

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 (строящуюся) 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 9002,4 МВт с годовой выработкой электроэнергии более 50 млрд. кВтч.

Основные характеристики водохранилищ Ангарского каскада ГЭС приведены в таблице 1.4.2.1.1.

Таблица 1.4.2.1.1

Характеристика водохранилищ Ангарского каскада ГЭС

Параметры	Оз. Байкал (Иркутское вдхр.)	Братское вдхр.	Усть-Илимское вдхр.
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	401,73	296
Абс. отметка допустимой сработки, м	456,0	394,65	294,5
Высота сработки от НПУ, м	1,00	7,08	1,50
Объем полезной емкости, км ³	31,5 (0,045)	35,41	2,74

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.

Режимы работы Ангарских ГЭС в 2010 году осуществлялись в соответствии с «Основными правилами использования водных ресурсов водохранилищ Ангарского кас-

када 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 2009 и 2010 гг. в сравнении с минимальными, максимальными и среднемноголетними 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 2010 году показана в таблице 1.4.2.1.2.

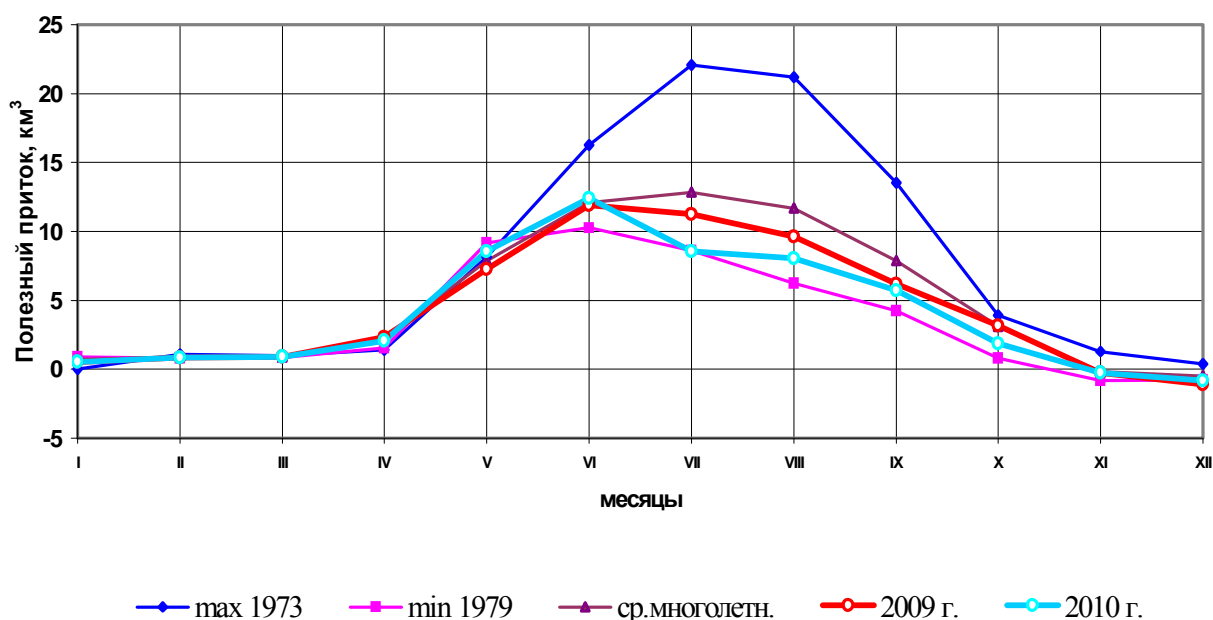


Рис. 1.4.2.1.1. Полезный приток в озеро Байкал в 2010 г. в сравнении с 2009 г., максимальным (1973 г.), минимальным (1979 г.) и среднемноголетними значениями притока

Полезный приток в озеро Байкал в 2010 году в целом был ниже нормы, за исключением притока в мае и ноябре. В первом квартале он составил 81 % нормы, во втором – 98 %, в третьем – 67 %, в четвертом 35 %. В тоже время боковой приток в Братское водохранилище был выше нормы за исключением января и июля и составил: в первом квартале норму, во втором – 124 %, в третьем – 112 %, в четвертом – 105 %.

Суммарный приток в озеро Байкал и Иркутское водохранилище в 2010 году составил 48,3 км³ (2009 г. – 52,82 км³), в Братское водохранилище – 90,5 км³ (2009 г. – 90,77 км³) и в Усть-Илимское водохранилище – 100,68 км³ (2009 г. – 93,64 км³).

Выводы

1. Запасы водных ресурсов, накопленные к 2010 г. в водохранилищах Ангарского каскада ГЭС и сложившаяся гидрометеорологическая обстановка, позволили обеспечить навигацию 2010 г., потребности всех водопользователей и зимний пик энергетических нагрузок в условиях пониженного полезного притока в озеро Байкал.

2. В 2010 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 2010 год
(период с 01.01.2010 по 31.12.2010)**

№ п/п	Водохранилище (система высотных отметок: ТО – тихоокеанская, БС – балтийская)	Отметки уровней воды, м (Полезный объем воды в водохранилище, км ³)						Суммарный приток в водохрани- лища п – полезный приток, б – боковой приток, бн – норма бокового притока, в – приток с верхнего бьефа				Сбросные расходы		
		Нормаль- ный подпор- ный уровень (НПУ)	Уровень мертвого объема (УМО)	на начало перио- да	на конец перио- да	мини- маль- ный за период предпо- ловд- ной сработ- ки	макси- маль- ный за период напол- нения	средний за год, км ³ м ³ /с	прогноз	факт	мини- маль- ный, м ³ /с	макси- маль- ный, м ³ /с	сред- ний, км ³ м ³ /с	мини- маль- ный, м ³ /с
1	Оз. Байкал(ТО)	$\frac{457,00^1}{31,5}$	$\frac{456,00^1}{-}$	$\frac{456,54}{17,0}$	$\frac{456,45}{14,1}$	$\frac{456,06}{1,9}$	$\frac{456,78}{24,6}$	$\frac{49,0}{1555}$	$\frac{48,3}{1533}$	п (-300)	п 4800	$\frac{53,1}{1683}$	1400	2400
2	Братское вдхр.(БС)	$\frac{402,00}{35,0}$	$\frac{395,00^2}{-}$	$\frac{399,48}{21,7}$	$\frac{399,77}{23,2}$	$\frac{398,00}{14,3}$	$\frac{401,23}{30,8}$	$\frac{634,7}{1100}$	$\frac{637,9}{2871}$	б 165	б 3000	$\frac{93,8}{2975}$	1543	4022
3	Усть-Илимское вдхр. (БС)	$\frac{296,00}{2,74}$	$\frac{294,50}{-}$	$\frac{295,57}{1,93}$	$\frac{295,65}{2,08}$	$\frac{294,23}{-0,46}$	$\frac{295,92}{2,59}$	$\frac{6н 6,97}{221}$	Нет дан- ных ³⁾ в 100,68 3190	Нет дан- ных ³⁾	Нет дан- ных ³⁾	$\frac{102,1}{3237}$	2786	3900

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, Байкалводресурсы 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 выбросы в атмосферу при северо-западном ветре 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-1, ТЭЦ-9, ТЭЦ-10 (г. Ангарск), Ново-Иркутская ТЭЦ, ТЭЦ-2 (г. Иркутск), ТЭЦ-11 (г. Усолье-Сибирское), ТЭЦ-12 (г. Черемхово), ТЭЦ-5 (г. Шелехов).

Выбросы. Выбросы в атмосферу от источников предприятий теплоэнергетики ОАО «Иркутскэнерго» в границах ЭЗАВ БПТ в 2010 году составили 213,075 тыс. тонн загрязняющих веществ (в 2009 году - 183,78 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 2004-2010 гг.

Наименование загрязняющих веществ	Выброшено в атмосферу, тыс. тонн							Изменение к 2009 году	
	2004 год	2005 год	2006 год	2007 год	2008 год	2009 год	2010 год	тыс. тонн	%
Всего загрязняющих веществ, в том числе:	149,2	151,8	166,59	160,95	225,39	183,78	213,07	29,29	15,9
твердых	35,8	35,3	37,99	35,33	48,74	37,56	40,40	2,84	7,6
Газообразных и жидких, из них:	113,4	116,5	128,60	125,62	176,65	146,22	172,67	26,46	18,1
диоксид серы	77,45	86,75	97,01	97,33	133,94	113,26	135,76	22,51	19,9
оксиды азота	35,9	29,70	31,40	28,12	42,55	32,76	36,65	3,89	11,9
прочие	0,095	0,029	0,186	0,169	0,158	0,199	0,257	0,06	29,8

В 2010 году на предприятиях ОАО «Иркутскэнерго», расположенных в ЭЗАВ БПТ, общий валовый выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух по сравнению с 2009 годом увеличился на 29,29 тыс. тонн. Увеличение выбросов обусловлено увеличением общего расхода сожженного топлива на 10,3 % (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.

Практически все тепловые электростанции работают на твердом топливе (99 %), характеристика и расход топлива представлены в таблице 1.4.2.2.2.

**Расход, характеристика топлива и выбросов в атмосферу по предприятиям
ОАО «Иркутскэнерго», расположенных в ЭЗЭВ, 2004-2010 годы**

Наименование предприятия	Год	Тип топлива	Расход топлива, тонн усл. топлива/год	Характеристика топлива		Выбросы, тыс. т/год				
				сернистость, %	зольность, %	всего	твердые вещества	диоксид серы	оксиды азота	прочие
ТЭЦ-1 г. Ангарск	2004	Уголь	634858	0,950	17,60	28,200	7,100	14,900	6,200	0,008
	2005	Уголь	600575	1,125	17,83	29,853	7,568	16,510	5,768	0,008
	2006	Уголь	594631	1,150	18,32	30,785	8,229	17,720	4,834	0,002
	2007	Уголь	570069	1,281	18,20	28,730	7,618	17,446	3,667	0,002
		Мазут	608	1,338	0,06					
	2008	Уголь	591094	1,500	19,80	31,590	8,440	19,265	3,890	0,001
		Мазут	560	1,280	0,06					
	2009	Уголь	527592	1,190	18,40	27,401	7,317	16,301	3,785	0,001
		Мазут	566	1,420	0,07					
	2010	Уголь	511441	1,180	18,90	25,577	6,427	15,568	3,569	0,013
Мазут		579	1,420	0,06						
ТЭЦ-9 г. Ангарск	2004	Уголь	910227	0,700	16,70	35,000	6,500	19,300	9,200	0,003
	2005	Уголь	835244	0,990	15,50	37,724	6,917	23,836	6,946	0,003
	2006	Уголь	906432	0,830	15,60	37,770	8,718	22,626	6,404	0,024
	2007	Уголь	819605	0,890	14,51	34,040	7,047	21,840	5,134	0,020
		Мазут	1225	1,400	0,05					
	2008	Уголь	1115147	1,200	13,71	45,940	8,661	29,734	7,525	0,021
		Мазут	1354	1,400	-					
	2009	Мазут	7067	1,300	0,05	0,149	0,011	0,130	0,007	0,001
	2010	Уголь	845595	0,970	17,10	39,423	7,600	26,227	5,555	0,041
		Мазут	1526	1,500	0,05					
ТЭЦ-10 г. Ангарск	2004	Уголь	726626	0,610	16,50	29,000	6,700	15,500	6,800	0,003
	2005	Уголь	537530	0,634	17,32	19,931	4,545	10,519	4,861	0,000
	2006	Уголь	837988	0,800	15,60	31,916	6,148	18,460	7,297	0,011
	2007	Уголь	931379	0,895	15,83	39,750	7,015	25,185	7,525	0,025
		Мазут	1882	1,400	0,05					
	2008	Уголь	1703233	1,000	16,35	68,470	13,273	40,323	14,867	0,014
		Мазут	2522	1,300	6,37					
	2009	Уголь	918378	0,960	16,80	42,658	7,099	27,372	8,167	0,020
		Мазут	2027	1,300	0,04					
	2010	Уголь	1383300	1,030	16,80	62,611	10,039	40,898	11,658	0,016
Мазут		2485	1,400	0,04						
Ново-Иркутская ТЭЦ г. Иркутск	2004	Уголь	938482	0,450	14,43	28,000	6,100	13,500	8,400	0,010
	2005	Уголь	918724	0,770	16,94	31,705	6,605	18,265	6,775	0,006
	2006	Уголь	985004	0,580	14,47	29,399	5,284	17,071	7,012	0,032
	2007	Уголь	958648	0,500	13,00	25,850	5,345	14,508	5,961	0,039
		Мазут	1746	1,080	0,05					
	2008	Уголь	1376117	0,700	13,91	35,140	7,119	18,993	9,008	0,022
		Мазут	2393	1,260	-					
	2009	Уголь	1241159	0,690	15,39	40,403	6,312	24,868	9,205	0,018
		Мазут	2269	1,130	0,04					
		Мазут	572	1,300	0,05					
2010	Уголь	1323455	0,880	17,05	49,306	7,857	30,939	10,451	0,059	
	Мазут	2935	0,990	0,04						

Наименование предприятия	Год	Тип топлива	Расход топлива, тонн усл. топлива/год	Характеристика топлива		Выбросы, тыс. т/год				
				сернистость, %	зольность, %	всего	твердые вещества	диоксид серы	оксиды азота	прочие
Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ г. Шелехов	2004	Уголь	131288	0,715	16,60	5,300	1,900	2,500	0,900	0,000
	2005	Уголь	133783	0,845	16,09	5,700	1,866	2,900	0,857	0,000
	2006	Уголь	140631	0,980	15,46	6,523	1,896	3,648	0,901	0,078
	2007	Уголь	126237	0,886	15,26	4,304	1,149	2,296	0,805	0,054
		Мазут	157	1,500	0,05					
	2008	Уголь	140304	1,300	14,63	6,652	1,795	3,884	0,944	0,029
		Мазут	207	1,200	0,05					
	2009	Уголь	139326	1,170	15,40	7,507	1,857	4,631	0,960	0,059
		Мазут	189	1,500	0,05					
		Мазут	922	1,160	0,04					
2010	Уголь	142403	0,950	15,2	7,000	1,847	3,956	1,109	0,088	
	Мазут	307	0,340	0,05						
ТЭЦ-11 г. Усолье-Сибирское	2004	Уголь	617578	1,000	17,300	18,000	5,600	8,600	3,800	0,001
	2005	Уголь	598356	1,000	16,69	21,795	5,811	12,104	3,870	0,009
	2006	Уголь	609097	1,050	15,60	25,043	6,081	14,393	4,554	0,015
	2007	Уголь	587107	0,710	15,26	23,910	5,901	13,355	4,657	0,005
		Мазут	1378	1,110	0,04					
	2008	Уголь	708486	1,100	16,76	32,680	7,934	19,010	5,726	0,014
		Мазут	2245	1,040	0,04					
	2009	Уголь	918378	0,960	16,80	42,658	7,099	27,372	8,167	0,020
		Мазут	2027	1,300	0,04					
	2010	Уголь	502612	1,050	16,90	24,981	5,440	15,762	3,778	0,001
Мазут		1975	1,160	0,04						
ТЭЦ-12 г. Черемхово	2004	Уголь	83350	1,300	20,80	5,150	1,900	2,700	0,500	0,050
	2005		81510	0,983	19,23	4,885	1,985	2,309	0,556	0,020
	2006		76343	1,430	19,80	4,950	1,619	2,933	0,376	0,022
	2007		65534	1,450	20,20	4,175	1,244	2,542	0,367	0,022
	2008		73146	1,400	20,11	4,696	1,506	2,550	0,583	0,057
	2009		71226	1,240	20,43	4,458	1,503	2,384	0,525	0,046
	2010		71569	1,220	20,09	4,177	1,194	2,414	0,530	0,039
Участок тепловых сетей Ново-Иркутской ТЭЦ (РК «Кировская»)	2004	Мазут, М100	18303	1,300	0,05	0,590	0,028	0,450	0,100	0,020
	2005		18303	1,300	0,06	0,405	0,029	0,302	0,071	0,001
	2006		8985	1,300	0,05	0,204	0,012	0,164	0,026	0,002
	2007		8970	1,300	0,05	0,186	0,012	0,163	0,009	0,002
	2008		9558	1,300	0,05	0,200	0,011	0,018	0,009	0,0004
	2009		7067	1,300	0,05	0,149	0,011	0,130	0,007	0,001
ИТОГО:	2004	Уголь	4060712			149,240	35,828	77,450	35,900	0,095
	2005	Уголь	3722103			151,998	35,326	86,751	29,704	0,029
	2006	Уголь	4159111			166,592	37,987	97,015	31,404	0,186
	2007	Уголь	4057971			160,959	35,331	97,335	28,125	0,168
		Мазут	15966							
	2008	Уголь	5707527			225,391	48,740	133,94	42,553	0,158
		Мазут	18839							
	2009	Уголь	4268541			183,778	37,564	113,259	32,759	0,199
		Мазут	14765							
	2010	Уголь	4708806			213,075	40,404	135,764	36,650	0,257
Мазут		9807								

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 2010 году, составили 67,812 тыс. тонн (2009 г. – 54,517 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 2004-2010 гг.**

Наименование загрязняющих веществ	Выброшено в атмосферу, тыс. тонн по годам							Изменение к 2009 году	
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	тыс. тонн	%
Всего загрязняющих веществ, в том числе:	36,012	36,690	40,879	42,163	53,376	54,517	67,812	13,295	24,4
твердых	15,750	14,939	16,936	17,018	22,657	19,490	26,450	6,960	35,7
газообразных и жидких, из них:	20,262	21,751	23,943	25,145	29,522	35,027	41,362	6,335	18,1
диоксид серы	12,496	13,389	14,568	14,868	18,638	20,475	20,767	0,292	1,4
оксиды азота	6,266	7,410	6,963	8,064	7,389	12,231	14,055	1,824	14,9
прочие	1,500	0,952	2,412	2,213	4,692	2,321	6,540	4,219	в 3 р.

В 2010 году на предприятиях отрасли уловлено и обезврежено – 518,190 тыс. тонн загрязняющих веществ, средний коэффициент очистки загрязняющих веществ составил – 88,43 %. Основными загрязнителями являются Гусиноозерская ГРЭС (36,27 %) и Улан-Удэнская ТЭЦ-1 (8,17 %).

Отходы. В 2009 году по отрасли образовано 770,561 тыс. тонн отходов (в 2009 году – 695,565 тыс. тонн), из них утилизировано – 10,609 тыс. тонн, размещено на свалке – 0,845 тыс. тонн. На конец 2010 года на предприятиях энергетического комплекса накоплено 391,673 тыс. тонн.

Отходы 1 класса опасности представлены ртутными лампами. Отходы 2 кл. – отработанной аккумуляторной кислотой. Отходы 3 класса опасности представлены различными отработанными маслами. Среди отходов 4 класса опасности основную массу составляют осадки из выгребных ям и хозяйственно-бытовые стоки, они захоронены в полном объеме. Отходы 5 класса опасности представлены золошлаковыми отходами, практически все размещены на золоотвалах предприятий.

Характеристика отходов, образовавшихся на предприятиях электроэнергетики в Республики Бурятия в границах БЭЗ БПТ, представлена в таблице 1.4.2.2.4.

Таблица 1.4.2.2.4

**Образование отходов на предприятиях электроэнергетики
Республики Бурятия в границах БЭЗ БПТ за 2004-2010 гг., тыс. тонн**

Виды отходов	Объем образования отходов, тыс. тонн						
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Отходы, в том числе:	245,33	341,91	538,52	456,96	668,75	695,57	770,56
I класса опасности	0,001	0,003	0,001	0,001	0,003	0,002	0,003
II класса опасности	0,001	0,002	0,002	0,001	0,001	0,001	0,002
III класса опасности	0,200	0,252	0,150	0,069	0,052	1,753	1,222
IV класса опасности	2,230	1,059	28,803	2,262	0,34	1,353	2,324
V класса опасности	242,90	340,59	509,56	454,63	633,40	692,54	767,01

Водопотребление и водоотведение. В структуре использования вод промышленностью Республики Бурятия основная доля в 2010 году приходилась на электроэнергетику – 93,4 % (2009 г. – 94,8 %). По Республике Бурятия электроэнергетикой забрано 370,68 млн. м³ природных вод, сброс сточных вод в поверхностные водные объекты составил – 366,0 млн. м³, масса загрязняющих веществ, сброшенных в водные объекты, составила 56,0 тонн. В том числе Гусиноозерская ГРЭС – забор – 365,0 млн. м³, сброс – 365,93 млн. м³, масса загрязняющих веществ составила – 20,0 тонн.

В структуре сброса в поверхностные водные объекты нормативно-чистые воды составляют 100 %.

Расход воды в системах оборотного повторно-последовательного водоснабжения составляет 217,3 млн. м³ или 122 % к уровню 2009 г. Экономия свежей воды за счет применения оборотных систем составляет – 44 %.

Динамика использования водных ресурсов в электроэнергетике Республики Бурятия в границах буферной экологической зоны БПТ за 2004-2010 годы представлена в таблице 1.4.2.2.5.

**Использование водных ресурсов в электроэнергетике
Республики Бурятия в границах БЭЗ БПТ за 2004-2010 гг.**

Показатели	млн. м ³ /год							Изменения к 2009 году	
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	млн. м ³ /год	%
Забрано воды из водных объектов: всего	239,27	263,94	219,15	347,50	443,7	290,3	370,7	80,4	27,7
в том числе: из подземных источников	0,04	0,02	0,11	0,03	0,034	0,04	0,03	-0,01	-25
Сброшено сточных, шахтно-рудных и коллекторно-дренажных вод в поверхностные водные объекты: всего	237,11	261,18	216,49	345,60	442,0	288,9	366,0	77,1	26,7
в том числе: нормативно чистых требующих очистки	237,01	261,18	216,49	345,60	442,0	288,9	365,9	77,0	26,6
	-	-	-	-					
Расход в системах оборотного и повторно-последовательного водоснабжения	114,13	145,44	201,8	162,10	191,5	178,5	217,3	38,8	21,7
Суммарный расход на цели водоснабжения	353,4	409,38	420,95	509,60	635,2	468,8	588,0	119,2	25,4
Мощность очистных сооружений	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	2,22	2,22	-	-

Выводы

1. В 2010 году с предприятий теплоэнергетики, расположенных в экологической зоне атмосферного влияния, в атмосферный воздух поступило 213,07 тыс. тонн загрязняющих веществ (в 2009 году - 183,78 тыс. тонн). Увеличение выбросов на 29,29 тыс. тонн было обусловлено увеличением общего расхода топлива, ухудшением качества сжигаемого топлива.

2. На предприятиях теплоэнергетики, расположенных в буферной экологической зоне, в 2010 году выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух составили 67,812 тыс. тонн (в 2009 году - 54,517 тыс. тонн), в поверхностные водные объекты сброшено 366,0 млн. м³ сточных вод (в 2009 году - 288,9 млн. м³), образовалось 770,561 тыс. тонн отходов (в 2009 году - 695,645 тыс. тонн). Увеличение объемов выбросов связано с использованием углей низкого качества с повышенной зольностью и содержанием серы; объема образования отходов - с увеличением объемов сжигаемого топлива; сбросов сточных вод - с увеличением вырабатываемой электроэнергии Гусиноозерской ГРЭС.

3. В целом в 2010 году в сравнении с 2009 годом антропогенная нагрузка на окружающую среду Байкальской природной территории от предприятий теплоэнергетики увеличилась.