

## 1.4.2. Топливо-энергетический комплекс

### 1.4.2.1. Ангаро-Енисейский каскад ГЭС

(ТОВР Иркутской области и Усть-Ордынского Бурятского АО Енисейского БВУ Росводресурсов)

*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 предыдущих выпусках доклада за 2003 и 2004 годы.*

**Режимы работы Ангарских ГЭС в 2006 году** регулировались «Основными правилами использования водных ресурсов водохранилищ Ангарского каскада ГЭС», решениями Межведомственной оперативной группы по регулированию режимов работы Ангарских водохранилищ и озера Байкал и указаниями МПР России. 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

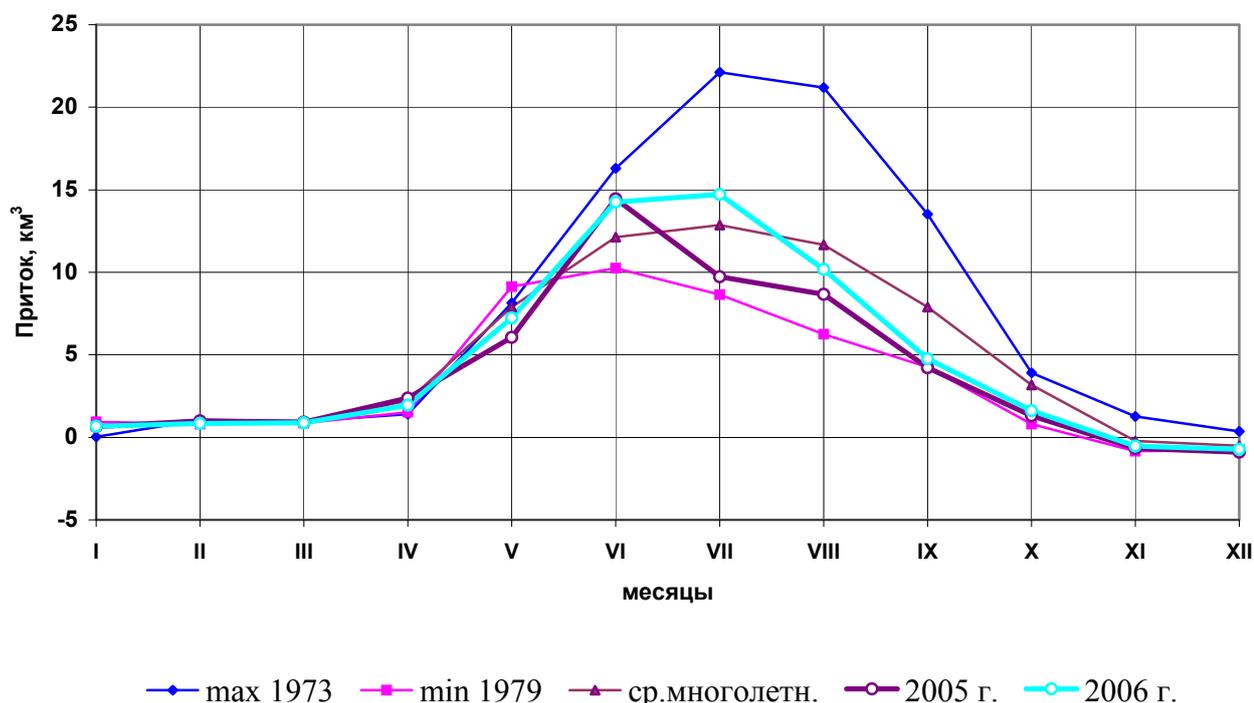
Параметры	Оз. Байкал (Иркутское вдхр.)	Братское вдхр.	Усть-Илимское вдхр.
Площадь зеркала при НПУ, км <sup>2</sup>	31500 (154)	5478	1922
Протяженность, км	636 (56)	570	290
Длина берега, км	2200 (276)	7400	4000
Максимальная ширина, км	80 (7)	33	12
Максимальная глубина, м	1620 (35)	150	30
Абс. отметка 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 <sup>3</sup>	31,5 (0,045)	35,41	2,74

Регулирование режимов работы Ангарских ГЭС в 2006 году осуществлялось в соответствии с «Основными правилами использования водных ресурсов водохранилищ Ангарского каскада ГЭС», Постановлением Правительства от 26 марта 2001 г. № 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.

В течение года было проведено 30 заседаний «Межведомственной рабочей группы по регулированию режимов работы водохранилищ Ангаро-Енисейского каскада и Северных ГЭС, уровня воды озера Байкал», такое количество совещаний было вызвано сложной ситуацией в паводковый период 2006 года.

На заседаниях были определены режимы предполоводной сработки и наполнения водохранилищ Ангаро-Енисейского каскада ГЭС и озера Байкал при достаточных многолетних запасах гидроресурсов на 01.05.2006 и прогнозируемой приточности, рассмотрены вопросы обеспечения судоходства на р. Енисее и р. Нижней Ангаре с учетом не переполнения Усть-Илимского водохранилища и обеспечения навигационных попусков Усть-Илимской ГЭС, решены вопросы по назначению режимов работы гидроузлов на период прохождения осенне-зимнего максимума нагузкок.

Динамика сработки и наполнения Иркутского водохранилища и озера Байкал, водохранилищ Братской и Усть-Илимской ГЭС в 2006 г. показана в таблице 1.4.2.1.2 и рис. 1.4.2.1.1.



**Рис. 1.4.2.1.1. Полезный приток в озеро Байкал за 2006 г. в сравнении с 2005 г., максимальным 1973 г., минимальным 1979 г. и среднемноголетними показателями притока**

Зима 2006 года отличалась преобладанием холодных и малоснежных дней в январе, на 1-7° ниже средних многолетних значений, холодным с частым выпадением снега февралем с температурой воздуха на 1-4° ниже среднемноголетних значений, а март по температурному режиму отличался своей контрастностью с усилением ветров и метелями.

По состоянию на 01.01.2006 средние уровни воды водохранилищ находились на следующих отметках:

оз. Байкал – 456,46 м (Т.О.), Братское вдхр. – 398,15 м (Б.С.), Усть-Илимское вдхр. – 295,50 м (Б.С.). Полезные запасы составили по оз. Байкал – 14,49 км<sup>3</sup>, по Братскому водохранилищу – 16,74 км<sup>3</sup>, по Усть-Илимскому – 1,80 км<sup>3</sup>.

Приточность в водохранилища Ангарского каскада ГЭС и озеро Байкал в первом квартале по оз. Байкал была ниже и около нормы (78-92%), по Братскому водохранилищу выше нормы (103-106%).

Таблица 1.4.2.1.2

**Основные показатели режимов работы водохранилищ Ангарского каскада ГЭС  
за 2006 год (период с 01.01.2006 по 31.12.2006)**

№ п/п	Водохранилище (система высотных отметок: ТО – тихоокеанская БС – балтийская)	Отметки уровней воды, м						Полезный объем воды в водо- хранилище, км <sup>3</sup>		Суммарный приток в водохранилища п – полезный приток, б – боковой приток, бн – норма бокового притока, в – приток с верхнего бьефа				Сбросные расходы		
		норма- льный подпор- ный уровень (НПУ)	уровень мертвого объема (УМО)	на начало периода	на конец периода	мини- мальней за период	макси- мальней за период	на начало периода	на конец периода	средний за год, км <sup>3</sup> м <sup>3</sup> /с		мини- мальней, м <sup>3</sup> /с	макси- мальней, м <sup>3</sup> /с	средний, км <sup>3</sup> м <sup>3</sup> /с	мини- мальней, м <sup>3</sup> /с	макси- мальней, м <sup>3</sup> /с
										прогноз	факт					
1	Оз. Байкал (ТО)	457,00 <sup>1)</sup>	456,00 <sup>1)</sup>	456,46	456,51	456,05	456,89	14,490	16,065	п 57,080 1810	п 55,140 1748	п -270	п 5500	53,680 1702	1400	3000
2	Братское вдхр. (БС)	401,73	394,65 <sup>2)</sup>	398,15	399,86	396,26	401,19	16730	25,430	б 34,090 1081 в 97762 3100	б 41,290 1309 в 94970 3011	160	8700	90,300 2863	1090	3870
3	Усть-Илимское вдхр. (БС)	296,00	294,50	295,50	295,04	294,50	295,85	1800	942	бн 7160 227 в 89,784 2847	Нет данных в 97,460 3090	1090	3870	98,200 3114	2900	3500

**Примечание:**

1. Уровни приняты согласно Постановлению Правительства РФ от 26 марта 2001 г. № 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.

Во втором квартале этого года апрель был холодным с небольшим количеством осадков и в мае погода стояла холодная с частыми ветрами. Июнь по температурному режиму был в пределах среднемноголетних значений.

На фоне такой холодной весны приток в водохранилища Ангарского каскада ГЭС и озеро Байкал в апреле был значительно ниже нормы (57-66%), лишь в мае около нормы и выше (89-106%). В июне за счет увеличения выпавших осадков и интенсивного таяния снега приточность наблюдалась выше нормы (109-126%).

За счет затяжной весны 2006 года сроки вскрытия рек и начало весеннего половодья сдвинулись на более позднее время, на май.

Сработка уровня озера Байкал и водохранилищ Ангарского каскада ГЭС, начавшаяся с сентября 2005 года, продолжалась по оз. Байкал до 4 мая, средний уровень которого понизился до отметки 456,05 м (Т.О.). Предполоводная сработка Братского водохранилища продолжалась до отметки 396,26 м Б.С. (12 мая), Усть-Илимское до отметки уровня воды 294,50 м Б.С (3 мая). С этого момента началось наполнение водохранилищ и озера Байкал.

На конец второго квартала наполнение оз. Байкал произошло до отметки 456,54 м (Т.О.), Братского вдхр. – 398,25 м (Б.С.), Усть-Илимского вдхр. – 295,72 м (Б.С.). Полезные запасы составили соответственно 17,0 км<sup>3</sup>, 17,23 км<sup>3</sup>, 2,2 км<sup>3</sup>.

В III квартале 2006 г. продолжилось наполнение водохранилищ Ангарского каскада и озера Байкал. Наполнение Братского водохранилища продолжалось до 7 сентября, уровень воды достиг максимальной отметки 401,19 м Б.С. и с этого момента началась сработка водохранилища.

Теплый июль, особенно жаркой была первая декада месяца, с большим количеством осадков обеспечил повышенную полезную приточность в озеро Байкал (108%) и Братское водохранилище (193%). Август был холодным с ранними осенними заморозками и частыми дождями сократил приток в озеро Байкал до 87% нормы и по Братскому водохранилищу 103% нормы. Сентябрь по температурному режиму и осадкам был в пределах среднемноголетних значений, в бассейне оз. Байкал погода была сухой и на фоне таких условий полезный приток понизился до 56% нормы, а на Братском водохранилище сохранился в норме (101%).

В конце квартала уровни озера Байкал и водохранилищ Ангарского каскада ГЭС составили:

Озеро Байкал 456,89 м (Т.О.), Братского вдхр. – 401,01 м (Б.С.), Усть-Илимского вдхр. – 295,59 м (Б.С.). Полезные запасы составили соответственно 28,04 км<sup>3</sup>, 31,5 км<sup>3</sup>, 1,97 км<sup>3</sup>.

В IV квартале 2006 года продолжилось наполнение озера Байкал до отметки 456,89 м (Т.О.) к 04.10.2006, с этого момента началась сработка озера и на конец квартала уровень воды достиг отметки 456,51 м (Т.О.).

Сработка Братского водохранилища с 8 сентября 2006 г. продолжилась в четвертом квартале до отметки 399,86 м (Б.С.).

Максимальная отметка наполнения Усть-Илимского водохранилища составила 295,68 м (Б.С.) на 10.10.2006 и к концу квартала уровень воды находился на отметке 295,04 м (Б.С.).

Погодные условия переходного периода на зимний пик нагрузок Ангарского каскада ГЭС сложились не однозначно. Контрастный температурный режим октября с частым выпадением осадков в южных и центральных районах Иркутской области и небольшим количеством осадков в бассейне озера Байкал повлияли на несогласованность притока в двух бассейнах, р. Ангары и оз. Байкал. Полезный приток озера Байкал в октябре составил 50% нормы, боковой приток Братского водохранилища выше нормы 102%.

Теплый ноябрь с обильными осадками обеспечил боковой приток Братского водохранилища 111% нормы, но температурный режим на 1-4° выше средних многолетних значений оказал влияние на полезную приточность озера Байкал ниже нормы в 1,8 раза.

В декабре полезный приток озера Байкал составил меньше нормы в 1,1 раза, по Братскому водохранилищу боковой приток составил 91% нормы.

За IV квартал полезная приточность в озеро Байкал составила 0,37 км<sup>3</sup>, что на 0,15 км<sup>3</sup> больше, чем в прошлом году (0,22 км<sup>3</sup>).

Суммарный приток в Братское водохранилище составил 17,30 км<sup>3</sup>, что на 0,97 км<sup>3</sup> больше, чем в 2005 году (16,33 км<sup>3</sup>) при среднем сбросном расходе с Иркутского гидроузла 1694 м<sup>3</sup>/с.

С учетом нормы бокового притока и среднего сбросного расхода с Братского гидроузла 3066 м<sup>3</sup>/с в Усть-Илимское водохранилище поступило 25,34 км<sup>3</sup>, меньше прошлого года на 0,94 км<sup>3</sup> (2005 г. - 24,40 км<sup>3</sup>).

В IV квартале запасы гидроресурсов оз. Байкал сработаны на 11,97 км<sup>3</sup> и на конец квартала запасы составили 16,07 км<sup>3</sup>. Братского водохранилища за квартал сработаны на 6,02 км<sup>3</sup>, и на конец квартала составили 25,43 км<sup>3</sup>, запасы Усть-Илимского водохранилища на конец квартала составили 0,94 км<sup>3</sup>, по каскаду ГЭС – 42,44 км<sup>3</sup>.

За 2006 год на период максимального наполнения запасы гидроресурсов составили: оз. Байкал – 28,04 км<sup>3</sup>, по Братскому вдхр. – 32,48 км<sup>3</sup>, по Усть-Илимскому вдхр. – 2,46 км<sup>3</sup>, всего Ангарского каскада ГЭС – 62,98 км<sup>3</sup>. В сравнении со среднемноголетним запасом гидроресурсов на период максимального наполнения Ангарского каскада ГЭС (67,79 км<sup>3</sup>), в 2006 году наполнение осуществилось на 4,81 км<sup>3</sup> меньше.

На конец 2006 года средние уровни воды водохранилищ находились на следующих отметках:

оз. Байкал – 456,51 м Т.О., Братское вдхр. – 399,86 м Б.С., Усть-Илимское вдхр. – 295,04 м Б.С.

Полезный объем составил: оз. Байкал – 16,07 км<sup>3</sup>. Братское вдхр. – 25,43 км<sup>3</sup>, Усть-Илимское вдхр. – 0,94 км<sup>3</sup>, в целом по каскаду 42,44 км<sup>3</sup>.

Такие запасы водных ресурсов позволят обеспечить зимний пик энергетических нагрузок и навигацию 2007 года, а также потребности всех водопользователей.

Полезный годовой приток в озеро Байкал, начиная с момента наполнения (май 2006 г.) и сработки до мая 2007 года составил 56,69 км<sup>3</sup>, что больше на 3,26 км<sup>3</sup> среднего многолетнего притока за период с 2001-2006 гг., со времени принятия постановления Правительства Российской Федерации от 16.03.2001 № 234 «О предельных значениях уровня воды озера Байкал при осуществлении хозяйственной и иной деятельности», а в сравнении со среднемноголетним значением за весь период наблюдений меньше на 3,62 км<sup>3</sup>.

## **Выводы**

В 2006 г. существовала благоприятная ситуация для регулирования режимов работы Ангарских ГЭС, за исключением лета, когда была повышенная приточность обусловленная сильными паводками. Благодаря принятым мерам по регулированию режимов использования гидроресурсов Байкала, не было нарушений уровней озера, определенных постановлением Правительства Российской Федерации от 26.03.2001 № 234 «О предельных значениях уровня воды озера Байкал при осуществлении хозяйственной и иной деятельности».

### 1.4.2.2. Теплоэнергетика

(Иркутское межрегиональное управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора, Управление по технологическому и экологическому надзору по Республике Бурятия, Служба охраны окружающей среды ОАО «Иркутскэнерго», 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 РФ от 27.11.2006 № 1641-р.

Основной вклад в загрязнение атмосферного воздуха в экологической зоне атмосферного влияния вносят предприятия теплоэнергетики. К теплоэнергетике на территории Иркутской области 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 2006 году составили 166,592 тыс. тонн загрязняющих веществ (таблица 1.4.2.2.1).

Таблица 1.4.2.2.1

#### Выбросы в атмосферу от источников предприятий теплоэнергетики Иркутской области в границах ЭЗАВ БПТ в 2002-2006 гг.

Наименование загрязняющих веществ	Выброшено в атмосферу, тыс. тонн					Изменение к 2005 году	
	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	тыс. тонн	%
Всего загрязняющих веществ, в том числе:	154,4	179,4	149,24	151,998	166,592	14,594	9,6
твердых	41,6	45,8	35,8	35,326	37,987	2,661	7,5
газообразных и жидких, из них:	112,8	133,6	113,445	116,595	127,605	11,01	9,4
диоксид серы	73,3	87,7	77,45	86,751	97,015	10,264	11,8
оксиды азота	37,1	43,7	35,9	29,704	31,404	1,7	5,7
прочие	2,3	2,1	0,095	0,029	0,186	0,157	541

В 2006 году на предприятиях ОАО "Иркутскэнерго", расположенных в ЭЗАВ БПТ, общий валовый выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух по сравнению с прошлым годом увеличился на 14594 тонн, что обусловлено:

- увеличением общего расхода сожженного топлива;
- увеличением содержания серы в топливе на ТЭЦ-9, ТЭЦ-1, ТЭЦ-5, ТЭЦ-9, ТЭЦ-11, Н-ИТЭЦ вследствие замещения Азейского угля Мугунским (увеличение доли Мугунского угля в топливном балансе).

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

Таблица 1.4.2.2.2

## Расход, характеристика топлива и выбросов в атмосферу по предприятиям ОАО «Иркутскэнерго», расположенных в ЭЗЭВ

Наименование предприятия	Тип топлива	Год	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	Черемховский, Мугунский, Азейский бурый уголь	2004	634858,0	0,95	17,6	28,2	7,1	14,9	6,2	0,008
		2005	600575,0	1,125	17,83	29,853	7,568	16,51	5,768	0,008
		2006	594631,0	1,15	18,32	30,785	8,229	17,720	4,834	0,002
ТЭЦ-9 г. Ангарск	Черемховский, Мугунский, Аларский, Жеронский, Хингуйский, Ирбейский уголь	2004	910227,0	0,7	16,7	35,0	6,5	19,3	9,2	0,003
		2005	835244,0	0,99	15,5	37,724	6,917	23,836	6,946	0,003
		2006	906432,0	0,83	15,6	37,772	8,718	22,626	6,404	0,024
ТЭЦ-10 г. Ангарск	Черемховский, Азейский, Мугунский, Ирбейский, Жеронский уголь	2004	726626,0	0,61	16,5	29,0	6,7	15,5	6,8	0,003
		2005	537530,0	0,634	17,32	19,931	4,545	10,519	4,861	0
		2006	837988,0	0,8	15,6	31,916	6,148	18,460	7,297	0,011
Ново-Иркутская ТЭЦ г. Иркутск	Ирша-Бородинский, Мугунский, Ирбейский уголь	2004	938482,0	0,45	14,43	28,0	6,1	13,5	8,4	0,01
		2005	918724,0	0,77	16,94	31,705	6,605	18,265	6,775	0,006
		2006	985004,0	0,58	14,47	29,399	5,284	17,071	7,012	0,032
ТЭЦ-5 г. Шелехов	Мугунский бурый уголь	2004	131288,0	0,715	16,6	5,3	1,9	2,5	0,9	0
		2005	133783,0	0,845	16,09	5,7	1,866	2,9	0,857	0
		2006	140631,0	0,98	15,46	6,523	1,896	3,648	0,901	0,078
ТЭЦ-11 г. Усолье-Сибирское	Мугунский, Переясловский, Черемховский, Хунгуйский уголь	2004	617578,0	1,0	17,3	18,0	5,6	8,6	3,8	0,001
		2005	598356,0	1,0	16,69	21,795	5,811	12,104	3,87	0,009
		2006	609097,0	1,05	15,6	25,043	6,081	14,393	4,554	0,015
ТЭЦ-12 г. Черемхово	Черемховский, Азейский, Мугунский уголь	2004	83350,0	1,3	20,8	5,15	1,9	2,7	0,5	0,05
		2005	81510,0	0,983	19,23	4,885	1,985	2,309	0,556	0,02
		2006	76343,0	1,43	19,8	4,950	1,619	2,933	0,376	0,022
ТЭЦ-2 г. Иркутск	Мазут, М100	2004	18303,0	1,3	0,05	0,59	0,028	0,45	0,1	0,02
		2005	18303,0	1,3	0,06	0,405	0,029	0,302	0,071	0,001
		2006	8985,0	1,3	0,05	0,204	0,012	0,164	0,026	0,002
<b>ИТОГО:</b>		2004	<b>4060712,0</b>			<b>149,240</b>	<b>35,828</b>	<b>77,450</b>	<b>95,900</b>	<b>0,095</b>
		2005	<b>3722103,0</b>			<b>151,998</b>	<b>35,326</b>	<b>86,751</b>	<b>29,704</b>	<b>0,029</b>
		2006	<b>4159111,0</b>			<b>166,592</b>	<b>37,987</b>	<b>97,015</b>	<b>31,404</b>	<b>0,186</b>

Сведения о водопотреблении, водоотведении и образовании отходов производства на предприятиях теплоэнергетики за 2006 г. в ЭЗАВ представлены в таблицах 1.4.2.2.3 и 1.4.2.2.4. Анализ данных не приводится, в связи с отсутствием влияния этих факторов на экосистему оз. Байкал.

Таблица 1.4.2.2.3

**Основные показатели использования водных ресурсов предприятиями теплоэнергетики Иркутской области в границах ЭЗАВ БПТ в 2003-2006 гг.**

Показатели	млн. м <sup>3</sup> /год					Прирост за 2006 г.
	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	млн. м <sup>3</sup> /год
Забрано воды из водных объектов:						
всего	193,697	217,12	136,76	143,08	191,73	48,65
в том числе:						
из подземных источников	0,19	0,10	0,11	0,06	3,29	3,23
Сброшено сточных, шахтно-рудничных и коллекторно-дренажных вод в поверхностные водные объекты:						
всего	151,691	201,96	115,64	118,86	151,52	32,66
в том числе:						
нормативно чистых	133,136	155,43	73,42	71,87	105,29	33,42
требующих очистки	18,474	46,53	42,22	46,99	46,23	-0,76
Расход в системах оборотного и повторно-последовательного водоснабжения	371,994	312,93	231,88	194,59	184,27	-10,32
Суммарный расход на цели водоснабжения	356,076	530,05	374,96	337,67	376,00	38,33
Мощность очистных сооружений	-	-	-	-	-	-

Таблица 1.4.2.2.4

**Сведения об образовании отходов на предприятиях теплоэнергетики Иркутской области в границах ЭЗАВ БПТ в 2002-2006 гг., тыс. тонн**

Виды отходов	Объем образования отходов					Утилизи-ровано	Размещено на санкциониро-ванных свал-ках
	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.		
Отходы всех видов, в том числе:	1614,057	1795,296	1542,656	1446,861	1482,206	1713,66	46,110
I класса опасности	0,015	0,027	0,023	0,020	0,017	0,098	0
II класса опасности	0,865	0,030	0,034	0,008	0,024	0,147	0
III класса опасности	0,040	0,528	0,599	0,484	0,542	2,892	0
IV класса опасности	14,131	12,514	12,956	11,788	8,210	18,499	40,103
V класса опасности	1599,005	1782,197	1529,045	1434,561	1473,414	1692,024	6,006

**Центральная экологическая зона.** В границах центральной экологической зоны БПТ 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.

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

**Буферная экологическая зона.** В состав энергетического комплекса Республики Бурятия входят ОАО «Гусиноозерская ГРЭС»; ТЭЦ-1(г.Улан-Удэ), ТЭЦ-2 (г.Улан-Удэ), Тимлюйская ТЭЦ ОАО «Бурятэнерго», являющиеся основными источниками загрязнения атмосферного воздуха в Республике Бурятия.

Выбросы загрязняющих веществ предприятиями отрасли в 2006 году, составили 40,879 тыс. тонн (2005 г. - 36,69 тыс. тонн).

В 2006 году на предприятиях отрасли уловлено и обезврежено – 342,154 тыс. тонн загрязняющих веществ, средний коэффициент очистки загрязняющих веществ составил – 87,7%. Основными загрязнителями являются Гусиноозерская ГРЭС и Улан-Удэнская ТЭЦ-1.

Таблица 1.4.2.2.5

**Выбросы в атмосферу от источников предприятий электроэнергетики Республики Бурятия в границах БЭЗ БПТ за 2002-2006 гг.**

Наименование загрязняющих веществ	Выброшено в атмосферу, тыс. тонн					Изменения к 2005 году	
	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	тыс. тонн	%
Всего загрязняющих веществ, в том числе:	48,182	34,162	36,012	36,69	40,879	4,189	11,4
твердых	19,853	14,862	15,75	14,939	16,936	1,997	13,4
Газообразных и жидких, из них:	28,329	19,300	20,262	21,751	23,943	2,192	10,1
диоксид серы	16,117	11,826	12,496	13,389	14,568	1,179	8,8
оксиды азота	8,571	5,926	6,266	7,410	6,963	- 0,447	- 6,0
прочие	2,255	0,641	1,5	0,952	2,412	1,46	153,4

**Отходы.** В 2006 году по отрасли образовано 538,520 тыс. тонн отходов, что на 196,616 тыс. тонн больше, чем в 2005 г., что обусловлено сжиганием углей с повышенной зольностью. Из них утилизировано 1,27 %. Отходы 1, 2, 3 классов опасности утилизированы практически полностью.

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 (98,6%), они захоронены в полном объеме. Отходы 5 класса опасности представлены золошлаковыми отходами (508,043 т. тонн), практически все размещены на золоотвалах предприятий.

Таблица 1.4.2.2.6

**Сведения об образовании отходов на предприятиях электроэнергетики Республики Бурятия в границах БЭЗ БПТ за 2002-2006 гг., тыс. тонн**

Виды отходов	Объем образования отходов					Утилизи- ровано	Размещено на санкциониро- ванных свал- ках
	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.		
Отходы всех видов, в том числе:	397,134	308,927	244,82	341,904	538,520	6,821	64,015
I класса опасности	0,003	0,001	0,001	0,0025	0,001	0,003	0,000
II класса опасности	0,131	0,003	0,001	0,0018	0,002	0,002	0,000
III класса опасности	0,049	0,191	0,2	0,252	0,150	0,145	0,022
IV класса опасности	0,322	2,128	2,23	1,059	28,803	0,040	52,993
V класса опасности	396,629	306,604	242,9	340,590	509,564	6,632	11,000

Водопотребление и водоотведение. В структуре использования вод промышленностью Республики Бурятия основная доля в 2006 году приходилась на электроэнергетику – 88,9 % (2005 г. – 92,6%). По Республике Бурятия электроэнергетикой забрано 219,15 млн. м<sup>3</sup> природных вод, сброс сточных вод в поверхностные водные объекты составил – 216,5 млн. м<sup>3</sup>, объем загрязнений, сброшенных в водные объекты, составил 3,017 тонн. В том числе Гусиноозерская ГРЭС – забор – 219,0 млн. м<sup>3</sup>, сброс – 216,5 млн. м<sup>3</sup>, загрязнений – 3,017 тонн.

Объем забора свежей воды, использование, водоотведение в поверхностные объекты, уменьшились в среднем на 16,9 % (табл. 1.4.2.2.7). В структуре сброса в поверхностные водные объекты нормативно-чистые воды составляют 100 %.

Расход воды в системах оборотного повторно-последовательного водоснабжения составляет 201,8 млн. м<sup>3</sup> или 138,8 % к уровню 2005 г. Экономия свежей воды за счет применения оборотных систем составляет – 47,9 %.

Таблица 1.4.2.2.7

**Основные показатели использования водных ресурсов в электроэнергетике Республики Бурятия в границах БЭЗ БПТ за 2002-2006 гг., млн. м<sup>3</sup>**

Показатели	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	прирост за 2006 г.
Забрано воды из водных объектов:						
всего	489,12	241,71	239,27	263,94	219,15	-44,75
в том числе:						
из подземных источников	0,44	0,055	0,04	0,02	0,11	+0,09
Сброшено сточных, шахтно-рудных и коллекторно-дренажных вод в поверхностные водные объекты:						
всего	481,31	238,37	237,11	261,18	216,49	-44,69
в том числе:						
нормативно чистых требующих очистки	481,16 0,15	238,37 -	237,01 -	261,18 -	216,49 -	-44,69 -
Расход в системах оборотного и повторно-последовательного водоснабжения	49,22	113,86	114,13	145,44	201,8	+56,36
Суммарный расход на цели водоснабжения	541,74	355,6	353,4	409,38	420,95	+11,57
Мощность очистных сооружений	2,22	1,87	1,87	1,87	1,87	-

**Выводы**

1. В 2006 году с предприятий теплоэнергетики, расположенных в ЭЗАВ, в атмосферный воздух поступило 166,592 тыс. тонн загрязняющих веществ (в 2005 году – 151,998 тыс. тонн). Увеличение выбросов связано с увеличением содержания серы в используемом угле и увеличением общего расхода сожженного топлива.

2. На предприятиях теплоэнергетики, расположенных в БЭЗ, в 2006 году выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух составили 40,879 тыс. тонн (в 2005 году – 36,69 тыс. тонн), в поверхностные водные объекты сброшено 216,18 млн. м<sup>3</sup> сточных вод (в 2005 году – 216,49 млн. м<sup>3</sup>), образовалось 538,52 тыс. тонн отходов (в 2005 году – 341,904 тыс. тонн). Увеличение объемов выбросов и отходов связано с использованием углей низкого качества с повышенной зольностью и содержанием серы, уменьшение объемов сбросов - с уменьшением вырабатываемой электроэнергии Гусиноозерской ГРЭС.

Таким образом в 2006 году в сравнении с 2005 годом антропогенная нагрузка от предприятий теплоэнергетики возросла незначительно.