES DU MODÈLE .....	5
2.4.1	Consignes de limitation des gradients et des débits maximums au niveau d'Argentat non prises en compte .....	5
2.4.2	Pas de distinction entre jours ouvrés et fin de semaine .....	6
<b>3</b>	<b>SCENARIO 1 .....</b>	<b>7</b>
3.1	DESCRIPTION .....	7
3.2	COMPARAISON DES RÉSULTATS DU SCÉNARIO 1 AVEC LA SITUATION ACTUELLE ..	8
3.2.1	En terme de débit .....	8
3.2.2	En terme de productions électriques .....	9
3.3	AUTRES RÉSULTATS ET SCÉNARIO 1BIS .....	11
3.4	COMMENTAIRES .....	13
<b>4</b>	<b>SCÉNARIOS 2 ET 3 .....</b>	<b>14</b>
4.1	DESCRIPTION .....	14
4.2	RÉSULTATS .....	15
4.3	COMMENTAIRES .....	16
<b>5</b>	<b>SCÉNARIO 4 .....</b>	<b>17</b>
5.1	DESCRIPTION .....	17
5.2	RÉSULTATS .....	17
5.3	COMMENTAIRES .....	19
<b>6</b>	<b>SCÉNARIO 5 .....</b>	<b>20</b>
6.1	DESCRIPTION .....	20
6.2	RÉSULTATS .....	21
6.3	COMMENTAIRES .....	23
<b>7</b>	<b>CONCLUSIONS GÉNÉRALES .....</b>	<b>24</b>

<b>7.1</b>	<b>VALORISATIONS FINANCIÈRES .....</b>	<b>24</b>
<b>7.2</b>	<b>CONCLUSIONS.....</b>	<b>25</b>

## Liste des figures

Figure 1 : Définition des différentes cotes de gestion dans le logiciel GESRES <sub>ISL</sub>	4
Figure 2 : Courbes de gestion de Bort-les-Orgues dans le cas du scénario 1	7
Figure 3 : Corrélation entre les débits moyens hebdomadaires mesurés à l'aval de l'Aigle et ceux calculés par le modèle	9
Figure 4 : Comparaison des productions totales pour l'ensemble des 5 aménagements sur la période 1991 à 2006	10
Figure 5 : Comparaison pour chaque aménagement des moyennes des productions	10
Figure 6 : Comparaison des productibles annuels des scénarios 1 et 1bis	11
Figure 7 : Comparaison des productibles annuels de pointe des scénarios 1 et 1bis	12
Figure 8 : Comparaison des parts des productibles annuels de pointe des scénarios 1 et 1bis	12
Figure 9 : Comparaison des productibles annuels des scénarios 1, 2 et 3	15
Figure 10 : Comparaison des productibles annuels de pointe des scénarios 1, 2 et 3	15
Figure 11 : Comparaison des parts des productibles annuels de pointe des scénarios 1, 2 et 3	16
Figure 12 : Comparaison des productibles annuels des scénarios 1 et 4	17
Figure 13 : Comparaison des productibles annuels de pointe des scénarios 1 et 4	18
Figure 14 : Comparaison des parts des productibles annuels de pointe des scénarios 1 et 4	18
Figure 15 : Courbes de gestion de l'Aigle dans le cas du scénario 5	20
Figure 16 : Comparaison des productibles annuels des scénarios 1 et 5	21
Figure 17 : Comparaison des productibles annuels de pointe des scénarios 1 et 5	22
Figure 18 : Comparaison des parts des productibles annuels de pointe des scénarios 1 et 5	22
Figure 19 : Comparaison des valorisations de la même production électrique de Bort et de la chaîne en fonction des tarifs Powernext 2004 à 2007	24

## Liste des tableaux

Tableau 1 : Caractéristiques principales des usines et des retenues	3
Tableau 2 : Cotes de gestion des usines dans le cas du scénario 1	8
Tableau 3 : Comparaison des taux de défaillance (en temps) entre les scénarios 1 et 1bis	13
Tableau 4 : Cotes de gestion des usines dans le cas du scénario 2	14
Tableau 5 : Cotes de gestion des usines dans le cas du scénario 3	14
Tableau 6 : Comparaison des taux de défaillance (en temps) entre les scénarios 1, 2 et 3	16
Tableau 7 : cotes de gestion des usines dans le cas du scénario 4	17
Tableau 8 : Comparaison des taux de défaillance (en temps) entre les scénarios 1 et 5	18
Tableau 9 : cotes de gestion des usines dans le cas du scénario 5	21
Tableau 10 : Comparaison des taux de défaillance (en temps) entre les scénarios 1 et 5	22

# 1 INTRODUCTION

## 1.1 Objet de l'étude

La présente étude s'inscrit dans la continuité des différents travaux effectués sur le bassin de la Dordogne et plus spécifiquement de l'étude de scénarios gagnants-gagnants conduite par l'agence de l'eau Adour-Garonne en 2007. L'objet de cette étude est de modéliser quantitativement le fonctionnement général de la chaîne Dordogne entre Bort-les-Orgues et Argentat de façon à pouvoir évaluer les conséquences énergétiques et environnementales d'éventuels changements des modes de gestion des ouvrages.

Le choix des scénarios modélisés a été guidé par les réflexions en cours sur l'opportunité de regrouper plusieurs ouvrages dans le cadre des renouvellements à venir des titres de concession.

Parmi les ouvrages modélisés, les prochains renouvellements concernent celui de Bort-les-Orgues dès 2012 (dans le cadre de la concession « Haute-Dordogne ») et celui de l'Aigle en 2020. Il s'agit donc essentiellement d'étudier quelles pourraient être les conséquences de changements de modes d'exploitation de ces deux ouvrages dans la cas où ils pourraient être exploités de façon « autonome ».

## 1.2 Description générale du logiciel GESRES<sub>ISL</sub>

ISL développe depuis plusieurs années le logiciel GESRES<sub>ISL</sub> de simulation hydrologique, hydraulique et de gestion de retenues. Récemment le développement de ce logiciel a été complété par des modules permettant d'étudier à l'échelle d'un bassin versant l'influence de la gestion des ouvrages hydroélectriques.

### 1.2.1 Démarche de modélisation

La modélisation consiste à identifier les éléments structurants d'un bassin et à les intégrer les uns par rapport aux autres. Un modèle est ainsi composé :

- de données d'entrée (bassins versants, hydrogrammes) ;
- de zones de propagation (biefs) ;
- de retenues et d'éléments rattachés aux retenues (aménagements hydroélectriques, ouvrages hydrauliques, ...).

Le modèle comprend un ensemble de nœuds, deux nœuds délimitant un bief. Un nœud reçoit les apports :

- de son bassin versant propre (modèle pluie-débit) ;
- du bief amont (modèle de propagation).

Ces apports sont ensuite propagés dans le bief aval avec la possibilité d'introduire, avant la propagation, un écrêtement par une retenue, de type lac ou éclusée.

### 1.2.2 Capacités du logiciel

La simulation hydrologique prend en compte :

- les hydrogrammes en amont des rivières du bassin versant (donnée d'entrée du modèle) ;
- les termes du bilan hydrologique : précipitations directes et apports des affluents secondaires.

On peut également injecter un hydrogramme en tout point du bassin, par exemple au droit d'une station hydrométrique où la variation temporelle du débit est connue.

La simulation hydraulique intègre :

- les caractéristiques des ouvrages hydrauliques : structure, type de gestion (fil de l'eau, écluse, STEP) ;
- tous les besoins cycliques : hydroélectricité, alimentation en eau potable, agriculture irriguée, approvisionnement municipal, approvisionnement en eau pour l'industrie ;
- les consignes de gestion : débit réservé, soutien d'étiage, etc.

La simulation de gestion des retenues prend en compte :

- le bilan hydrologique ;
- les caractéristiques hydrauliques des ouvrages ;
- les consignes de régulation en fonction de prévision d'apport et de demande ;
- les consignes de gestion croisée des réservoirs.

### 1.2.3 Cas de l'usage hydroélectrique

Dans le cas d'un usage hydroélectrique, le logiciel permet de modéliser la gestion d'une retenue soit à l'échelle saisonnière, soit à l'échelle journalière selon l'objectif recherché, respectivement optimisation de la production d'une chaîne de centrales ou détermination des impacts d'un mode de gestion sur les cours d'eau et les autres ouvrages à l'aval.

Dans tous les cas, le logiciel calcule l'énergie produite à partir des caractéristiques des usines hydroélectriques, des niveaux réels des plans d'eau en amont et des niveaux réels à l'aval. Les résultats sont donnés en volume (production annuelle à journalière) et en puissance garantie.

## 2 PRESENTATION DU MODELE ET DES SCENARIOS

### 2.1 Description générale du modèle

Le modèle s'étend depuis la retenue de Bort-les-Orgues à l'amont jusqu'à la centrale du Sablier (à Argentat) à l'aval. Le tableau ci-dessous donne pour les 5 ouvrages modélisés les caractéristiques principales des usines et des retenues correspondantes.

Aménagements	Puissance installée [MW]	Q équipement [m <sup>3</sup> /s]	RN [m NGF]	Z mini [m NGF]	Capacité utile [hm <sup>3</sup> ]
<b>Bort-les-Orgues</b>	232,8	253	542,5	485	438
<b>Marèges</b>	266,2	453	417	390	34
<b>Aigle</b>	360,0	555	342	311	158
<b>Chastang</b>	290,0	533	262	240	116
<b>Sablier</b>	48,4	340	192	187	4,3

Tableau 1 : Caractéristiques principales des usines et des retenues

Entre les différents ouvrages, les biefs ont été négligés, c'est à dire que chacune des usines restitue directement dans la retenue située immédiatement à l'aval. Cette hypothèse est strictement valable pour les tronçons Marèges-Aigle, Aigle-Chastang et Chastang-Sablier. Entre Bort et Marèges, la longueur du tronçon n'excédant pas quelques centaines de mètres n'a pas été jugée significative et a donc été négligée.

Les simulations ont été réalisées à partir d'une chronique de débit de 41 années correspondant à la période du 1<sup>er</sup> janvier 1966 au 30 décembre 2006. Le pas de temps de la chronique hydrologique est journalier.

### 2.2 Prise en compte des capacités utiles

Tous les ouvrages de la chaîne fonctionnent en éclusée, c'est à dire qu'ils utilisent les capacités utiles des retenues pour privilégier certaines périodes pour la production électrique. Dans le logiciel GESRES<sub>ISL</sub>, on définit comme suit les différentes cotes « Z tout », « Z pleine » et « Z pointe » :

- Si la cote du plan d'eau est inférieure à la cote « Z pointe », aucun débit n'est turbiné sauf les débits minimums imposés au Sablier (voir ci-après),
- Si la cote du plan d'eau est comprise entre les cotes « Z pointe » et « Z pleine », le débit d'équipement de l'ouvrage est turbiné pendant les seules heures de pointe,
- Si la cote du plan d'eau est comprise entre les cotes « Z pleine » et « Z tout », le débit d'équipement de l'ouvrage est turbiné pendant les seules heures de pointe et les heures pleines,

- Enfin, si la cote du plan d'eau est comprise entre les cotes « Z tout » et la retenue normale (RN), le débit d'équipement de l'ouvrage est turbiné pendant toutes les heures i.e. y compris les heures creuses.

Le graphe ci-dessus illustre ces définitions.

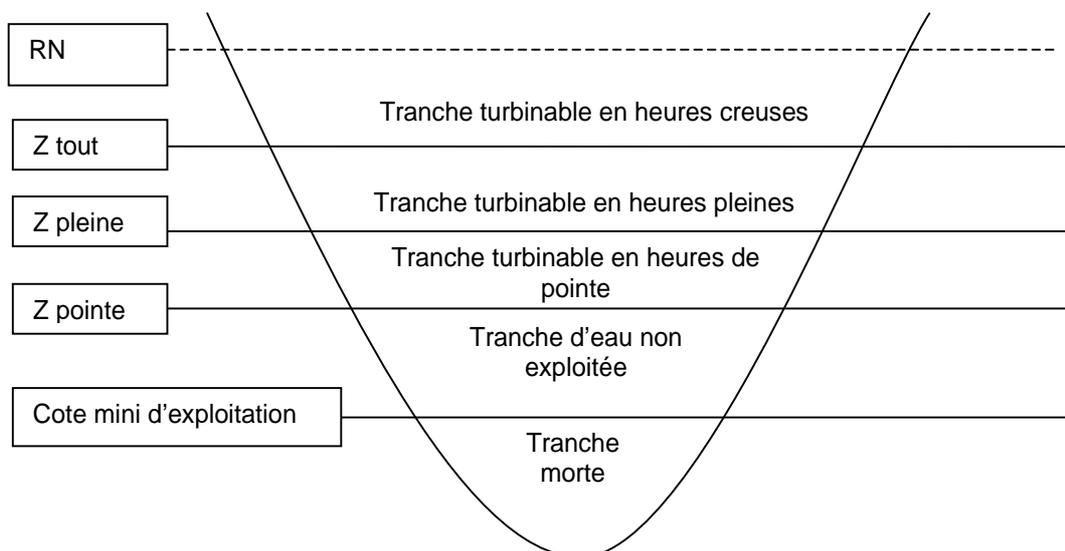


Figure 1 : Définition des différentes cotes de gestion dans le logiciel GESRES<sub>ISL</sub>

### 2.3 Aspects environnementaux

Concernant les aspects environnementaux, on distingue les consignes réglementaires (débits réservés) des autres consignes qui ont fait l'objet ou font l'objet de conventions. Ces autres consignes concernent :

- Les débits minimums (ou planchers)
- Les débits maximums
- Les gradients à la montée et à la descente

Dans le cadre de la présente étude, seules les consignes réglementaires (débits réservés) et celles relatives aux débits minimums ont été prises en compte. Pour les débits minimums, les valeurs relatives à la dernière convention 2008-2012 (35 m<sup>3</sup>/s du 15 novembre au 15 juin) ont été considérées.

Les consignes sur les débits maximums ne sont pas prises en compte car l'outil de modélisation ne permet pas de limiter arbitrairement sur des périodes ponctuelles les valeurs de débits turbinés. Les consignes sur les gradients ne sont pas prises en compte par le modèle qui fonctionne au pas de temps journalier. Une justification de ces limites du modèles est donnée ci-après.

Dans la suite de l'étude, on définit donc des taux de défaillance calculés sur le temps (et non sur la valeur) sur les seuls critères des débits réservés et des débits minimums à l'aval du Sablier. La distinction entre taux de défaillance sur le temps et sur la valeur peut être explicitée comme suit : si le débit réservé réel est égal au débit réservé théorique moins 0,001 m<sup>3</sup>/s (par exemple) toute l'année, le taux de

défaillance calculé sur le temps sera de 100% alors qu'un taux de défaillance calculé sur la valeur sera proche de 0%.

Dans la convention pluriannuelle 2008-2012 portant sur la réduction de l'impact des éclusées sur le bassin de la Dordogne, il est fait la mention suivante : « EDF s'engage à garantir les débits minimums avec un risque de défaillance décennale, ce qui signifie que la gestion des ouvrages mise en place, en tenant compte des chroniques météorologiques et hydrologiques connues, vise le respect des débits minimums 9 années sur 10 ». Le taux de défaillance tel que défini ci-dessous propose une « traduction mathématique », où le seuil acceptable correspondrait à un taux de défaillance en temps inférieur à 10%. A l'avenir, cette définition mériterait vraisemblablement d'être affinée. En effet, on peut considérer qu'une défaillance en temps même de 1% à une période particulièrement sensible soit plus préjudiciable qu'une défaillance moyenne de 5 % mais qui ne concernerait que des périodes moins critiques.

En annexe, une présentation détaillée des défaillances est présentée pour chacun des scénarios modélisés. Cette présentation donne pour chaque année concernée les dates des défaillances, leur durée et les valeurs respectives des débits minimums et des débits réservés atteints. Cette présentation détaillée permet de rendre compte :

- de l'occurrence et de l'ampleur des défaillances (voir s'il y a des années sans aucune défaillance ou au contraire si des années cumulent les défaillances),
- quelles sont les périodes les plus problématiques.

## 2.4 Limites du modèle

Plusieurs limites du modèle ont déjà été explicitées. La description de ces limites est complétée ci-dessous et une justification en est proposée.

### 2.4.1 Consignes de limitation des gradients et des débits maximums au niveau d'Argentat non prises en compte

Le modèle ne prend pas en compte les consignes visant à limiter les gradients et les débits maximums à l'aval d'Argentat. Cette limite concerne exclusivement la modélisation de la centrale d'Argentat. Dans le modèle, la gestion de la retenue d'Argentat est définie de façon à privilégier la production électrique pendant les heures de pointe (4 heures par jour), puis les heures pleines (12 heures par jour) et enfin les heures creuses (8 heures par jour) en exploitant au maximum la puissance installée correspondant à un débit turbiné maximal égal à 340 m<sup>3</sup>/s. Cette modélisation conduit donc à « programmer » une exploitation qui fait passer le débit turbiné de sa valeur maximale théorique (340 m<sup>3</sup>/s) au débit minimum (10 m<sup>3</sup>/s en été, 35 m<sup>3</sup>/s du 15 novembre au 15 juin).

En pratique, suivant les termes de la convention 2008-2012, l'exploitant visera à certaines périodes de l'année à lisser le débit turbiné tout au long de la journée pour limiter les gradients à la montée et à la descente et limiter les débits maximums. Ceci revient à dire que le modèle surestime la part de la production en pointe au niveau de la centrale d'Argentat. Cette limite n'a en revanche aucun impact sur le fonctionnement de la chaîne en général puisqu'à l'échelle de la journée, les volumes totaux journaliers turbinés au niveau d'Argentat sont indépendants des variations intra-journalières.

### 2.4.2 Pas de distinction entre jours ouvrés et fin de semaine

Le modèle ne fait pas de distinction entre les jours ouvrés et la fin de semaine. Cette limite concerne les 5 centrales modélisées. Cette limite conduit à surestimer les débits turbinés pendant la fin de semaine. En revanche, les week-ends étant distribués régulièrement tout au long de l'année, le fonctionnement général de la chaîne dépend peu de la distribution intra-hebdomadaire des débits. De même, tous les scénarios étant modélisés avec cette limite, les comparaisons entre scénarios restent valables.

### 3 SCENARIO 1

#### 3.1 Description

Le scénario 1 est le scénario de référence dont l'objectif est de simuler au plus près la situation actuelle. Il est construit à partir des hypothèses suivantes :

- L'ouvrage de Bort joue un rôle de stockage-déstockage saisonnier,
- Les ouvrages aval sont exploités dans le but de réaliser un productible maximum, c'est à dire que les plans d'eau sont gérés à un niveau le plus haut possible et avec des faibles marnages.

Pour établir la courbe de gestion de l'ouvrage de Bort-les-Orgues, il a été fait l'hypothèse que la quantité d'eau restituée à l'aval est constante toute l'année i.e. la retenue se remplit en hiver et au printemps lorsque l'hydraulicité est forte et inversement se vide au cours de l'été et de l'automne.

Par ailleurs, selon les informations recueillies, il existe une convention entre la commune de Bort et l'exploitant EDF fixant une cote estivale minimale égale à 520 m NGF sur la période juillet et août. Cette contrainte supplémentaire a été prise en compte. Le graphe ci-dessous représente les courbes de gestion correspondantes.

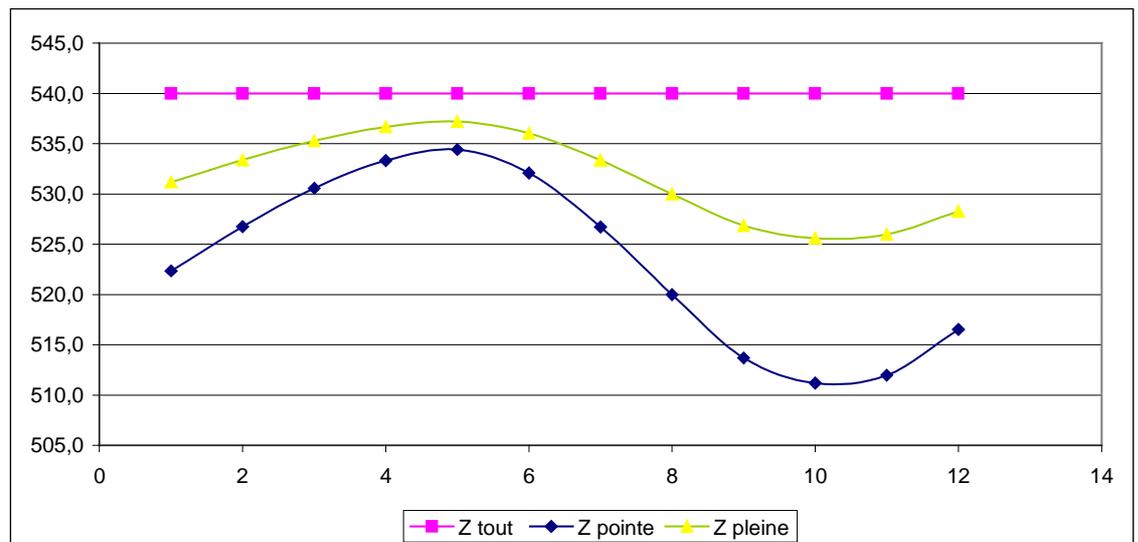


Figure 2 : Courbes de gestion de Bort-les-Orgues dans le cas du scénario 1

Les autres ouvrages sont exploités en maximisant les hauteurs de chutes brutes.

Pour les ouvrages de l'Aigle et de Chastang, les différentes cotes de gestion ont été déterminées de telle façon que les volumes des tranches correspondantes soient égaux aux volumes turbinés théoriques (sur la base du débit d'équipement) sur les durées des tranches horaires respectives : 4 heures pour les heures de pointe, 12 heures pour les heures pleines et 8 heures pour les heures creuses.

Pour les ouvrages de Marèges et du Sablier, les volumes des retenues étant plus faibles, les cotes ont été fixées arbitrairement de façon à limiter les surverses et permettre de faibles marnages.

Pour le scénario 1, les différentes cotes de gestion des centrales sont récapitulées dans le tableau ci-dessous.

Aménagements	RN [m NGF]	Z tout [m NGF]	Z pleine [m NGF]	Z pointe [m NGF]	Z mini [m NGF]
<b>Bort-les- Orgues</b>	542,5	540,0	variable	variable	485
<b>Marèges</b>	417	416,5	416	413	390
<b>Aigle</b>	342	341	340	339	311
<b>Chastang</b>	262	260	257	256	240
<b>Sablier</b>	192	191	190	189	187

Tableau 2 : Cotes de gestion des usines dans le cas du scénario 1

## 3.2 Comparaison des résultats du scénario 1 avec la situation actuelle

Comme les hypothèses considérées dans ce scénario ont volontairement été choisies pour correspondre le plus possible aux fonctionnements actuels observés, il apparaît opportun de comparer les résultats avec les valeurs des débits et productions connus et mesurés.

### 3.2.1 En terme de débit

Sur le tronçon modélisé, les débits journaliers sont mesurés et disponibles aux trois stations suivantes :

- A l'amont de la retenue de Bort-les-Orgues
- A l'amont de la retenue de Chastang (ou aval de l'Aigle)
- A l'aval du Sablier

La première station est utilisée dans la présente étude pour déterminer les chroniques de débits sur les 41 années. Dans la suite de l'étude, on compare donc les mesures de la deuxième station à l'aval de l'Aigle avec les débits calculés par le modèle. La comparaison est basée sur les moyennes hebdomadaires des débits pour lisser les variations journalières intra-hebdomadaires (par exemple les différences entre jours ouvrés et fin de semaine qui ne sont pas modélisés).

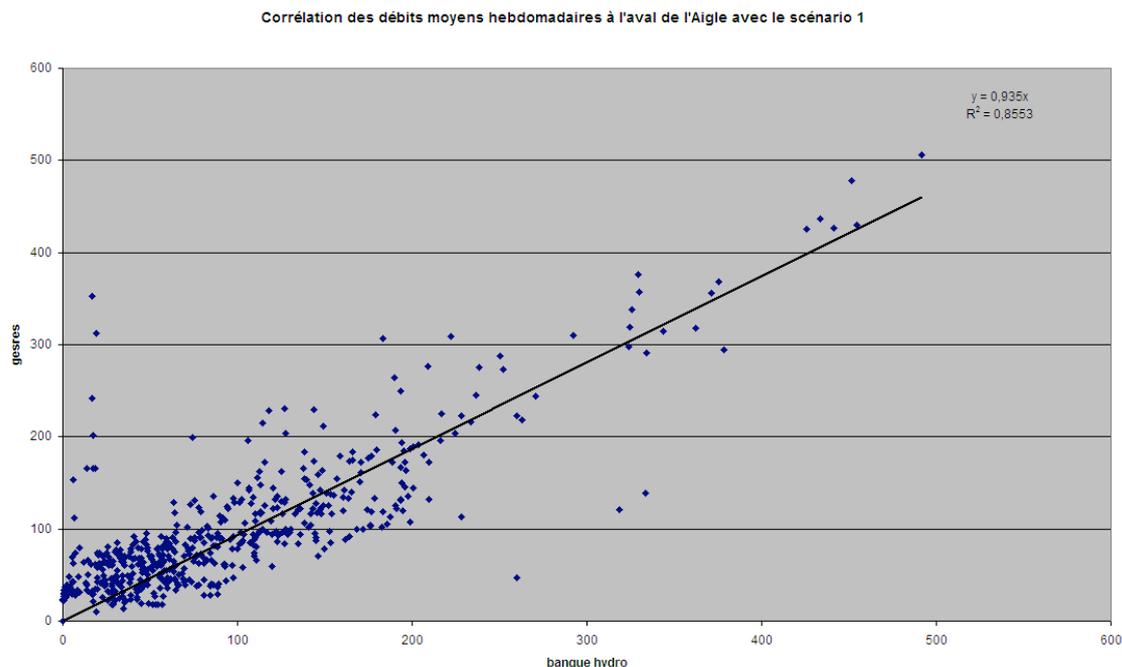


Figure 3 : Corrélation entre les débits moyens hebdomadaires mesurés à l'aval de l'Aigle et ceux calculés par le modèle

La corrélation est jugée satisfaisante. Toutefois, la signification de ce résultat ne doit pas être surestimée. Par exemple, entre les scénarios 1 et 2 (voir ci-après), la seule différence réside dans le mode de gestion de la retenue de Bort et le même type de corrélation est quasiment obtenue avec les débits calculés à l'aval de l'Aigle. Ceci est dû au fait que les différences entre les deux modèles sont déjà à l'aval de l'Aigle partiellement gommées (au moins en termes de débits moyens hebdomadaires).

### 3.2.2 En terme de productions électriques

Avec les données mises à notre disposition, deux types de comparaison des productions électriques ont été réalisées :

1. Une comparaison des productions totales pour l'ensemble des 5 aménagements sur la période 1991 à 2006
2. Une comparaison pour chaque aménagement des moyennes des productions calculées par le modèle sur la période 1966 à 2006 et des valeurs moyennes données par EDF en 1988 (calculée sur une période non connue)

Les deux graphes ci-dessous représentent respectivement ces deux comparaisons.

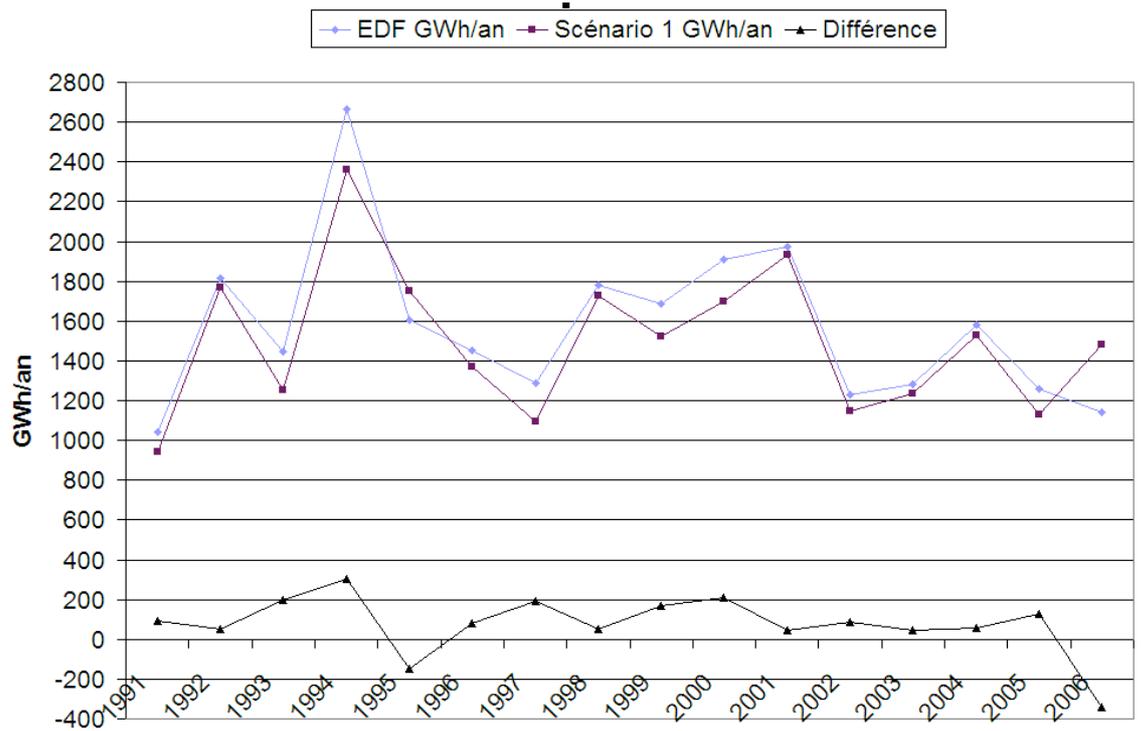


Figure 4 : Comparaison des productions totales pour l'ensemble des 5 aménagements sur la période 1991 à 2006

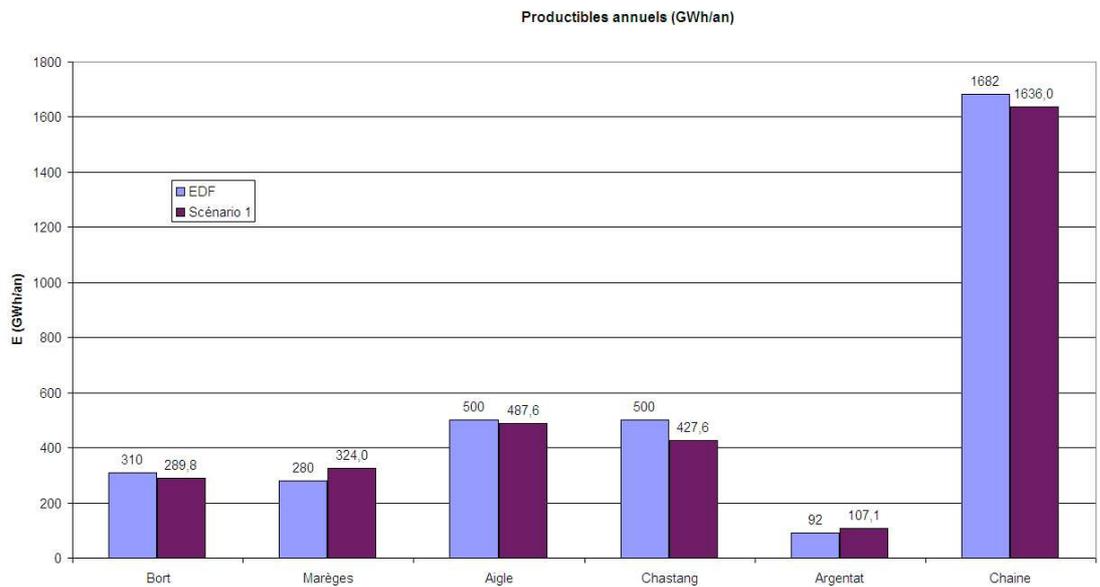


Figure 5 : Comparaison pour chaque aménagement des moyennes des productions

En moyenne, entre 1991 et 2006, EDF a réalisé un productible moyen de 1 572 GWh/an contre 1 496 GWh/an selon les résultats du modèle, soit une différence de 4,9% ou 6,9 % si on considère la moyenne des valeurs absolues des écarts entre le modèle et les données d'EDF. Dans le détail, on observe que le

modèle sous-estime systématiquement le productible réellement effectué sauf sur deux années : 1995 et 2006.

De même, les écarts des productions moyennes par aménagement apparaissent faibles, dans tous les cas inférieures à 10 %.

De façon générale, ces écarts sont à comparer avec les marges d'erreur des mesures indiquées par les stations de la Banque Hydro qui sont généralement comprises entre 5 et 10 %.

### 3.3 Autres résultats et scénario 1bis

Ci-dessous, on présente les autres résultats relatifs au scénario 1 (production de pointe, défaillance) ainsi que ceux relatifs au scénario 1bis.

Le scénario 1bis est le même que le scénario 1 mais il fait l'hypothèse supplémentaire que Bort est équipé d'un troisième groupe. Dans cette étude, les caractéristiques de ce suréquipement ont été prises égales à celles indiquées dans l'étude de scénarios gagnants-gagnants : puissance installée supplémentaire de 95 MW correspondant à une augmentation du débit d'équipement de 112 m<sup>3</sup>/s .

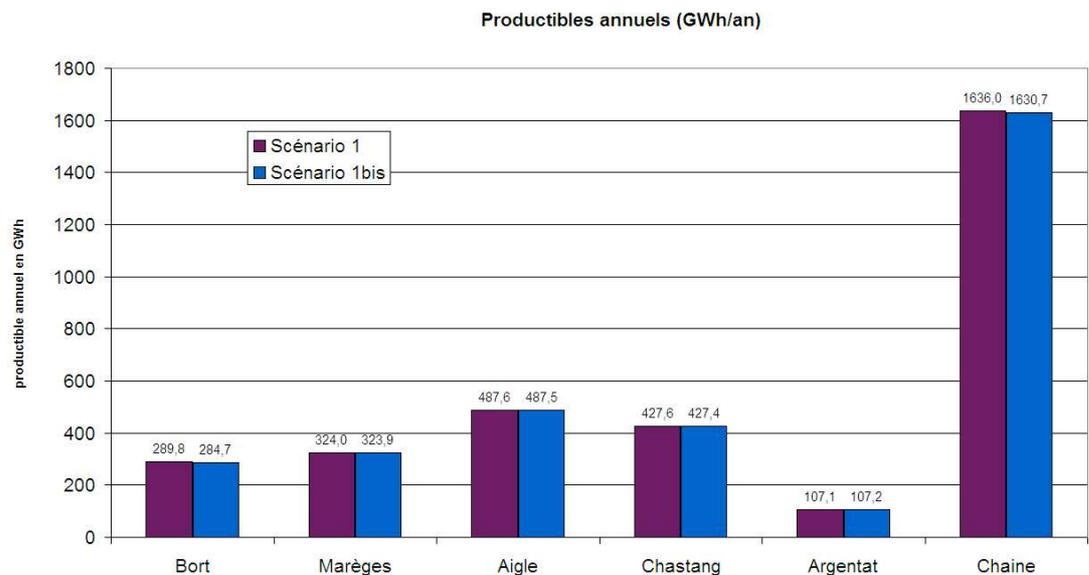


Figure 6 : Comparaison des productibles annuels des scénarios 1 et 1bis

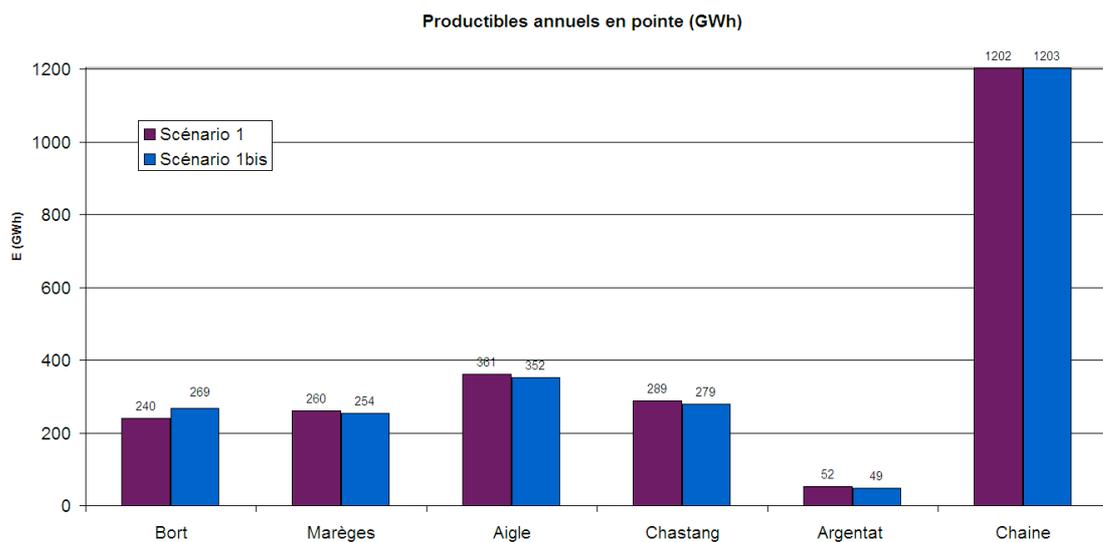


Figure 7 : Comparaison des productibles annuels de pointe des scénarios 1 et 1bis

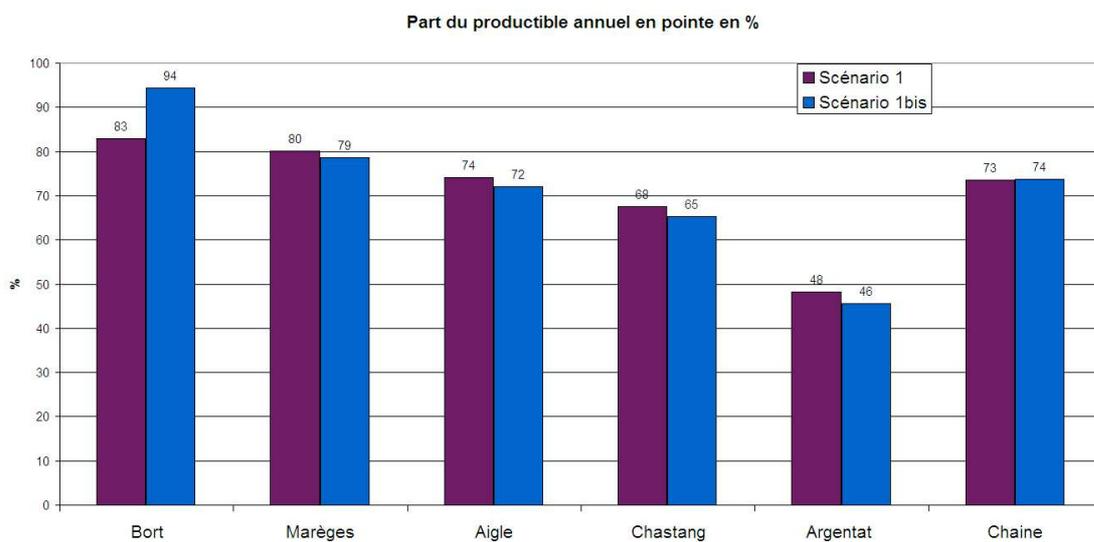


Figure 8 : Comparaison des parts des productibles annuels de pointe des scénarios 1 et 1bis

	<b>Scénario 1</b>	<b>Scénario 1bis</b>
Taux de défaillance sur le débit réservé	0 %	0 %
Taux de défaillance sur les débits minimums	7,0 %	7,4 %

Tableau 3 : Comparaison des taux de défaillance (en temps) entre les scénarios 1 et 1bis

### 3.4 Commentaires

Ces résultats appellent les principaux commentaires suivants :

- Les scénarios 1 et 1bis ont des productions annuelles égales (ce qui est logique compte tenu du fait que le suréquipement de Bort a été modélisé sans valoriser l'éventuel gain de rendement),
- La production de pointe est significativement augmentée au niveau de Bort-les-Orgues (+ 12%) mais à l'échelle de la chaîne, la production totale de pointe est identique .i.e. le gain au niveau de Bort se fait au détriment des autres centrales.

## 4 SCENARIOS 2 ET 3

### 4.1 Description

Le scénario 2 fait l'hypothèse qu'il n'y a pas de gestion coordonnée de la chaîne et que chaque ouvrage cherche à maximiser son productible.

Concrètement, les cotes de gestion des ouvrages Marèges, Aigle, Chastang et Sablier sont identiques à celles retenues dans le scénario 1. Pour Bort, on définit en revanche de nouvelles cotes de gestion sur les mêmes bases que celles décrites pour Chastang et l'Aigle dans le scénario 1.

Aménagements	RN [m NGF]	Z tout [m NGF]	Z pleine [m NGF]	Z pointe [m NGF]	Z mini [m NGF]
<b>Bort-les-Orgues</b>	542,5	542,0	541	540	485
<b>Marèges</b>	417	416,5	416	413	390
<b>Aigle</b>	342	341	340	339	311
<b>Chastang</b>	262	260	257	256	240
<b>Sablier</b>	192	191	190	189	187

Tableau 4 : Cotes de gestion des usines dans le cas du scénario 2

Le scénario 3 est le même que le scénario 2 mais il fait l'hypothèse supplémentaire que Bort est équipé d'un troisième groupe. (même hypothèse que pour le scénario 1bis).

Aménagements	RN [m NGF]	Z tout [m NGF]	Z pleine [m NGF]	Z pointe [m NGF]	Z mini [m NGF]
<b>Bort-les-Orgues</b>	542,5	542,0	541	540	485
<b>Marèges</b>	417	416,5	416	413	390
<b>Aigle</b>	342	341	340	339	311
<b>Chastang</b>	262	260	257	256	240
<b>Sablier</b>	192	191	190	189	187

Tableau 5 : Cotes de gestion des usines dans le cas du scénario 3

## 4.2 Résultats

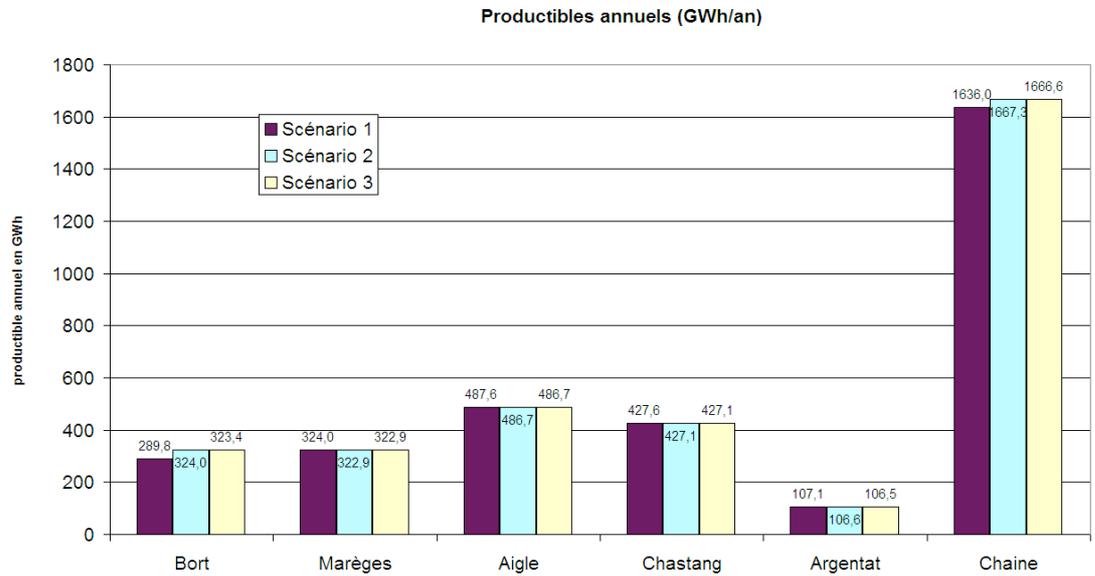


Figure 9 : Comparaison des productibles annuels des scénarios 1, 2 et 3

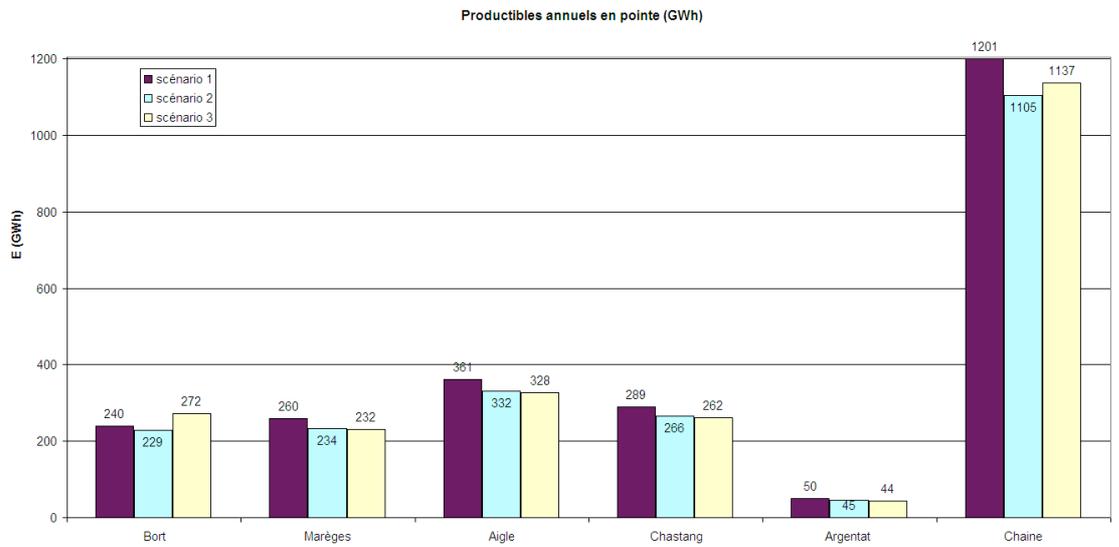


Figure 10 : Comparaison des productibles annuels de pointe des scénarios 1, 2 et 3

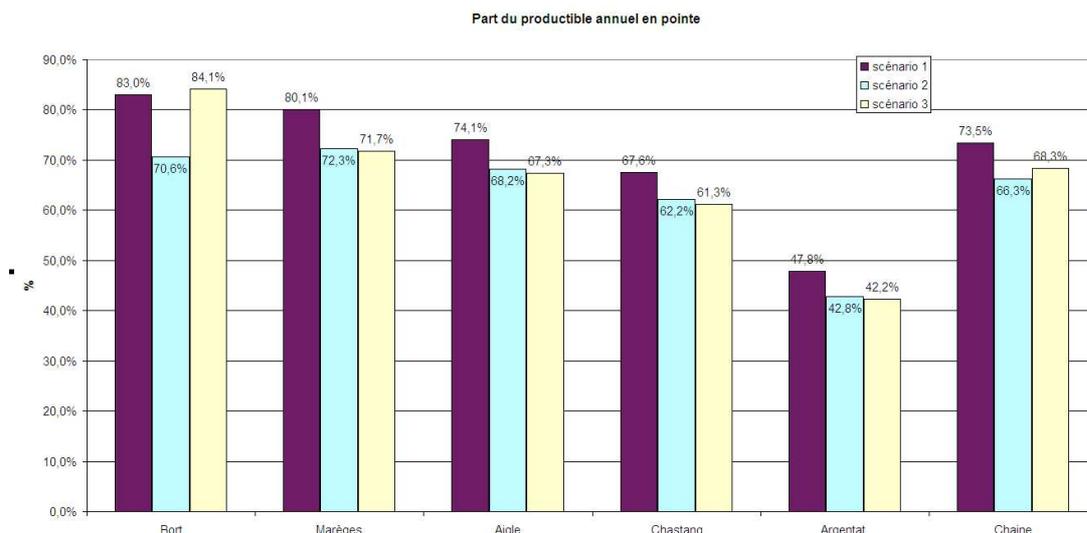


Figure 11 : Comparaison des parts des productibles annuels de pointe des scénarios 1, 2 et 3

	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3
Taux de défaillance sur le débit réservé	0 %	0,6 %	0,6 %
Taux de défaillance sur les débits minimums	7,0 %	4,9 %	5,0 %

Tableau 6 : Comparaison des taux de défaillance (en temps) entre les scénarios 1, 2 et 3

### 4.3 Commentaires

Ces résultats appellent les principaux commentaires suivants :

- Les scénarios 2 et 3 permettent d'augmenter significativement le productible total de Bort (+8,3 %). Le scénario 2 diminue la production de pointe de Bort (-4,6 %) alors que le scénario 3 l'augmente significativement (+13,3 %).
- Les scénarios 2 et 3 conduisent à une diminution de la production de pointe des autres ouvrages.
- Le scénario 3 est le plus probable car il maximise le productible total et le productible de pointe de Bort mais c'est celui qui est le plus défavorable pour les autres ouvrages à l'aval en termes énergétiques.
- Les scénarios 2 et 3 sont plus favorables pour le respect des enjeux environnementaux à l'aval de la chaîne. Cela peut s'expliquer dans la mesure où la gestion de Bort dans le scénario 1 est telle que le débit restitué à l'aval est constant tout l'année ce qui ne correspond pas aux débits planchers variables tout au long de l'année et qui tend vers « l'hydrologie naturelle » (débits plus forts en hiver et au printemps et plus faibles en été).

## 5 SCENARIO 4

### 5.1 Description

Le scénario 4 repose sur un effacement total de Bort. Dans le modèle, Bort est exploité au fil de l'eau avec une cote de régulation égale à 534 m NGF correspondant à un niveau de remplissage de 80% par rapport à la capacité totale. Le mode de gestion du reste de la chaîne reste inchangé.

Ce scénario a été mis en place afin de mieux comprendre le rôle de Bort dans la chaîne notamment son incidence sur les débits à l'aval.

Aménagements	RN [m NGF]	Z tout [m NGF]	Z pleine [m NGF]	Z pointe [m NGF]	Z mini [m NGF]
<b>Bort-les-Orgues</b>	542,5	534	534	534	485
<b>Marèges</b>	417	416,5	416	413	390
<b>Aigle</b>	342	341	340	339	311
<b>Chastang</b>	262	260	257	256	240
<b>Sablier</b>	192	191	190	189	187

Tableau 7 : cotes de gestion des usines dans le cas du scénario 4

### 5.2 Résultats

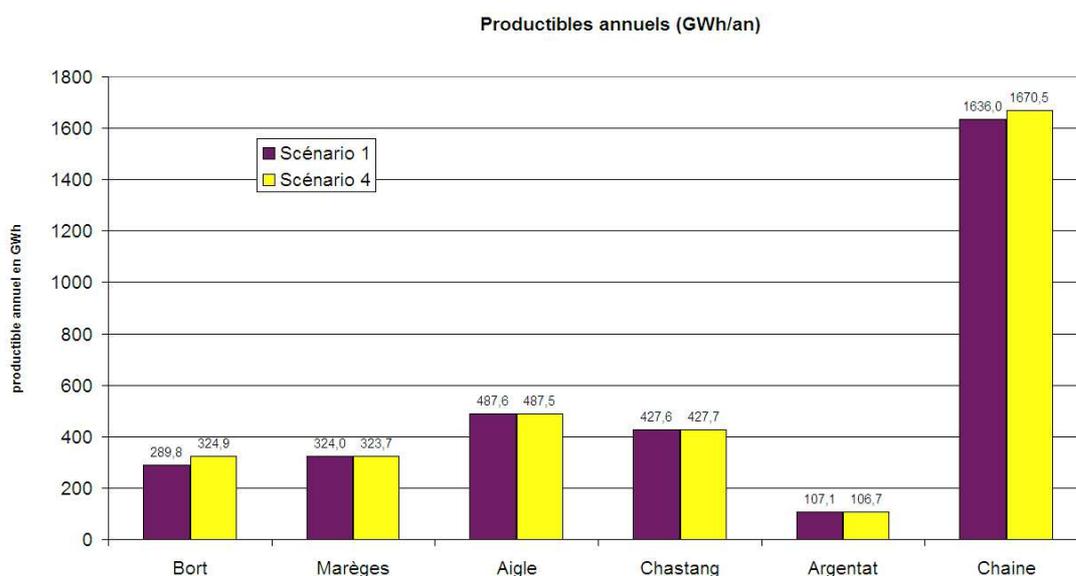


Figure 12 : Comparaison des productibles annuels des scénarios 1 et 4

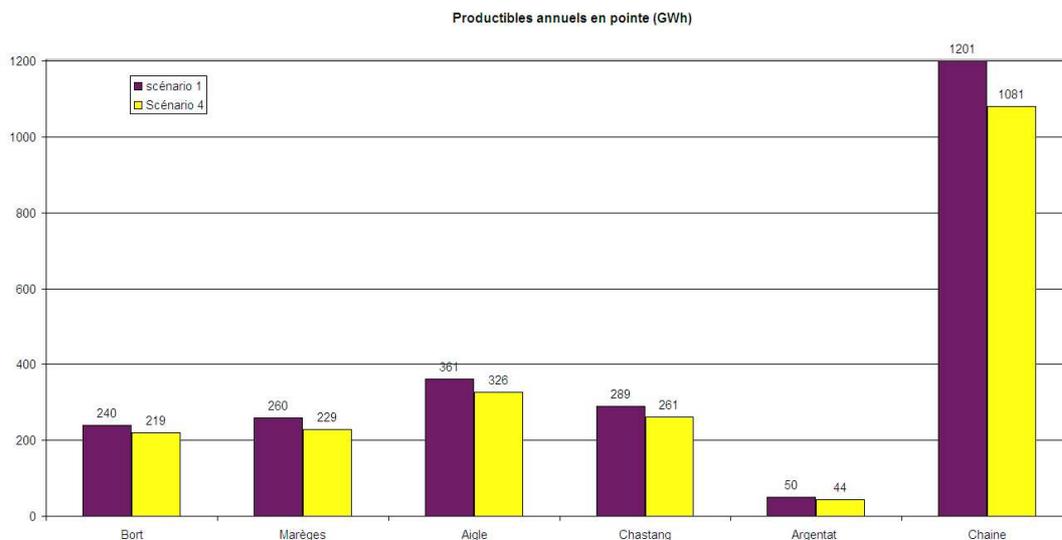


Figure 13 : Comparaison des productibles annuels de pointe des scénarios 1 et 4

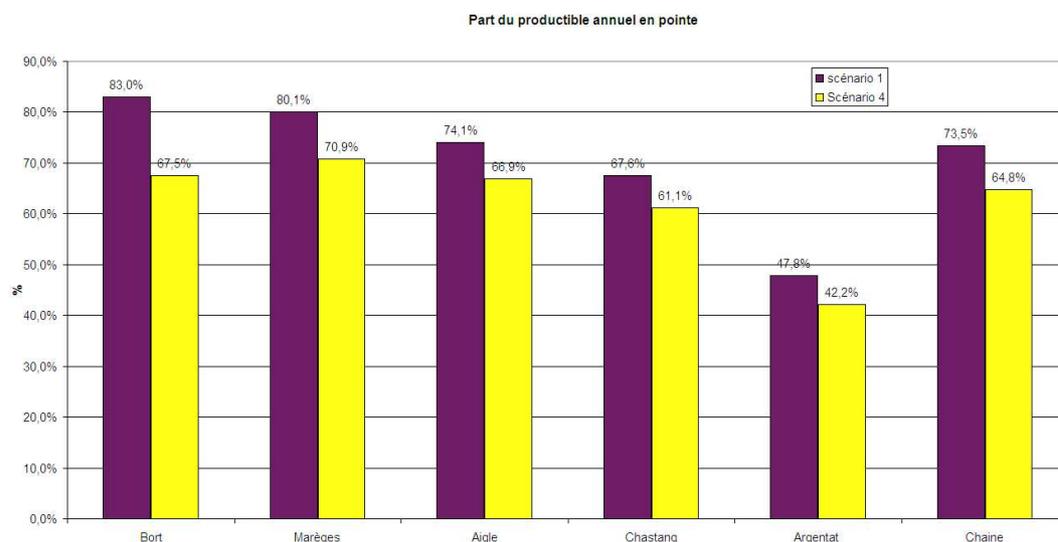


Figure 14 : Comparaison des parts des productibles annuels de pointe des scénarios 1 et 4

	Scénario 1	Scénario 4
Taux de défaillance sur le débit réservé	0 %	0,6 %
Taux de défaillance sur les débits minimums	7,0 %	4,8 %

Tableau 8 : Comparaison des taux de défaillance (en temps) entre les scénarios 1 et 5

### 5.3 Commentaires

Ce scénario est proche du scénario 2 :

- augmentation significative du productible de Bort et de l'ensemble de la chaîne,
- baisse encore plus marquée du productible de pointe.

## 6 SCENARIO 5

### 6.1 Description

L'objet de ce scénario est d'anticiper une modification significative du mode de gestion de l'Aigle, par exemple à l'occasion du renouvellement de la concession. En effet, si il est déjà largement admis que les ouvrages de Chastang et d'Argentat ont des modes de gestion interdépendants, qui vraisemblablement conduiront à les regrouper au sein d'une même concession en temps utile (les renouvellements des concessions de Chastang et Argentat arrivent respectivement à leur échéance en 2026 et 2032), la situation de l'aménagement de l'Aigle, dont le renouvellement est programmé en 2020 est moins explicite. L'intérêt de ce scénario est donc d'étudier comment l'exploitation de l'aménagement de l'Aigle peut potentiellement « perturber » les ouvrages à l'aval.

Le scénario 5 reprend les mêmes caractéristiques que le scénario 2 sauf en ce qui concerne le mode de gestion de l'Aigle, à qui l'on attribue un rôle de stockage-déstockage saisonnier, compatible avec la forte capacité utile (de l'ordre de 160 hm<sup>3</sup>). Pour établir la courbe de gestion de l'ouvrage de l'Aigle, il a été fait l'hypothèse que la retenue se remplit du printemps à l'automne et se vide au cours de l'hiver. Ce mode de gestion vise à exploiter l'aménagement de l'Aigle pour privilégier des productions électriques à l'occasion des pointes hivernales. Le graphe ci-dessous représente les courbes de gestion correspondantes.

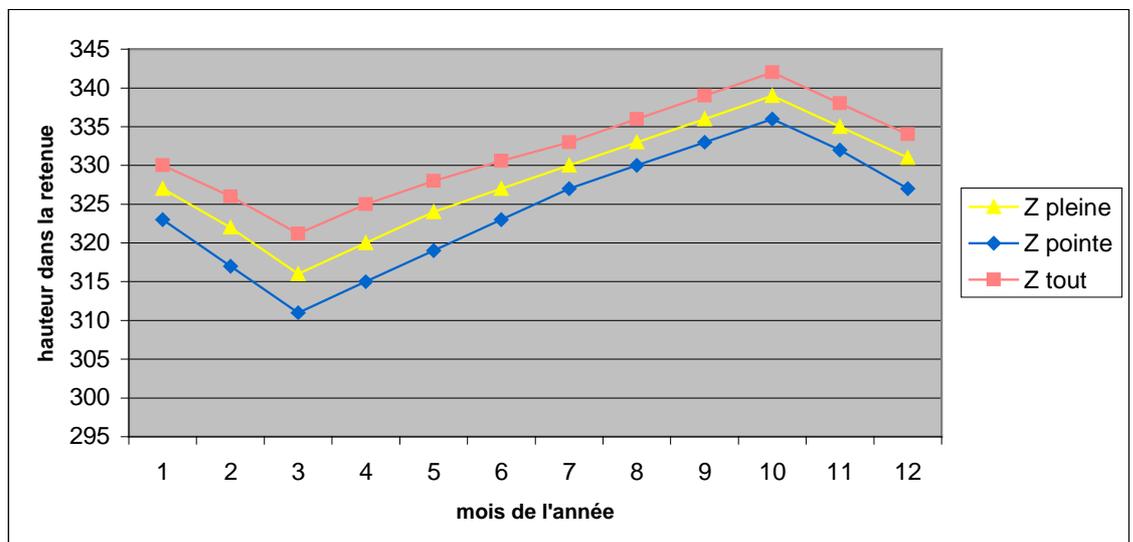


Figure 15 : Courbes de gestion de l'Aigle dans le cas du scénario 5

Les autres ouvrages sont exploités dans le but de réaliser un productible maximum, c'est à dire que les plans d'eau sont gérés à un niveau le plus haut possible et avec des faibles marnages.

Pour le scénario 5, les différentes cotes de gestion des centrales sont récapitulées dans le tableau ci-dessous.

Aménagements	RN [m NGF]	Z tout [m NGF]	Z pleine [m NGF]	Z pointe [m NGF]	Z mini [m NGF]
<b>Bort-les- Orgues</b>	542,5	542,0	541,0	540,0	485
<b>Marèges</b>	417	416,5	416	413	390
<b>Aigle</b>	342	Variable	variable	variable	311
<b>Chastang</b>	262	260	257	256	240
<b>Sablier</b>	192	191	190	189	187

Tableau 9 : cotes de gestion des usines dans le cas du scénario 5

## 6.2 Résultats

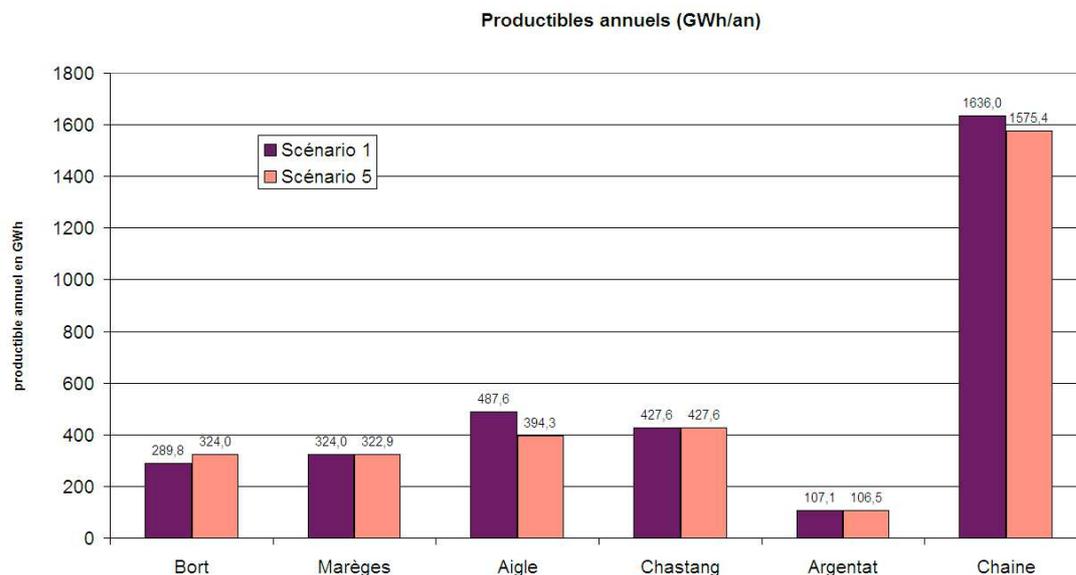


Figure 16 : Comparaison des productibles annuels des scénarios 1 et 5

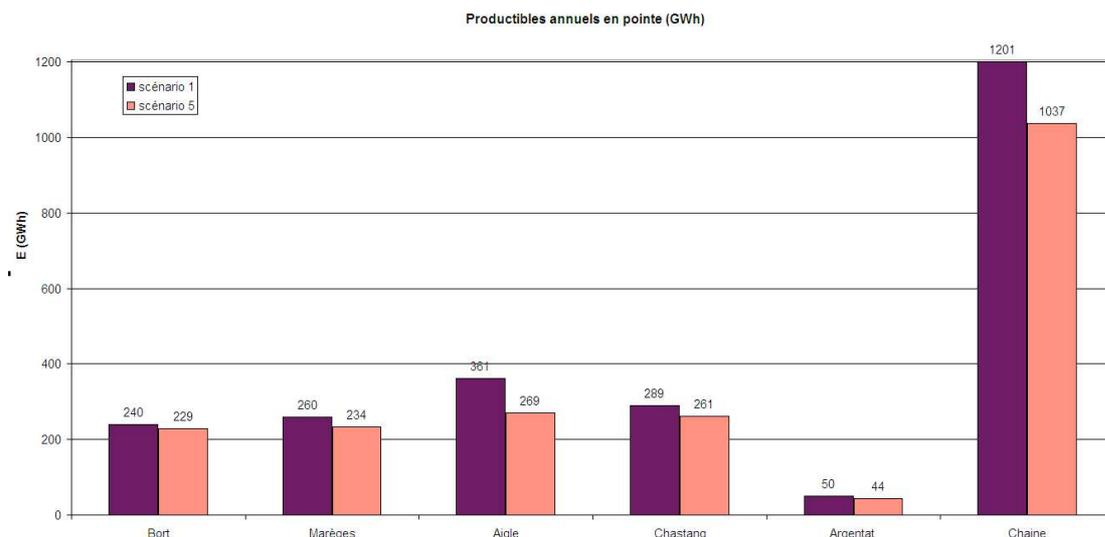


Figure 17 : Comparaison des productibles annuels de pointe des scénarios 1 et 5

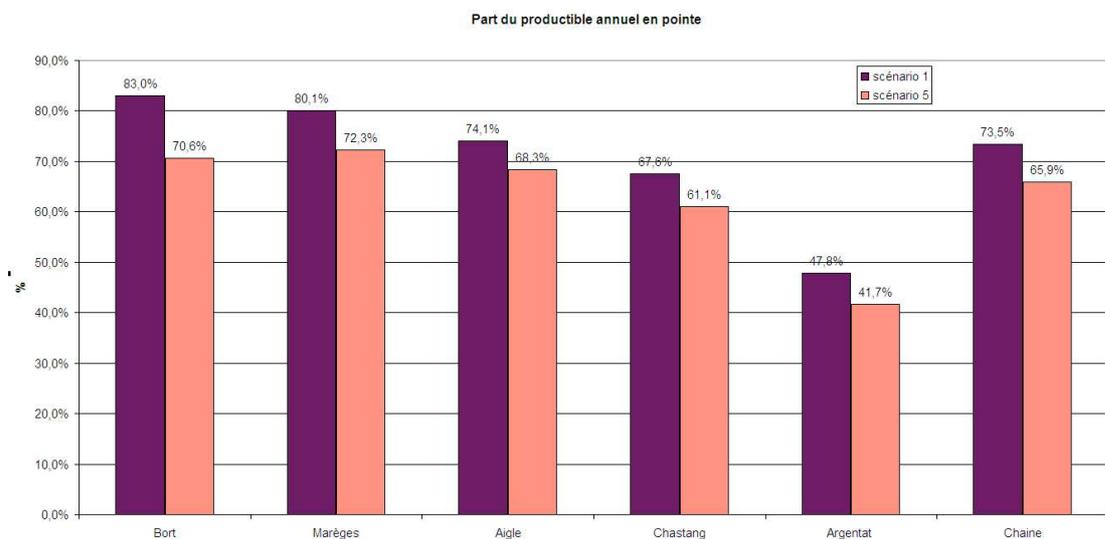


Figure 18 : Comparaison des parts des productibles annuels de pointe des scénarios 1 et 5

	Scénario 1	Scénario 5
Taux de défaillance sur le débit réservé	0 %	11,5 %
Taux de défaillance sur les débits minimums	7,0 %	4,8 %

Tableau 10 : Comparaison des taux de défaillance (en temps) entre les scénarios 1 et 5

### 6.3 Commentaires

Ces résultats appellent les principaux commentaires suivants :

- Le scénario 5 diminue globalement significativement les productibles totaux et les productibles de pointe de l'aménagement de l'Aigle. Il ne pourrait donc être envisagé que si les productions de pointe en hiver étaient valorisés encore plus fortement à l'avenir (ce qui n'est pas invraisemblable).
- En termes de productions électriques, les autres ouvrages sont a priori peu influencés par la modification.
- En revanche, ce mode de gestion accroît significativement le taux de défaillance à l'aval de la chaîne. Autrement dit, pour obtenir les mêmes conditions de défaillance que dans le scénario de référence, les modes de gestion de Chastang et Argentat devraient être modifiés.

## 7 CONCLUSIONS GENERALES

### 7.1 Valorisations financières

Les productions calculées ci-avant n'ont volontairement pas été valorisées financièrement. En effet, deux difficultés ont été rencontrées :

- Les règles du jeu ont changé au cours de la chroniques des 41 années prises en compte. Même en 2008, la seule référence au marché Powernext créée en 2001 est limitée : en 2008, le marché day-ahead (achat le jour j pour livraison le jour j+1) a représenté seulement 91TWh alors que la production totale d'électricité sur le territoire français a été égale à 549TWh.
- Sur la courte période 2004 à 2007, à hydrologie constante, la valorisation des 41 années de production donne des résultats très hétérogènes (dans un rapport 2) en fonction des « tarifs Powernext » 2004 à 2007 (voir graphe ci-dessous).

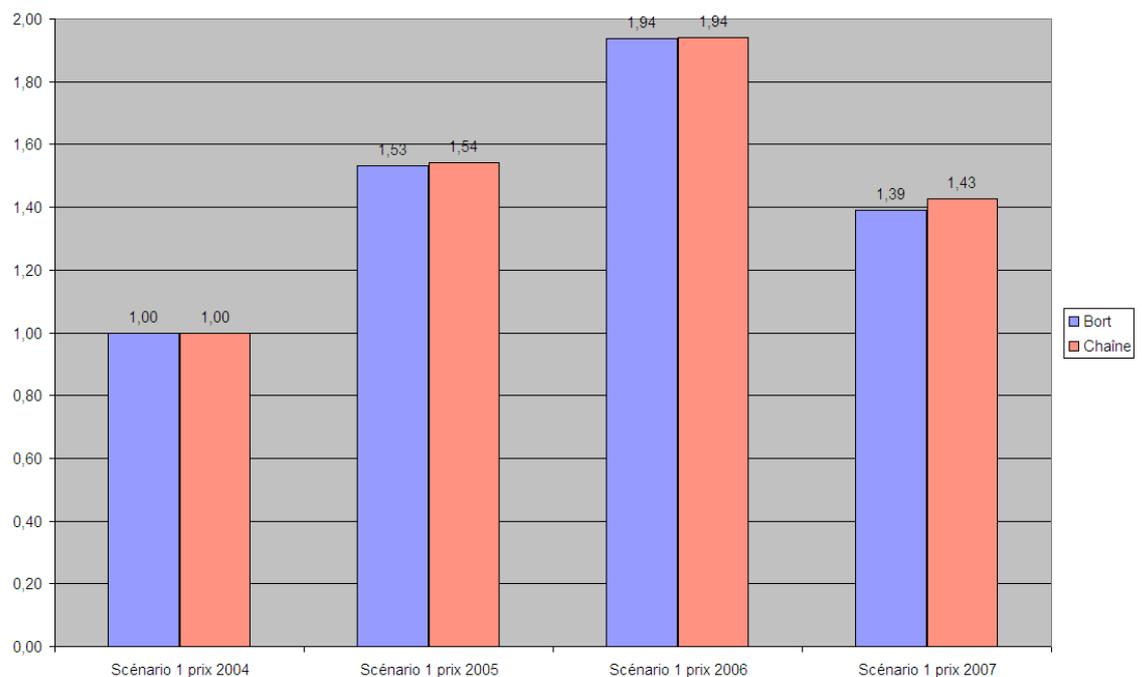


Figure 19 : Comparaison des valorisations de la même production électrique de Bort et de la chaîne en fonction des tarifs Powernext 2004 à 2007

## 7.2 Conclusions

La modélisation de la chaîne Dordogne mise au point dans le cadre de la présente étude permet de bien simuler le fonctionnement général de la chaîne des ouvrages entre Bort-les-Orgues et Argentat.

Le modèle permet d'identifier des scénarios d'évolution des modes de gestion qui posent problème.

- Le scénario 3 qui repose sur une maximisation des productions au niveau de Bort apparaît pertinent à plusieurs égards. D'un point de vue énergétique, on constate que le suréquipement de Bort avec un faible marnage augmente le productible global de la chaîne. D'un point de vue environnemental, les résultats des simulations montrent que ce scénario est plutôt plus favorable par rapport aux respects des débits planchers en aval d'Argentat. En revanche, ce scénario est très impactant pour la production en pointe des ouvrages à l'aval (capacité de production en pointe réduite de 11 %). Ce scénario est d'autant plus réaliste (dès 2012 ?) que la concession « Haute Dordogne » est renouvelée sans regroupement avec les autres ouvrages à l'aval (le scénario 3 permet d'augmenter et le productible total et le productible de pointe de Bort). Dans ce cas, se pose néanmoins une question : comment financer une nécessaire compensation pour les ouvrages aval ?
- Le scénario 5 correspond à une situation où l'aménagement de l'Aigle serait renouvelé seul (sans regroupement avec les autres ouvrages) et où l'exploitant déciderait de privilégier la production hivernale (soit pour des raisons tarifaires, soit pour mieux « coller » à son portefeuille de clients). Les simulations montrent que ce scénario dégrade à la fois la production globale électrique et les conditions pour le respect des enjeux environnementaux à l'aval de la chaîne.

# ANNEXE 1

## Détail des défaillances par rapport au débit réservé et au débit minimum

Scénario 1 :

Année	Consigne réglementaire : débit réservé			Consigne convention : débit minimum		
	Date début	Durée [jours]	Qr atteint [m <sup>3</sup> /s]	Date début	Durée	Q min atteint [m <sup>3</sup> /s]
1968				08/12/1968	8	15,2
1970				28/11/1970	2	20,6
1970				23/12/1970	22	13,2
1973				13/01/1973	1	33,6
1973				20/11/1973	9	14,9
1973				03/12/1973	2	22,6
1976				18/01/1976	1	33,0
1976				21/01/1976	2	22,9
1976				13/04/1976	1	33,5
1976				01/06/1976	9	21,4
1976				11/06/1976	7	24,7
1978				18/11/1978	25	8,8
1982				28/04/1982	6	26,3
1983				19/11/1983	7	16,5
1983				15/12/1983	1	33,1
1985				17/11/1985	38	9,6
1985				31/12/1985	2	31,7
1986				19/11/1986	2	28,7
1986				29/11/1986	10	17,8
1986				13/12/1986	2	27,0
1988				27/11/1988	1	19,4
1989				02/01/1989	4	23,6
1989				18/01/1989	4	22,5
1989				25/01/1989	31	10,2
1989				19/11/1989	4	18,1
1989				25/11/1989	24	5,5
1989				23/12/1989	1	33,6
1989				29/12/1989	28	11,4
1991				01/04/1991	4	28,7
1991				08/04/1991	20	15,1
1991				29/04/1991	2	27,6
1991				27/05/1991	5	29,8
1991				16/12/1991	2	27,7
1991				30/12/1991	11	20,0
1992				17/01/1992	27	14,5
1992				19/02/1992	24	11,5
1992				15/03/1992	10	15,5
1992				18/05/1992	3	25,7
1993				17/01/1993	8	22,5
1993				26/01/1993	70	10,8
1997				22/03/1997	45	10,1
1997				30/05/1997	3	24,0
1997				11/06/1997	7	21,1

1999				01/12/1999	8	22,5
2002				06/01/2002	10	19,1
2002				19/04/2002	12	21,4
2002				04/05/2002	7	20,0
2003				06/04/2003	4	29,5
2003				15/04/2003	11	26,7
2003				04/05/2003	21	20,5
2003				28/05/2003	5	25,8
2003				12/06/2003	1	32,6
2003				17/06/2003	2	31,6
2004				23/11/2004	6	28,3
2005				17/11/2005	15	12,6
2005				24/12/2005	6	23,0
2006				09/02/2006	7	23,9

Scénario 2 :

Année	Consigne réglementaire : débit réservé			Consigne convention : débit minimum		
	Date début	Durée [jours]	Qr atteint [m <sup>3</sup> /s]	Date début	Durée	Q min atteint [m <sup>3</sup> /s]
1966				09/06/1966	9	17,0
1968				10/12/1968	4	22,3
1970				26/12/1970	1	33,2
1971				01/01/1971	7	22,0
1971				11/01/1971	1	34,3
1973				24/11/1973	5	21,7
1974				16/06/1974	2	25,7
1976				29/05/1976	20	10,4
1976	27/08/1976	1	9,8			
1976	30/08/1976	1	9,8			
1978				07/06/1978	1	26,1
1978				18/11/1978	10	11,9
1978				03/12/1978	1	15,9
1978				08/12/1978	1	31,6
1978				11/12/1978	1	33,4
1983				20/11/1983	6	24,6
1985	12/09/1985	5	5,9			
1985	04/10/1985	1	9,4			
1985				17/11/1985	22	12,6
1985				10/12/1985	15	12,1
1986				10/02/1986	3	28,9
1986				15/02/1986	1	27,5
1986				05/12/1986	2	28,1
1989				03/02/1989	3	28,4
1989				08/02/1989	5	13,1
1989				16/06/1989	2	30,3
1989	03/08/1989	2	4,6			
1989	28/08/1989	2	7,0			
1989	31/08/1989	8	4,9			
1989				28/11/1989	13	5,5
1989				29/12/1989	1	18,9
1990				02/01/1990	24	18,4
1990	10/08/1990	4	6,7			
1991				11/04/1991	11	22,0
1991				23/04/1991	3	30,8
1991				24/05/1991	8	24,0
1992				07/01/1992	2	30,9
1992				26/01/1992	17	20,9
1992				20/02/1992	23	15,5
1992				20/03/1992	3	22,7
1992				18/05/1992	3	23,5
1992				29/12/1992	3	22,4
1993				05/02/1993	45	22,8

1993				24/03/1993	8	14,2
1995				13/06/1995	6	21,1
1997				31/03/1997	35	12,9
1997				28/05/1997	11	16,7
1997				09/06/1997	12	7,9
2002				10/01/2002	4	29,8
2002				23/04/2002	8	27,3
2002				09/05/2002	2	33,3
2002	04/07/2002	2	6,6			
2003				11/05/2003	14	21,7
2003				26/05/2003	8	18,3
2003				05/06/2003	14	16,0
2003	10/08/2003	7	7,4			
2004				15/06/2004	3	27,7
2005				06/06/2005	8	22,6
2005	16/08/2005	2	7,5			
2005				18/11/2005	14	17,4
2006				07/06/2006	10	19,3

Scénario 3 :

Année	Consigne réglementaire : débit réservé			Consigne convention : débit minimum		
	Date début	Durée [jours]	Qr atteint [m <sup>3</sup> /s]	Date début	Durée	Q min atteint [m <sup>3</sup> /s]
1966				09/06/1966	9	17,0
1968				10/12/1968	4	22,3
1970				29/11/1970	1	33,7
1970				26/12/1970	1	33,2
1971				01/01/1971	7	22,0
1971				11/01/1971	1	34,3
1973				24/11/1973	5	21,7
1974				16/06/1974	2	25,7
1976				29/05/1976	20	10,4
1976	27/08/1976	1	9,8			
1976	30/08/1976	1	9,8			
1978				07/06/1978	1	26,1
1978				18/11/1978	10	11,9
1978				03/12/1978	1	15,9
1978				08/12/1978	1	31,6
1978				11/12/1978	1	33,4
1983				20/11/1983	6	24,6
1985	12/09/1985	5	5,9			
1985	04/10/1985	1	9,4			
1985				17/11/1985	22	12,6
1985				10/12/1985	15	12,1
1986				10/02/1986	3	28,9
1986				15/02/1986	1	27,5
1986				05/12/1986	2	28,1
1989				03/02/1989	3	28,4
1989				08/02/1989	5	13,1
1989				16/06/1989	2	30,3
1989	03/08/1989	2	4,6			
1989	28/08/1989	2	7,0			
1989	31/08/1989	8	4,9			
1989				28/11/1989	13	5,5
1989				29/12/1989	1	18,9
1990				02/01/1990	24	18,4
1990	10/08/1990	4	6,7			
1991				11/04/1991	11	22,0
1991				23/04/1991	3	30,8
1991				24/05/1991	8	24,0
1992				07/01/1992	2	30,9
1992				26/01/1992	17	20,9
1992				20/02/1992	23	15,5
1992				20/03/1992	3	22,7
1992				18/05/1992	3	23,5
1992				29/12/1992	3	22,4

1993				05/02/1993	45	22,8
1993				24/03/1993	8	14,2
1995				13/06/1995	6	21,1
1997				31/03/1997	35	12,9
1997				28/05/1997	11	16,7
1997				09/06/1997	12	7,9
2002				10/01/2002	4	29,8
2002				23/04/2002	8	27,3
2002				09/05/2002	2	33,3
2002	04/07/2002	2	6,6			
2003				11/05/2003	14	21,7
2003				26/05/2003	8	18,3
2003				05/06/2003	14	16,0
2003	10/08/2003	7	7,4			
2004				15/06/2004	3	27,7
2005				06/06/2005	8	22,6
2005	16/08/2005	2	7,5			
2005				18/11/2005	14	17,4
2006				07/06/2006	10	19,3

Scénario 4 :

Année	Consigne réglementaire : débit réservé			Consigne convention : débit minimum		
	Date début	Durée [jours]	Qr atteint [m <sup>3</sup> /s]	Date début	Durée	Q min atteint [m <sup>3</sup> /s]
1966				09/06/1966	9	17,0
1968				10/12/1968	4	22,3
1970				29/11/1970	1	33,7
1970				26/12/1970	1	33,2
1971				01/01/1971	7	22,0
1971				11/01/1971	1	34,3
1973				24/11/1973	5	21,7
1974				16/06/1974	2	25,7
1976				29/05/1976	20	10,4
1976	27/08/1976	1	9,8			
1976	30/08/1976	1	9,8			
1978				07/06/1978	1	26,1
1978				18/11/1978	10	11,9
1978				03/12/1978	1	15,9
1978				08/12/1978	1	31,6
1978				11/12/1978	1	33,4
1983				20/11/1983	6	24,6
1985	12/09/1985	5	5,5			
1985	04/10/1985	1	9,0			
1985				17/11/1985	22	12,6
1985				10/12/1985	15	12,1
1986				10/02/1986	3	28,9
1986				15/02/1986	1	27,5
1986				05/12/1986	2	28,1
1989				03/02/1989	3	28,4
1989				08/02/1989	5	13,1
1989				16/06/1989	2	30,3
1989	02/08/1989	3	2,9			
1989	28/08/1989	2	5,6			
1989	31/08/1989	8	3,5			
1989				28/11/1989	13	4,6
1989				29/12/1989	1	17,3
1990				03/01/1990	23	18,4
1990	10/08/1990	4	6,7			
1991				11/04/1991	11	22,0
1991				23/04/1991	3	30,8
1991				24/05/1991	8	24,0
1992				07/01/1992	2	30,9
1992				26/01/1992	17	20,9
1992				20/02/1992	23	15,5
1992				20/03/1992	3	22,7
1992				18/05/1992	3	23,5
1992				29/12/1992	3	22,4

1993				05/02/1993	45	22,8
1993				24/03/1993	8	14,2
1995				13/06/1995	6	21,1
1997				31/03/1997	35	12,9
1997				28/05/1997	11	16,7
1997				09/06/1997	12	7,9
2002				10/01/2002	4	29,8
2002				23/04/2002	8	27,3
2002				09/05/2002	2	33,3
2002	04/07/2002	2	6,7			
2003				11/05/2003	14	21,7
2003				26/05/2003	8	18,3
2003				05/06/2003	14	16,0
2003	10/08/2003	7	7,4			
2004				15/06/2004	3	27,7
2005				06/06/2005	8	22,6
2005	16/08/2005	2	7,5			
2005				18/11/2005	14	17,4
2006				07/06/2006	10	19,3

Scénario 5 :

Année	Consigne réglementaire : débit réservé			Consigne convention : débit minimum		
	Date début	Durée [jours]	Qr atteint [m <sup>3</sup> /s]	Date début	Durée	Q min atteint [m <sup>3</sup> /s]
1966				04/06/1966	1	29,0
1966				08/06/1966	10	9,8
1966	14/07/1966	3	5,2			
1966	14/08/1966	7	2,9			
1966	27/08/1966	2	3,7			
1966	10/09/1966	8	3,0			
1966	20/09/1966	25	3,0			
1967	21/07/1967	13	3,4			
1967	04/08/1967	4	3,3			
1967	23/08/1967	13	3,5			
1967	11/09/1967	1	6,7			
1969	06/10/1969	1	8,9			
1970				05/06/1970	3	30,0
1970	21/08/1970	1	8,3			
1970	29/09/1970	8	4,0			
1971				02/01/1971	3	11,4
1971	06/10/1971	4	5,0			
1972				03/04/1972	1	25,8
1972				11/05/1972	1	33,8
1972				02/06/1972	4	24,7
1972	13/07/1972	5	5,4			
1972	29/07/1972	6	2,9			
1972	07/08/1972	1	9,3			
1972	26/08/1972	1	9,7			
1972	04/10/1972	7	4,1			
1973	10/09/1973	7	4,5			
1974				03/04/1974	1	25,9
1974				09/06/1974	1	32,8
1974				14/06/1974	4	17,5
1974	19/08/1974	11	3,5			
1975				14/06/1975	2	34,3
1975				18/06/1975	1	33,3
1975	28/07/1975	3	3,6			
1975	01/08/1975	2	4,6			
1975	05/08/1975	4	3,0			
1976				02/01/1976	1	28,8
1976				03/04/1976	1	25,1
1976				09/05/1976	1	34,4
1976				24/05/1976	44	3,1
1976	10/07/1976	9	5,4			
1976	20/07/1976	1	5,8			
1976	22/07/1976	22	3,3			
1976	14/08/1976	18	3,1			

1976	04/09/1976	5	6,0			
1978				07/06/1978	1	19,0
1978				11/06/1978	1	34,9
1978				13/06/1978	2	18,0
1978				16/06/1978	2	32,1
1978	16/07/1978	1	4,8			
1978	26/07/1978	1	6,4			
1978	30/08/1978	5	3,5			
1978	22/09/1978	5	4,2			
1978				19/11/1978	8	24,0
1979	06/08/1979	1	9,4			
1979	08/08/1979	1	6,2			
1979	15/09/1979	2	5,3			
1979	18/09/1979	2	4,9			
1979	21/09/1979	1	8,0			
1979	23/09/1979	1	5,4			
1979	03/10/1979	2	5,9			
1979	06/10/1979	1	4,4			
1980	05/10/1980	2	6,3			
1982				28/04/1982	6	25,3
1982				07/06/1982	4	24,6
1982	10/07/1982	3	6,1			
1983	06/08/1983	3	5,5			
1983	05/10/1983	7	4,4			
1984	21/08/1984	2	3,4			
1985	18/08/1985	68	3,0			
1985				18/11/1985	15	23,4
1985				08/12/1985	1	34,1
1985				12/12/1985	12	21,2
1986	26/07/1986	8	6,2			
1986	22/08/1986	2	6,5			
1986	26/08/1986	19	3,5			
1986	05/10/1986	11	4,0			
1989				02/01/1989	1	19,4
1989				15/06/1989	4	8,7
1989	04/07/1989	2	4,3			
1989	18/07/1989	2	3,4			
1989	21/07/1989	2	7,3			
1989	25/07/1989	13	2,7			
1989	08/08/1989	3	4,6			
1989	12/08/1989	2	4,7			
1989	15/08/1989	38	2,5			
1989	27/09/1989	13	3,4			
1989				05/12/1989	6	23,4
1989				29/12/1989	1	27,1
1990				02/01/1990	1	24,9
1990				20/01/1990	4	28,0
1990				03/04/1990	1	26,1
1990				02/06/1990	2	26,9
1990				17/06/1990	1	25,2
1990	02/08/1990	1	6,7			

1990	04/08/1990	23	3,2			
1990	08/09/1990	6	4,4			
1990	19/09/1990	3	3,4			
1990	06/10/1990	3	5,6			
1991				04/04/1991	1	22,9
1991				09/04/1991	19	16,6
1991				29/04/1991	2	26,9
1991				21/05/1991	12	17,2
1991	15/07/1991	15	3,3			
1991	19/08/1991	4	5,9			
1991	30/08/1991	14	3,5			
1991	16/09/1991	10	3,3			
1991	05/10/1991	4	5,1			
1991	10/10/1991	1	9,2			
1992				02/01/1992	1	25,4
1992				25/02/1992	1	34,6
1992				27/02/1992	5	28,8
1992				05/03/1992	9	19,2
1992				20/03/1992	3	22,7
1992				16/05/1992	5	17,0
1992				28/05/1992	4	25,7
1993				02/01/1993	1	33,1
1993				13/03/1993	9	22,8
1993				24/03/1993	8	14,2
1993				03/04/1993	2	10,6
1993	22/08/1993	2	6,9			
1993	04/09/1993	5	4,2			
1994	29/08/1994	10	3,5			
1995				07/06/1995	12	13,7
1995	18/08/1995	5	5,7			
1995	03/09/1995	4	5,8			
1996				10/06/1996	8	23,5
1996	18/08/1996	7	3,5			
1996	30/08/1996	19	3,2			
1997				31/03/1997	35	6,3
1997				27/05/1997	12	9,8
1997				09/06/1997	13	3,3
1997	05/10/1997	5	4,8			
1998	28/08/1998	6	3,3			
1999				18/06/1999	1	24,5
2002				03/04/2002	2	22,5
2002				20/04/2002	12	21,6
2002				03/05/2002	8	23,7
2002				17/05/2002	1	28,8
2002				21/05/2002	2	25,7
2002				02/06/2002	3	24,4
2002				16/06/2002	2	22,2
2002	03/07/2002	7	3,1			
2002	06/10/2002	3	5,4			
2003				04/04/2003	2	8,9
2003				18/04/2003	8	28,4

2003				05/05/2003	52	3,7
2003	29/06/2003	4	3,4			
2003	04/07/2003	17	3,4			
2003	26/07/2003	8	3,6			
2003	04/08/2003	14	3,3			
2003	23/08/2003	8	3,4			
2003	02/09/2003	6	3,4			
2003	19/09/2003	4	5,1			
2003	24/09/2003	8	3,7			
2004				09/06/2004	9	20,3
2004	04/07/2004	4	4,2			
2004	04/10/2004	3	4,9			
2005				31/05/2005	14	15,4
2005				16/06/2005	2	23,9
2005	18/07/2005	11	3,5			
2005	06/08/2005	15	3,3			
2005	31/08/2005	2	6,9			
2005	04/09/2005	1	9,0			
2005				24/11/2005	8	28,5
2006				04/06/2006	14	11,9
2006	23/07/2006	11	4,4			