

1.4.2. Топливо-энергетический комплекс

1.4.2.1. Ангаро-Енисейский каскад ГЭС

(ТОВР по Иркутской области Енисейского БВУ Росводресурсов; ОАО «Иркутскэнерго»)

Ангаро-Енисейский каскад ГЭС включает:

Иркутскую, Братскую, Усть-Илимскую и Богучанскую (в промышленной эксплуатации с 1 декабря 2012 года) на Ангаре.

Красноярскую (Дивногорск), Майнскую (пос. Майна) и Саяно-Шушенскую (Саяногорск) на Енисее.

Ангарские и Енисейские гидроэлектростанции работают в единой энергосистеме Сибири в компенсационном, взаимозависимом режиме.

В разные периоды эксплуатации режим работы каждой ГЭС определялся основными положениями правил использования водных ресурсов этих водохранилищ. Опыт эксплуатации, особенно в необычайно маловодный период 1981-1982 гг. и в период минувшего маловодья 1996-2003 гг., показал необходимость совместного регулирования всех звеньев системы водопользования в Ангаро-Енисейском бассейне.

История разработки оптимального регламента использования водных ресурсов Ангары и Енисея изложена в выпусках доклада за 2003 и 2004 годы.

Каскад Ангарских водохранилищ соответствует суммарной мощности гидроэлектростанций 9002 МВт с годовой выработкой электроэнергии около 49 млрд. кВтч.

Основные характеристики водохранилищ Ангарского каскада и мощностей ГЭС приведены в таблице 1.4.2.1.1.

Таблица 1.4.2.1.1

Характеристика водохранилищ Ангарского каскада и мощностей ГЭС

Параметры	Оз. Байкал	Иркутское вдхр. (Иркутская ГЭС)	Братское вдхр. (Братская ГЭС)	Усть-Илимское вдхр. (Усть-Илимская ГЭС)
Площадь зеркала при НПУ, км ²	31500	154	5478	1922
Протяженность, км	636	56	570	290
Длина берега, км	2200	276	7400	4000
Максимальная ширина, км	80	7	33	12
Максимальная глубина, м	1620	35	150	30
Абс. отметка нормального подпорного уровня (НПУ), м	457,0	457,0	401,73	296
Абс. отметка допустимой сработки, м	456,0	456,0	394,65	294,5
Высота сработки от НПУ, м	1,00	1,00	7,08	1,50
Объем полезной емкости, км ³	31,5	0,045	35,41	2,74
Установленная мощность (МВт)	-	662	4500	3840
Среднегодовая выработка (млн. кВт ч)	-	4100	22600	21700

Режимы работы ГЭС Ангарского каскада определяются стоком озера Байкал, как крупнейшего водоема многолетнего регулирования, а также полезной и боковой приточностью в водохранилища каскада.

Режим стока р. Ангары от г. Иркутска до зоны выклинивания Братской ГЭС зависит в основном от режима работы Иркутского гидроузла, боковая приточность на этом участке не превышает 10-15 % расхода ГЭС.

Приток воды в Усть-Илимское водохранилище на 90-94 % состоит из стока через турбины Братской ГЭС и в малой степени бокового притока.

Богучанская ГЭС стала четвертой нижней ступенью Ангарского каскада ГЭС. Водохранилище Богучанского гидроузла при отметке 208,0 м располагается на территории двух субъектов Российской Федерации – Красноярского края и Иркутской области. Заполнение водохранилища началось летом 2012 года. Наполнение водохранилища планируется осуществить в два этапа – в 2012 году оно было наполнено до промежуточной отметки 185,0 м в пределах территории Красноярского края. В 2013-2014 годах – будет заполнено до проектной отметки 208,0 м.

Режимы работы Ангарских ГЭС в 2012 году осуществлялись в соответствии с «Основными правилами использования водных ресурсов водохранилищ Ангарского каскада ГЭС» (1988 г.), постановлением Правительства Российской Федерации от 26.03.2001 № 234 «О предельных значениях уровня воды в озере Байкал при осуществлении хозяйственной и иной деятельности», решениями «Межведомственной рабочей группы по регулированию режимов работы водохранилищ Ангаро-Енисейского каскада и Северных ГЭС, уровня воды озера Байкал» и указаниями Федерального агентства водных ресурсов.

Полезный приток в озеро Байкал в 2011 и 2012 гг. в сравнении с минимальными, максимальными и среднеголетними значениями притока показан на рис. 1.4.2.1.1.

Динамика сработки и наполнения Иркутского водохранилища и озера Байкал, водохранилищ Братской и Усть-Илимской ГЭС в 2012 году показана в таблице 1.4.2.1.2.

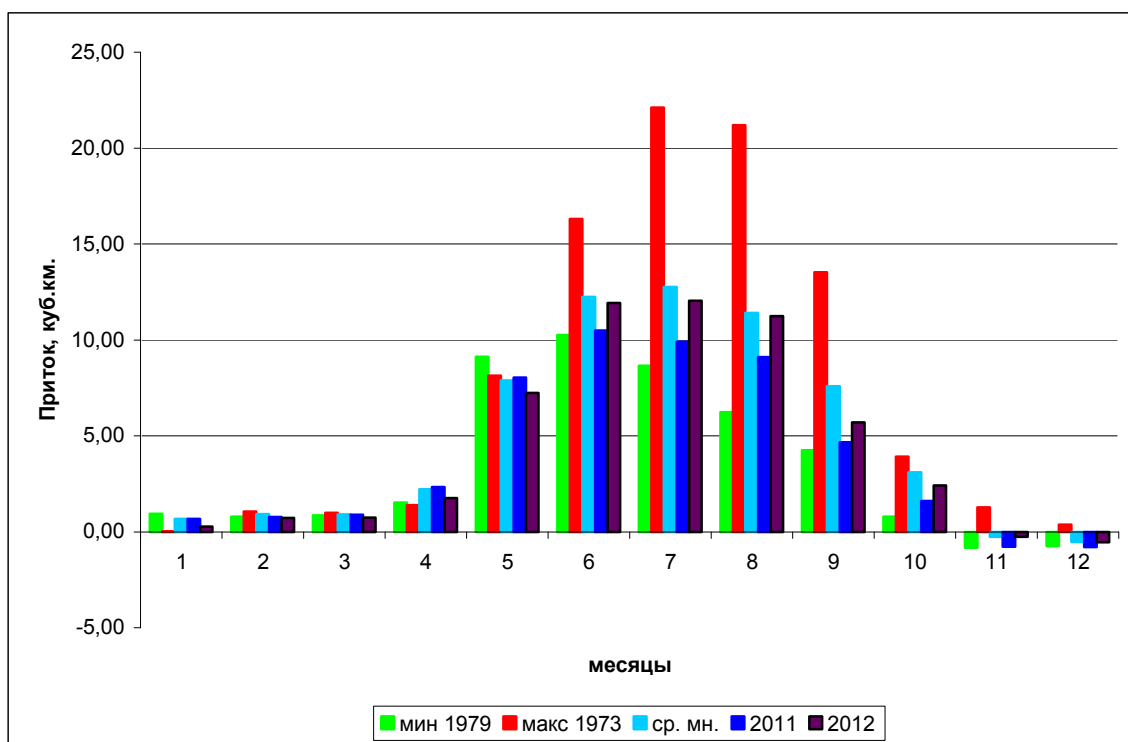


Рис. 1.4.2.1.1. Полезный приток в озеро Байкал в 2012 г. в сравнении с 2011 г., максимальным (1973 г.), минимальным (1979 г.) и среднеголетними значениями притока

Полезный приток в озеро Байкал в 2012 году в целом был ниже среднеголетних величин. Суммарный приток в озеро Байкал и Иркутское водохранилище в 2012 году составил 53,1 км³ (2011 г. – 46,8 км³), в Братское водохранилище – 84,9 км³ (2011 г. – 78,3 км³) и в Усть-Илимское водохранилище – 92,6 км³ (2011 г. – 96,3 км³).

Выводы

1. Запасы водных ресурсов, накопленные к 2012 году в водохранилищах Ангарского каскада ГЭС, и сложившаяся гидрометеорологическая обстановка позволили обеспечить навигацию 2012 года, потребности всех водопользователей и зимний пик энергетических нагрузок в условиях пониженного полезного притока в озеро Байкал.

2. В 2012 году при регулировании режимов использования водных ресурсов Байкала не было нарушений уровней озера (456,0-457,0 м ТО), определенных постановлением Правительства Российской Федерации от 26.03.2001 № 234 «О предельных значениях уровня воды озера Байкал при осуществлении хозяйственной и иной деятельности».

Таблица 1.4.2.1.2

**Основные показатели режимов работы водохранилищ Ангарского каскада ГЭС за 2012 год
(период с 01.01.2012 по 31.12.2012)**

№ п/п	Водохранилище (система высотных отметок: ТО – тихоокеанская, БС – балтийская)	Отметки уровней воды, м (Полезный объем воды в водохранилище, км ³)						Суммарный приток в водохранилище п – полезный приток, б – боковой приток, бн – норма бокового притока, в – приток с верхнего бьефа				Сбросные расходы		
		Нормальный подпорный уровень (НПУ)	Уровень мертвого объема (УМО)	на начало периода	на конец периода	минимальный за период предполовальной сработки	максимальный за период наполнения	средний за год, км ³ /м ³ /с		минимальный, м ³ /с	максимальный, м ³ /с	средний, км ³ /м ³ /с	минимальный, м ³ /с	максимальный, м ³ /с
								прогноз	факт					
1	Оз. Байкал (ТО)	<u>457,00</u> ¹⁾ 31,5	<u>456,00</u> ¹⁾ -	<u>456,39</u> 12,3	<u>456,46</u> 14,5	<u>456,04</u> 1,26	<u>456,91</u> 28,7	п 50,4 1594	п 53,1 1679	п (-200)	п 4600	<u>55,5</u> 1755	1400	2400
2	Братское вдхр. (БС)	<u>402,00</u> 35,0	<u>395,00</u> ²⁾ -	<u>397,63</u> 12,5	<u>397,68</u> 12,7	<u>396,43</u> 6,65	<u>398,12</u> 14,85	б 30,5 965	б 29,4 930 в 84,9 2685	б 170	б 2100	<u>85,6</u> 2706	1378	3846
3	Усть-Илимское вдхр. (БС)	<u>296,00</u> 2,74	<u>294,50</u> -	<u>295,68</u> 2,14	<u>294,87</u> 0,64	<u>294,55</u> 0,09	<u>295,93</u> 2,61	бн 6,97 221	нет данных ³⁾ в 92,6 2927	нет данных ³⁾	нет данных ³⁾	<u>92,2</u> 2916	2000	3500

Примечания:

1. Уровни приняты согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 26.03.2001 № 234 «О предельных значениях уровня воды в озере Байкал при осуществлении хозяйственной и иной деятельности»
2. Средний уровень мертвого объема по водохранилищу обеспеченностью 95 %
3. По Усть-Илимскому водохранилищу фактическая боковая приточность не наблюдается по причине закрытия водомерных постов Иркутского УГМС на притоках водохранилища.

1.4.2.2. Теплоэнергетика

(ОАО «Иркутскэнерго», Управление Росприроднадзора по Республике Бурятия, ТОВР по Республике Бурятия Росводресурсов)

Экологическая зона атмосферного влияния. По результатам расчетов переносов выбросов, выполненных различными авторами, было предложено северо-западную границу экологической зоны атмосферного влияния (ЭЗАВ) установить в пределах Иркутско-Черемховской равнины и ее ближайшего окружения на расстоянии 200 км от побережья Байкала, так как примерно с этого расстояния загрязняющие вещества при северо-западном переносе воздушных масс могут достигать центральной экологической зоны БПТ, в том числе акватории озера Байкал. Границы зоны атмосферного влияния утверждены распоряжением Правительства Российской Федерации от 27.11.2006 № 1641-р.

Основной вклад в загрязнение атмосферного воздуха в экологической зоне атмосферного влияния вносят предприятия теплоэнергетики. К теплоэнергетике на территории экологической зоны атмосферного влияния относятся предприятия-филиалы ОАО «Иркутскэнерго»: ТЭЦ-9 и участок №1 ТЭЦ-9(ТЭЦ-1), ТЭЦ-10 (г. Ангарск), Ново-Иркутская ТЭЦ (г. Иркутск), ТЭЦ-11 (г. Усолье-Сибирское), ТЭЦ-12 (г. Черемхово), Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ (г. Шелехов).

Выбросы. Выбросы в атмосферу от источников предприятий теплоэнергетики ОАО «Иркутскэнерго» в границах ЭЗАВ БПТ в 2012 году составили 275,80 тыс. тонн загрязняющих веществ (в 2011 году - 227,18 тыс. тонн), таблица 1.4.2.2.1.

Таблица 1.4.2.2.1

Выбросы в атмосферу от источников предприятий теплоэнергетики в границах ЭЗАВ БПТ в 2006-2012 гг.

Наименование загрязняющих веществ	Выброшено в атмосферу, тыс. тонн							Изменение к 2011 году	
	2006 год	2007 год	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	тыс. тонн	%
Всего загрязняющих веществ, в том числе:	166,59	160,96	225,39	183,78	213,07	227,18	275,799	48,6	21
твердых	37,986	35,331	48,739	37,564	40,40	43,10	46,210	3,1	7
газообразных и жидких, из них:	128,61	125,63	176,65	146,22	172,67	184,08	229,589	45,5	25
диоксид серы	97,02	97,34	133,94	113,26	135,76	145,03	189,295	44,3	31
оксиды азота	31,40	28,12	42,552	32,759	36,650	38,84	40,096	1,3	3
прочие	0,187	0,175	0,162	0,198	0,257	0,215	0,198	-0,02	-8

В 2012 году на предприятиях ОАО «Иркутскэнерго», расположенных в ЭЗАВ БПТ, общий валовый выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух по сравнению с 2011 годом увеличился на 48,62 тыс. тонн, что обусловлено ростом общего расхода сожженного топлива на 18,5% (для выработки электроэнергии на тепловых электрических станциях на покрытие региональных и межрегиональных нагрузок), ухудшением качества сжигаемого топлива, введением ограничений по попускам воды на каскаде Ангарских ГЭС вследствие маловодности.

Практически все тепловые электростанции работают на твердом топливе (99%), характеристика и расход топлива представлены в таблице 1.4.2.2.2 (данные о расходах топлива за 2011 год уточнены).

**Расход, характеристика топлива и выбросов в атмосферу по предприятиям
ОАО «Иркутскэнерго», расположенных в ЭЗАВ, 2007-2012 годы**

Наименование предприятия	Год	Тип топлива	Расход топлива (т. у. т. / год)	Характеристика топлива		Выбросы, тыс. т/год					
				сернистость S ^r , %	зольность A ^r , %	всего	твердые вещества	диоксид серы	оксиды азота	прочие	
Участок № 1 ТЭЦ-9 г. Ангарск	2007	уголь	569461	1,281	18,2	28,733	7,618	17,446	3,667	0,002	
		мазут	608	1,338	0,06						
	2008	уголь	591094	1,25	19,8	31,597	8,440	19,266	3,890	0,001	
		мазут	560	1,28	0,068						
	2009	уголь	527592	1,19	18,4	27,404	7,317	16,301	3,785	0,001	
		мазут	566	1,42	0,066						
	2010	уголь	511441	1,18	18,9	25,577	6,427	15,568	3,569	0,013	
		мазут	579	1,42	0,059						
	2011	уголь	443173	1,25	20,7	22,247	5,534	13,626	3,080	0,007	
		мазут	386	1,49	0,065						
	2012	уголь	427267	1,39	20,6	24,008	5,286	15,656	3,058	0,008	
		мазут	515	1,21	0,061						
	ТЭЦ-9 г. Ангарск	2007	уголь	819605	0,89	14,51	34,046	7,047	21,840	5,134	0,025
			мазут	1225	1,4	0,05					
2008		уголь	1115147	0,95	13,71	45,941	8,661	29,734	7,525	0,021	
		мазут	1354	1,4	0,05						
2009		уголь	820069	0,96	16,3	35,103	7,398	22,109	5,549	0,047	
		мазут	968	1,4	0,05						
2010		уголь	845595	0,97	17,1	39,423	7,600	26,227	5,555	0,041	
		мазут	1526	1,5	0,053						
2011		уголь	837613	1,13	17,0	40,886	7,912	27,885	5,055	0,034	
		мазут	1128	1,5	0,048						
2012		уголь	1246657	1,15	15,3	60,731	10,208	43,239	7,264	0,02	
		мазут	1599	1,5	0,048						
ТЭЦ-10 г. Ангарск		2007	уголь	931379	0,895	15,83	39,750	7,015	25,185	7,524	0,026
			мазут	1882	1,4	0,05					
	2008	уголь	1703233	0,83	16,35	68,478	13,273	40,323	14,867	0,015	
		мазут	2522	1,3	0,05						
	2009	уголь	918378	0,96	16,8	42,658	7,099	27,372	8,167	0,020	
		мазут	2027	1,3	0,04						
	2010	уголь	1383300	1,03	16,8	62,611	10,039	40,898	11,658	0,016	
		мазут	2485	1,4	0,04						
	2011	уголь	1675469	1,11	17,5	81,130	13,525	52,645	14,954	0,006	
		мазут	2496	1,3	0,05						
	2012	уголь	1966232	1,2	17,7	104,02	15,632	73,062	15,322	0,004	
		мазут	2461	1,2	0,05						
	Ново-Иркутская ТЭЦ г. Иркутск	2007	уголь	958648	0,5	13	25,853	5,345	14,508	5,961	0,039
			мазут	1746	1,08	0,05					
2008		уголь	1376117	0,45	13,95	35,143	7,119	18,993	9,008	0,023	
		мазут	2393	1,06	0,05						
2009		уголь	1241159	0,69	15,39	40,403	6,312	24,868	9,205	0,018	
		мазут	2032	1,13	0,04						
2010		уголь	1323455	0,88	17,05	49,306	7,857	30,939	10,451	0,059	
		мазут	2935	0,99	0,04						
2011		уголь	1231451	1,06	17,87	54,014	8,872	34,161	10,926	0,055	
		мазут	2928	0,95	0,03						
2012		уголь	1335479	0,88	14,3	50,664	7,465	33,81	9,32	0,069	
		мазут	2605	0,8	0,04						

Наименование предприятия	Год	Тип топлива	Расход топлива (т. у. т. / год)	Характеристика топлива		Выбросы, тыс. т/год					
				сернистость S ^r , %	зольность A ^r , %	всего	твердые вещества	диоксид серы	оксиды азота	прочие	
Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ г. Шелехов	2007	уголь	126237	0,886	15,26	4,304	1,149	2,296	0,805	0,054	
		мазут	157	1,5	0,05						
	2008	уголь	140304	1,03	14,64	6,653	1,795	3,884	0,944	0,030	
		мазут	207	1,5	0,05						
	2009	уголь	139326	1,17	15,4	7,506	1,857	4,631	0,960	0,058	
		мазут	189	1,5	0,05						
	2010	уголь	142403	0,95	15,2	7,000	1,847	3,956	1,109	0,088	
		мазут	307	0,34	0,05						
	2011	уголь	131149	0,84	15,2	5,953	1,601	3,141	1,143	0,068	
		мазут	153	0,83	0,05						
	2012	уголь	138317	0,88	15,3	6,033	1,556	3,523	0,901	0,053	
		мазут	191	0,79	0,05						
	ТЭЦ-11 г. Усолье-Сибирское	2007	уголь	587107	0,71	15,26	23,918	5,901	13,355	4,657	0,005
			мазут	1378	1,11	0,042					
2008		уголь	708486	1,1	16,76	32,684	7,934	19,010	5,726	0,014	
		мазут	2245	1,02	0,04						
2009		уголь	550791	0,97	16,9	26,099	6,067	15,464	4,561	0,007	
		мазут	1916	1,04	0,04						
2010		уголь	502612	1,05	16,9	24,981	5,440	15,762	3,778	0,001	
		мазут	1975	1,16	0,039						
2011		уголь	393271	1,01	19,0	19,837	4,833	11,914	3,088	0,002	
		мазут	1314	1,2	0,035						
2012		уголь	484632	1,27	16,8	27,664	5,442	18,533	3,686	0,003	
		мазут	1545	1,14	0,038						
ТЭЦ-12 г. Черемхово		2007	уголь	65534	1,45	20,2	4,175	1,244	2,542	0,367	0,022
		2008		73146	1,3	20,8	4,696	1,506	2,550	0,583	0,057
	2009	71226		1,24	20,43	4,458	1,503	2,384	0,525	0,046	
	2010	71569		1,22	20,09	4,177	1,194	2,414	0,530	0,039	
	2011	69562		0,9	21,03	3,113	0,826	1,654	0,590	0,043	
	2012	68266		0,81	19,6	2,679	0,621	1,472	0,545	0,041	
РК "Кировская"	2007	мазут	8970	1,3	0,05	0,186	0,012	0,163	0,009	0,002	
	2008		9558	1,31	0,05	0,200	0,011	0,179	0,009	0,001	
	2009		7067	1,3	0,05	0,149	0,011	0,130	0,007	0,001	
Всего	2007	уголь	4057971			160,97	35,33	97,34	28,12	0,175	
		мазут	15966								
	2008	уголь	5707527			225,39	48,74	133,94	42,55	0,162	
		мазут	18839								
	2009	уголь	4268541			183,78	37,56	113,26	32,76	0,198	
		мазут	14765								
	2010	уголь	4780375			213,08	40,40	135,76	36,65	0,257	
		мазут	9807								
	2011	уголь	4781688			227,18	43,103	145,026	38,836	0,215	
		мазут	8405								
	2012	уголь	5666850			275,80	46,210	189,295	40,096	0,198	
		мазут	8916								

Данные о водопотреблении, водоотведении и образовании отходов производства на предприятиях теплоэнергетики в ЭЗАВ в настоящем государственном докладе не приводятся в связи с отсутствием влияния этих антропогенных факторов на экологическую систему озера Байкал.

Центральная экологическая зона. В границах центральной экологической зоны БПТ основным объектом теплоэнергетики является ТЭЦ ОАО «Байкальский ЦБК» (установленная мощность 99 МВт). Информация о влиянии БЦБК на окружающую среду приведена в подразделах 1.2.6 и 1.3.1 настоящего доклада.

Мелкие котельные городов: Слюдянка, Бабушкин, Северобайкальск, Нижнеангарск, Ольхонского района относятся к предприятиям жилищно-коммунального хозяйства, информация о влиянии на окружающую среду изложена в подразделе 1.4.3 настоящего доклада.

Буферная экологическая зона. *Основной вклад в загрязнение окружающей среды буферной экологической зоны Байкальской природной территории оказывают предприятия энергетического комплекса Республики Бурятия. В состав энергетического комплекса Республики Бурятия входят: Филиал ОАО «ОГК-3» «Гусиноозерская ГРЭС», филиалы ОАО «ТГК-14» «Генерация Бурятии» (ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, Тимлюйская ТЭЦ), Улан-Удэнский энергетический комплекс, являющиеся основными источниками загрязнения атмосферного воздуха в Республике Бурятия.*

Выбросы загрязняющих веществ предприятиями отрасли в 2012 году, составили 51,804 тыс. тонн (2011 г. – 47,444 тыс. тонн). Характеристика выбросов представлена в таблице 1.4.2.2.3.

Таблица 1.4.2.2.3

**Выбросы в атмосферу от источников предприятий
электроэнергетики Республики Бурятия в границах БЭЗ БПТ за 2006-2012 гг.**

Наименование загрязняющих веществ	Выброшено в атмосферу, тыс. тонн по годам							Изменение к 2011 году	
	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	тыс. тонн	%
Всего загрязняющих веществ, в том числе:	40,879	42,163	53,376	54,517	67,812	47,444	51,804	4,36	9
твердых	16,936	17,018	22,657	19,490	26,450	17,182	19,483	2,30	13
газообразных и жидких, из них:	23,943	25,145	29,522	35,027	41,362	30,262	32,320	2,06	7
диоксид серы	14,568	14,868	18,638	20,475	20,767	17,525	17,500	-0,02	0
оксиды азота	6,963	8,064	7,389	12,231	14,055	10,266	10,973	0,71	7
прочие	2,412	2,213	4,692	2,321	6,540	2,471	3,847	1,38	56

В 2012 году на предприятиях отрасли уловлено и обезврежено – 430,95 тыс. тонн загрязняющих веществ, средний коэффициент очистки загрязняющих веществ составил – 89,3 %.

Отходы. В 2012 году на предприятиях энергетического комплекса, расположенных в буферной экологической зоне Республики Бурятия, образовалось 604,1 тыс. тонн отходов (в 2011 г. – 549,2 тыс. тонн). Из общего количества образованных отходов утилизировано 7,843 тыс. тонн (1,4%). Размещено на объектах размещения отходов – 708,4 тыс. тонн, в т.ч. на золоотвалах - 566,6 тыс. тонн. На конец 2012 года на предприятиях энергетического комплекса накоплено 140,891 тыс. тонн.

Отходы 1 класса опасности представлены в этой отрасли ртутными лампами, отходы 2 класса – отработанной аккумуляторной кислотой, отходы 3 класса опасности представлены различными сортами отработанных масел.

Среди отходов 4 класса опасности основную массу составляют строительный мусор, отходы шлаковаты, отходы потребления на производстве, подобные коммунальным. Отходы 5 класса опасности представлены в основном золошлаковыми отходами, которые размещены на золоотвалах предприятий, исключая золошлаки Тимлюйской ТЭЦ (5183 т), которые переданы для повторного использования в цементном производстве.

Таблица 1.4.2.2.4

**Образование отходов на предприятиях электроэнергетики
Республики Бурятия в границах БЭЗ БПТ за 2006-2012 гг., тыс. тонн**

Виды отходов	Объем образования отходов, тыс. тонн						
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Отходы, в том числе:	538,52	456,96	668,75	695,57	626,10*	549,2	614,1
I класса опасности	0,001	0,001	0,003	0,002	0,002	0,002	0,004
II класса опасности	0,002	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,005
III класса опасности	0,150	0,069	0,052	1,753	0,843	0,095	0,088
IV класса опасности	28,803	2,262	0,34	1,353	1,340	1,283	2,108
V класса опасности	509,56	454,63	633,40	692,54	624,05	548,0	601,9

Водопотребление и водоотведение. В структуре забора поверхностных вод промышленностью Республики Бурятия основная доля в 2012 году приходилась на электроэнергетику – 86,7 % (2011 г. – 84,0 %).

По Республике Бурятия электроэнергетикой забрано 390,24 млн. м³ природных вод, сброс сточных вод в поверхностные водные объекты составил – 389,24 млн. м³. В том числе Гусиноозерская ГРЭС – забор – 390,18 млн. м³, сброс – 389,24 млн. м³. В структуре сброса в поверхностные водные объекты нормативно-чистые воды составляют 99,91 %.

Расход воды в системах оборотного повторно-последовательного водоснабжения составляет 154,12 млн. м³ или 81,8 % к уровню 2011 года.

Динамика использования водных ресурсов в электроэнергетике Республики Бурятия в границах буферной экологической зоны БПТ за 2005-2011 годы представлена в таблице 1.4.2.2.5.

*Расхождение со сведениями, опубликованными в предыдущем выпуске доклада, связано с уточнением данных.

**Использование водных ресурсов в электроэнергетике
Республики Бурятия в границах БЭЗ БПТ за 2006-2012 гг.**

Показатели	млн. м ³ /год							Изменения к 2011 году	
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	млн. м ³ /год	%
Забрано воды из водных объектов: всего	219,15	347,50	443,7	290,3	370,7	335,59	390,24	54,65	16,3
в том числе: из подземных источников	0,11	0,03	0,034	0,04	0,03	0,04	0	-0,04	0
Сброшено сточных, шахтно-рудных и коллекторно-дренажных вод в поверхностные водные объекты: всего	216,49	345,60	442,0	288,9	366,0	334,25	389,24	54,99	16,5
в том числе: нормативно чистых	216,49	345,60	442,0	288,9	366,0	334,25	388,91	54,66	16,4
Расход в системах оборотного и повторно-последовательного водоснабжения	201,8	162,10	191,5	178,5	217,3	188,37	154,12	-34,25	-18,1
Суммарный расход на цели водоснабжения	420,95	509,60	635,2	468,8	588,0	336,24	389,71	53,47	15,9
Мощность очистных сооружений	1,87	1,87	1,87	2,22	2,22	1,81	1,87	0,06	3,3

Выводы

1. В 2012 году с выбросами предприятий теплоэнергетики, расположенных в экологической зоне атмосферного влияния, в атмосферный воздух поступило 275,80 тыс. тонн загрязняющих веществ (в 2011 году - 227,18 тыс. тонн). Увеличение выбросов на 48,6 тыс. тонн было обусловлено увеличением общего расхода топлива, ухудшением качества сжигаемого топлива.

2. На предприятиях теплоэнергетики, расположенных в буферной экологической зоне, в 2012 году выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух составили 51,80 тыс. тонн (в 2011 году – 47,44 тыс. тонн), сбросы в поверхностные водные объекты - 388,91 млн. м³ сточных вод (в 2011 году – 334,25 млн. м³), образовалось 614,1 тыс. тонн отходов (в 2011 году – 549,2 тыс. тонн).

3. В целом в 2012 году в сравнении с 2011 годом антропогенная нагрузка на окружающую среду Байкальской природной территории от предприятий теплоэнергетики увеличилась по объему сбросов на 16,4 %, выбросов – на 19,3 %, образования отходов - 11,8 %.