

**ФГОУ ВПО «Башкирский государственный аграрный университет»**

**Р.Р.Абдрахманов**

**ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ БАШКОРТОСТАНА**

**Уфа-2008**

УДК 631.37: 620.91/.95 (470.57)

ББК31.5+31.62+28.071

А 13

Рекомендовано к изданию Редакционно-издательским советом БГАУ

Ответственный редактор:

Л.П. Андрианова, д-р техн. наук, проф., зав. кафедрой «Электроснабжение и применение электрической энергии в сельском хозяйстве» Башгосагроуниверситета

Рецензенты:

Х.М. Сафин, д-р с.-х. наук, проф., начальник отдела по науке МСХ РБ

А.Р. Хафизов, канд. техн. наук, доц., зав. кафедрой «Природообустройство»  
Башгосагроуниверситета

Абдрахманов, Р.Р. Возобновляемые источники энергии Башкортостана  
/Р.Р. Абдрахманов Уфа: Башгосагроуниверситет, 2008. ///с.

ISBN 5-7456-0160-4

В работе выполнена комплексная оценка некоторых видов (гидро-ветро- и биоресурсов) возобновляемых источников энергии (ВИЭ) Башкортостана. Издание предназначено для специалистов, занимающихся использованием возобновляемых источников энергии, студентов вузов, обучающихся по специальностям:

110302 – Электрификация и автоматизация сельского хозяйства;

101600 – Энергообеспечение предприятий АПК;

280402 – Природоохранное обустройство территорий.

ISBN 5-7456-0160-4

© Р.Р. Абдрахманов, 2008

© Башгосагроуниверситет, 2008

## Введение

Энергетика, являясь технической основой цивилизации, напрямую определяет уровень и темпы социально-экономического развития стран современного мира. Удорожание энергии, обострение экономических и экологических проблем требует все более обоснованной и тщательной разработки принципов использования природных ресурсов и стратегии развития энергоснабжения различных отраслей народного хозяйства. В связи с этим актуальным становится вопрос поиска и более широкого освоения возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Реальным путем повышения эффективности энергоснабжения (особенно сельского потребителя) является развитие возобновляемых источников энергии на базе гидро- и ветроэнергоресурсов, биоэнергоресурсов – продуктов переработки сельскохозяйственных отходов, солнечной энергии и пр.

Главными преимуществами ВИЭ [83], определяющими интерес к ним, являются:

- неисчерпаемость или возобновляемость, на которой может основываться устойчивое развитие энергетики;
- экологическая чистота (использование ВИЭ в подавляющем большинстве случаев не сопровождается ни химическим, ни тепловым загрязнением);
- доступность, наличие того или иного ВИЭ практически в любом регионе земного шара, что существенно для энергетической безопасности страны.

Наряду с этим различные ВИЭ обладают существенными недостатками:

- малая плотность потока энергии в расчете на единицу площади или объема, определяющая большие габариты, а значит, и стоимость устройств, воспринимающих и преобразующих эту энергию;
- непостоянство поступления энергии во времени.

Вовлечение ВИЭ в энергетический баланс стран определяется конкуренцией перечисленных достоинств и недостатков.

Развитие малой гидроэнергетики, ветроэнергетики и биоэнергетики в Башкортостане, как и в целом в России и Уральском регионе, ограничивается недостаточной изученностью их ресурсов. Кроме того, использование возобновляемых источников энергии сдерживается отсутствием методики выбора рационального соотношения между различными источниками энергии в общем энергобалансе потребления.

В основу работы положены результаты собственных исследований автора. В ней также широко использованы фондовые и литературные данные по возобновляемым источникам энергии.

При подготовке рукописи к изданию большую помощь оказали научные сотрудники Института геологии УНЦ РАН А.О. Полева, Р.М. Ахметов, А.П. Черников, Башгосагроуниверситета д.т.н., профессор Ю.Ж. Байрамгулов, к.т.н., доцент А.И.Лемешев коллеги по совместной работе ОАО «Башкирэнерго», которым автор выражает свою признательность. Автор глубоко благодарен д.т.н., профессору Леониду Алексеевичу Саплину за советы и помощь при выполнении научных исследований по данной тематике. Автор признателен также д.т.н., профессору Л.П. Андриановой за редактирование данной работы.

## **Глава 1. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МАЛЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ**

По данным Института мировой экономики, за последние 30 лет потребление энергии в мире удваивается каждые 10 лет. Увеличение энергопотребления удовлетворяется, в основном, за счет использования традиционных энергоносителей – угля, нефти, газа, торфа. Быстрый рост энергопотребления, удорожание топлива и энергии, обострение экономических и экологических проблем топливно-энергетического комплекса требуют все более обоснованной и тщательной проработки принципов использования природных ресурсов и стратегии развития энергетики. Поэтому с каждым годом все более актуальными становятся вопросы повышения эффективности использования первичного органического топлива, поиска и освоения альтернативных и нетрадиционных источников энергии.

В конце 90-х годов 20 века была разработана Энергетическая стратегия Республики Башкортостана (РБ) на период до 2020 года, согласно которой «В условиях физического и морального старения основного генерирующего оборудования, ухудшения его технико-экономических показателей, плохого инвестиционного климата, обострения топливного дефицита необходим поиск решений, оптимальных по соотношению затрат и результатов, дающих быстрый эффект и, во-вторых, позволяющих в будущем обеспечить снижение зависимости от ввоза в республику первичных энергоресурсов»

Такими решениями (исходя из мирового опыта), во-первых, являются экономия топлива за счет повсеместного развития комбинированной, совместной выработки электрической и тепловой энергии на базе существующих котельных (создание миниТЭЦ), во-вторых, активное использование местных нетрадиционных возобновляемых источников энергии (НВИЭ) путем строительства малых и микроГЭС, ветряных электрических станций (ВЭС), применения биогаза и др.

## 1.1. Использование энергии малых рек в мире

В начале 70-х годов двадцатого столетия во всем мире вновь проявился интерес к использованию возобновляемых источников энергии в целом и энергии малых рек в частности. Это было вызвано следующими факторами [71, 51, 38]:

- в 1973-75 гг. возник, так называемый, энергетический кризис, заставивший все страны, в первую очередь, страны Европы, поставить задачу максимальной энергетической независимости от импортных поставок энергии;
- произошло постепенное освоение той части гидроэнергетического потенциала, тех экономически эффективных створов больших рек, которые могут быть использованы крупными ГЭС;
- ужесточение экологических требований к проектам водохранилищ ГЭС;
- освоение удаленных, труднодоступных районов и необходимость их электрификации;
- совершенствование технологий и постепенное удешевление гидротехнического оборудования для малых ГЭС (МГЭС), повышение экономичности гидроагрегатов.

Данные факторы обусловили несомненную заинтересованность стран в максимально полном использовании даже малых гидроэнергоресурсов; это достигается путем строительства новых малых ГЭС, и модернизацией и реконструкцией существующих, и восстановлением заброшенных или законсервированных.

В настоящее время не существует общепринятого во всех странах мира понятия малой ГЭС. Предлагаются разные классификации в зависимости от условий работы: по установленной мощности, по режиму работы, по способу создания и величине напора, по типу гидросооружений и др. Таким образом, МГЭС подразделяют по напору на низко-, средне- и высоконапорные. По режиму работы – на работающие параллельно с сетью и в изолированном режиме. По способу создания напора – на деривационные и плотинные [38]. В неко-

торых случаях критерием отнесения установки к малой является диаметр рабочего колеса [51].

Во многих странах в качестве определяющей характеристики малой ГЭС принята ее установленная мощность. В определении максимальной мощности, при которой ГЭС может быть отнесена к малой, существуют значительные расхождения. В большинстве стран мира, в том числе и России, к малым ГЭС (МГЭС) относят установки мощностью до 5 МВт.

В некоторых странах верхняя граница может быть выше: в США, например, эта планка в течение ряда лет была повышена с 5 до 15, а к 1980 году до 30 МВт, в Восточной Европе и в Испании – к МГЭС относят установки до 10 МВт. В странах Юго-Восточной Азии к МГЭС относят станции установленной мощностью менее 12 МВт и единичной мощностью агрегатов до 6 МВт [38].

В Норвегии, Италии, Финляндии, Швеции малыми ГЭС считаются установки мощностью менее 2 МВт. В ряде стран внутри класса МГЭС существуют подклассы – микроГЭС (Новая Зеландия – до 1 МВт, Бразилия – до 500 кВт, Финляндия – 200 кВт, ряд стран Латинской – Америки до 100 кВт) и миниГЭС (Новая Зеландия – от 1 до 10 МВт, Бразилия – от 500кВт до 5 МВт) [59].

К концу 90-х годов прошлого века мощность действующих в 101 стране мира МГЭС достигла 25300 МВт. В стадии строительства находились МГЭС общей мощностью порядка 500 МВт, и планировалось построить (в основном в странах Азии, Латинской Америки и Европы) МГЭС суммарной мощности 5320 МВт [62].

Учитывая важность использования потенциала малых рек, во многих странах, таких как США, Франция, Австрия, Швейцария, Япония разработаны или разрабатываются программы по его освоению. Программы освоения ресурсов малых рек являются частью национальных энергетических программ, формирование которых определялось задачей сокращения потребления импортируемого органического топлива. Это достигалось путем структурной перестройки энергоемких технологий, реализацией энергосберегающих, прогрессивных мероприятий и по возможности максимальным вовлечением местных

возобновляемых энергоресурсов. Такие программы были приняты в США, Великобритании, Франции, ФРГ, Италии, Японии, Китае и других странах [53, 33].

В частности, в Китае улучшению энергоснабжения населения, проживающего в сельской местности, будет уделяться большое внимание в ближайшие годы. С этой целью, а также, учитывая необходимость защиты окружающей среды, в КНР был принят 6-летний план освоения нетрадиционных возобновляемых источников энергии (НВИЭ). Сельское население составляет 80 % общего населения страны, а потребляет всего около 1/3 производимой в стране электроэнергии. Работы будут вестись в двух основных направлениях: развитие децентрализованной и мелкомасштабной энергетики и осуществление мер по экономии и рационализации использования энергии. С этой целью развернуто масштабное строительство малых ГЭС, которые будут возводиться в основном, в южных и юго-восточных областях страны, имеющих значительные гидроресурсы. Первая очередь сети этих установок была построена уже к 1984 г. – около 74 тыс. МГЭС общей установленной мощностью 9060 МВт. В настоящее время 32 провинции КНР, где проживает около 200 млн. человек, не имеют централизованного электроснабжения [62, 53].

В части освоения гидроэнергетических ресурсов национальными программами использования НВИЭ на первых этапах предусматривается разработка мероприятий по восстановлению и расконсервации ранее выведенного из эксплуатации оборудования МГЭС. Так, в США намечается восстановление 2150 из 3000 ранее заброшенных МГЭС, в Швейцарии будут восстановлены 3700 МГЭС [64, 51].

Кроме того, рассматриваются способы повышения эффективности уже используемых водотоков; ведется строительство МГЭС при существующих и планируемых к возведению плотинах, образующих водохранилища, используемые для водохозяйственных целей [81]; имеется возможность устанавливать МГЭС на перепадах каналов, питьевых и производственных водотоках, водосбросах ТЭС, промышленных и канализационных стоках [64, 17]. Одним из та-



ких решений является техническое перевооружение и реконструкция действующих МГЭС.

В Австрии проведено исследование, целью которого было определение возможного энергетического эффекта от модернизации малых гидроэлектростанций, находящихся длительное время в эксплуатации. По статистическим данным в 1978 году 56 % таких ГЭС находились в эксплуатации 50 и более лет, 72 % - 29 лет и более. 64 % МГЭС работают при напорах менее 20 метров и оснащены, в основном, турбинами радиально-осевого (РО) типа. Результаты исследования показали, что модернизация (включая замену морально и технически устаревшего оборудования, повышения эффективности использования напора реки путем расчистки отложений в нижнем бьефе, снижение гидравлических потерь в водоприемниках и деривациях) вместе с оптимизацией эксплуатационных режимов делают возможным значительно улучшить эффективность работы МГЭС. Экономический потенциал малых ГЭС в Австрии составляет 10% общего экономического гидропотенциала. На одной только р. Мюрц выявлена возможность строительства 27 малых ГЭС, в настоящее время 11 из них эксплуатируются, 4 – в стадии строительства и 7 – проектируются. По остальным пяти изучается целесообразность строительства. Единичная мощность МГЭС каскада колеблется от 0,5 до 2 МВт, суммарная выработка всех ГЭС каскада составит 133,5 млн. кВт·ч/год [62].

Производство оборудования для комплектации МГЭС чрезвычайно широко развито, и спрос находят гидроагрегаты практически всех существующих видов и схем на любые необходимые параметры расхода и напора. Более 130 фирм из 28 стран производят и поставляют комплектно оборудование для МГЭС мощностью от нескольких киловатт до сотен киловатт [62, 59].

Как правило, в развитых странах Европы и Северной Америки строительство МГЭС обусловлено экономическими и экологическими условиями, желанием максимально использовать имеющийся гидроэнергетический потенциал, соответственно, агрегаты МГЭС работают параллельно с мощными энергосистемами и к ним предъявляются менее жесткие требования к качеству генерируемой электрической энергии. Тогда как в странах Латинской Америки,

Азии, Африки МГЭС зачастую являются единственными источниками электроэнергии районов, а в ряде случаев и стран, и к ним предъявляются жесткие требования в части надежности и качества электроснабжения [62].

Отношение доли электроэнергии, выработанной на МГЭС к общей выработке на ГЭС, во всем мире постепенно возрастает и достигает в некоторых странах значительных величин: 23,4 % в Японии, 12,6 % в Чехии, 18,3 % в КНР [38, 72].

Одним из неперенных условий успешного развития объектов малой гидроэнергетики, как, впрочем, и вообще всей возобновляемой энергетики является наличие государственной законодательной поддержки организаций и частных лиц, занимающихся внедрением и эксплуатацией МГЭС. Во многих странах действуют льготы производителям электроэнергии на возобновляемых источниках энергии.

Так, к примеру, в США еще в 1978 г. Конгрессом был принят национальный Закон об энергетике, который предусматривает применение системы налоговых льгот и кредитов для компаний и частных лиц, использующих НВИЭ. По сравнению с другими странами, США выделяют самые крупные бюджетные ассигнования на освоение и развитие НВИЭ [53].

В Германии 1% и на Украине 0,075% тарифа на электроэнергию собирается в специальный государственный фонд, из которого через уполномоченный банк осуществляется снижение на 20-30% стоимости для покупателя энергетической установки на возобновляемых источниках энергии и устанавливается на 10 лет повышенный в два раза тариф на продаваемую в сеть электроэнергию. Льготный тариф снижается на 5% каждый год с тем, чтобы через 10 лет он сравнялся с общим тарифом для обычных электростанций [16].

Принятие законов, обязывающих энергоснабжающие организации принимать электроэнергию МГЭС по повышенной стоимости, привело во многих странах к значительному увеличению ввода новых МГЭС. Так, например, в Латвии в 1993 году насчитывалось всего три МГЭС, в 2000 году их стало уже 72, общей мощностью 8,6 МВт, а к концу 2003 года предполагается довести

количество малых гидроэлектростанций до 160. Столь стремительным темпам строительства малых ГЭС весьма способствовал один факт. Согласно принятым еще в 1995 году Правилам Кабинета Министров энергосистема Латвии (Latvenergo) обязана покупать электроэнергию у производителей на МГЭС по двойному тарифу [10]. В Австрии повышен тариф на электроэнергию в течение первых трех лет эксплуатации МГЭС. В Финляндии дается государственная субсидия инвестору МГЭС в размере до 30 % стоимости ее строительства, а во Франции размер такой субсидии достигает 95 %. Португальское правительство гарантирует собственнику МГЭС получение прибыли от продажи электроэнергии в течение намеченного срока возврата капиталовложений или в течение первых восьми лет эксплуатации. В Великобритании правительство гарантирует возвращение инвестиций при продаже электроэнергии от возобновляемого источника энергии на срок 15 лет [61].

### **1.1.1. Развитие малой гидроэнергетики в России**

Развитие малой гидроэнергетики в России насчитывало несколько этапов. До середины тридцатых годов двадцатого века строительство гидроэлектростанций в интересах нужд сельского хозяйства происходило хаотично и неупорядоченно, без разработки каких-либо проектных обоснований, в условиях полного отсутствия типового оборудования. Тем не менее, количество созданных подобного рода установок достигало значительных, по сегодняшним меркам, величин. Так, к 1934 году, в эксплуатации находилось около 60 тысяч малых гидроэлектростанций, и их общая установленная мощность достигала 450 МВт, и их средняя мощность составляла 7,5 кВт. Разумеется, эффективность установок, построенных в подобных условиях, являлась крайне низкой, так как (как правило) использовалось неэффективное оборудование типа водяных колес, и КПД их не превышал 0,3. [59].

С выходом в июне 1934 года Постановления Совета Труда и Оборона «О строительстве мелких гидростанций» был положен плановый и научный под-

ход к проектированию и строительству МГЭС, производству оборудования для них.

Развитие малой гидроэнергетики было связано не только с электрификацией сельского хозяйства. Согласно плану ГОЭЛРО, большое значение наряду со строительством крупных для того времени энергообъектов (Волховской ГЭС, Днепровской ГЭС и др.), придавалось строительству небольших по мощности ГЭС (от 2-5 до 30 МВт) в экономически отсталых национальных районах, не имеющих своих топливных баз. В первые довоенные пятилетки были построены Ленинанская ГЭС (5,28 МВт), Боз-Суйская ГЭС (4 МВт), Земонавчальская ГЭС (12,8 МВт) и ряд других.

Большинство малых ГЭС в системе Минэнерго СССР было построено во время войны в Средней Азии и на Урале для энергоснабжения эвакуированных предприятий.

После окончания Великой Отечественной войны для обеспечения энергоснабжения сельского хозяйства по всей стране развернулись работы по восстановлению и строительству МГЭС. Темп строительства МГЭС достигал 1000, а в некоторые годы даже 1500, в год. К 1952 году количество МГЭС достигло максимальной величины в 6614 штук, а к 1959 году общая установленная мощность МГЭС в СССР достигла 480 МВт. Динамику ввода в эксплуатацию МГЭС можно проследить по таблице 1.1. [51, 38].

Таблица 1.1

## Малые ГЭС на территории СССР

Годы	Общее количество ГЭС	Суммарная мощность, МВт	Средняя установленная мощность, кВт	Потребление э/энергии сельским хозяйством, млн. кВт·ч	Производство э/энергии МГЭС, млн. кВт·ч	Соотношение между потреблением и производством, %
1	2	3	4	5	6	7
1928	190	7,5	39	35	9	26
1932	207	8	38	86	-	-
1940	943	31,6	33,5	542	48,8	9
1945	1093	48,9	44,7	375	68,2	18
1950	1063	243	228,6	1300	305,8	23,5
1955	5818	410,4	70,5	4000	586,3	17
1960	3544	410,6	115,9	9970	920	9,5
1963	1928	162,3	84	16 130	247	1,5
1970	360	64,7	179,7	38 552	112,2	0,29
1980	70	10,1	143	110 884	11,1	0,01

После отмены в 1954 г. ограничений на подключение к централизованному электроснабжению сельскохозяйственных районов многие колхозные ГЭС были выведены из эксплуатации, демонтированы и уничтожены. По мере развития крупного электроэнергетического строительства создание новых малых ГЭС сокращалось, а к 1970 году, после завершения процесса подключения подавляющего большинства сельских потребителей к энергосистеме (ЕЭС), начался период консервации и упадка малых сельских гидроэлектростанций. Так, в 1962 г. число МГЭС сократилось до 2665 [48]. В 1970-1980 гг. в Минэнерго СССР 145 ГЭС суммарной мощностью 92,5 МВт были списаны, 37 гидроэлектростанций общей установленной мощностью 35,7 МВт были законсервированы или находились в резерве, причем оборудования 26 МГЭС было пригодно к эксплуатации. В 1989 году в эксплуатации находилось 243 МГЭС единичной мощностью менее 30 МВт общей мощностью 1250,3 МВт, из числа ко-

торых 185 МГЭС суммарной мощностью 411 МВт имели единичную мощность до 10 МВт [51].

Тем не менее, работы по анализу возможностей использованию водотоков малых рек продолжались. В 1982 году Гидропроект, по заданию Минэнерго СССР, приступил к выполнению темы «Разработка и строительство головной автоматизированной малой ГЭС с унифицированным оборудованием и строительными конструкциями». Были изучены материалы по 1975 действующим, строящимся и проектируемым гидроузлам, не имеющим в своем составе ГЭС из которых, по результатам анализа, были определены 432 гидроузла с общей проектной среднегодовой выработкой 5,8 млрд. кВт·ч [80]. Из них для дальнейшего рассмотрения в качестве первоочередных было отобрано около 60 объектов [81, 62].

На основе данных, полученных в ходе обследования действующих МГЭС, была сделана первая унификация МГЭС по основным параметрам и компоновочным решениям. Были определены четыре группы электростанций, унифицированных по величине расходов и напоров. Каждой из этих групп, с учетом мирового и отечественного опыта, был подобран наиболее оптимальный тип гидротурбинного оборудования [81, 62].

К концу восьмидесятых годов объединение «Гидропроект» составило уточненную программу технического перевооружения и реконструкции ранее построенных, а также сооружения новых малых ГЭС на 1991-2000 гг. Программой предусматривалось до 2000 года осуществить ввод 253 малых ГЭС общей мощностью 1870 МВт [62].

В настоящее время в СНГ действует более 400 МГЭС с общей установленной мощностью более 1500 МВт, а в разных регионах Российской Федерации эксплуатируется около 300 МГЭС суммарной установленной мощностью приблизительно 1000 МВт [46, 18, 33, 72].

Например, в Карелии эксплуатируются 6 малых ГЭС общей установленной мощностью 12,2 МВт, одна из которых – ГЭС Хямекоски, мощностью 2,68 МВт, эксплуатируется с 1900 года. Общее количество малых ГЭС, рекомен-

дуемых к восстановлению и строительству в Карелии, составляет 42, суммарной мощностью 332 МВт [74].

Общий валовой потенциал малой гидроэнергетики России оценивается в настоящее время в 360 млн. тонн условного топлива (тут), технический потенциал – в 125 млн. тут, а экономически обоснованный потенциал МГЭС составляет 65 млн. тут. Установленная мощность более 170 малых ГЭС, предложенных к строительству до 2010 года, составляет около 800 МВт со средней многолетней выработкой 30000 МВт·ч. [18, 33, 48].

### **1.1.2. Использование энергии малых рек в Республике Башкортостан**

Развитие электрификации в Республике Башкортостан начало осуществляться с началом повсеместного использования для нужд народного хозяйства ресурсов существующих рек. Согласно Постановлению Совета Министров БАССР от 10 октября 1946 года было намечено за 1946-48 годы провести сплошную электрификацию.

В соответствии с этим Постановлением намечалось строительство свыше 200 сельских ГЭС. Предполагалось, например, в одном только Мечетлинском районе, в дополнении к существующим Большеустыкинской ГЭС (сдана в эксплуатацию 07.11.1939 г.) и Мечетлинской ГЭС (01.01.1946 г.) построить еще 5 электростанций: Кургатовскую (на р. Ока), Лемез-Тамакскую (на р. Лемезы), Муслимовскую (на р. Ик), Нижнетукбаевскую (на р. Кушкаяк), Таишевскую. В 1948 году были построены Кургатовская и Лемез-Тамакская. В 1954 году в Мечетлинском районе эксплуатировалось 7 ГЭС [49].

К концу шестидесятых годов большинство сельских линий электропередачи Республики Башкортостан были переведены на питание от государственной системы и практически все из существовавших на начало пятидесятых годов 200 МГЭС, которые обеспечивали электроэнергией до 80 % потребностей на селе, были постепенно законсервированы и впоследствии пришли в упадок.

К началу 90-х годов на территории Башкортостана в эксплуатации находились только 2 ГЭС – Павловская, введенная в эксплуатацию в 1959 году, проектной мощностью 166 МВт и Нугушская ГЭС (9,06 МВт), введенная в 1967 г.

С конца девяностых годов в Республике активно поднимался вопрос о возобновлении использования энергоресурсов малых рек и существующих водохранилищ. В 1996 году распоряжением Кабинета Министров Республики Башкортостан создана рабочая комиссия по изучению вопроса строительства малых ГЭС на существующих водохранилищах и перспектив развития малой энергетики.

Институтом «Башгипроводхоз» в 1996 г. были подготовлены предложения о строительстве МГЭС мощностью по 50 кВт на Таналыкском, Слакском водохранилищах и Узьянском пруду.

Постановлением Кабинета Министров (КМ) РБ № 257 от 31.12.1997 года «Об электрификации населенных пунктов и развитии малой гидроэнергетики в Республике Башкортостан» был утвержден Перечень МГЭС, подлежащих строительству в 1997-1998 гг.

Работы по строительству, монтажу и ввод в эксплуатацию выполнялись ОАО «Башкирэнерго». В 1999 году (в апреле и июне) были запущены в опытную эксплуатацию гидроагрегат (ГА) № 2 мощностью 24 кВт (производство НПО Гидроэнергопром, г. С.Петербург) Слакской МГЭС, и ГА № 2, мощностью 45 кВт (АО «Пэлла-Маш, г. С.Петербург) Мечетлинской МГЭС [5, 6].

Впоследствии, 20.06.2000 года, была утверждена более обширная «Программа строительства МикроГЭС на 2000-2003 годы», включавшая планы строительства уже 19 МГЭС, суммарной мощностью 3940 кВт. Накопленный при строительстве Слакской, Мечетлинской, Узьянской и Таналыкской МГЭС опыт позволил точнее сформулировать необходимые исходные данные для оценки гидропотенциала Республики и 4 сентября 2001 года Постановлением КМ РБ № 222 принята «Программа строительства объектов малой гидроэнергетики в Республике Башкортостан на 2001-2005 годы». В соответствии с этой



Программой запланировано строительство 36 объектов комплексного использования (с установкой, как генераторов, так и мельниц), общей электрической мощностью 4795 кВт, а также водяных мельниц общей производительностью 6800 кг/час.

## 1.2. Использование энергии ветра

Среди возобновляемых источников энергии ветроэнергетика занимает важное место. По оценкам Pacific Northwest Laboratory (США), площадь, на которой среднегодовая скорость ветра на высоте флюгера (8-10 м) превышает 5,1 м/с, составляет 25 % поверхности земли. С учетом экономических, технических, экологических и других ограничений к 2020 г. можно было бы установить ветроэнергетических установок (ВЭУ) общей мощностью 450 000 МВт со среднегодовой выработкой электроэнергии более 900 млрд. кВт·ч в год, что составило бы примерно 3,5 % вырабатываемой в мире электроэнергии [58].

Динамика роста установленных мощностей ВЭУ в мире представлена в таблице 1.2.

**Таблица 1.2**

### Установленная мощность ВЭУ в мире с 1994 по 2001

	1994 г.	1995 г.	1998 г.	1999 г.	2000 г.	К началу 2001 года
<b>Общая суммарная мощность ВЭУ в мире, МВт</b>	3652,6	4878,3	11 000	13500	17300	18710

Первые конструкции ветроэнергетических установок (ВЭУ) разрабатывались с 1930 до середины 50-х годов. Так, в США в 1941 году была запущена в опытную эксплуатацию ветроустановка Smith-Putnam, мощностью 1,25 МВт и диаметром ветроколеса 53 м. Установка проработала непрерывно несколько недель, выработав 61,78 МВт·ч электроэнергии. Эксплуатация данной ВЭУ продолжалась до поломки ветроколеса в 1945 г. В связи с высокой себестоимостью электроэнергии агрегат восстанавливать не стали [34]. После резкого

скачка цен на нефть в 1973 г. интерес к таким установкам возрос вновь. К этому времени еще сохранили работоспособность несколько старых установок (например, в Дании эксплуатируется установка Gedster мощностью 100 кВт с диаметром колеса 24 метра, построенная в 1957 году) [78].

С конца 70-х – начала 80-х годов строительство ВЭУ начинается уже на высоком технологическом уровне, при широком использовании микроэлектроники для устройств контроля и управления. Строятся как одиночные ВЭУ, так и ветроэлектрические станции (ВЭС), состоящие из нескольких ВЭУ, работающих в составе единого комплекса, которые также именуется ветропарками. Преимущества ВЭС, такие как отсутствие каких-либо требуемых для работы ресурсов (кроме небольшого количества электроэнергии для обеспечения собственных нужд), полная автоматизация, минимальная территория отчуждения, составляющая по расчетам 3-5 м<sup>2</sup>/кВт, практически полная заводская готовность при поставке обуславливают быстрый рост количества ВЭС во всем мире [57]. Достаточная надежность и неприхотливость современных ВЭУ позволяют осуществлять строительство новых станций даже в условиях Крайнего Севера. Так, например, Норвегия, обнародовала планы строительства ветропарка «Navoygavlen» общей мощностью 40 МВт, состоящего из 16 турбин N80, единичной мощностью каждого агрегата 2,5 МВт (производитель – германская группа Nordex). Ветропарк, который будет расположен всего в 100 км южнее Северного Полюса, будет одной из лучших ВЭС в Европе. Расположенный на территории со среднегодовой скоростью ветра более 9 м/сек, ВЭС «Navoygavlen» будет способна производить до 120 000 МВт·ч электроэнергии ежегодно [92].

Германия, Дания и Испания, за период 1993-1999 г., в сумме, ввели в эксплуатацию 80 % от общего объема новых ВЭС в Европе [88]. В 1991 г. Европейская Комиссия поставила задачу создания к 2000 г. энергетических мощностей на базе использования энергии ветра в объеме 4000 МВт, но уже к 1999 г. установленная мощность ВЭУ в мире достигла 8000 МВт. Ставятся новые задачи: 40 тыс. МВт к 2010 г. и 100 тыс. МВт к 2020 г. [63]. По мнению экспер-

тов, в следующие 5 лет, мощность действующих в мире ВЭУ должна увеличиться в три раза и достигнуть 75060 МВт [58]. В Евросоюзе доля нетрадиционных возобновляемых источников энергии должна к 2010 г. возрасти на 22 %, в основном за счет ветроэнергетики.

Динамика роста установленной мощности ВЭС, действующих в различных странах мира, представлена в таблице 1.3.

**Таблица 1.3**

**Динамика роста установленной мощности ВЭС по странам мира**

Страна	Установленная мощность ВЭС, в МВт, по состоянию					
	на конец 1992 г.	на конец 1994 г.	на конец 1996 г.	на конец 1999 г.	на конец 2000 г.	на середину 2001 г.
<b>Германия</b>	183	643	1576	4445	6113	6560
<b>США</b>	1584	1725	1794	2500	2554	2600
<b>Дания</b>	470	540	785	1748	2300	2325
<b>Испания</b>	45	72	216	1522	2235	2582
<b>Индия</b>	51	120	820	1077	1167	1340
<b>Нидерланды</b>	105	153	305	410	449	458
<b>Италия</b>	6	22	70	282	427	430
<b>Великобритания</b>	30	147	264	343	406	409
<b>Китай</b>	-	25	57	265	265	361
<b>Швеция</b>	12	40	105	195	231	240

Одной из первых стран Европы, поставившей необходимость освоения ветроэнергетического потенциала в качестве государственной задачи, стала Дания. Около 30 лет назад отсутствие своих природных запасов органического топлива побудило Данию рассматривать ветроэнергетику альтернативой тепловым электростанциям. В 1974 было принято решение о необходимости изучения возможности использования ветровой энергии в системе электроснабжения Дании. В 1975 году был выпущен отчет, в котором было установлено, что до 10 % энергопотребления в стране может быть покрыто за счет использования энергии ветра. В 1977 датское правительство утвердило программу, которая, начиная с 1980 года, через каждые три года пересматривалась и модерни-

зировалась на основе достигнутых результатов. Программа является постоянно действующим планом развития ветроэнергетики страны. Наряду с проектированием, созданием ветроустановок и широким рядом научно-исследовательских работ программа включала в себя изыскательские работы по определению наилучшего местоположения ветроустановок и выявлению ветровых ресурсов. В результате был разработан «Атлас ветров Дании» [58, 42].

В большинстве государств, обладающих значительным ветровым потенциалом и развитой промышленностью, разработаны и выполняются государственные программы развития ветроэнергетики, осуществляется в разных видах государственная поддержка, действующая до тех пор, пока ветроэнергетика не станет коммерческим способом выработки электроэнергии [58, 63, 53].

В Германии к февралю 2002 года действовало 11 000 ВЭУ, которые производили в год 4 % электроэнергии потребляемой в стране [89].

До 1998 г. в Германии не уделялось большого внимания развитию ветроэнергетики. Положение резко изменилось в 1999 г., когда было введено 1568 МВт ВЭУ. За 2001 год ввод мощностей на ВЭС составил 2659 МВт. В 2002 году запланирован ввод 3000 МВт, из которых только за I квартал введено 353 ВЭУ суммарной мощностью 457 МВт и в июне 2002 г. суммарная мощность всех ВЭС Германии превысила 10 000 МВт. Предполагается, что до 2010 года, общая мощность ВЭУ достигнет 25 000 МВт [57].

Росту количества ВЭУ способствует политика налоговой поддержки со стороны федерального правительства, администрации отдельных земель, повышение экологических требований к традиционной энергетике, вызвавшие увеличение затрат на производство электроэнергии на органическом топливе.

По данным Федерального союза ветроэнергетики, наиболее успешно ветроустановки внедряются в Северных землях, расположенных на побережье Северного и Балтийского морей и в горных районах – Нижней Саксонии, Бремене, Северной Рейн-Вестфалии и других местах, имеющих наилучшие ветровые условия [58, 72].

Дания является одной из ведущих стран в области ветроэнергетики. Установленная мощность 6000 ВЭУ, средней мощностью более 400 кВт, составило на конец I квартала 2002 г. 2500 МВт [57]. Дания является крупнейшим экспортером ветроэнергетического оборудования в мире. Заводы фирм Vestas, Bonus, NEG Micon действуют в США, Испании, Индии, Китае, Латинской Америки. В последние годы в связи дефицитом площадей под строительство новых ВЭУ и вкпе с увеличением стоимости земли наблюдается постепенная замена действующих установок мощностью 250, 300 и даже 500-600 кВт, на установки большей мощности – до 2 МВт и начало строительства крупных ВЭУ и ВЭС (ветропарков) в прибрежных водах. Такие ВЭС получили название «оффшорных» ВЭС [57, 58]. Оборудование, снятое вследствие замены, Дания экспортирует в другие страны, в частности, в Россию, по цене в 2-3 раза ниже стоимости новых ВЭУ. Несмотря на это, оборудование достаточно надежно и успешно может эксплуатироваться еще 15-16 лет [57].

В странах Скандинавии развитие ветроэнергетики поощряется правительствами: в Дании электрическим компаниям, производящим электроэнергию на ВЭС, за 1 кВт·ч отпущенной энергии выплачивают безвозмездную субсидию в размере 0, 27 кроны (около 3,8 цента США), а в Швеции – 0,15 шведской кроны (2,5 цента США). Средства на их выплату образуются за счет повышенных экологических налогов на тепловые электростанции [40].

В США, в 1996 году мощность установленных ВЭУ достигла 1770 МВт, что составляла тогда около 40 % мощности всех ВЭС мира. До 1999 г. ежегодные вводы мощностей ВЭУ не превышали 30-500 МВт, однако, в 2000 г. было принято решение о резком увеличении темпов развития ветроэнергетики и доведения установленной мощности ВЭУ до 80 000 МВт к 2020 г. К середине 2002 г. мощность ВЭС в США составляла 4258 МВт или 23 % от общей мощности ВЭС. [57]. Характерно, что на долю штата Калифорния, приходится 40 % (1700 МВт) от всего установленного парка ВЭУ США [72, 57].

В Испании к началу 2002 г. установленная мощность ВЭУ достигла 3337 МВт и Испания, в настоящий момент, является, наряду с Индией, крупнейшим

покупателем и производителем ветроэнергетического оборудования. Так, например, фирма «Gamesa» является крупнейшим производителем ВЭУ мощностью до 1000 кВт. Строительство ВЭУ ведется как в прибрежных районах, так и в горных. [57]. В провинциях Наварра и Альбасете на ВЭС производится 22% потребляемой электроэнергии [20]. Годовой прирост мощности ВЭС в 1997-2000 гг. составлял 87,7 %, что вывело Испанию на второе место в мире по этому показателю после Германии. Удельные капиталовложения на сооружения ВЭС снизились с 1635 евро/кВт в 1986 г. до 902 евро/кВт в 1999 г. Королевский декрет от 23 декабря 1998 г. предусматривал дотацию для электроэнергии ВЭС в размере 0.08 евро/кВт·ч при тарифе для конечных потребителей около 0,11 евро/кВт·ч [22].

В России на середину 2001 года установленная мощность ВЭС составила всего 5 МВт [58], при этом, по экспертным оценкам, валовой потенциал энергии ветра в Российской Федерации составляет  $26 \times 10^9$  т.у.т./год, технический –  $53 \times 10^6$  т.у.т./год и экономический –  $12,5 \times 10^6$  т.у.т./год [37]. По данным [33] экономический ветровой потенциал России оценивается в 40 млрд. кВт·ч в год или примерно в 20000 МВт. Одна ветроустановка мощностью 1 МВт при скорости ветра 6 м/с дает экономию 1 тыс. т.у.т. [33].

В РАО «ЕЭС России» имеются проектные разработки и ведется создание первоочередных, в том числе и демонстрационных, энергетических комплексов с использованием ветровой энергии. Наиболее крупные из них (по данным на 01.01.2003 г.) представлены в таблице 1.4.

Таблица 1.4

## ВЭС на территории Российской Федерации

№ п/п	Где установлена, наименование, общая проектная установленная мощность (кВт)	Кол-во × единичная мощность установки, тип ВЭУ Фирма-изготовитель, страна	Режим работы параллельно с сетью (П) или в изолир. режиме (И)	Год начала эксплуатации первых агрегатов
1	2	3	4	5
1	ВЭС «Заполярный парк» Усинский г/узел, г. Воркута 2500	10×250 АВЭ-250 НПО «Южное», Россия	И+П	6 ВЭУ с 1994 г.
2	ВЭС в п. Никольский АО «Камчатэнерго» 500	2×250 Micon, Дания	И Совместно с ДЭС 800 кВт	с 1996 г.
3	ВЭС –300, г. Ростов АО «Ростовэнерго» 300	10×30 HSW-30 HSW, Германия	П	с 1996 г.
4	Калмыцкая ВЭС ОАО «Калмыкэнерго» 22000	22×1000 P-1000 МКБ «Радуга», Россия	П	1 ВЭУ с 1994 г.
5	ВЭС АО «Янтарьэнерго» 5100	1×600 WindWorld, Дания 20×225 Vestas, Дания	П	С 2000 г.
6	ВЭС «Тюпкельды» ОАО «Башкирэнерго» 2200	4×550 ET-550 HAG, Германия	П	с 2001 г.

В 2000 году Министерством энергетики РФ совместно с российско-датским институтом энергоэффективности под методическим руководством Датской национальной лаборатории «РИСО» издан «Атлас ветров России». В атласе изложена методика определения ветроэнергетического потенциала в приземном слое атмосферы до 200 м на территории России по многолетним данным 332 метеорологических станций, которая учитывает влияние рельефа и ландшафта местности и эффекта затенения ветрового потока различными объектами и препятствиями. Указанная методика широко апробирована при создании атласа ветров в Европейском союзе и позволяет рационально выбрать место установки и технико-экономические показатели рекомендуемых ветроэнергетических станций [37].

В настоящий момент в России проектируются и строятся Дагестанская ВЭС (установленной мощностью 6 МВт), Ленинградская (25 МВт), Приморская (30 МВт), Морская (30 МВт), Магаданская (30 МВт). Все ВЭС намечается комплектовать оборудованием отечественного производства: ветровыми турбинами Р-1000 (1000 кВт) АО «Тушинский машиностроительный завод», АВЭ-250 (250 кВт) и Ю-420 (420 кВт) НПО «Южное», генераторами АО «Электро-сила» [33, 37].

В Башкортостане выработка электроэнергии осуществляется на ветроэлектростанции «Тюпкильды», расположенной в Туймазинском районе. Электростанция построена ОАО «Башкирэнерго» в 2001 г. Здесь установлены 4 ветроагрегата модели ET 550/41 фирмы Hanseatische AG (ФРГ) с диаметром винта 41,5 м, количеством лопастей на ветроагрегате равным 3. Это самая мощная ветроэлектростанция в России с установленной мощностью 2200 кВт. [1, 2, 84].

### **1.3. Комбинированная выработка энергии на малых газопоршневых установках**

Существуют две основные технологии производства электроэнергии на тепловых электрических станциях (ТЭС):

- производство электроэнергии на ТЭС по конденсационному циклу. При этом тепло, совершившее полезную работу в турбине, отводится в окружающую среду на градирнях, в прудах-охладителях и т.п. КПД такого цикла, в зависимости от начальных параметров рабочего тела (пара) составляет 28-38 %. Таким образом, более 60 % энергии, затраченной в цикле конденсационной электростанции (КЭС), безвозвратно теряется;
- производство электроэнергии и тепла на теплоэлектроцентралях (ТЭЦ).

Комбинированная выработка электроэнергии с одновременным полезным отпуском тепла потребителям позволяет достичь коэффициента использо-



вания энергии топлива (отношения количества энергии полезно отпущенного потребителю к количеству энергии топлива) 70-90 %.

Основной идеей теплофикации является выработка электроэнергии на существующем тепловом потреблении, то есть при совместном производстве электрической и тепловой энергии в одной установке. В комбинированной выработке заключается основное отличие теплофикации (за рубежом также употребляют термин – *когенерация*) от так называемого отдельного метода энергообеспечения, при котором электрическая энергия вырабатывается на КЭС, а тепловая энергия (для производственных нужд, систем отопления, горячего водоснабжения и т.п.) в котельных установках [68, 69, 70].

В России совместное производство электроэнергии и тепла на ТЭЦ развивалось еще с 20 годов прошлого века. В конце ноября 1924 г., в Ленинграде, был введен в эксплуатацию первый теплопровод общего пользования от ТЭЦ [76].

В настоящее время в России комбинированная выработка тепловой и электрической энергии применяется в основном только в крупных городах – там, где имеются централизованные системы теплоснабжения. Так, в 1995 году на ТЭЦ общего пользования было произведено 562,1 млн. Гкал, на что было истрачено 106,2 млн. т.у.т. В то же время общее потребление теплоты на отопление, вентиляцию, кондиционирование воздуха и на горячее водоснабжение жилых, общественных и промышленных зданий, а также на технологические нужды промышленных и коммунальных предприятий составило в 1995 г. 1875 млн. Гкал, и на это было израсходовано 323,6 млн т.у.т. [76, 32]. Таким образом, на ТЭЦ производилось всего около 30% тепловой энергии.

В то же время за рубежом в последние десятилетия все шире применяется комбинированная выработка электрической и тепловой энергии на малых децентрализованных, то есть максимально приближенных к потребителям, энергоустановках. Такие энергоустановки за рубежом называются когенерационными установками (КУ) и когенерационными станциями (КС), при наличии нескольких КУ. КУ на базе газовых, дизельных двигателей внутреннего сгора-

ния мощностью до 5 МВт, малых газотурбинных установок мощностью от 100 кВт до 10-12 МВт, используются для обеспечения электроэнергией и теплом небольших районных центров, поселков, больниц, предприятий и жилых домов. Наибольшее распространение такие установки получили в Дании (56% всего объема производимой электроэнергии вырабатывается на когенерационных установках), Голландии (42,6%), Финляндии (32,5%), Австрии (25%). Всего в 14 странах Европейского союза около 9% от всей выработки электроэнергии составляет производство электроэнергии на мини-ТЭЦ (таблица 1.5) [90]. Имеются планы по увеличению выработки электроэнергии на когенерационных станциях до 18% до 2010 г [93].

В настоящее время существует несколько основных производителей оборудования для когенерационных систем: это фирмы «Jenbacher AG» - Австрия, «Wartsila NSD»-Финляндия, «Cummins», «Caterpillar», «Waukesha» -США, «Deutz», «MAN»-Германия в области газовых двигателей внутреннего сгорания, «Capstone Turbine Corporation»-США в области газовых микротурбин.

Основные преимущества локальных когенерационных систем, такие как снижение выбросов вредных веществ, по сравнению с отдельным производством электроэнергии и тепла, отсутствие потерь на транспорт электроэнергии и тепла, благодаря максимальной приближенности источников энергии к потребителям, быстрый возврат капиталовложений, благодаря сравнительно низкой стоимости КС (порядка 450-500 \$/кВт·ч), сделали когенерационные системы весьма привлекательными для инвестиций [75].

Таблица 1.5

**Динамика роста установленной мощности мини-ТЭЦ с КУ  
в некоторых странах Евросоюза**

Страна	Выработка электроэнергии на мини-ТЭЦ по отношению к общей выработке, %	
	1994	1996
Австрия	20	25
Великобритания	3,5	5,5
Германия	9,7	7
Голландия	39	42,6
Дания	32,5	56
Испания	5,2	7,5
Италия	11	14
Португалия	8	9,8
Финляндия	31	32,5
Швеция	6,7	7,2

В основном малые ТЭЦ за рубежом используют в качестве топлива природный газ, но в последнее время широкое распространение в развитых странах получают также мини-ТЭЦ, работающие на «альтернативном» газовом топливе: всевозможных видах биогаза, шахтного газа, попутного газа и т.д. [28, 87].

Еще в 30-х годах XX века в странах южной и восточной Азии появились первые простейшие домашние установки для получения биогаза из навоза крупного рогатого скота (КРС) и помета домашней птицы. С 70-х годов в Китае начала действовать национальная программа по добыче биогаза и уже через 10 лет в стране работало более 10 млн. фермерских биореакторов, производивших ежегодно 1,3 млрд. м<sup>3</sup> биогаза, что позволило обеспечить теплом 35 млн. человек. Кроме малых фермерских установок, в Китае работает 40 тыс. больших и средних биогазовых станций и 24 тыс. биогазовых очистительных реакторов для обработки городских бытовых отходов. На биогазе работает 190 электростанций. Свыше 60% всего автобусного парка страны, в том числе око-

ло 80% в сельской местности, работают на биогазовых двигателях. Китай экспортирует как сам биогаз, так и двигатели на основе этого топлива более чем в 20 стран мира.

Весьма интенсивно биогазовая отрасль развивается и в других странах Азии. Так, в Индии насчитывается около 3-х миллионов биогазовых установок различной производительности, в Непале – около 100 тыс. биогазовых установок.

Ограниченность запасов ископаемого углеводного сырья заставила также и многие развитые страны Америки и Европы активизировать исследования в области альтернативных энергосберегающих технологий и возобновляемых источников энергии.

Понимая важность и эффективность использования биогаза, США приняли закон о необходимости оборудования всех без исключения полигонов твердых бытовых отходов системами добычи и утилизации биогаза. В настоящее время на территории США работает 10 крупных биогазовых заводов, один из которых подает биогаз в газораспределительную сеть г. Чикаго и обеспечивает работу теплоэлектростанции.

Правительством Панамы запланировано и начато строительство 7 заводов по производству биогаза на свалках твердых бытовых отходов, который в дальнейшем будет использоваться в качестве топлива для нужд ТЭЦ.

В текущем году в Великобритании также будет приведена в действие электростанция, топливом для которой является биогаз.

В промышленно развитой Германии в 1999 году число биогазовых установок достигло 600, и она вышла на первое место в Европе по использованию биогаза в качестве топлива для получения тепловой и электрической энергии. Специалисты в области энергетики считают, что биогазовая технология способна покрыть до 15 % энергетических потребностей Германии.

В настоящее время, целый ряд компаний выпускает электрогенерирующее оборудование для биогазовых технологий. Это такие фирмы как «GE Jenbacher» (США-Австрия), «Caterpillar», «Waukesha» (США), Deutz (Германия), «TEDOM» (Чехия). Опыт фирмы «TEDOM» наиболее интересен, так как эта

компания предлагает комплексные решения по утилизации метаносодержащих газов из отходов систем очистки сточных вод, животноводческих и птицеводческих комплексов, свалочного газа, при том, что компания до недавнего времени не имела собственного производства биогазовых ДВС и использовала оборудование других компаний. В период с 1995 по 2002 год компания «TE-DOM» запустила в эксплуатацию 15 мини-ТЭЦ на биогазовом топливе в Чехии, Португалии, Швейцарии, Австрии и даже в Китае, мощностью от 22 до 140 кВт.

Другим примером успешно развивающейся компании, производящей энергетическое оборудование с использованием в качестве топлива биогаза, является фирма «GE Jenbacher». Первый газовый двигатель был выпущен этой австрийской фирмой в 1957 г., и с тех пор фирмой произведено более 10 000 электростанций на газообразном топливе и в настоящий момент компания является ведущим мировым производителем мини-ТЭЦ, использующих в качестве топлива газообразные продукты разложения органических соединений. Только в 2003 г. было продано 115 электростанций для работы на свалочном газе суммарной мощностью 118 МВт.

Национальное агентство Дании по энергетике финансирует работы по научно-техническому развитию биогазовых производств, поддерживает и инвестирует проекты за рубежом, в частности, на Украине, где строится демонстрационная биогазовая установка по переработке навозных стоков объемом 80 т/сутки и ежедневным получением 3,3 тыс. м<sup>3</sup> биогаза.

В Швеции на биогазовом топливе работают сотни автомобилей и автобусов.

Благодаря биогазу, потребности западноевропейского животноводства в топливе за последние 10 лет сократились более чем на треть, при этом биогазом отапливается не менее половины всех птицефабрик.

В настоящее время в Европе насчитывается более 800 энергетических комплексов, в том числе 24 крупных. В целом в 2010 году в странах ЕС за счет

применения биогаза намечено получить дополнительной энергии в размере 15 млн. тонн нефтяного эквивалента.

Активно развивается биогазовая отрасль в ЮАР, Австралии, Канаде, Японии и в странах Латинской Америки.

Малые теплоэлектроцентрали начинают вводиться и в России, как в новом строительстве, так и для так называемой «надстройки» существующих паровых и отопительных котельных. Кроме осуществления комбинированной выработки электрической и тепловой энергии на базе существующих тепловых нагрузок локальных потребителей, такие ТЭЦ повышают автономность энергоснабжения котельной в случаях потери сетевого электропитания в аварийных ситуациях, что имеет очень большое значение в настоящих условиях.

В Республике Башкортостан развитие малой энергетики с применением новых технологий комбинированной выработки электроэнергии и тепла происходит достаточно динамично. Ведется строительство мини-ТЭЦ с использованием газопоршневых двигателей в санаторно-курортных учреждениях (Красноусольск, Янгантау, Юматово, Ассы) Республики. С точки зрения максимальной эффективности производства электроэнергии и тепла был рассмотрен вариант подключения мини-ТЭЦ к нагрузкам круглогодичного потребления тепла – к нагрузке ГВС курортов [69, 70]. Проведенные предпроектные обследования показали, что оптимальными при таком режиме работы являются электрические мощности 1-2 МВт. В данном диапазоне мощностей (до 3,5 МВт), по зарубежным данным, более эффективными, с меньшей удельной стоимостью и меньшими эксплуатационными затратами, по сравнению с газовыми турбинами, являются газопоршневые двигатели. На принятие решения по новым мини-ТЭЦ с газопоршневыми агрегатами (ГПА-ТЭЦ) повлияли, помимо более высоких технико-экономических показателей, такие преимущества, как: возможность работы на газе низкого и среднего давления без подвода газа высокого давления и газодожимных компрессоров; более выгодное соотношение электрической и тепловой мощности, позволяющее выработать больше электроэнергии комбинированным способом; более высокий (в 2,5-3 раза) заявленный

ресурс до капитального ремонта и общий срок эксплуатации; короткие сроки строительства и ввода в эксплуатацию благодаря высокой заводской готовности оборудования. Особенно важным для подобных объектов является отсутствие ограничений по давлению газа: для агрегатов мощностью 1 -1,5 МВт достаточно давления бытового газа (менее 0,02 МПа), для более мощных агрегатов требуемое давление не превышает 0,6 МПа, которое имеется в любой отопительной котельной.

Обзор литературных источников и результаты наших исследований указывают на то, что применение малых энергетических установок на основе малых ГЭС, ВЭС, а также создание локальных децентрализованных комбинированных источников энергии, с использованием биогаза, как продукта переработки отходов животноводства и растениеводства, для энергоснабжения существующего местного потребления тепла могут обеспечить определенную часть потребности сельского хозяйства в энергоресурсах. Широкое применение подобных локальных источников энергии сдерживается в настоящее время рядом факторов.

Основной причиной, препятствующей массовому внедрению данных установок, является то, что потенциальная возможность использования таких источников энергии как малые реки, ветер в Республике Башкортостан, мало изучена. Потребитель не обладает возможностью оценить количество вырабатываемой энергии от того, или иного источника, определить необходимость и мощность резервного источника питания. Кроме того, отсутствует методика определения экономической целесообразности использования малых энергетических установок в сравнении с традиционными энергетическими установками.

## ГЛАВА 2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАЦИОНАЛЬНОЙ СТРУКТУРЫ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

### 2.1. Энергетическая эффективность производства сельскохозяйственной продукции

В России себестоимость сельскохозяйственной продукции более чем наполовину состоит из затрат энергии. Снижение доли энергетических затрат в единице продукции существенно снизит цену на нее и позволит повысить рентабельность производства [15]. Для оценки энергетической эффективности производства зачастую пользуются сопоставлением энергозатрат на производство продукции с энергосодержанием готовой продукции. Так, в частности, в [15] приводятся данные по энергетической эффективности растениеводства (табл. 2.1) и животноводства (табл. 2.2.). Энергосодержание продукции определялось как произведение ее энергетического эквивалента на соответствующую массу сухого вещества. Энергетический эквивалент 1 кг сухой массы при этом принимался 5200 ккал/кг.

**Таблица 2.1**

#### Энергетическая эффективность производства продукции растениеводства

Состав энергозатрат	Энергозатраты	
	МДж	% к общим
<b>Живой труд</b>	11,8	0,02
<b>Топливо</b>	4163	3,87
Электрическая и тепловая энергии	21408,4	36,86
<b>Семена</b>	1546,7	2,66
<b>Удобрения и ядохимикаты</b>	28436	48,89
Энергетические средства	4423	7,62
Строительство зданий	0,2	
<b>ИТОГО:</b>	97460	
Энергосодержание продукции растениеводства	310502	
Энергетическая эффективность	3,18	



Величина энергетической эффективности, равная 3,18, получена для конкретного региона России. В целом по России этот показатель составляет 1,76...2,35. Для США этот показатель в среднем составляет 2,02 [15]. Превышение энергии в готовой продукции над затратами на ее получение объясняется "природным" фактором и, в первую очередь, за счет фотосинтеза. Иное соотношение наблюдается для производства продукции животноводства.

Таблица 2.2.

### Энергетическая эффективность производства продукции животноводства

Состав энергозатрат	Энергозатраты	
	МДж	% к общим
Прямые энергозатраты	47309734	44,39
<b>В том числе:</b>		
электроэнергия	1637959,7	1,54
нефтепродукты	25023780	23,48
отопление	17166145	16,11
технологическое тепло	3387323,4	3,18
горячее водоснабжение	94526,4	0,09
Косвенные затраты	51563825	48,38
<b>В том числе:</b>		
корма	47957000	45
дезинфицирующие средства	3606825	2,59
Инвестиционные затраты	6493407	6,1
<b>В том числе:</b>		
здания и сооружения	821282	0,78
специализированные машины	5041290,3	4,73
машины общего пользования	630835	0,59
Трудовые ресурсы	1214266	1,14
<b>Всего затрат:</b>	106581230	
энергосодержание продукции	4757370	
энергетическая эффективность	0,0446	

В целом по России энергетическая эффективность продукции животноводства составляет 0,032...0,0446, а в США, например, этот показатель составляет 0,0628 [15]. Столь значительное различие объясняется, с одной стороны,

различными природными условиями, а с другой – использованием в США более передовых (менее энергоемких) технологий.

Использование при производстве сельскохозяйственной продукции менее энергоемкой технологии и/или более рациональной структуры энергоресурсов, позволяющей снизить общие затраты на необходимую энергию, может снизить общие затраты на производство сельскохозяйственной продукции [4].

## 2.2. Построение математической модели затрат на энергоснабжение группы сельскохозяйственных потребителей от ряда источников

Потребитель для осуществления технологического процесса должен потреблять определенное количество энергии. Как правило, по виду это должна быть различная энергия (электрическая, тепловая, механическая и др.). Частично по требованиям технологии источники энергии могут быть взаимозаменяемы: отопление помещения может быть произведено за счет электрической энергии или за счет теплоносителя от котельной на угле, газе или другом топливе. К другой части энергии могут быть предъявлены более строгие требования. Например, электропривод может быть запитан только от источника электрической энергии. Таким образом, технология кроме общего количества энергии выдвигает и требование по виду энергии.

Один и тот же вид энергии может быть получен от различных источников. Например, электрическая энергия может быть получена от энергосистемы, дизельной электрической станции (ДЭС), солнечной батареи, ветроэлектрической установки (ВЭУ) и т.д. В каждом из этих случаев можно найти ряд различий. Единица электроэнергии от различных источников будет иметь различную стоимость. Каждый из этих источников будет иметь различную доступность. Под доступностью будем понимать возможность получения необходимой по требованиям технологии энергии в каждый промежуток времени. Например, от энергосистемы, неограниченной мощности при ее работоспособном состоянии, можно получить любое потребное количество энергии. В то же время, от солнечной батареи нельзя получить электроэнергию в темное время,

как и нельзя получить электроэнергию от ВЭУ в безветренные часы. Кроме того, значения естественной освещенности или скорости ветра могут быть меньше расчетных, следовательно, энергетические установки не смогут вырабатывать расчетное значение электрической мощности.

Введем для характеристики доступности источника энергии коэффициент доступности  $p_d$ . Будем понимать, что при  $p_d=1$  данный источник может обеспечить 100% количества энергии, требуемой технологическим процессом. При значении  $p_d=0$  рассматриваемый технологический процесс вообще не может получить ни единицы энергии от данного источника. В любых других случаях значение коэффициента доступности будет находиться в пределах от 0 до 1. Величина  $p_d$ , равная например, 0,6 означает, что рассматриваемый технологический процесс может быть обеспечен от данного источника только на 60% требуемого объема энергии, остальные 40% энергии должны быть получены от какого-то другого резервного источника энергии.

Каждый из источников энергии имеет различную надежность. Недоотпуск энергии возможен в данном случае из-за технического отказа источника энергии. Введем некий коэффициент  $k_n$ . Он определяет долю количества энергии, которую может не получить потребитель от данного источника энергии, исходя из его надежности в течение определенного времени (год, сезон, месяц и т.п.). Величина  $k_n$  находится в пределах от 0 до 1. Промежуточные значения коэффициента означают, что от данного источника за рассматриваемый промежуток времени потребитель получит  $k_n$  энергии (в долях от общего потребного количества), а  $(1 - k_n)$  энергии необходимо получить от другого (или других) резервного источника.

Предположим, что требуется обеспечить энергоснабжение группы потребителей. Общее потребное количество энергии –  $W$ . При этом возможен набор из любых  $A$  источников энергии, общее количество источников  $n$ . Каждый потребитель  $B$ , общее количество которых  $m$ , в силу выбранного технологического процесса, должен быть обеспечен определенным количеством энергии. В общем случае набор источников может быть произволен (рис. 2.1.).

Затраты на энергоснабжение потребителя  $B_j$  будут определяться как:

$$Z_{B_j}^1 = \sum_{i=1}^n W_{ij} C_{ij} K_{ij}, \quad (2.1)$$

где  $k_{ij} = f(p_{dij}; k_{nij})$  поправочный коэффициент.

Значение  $k_{ij}$  зависит от значений  $p_d$  и  $k_n$  при получении энергии от источника  $A_i$  потребителем  $B_j$ . Если  $p_{dij} = 1$  и  $k_{nij} = 1$ , то и  $k_{ij} = 1$  и зависимость (2.1) упрощается до:

$$Z_{B_j}^2 = \sum_{i=1}^n W_{ij} C_{ij}, \quad (2.2)$$

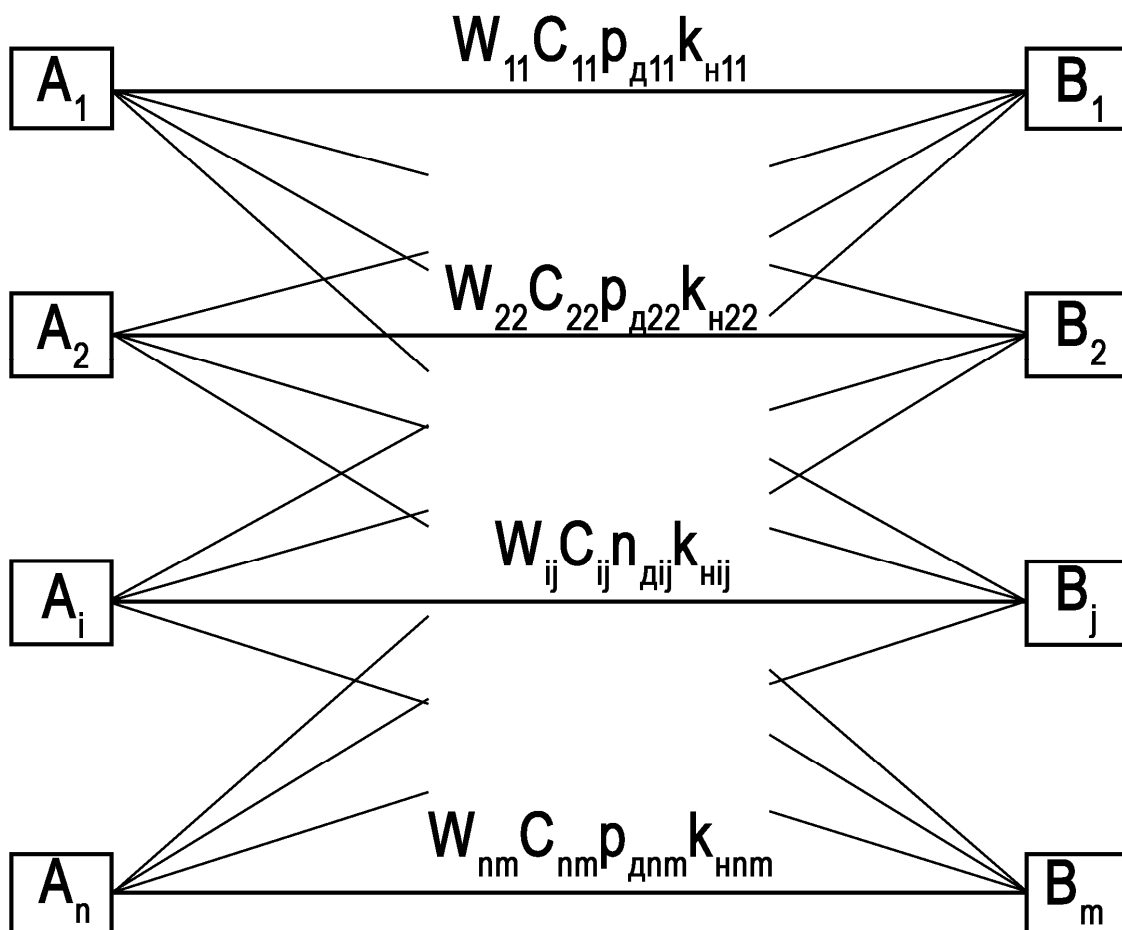


Рис. 2.1. Структура потребителей электроэнергии

Зависимость (2.2) справедлива для условия, когда источник энергии  $A_i$  может обеспечить любой потребитель  $B_j$  достаточным (по требованиям технологии) количеством энергии. Если источник  $A_i$  не может в любой момент вре-

мени обеспечить потребность какого-либо потребителя в достаточном количестве энергии ( $p_d < 1$ ;  $k_n = 1$ ), то потребуется некий дополнительный источник (пусть  $A_k$ ), который сможет обеспечить недостающее количество энергии ( $\sum_{i=1}^n W_{ij}(1 - p_{dij})$ ) потребителем  $B_j$  в заданные технологией промежутки времени. В общем случае источник энергии  $A_k$  может быть как в составе группы из  $n$  источников, так и за ее пределами.

$$Z_{Bj}^3 = \sum_{i=1}^n W_{ij} C_{ij} p_{dij} + C_k \sum_{i=1}^n W_{ij} (1 - p_{dij}) \quad (2.3)$$

Рассуждая аналогичным образом, можно получить значение суммарных затрат на энергообеспечение потребителей при значении  $k_n < 1$ :

$$Z_{Bj}^4 = \sum_{i=1}^n W_{ij} C_{ij} K_{nij} + C_k \sum_{i=1}^n (1 - K_{nij}), \quad (2.4)$$

где  $C_k$  – удельная стоимость энергии от источника  $A_k$ , обеспечивающего резервное энергоснабжение  $i$ -го потребителя в период отказа основного источника.

Используя 2.1. – 2.4., можно получить выражение для определения суммарных затрат на энергоснабжение всей группы потребителей при значении коэффициентов  $k_n$  и  $p_d$  не равных единице:

$$Z_{Bj}^3 = \sum_{i=1}^n W_{ij} C_{ij} p_{dij} + C_k \sum_{i=1}^n W_{ij} (1 - p_{dij}) + C_k \sum_{i=1}^n W_{ij} (1 - K_{nij}) \quad (2.5)$$

Очевидно, что наиболее рациональный вариант энергоснабжения рассматриваемой группы потребителей с точки зрения затрат на энергоресурсы будет наблюдаться при условии:

$$Z \Rightarrow \min \quad (2.6)$$

Решение уравнения (2.6) позволит получить оптимальный набор энергоисточников для каждого из потребителей рассматриваемой группы с учетом надежности каждого из источников, доли возможного обеспечения энергией, а также удельной стоимости энергии.

Сделаем допущение о том, что по показателям надежности рассматриваемые источники энергии близки между собой. Тогда при проведении сравнительного анализа можно принять, что  $k_n=1$ . В этом случае выражение 2.5 примет вид:

$$Z = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m W_{ij} C_{ij} p_{дij} + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m W_{ij} C_{kj} (1 - p_{дij}) \quad (2.7)$$

В выражении 2.7 величина  $C_{kj}$  характеризует удельную стоимость энергии от "k-го" (резервного) источника энергии при питании "j-го" потребителя. По принятому условию это энергоснабжение будет наблюдаться только в те промежутки времени, когда основной источник по какой-либо причине не сможет обеспечить энергией потребности технологии. Ясно, что  $C_{kj}$  не меньше, чем  $C_{ij}$ . Иначе резервный источник будет выступать как основной. Пусть

$$C_{kj} = a_{kj} C_{ij}, \quad (2.8)$$

где  $a_{kj}$  – поправочный коэффициент при переходе питания с основного источника на резервный. Величина данного коэффициента принимает значение не менее единицы.

С учетом 2.8 уравнение 2.7 запишем как:

$$Z = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m W_{ij} C_{ij} (p_{дij} + a_{kj} - a_{kj} p_{дij}) \quad (2.9)$$

Введем поправочный коэффициент  $d_{kj}$ , который будет определять численно увеличение затрат на энергоснабжение при питании потребителей от резервных источников:

$$d_{kj} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m (p_{дij} + a_{kj} - a_{kj} p_{дij}) \quad (2.10)$$

Рассмотрим частный случай, когда один потребитель  $V_1$  получает энергию от одного источника  $A_1$ . Удельная стоимость энергии составляет  $C_1$ , а коэффициент доступности равен  $p_{д1}$ . В те промежутки времени, когда источник  $A_1$  не может обеспечить энергией потребности технологии, потребитель получает питание от источника  $A_2$  при удельной стоимости энергии  $C_2$ . Тогда  $a_{21} = C_2/C_1$ . Для рассматриваемого случая 2.10 запишем как:

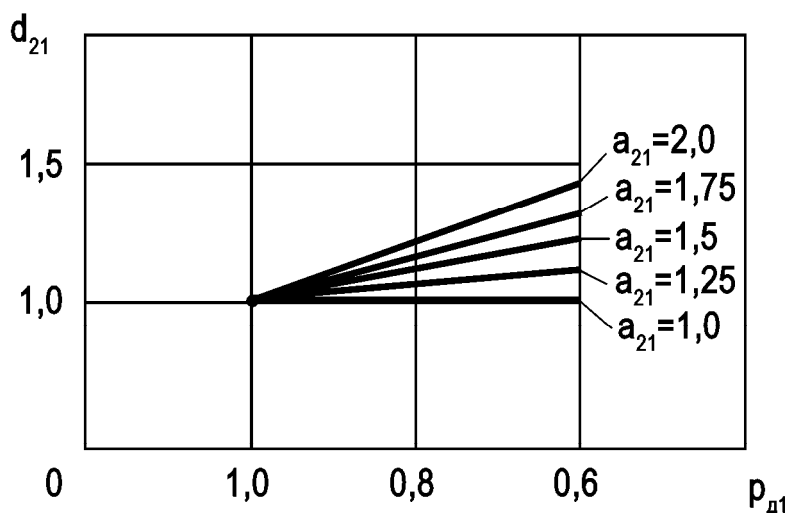
$$d_{21} = p_{д1} + a_{21} - a_{21} p_{д1} \quad (2.11)$$

Исследуем зависимость (2.11) для граничных условий  $p_{д1}=0,6 \dots 1,0$  (потребитель  $B_1$  может быть обеспечен энергией от источника  $A_1$  от 60% до 100%) и  $a_{21}=1 \dots 2$  (удельная стоимость энергии от резервного источника составляет от 100% до 200% удельной стоимости энергии от основного источника. Решение представим в табл. 2.3. и на рис. 2.2.

Таблица 2.3

## Исследование зависимости 2.11

$p_{д1}$	Значение коэффициента $d_{21}$ при величине $a_{21}$ равной					
	1,0	1,2	1,4	1,6	1,8	2,0
1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
0,9	1,0	1,02	1,04	1,06	1,08	1,10
0,8	1,0	1,04	1,08	1,12	1,16	1,20
0,7	1,0	1,06	1,12	1,18	1,24	1,30
0,6	1,0	1,08	1,16	1,24	1,32	1,40

Рис. 2.2. Графическая зависимость  $d_{21}=f(a_{21}; p_{д1})$ 

Представленные результаты показывают, что затраты на энергоресурсы возрастут на 40%, если потребитель сможет получить 60% энергии от основного источника, а удельная стоимость энергии от резервного источника будет вдвое больше соответствующей величины при питании от основного источника. При  $d_{21}=1,2 \dots 1,4$ ; а  $p_{д1}=0,8 \dots 0,9$  увеличение суммарных затрат на энерго-

снабжение данного объекта составит 2...8%. Таким же образом в каждом конкретном случае можно определить значение  $d_{kj}$ .

Тогда (2.9) можно записать как:

$$Z = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n W_{ij} C_{ij} d_{kj} \quad (2.12)$$

### 2.3. Постановка транспортной задачи линейного программирования

Решение поставленной задачи сводится к отысканию минимума функции нескольких переменных (2.12) при условии ряда ограничений. Решение подобной задачи можно выполнить методом линейного программирования, а именно, применив метод решения транспортной задачи [27, 73].

В распоряжении  $m$  потребителей энергии ( $V_1, \dots, V_m$ ) имеется  $n$  источников энергии ( $A_1, \dots, A_n$ ). Техническими возможностями заданы объемы производства энергии каждым источником  $a_i$ . Технологией задана величина спроса (потребления) энергии каждым потребителем  $b_j$ . Известны транспортные издержки (затраты)  $c_{ij}$ , связанные с передачей того или иного вида энергии от источника  $A_i$  до потребителя  $V_j$ . Известен коэффициент доступности каждого источника, то есть какую долю энергии потребитель может получить от данного источника и известен коэффициент удорожания энергоснабжения ( $d_{kj}$ ) при использовании резервного источника энергии.

**Суммарные затраты на передачу всех видов энергии всем потребителям можно представить как:**

$$\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m c_{ij} w_{ij} d_{kj}. \quad (2.13)$$

Условия полного удовлетворения каждого потребителя энергиями различных видов имеют вид:

$$\sum_{i=1}^n w_{ij} = b_j, j = 1, 2, \dots, m. \quad (2.14)$$

Энергия, произведенная каждым источником для данных потребителей, должна быть доставлена к этим потребителям. Формально это означает:



$$\sum_{i=1}^m w_{ij} = a_i, i = 1, 2, \dots, n. \quad (2.15)$$

Энергия, получаемая потребителями – неотрицательное число. Один из потребителей не может служить источником энергии для другого потребителя.

$$w_{ij} \geq 0, \quad i = 1, 2, \dots, n; \quad j = 1, 2, \dots, m. \quad (2.16)$$

Таким образом, искомое решение сводится к минимизации суммарных затрат (2.13) при условиях (2.14...2.16).

Представим поставленную задачу в виде таблицы (табл.2.4).

**Таблица 2.4**

**Условия задачи**

Источники энергии	Потребители энергии				Объем производства энергии
	$V_1$	$V_2$	...	$V_m$	
$A_1$	$c_{11}; d_{11}$	$c_{12}; d_{12}$	...	$c_{1m}; d_{1m}$	$a_1$
$A_2$	$c_{21}; d_{21}$	$c_{22}; d_{22}$	...	$c_{2m}; d_{2m}$	$a_2$
$A_i$	$c_{i1}; d_{i1}$	$c_{i2}; d_{i2}$	...	$c_{im}; d_{im}$	$a_i$
$A_n$	$c_{n1}; d_{n1}$	$c_{n2}; d_{in}$	...	$c_{nm}; d_{nm}$	$a_n$
	$b_1; d_1$	$b_2; d_2$	...	$b_m; d_m$	
	Объем потребления				

Технически решение подобных задач не представляет большой трудности. Для решения необходимо выполнить исследования, связанные с определением возможности использования тех или иных видов источников энергии для энергоснабжения сельскохозяйственных потребителей в условиях РБ; оценить транспортные затраты на производство и передачу данных видов энергии; оценить возможность полноты удовлетворения спроса на энергию от того или иного источника при энергоснабжении сельскохозяйственных потребителей в условиях Республики Башкортостан.

### **ГЛАВА 3. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ МАЛЫХ РЕК ДЛЯ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН**

Республика Башкортостан имеет площадь 143,5 тыс. км<sup>2</sup>, протягиваясь с севера на юг 550, а с запада на восток 450 км. Физико-географические условия отличаются большой сложностью и разнообразием. Общие ежегодно возобновляемые водные энергетические ресурсы Башкортостана оцениваются 25,5 км<sup>3</sup> [14]. Формирование водных ресурсов в регионе осуществляется под влиянием климатических, геолого-геоморфологических и других факторов.

#### **3.1. Климатические факторы**

Климат является важнейшим фактором формирования гидро- и ветроэнергетических ресурсов. На территории Башкортостана он определяется характером взаимодействия радиационных и атмосферно-циркуляционных процессов с земной поверхностью. Климатические условия в широтном и меридиональном направлениях претерпевают существенные изменения, вызванные различными формами циркуляции атмосферных масс. По данным Башкирской гидрометеослужбы (1970–2002 гг.), лето умеренно теплое, со средней июльской температурой воздуха +16,5 ... +20,0°C, а зима умеренно суровая и снежная — средняя температура января –11,6 ... –17,0°C. Среднегодовая температура воздуха изменяется от +1,2 до +3,6°C. Наблюдаются резкие температурные колебания от –53,6°C (Аскино, 1979 г.), –52,2°C (Караидель, 1979 г.) зимой до +40,8°C (Мелеуз, 1952 г.), +40,7°C (Акъяр, 1968 г., Мраково, 1984 г.) летом. Водность рек определяется количеством атмосферных осадков, выпадающих на данной территории. В зависимости от рельефа территории республики количество осадков колеблется в значительных пределах. В год выпадает от 340 (Акъяр) до 575 (Бирск) — 600 (Инзер) и 750 мм осадков в среднем течении Сима – Инзера (рис. 3.1). За теплый период выпадает в 2–3 раза больше осадков, чем за холодный (табл. 3.1).

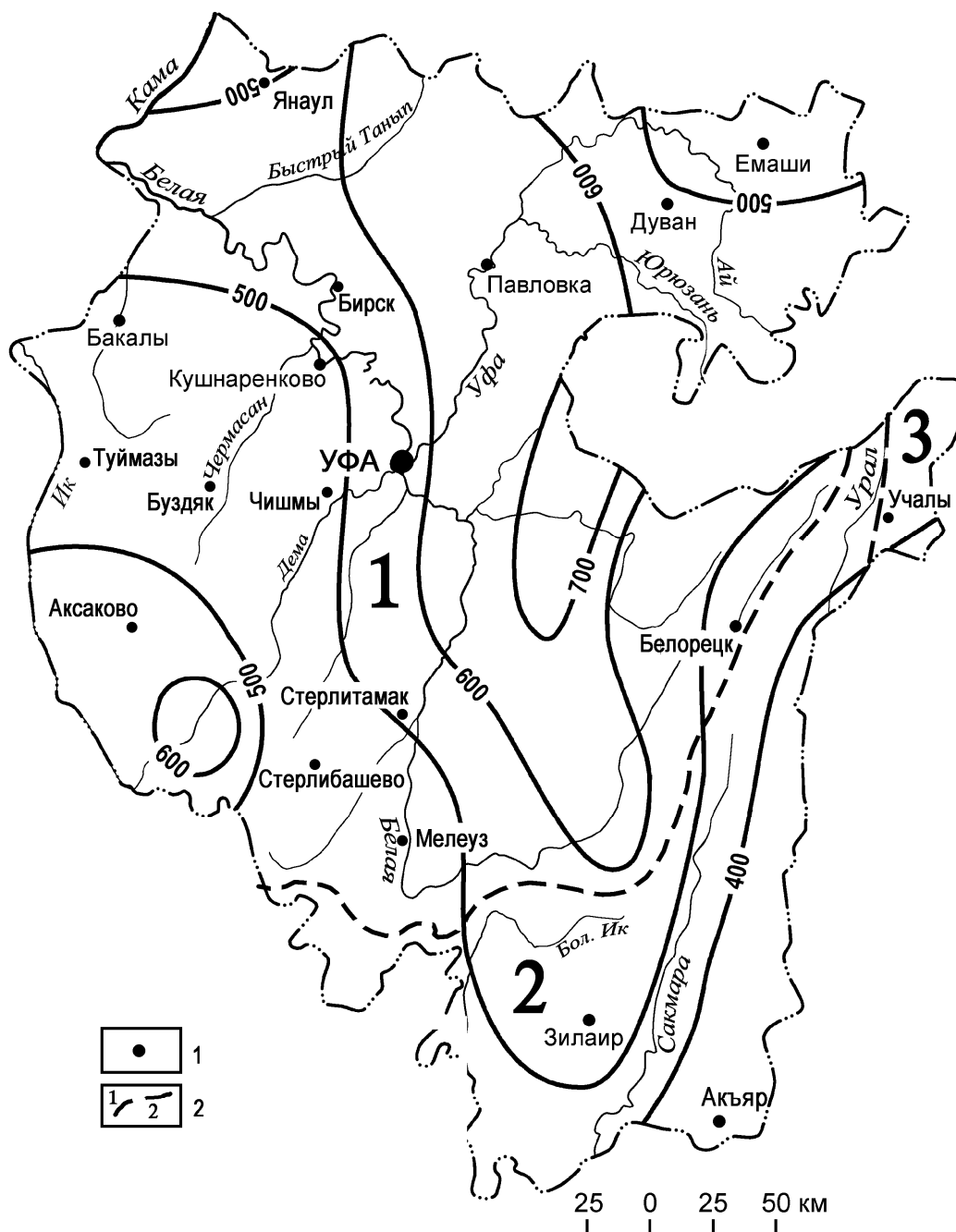


Рис. 3.1 Среднее годовое количество осадков (мм) и бассейны рек  
 1 – метеостанции; 2 – границы бассейнов рек: 1 – Волжский, 2 – Уральский, 3 – Обский

Среднегодовая относительная влажность воздуха составляет 72–75%; минимальна она в мае (60%), максимальна — в декабре (81–86%). Испарение с поверхности суши составляет 400–450, а с водной поверхности — 550–650 мм/год.

Как известно, от соотношения осадков и испарения зависит количество влаги, идущей на формирование речного стока. На величину и распределение подземного и

поверхностного стока большое влияние оказывает также характер осадков, рельеф, состав пород, слагающих поверхность, растительный покров и пр.

Таблица 3.1

Средняя месячная и годовая сумма осадков (мм),  
по многолетним данным

Метеостанция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	за год
Янаул	30	20	16	18	33	60	77	60	55	51	39	31	490
Дуван	25	20	19	30	40	60	79	68	58	51	36	26	512
Бакалы	26	20	15	25	29	59	60	57	50	44	35	26	443
Бирск	38	31	22	32	38	64	73	61	62	63	51	41	575
Кушнареново	30	25	18	29	30	54	62	49	50	2	41	33	477
Уфа – Дема	43	36	27	35	36	60	59	64	51	63	52	44	571
Чишмы	27	24	18	28	34	59	62	53	45	49	35	30	463
Будяк	23	18	14	23	28	57	66	46	45	41	29	24	408
Туймазы	22	18	15	22	32	59	64	53	50	41	27	22	425
Аксаково	40	29	24	29	32	63	58	59	55	58	51	43	542
Стерлитамак	40	28	24	28	38	58	64	62	41	51	40	43	515
Стерлибашево	34	25	24	33	32	52	54	51	43	52	42	39	481
Мелеуз	34	23	23	25	33	47	53	46	38	47	40	40	448
Белорецк	22	18	18	32	38	58	75	65	46	43	31	27	473
Учалы	17	14	17	28	38	62	81	60	30	27	22	19	413
Зилаир	40	28	28	31	35	59	56	53	48	56	48	45	529
Акъяр	20	17	21	27	28	43	44	41	26	23	25	25	340

### 3.2. Рельеф

Территория Республики Башкортостан характеризуется большим перепадом гипсометрических отметок (от 1640 до 65 м) (рис. 3.2). Большая по площади западная часть с равнинным рельефом земной поверхности находится в восточной части Русской равнины, а центральная и восточная



Рис. 3.2 Гипсометрическая карта Башкортостана  
 Геоморфологические районы: БЛ – Белебеевская платообразная возвышенность, ПОС – грядово-холмистая возвышенность Приуральского общего сырта, У – Уфимское плато, КБ – Камско-Бельское равнинно-увалистое понижение, ЮА – Юрюзано-Айское холмисто-грядовое понижение, ЮУГ – Южно-Уральские горы (низко- и среднегорье), ЮУП – Южно-Уральское плоскогорье, ЗУ – Зауральский пенеплен

части относятся к Уральской складчатой области, выраженной здесь низко- и среднегорным рельефом Южного Урала, за исключением узкой окраинной восточной полосы, имеющей характер приподнятой равнины (Зауралье).

Рельеф Западного Башкортостана представляет собой пологоволнистую, местами увалистую равнину, приподнятую над уровнем моря в среднем на 250–300 м. Она состоит из ряда крупных возвышенностей и понижений рельефа (см. рис. 3.2). К первым относятся Белебеевская возвышенность (абс. выс. до 481 м), Приуральский Общий Сырт (до 450 м) и Уфимское плато (до 517 м), а ко вторым — Камско-Бельское, Юрюзано-Айское и Бельское понижения (от 65-80 до 200-250 м).

Белебеевская возвышенность находится на юго-западе Республики, вытянута в направлении с северо-запада на юго-восток, имеет плоскую платообразную вершинную поверхность, четко выраженные склоны и густую разветвленную речную сеть. Долина р. Демы разделяет возвышенность поперек на две части: северо-западную, собственно Белебеевскую (до 420 м) и юго-восточную Стерлибашевско-Федоровскую (до 481 м).

Возвышенность Приуральского Общего Сырта образует широтное Сакмаро-Бельское междуречье на крайнем юге Западной Башкирии. Поверхность ее имеет полого увалистый валообразный характер со средними высотами 340–380 м. Восточная часть имеет грядово-холмистый пересеченный рельеф с абсолютными отметками до 450 м. Поверхность ее расчленена левыми притоками р. Белой и правыми притоками р. Сакмары.

Уфимское плато находится на севере Башкортостана, представляет собой вытянутую по меридиану, сужающуюся и понижающуюся с юга на север возвышенность. Абсолютные высоты в среднем составляют 380–460 м. Плато глубоко расчленено узкими, часто каньонообразными, долинами рек Уфа, Ай, Юрюзань и др. В пределах плато широко развит карст.

Камско-Бельское понижение занимает центральную часть Западной Башкирии, вытянуто с юго-востока на северо-запад и наклонено в том же направлении. Оно представляет собой увалистую волнистую равнину. В осевой зоне понижение пересекается главной рекой Башкирии — Белой и ее многочисленными притоками.

Юрюзано-Айское понижение находится на севере Башкортостана. Оно представляет собой холмисто-увалистую и грядово-волнистую приподнятую равнину, вытянутую в меридиональном направлении. Главные реки понижения — Ай и Юрюзань.

Восточная часть Республики характеризуется горным рельефом (см. рис. 3.2). К Южному Уралу относится самый крупный по площади и второй по высоте район современного Уральского горного пояса. Его ширина достигает максимального значения на широте г. Аши и составляет почти 190 км. К северу и югу происходит сужение южноуральских гор соответственно до 60–65 и 40–50 км. Средние абсолютные высоты гор 700–1 000 м, высшая точка 1 640 м над уровнем моря. По строению рельефа территория разделяется на два района: больший — северный и меньший — южный. Для северного района характерен типичный низко- и среднегорный хребтовый, а для южного — низкогорный плоскогорный рельеф. Граница между ними проходит примерно по широтному течению р. Белой. На обширном пространстве северного района Южного Урала расположено несколько (до 8–12) параллельных горных цепей, составными звеньями которых служат отдельные хребты (Алатау, Зигальга, Нары, Б. Шатак, Юша, Машак, Бакты, Аваляк, Крака, Уралтау, Ирендик, Крыкты, Куркак и др.). Цепи ориентированы в субмеридиональном и меридиональном («уральском») направлении и разделены межгорными понижениями. В северной части западного склона Башкирского Урала находятся самые высокие горные массивы Южного Урала — Ямантау (1 640 м) и Иремель (1 586 м). Наиболее протяженный хребет Южного Урала (до 360 км) — Уралтау является главным водоразделом, разделяющим бассейны рек Белой и Урала.

К западному склону (западнее хребта Урал-Тау) приурочена густая разветвленная речная сеть Южного Урала, принадлежащая бассейнам правобережных притоков р. Белой (р.р. Уфа, Ай, Юрюзань, Лемеза, Большой и Малый Инзер, Катав, Зилим, Усолка, Зиган, Нугуш и др.) и правобережному притоку р. Урала — р. Сакмары (Бол. Ик, Бол. Юшатырь и др.).

Южный район представлен Южно-Уральским плоскогорьем (Зилаирское плато). Поверхность его отличается сильной выровненностью, мягкими полого-увалистыми формами; она имеет общий уклон с северо-востока на юго-запад и юг; средние абсолютные отметки плоскогорья составляют 450–600 м, а максимальные лишь местами превышают 700 м. Густая речная сеть плоскогорья отличается глубоким врезом; многие реки имеют V-образную форму долин и быстрое течение.

Крайняя восточная горная цепь Южного Урала, образована хребтами Ирэндик, Крыкты и Куркак. Межгорное понижение — Баймакско-Таналыкская депрессия отделяет ее от хребта Уралтау и Южно-Уральского плоскогорья.

К востоку и северо-востоку от горной цепи Ирэндик–Крыкты–Куркак расположена узкая меридиональная полоса грядово-сопочного рельефа восточного предгорья Южного Урала, расчлененного рядом больших и малых правых притоков р. Урал (р.р. Миндяк, Мал. Кизил, Янгелька, Бол. Кизил, Худолаз, Бол. Уртазымка и др.) и левых притоков р. Тобола (р.р. Миасс, Уй и др.).

### 3.3. Речная сеть

Речная сеть Республики принадлежит к системам Волги, Урала и Оби (см. рис. 3.1). К Волжскому бассейну относятся левые притоки р. Камы (Белая, Буй, Ик с притоками), водосборные площади которых охватывают почти 75 % (114200 км<sup>2</sup>) территории Башкортостана. Площадь водосбора р. Урал составляет около 24 % (27300 км<sup>2</sup>) территории (реки Миндяк, Большой и Малый Кизил, Янгелька, Таналык, Сакмара с Б. Иком и др.), а Оби — менее 1 % (2100 км<sup>2</sup>, ре-



ки Миасс, Уй и др.). Общее число рек длиной более 10 км составляет свыше 1000 (бассейна р. Кама – 804, Урала – 240, Оби – 18; [23]).

Густота речной сети колеблется от 1–0,6 (западный склон Южного Урала, Белеевская возвышенность) до 0,2 (Чермасан-Ашкадарская равнина) и до 0,06 км/км<sup>2</sup> (Зауралье). Типично хорошо выраженное весеннее половодье. В горных районах летние и осенние паводки иногда превышают весенние.

Вскрытие рек происходит в первой – второй декаде апреля. На Уфимском плато отдельные участки рек вскрываются раньше, что обусловлено очагами подлинной разгрузки карстовых вод. Максимум половодья на всех реках Башкортостана приходится на апрель. Амплитуда колебаний уровня на реках различна (от 170 до 760 см), но для всех характерно постепенное увеличение ее от истока к устью. Продолжительность половодья колеблется от 22–49 дней в маловодные годы до 62–102 дней — в многоводные. Продолжительность спада уровней на реках значительно превышает продолжительность подъема.

Летняя межень устанавливается в конце мая – начале июня, но часто прерывается дождями, особенно в горных районах. Летние дожди вызывают подъем уровня до 2–3 м. Минимальные летние уровни наблюдаются в августе – сентябре.

Зимняя межень характеризуется устойчивым ледоставом в течение пяти – шести месяцев. Минимальные уровни зимой наступают в ноябре в период образования ледостава. Продолжительность зимней межени 160–170 дней. Мелкие реки, протекающие через карстовые районы, в этот период часто промерзают. Питание рек преимущественно снеговое; доля талых вод в суммарном речном стоке составляет 50–70 %, достигая у малых рек 80–90 % годового стока. За счет подземного питания формируется 10–30 % стока рек, остальные 10–20 % — за счет дождей.

Поверхностный сток — главная составляющая водного баланса. Среднегодовой сток включает как прямой сток дождевых и талых вод, так и разгрузку подземных вод (табл. 3.2). Изменение среднегодового стока в пределах Башкортостана в основном согласуется с общими климатическими условиями и орографиче-

скими элементами. Наибольших значений сток достигает в верховьях Тюльмени ( $18,2 \text{ л/с} \times \text{км}^2$ ) и Лемезы ( $17,2 \text{ л/с} \times \text{км}^2$ ), то есть на западных склонах наиболее высоких хребтов Нары и Юрматая. Уменьшение величины поверхностного стока происходит почти во всех направлениях: до  $3\text{--}5 \text{ л/с} \times \text{км}^2$  на западе и до  $1\text{--}3 \text{ л/с} \times \text{км}^2$  на юге и юго-востоке. С высотой водосборов наблюдается плавное увеличение градиентов стока: в Предуралье и Западном склоне Южного Урала — на  $1,6\text{--}2,2 \text{ л/с}$  на  $100 \text{ м}$ , на восточном склоне — на  $1,5\text{--}2,0 \text{ л/с}$  на  $100 \text{ м}$ . В бассейнах, дренирующих карстующиеся толщи Уфимского плато, на отдельных участках западного склона Южного Урала и Зауралья наблюдается некоторое уменьшение градиентов стока.

Связь между основными составляющими водного баланса (осадки, испарение и т.д.) и стоком достигает максимальных значений весной и наименьших — в период зимней межени. В многолетнем плане наблюдаются циклические изменения стока, обусловленные изменением климатических факторов.

Минимальный сток рек Башкортостана формируется главным образом за счет подземных вод. Доля подземного стока в общем речном составляет от  $40\text{--}50$  до  $10\%$  и менее. Наибольшие его значения ( $40\text{--}50\%$  и более) характерны для закарстованных участков, наименьшие ( $10\%$  и менее) — для районов развития рыхлых мезозойско-кайнозойских отложений в юго-восточной части Башкортостана.

Таблица 3.2

## Распределение поверхностного и подземного стока по сезонам года

Территория		Поверхностная и подземная составляющие стока в отдельные сезоны и за год, в % соответственно от сезонного и годового стока											Примерное соотношение отдельных источников питания рек		
		Весеннее половодье				Летне-осенний сезон			Зима		Год		Доля стока в % от годового стока		
		Поверхностный сток		Подземный сток	Доля сезонного стока в годовом (%)	Поверхностный сток (дождевые воды)	Подземный сток	Доля сезонного стока в годовом (%)	Подземный сток	Доля сезонного стока в годовом (%)	Поверхностный сток		Подземный сток	Снеговых вод	Дождевых вод
		Снеговые воды	Дождевые воды								Снеговые воды	Дождевые воды			
Горный Урал		86	3	11	55	67	33	38	100	7	50	25	25	65	35
Равнина	Лесная зона	82	4	14	65	55	45	25	100	10	56	20	24	75	25
	Лесостепная зона	87	1	12	72	40	60	20	100	8	60	10	30	85	15

Значительная часть стока рек зарегулирована водохранилищами и прудами. Суммарный объем их достигает  $2,43 \text{ км}^3$ , при общей площади  $312,6 \text{ км}^2$  [23]. Объемы прудов и малых водохранилищ колеблются от  $0,1-0,2$  до  $3-15$  млн.  $\text{м}^3$ . Наиболее крупные водохранилища на рр. Уфа (Павловское –  $1,4 \text{ км}^3$ ), Нугуш (Нугушское –  $0,4 \text{ км}^3$ ), Буй (Кармановское –  $0,13 \text{ км}^3$ ). Построено Юмагузинское водохранилище ( $0,8 \text{ км}^3$ ) на р. Белая. Общее количество прудов и водохранилищ в Башкортостане около 450. В приложении 1 приведены сведения по 117 малым водохранилищам, объемом свыше 1 млн.  $\text{м}^3$ . напор и сток которых позволяет использовать их в гидроэнергетических целях.

Значительную роль в среднем многолетнем балансе и регулировании стока разных водосборов играет карст. Роль карста в формировании стока увеличивается со снижением увлажненности территории и уменьшением величины зонального стока. При этом влияние карста более значительно в горно-складчатой области (разница достигает 110 мм). Влияние карста на речной сток особенно велико для рек с небольшой площадью водосбора (менее  $200-300 \text{ км}^2$ ). С увеличением площади водосбора степень влияния карста на сток уменьшается. Предельная величина площади водосбора, при которой влияние карста на сток становится неощутимым, составляет  $3000 \text{ км}^2$  и более [14].

Карст оказывает в целом регулирующее влияние на сток. Наиболее эффективно оно на водосборах равнинных рек (Сарс, Яман-Елга). Здесь бассейновая зарегулированность возрастает в  $3,5-5$  раз в сравнении с зональной величиной. На водосборах горных рек (Улуир, Каменка и др.) регулирующая роль снижается до  $2,5-0,4$  раза. На величину максимального стока карст оказывает снижающее влияние. Наибольшее снижение отмечается на реках Бирь (45 %), Сарс (41 %), Сарва (40 %). Модуль минимального стока под влиянием карста увеличивается от  $165-185$  % на водосборах рек Сарва и Улуир до 400 % на р. Бирь. Значительно меньше это влияние на водосборах малых рек горной части. Часто сток их в межень полностью отсутствует.

В соответствии с гидрологическим районированием территории Башкортостана внутригодовое распределение поверхностного стока имеет следующие особенности (рис. 3.3).

**В приложении 2 приведен перечень водопостов, данные по которым были использованы в определении гидрологических характеристик створов. Далее приводятся характеристики гидрологических районов (зон).**

Зона 1. (правобережье р. Уфа до р. Белая). Здесь распространен карст. У карстовых рек (Бирь, Сарс) весенний сток 50-57 %, у малокарстованных 70-75%. Условия формирования зимнего стока благоприятные из-за распространения обводненных известняков. Доля зимнего стока 9-12 % от годового, на карстовых реках до 22 %.

Распределение месячного стока внутри сезона варьирует в зависимости от степени влияния карста. Самым многоводным является апрель, когда проходит 40-50 % годового стока, на карстовых реках (Саре) 25 %. В последующие месяцы сток уменьшается, осенью за счет дождей возрастает. Наименьший сток в марте, иногда в феврале, 2-3 %, на карстовых реках 4-5%.

Зона 2. (левобережье р. Уфа и верховья р. Белая до д. Сыртланово). Доля весеннего стока меняется от 65 до 86 %, меженного 14-35 %, в том числе 5-6 % зимнего. У закарстованных рек, как и в зоне 1, доли меженного периода и зимнего сезона возрастают до 30-45 и 6-12 % соответственно. На р. Лемеза наблюдается повышенный зимний сток, поскольку она пересекает водообильные зоны предуральяского прогиба. Наибольший месячный сток бывает в мае (30-45 % от годового), на юге района в апреле. После летней межени сток несколько возрастает до 5-8 % затем снова продолжает уменьшаться до 0.8-1.5 % в конце зимы. На карстовых реках (Сим, Ай) наименьший месячный сток составляет 1.7-2.5%.

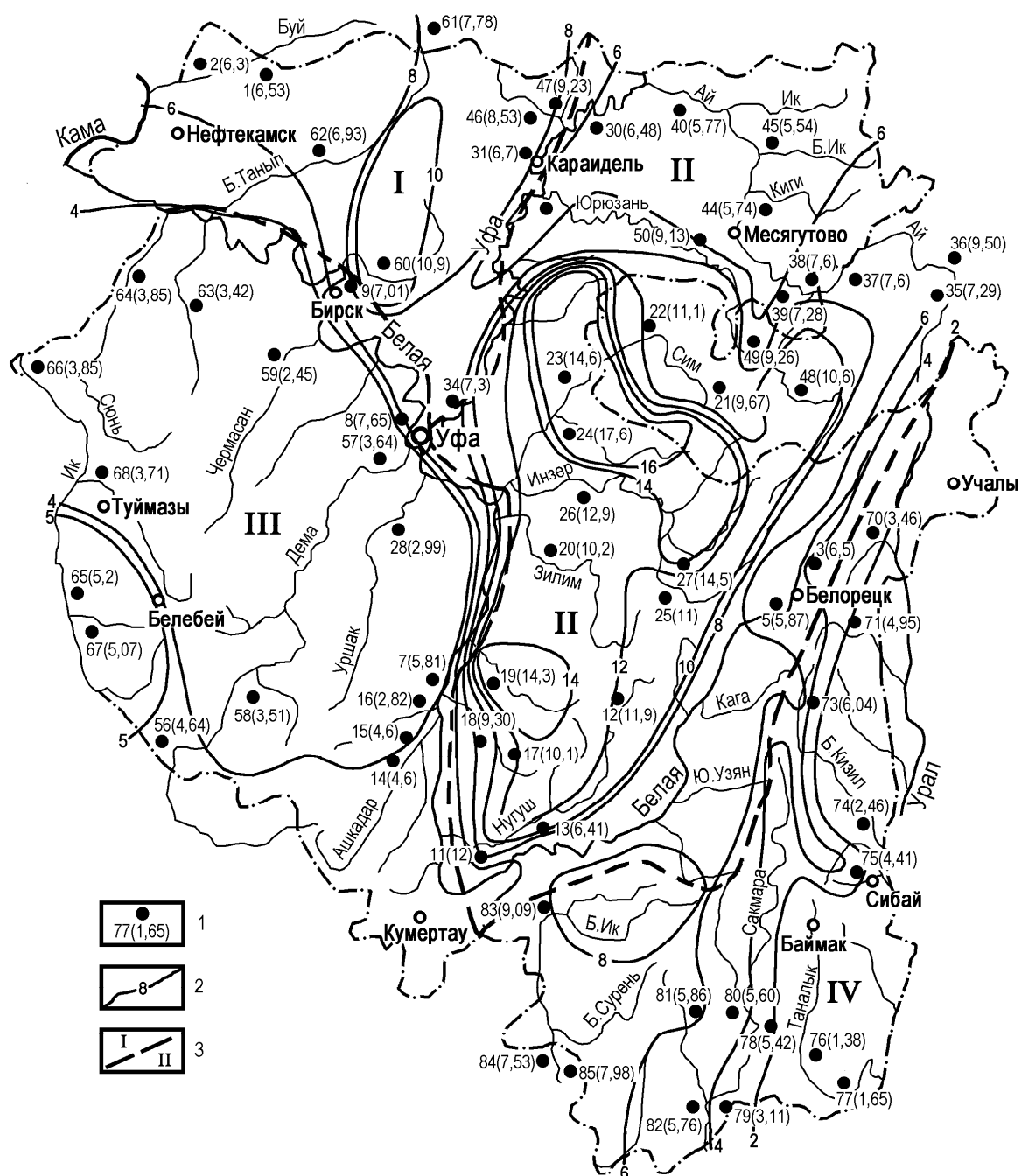


Рис. 3.3 Средний годовой сток рек

1 – номер водопоста по приложению 2, в скобках модуль стока ( $л/с \cdot км^2$ ); 2 – изолинии среднего годового стока ( $л/с \cdot км^2$ ); 3 – границы гидрологических районов (зон)

Зона 3. (левобережье р. Белая ниже д. Сыртланово). Лесостепной район по условиям формирования стока неоднороден. Более равномерное внутригодовое распределение стока у рек Бугульминско-Белебеевской возвышенности. На межень здесь приходится 30 % годового стока, в том числе 10-12 % зимой. На равнинной части района, прилегающей к долине Белой, сток в межень уменьшается до 15-20 %, зимой - до 4-6 %. Влияние карста практически нет, за исключением р. Уршак. Самый многоводный – месяц апрель. На реках равнины (Сюнь, Чермасан) на него приходится 55-65 % годового стока, на реках, стекающих с Бугульминско-Белебеевской возвышенности (Дема, Ик, Усень) - 40-52 %. Самый маловодный - февраль, 0.6-0.8 % (р. Ашкадар), на реках Бугульминско-Белебеевской возвышенности до 2-3 %, причем наименьшим водным месяцем может быть и март.

Зона 4. (бассейн р. Урал). Занимает восточный склон Южного Урала и Зилаирское плато. На период весеннего половодья приходится 73-86 %, а на рр. Таналык и Гумберля, близких по физико-географическим характеристикам к равнинным степным рекам, до 88-97 % годового стока. Соответственно в этом районе понижается доля меженного периода, а особенно зимнего - от 2 до 8 %, а на р. Таналык до 0.5 %. Наиболее водный месяц апрель, его сток составляет 42-52 % от годового (на р. Таналык 70-80 %), наименее водный март, 0.7-1.3 %. На р. Таналык наиболее глубокая межень может быть в январе и феврале, и доля такого месяца в годовом стоке 0.1-0.4 %.

Расчетное распределение стока по месяцам и сезонам по гидрологическим районам в процентах от годового показано в приложении 3.

Для створов всех водопостов на территории Республики, по имеющимся рядам наблюдений с использованием данных последних 20 лет, посчитаны средние из максимальных мгновенных расходов воды весеннего половодья и дождевых паводков, а также соответствующие коэффициенты вариации. Отношение коэффициентов асимметрии и вариации, принято равным 2 для весеннего половодья. Для дождевых паводков  $C_s/C_v = 2$  принято для горных бассейнов (средняя

высота водосбора более 300 м), для равнинных рек – 3, что соответствует средним показателям по соответствующим группам рек.

По параметрам высокого стока в створах с рядами наблюдений получены максимальные расходы воды 1%-ной обеспеченности и соответствующие им модули стока. Для основной массы водпостов расчетные максимальные расходы весеннего половодья значительно превосходят такие же при дождевых паводках и потому приняты за наибольшие в году. На р. Юрюзань в пгт. Вязовая и д. Чулпан 1% -ные расходы дождевых паводков существенно больше максимумов весеннего половодья такой же обеспеченности и приняты за расчетные. В створах сел Атяш, Веселовка и Лаклы однопроцентные расходы р. Юрюзань весеннего половодья и дождевых паводков соизмеримы. Для этих створов наибольшие в году расходы обеспеченностью 1 % рассчитаны по формуле сложения вероятностей:

$$P=P_1+P_2-P_1P_2,$$

где  $P_1$  - вероятность фиксированного расхода весеннего половодья в долях единицы,

$P_2$  - то же, дождевого паводка.

По рассчитанным таким образом модулям максимального стока построены связи максимального стока с площадью водосбора.

Наибольшие расчетные расходы воды получены в створах на р. Белая - до 1850 м<sup>3</sup>/с и на р. Ай до 1630 м<sup>3</sup>/с, наименьшие максимумы менее 200 м<sup>3</sup>/с на рр. Киги, Сарс, Юрюзань и Юг.

Многолетние максимальные расходы воды, обеспеченностью 1%, в проектируемых створах приведены в приложении 4.

### 3.4. Гидроэнергетические ресурсы Башкортостана

Сегодняшняя экологическая и экономическая ситуация в Башкортостане ограничивает возможность создания крупных гидроузлов, максимально использующих сток рек для производства электроэнергии. Вследствие чего фи-



нансовая и научно-техническая политика Республики ориентируется на создание на малых реках водохозяйственных комплексов (ВХК), одним из компонентов которых являются микро и малые ГЭС. [2, 5, 7, 13]. Срок строительства таких ВХК не превышает трех лет, а срок окупаемости, при тщательном бизнес-планировании, может составлять 6-7 лет.

### 3.4.1. Оценка возможности использования гидроэнергетического потенциала малых рек

В результате расчетов составлена характеристика малых рек Башкортостана в 57 створах, совпадающих с существующими малыми водохранилищами. Нормы модулей годового стока при достаточной близости к водомерному посту с длительным рядом наблюдений определялись по методу аналогии, в других случаях - по карте среднего годового стока рассчитывались для бассейна р. Камы по выражению:

$$C_v = \frac{A}{q^{0,26} (F + 1)^{0,24}}, \quad (3.1)$$

для бассейна р. Урал:

$$Cv = \frac{A}{q^{0,1}}, \quad (3.2)$$

по формуле:

$$Cv = A / q^{0,26} (F + 1)^{0,04}, \quad (3.3)$$

где А- параметр, определяемый по карте, q - модуль годового стока, л/с×км<sup>2</sup>, F - площадь водосбора, км<sup>2</sup>.

Нормы годового стока и расходы обеспеченностью 5 % и 90 % для проектных створов показаны в приложении 5.

В расчетах энергетических характеристик микро и малых ГЭС использовались значения среднего годового расхода 90 % обеспеченности. Расчеты свидетельствуют, что наибольшим техническим гидропотенциалом обладают 1 и 2 зоны. Использование гидропотенциала рек 3 зоны затруднено в связи с малым уклоном рек и большой заселенностью речных пойм.

Использование гидропотенциала рек 4 зоны затруднено в связи с недостаточным стоком рек в меженный период (менее  $0,5 \text{ л/с} \times \text{км}^2$ ) и практическим прекращением стока зимой из-за перемерзания рек.

С целью уточнения запасов гидроэнергоресурсов республики необходимо, прежде всего, принять во внимание малые и средние реки, число которых составляет свыше тысячи. Эти реки формируют на территории Башкортостана среднемноголетний сток в объеме  $25,5 \text{ км}^3$ . Кроме того, их гидрологические характеристики в основном подчиняются высотной поясности. Для определения перспектив малой гидроэнергетики в Башкортостане следует рассматривать имеющиеся водотоки в соответствии с их конкретными гидрографическими и гидрологическими параметрами.

Рассматривая производство электроэнергии на малых реках, следует иметь в виду, что этот процесс возможен в нескольких вариантах исполнения. При этом оптимальным может быть только тот вариант, который в наибольшей мере удовлетворяет требованиям всех без исключения участников водохозяйственных комплексов реки. В первую очередь это относится к выбору типа аккумулярования объемов воды. Предпочтение здесь следует отдать каскаду русловых водохранилищ. Именно их возведение способствует увеличению продуктивности самой реки, ее пойменных угодьев, развитию производительных сил, экологической стабильности водосборного бассейна, росту благосостояния населения. Этот тип регулирования стока малых рек позволяет определить их потенциальные энергетические ресурсы с привлечением данных гидрологических изысканий (модуль стока расчетной обеспеченности) и данных гидрографической кривой. Тогда потенциальная часть гидроресурсов -  $\mathcal{E}_n$  - может быть определена как:

$$\mathcal{E}_n = 9,81 \cdot q_{p\%} \times F_i \times H_i \times 10^{-3} \times T \text{ (кВт}\cdot\text{ч)} \quad (3.4);$$

где :  $q_{p\%}$  - модуль стока расчетной обеспеченности –  $P\%$ ;

$F_i$  - площадь водосбора;

$H_i$  - падение реки на участке водосбора;

$T$  - продолжительность интервала времени, для которого определяются  $\mathcal{E}_n$ .

Определение потенциальных гидроэнергоресурсов малых рек в случае, когда для целей выработки электроэнергии используется каскад русловых водохранилищ, выполняется в следующей последовательности:

1. Строится гидрографическая схема реки в масштабе не менее 1:500000, с указанием всех притоков, их длин, отметок устья и истоков каждого из них, уклонов участков реки и ее притоков.
2. Вычерчивается серия суммарных графиков нарастания водосборной площади  $F$  реки и каждого из ее притоков, при этом горизонтальный масштаб для удобства работы лучше принять идентичным гидрографической схеме, а вертикальный исходя из условий получения требуемой точности расчета (оптимально 1 см – 10 км<sup>2</sup>).
3. По картам изолиний устанавливается величина модуля стока расчетной обеспеченности для каждого  $i$ -го бассейна водосбора, выделенного на графиках нарастания водосборной площади.
4. Следуя известному положению (I) о выполнении каскада водохранилищ на водотоке, устанавливается  $i$ -ое количество створов возможного строительства водоохраных сооружений. Для упрощения расчета, падение реки между створами можно назначить постоянным, а так как каскад предполагается выполнять в виде русловых водохранилищ, то, очевидно, что перепад уровней между бьефами водохранилищ не будет превышать (за редким исключением) 5 м.
5. Назначенный перепад уровней является расчетной величиной напора для вычисления мощности водотока в данном  $i$ -ом створе.
6. По каждому  $i$ -ому створу с использованием данных п.2 и п.3 устанавливается величина расчетной обеспеченности  $Q_{pi}$ :

$$Q_{pi} = F_i \cdot q_{pi} \times 10^{-3} \text{ (м}^3\text{/с)} \quad (3.5)$$

7. Вычисляется расход  $\Delta Q_{\text{Э}i}$ , как:

$$\Delta Q_{\text{Э}i} = Q_{pi} - Q_{\text{сан}i} \text{ (м}^3\text{/с)} \quad (3.6)$$

Расход  $\Delta Q_{\text{Э}i}$  есть показатель скорости наполнения за время  $t_i$  полезного объема  $i$ -ого водохранилища  $V_{\text{плз}i}$ , который ежедневно срабатывается для целей энергетики за время  $T_i$ , в течение которого вода проходит через турбины данного  $i$ -ого створа с расходом  $Q_{Ti}$ . При этом:

$$T + T_i = 24 \text{ часа.}$$

Так как в Республике Башкортостан в практику массового гидроэнергостроительства внедряется метод использования типовых блочно-модульных МГЭС заводской готовности, то  $Q_{Ti}$  определяется по паспорту гидроагрегата. Тогда время работы МГЭС в течение суток будет:

$$T_i = \frac{\Delta Q_{\text{Э}i} t_i}{Q_{Ti}} = \frac{V_{\text{плз}i}}{Q_{Ti}}, \quad (3.7)$$

а количество вырабатываемой гидроэнергии за сутки определится как:

$$\mathcal{E}_{\text{ст}i} = \frac{\Delta Q_{\text{Э}i} \times t_i \times H \eta_a}{367} = \frac{V_{\text{плз}i} \times H_i \times \eta}{367} \quad (3.8)$$

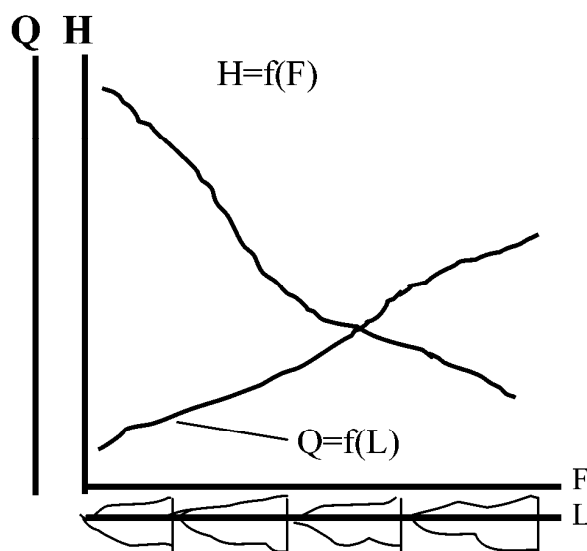
Выработка электроэнергии каскадом водотока в течение суток определяется по зависимости:

$$\mathcal{E}_{\text{вод.сут.}} = \sum_i^n \mathcal{E}_{\text{ст}_i} = \frac{\sum V_{\text{плз}_i} \times H_i \times \eta_{a_i}}{367} \quad (3.9)$$

Расчет по предлагаемой методике имеет графическую интерпретацию (рис. 3.4), где в системе прямоугольных координат строятся зависимость изменения площади водосбора –  $F$  – от высотной характеристики водосборного бассейна –  $H$  ( $H=f(F)$ ) и зависимость изменения расхода реки-  $Q$ - по ее длине –  $L$  ( $Q=f(L)$ ).

Порядок выполнения расчета следующий:

1. На горизонтальной оси  $L$  намечаются, исходя из топографических условий,  $i$ -тое количество водоподпорных сооружений.
2. Определяются на оси  $F$  водосборные площади, соответствующие створам намеченных по п. 1 водоподпорных сооружений.
3. По данным кривых  $H=f(F)$  и  $Q=f(L)$  определяются значения падения реки –  $H_i$  и расхода  $Q_p\%$ .



**Рис. 3.4** Графики зависимостей изменения расхода воды по длине реки ( $Q=f(L)$ ) и площади водосбора от его высоты ( $H=f(F)$ )

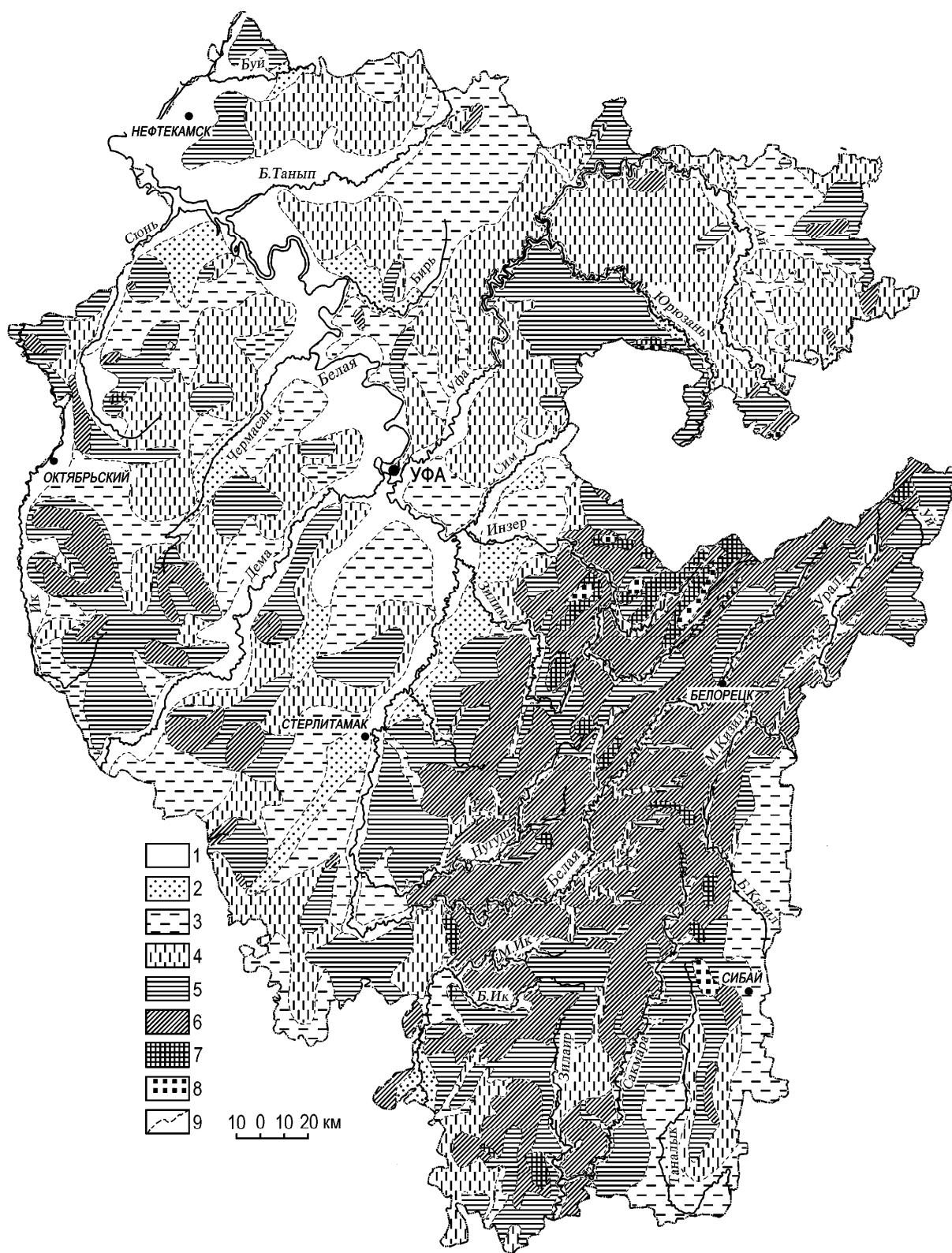
Своеобразный рельеф республики, включающий горные и предгорные ландшафты с уклонами рек, колеблющимися от 0-50 до 5000 и более см/км, (рис.3.5), позволяет определить ее потенциальные запасы гидравлической

энергии в количестве  $17,4 \times 10^9$  кВт·ч. Однако получение такого количества энергии в настоящее время невозможно в основном по причине технического несовершенства используемого для выработки электроэнергии оборудования и отсутствия конструкций гидротехнических сооружений, способных осуществить зарегулирование стока в любых условиях. Технически возможные гидроэнергоресурсы, согласно предлагаемой методике, определяются исключением на графике отдельных участков реки, где возведение водоподпорных сооружений в настоящее время не возможно.

Сегодняшний уровень развития гидротехнического строительства и трансформации гидравлической энергии в электрическую позволяет сделать доступным для народного хозяйства республики ее гидроэнергетический потенциал в объеме 7-11 млрд. кВт·ч. Столь значительный интервал варьирования объясняется возможностью использования для целей создания напоров различных типов водоподпорных сооружений. Так, большее значение технически доступного гидроэнергетического потенциала достигается тогда, когда напор создается посредством облегченных типов ГТС.

Однако получение электроэнергии на малых реках не может достигаться любой ценой. Ее выработка должна быть экономически оправдана и экологически возможна. Эта часть гидроэнергоресурсов может быть определена, согласно предлагаемой методике, исключением из технически возможных тех участков реки, где строительство гидроузлов не имеет должной экономической эффективности, экологически небезопасно или вызывает негативные социальные последствия. Данные расчетов подтверждаются оценками, выполненными НПО «Гидроэнергопром» [Санкт-Петербург, 1998 г.], которые оценивают потенциальные энергоресурсы крупных и средних рек Башкортостана 1480 МВт с годовой выработкой в 13 млрд. кВт·ч.

По данным Куйбышевгидропроекта [6], наиболее перспективными для энергетического использования являются 15 рек (табл. 3.3), на которых теоретически возможно строительство гидроэлектростанций суммарной



**Рис. 3.5 Карта уклонов русел рек Башкортостана**

1-8 – интервалы уклонов русел рек в см/км: 1 – 0-50, 2 – 50-100, 3 – 100-250, 4 – 250-500, 5 – 500-1000, 6 – 1000-2500, 7 – 2500-5000, 8 – более 5000. 9 – условные границы участков со сходным значением уклонов речных русел

мощностью 59,6 МВт и выработкой электроэнергии равной  $391,76 \times 10^6$  кВт·ч. Гидропотенциал этих рек получен с учетом общего падения рек от истоков до устьев. Среднегодовые и минимальные расходы воды в расчетных створах приняты для устьев рек.

Таким образом, в настоящее время наряду с техническими трудностями выработки электроэнергии существуют и ограничения, характеризующиеся экономической, экологической и социальной целесообразностью. Эти ограничения снижают возможность использования гидроэнергоресурсов малых рек Башкортостана до 2,4-2,8 млрд. кВт·ч. Кроме того, современные условия рыночной экономики вносят свои коррективы в размещение ГЭС на малых реках, в результате чего представленные значения гидроэнергоресурсов, целесообразных к использованию, могут претерпеть существенные изменения.

Таблица 3.3

### Перспективные для гидроэнергетического строительства реки Республики Башкортостан

Наименование реки	Куда впадает	Мощность малых ГЭС, кВт		Среднегодовая выработка электроэнергии млн. кВт·ч.
		Установленная	Гарантированная	
Уршак	Белая	377	227	2,26
Нугуш	Белая	4582	2108	30,7
Б. Инзер	Сим	14536	6687	97,39
Белая	Кама	6574	3025	44,05
Лемеза	Сим	2294	1054	15,37
Зилим	Белая	3759	1729	25,19
Сим	Белая	14238	6550	95,39
Зиган	Белая	1448	666	9,70
Быстрый Танып	Белая	2002	948	12,41
Саре	Тюй	601	285	3,73
Юрюзань	Уфа	3152	2657	18,91
Ай	Уфа	3952	3331	23,71
Б.Ик	АЙ	140	118	0,84
Бирь	Белая	1263	734	7,83
Тюй	Белая	691	328	4,28
<b>Итого</b>		<b>59609</b>	<b>30447</b>	<b>391,76</b>



Технический потенциал определен по формулам:

1) для микро и малых ГЭС, работающих на транзитном стоке: –

$$N = 7,4Q_{90\%} \times H, \quad (3.10)$$

$$\mathcal{E} = 6132 \times N. \quad (3.11)$$

2) для средних ГЭС, имеющих водохранилища сезонного регулирования:

$$N = 8,3Q_{90\%} \times H, \quad (3.12)$$

$$\mathcal{E} = 8760 \times N. \quad (3.13)$$

Коэффициенты 7,4 и 8,3 приняты с учетом реальных к.п.д. гидротурбин и генераторов.

Возведение на малых реках электростанций предполагает использование множества известных и технически доступных на сегодняшний день инженерных схем. Однако следует учитывать, что использовать сток малых рек только для целей энергетики не всегда возможно. В большинстве случаев это вопрос комплексного подхода, где пересекаются часто противоречивые требования различных отраслей народного хозяйства. Отсюда необходимым становится выбор наиболее рациональной схемы, которая могла бы сбалансированно учитывать интересы всех участников водохозяйственного комплекса конкретной малой реки.

В наибольшей мере такой постановке вопроса отвечает схема использования каскадного регулирования стока малых рек посредством русловых водохранилищ, создаваемых водоподпорными сооружениями облегченного типа, способными беспрепятственно пропускать в пределах русла паводковые воды и обеспечивать беспрепятственный проход рыб на нерест. Конструкции таких сооружений широко известны - это крышевидные затворы, плотины с фермами Поаре, затворы из прорезиненных тканевых материалов и др. С технической стороны их возведение не представляет трудностей. Трудность заключается в формировании на малых реках каскада водохранилищ и организации его работы в интересах гидроэнергетики. Поэтому вопрос каскадного размещения МГЭС и порядок их работы в каскаде имеют большое практическое значение.

Повышенные требования экологической безопасности не позволяют применять сомкнутый каскад повсеместно как наиболее эффективный с точки зрения энергетики. Они ограничивают доступность этого способа выработки электроэнергии на основной массе естественных водотоков и делают это возможным лишь для небольшой группы специфических водотоков горных областей. Поэтому для большинства малых рек гидроэнергетический каскад может быть только несомкнутым. При этом естественные условия движения потока между водохранилищами должны быть сохранены, как минимум, на расстоянии  $(0,05 - 0,1)L$ , где:  $L$  - длина нижерасположенного водохранилища. Такое сопряжение бьефов обеспечит в должной мере сохранность естественных биocenozов в руслах малых рек и в то же время сделает незначительным влияние изменения уровня нижнего бьефа на выработку электроэнергии вышерасположенной гидроэлектростанции. Расчет длины участка реки естественной формации выполняется из условия, что зона выклинивания нижерасположенного водохранилища соответствует отметке его форсированного уровня.

При каскадном регулировании стока малых рек большое значение для выработки наибольшего количества электроэнергии имеет порядок сработки и наполнения водохранилищ. Малые ГЭС и микроГЭС, являясь полноправными участниками ВХК, отличаются тем, что максимальный эффект выработки электроэнергии возможен лишь только при сработке верхнего бьефа в оптимальных параметрах, характеризующихся напором на турбинах. Из этих условий устанавливается и величина мертвого объема водохранилищ энергетического каскада малых рек. При этом эти огромные объемы воды в водохранилищах служат только для создания перепада уровней, в связи с чем острота вопроса порядка сработки и наполнения водохранилищ энергетического каскада малых рек приобретает важное значение. Кроме того, чередование объемов водохранилищ каскада всегда выполняется произвольным. А это, в плане выработки электроэнергии, возлагает большую ответственность на службы эксплуатации за правильность принимаемых решений по использованию гидравлической энергии. Основным требованием в этом случае является пропуск од-

ного и того же расхода через максимально большее число гидроагрегатов при оптимальном напоре. В условиях Башкортостана этого достичь можно, если руководствоваться требованиями суточного регулирования.

При комплексном использовании водных ресурсов малых рек гидроэнергетические расчеты для условий суточного регулирования сводятся к определению: объема водохранилища, используемого в целях выработки электроэнергии; высоты сработки уровня верхнего бьефа, изменения уровня нижнего бьефа; обеспеченной мощности ГЭС.

С этой целью объем водохранилищ каскада, срабатываемого в целях энергоснабжения, может быть определен с помощью анализирующей кривой, для чего график почасовых энергетических нагрузок  $-N_i$ - перестраивается в график почасовых расходов  $-Q_i$ , значение которых определяется по зависимости:

$$Q_i = N_i \times (9,81 \times H_i \times \eta_a)^{-1} \text{ (м}^3\text{/с)}, \quad (3.14)$$

где  $\eta_a$  – к.п.д. гидроагрегата.

Остальные параметры определяются согласно данным батиграфических кривых, зависимостям уровней воды от расхода в русле, условиям использования вырабатываемой электроэнергии и другим общеизвестным факторам.

### **3.4.2. Гидроэнергетический потенциал существующих водохозяйственных объектов**

Как уже указывалось, в Республике Башкортостан насчитывается около 450 водохранилищ и прудов, суммарный объем которых достигает 2,43 км<sup>3</sup>.

Объемы прудов и малых водохранилищ колеблются от 0,1-0,2 до 3-15 млн. м<sup>3</sup>.

Наиболее крупные водохранилища на рр. Уфа (Павловское – 1,4 км<sup>3</sup>), Нугуш (Нугушское – 0,4 км<sup>3</sup>), Буй (Кармановское – 0,13 км<sup>3</sup>). Построено Юмагузинское водохранилище (0,8 км<sup>3</sup>) на р. Белая.

Пристройка МГЭС к существующим водохозяйственным объектам позволит обеспечить более эффективное, комплексное использование водных ресурсов.

Кроме того, использование существующих напорного фронта плотины, водохранилища, донного водовыпуска, технических сооружений (дорог, линий электропередач и т.д.) позволяет значительно снизить стоимость строительства МГЭС.

Для оценки возможности использования данных объектов были определены характеристики водохранилищ с объемом более 1 млн. м<sup>3</sup>. Методика оценочного расчета гидроэнергетических характеристик водохранилища заключается в следующем. Форма водохранилища или пруда была приведена к части тела вращения, ось которой параллельна уклону земной поверхности. Исходя из карты уклонов (см. рис.3.5) и географического расположения водохранилища на территории Республики Башкортостан (с известной площадью и объемом), можно определить ориентировочный напор водохранилища в районе плотины. Исходя из расхода водохранилища, определенного по 90 % обеспеченности и полученного напора, можно определить мощность водотока в киловаттах и, исходя из числа часов использования данного водотока, можно определить годовую выработку электроэнергии. Число часов использования мощности водотока можно принять равным 3500 часам, исключив время весеннего паводка. Уровень возможной выработки электроэнергии на существующих в Республике водохозяйственных сооружениях определен в 70-80 млн. кВт·ч.

### **3.4.3. Техничко-экономические показатели малых ГЭС**

Для оценки экономической эффективности строительства малых ГЭС необходимо определить расчетную себестоимость выработки электроэнергии как отношение ежегодных затрат к объему выработанной электроэнергии. Затраты на строительство МГЭС в большей степени (40-60 %) состоят из стоимости напорных сооружений: плотины, водоотводного канала и около 30% составляет стоимость самого гидроагрегата. По имеющимся у автора данным о стоимости строительства Сакмарской МГЭС, удельная стоимость строительства составляла в 2002 г. 1600 дол. США/кВт. Стоимость строительно-монтажных работ со-

ставляла 714 дол. США/кВт и стоимость оборудования – 420 дол. США/кВт. При принятых в энергетике нормах ежегодных отчислений на амортизацию и сроке амортизации 8 лет ежегодные удельные затраты составят 1700 тыс. рублей. Проектная мощность Сакмарской МГЭС составляет 300 кВт и при 40 % коэффициенте использования годовая выработка составит 1 млн. кВт·ч. В этом случае расчетная себестоимость выработки 1 кВт·ч на Сакмарской МГЭС составит 1,7 руб/кВт·ч. Таким образом, расчетная себестоимость выработки электроэнергии на МГЭС в среднем втрое превышает принятые в Республике (в 2002 году 1 кВт·ч обходился жителям сельских районов Башкортостана в 38 коп) тарифы на электроэнергию. Исходя из вышеизложенного, видно, что использование существующих водохозяйственных сооружений для устройства на их базе МГЭС позволяет значительно снизить себестоимость электроэнергии, производимой на МГЭС.

### 3.5. Опыт эксплуатации гидроэнергетических объектов

Согласно Постановлению КМ РБ от 04.09.01 г. за № 222 «О Программе строительства объектов малой гидроэнергетики Республики Башкортостан на 2001-2005 годы» на водотоках республики намечено возведение гидроэлектростанций общей мощностью 4795 кВт, а также водяных мельниц общей производительностью 6800 кг/час. В реализации намеченных энергетических рубежей весьма актуальное значение приобретает вопрос выбора элементов гидросилового оборудования, отвечающих требованиям сегодняшнего дня и природно-климатическим условиям региона. Выбор типа, конструкции и изготовителя гидроэнергетического оборудования должен быть и экономически оправдан, при этом технические показатели оборудования должны обладать высокой степенью надежности и производительности.

Как показывают результаты анализа работы эксплуатируемых на малых водотоках гидроэнергетических объектов, для водяных мельниц в качестве привода целесообразно использовать такие водяные колеса, как: колесо-турбина Банки (имеет малые габариты, низкую чувствительность к.п.д. к колебаниям напора и

отсутствие осевых усилий на подшипниках, что делает ее весьма привлекательной для использования на гидроэнергетических объектах малых рек ( $\eta = 0,7$ ); пошвенное колесо (наиболее простое по конструкции); наливное колесо (простое и дешевое, КПД  $\eta = 0,5-0,7$ , недостаток – большие потери напора и, как следствие, высокая потребность в расходе воды); нижнебойное ( $\eta = 0,85$ ) колесо; верхнебойное ( $\eta = 0,65-0,8$ ) колесо (оба колеса характеризуются высокой надежностью, возможностью работы при малых напорах).

На малых и микро ГЭС в Башкортостане в качестве привода (рис. 3.6; 3.7; 3,8; табл. 3.4,) используются пропеллерные турбины (как горизонтальные – Пр15-Г-60, так и вертикальные – Пр592-ВБ160), а на крупных ГЭС поворотно-лопастные – ПЛ577-ВБ-42,5 (Павловская ГЭС); радиально-осевые – РО123ВБ-160 (Нугушская ГЭС) и другие.

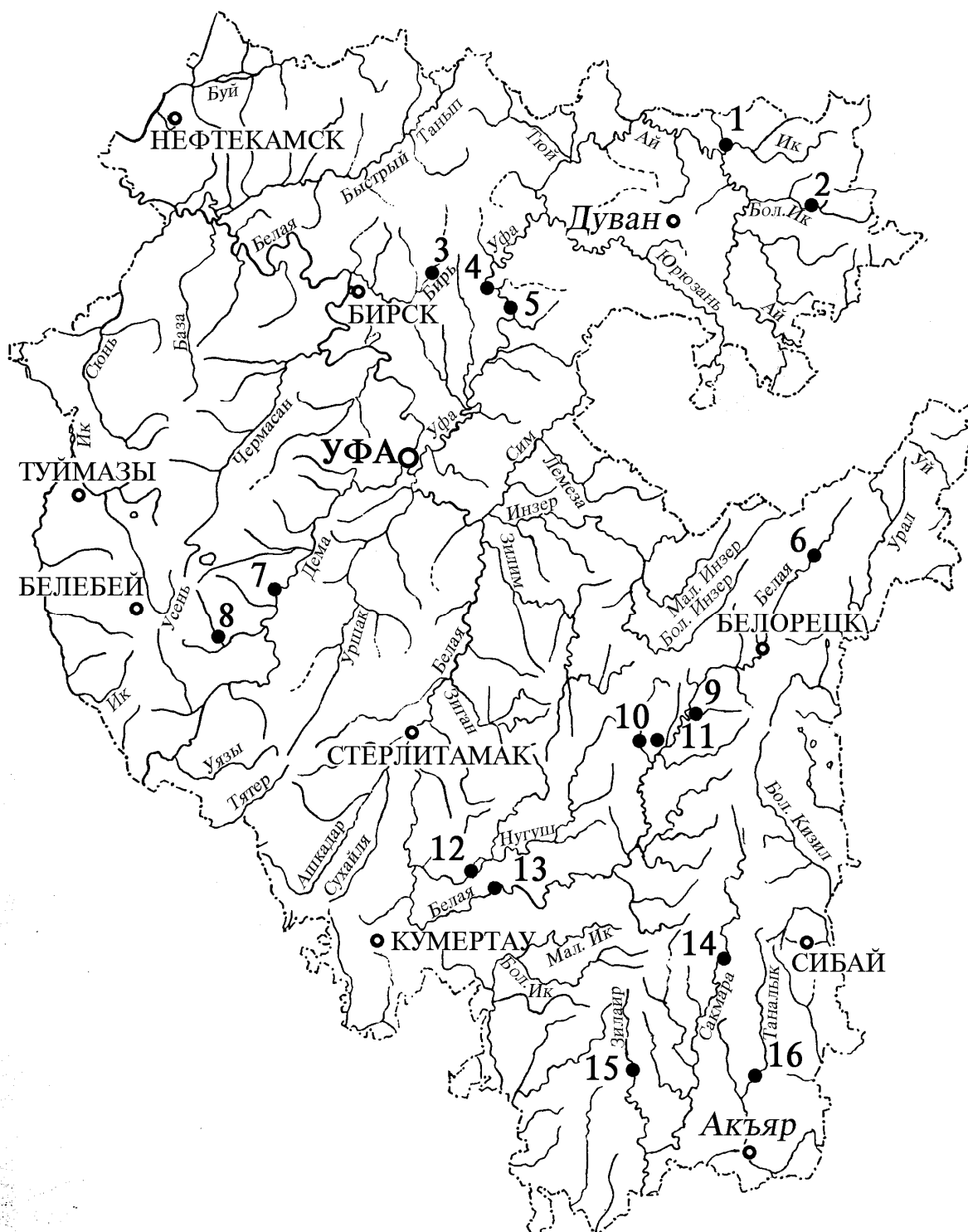
Все гидротурбины пропеллерного типа расположены горизонтально и отличаются, в основном, схемой отсасывающей трубы, прямоосной или S-образной. Особенностью подобных турбин является отсутствие турбинной камеры и практически прямоосное движение воды через проточный тракт, что дает возможность упростить конструкцию здания МГЭС, сократить расстояние между агрегатами и резко сократить объемы строительных работ. Минимальные повороты и прямоосное движение воды обеспечивают, кроме того, минимальные гидравлические сопротивления и повышение КПД турбины, особенно при больших расходах. Применение S-образной отсасывающей трубы дает возможность разместить генератор и турбину на одной и той же отметке обслуживания. Но данная компоновка предполагает высокие требования к качеству балансировки роторов турбины и генератора и к упорному подшипнику, воспринимающему осевые усилия от турбины, и к креплению самой турбины к фундаментам.

В условиях рыночной экономики и конкуренции важное место при выборе гидросилового оборудования занимает вопрос определения изготовителя. На объекты Республики свою продукцию поставляет ряд заводов Российской Федера-

ции. Анализ работы этой продукции показывает, что наиболее надежными являются изделия предприятий ДООО ЭР УМПО НПП «Мотор» (г. Уфа).

Опыт эксплуатации в условиях Республики Башкортостан гидросилового оборудования других производителей выявил ряд их специфических конструктивных недостатков. Так, наиболее часто повторяющейся причиной выхода из строя турбин Пр20/1-Г-35 производства «Уралгидромаш» является разрушение заднего подшипника, для турбин Пр10-46-750-50, изготавливаемых АОЗТ МНТО «ИНСЭТ» - обрыв лопаток ротора и разрушение переднего подшипника, для изделий «ПЭЛА МАШ» (Пр20/1-Г-100) - недостаточная прочность вала и течи корпуса турбины (табл. 3.5).

В основном указанные дефекты связаны с недостаточной конструктивной прочностью отдельных узлов, использованием некондиционных материалов и слабой проектной проработкой наиболее нагруженных узлов: подшипников, шпонок валов и др. Не имеют пока проблем в эксплуатации только турбины Пр20-Г-60 конструкции НПП «Мотор», производство которых освоено ДООО «Энергоремонт» (статор) и ОАО УМПО (ротор). Это объясняется тем, что данные гидротурбины разработаны по техническому заданию ОАО «Башкирэнерго» и в нем учтены практически все недостатки конструкции других производителей. Турбины, имеющие диаметр рабочего колеса 600 мм, сделаны унифицированными для напоров от 5,5 до 10 метров и способны выдавать мощность от 45 до 100 кВт при расходах 0,95-1,25 м<sup>3</sup>/с. Кроме того, с целью снижения капитальных затрат при строительстве новых МГЭС было принято решение об организации выпуска типовых блок-контейнеров МГЭС полной заводской готовности. Именно такая компоновка МГЭС использована при строительстве Кагинской МГЭС и намечена для строящихся Камеевской МГЭС на р. Бирь и Сакмарской МГЭС и др.



**Рис. 3.6. Действующие ГЭС в Башкортостане**

1 – Мечетлинская МГЭС (мощность 445 кВт); 2 – Белокатайская МГЭС (125 кВт); 3 – Мишкинская МГЭС (100 кВт); 4 – Павловская ГЭС (166 МВт); 5 – Красноключевская МГЭС (200 кВт); 6 – Тирлянская МГЭС (100 кВт); 7 – Давлекановская МГЭС (700 кВт); 8 – Слакская МГЭС (112 кВт); 9 – Узянская МГЭС (50 кВт); 10 – Авзянская МГЭС (75 кВт); 11 – Кагинская МГЭС (75 кВт); 12 – Нугушская ГЭС (9,06 МВт); 13 – Юмагузинская ГЭС (45 МВт); 14 – Сакмарская МГЭС (300 кВт); 15 – Зилаирская МГЭС (50 кВт); 16 – Таналыкская МГЭС (50 кВт)



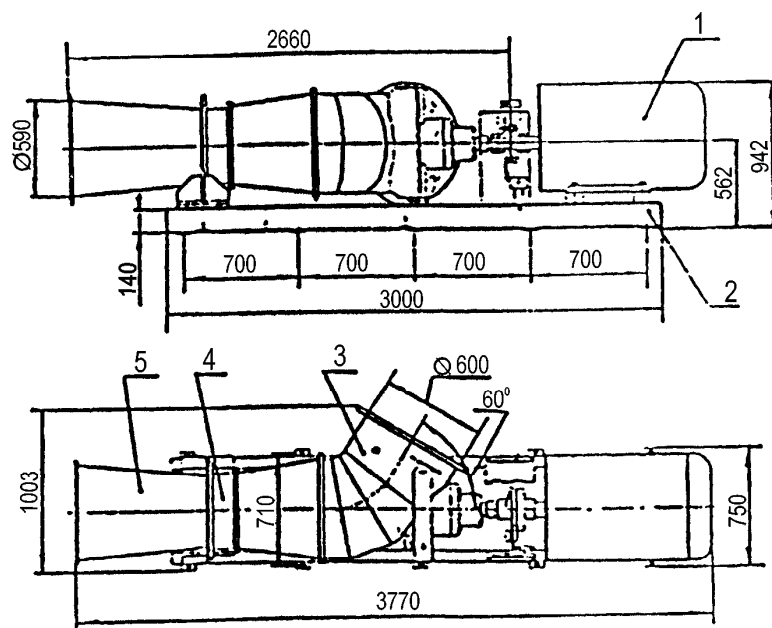
Таблица 3.4

## Показатели ГЭС Республики Башкортостан по состоянию на 2003 год

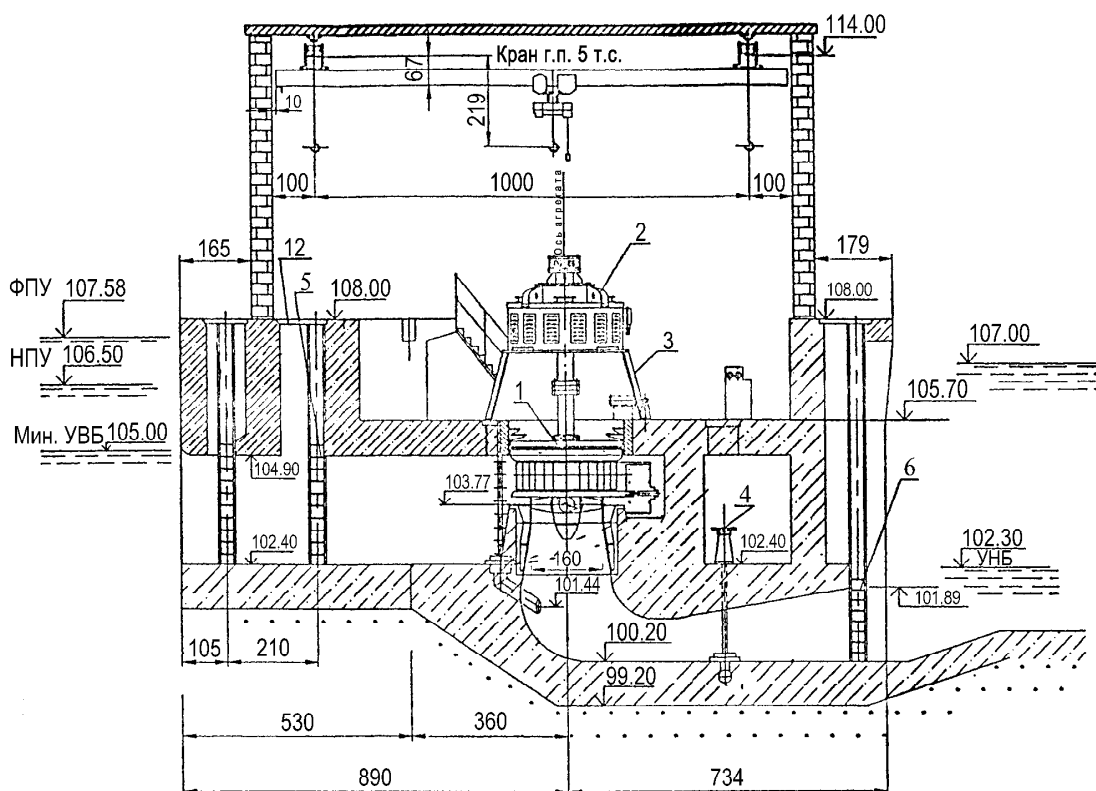
№.№ по рис. 3.7	Местоположение (район, село)	Наименование реки	Площадь зеркала водохранилища, км <sup>2</sup> расчетный напор, м	Объем водохранилища при НПУ, тыс. м <sup>3</sup>	Мощность МГЭС, кВт	Тип турбины	Ввод в эксплуатацию, год
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Мечетлинский р-н, с. Б.Устьикинское	Ик	$\frac{1,29}{5}$	1950	445	ГАН <sup>№</sup> 1, 3 Пр20/1-Г-100 ГА № 2 Пр20/1-Г-51	ГА № 2 – 1999, ГА № 1, 3 - 2001
2	Белокатайский р-н, с. Соколки	Бол. Ик	$\frac{0,120}{4,5}$	1000	95 (2 ГА), 125 (3 ГА)	Осевая, горизонтальная, пропеллерная	2002
3	Бирский р-н	Бирь	$\frac{0,496}{5,8}$	1300	2×50	Пр15-Г-60	2005
4	Нуримановский р-н, пос. Павловка	Уфа	$\frac{116}{35}$	1400000	4×41,5 МВт	ПЛ577-ВБ-42,5	1961
5	Нуримановский р-н, пос. Павловка	Родник Красный Ключ	$\frac{—}{—}$	—	200	Вертикальная пропеллерная	2002
6	Белорецкий р-н, пос. Тирлянь	Тирлян	$\frac{0,171}{5,5}$	4960	100	Осевая, горизонтальная, пропеллерная	2003
7	Давлекановский р-н, г. Давлеканово	Дема	$\frac{0,3415}{3,3}$	15000	2×350	ПР-592-ВБ160	2002

Окончание таблицы 3.4

1	2	3	4 площ	5 объем	6 мощ	7 тип	8
8	Альшеевский р-н, с. Слак	Слак	1,74 10	8400	112	ГА №1, 3 ПР20/1-Г-35 ГА № 2 ПР20/1-Г-25	1999
9	Белорецкий р-н, с. Узян	Узян	<u>0,09</u> 10	4050	50	ПР10-46-750-50	2000
10	Белорецкий р-н, с. Верх. Авзян	Авзян	<u>0,05</u> 8,4	820	75	ПР20/1-Г-51	2001
11	Белорецкий р-н, с. Кага	Кага	<u>0,05</u> 9,4	1078,3	75	ПР20/1-Г-51	2001
12	Мелеузовский р-н, пос. Нугуш	Нугуш	<u>25,2</u> 17,4	400000	9,06 МВт	РО123ВБ-160	1967
13	Кугарчинский р-н, с. Юмагузино	Белая	<u>35,6</u> 40	809000	45 МВт	ПЛ-50-В-230	2004-2005
14	Баймакский р-н, д. Абдулкаримово	Сакмара	<u>0,58</u> 15,2	30600	2×150	ПР20-Г-60	2005
15	Зилаирский р-н. с. Зилаир	Зилаир	<u>0,07</u> 8,5	3500	50	ПР20-Г-60	2002
16	Хайбуллинский р-н., с.Хворостянское	Таналык	<u>0,2</u> 9,65	14200	50	50ПР	2000



**Рис. 3.7 Пропеллерная турбина фирмы АОЗТ МНТО «ИНСЭТ»**  
 1 – генератор, 2 – рама, 3 – аванкамера, 4 – камера рабочего колеса, 5 – отсасывающая труба



**Рис. 3.8 Компоновка Давлекановской МГЭС гидросиловым оборудованием ЗАО НПО «Гидроэнергопром»**

1 – турбина поворотнo-лопастная (Пр592-БВ-160), 2 – генератор (N=350 кВт), 3 – опора под генератор, 4 – клапан для опорожнения спиральной камеры и отсасывающей трубы, 5 – аварийно-ремонтный затвор, 6 – ремонтный затвор

Таблица 3.5

## Опыт эксплуатации гидротурбин МГЭС Республики Башкортостан

№ п/п	Наименование МГЭС	№ ст. ГА	Завод-изготовитель ГА,	Тип гидроагрегата	Установ. мощность, кВт	Фактич. мощность, кВт	Дефекты в эксплуатации
1	Слакская МГЭС	1	Уралгидромаш	Пр20/1-Г-35	45	30	Разрушение заднего подшипника
		2	СПГТУ	Пр20-Г-25	22	20	Полная замена ротора
		3	Уралгидромаш	Пр20/1-Г-35	45	20	Разрушение заднего подшипника
2	Узянская МГЭС	1	ЗАО МНТО ИНСЭТ	Пр10-46-750-50	50	40	Обрыв лопаток ротора 2 раза Разруш.перед.подшипника 2 раза
3	Таналькская МГЭС	1	ЗАО МНТО ИНСЭТ	50ПР	50	40	Обрыв лопаток ротора 2 раза Разруш.перед.подшипника 2 раза
4	Мечетлинская МГЭС	1	ПЭЛА МАШ	Пр20/1-Г-100	200	100	Недостаточная прочность вала
		2	ПЭЛА МАШ	Пр20/1-Г-51	45	35	Течь корпуса
		3	ПЭЛА МАШ	Пр20/1-Г-100	200	100	Недостаточная прочность вала
5	Кагинская МГЭС	1	ДООО ЭР УМПО НПП «Мотор»	Пр20-Г-51	50	75	Без замечаний
6	Авзянская МГЭС	1	ДООО ЭР УМПО НПП «Мотор»	Пр20/1-Г-51	50	75	Без замечаний

В 2002-2003 гг. автор принял участие в испытаниях, эксплуатирующихся в ОАО «Башкирэнерго» МГЭС. Целью испытаний являлось построение эксплуатационных характеристик гидротурбин, исследование вибрационного состояния гидроагрегатов, проверка функционирования предохранительных устройств. По результатам испытаний были построены зависимости мощности от расхода при различных напорах в пределах рабочего диапазона. Испытания показали соответствие фактических значений КПД турбин проектным значениям. Для Авзянской и Кагинской МГЭС фактические значения КПД (87,5-89,1) оказались на 3-5 % выше расчетных КПД (0,84).

В то же время были выявлены случаи потери напора на предтурбинных затворах на Мечетлинской и Слакской МГЭС, что приводило в повышенным вибрациям и ускоренному износу затворов, а также к кавитации рабочих лопаток турбин из-за турбулизации потока на входе в турбины. По результатам испытаний были сделаны рекомендации по организации эксплуатации МГЭС, которые привели в устранению указанных замечаний и увеличению выработки МГЭС. Показатели эксплуатации МГЭС за 2002-2004 гг. приведены в таблице 3.6.

Анализируя показатели работы МГЭС за 2002-2004 гг., можно заметить, что Слакская и Мечетлинская МГЭС работают на круглогодичном стоке и их показатели в зимние месяцы лишь немного уступают показателям работы в летние месяцы. Средний по году коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) составляет для Слакской МГЭС величину около 40%, для Мечетлинской МГЭС эта величина составила около 20%. Снижение выработки в апреле связано с началом половодья и повышением уровня в нижнем бьефе водохранилищ, что приводит к снижению располагаемого напора и снижению КПД турбин.

Узянская, Авзянская, Таналыкская и Кагинская МГЭС не работают в зимнюю межень, и пик выработки электроэнергии на указанных ГЭС приходится на летние месяцы (в это время происходит сработка водохранилищ).

Таблица 3.6

**Выработка электроэнергии и показатели работы МГЭС в 2002-2004 гг. (тыс. кВт·ч)**

	2002												Всего за год	2003												Всего за год	2004							Всего за год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII		I	II	III	IV	V	VI	VII	
<b>Слакская</b>	7	16	21	24	43	43	47	47	46	29	38	34	395	28	29	21	24	33	31	28	31	32	30	34	31	356	31	26	22	12	55	26	34	206
<b>Таналькская</b>				27	31	26	12	0	0	0	0	0	97				8	21	25	14	25	27	26	6	0	152				9	138	28	30	205
<b>Авзянская</b>					37	32	20	0	0	29	0	0	118					24	19	10	0	0	0	0	0	53				2	100	21	1	124
<b>Узянская</b>					20	7	0	0	0	0	0	0	27					23	14	17	10	6	0	0	0	70				5	91	19	7	122
<b>Кагинская</b>					54	53	49	0	0	49	53	27	285				30	54	51	55	24	2	0	0	0	216				23	102	35	3	163
<b>Мечетлинская</b>														147	111	128	0	64	87	82	28	17	17	43	94	818	94	86	102	16	147	154	148	747

Продолжение табл. 3.6

	Установленная мощность	Средняя мощность			КИУМ		
		2002	2003	2004	2002	2003	2004
<b>Слакская</b>	112	45,1	40,6	23,5	40,3	39,7	23
<b>Таналькская</b>	50	11,1	17,4	23,4	22,1	34,7	46,8
<b>Авзянская</b>	75	13,5	6,1	14,2	18,0	8,1	18,9
<b>Узянская</b>	50	3,1	8,0	14,0	6,2	16,0	27,9
<b>Кагинская</b>	75	32,5	24,7	18,6	43,4	32,9	24,8
<b>Мечетлинская</b>	445	34,5	93,4	85,3	7,7	21,0	19,2

Низкий КИУМ на Мечетлинской МГЭС связан с завышенной расчетной установленной мощностью.

Анализируя себестоимость выработки электроэнергии на МГЭС (табл. 3.7), можно видеть, что себестоимость 1 кВт·ч на Мечетлинской, Сласской и Кагинской МГЭС находится в пределах, приемлемых даже для «большой» энергетики. Так, для сравнения можно указать, что себестоимость выработки электроэнергии на «большой» Павловской ГЭС в 2002 г. составил 7 коп/кВт·ч. Столь большие расхождения с расчетными величинами себестоимости связаны, в первую очередь, с тем, что в себестоимость заложена только стоимость самой МГЭС – без учета стоимости плотины и обустройства водоподводящих сооружений, так как указанные МГЭС построены на водохранилищах комплексного назначения.

**Таблица 3.7**

**Экономические показатели работы МГЭС в 2002 г.**

Себестоимость э/энергии, коп/кВт·ч	Сласская МГЭС	Авзянская МГЭС	Таналыкская МГЭС	Мечетлинская МГЭС	Узянская МГЭС	Кагинская МГЭС
Общая себестоимость	49,4	78,8	279,7	20,6	529,6	46
Амортизационная составляющая	7,7	57,4	90,8	18,7	87,4	27,3
Производственные затраты	22	9,7	147,3	1,9	266,7	12,9

Высокие значения стоимости электроэнергии на Таналыкской и Узянской МГЭС связаны, в первую очередь, с поломками гидротурбин, длительными простоями и вынужденными тратами на ремонт рабочих колес турбин.

Анализ проведенных исследований показывает необходимость более полного изучения гидроэнергетических ресурсов малых рек, применения более конструктивно совершенных гидротурбин, определение их режимных параметров и др.

## ГЛАВА 4. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ ВЕТРА ДЛЯ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ СЕЛЬ- СКОХОЗЯЙСТВЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ БАШКОРТО- СТАНА

### 4.1. Ветровой режим

Ветровой режим над территорией Башкортостана (по данным Башгидромета) формируется под действием барических центров и распределением атмосферного давления на всей территории Южного Урала и Предуралья.

На формирование климата большое влияние оказывают циклонические и антициклонические макроциркуляционные формы движения атмосферы. Циклоны и антициклоны, перемещаясь в различных направлениях, сообщают климату тот особый характер, которым один район отличается от другого. Циркуляционные процессы зимнего и летнего сезонов являются основными на территории республики (рис. 4.1, 4.2). Весной и осенью происходит постепенная замена одних процессов другими.

На территории Башкортостана зимой преобладает антициклонический тип циркуляции, вызываемый непосредственным влиянием азиатского антициклона. Особенно велика повторяемость антициклонической циркуляции в декабре-январе (свыше 20 дней в месяц). Летом такого резкого преобладания процесса какого-нибудь одного типа, как зимой, не наблюдается.

Воздушные массы, достигающие территории Башкортостана с атлантическими циклонами, обычно сильно трансформируются в результате взаимодействия с подстилающей поверхностью Европейского материка и вызывают лишь несущественное изменение температуры воздуха (чаще всего повышение зимой и понижение — летом) при небольшом количестве осадков.

Уральские горы, располагаясь поперек пути основных переносов воздушных масс, вызывают деформацию потоков, в частности, такое явление как раздваивание циклонов, способствующее увеличению числа деформиро-



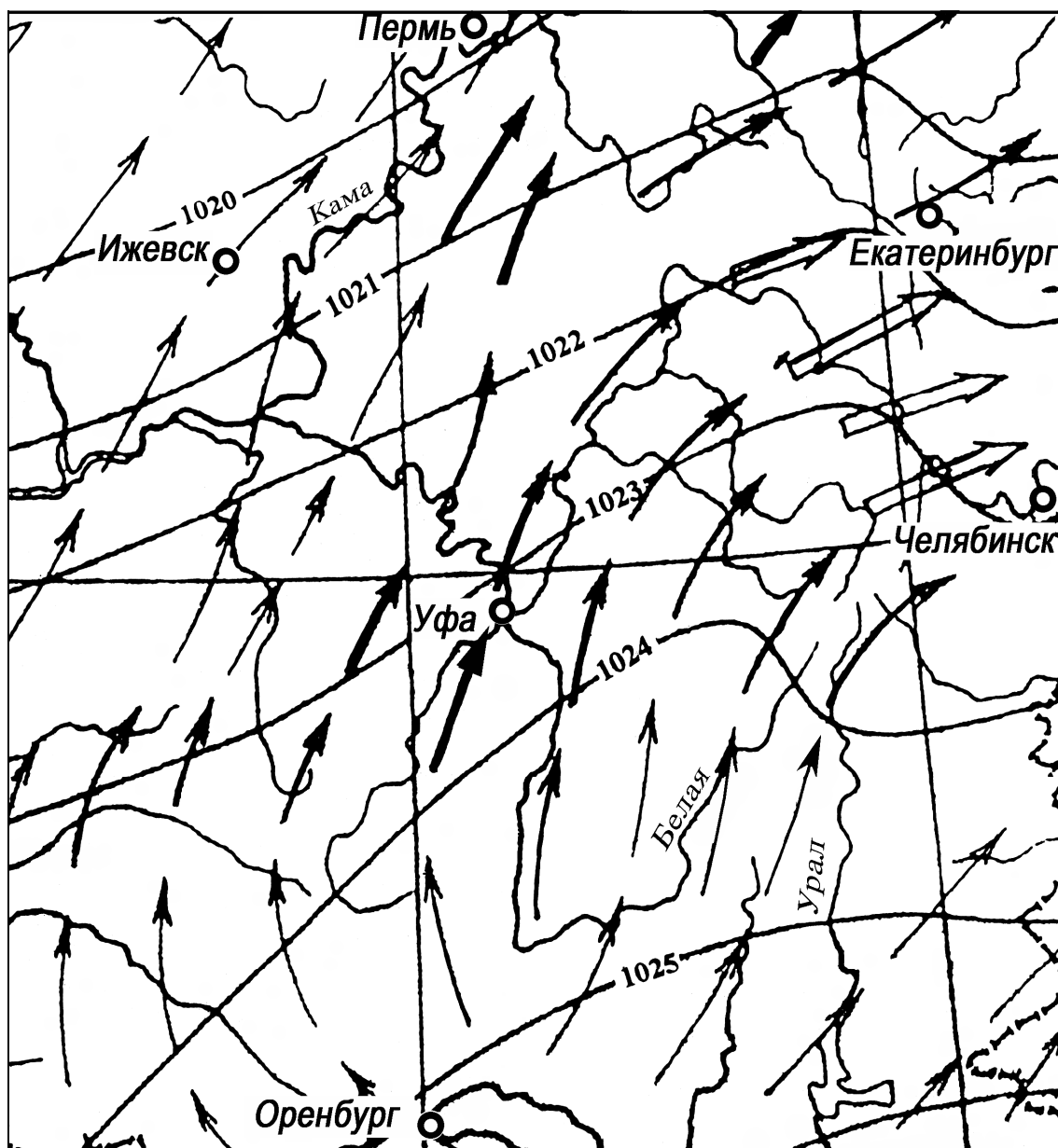


Рис. 4.1. Среднее давление воздуха, направление и повторяемость преобладающего ветра в январе

1— среднее давление воздуха на уровне моря в миллибарах, 2-5 — направление и повторяемость преобладающего ветра (%) от общего числа наблюдений без штилей:

2 — 41-50, 3 — 51-60, 4 — 61-70, 5 — более 70

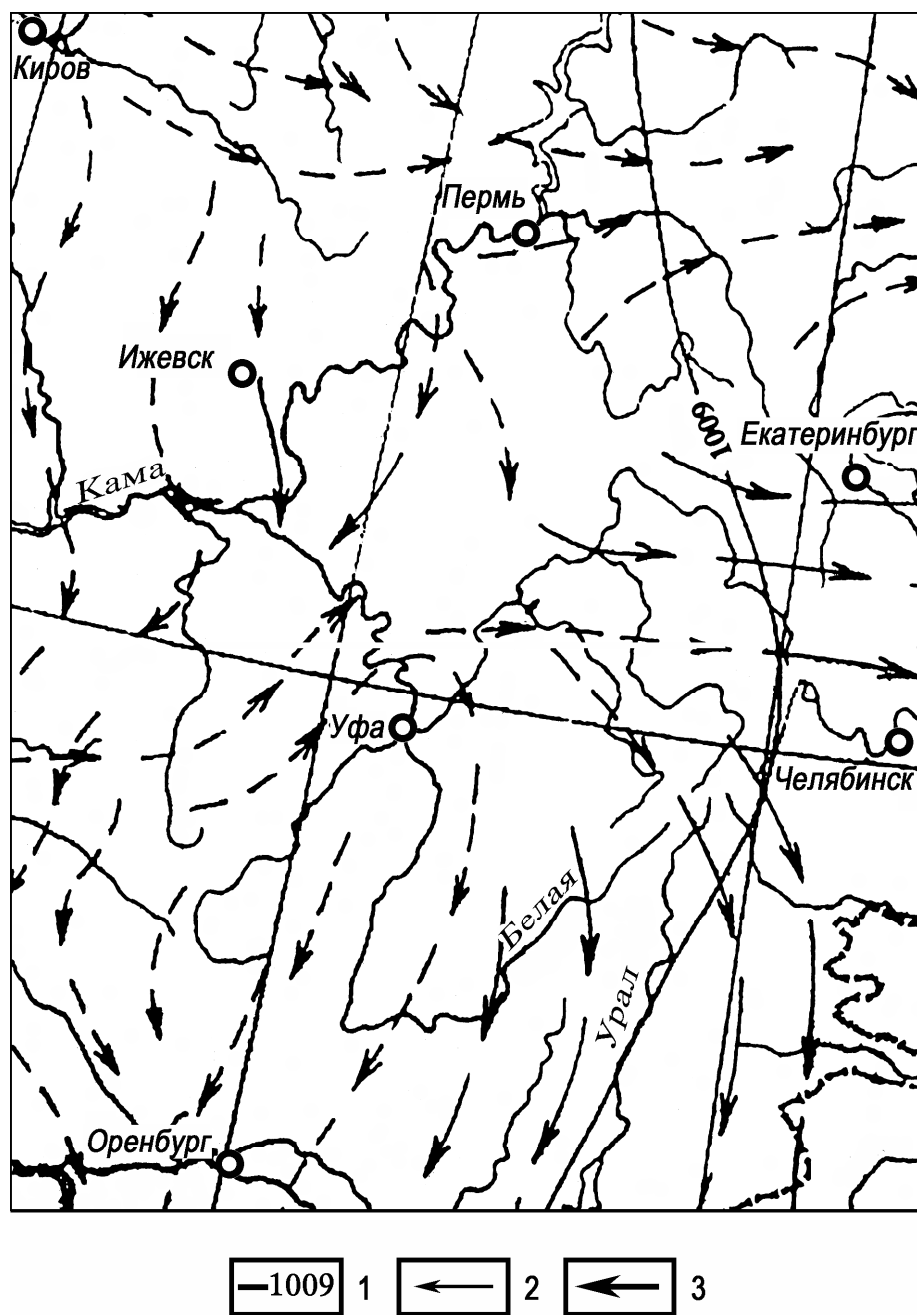


Рис. 4.2 Среднее давление воздуха, направление и повторяемость преобладающего ветра в июле

1— среднее давление воздуха на уровне моря в миллибарах, 2-3 — направление и повторяемость преобладающего ветра (%) от общего числа наблюдений без штилей: 2 — 25-40, 3 — 41-50

ванных потоков к востоку от Уральских гор. В холодный период года на территории Башкирского Зауралья наблюдаются сильные низовые метели, обуславливаемые интенсивным движением холодного воздуха вдоль горного Урала.

В течение года скорость и направление ветра претерпевают существенные изменения, связанные с сезонной перестройкой поля давления: зимой барический градиент направлен с юго-востока на север (от азиатского антициклона к северным морям), а летом — от более холодных, чем континент, морей в центр материка (с северо-запада на юго-восток). Соответственно меняется и направление ветра. В среднем за год преобладающими являются ветры юго-западного, а над горными областями — западного направления различной устойчивости.

В январе в связи с указанным выше положением западного отрога сибирского антициклона господствуют юго-западные и южные ветры. К июлю направление ветров меняется. Практически на всей территории республики преобладают северные ветры с повторяемостью 25-40%. Лишь на широте Уфы сохраняются западные ветры, повторяемостью также 25-40%.

Скорости ветра на территории Башкортостана, по данным 36 метеостанций за последние 30 лет, в среднем невелики (1-4 м/с). По-видимому, это обусловлено их месторасположением и закрытостью. Сильные ветры (со скоростями >15 м/с) бывают редко; их вероятность не превышает 2%. Скорость ветра различна для разных форм рельефа, например, для котловин и открытых склонов гор. Если в котловинах наиболее вероятны ветры малых скоростей — 0-1 м/с (33%) и 2-5 м/с (53%), а вероятность ветров со скоростями 6-10 м/с равна только 12%, то на открытых склонах гор вероятность указанных ветров составляет соответственно 14, 47 и 31 %. Очень сильные ветры бывают в горах зимой при метелях.

Важнейшей характеристикой, определяющей энергетическую ценность ветра, является его средняя годовая скорость. Данные о среднемесячных и среднегодовых скоростях ветра в естественных условиях для территории

Башкортостана приведены в табл. 4.1. На метеостанциях республики флюгеры располагаются на высотах от 8 до 20 метров над поверхностью земли. Средние скорости ветра по разным пунктам приводятся к высоте 10,0 м, используя закономерность изменения скорости ветра с высотой, т.е. на величину скорости ветра, вводится поправочный коэффициент [50].

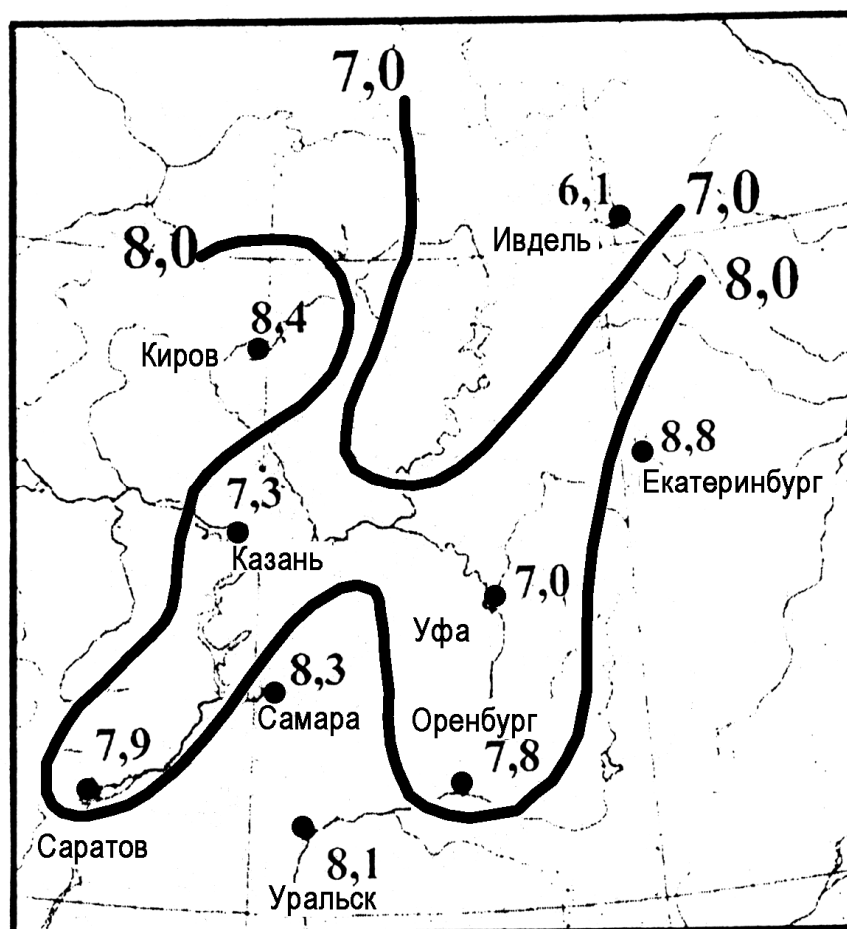
С учетом этих коэффициентов определяется средняя скорость ветра, приведенная к условиям открытого ровного места и высоте флюгера 10 метров над поверхностью земли. Учитывая, что оси рассматриваемых ветроэнергетических установок находятся на высотах, отличных от 10 метров, требуется также приведение средних скоростей к высоте ветроколеса.

Для принятых к рассмотрению ветроустановок оси ветроколес располагаются на высотах 20, 30 и 50 метров соответственно. При описании вертикального профиля ветра применяется степенная функция [65].

Для определения параметра степенной функции, зависящего от шероховатости подстилающей поверхности и стратификации атмосферы, использованы данные о средних скоростях ветра на высоте 200 метров над поверхностью земли, полученные по аэрологическим наблюдениям [54]. Схема расположения аэрологических станций вблизи территории Башкортостана и распределение средней скорости ветра на высоте 200 м, взятое из [9], приводятся на рис. 4.3.

**Таблица 4.1**  
**Средние месячные и годовые скорости ветра (м/с) на высоте флюгера**

Метеостанция	Месяцы												Год
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Аксаково	4,4	4,3	4,6	3,7	3,9	3,5	3,0	2,8	3,4	4,2	4,0	4,5	3,9
Акъяр	4,3	4,5	5,0	4,1	4,3	3,8	3,8	3,5	3,5	4,1	4,1	4,0	4,1
Андреевка	4,1	4,2	4,5	3,8	3,8	3,4	2,9	2,9	3,5	3,9	4,0	4,0	3,8
Архангельское	3,1	3,0	3,6	3,1	3,5	2,9	2,5	2,4	3,2	3,6	3,2	3,4	3,1
Аскино	3,2	3,1	3,6	2,7	3,2	2,9	2,4	2,2	2,8	3,4	3,1	3,3	3,0
Баймак	3,4	4,0	4,0	3,7	4,1	3,8	3,4	3,3	3,7	4,3	3,7	3,7	3,8
Бакалы	2,9	2,9	3,2	2,9	3,1	2,8	2,3	2,1	2,6	3,1	3,0	3,0	2,8
Башгосзаповедник	1,7	2,1	2,5	2,5	2,8	2,2	2,5	2,1	2,3	2,4	1,9	1,7	2,2
Белорецк	3,3	3,6	4,3	3,7	3,7	3,1	2,6	2,4	3,1	3,9	3,5	3,4	3,4
Бирск	5,0	4,9	5,1	4,2	4,5	3,8	3,4	3,3	3,9	4,6	4,4	4,6	4,3
Верхотор	2,8	2,8	3,8	2,9	3,7	2,8	2,3	2,2	2,7	3,4	2,8	2,9	2,9
Дуван	3,6	3,7	4,2	3,6	3,8	3,4	2,8	2,6	3,3	3,8	3,6	3,9	3,5
Емаши	3,9	3,8	3,9	3,1	3,5	3,2	2,4	2,3	3,2	4,0	3,8	4,1	3,4
Зилаир	2,6	2,7	3,3	2,9	3,2	2,6	2,5	2,5	2,4	2,7	2,6	2,7	2,7
Инзер	1,3	1,5	1,9	1,7	2,0	1,7	1,4	1,3	1,5	1,7	1,3	1,3	1,6
Кага	1,7	2,2	3,0	3,0	3,1	2,6	2,2	2,0	2,2	2,5	2,0	2,4	2,4
Кананикольское	2,7	2,9	3,6	3,4	3,4	2,9	2,7	2,5	3,0	3,4	2,7	2,6	3,0
Караидель	3,1	2,9	3,3	2,8	3,4	3,0	2,3	2,5	2,9	3,4	2,8	2,9	3,0
Красная Горка	3,5	3,1	3,7	3,1	3,7	3,1	2,8	2,7	3,1	3,6	3,3	3,5	3,3
Красноусольский	3,5	3,6	4,2	3,5	3,5	3,0	3,0	2,4	2,6	3,6	3,2	2,7	3,2
Кушнаренково	4,5	4,1	4,5	3,3	4,0	3,3	2,9	2,8	3,6	4,2	3,8	4,4	3,8
Мелеуз	3,4	3,4	3,9	3,3	3,7	3,1	2,7	2,5	3,0	3,5	3,2	3,8	3,3
Мраково	3,1	3,4	3,7	3,3	3,7	3,1	2,8	2,8	3,1	3,2	3,0	3,3	3,2
Раевский	4,4	4,3	4,9	4,5	4,8	4,2	3,5	3,2	3,8	4,5	4,3	4,6	4,2
Стерлибашево	3,8	3,2	4,3	2,4	4,0	3,1	2,8	2,7	3,3	3,8	3,7	4,1	3,4
Стерлитамак	5,3	4,5	5,2	3,8	4,6	4,0	3,3	3,2	3,5	4,5	4,2	5,2	4,3
Туймазы	4,3	3,3	4,1	3,7	4,3	3,6	3,0	3,1	3,7	4,5	4,2	4,2	3,8
Тукан	2,2	2,5	2,9	2,9	3,0	2,5	2,2	2,1	2,5	2,8	2,4	2,5	2,5
Улу - Теляк	2,2	2,2	3,1	2,6	2,7	2,1	1,9	1,6	2,0	2,8	2,6	2,4	2,4
Уфа - Дема	3,9	3,8	3,8	3,0	3,4	3,0	2,3	2,4	2,9	3,6	3,6	4,4	3,3
Уфа (Черниковка)	3,8	3,3	4,0	3,2	4,1	3,3	3,3	2,9	3,3	4,1	3,4	3,4	3,5
Уфа	4,8	4,8	5,2	4,4	4,6	3,8	3,5	3,0	4,0	4,7	4,5	4,9	4,4
Учалы	2,9	3,0	3,2	3,1	3,5	3,1	2,8	2,7	3,1	3,7	3,3	3,5	3,3
Хайбуллинский	3,8	3,9	4,9	3,5	4,1	3,6	3,2	3,1	3,1	3,9	3,4	3,6	3,7
Чишмы	3,5	3,4	4,0	3,6	4,0	3,2	2,9	2,6	3,1	3,8	3,5	3,7	3,4
Янаул	5,7	5,1	5,3	4,2	4,3	3,7	3,3	3,2	3,7	4,8	5,0	5,1	4,4



**Рис. 4.3. Средние скорости ветра (м/с) на высоте 200 метров над поверхностью земли**

Суточный ход ветра в холодное время года (с ноября по февраль) выражен слабо. По мере приближения весны происходит увеличение скорости ветра в дневные часы, когда они на 1,0-2,0 м/с больше, чем в ночные часы. Наибольшие различия в суточном ходе скорости ветра наблюдаются в период с мая по август. В это время года скорость ветра на всей территории имеет четко выраженный суточный ход: скорость ветра увеличивается в дневные и вечерние часы и уменьшается в ночные и утренние. Средние скорости ветра в отдельные часы суток на метеостанциях рассматриваемого района представлены в табл.4.2.

Таблица 4.2

**Средняя месячная и годовая скорость ветра (м/с)  
в различные часы суток**

Метеостанция	Срок на- блюдений (час)	Месяцы												Год
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Акъяр	1	4.4	4.2	4.5	3.2	2.8	2.4	2.4	2.3	2.5	3.4	3.8	4.0	3.2
	7	4.3	4.5	4.9	3.9	4.0	3.6	3.4	3.2	3.0	3.5	3.9	4.1	3.7
	13	4.9	5.1	5.9	5.6	6.1	5.5	5.4	5.1	5.9	6.3	5.0	4.5	5.2
	19	4.3	4.5	4.9	4.1	4.4	3.9	4.1	3.4	3.3	3.7	4.0	3.7	3.8
Аскино	1	2.7	2.5	2.8	1.8	1.6	1.1	0.9	1.1	1.8	2.4	2.6	3.0	2.0
	7	2.9	2.9	3.0	2.3	2.8	2.5	2.1	1.9	2.2	2.9	2.8	3.0	2.7
	13	3.5	3.7	4.5	3.8	4.9	4.4	3.9	3.7	4.5	4.4	3.5	3.4	4.0
	19	3.1	2.9	3.5	2.4	3.0	2.8	2.2	1.8	2.0	3.0	3.0	3.2	2.7
Белорецк	1	3.2	3.3	4.0	2.7	2.0	1.4	1.4	1.3	2.0	3.5	3.4	3.2	2.6
	7	3.3	3.3	3.7	2.7	2.6	2.1	1.8	1.7	2.2	3.3	3.3	3.4	2.8
	13	3.5	3.9	5.1	5.3	6.2	5.2	4.5	4.2	4.8	5.0	4.0	3.5	4.6
	19	3.2	3.6	4.5	3.9	4.1	3.5	2.8	2.2	2.9	3.7	3.4	3.2	3.4
Мелеуз	1	3.3	3.3	3.7	2.6	2.2	1.6	1.3	1.4	2.0	3.0	3.0	3.7	2.6
	7	3.3	3.2	3.6	2.8	3.0	2.5	2.1	2.0	2.4	3.1	3.1	3.8	2.9
	13	3.7	3.8	4.5	4.7	5.9	5.0	4.6	4.3	5.1	4.9	3.8	4.1	4.5
	19	3.3	3.4	3.9	3.0	3.7	3.2	2.8	2.4	2.5	3.1	3.0	3.6	3.2
Улу - Теляк	1	2.1	1.9	2.5	1.7	1.4	1.0	0.7	0.7	1.3	2.3	2.4	2.2	1.7
	7	1.9	1.8	2.5	2.0	2.2	1.8	1.6	1.3	1.6	2.4	2.4	2.4	2.0
	13	2.6	2.8	4.0	3.8	4.3	3.6	3.3	3.0	3.5	3.8	2.9	2.7	3.4
	19	2.1	2.1	3.2	2.5	2.5	2.0	1.8	1.5	1.4	2.5	2.2	2.2	2.2

Под влиянием рельефа преобладающее направление ветра у поверхности земли, особенно в горных районах, в значительной степени искажается. Речные долины, возвышенности, лесные массивы искажают преобладающее

направление воздушного потока. Изменение направления ветра особенно заметно в долинах. Здесь возникают горно-долинные ветры.

Повторяемость скоростей ветра по данным [77] представлена в табл.4.3. Среднегодовое количество дней с сильным ветром ( $\geq 15$  м/с) по республике изменяется в очень больших пределах от 7 до 36. Число дней с сильным ветром, также как и другие характеристики, находится в тесной зависимости от местоположения. Наименьшее число дней с сильным ветром наблюдается в горных котловинах (Инзер). В открытой равнинной местности за год бывает 10-15 дней с сильным ветром, а на вершинах возвышенностей число дней возрастает до 20 дней. Речные долины, ориентированные вдоль преобладающего направления ветра, способствуют усилению ветра, и здесь число дней с сильным ветром ( $\geq 15$  м/с) может достигать 30-40 дней в году. Максимальные скорости ветра над Башкортостаном составляют 15-20 м/с, в открыто расположенных районах их значения достигают 20-25 м/с. В таблице 4.4 представлены данные по среднему и наибольшему количеству дней с сильным ветром и наибольшие скорости ветра, возможные один раз в заданное число лет.

## **4.2. Потенциальные ветроэнергетические ресурсы**

Анализ распределения по территории Башкортостана средних скоростей ветра на высоте осей ветроколес показал, что эта характеристика тесно связана с рельефом. Наибольшие значения средних скоростей ветра отмечаются в западной части территории и в Зауралье, наименьшие – в предгорьях Среднего Урала.

Проведенное районирование на высотах 20, 30 и 50 м над уровнем земли по средним скоростям ветра на этих высотах позволило выделить четыре зоны (А, Б, В, Г), условными границами которых служат изотакхи. При этом границы зон для разных высот совпадают, а значения изотакхи отличаются. Выделенные зоны представлены на рис. 4.4-4.6.



Таблица 4.3

**Повторяемость направления ветра и штилей за год (%) и степень открытости флюгера К (баллы по шкале Милевского)**

Станция	К	Направление ветра								Штиль
		С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	
Аксаково	6б	13	10	4	9	22	25	11	6	13
Акъяр	7б	8	16	7	7	7	16	21	18	9
Андреевка	6б	6	6	7	16	16	20	19	10	6
Архангельское	5б	7	9	7	11	20	26	9	11	14
Аскино	4в	8	10	5	3	20	34	11	9	22
Баймак	6б	16	12	6	6	9	11	17	23	18
Бакалы	5б	17	8	3	4	19	24	15	10	17
Белорецк	5в	10	14	8	3	6	30	24	5	30
Бирск	6а	10	7	9	10	23	18	15	8	9
Верхотор	4в	11	2	7	17	24	18	9	12	33
Дуван	5в	13	9	4	6	17	29	14	8	14
Емаши	5в	6	20	9	5	13	27	12	8	21
Зилаир	4в	7	11	15	10	11	17	15	14	37
Инзер	4у	8	3	2	8	18	20	22	19	47
Кага	4в	7	15	12	7	15	23	11	10	26
Кананикольское	5в	5	5	7	11	16	30	16	10	30
Караидель	4в	8	17	7	6	5	22	24	11	27
Красная Горка	5б	8	12	13	13	20	17	9	8	19
Красноустьинский	6б	10	3	5	15	35	11	8	13	33
Кушнаренково	6б	11	7	6	10	16	18	16	16	16
Мелеуз	6б	19	4	5	8	27	19	9	9	17
Мраково	5в	6	6	21	19	11	15	9	13	12
Раевский	7б	14	7	3	10	27	19	7	13	19
Стерлибашево	6б	12	5	7	4	15	24	22	16	–
Стерлитамак	7б	18	6	3	5	30	20	8	10	19
Тукан	4в	7	9	8	6	16	27	16	11	32
Улу – Теляк	5б	8	12	4	4	25	28	10	9	37
Уфа	6б	11	7	6	11	27	14	11	13	14
Уфа – Дема	6б	14	6	2	6	24	25	9	14	21
Уфа – Черниковск	6б	15	6	4	11	28	11	15	10	21
Учалы	4в	8	12	6	4	10	21	26	13	7
Чишмы	6б	12	10	5	5	18	29	11	10	24
Янаул	7б	9	13	6	8	17	25	14	8	14

Таблица 4.4

**Число дней с сильным ветром и наибольшие скорости ветра (м/с)  
различной вероятности**

Метеостанция	Число дней с сильным ветром за год		Наибольшие скорости ветра (м/с), возможные один раз в				
	Среднее	Наибольшее	1 год	5 лет	10 лет	15 лет	20 лет
Аксаково	20	38		-	-		-
Акъяр	-	-	24	28	30	31	31
Аскино	12	33	17	20	21	22	23
Белорецк	18	45	23	27	29	30	31
Бирск	22	47	-	-	-	-	-
Инзер	7	21	-	-	-	-	-
Красноусольский	20	34	-	-	-	-	-
Мелеуз	36	49	21	25	27	27	28
Мраково	26	32	-	-	-	-	-
Стерлитамак	27	51	-	-	-	-	-
Улу - Теляк	-	-	18	22	23	24	25
Уфа	31	58	-	-	-	-	-
Чишмы	13	23	-	-	-	-	-
Янаул	12	34	-	-	-	-	-

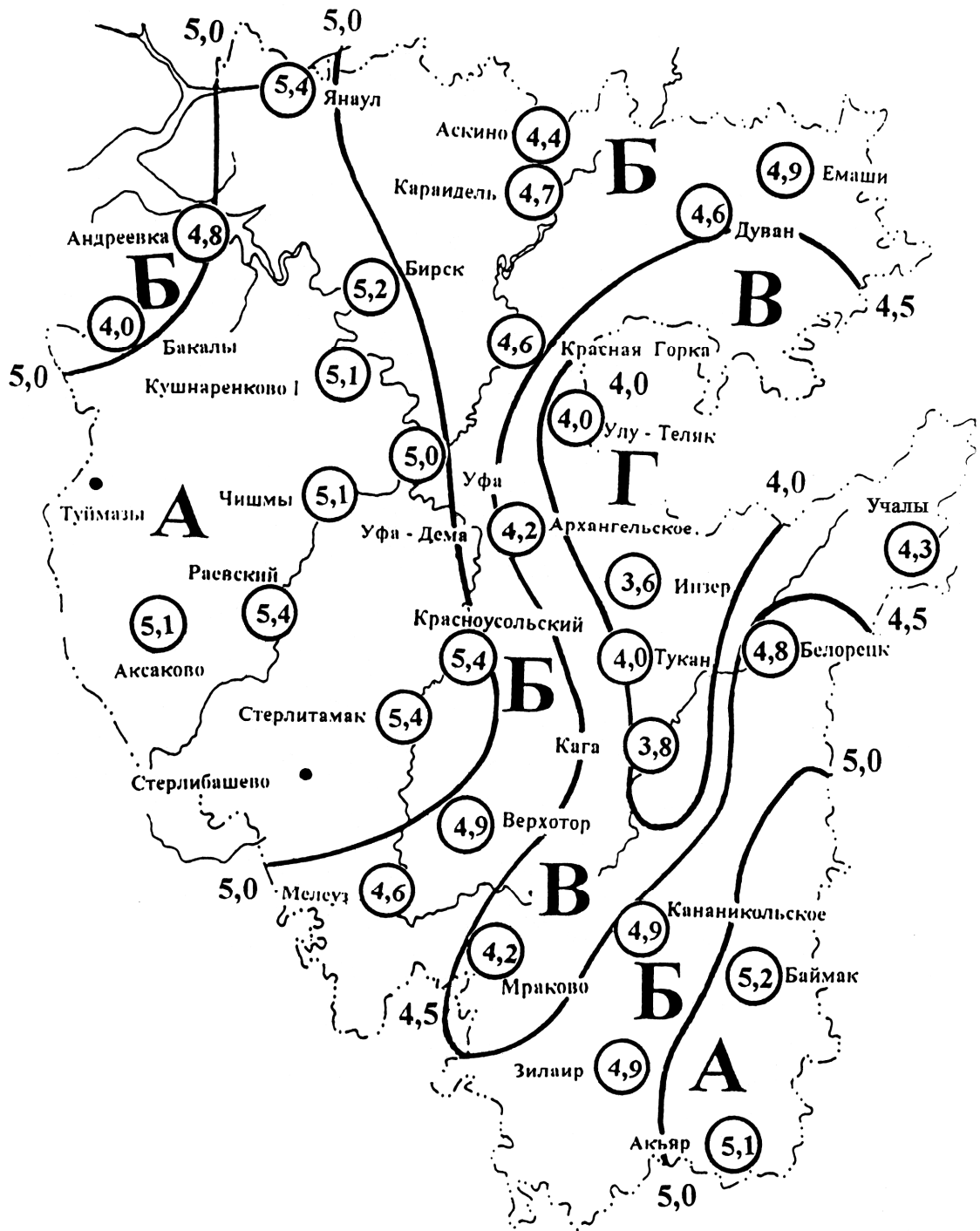


Рис. 4.4 Распределение средних скоростей ветра (м/с) и районирование территории Башкортостана на высоте 20 м

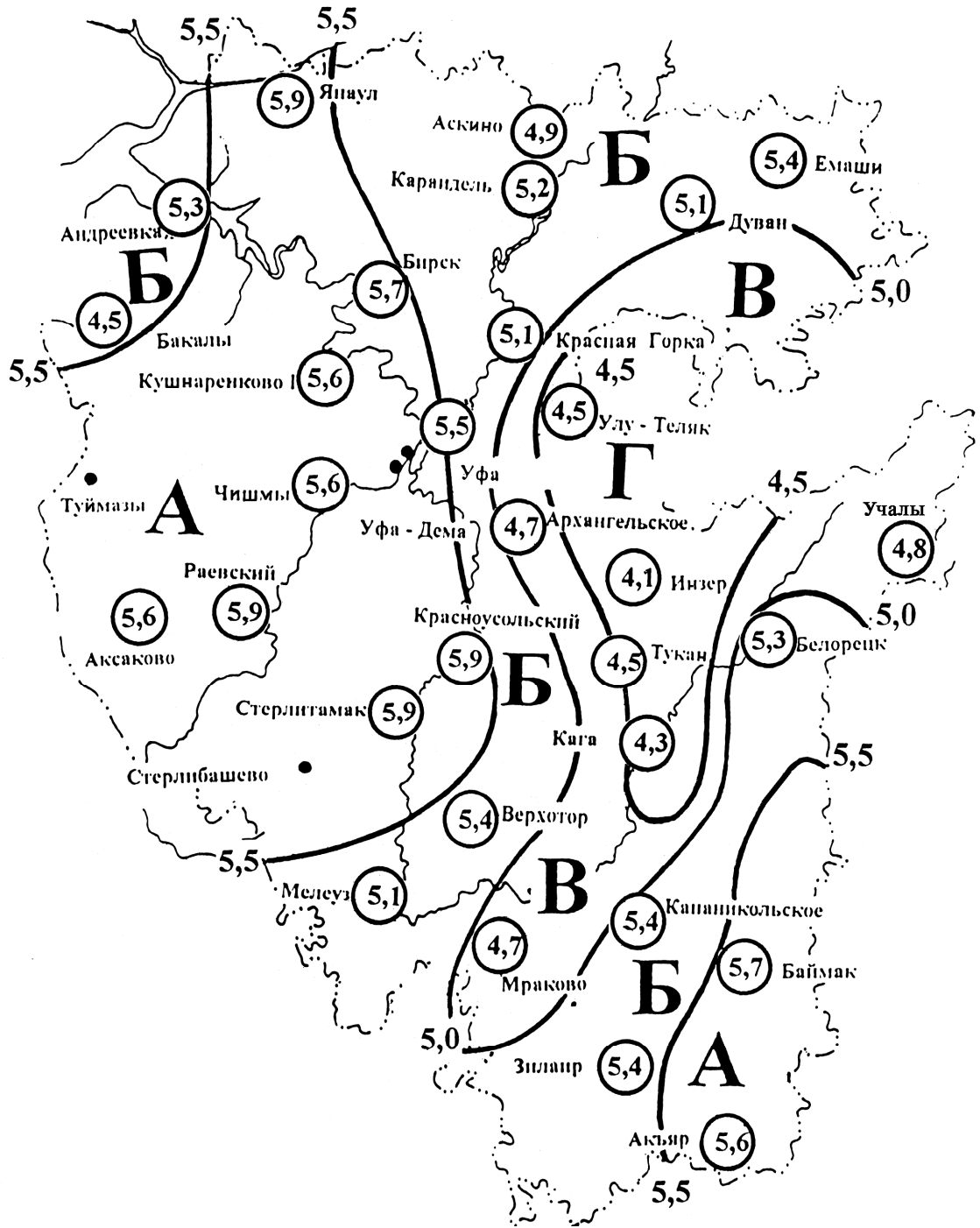


Рис. 4.5 Распределение средних скоростей ветра (м/с) и районирование территории Башкортостана на высоте 30 м

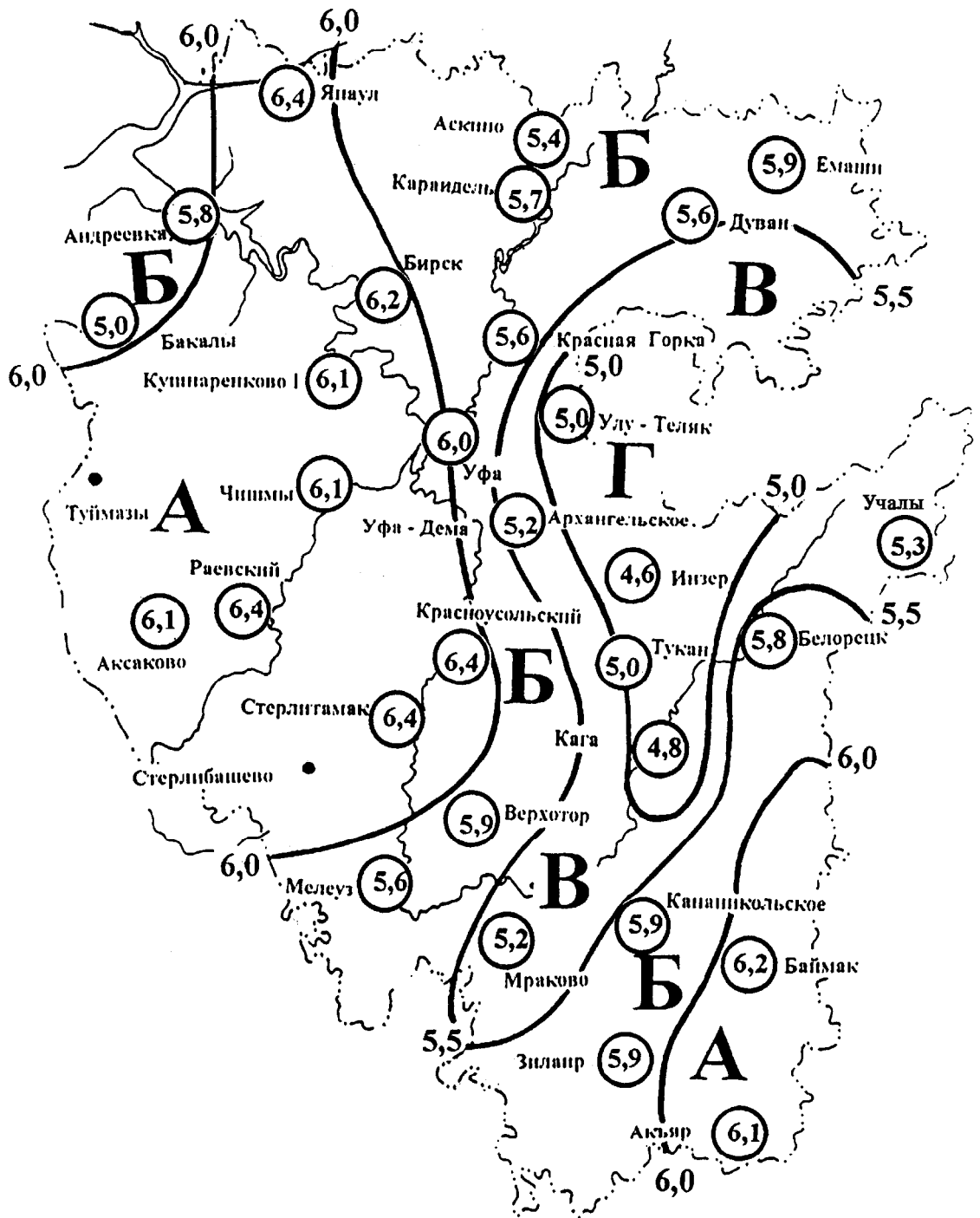


Рис. 4.6 Распределение средних скоростей ветра (м/с) и районирование территории Башкортостана на высоте 50 м

Потенциальные и технические ветроэнергоресурсы определены на высотах 20, 30 и 50 м над поверхностью земли. Потенциальными ветроэнергетическими ресурсами называется суммарная энергия движения воздушных масс над данной территорией. Технические ветроэнергоресурсы рассчитываются на один квадратный километр площади, при условии, что ветроустановки, помещаемые на этой площади, располагаются равномерно по территории на расстоянии друг от друга равном десятикратной величине диаметра ветроколеса [65].

Основой для определения ресурсов служат распределения скоростей ветра по градациям, полученные по методике [65]. Для выделенных зон получены усредненные по территории повторяемости скоростей ветра по градациям. Данные расчетов представлены в табл. 4.5.

Анализ данной таблицы показывает, что во всех зонах наибольшая повторяемость приходится на скорости ветра 2-6 м/с на высоте 20 и 30 м и 3-7 м/с на высоте 50 м и составляет в зависимости от зоны 60-70%.

Весьма слабые ветры ( $U \leq 1$  м/с) отмечаются в 2-8% случаев на высоте 50 м и в 4-12% случаев на высоте 20 и 30 м. Повторяемость более сильных ветров уменьшается по мере увеличения скорости. Скорости ветра ( $U > 7$  м/с) бывают примерно в 15-30% случаев на высоте 50 м и в 10-25% случаев на высоте 20 и 30 м. С увеличением средней скорости ветра уменьшается повторяемость слабых ветров и увеличивается повторяемость сильных ветров. Наибольшая повторяемость (мода распределения) приходится на скорости ветра 3-5 м/с на высоте 20 и 30 м и 4-6 м/с на высоте 50 м, при этом модальное распределение удельной энергии ветра приходится на диапазон от 6 до 10 м/с. Значение моды уменьшается от зоны А к зоне Г.

Удельная мощность ветрового потока, приходящегося на единицу площади поперечного сечения ветроколеса, располагающегося перпендикулярно потоку, определяется выражением:

$$P_{уд} = 0,5\rho \int_0^{\infty} u^3 f(u) du \text{ (Вт/м}^2\text{)} \quad (4.1)$$



где  $f(u)$  – вероятность скорости ветра  $u$ ,

$\rho$  – плотность воздуха,  $\text{кг/м}^3$ .

При нормальном атмосферном давлении 1013 гПа и температуре воздуха  $15^\circ\text{C}$  плотность воздуха составляет  $1,226 \text{ кг/м}^3$ .

Удельная энергия ветрового потока рассчитывается по формуле:

$$W_{\text{уд}} = 0,5\rho T \int_0^{\infty} u^3 f(u) du (\text{кВтч/м}^2),$$

(4.2)

где  $T$  — число часов в году.

Данные расчетов удельных мощности и энергии ветрового потока для указанных зон помещены в табл.4.6.

Таблица 4.6

**Потенциальные ветроэнергоресурсы Республики Башкортостана в приземном слое толщиной 50 м**

Н=50 м				Н=30 м				Н=20 м			
A <sub>50</sub>	Б <sub>50</sub>	В <sub>50</sub>	Г <sub>50</sub>	A <sub>30</sub>	Б <sub>30</sub>	В <sub>30</sub>	Г <sub>30</sub>	A <sub>20</sub>	Б <sub>20</sub>	В <sub>20</sub>	Г <sub>20</sub>
<b>Средняя скорость (м/с)</b>											
6,25	5,75	5,25	4,75	5,75	5,25	4,75	4,25	5,25	4,75	4,25	3,75
<b>Удельная мощность (Вт/м<sup>2</sup>)</b>											
396,5	324,7	259,1	202,9	317,8	256,0	200,3	153,2	250,2	197,7	151,1	112,3

Как видно из таблицы, потенциальные ветроэнергоресурсы изменяются по территории республики на высоте 20 м в среднем от 110 до 250 Вт/м<sup>2</sup>, 30 м — в среднем от 150 до 320 Вт/м<sup>2</sup>, а на высоте 50 м — в среднем от 200 до 400 Вт/м<sup>2</sup>. Наибольшей энергией обладают воздушные массы, имеющие скорость, превышающую среднегодовую примерно в 1,4-1,8 раза, в зависимости от зоны и высоты ветроколеса.



### 4.3 Опыт эксплуатации ветроэлектростанций в Республике Башкортостан

В Башкортостане, как уже указывалось, выработка электроэнергии осуществляется на ветроэлектростанции «Тюпкильды», расположенной в Туймазинской районе. Электростанция построена ОАО «Башкирэнерго» в 2001 г (рис. 4.7, табл.4.7). Местом для монтажа ВЭС было выбрано возвышение с абсолютными отметками поверхности земли на площадке 271-288 м на Белебеевской возвышенности около деревни Тюпкильды Туймазинского района с расчетной среднегодовой скоростью ветра 6,1 м/с на высоте 40 м.



**Рис. 4.7 Монтаж ВЭС «Тюпкильды»**

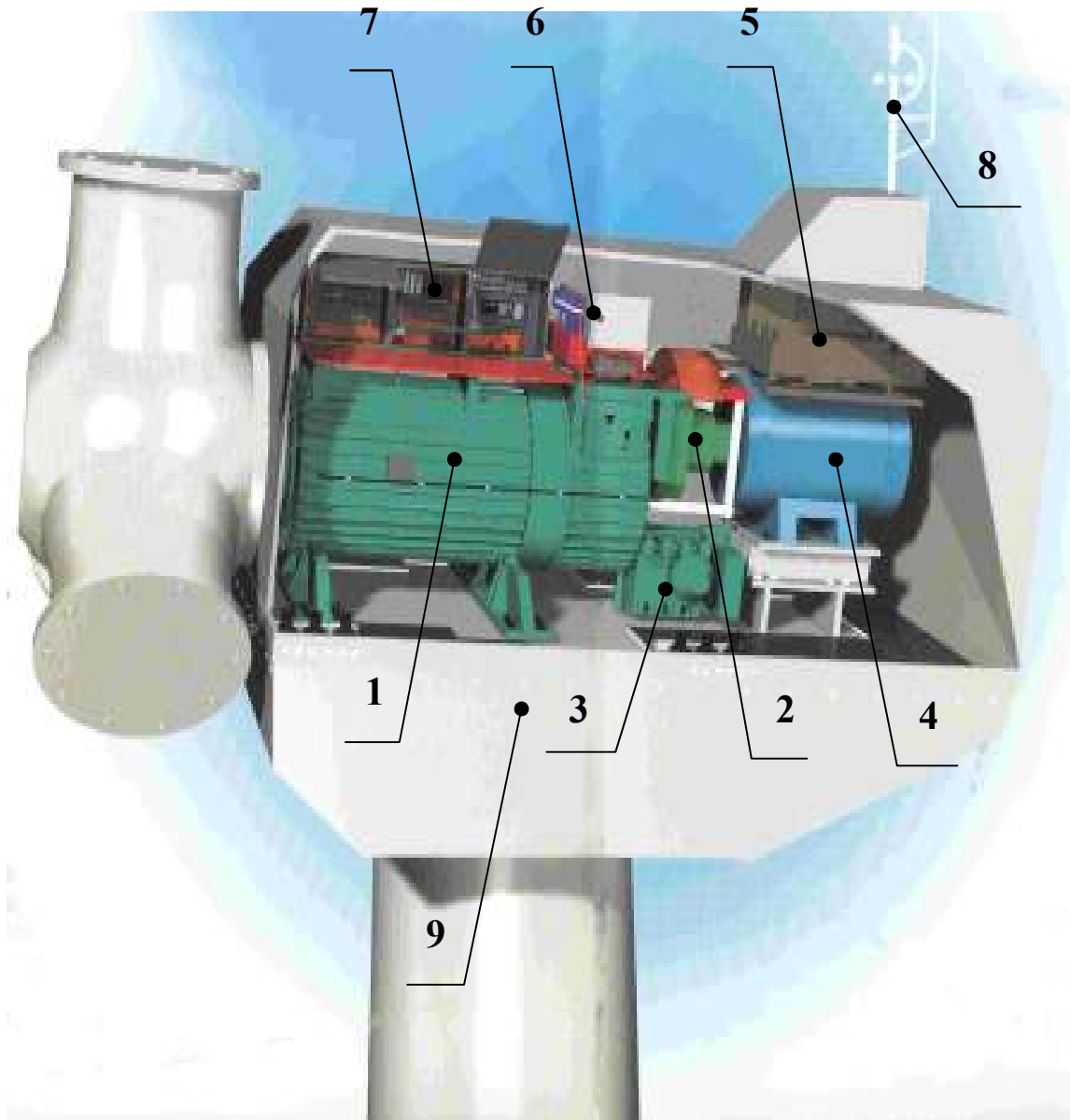
Ветроэнергетическая установка ЕТ 550/41 состоит из фундамента, 40 м башни (из 2-х секций по 20 м), гондолы (машинное отделение), втулки с 3 лопастями, 2 шкафов управления ВЭУ, трансформатора 690В/10кВ. Конструкция гондолы представлена на рисунке 4.8.

Генератор ВЭУ асинхронный, 4/6 полюсный, переключаемый. При малых мощностях до 100 кВт (скорости ветра до 7-8 м/с) генератор работает как 6 полюсный, а при возрастании мощности автоматически переключается в 4 полюсный режим. Кроме того, при пусках генератор включается в двигательном режиме, тем самым достигаются синхронные обороты, а, соответственно, и синхронная частота с сетью.

Таблица 4.7.

#### Технические характеристики ВЭС «Тюпкильды» [84]

Установленная мощность, кВт	2×200
Количество ветроагрегатов	4
Модель ветроагрегата	ЕТ 550/41
Изготовитель	Hanseatische AG (ФРГ)
Введена в эксплуатацию	III кв 2001г.
Год выпуска	1996
Номинальная мощность, кВт	550
Высота до оси винта, м	42
Количество лопастей	3
Диаметр винта, м	41,5
Высота башни, м	40
Частота вращения, об/мин	19/28
Минимальная скорость ветра, м/с	3,5
Номинальная скорость ветра, м/с	14
Разъединительная скорость, м/с	25
Предельная скорость, м/с	55,3



**Рис. 4.8 Конструкция ВЭС ЕТ 550/41**

1 - редуктор; 2 - дисковый тормоз; 3 - система смазки редуктора; 4 - генератор; 5 - система охлаждения генератора и масла редуктора; 6 - гидравлическая система тормозов и закрылок; 7 - шкаф управления гондолой; 8 - система измерения направления и скорости ветра; 9 - система разворота по азимуту (не видна)

Лопасты выполнены из стекловолокна с поворотными концами, которые служат аэродинамическими тормозами при остановке ВЭУ.

Система управления, состоящая из системы программного управления SPS (контроллера) гондолы, системы программного управления SPS (контроллера) башни и промышленного компьютера, которые объединены в еди-

ную сеть со скоростью передачи информации 1,2 Мбит/с, позволяет полностью исключить присутствие персонала на станции. С помощью программы удаленного доступа можно осуществлять просмотр работы ВЭУ, вносить корректировки и квитировать предупредительные ошибки.

В течение 2000-2001 гг. было выполнено проектирование, строительство, пуско-наладочные работы станции.

Первоначально планировалось поставить все ВЭУ на свайный фундамент с монолитным железобетонным ростверком, но уже при забивке железобетонных усиленных свай длиной 12 м в пробуренные лидерные скважины для фундамента под ВЭУ №1 возникли сложности. Сваи не удавалось забить на проектную глубину. Пришлось увеличить их количество до 30 и в итоге для ВЭУ № 2-4 пришлось перейти на фундамент неглубокого заложения с монолитным ростверком по монолитной фундаментной ж/б плите размерами 7,5×7,5 м и толщиной 2 м. Это привело к задержке строительства фундаментов и для ускорения набора прочности последних было применено пропаривание с помощью передвижных паровых установок.

При монтаже ЕТ-550 потребовался кран, способный поднять гондолу массой 40 т на высоту 40 м. Подходящий кран на тот момент удалось найти только в соседней республике Татарстан - это 300 тонный кран с разборной фермовой стрелой. Его доставка на место монтажа, необходимость сборки и разборки при переходе от одной ВЭУ к другой, необходимость организации монтажной площадки из железобетонных плит под кран и простои, связанные с невозможностью работы крана при большой силе ветра, создавали определенные трудности и удлиняли время монтажа.

Следующая трудность возникла при присоединении третьей лопасти к втулке гондолы. Гондолы с прикрепленной втулкой и двумя лопастями были смонтированы и находились на высоте 40 м. Возникла необходимость в 2 кранах с длиной стрелы более 45 м. Один для подъема лопасти, другой для подъема люльки с людьми для монтажа. При первых попытках монтажа лопасти, лопасть сильно раскачивало, даже при скоростях ветра у земли 1-2 м/с

монтаж лопасти был невозможен. Пришлось делать приспособление, которое крепилось к лопасти и с помощью растяжек позволяло удерживать лопасть от раскачивания. Все работы по монтажу приходилось выполнять самостоятельно, так как в момент монтажа у фирмы НАГ уже не было специалистов по монтажу механической части.

Монтаж, наладка электротехнического оборудования, подготовка к пуску первой ВЭУ и частичное обучение проводились зимой в 2000-2001 года под руководством шеф инженера фирмы НАГ, но когда подошло время пробных пусков, фирма изготовитель перестала существовать, а инженер НАГ отказался брать на себя ответственность по пускам. И в результате пуско-наладочные работы проводились самостоятельно. В мае 2001 года были запущены все ВЭУ, и до конца года велась проверка режимов работы, их доводка с одновременным самообучением персонала. В начале 2002 года ВЭС была принята в опытно-промышленную эксплуатацию [84].

За время эксплуатации в 2002-2004 годах ВЭС выработала более 2,5 млн.кВт·час. Данные о выработке электроэнергии ВЭС за период с января 2002 г. по июль 2004 г. приведены в таблице 4.8.

**Таблица 4.8.**

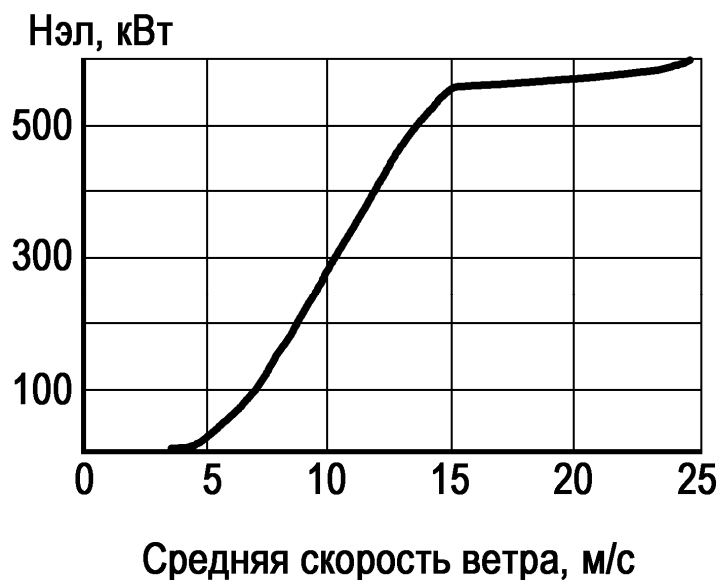
**Выработка ВЭС «Тюпкильды» в 2002-2004 гг. (тыс.кВтч)**

Год	Месяцы												Итого
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
2002	113	37	122	73	164	100	45	47	89	179	190	65	1224
2003	71	70	78	157	133	95	45	29	81	77	90	105	1031
2004	94	20	21	50	42	63	53						343

Анализируя таблицу 4.8. можно заметить, что годовой ход скорости ветра определяет выработку ВЭС в зимние и летние месяцы. Особенно наглядно это заметно на показателях 2002 г. Коэффициент использования установленной мощности ВЭС составил в 2002 г. 6,4 %, в 2003 г. – 5,3 %. Столь малая выработка связана с многочисленными поломками отдельных узлов, заводскими дефектами и конструктивными недостатками ВЭУ (из 4 установок – одна, периодически две, установки находятся в ремонте), а не с ошибкой при выборе площадки. Средняя скорость ветра на высоте оси ветроколеса составила 6.1 м/с, что соответствует расчетной. Например, для ВЭУ №4, которая меньше всего простаивала из-за дефектов, выработка составила чуть более 1млн. кВт·час, и коэффициент использования установленной мощности составил 10 % , что почти в 2 раза выше, чем у ВЭУ № 1 и 3.

Анализируя причины низкой эффективности работы ВЭС, можно отметить также, что причиной значительной доли остановок ВЭС является неправильная установка угла атаки лопастей, которая приводит к тому, что не соблюдается рабочая характеристика ВЭУ. При скоростях ветра более 15 м/с ВЭУ, вместо того чтобы держать мощность в диапазоне 550-600 кВт, набирает мощность более 600 кВт и в результате останавливается защитой генератора по максимальной мощности (рис. 4.9). Данный недостаток устраним, если изменить конструкцию ВЭУ и применить систему автоматического изменения угла атаки лопастей [84].

Второй недостаток - это недостаток программы управления. ВЭУ в автоматическом режиме из состояния покоя запускается только в 6- полюсный режим работы генератора. В случае, когда ВЭУ по какой либо причине остановилась, и ветер более 10 м/с, ВЭУ не может запуститься. При скоростях ветра более 10 м/с при пуске мгновенная мощность ВЭУ получается более 180 кВт, что приводит к срабатыванию защиты от перегрузки генератора в 6- полюсном режиме. Поэтому существует верхняя уставка для пуска по скорости ветра, равная 10 м/с. А пуск ВЭУ в режиме 4- полюсного генератора минуя 6-полюсный в программе не реализован.



**Рис. 4.9** Диаграмма мощности ВЭУ ET-550/41 [84]

Хотелось бы отметить, что при отсутствии первого недостатка, второй можно было бы не устранять, т.к. при больших скоростях ВЭУ не останавливалась бы из-за перегрузки генератора и не возникала бы необходимость пускать установки при снижении скорости ветра до 10-12 м/с.

Применение системы автоматического регулирования угла атаки лопастей позволило бы организовать с помощью АСУ ТП ВЭУ переход при низких скоростях ветра установки в режим авторотации. В результате значительно сократилось бы время на остановку, пуск и выполнение пусковых условий, т.е. практически были бы исключены понятия "пуск" и "останов" ВЭУ. Такая система, например, организована на ВЭУ датской фирмы Vestas V29.

Третий недостаток - невозможность работы ВЭУ при температурах ниже  $-20^{\circ}\text{C}$ , что связано, в основном, с выполнением втулки ветроколеса из материала, не рассчитанного на работу при низких температурах.

На основании накопленного опыта строительства, монтажа и эксплуатации ОАО "Башкирэнерго" составило требования (критерии), которым должны соответствовать ВЭУ для районов Урала, основными из которых являются:

1. Номинальная мощность -200-300 кВт, высота башни не более 40 м и масса гондолы не более 30 тонн (это в большей степени связано с трудностями поиска крана с необходимой грузоподъемностью и транспортировки ВЭУ).

2. Номинальная скорость ветра ВЭУ- 11-13 м/с, скорость ветра включения ВЭУ- 2,5-3,5 м/с, генератор 4/6 полюсный или многополюсный совместно с инвертором, регулирование скорости вращения (мощности) - изменением угла атаки лопастей (так называемый pitch control). Это позволяет обеспечить максимальную выработку, как при малых, так и при больших скоростях ветра.

3. Минимальная рабочая температура до  $-30^{\circ}\text{C}$ , большинство иностранных ВЭУ могут работать до  $-15^{\circ}\text{C}$ .

#### **4.4. Техничко-экономические показатели ветроэлектростанций**

Для оценки экономических показателей выработки электроэнергии на ВЭС необходимо определить расчетную себестоимость 1 кВтч электроэнергии для различных ветровых зон. Исходным показателем для оценочного расчета можно принять удельную мощность ( $\text{Вт}/\text{м}^2$ ) по данным таблицы 4.6.

Исходя из удельной мощности ветрового потока, задавшись удельной стоимостью ВЭС, равной 1000 \$/кВт установленной мощности ВЭС, приняв в качестве примера ветроустановку ЛМВ-10000 ( $N= 10\text{кВт}$ ) с диаметром ротора 7 м (табл. 4.9) можно определить расчетную себестоимость 1 кВтч вырабатываемого ВЭУ для 4 различных ветровых зон на высотах 20, 30 и 50 м.



Таблица 4.9

## Характеристики ВЭУ ЛМВ-10000

№ п/п	Наименование характеристики	Единица измерения	Значение
1	Выходная мощность	Вт	10000
2	Скорость ветра - пусковая - рабочая - буревая	м/с	3,1 12 35
3	Лопастей ротора - число - диаметр - площадь ометаемой поверхности	м м <sup>2</sup>	3 7 38,5
4	Частота вращения при номинальной мощности	об/мин	280
5	Генератор		38-полюсный на постоянных магнитах
6	Максимальная мощность	Вт	10000
7	Напряжение переменного тока	В	120-240

Расчетная себестоимость 1 кВтч вырабатываемой данной ВЭУ представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10

## Расчетная себестоимость 1 кВтч ВЭУ для различных ветровых зон

Н=50 м				Н=30 м				Н=20 м			
A <sub>50</sub>	Б <sub>50</sub>	В <sub>50</sub>	Г <sub>50</sub>	A <sub>30</sub>	Б <sub>30</sub>	В <sub>30</sub>	Г <sub>30</sub>	A <sub>20</sub>	Б <sub>20</sub>	В <sub>20</sub>	Г <sub>20</sub>
<b>Удельная мощность (Вт/м<sup>2</sup>)</b>											
396,5	324,7	259,1	202,9	317,8	256,0	200,3	153,2	250,2	197,7	151,1	112,3
<b>Расчетная себестоимость (руб/кВтч)</b>											
1,15	1,40	1,75	2,24	1,43	1,78	2,27	2,97	1,82	2,30	3,01	4,05

Анализируя таблицу 4.10, можно заметить, что для ветровой зоны А себестоимость 1 кВтч меняется в пределах от 1,15 руб/кВтч при высоте расположения ВЭУ 50 м и до 1,82 руб/кВтч при высоте 20 м. В зоне Б себестоимость меняется от 1,4 руб/кВтч на 50 м до 2,3 руб/кВтч на высоте 20 м. В зоне В значения расчетной себестоимости составляют 1,75 руб/кВтч на высоте 50 м и 3,01 руб/кВтч на высоте 20 м. В зоне Г средняя скорость ветра колеб-

лется в диапазоне 3,75-4,75 м/с, что ненамного превышает стартовую скорость ВЭУ, и, таким образом, расчетная себестоимость электрической энергии изменяется в диапазоне 2,24-4,05 руб/кВтч.

Данные цифры можно сравнить с себестоимостью действующей ВЭС «Тюпкельды», расположенной в Туймазинском районе, в зоне А. В 2002 г. себестоимость производства электрической энергии на ВЭС составила 217 коп/кВтч. Таким образом, расчетная себестоимость выработки 1 кВтч электрической энергии подтверждается данными опытной эксплуатации ВЭС «Тюпкельды». Необходимо учесть, что высокая фактическая себестоимость 1 кВтч связана с определенными проблемами эксплуатации ВЭС, о которых уже упоминалось в разделе 4.3. и можно рассчитывать, что при нормальной эксплуатации ветроагрегатов ВЭУ фактическая себестоимость достигнет расчетных данных.

#### **4.5. Рекомендации по размещению ветроэлектростанций в Республике Башкортостан**

Выбор площадок для размещения ВЭС на территории республики должен производиться с учетом влияния местных условий (микрорельеф, зеленность, наличие пахотных земель и т.д.). На стадии проектирования для каждой площадки должно быть проведено детальное рекогносцировочное обследование и натурные наблюдения ветрового режима на высоте оси ветроколеса.

Выбор площадок производился с учетом ветровых зон, направления и скоростей ветров на высоте 50 м, параметров ВЭУ-600 кВт для соответствующих зон. При этом предпочтение отдается площадкам, занимающим господствующие высоты рельефа местности или расположенных на побережьях рек и водохранилищ, не затененных лесами и лесозащитными полосами, располагающимися в ветровом коридоре. Должно учитываться наличие потребителей электроэнергии, минимальное удаление от линий электропередач и подъездных путей, минимальное изъятие пахотных земель, наличие особо охраняемых территорий.

Энергетические показатели ВЭС представляют собой технический ветропотенциал, который подлежит уточнению для конкретных объектов при соответствующем энерго-экономическом обосновании на следующей стадии проектирования. В целом на территории республики имеется техническая возможность разместить свыше 500 ВЭС с использованием 5000-6000 ВЭУ общей мощностью 3393 МВт и выработкой электроэнергии 6323,2 млн. кВтч, расположенных в 51 районе республики.

Наиболее благоприятные ветровые условия имеются (зона А) на Бугульминско-Белебеевской возвышенности (Стерлитамакский, Бижбулякский, Белебеевский и Альшеевский административные районы), представляющей единый ветровой коридор, и в Башкирском Зауралье (Хайбуллинский район). Наибольшими ветропотенциалами обладают районы: Хайбуллинский – 411.2 млн. кВтч, Стерлитамакский – 397.3 млн. кВтч, Бижбулякский – 377.7 млн. кВтч, Альшеевский – 367.3 млн. кВтч, Белебеевский – 276 млн. кВтч.

При выборе очередности строительства ВЭС преимущество имеет ВЭС, расположенные в зоне А, выработка электроэнергии на которых, по сравнению с зоной Б, выше на 20.2 %, с зоной В – на 48.3 %. Строительство ВЭС в зонах Б и В возможно только при детальном изучении ветрового режима на конкретных площадках и выполнении технико-экономического обоснования.

По сельским энергорайонам баланс электрической нагрузки за счет использования ВЭС может быть закрыт по Северо-западному – на 49%, Центральному – на 20.7%, Туймазы-Октябрьскому – на 159%, Шкапово-Аксаковскому – на 286.3%, Северо-Восточному – на 63.7%, Баймак-Бурибай-Сибайскому – на 165%, Южному – на 26.2%. За счет строительства ВЭС может быть обеспечено электропотребление сельского хозяйства Республики.

Для окончательного выбора первоочередных объектов и очередности их строительства необходимо выполнить обоснование инвестиций и организовать на этих площадках натурное измерение скоростей ветра на высоте до 50 м.

## **ГЛАВА 5. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ БИОТОПЛИВА ДЛЯ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН**

### *5.1. Биогаз – продукт метанового сбраживания органических отходов*

**Биомассой принято считать растительный и животный мир Земли. Биомасса, как аккумулятор большого количества энергии, может быть трансформирована при химических и биохимических процессах в теплоту горения газообразного метана, угля и пр.**

Постоянно растущий дефицит ископаемых органических топлив, значительное повышение себестоимости их добычи и транспортировки делают чрезвычайно актуальными задачи изыскания альтернативных, постоянно возобновляемых источников энергии и создания энергосберегающих технологий.

Использование отходов птицеводства, животноводства, и растениеводства в жизнедеятельности человека, а также вторичных ресурсов, как альтернативных и возобновляемых источников тепловой и электрической энергии давно является одним из важнейших направлений в энергетической стратегии многих стран мира.

Особое внимание уделяется развитию технологий получения биогаза при утилизации отходов жизнедеятельности человека и сельскохозяйственных производств.

Основными источниками образования биогаза в естественных условиях являются свалки твердых бытовых отходов (ТБО), очистные сооружения канализационных стоков, хранилища отходов животноводства и птицеводства.

Ежегодно в российском животноводстве и птицеводстве образуется около 150 млн. т органических отходов.

Получение энергии от комплексной переработки биоотходов, особенно агропромышленных подразделений, является важной народнохозяйственной (в т.ч. экологической) задачей. Крупными источниками получения энергии из биомассы являются отходы животноводства и коммунального хозяйства.

В последние 20-30 лет в Республике Башкортостан были построены десятки крупных животноводческих комплексов, что позволило концентрировать большое количество поголовья скота в одном месте и способствовало решению ряда задач специализации, внедрению прогрессивных технологий, повышению уровня механизации и на этой основе снижались затраты труда и стоимость производимой продукции.

На типовых животноводческих фермах и комплексах крупного рогатого скота, по данным Министерства сельского хозяйства и продовольствия Республики Башкортостан, содержится более 670 тыс. коров. За год только в общественном секторе крупный рогатый скот производит около 10 миллионов тонн (в физическом исчислении) экскрементов. На свиноводческих комплексах выход навозных стоков за год составляет 1 млн. тонн. На птицеводческих фабриках республики за год производится 370 тысяч тонн птичьего помета.

Общий объем коммунально-бытовых отходов в Башкортостане составляет 7000 тыс. т [35]. На полигонах захоронения твердых бытовых отходов образуется значительное количество  $\text{CH}_4$  и  $\text{CO}_2$ . По данным разных авторов вклад объектов захоронения отходов составляет от 2 до 12,7 % от общей эмиссии метана в атмосферу [44, 91].

В свалочных отложениях самопроизвольно формируется анаэробное микробное сообщество, осуществляющее переработку органического вещества с образованием биогаза. Активное газообразование начинается после закрытия объекта или его части, через несколько лет, которые требуются для формирования сбалансированного процесса производства газа. Процесс оста-

ется особенно интенсивным на протяжении 20-30 лет, затем постепенно затухает по мере исчерпания непереработанного органического вещества.

Количество генерируемого метана из отходов колеблется от  $0,34 \times 10^{-3}$  до  $68 \times 10^{-3} \text{ м}^3$  на кг сухой массы отходов, в то время как на основе теоретических расчетов эта величина составляет  $0,13 \text{ м}^3$  на кг сухой массы отходов в сутки [19, 29, 44].

В анализах проб вытяжек газа на территории Уфимской свалки содержание органического углеводорода достигает  $156,7 \text{ мг/м}^3$  (табл. 5.1).

Наиболее эффективным методом уменьшения эмиссии с существующих полигонов ТБО является откачка и использование биогаза. В ряде развитых стран производится промышленная добыча свалочного биогаза. В начале 21 века в мире работает более 150 таких установок, в том числе в США – 80. В России существует единственная опытная установка по откачке биогаза в полигоне захоронения ТБО Кучино в Подмосковье.

Таблица 5.1

**Состав газов бытовых отходов  
Уфимской свалки**

Место отбора	Определяемый компонент			
	Фенол, $\text{мг/м}^3$	Углеводороды ( $\text{CH}_4$ ), $\text{мг/м}^3$	Аммиак, $\text{мг/м}^3$	Сероводород, $\text{мг/м}^3$
Скважина № 3 (глубина 2 м)	0,0009	5,14	< 5	< 5
Погреб, 30 м от скв. № 3 (глубина 1,5 м)	0,0008	5,07	< 5	< 5
Скважина № 43 (глубина 1 м)	0,0013	156,72	< 5	< 5
Скважина № 47 (глубина 0,7 м)	0,0011	5,40	< 5	< 5

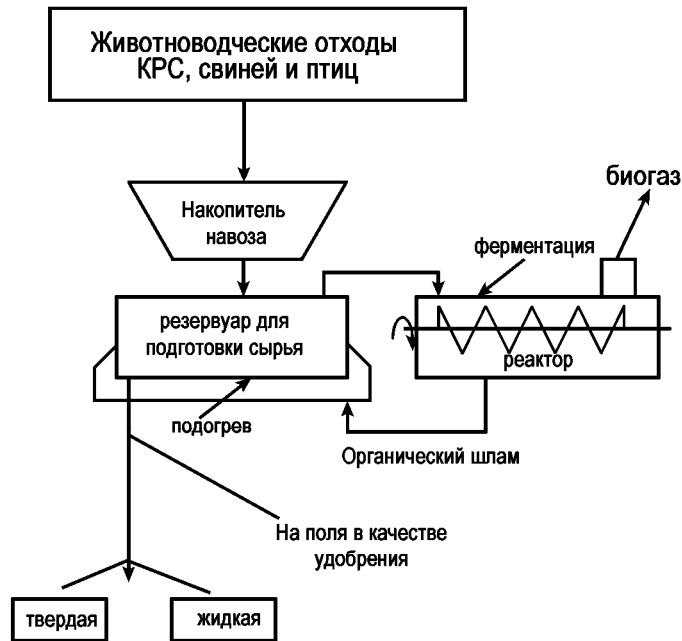
В современной практике применяется ряд методов переработки и утилизации отходов животноводства. Наибольшее применение нашли физические, химические и биологические способы. Широкое распространение получили такие технологии как компостирование, гомогенизация, гравиметри-

ческое или механическое разделение на фракции, биологическая очистка и переработка отходов в анаэробных условиях. [31, 47, 93, 86, 82, 60, 21].

Перечисленные технологии переработки широко используются в народном хозяйстве. Однако многие из них имеют низкую эффективность использования капитальных вложений, не полностью отвечают требованиям охраны окружающей среды, трудоемки и приводят к большим потерям органической массы и питательных веществ. В большинстве случаев известные технологии утилизации навоза предусматривают длительное (6 месяцев и более) хранение навоза, что приводит к значительным затратам на сооружение площадок или навозохранилищ больших размеров. Кроме того, такие площадки и хранилища обуславливают потери питательных элементов и органического вещества, а также вызывают загрязнение воздуха вредными газами, подземных вод – нитратами и нитритами и т.д.

**Наиболее приемлемыми в современных условиях, как с точки зрения экономичности, так и экологических последствий является биологический способ переработки навоза посредством его анаэробного сбраживания в биоэнергетической установке.**

Метановое брожение или биометаногенез – это процесс превращения биомассы в энергию. Процесс получения энергии заключается в следующем: в герметически закрытом резервуаре («биореактор») при постоянной температуре органическое сырье (животноводческие отходы) подвергается разложению метанобразующими бактериями с выделением, так называемого, органического шлама и биологического газа (конечный продукт). Схема метанового сбраживания в общем виде представлена на рис. 5.1.



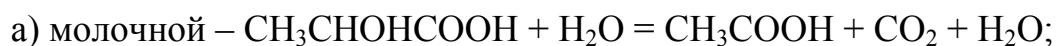
**Рис. 5.1. Схема микробиологической переработки отходов животных**

На первой стадии метанового сбраживания гетерогенная группа анаэробных бактерий, так называемые «первичные» анаэробы, подвергают ферментативному гидролизу сложные многоуглеводные вещества, представляющие собой основные классы органических соединений: белки, липиды и полисахариды. При этом вместе с бактериями, осуществляющими гидролиз полимеров, функционируют микроорганизмы, которые расщепляют моносахариды, органические кислоты, спирты и метанол. Результатом деятельности этих микроорганизмов является образование водорода, углекислого газа, низкомолекулярных жирных кислот и спиртов, а также других соединений.

На второй стадии ацетогенные микроорганизмы ферментируют водород ( $H_2$ ), углекислый газ ( $CO_2$ ) и другие одноуглеродные соединения, некоторые более сложные вещества – в низкомолекулярные органические кислоты.

Преобразование проходит по следующим уравнениям:

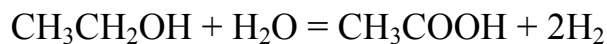
Окисление органических кислот:







Окисление углеводов:



На этой стадии действуют ацетогенные бактерии, способные сбраживать органические кислоты и нейтральные соединения до водорода и уксусной кислоты [43, 96].

Распад органического вещества на последней стадии осуществляется метанобразующими и сульфатредуцирующими микроорганизмами, которые используют метаболиты, образующиеся на первых стадиях. На заключительном этапе анаэробного разрушения органического вещества в экосистемах с низким содержанием сульфатов образуются, главным образом, в большом количестве метан ( $\text{CH}_4$ ), углекислый газ ( $\text{CO}_2$ ) и в очень небольшом количестве — водород ( $\text{H}_2$ )[95, 96].

Метаногенные бактерии являются строгими анаэробами. С учетом этого распад веществ в биореакторе должен происходить без доступа кислорода, и для их воспроизводства нужно более длительное время. Большинство представителей метанобразующих бактерий растет на средах с рН близкими к нейтральным (от 6,5 до 7,5).

Скорость анаэробного сбраживания метанобразующих бактерий зависит от метаболической активности, которая, в свою очередь, определяется рядом факторов: температурой, влажностью, гомогенностью органических веществ, кислотностью, распределением бактерий по объему биореактора.

Биологический газ, собираемый в газгольдере, подвергается очистке. Очищенный биологический газ из газгольдера используется для тепловой обработки гомогенной массы, обогрева производственных теплиц, помещений, приготовления кормов и горячей воды, сушки трав и выработки электроэнергии.

Широкие возможности использования биологического газа обусловлены достаточно высоким содержанием в нем метана, а, следовательно, и вы-

сокой теплотой сгорания. Из 1 м<sup>3</sup> биологического газа можно получить 1,6-2,1 кВтч электроэнергии и 3,2-3,8 кВтч тепловой энергии [45, 12].

В настоящее время существуют различные конструкции биогазовых установок (БГУ), их можно разделить на четыре основных вида: без подвода теплоты и перемешивания сбраживаемого субстрата; без подвода теплоты и перемешиванием сбраживаемого субстрата, с предварительной подготовкой субстрата для сбраживания; с подводом теплоты, перемешиванием, контролем и управлением анаэробным процессом.

Как видно из рис. 5.1 БГУ состоят из следующих основных систем:

- системы подготовки и подачи сырья в биореактор;
- биореактора (метантенка) с системой поддержания постоянной температуры;
- системы вывода из метантенка и хранения биогаза;
- системы выгрузки и транспортировки шлама.

Основным узлом, от которого, собственно, и зависит эффективность работы БГУ, является метантенк, главным критерием работы которого является поддержание постоянной температуры и осуществление перемешивания сбраживаемой массы. Подогрев сбраживаемой массы может производиться электрическими, водяными или паровыми теплообменниками. В качестве источника энергии для подогрева теплоносителя может являться электроэнергия, а при использовании БГУ с ДВС, в качестве производителя электроэнергии, также использование тепла выхлопных газов ДВС.

Определение параметров метантенка при непрерывном способе загрузки метантенка рассчитывается из учета на все поголовье. При этом суточный объем загрузки определяется как масса суточных экскрементов [73]:

$$m_{\text{сутэк}} = N_{\text{ж}} \cdot m_{\text{уд}}, \text{ кг} \quad (5.1),$$

где  $N_{\text{ж}}$  – количество животных;  $m_{\text{уд}}$  – удельный выход экскрементов в сутки.

Если навоз загружается с подстилкой, необходимо применять поправочный коэффициент  $K_{\text{п}}$ , учитывающий органическую массу подстилки.

Доля сухого вещества (СВ) в загружаемом материале определяется по формуле:

$$m_{\text{св}} = m_{\text{сутэк}} \left( 1 - \frac{W_{\text{эк}} \%}{100} \right), \text{ кг} \quad (5.2),$$

где  $W_{\text{эк}}\%$  – влажность массы экскрементов, %.

Определение доли сухого органического вещества (СОВ) в навозе производится по формуле:

$$m_{\text{СОВ}} = m_{\text{св}} \frac{P_{\text{СОВ}} \%}{100}, \text{ кг} \quad (5.3),$$

где  $P_{\text{СОВ}}\%$  – доля СОВ в сухом веществе навоза.

Выход биогаза из 1 кг СОВ при полном разложении СОВ навоза составляет

$$V_{\text{пол}} = n_{\text{эк}} \cdot m_{\text{СОВ}}, \text{ м}^3 \quad (5.4),$$

где  $n_{\text{эк}}$  – выход биогаза из 1 кг СОВ различного исходного материала,  $\text{м}^3/\text{кг}$ .

Объем полученного биогаза при выбранной продолжительности метанового брожения рассчитывают по формуле:

$$V_{\text{б}} = V_{\text{пол}} \frac{n_{\text{т}} \%}{100}, \text{ м}^3 \quad (5.5),$$

где  $n_{\text{т}}\%$  – доля выхода биогаза от исходного материала при данной продолжительности метанового процесса, %.

Если объем метантенка предварительно не определен, то расчет продолжается в следующем направлении.

Находят объем метантенка:

$$V_{\text{м}} = \frac{m_{\text{св}}}{n_{\text{в}}}, \text{ м}^3 \quad (5.6),$$

где  $n_{\text{в}}$  – рекомендуемый объем загрузки СВ в сутки,  $\text{кг}/\text{м}^3$  (табл. 5.2).

Таблица 5.2

**Зависимость степени разложения биомассы от загрузки реактора и продолжительности брожения (температура около 33°C)**

Экскременты	Загрузка СВ, кг, на 1 м <sup>3</sup> объема реактора в сутки	Время пребывания, сутки	Степень разложения, %
Дойных коров	6,0	15	40
Бычков на откорме	4,5	10	40
Свиней	3,0	10	50
Кур-несушек	1,5	50	55

Объем метантенка  $V_M$  необходимо согласовать с объемом загрузки:

$$V_{\text{полз}} = m_{\text{сутэк}} \cdot t_{\text{сут}} \frac{1}{\rho_H}, \text{ м}^3$$

(5.7),

где  $m_{\text{сутэк}}$  - суточная загрузка метантенка, кг/сут;  $t_{\text{сут}}$  - продолжительность процесса брожения, сут.;  $\rho_H$  - удельная плотность сбраживаемой массы, кг/м<sup>3</sup>.

Если  $V_{\text{полз}} \ll V_M$ , то значительная часть метантенка использоваться не будет. Метантенк - наиболее капиталоемкий элемент биогазовой установки, и понятно, что такой вариант экономически будет проигрывать.

При  $V_{\text{полз}} = V_M$  могут возникнуть проблемы со сбором биогаза, так как пена, образующаяся в процессе брожения, будет забивать канал сбора биогаза. Желательно, чтобы соотношение  $V_{\text{полз}}/V_M$  составляло 0,7...0,9.

Тепловой расчет метантенка производится по следующей методике. Количество теплоты, необходимое для подогрева загружаемой массы до температуры брожения в сутки:

$$Q_{\text{под}} = m_{\text{сутэк}} \cdot C_c (T_{\text{пр}} - T_{\text{заг}}) \frac{1}{\eta}, \text{ МДж} \quad (5.8),$$

где  $C_c$  - средняя теплоемкость субстрата, МДж/кг×°К;  $T_{\text{пр}}$  - температура процесса брожения, °К;  $T_{\text{заг}}$  - температура загружаемого субстрата, °К;  $\eta$  - коэффициент полезного действия процесса.

Количество теплоты, теряемое субстратом в процессе теплоотдачи через стенку реактора в окружающую среду за час:

$$Q_{\text{пот}} = kF(T_{\text{пр}} - T_{\text{сред}}), \text{Вт} \quad (5.9),$$

где  $k$  - коэффициент теплоотдачи,  $\text{Вт}/\text{м}^2 \times \text{°К}$ ;  $T_{\text{сред}}$  - температура окружающего воздуха,  $\text{°К}$ ;  $F$  - площадь поверхности теплообмена метантенка,  $\text{м}^2$ ;

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \sum_{i=1}^n \frac{\delta_i}{\lambda_i} + \frac{1}{\alpha_2}} \quad (5.10),$$

где  $1/\alpha_1$ ,  $1/\alpha_2$  - термическое сопротивление теплоотдачи от субстрата к внутренней поверхности стенки метантенка и от внешней поверхности теплоизоляции метантенка к окружающей среде;  $\sum_{i=1}^n \frac{\delta_i}{\lambda_i}$  - суммарное термическое сопротивление теплопроводности материала стенок метантенка ( $\delta_{\text{ст}}/\lambda_{\text{ст}}$ ) и теплоизоляции ( $\delta_{\text{из}}/\lambda_{\text{из}}$ ). Если теплоизоляция многослойна, в расчетах учитывается каждый слой.

Долю затрат энергии на перемешивание биомассы можно принять равной  $30 \dots 60 \text{ Вт}/\text{м}^3$  на основании экспериментальных данных.

Общие затраты энергии на поддержание процесса в сутки:

$$Q_{\text{общ}} = Q_{\text{под}} + Q_{\text{пот}} \cdot 24 + Q_{\text{мех}} t_{\text{раб}}, \frac{\text{Мдж}}{\text{сут}} \quad (5.11),$$

где  $t_{\text{раб}}$  - время работы механической мешалки в сутки.

Потенциальные запасы энергии биогаза, выработанного в сутки:

$$Q_{\text{выр}} = V_{\text{б}} \cdot C_{\text{б}}, \text{МДж} \quad (5.12),$$

где  $C_{\text{б}}$  - теплотворная способность биогаза,  $\text{МДж}/\text{м}^3$ .

Энергетический эффект установки:

$$\mathcal{E}_{\text{б}} = Q_{\text{выр}} \cdot Q_{\text{общ}}, \frac{\text{Мдж}}{\text{сут}} \quad (5.13).$$

Коэффициент товарности биогазовой установки:

$$K_{\text{тов}} = \frac{Q_{\text{выр}} - Q_{\text{общ}}}{Q_{\text{выр}}} \cdot 100\% \quad (5.14).$$

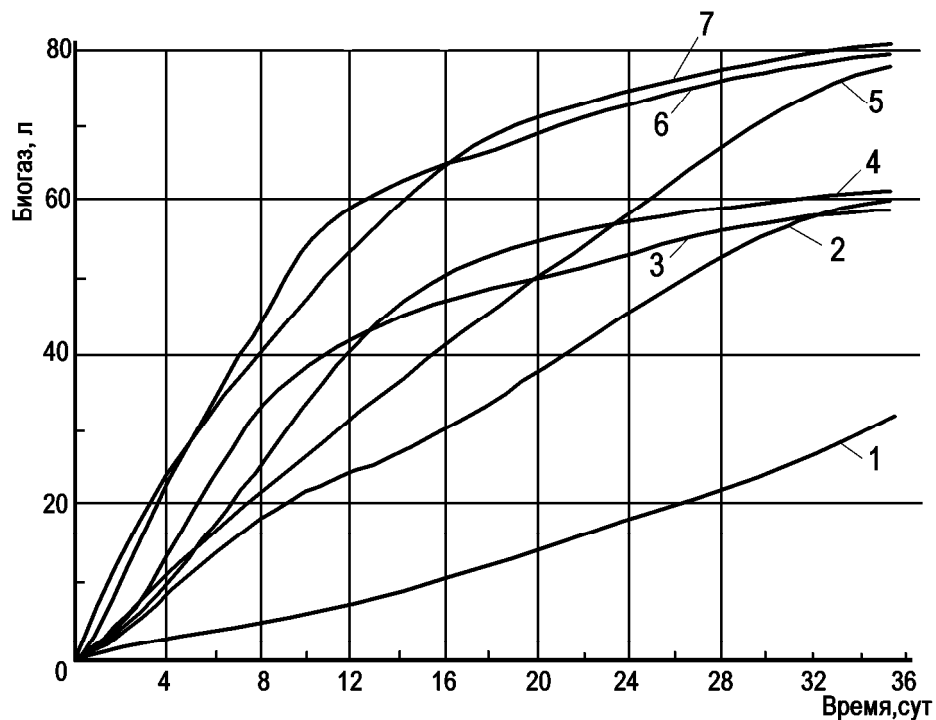
Опыты по переработке отходов животноводства выполнены применительно к условиям Учебно-опытного хозяйства Башкирского государственного аграрного университета [79].

Изучались продолжительность брожения и продукция биологического газа при влажности около 50, 70 и 90% (табл. 5.3, рис. 5.2). Результаты этого опыта показали, что при 50% влажности процесс брожения сильно заторможен и количество выделяемого газа столь незначительно, что его трудно оказалось определить. При 70 % влажности процесс длился также более 10 суток и не был завершён. Наиболее быстрым и эффективным оказалось проведение сбраживания при влажности гомогенизированной массы около 90%, при этом выделилось максимальное количество биологического газа.

Таблица 5.3

**Продолжительность брожения и продукции биологического газа при различной влажности гомогенизированных отходов при  $t \approx 50^\circ\text{C}$**

Влажность массы, %	Время брожения, сут	Продукция биологического газа, л/кг
50	БОЛЕЕ 10	НЕ ОПР.
70	БОЛЕЕ 10	5-11
90	5-7	14-30



**Рис. 5.2. Суммарное выделение биологического газа в зависимости от времени сбраживания**

1 – 25°C, 2 – 32°C, 3 – 36°C, 4 – 40°C, 5 – 60°C, 6 – 54°C, 7 – 48°C

Как видно из полученных данных, количество выделившегося биологического газа возрастает с увеличением температуры, и его максимальные величины отмечаются при нагревании массы отходов до 48-54°C. Дальнейшее повышение температуры до 60°C приводит к уменьшению выделения биологического газа.

Таким образом, оптимальные условия для метанового сбраживания отходов животноводства складываются при влажности гомогенизированной массы около 90% и температуре от 48 до 54°C.

## 5.2. Оценка возможности выработки биогаза за счет отходов сельхозпроизводства по Республике Башкортостан

По данным Минсельхоза Республики Башкортостан в 2004 г. в сельхозпредприятиях насчитывалось следующее поголовье сельскохозяйственных животных и птицы :

- крупный рогатый скот – 670000;
- свиньи – 244000;
- птица – 5000000.

Расчеты, выполненные по методике [73], исходя из удельных показателей объема биогаза, которые возможно получить из отходов животноводства Республики, приведены в таблице 5.4.

**Таблица 5.4**

### Расчет выхода биогаза для поголовья животных В Республике Башкортостан

Источник отходов	Количество голов, тыс.гол.	Выход экскрем. на 1 голову в день, кг	Общий выход экскрем. в год, млн. т.	Сухого вещества в экскрем., тыс.т.	Сухого органического вещества в экскрем., тыс.т	Выход биогаза, млн.м <sup>3</sup>
Крупный рогатый скот	670	40	9,8	984	787	247
Птица	5000	0,2	0,37	88,1	67,8	20,3
Свиньи	244	10	0,9	0,8	64	26,5
<b>Итого</b>						<b>293,8</b>

Расчеты показывают, что из отходов животноводства можно получить в год около 294 млн. м<sup>3</sup> биогаза – метана. Кроме этого в Республике ежегодно производится 3563400 тонн соломы, при разложении которой возможно получение 1172 млн. м<sup>3</sup> биогаза.

Таким образом, из отходов сельскохозяйственного производства Башкортостана возможно получение в год около 1466 млн. м<sup>3</sup> биогаза.

Биогаз, как вещество с высоким содержанием метана, является ценнейшим продуктом, использовать который, как показывает мировой опыт,



необходимо с максимальной эффективностью. Таким образом, по мнению автора, биогаз не следует использовать только для получения тепла в котельных установках. Как уже указывалось в разделе 1, существует, и с успехом применяется во всем мире, технология использования биогаза в качестве топлива для электростанций комбинированного цикла, вырабатывающих как электрическую энергию, так и тепло. Использование биогаза для производства электроэнергии снизит потребление невозполняемых энергоресурсов на традиционных электростанциях, улучшит экологическую ситуацию, повлечет за собой снижение энерготарифов, в том числе за счет приближения источника энергии к потребителю. Следовательно, определение количества потенциальной выработки электроэнергии и тепла из объема биогаза, который может быть выработан из отходов сельского хозяйства Республики Башкортостан, является актуальной и важной народнохозяйственной задачей.

### *5.3. Потребность в комбинированном производстве тепла и электроэнергии для сельского хозяйства Республики Башкортостан*

Комбинированное производство электроэнергии и тепла на ТЭЦ является весьма эффективным способом снизить затраты на производство энергии по сравнению с отдельным способом, когда электроэнергия производится на электростанциях по конденсационному циклу, а тепло – в котельных. Основным энергетическим эффектом комбинированного производства энергии, или теплофикации, заключается в замене теплоты, вырабатываемой при отдельном производстве в котельной, отработавшим теплом отводимым из цикла ТЭС, тем самым значительно сокращая потери тепла в окружающую среду. Эффективность энергопроизводства в общем случае оценивается несколькими показателями, такими как электрический КПД, коэффициент использования тепла топлива (КИТ), удельные расходы топлива на производство и отпуск электроэнергии и тепла.

Традиционные установки с комбинированной выработкой, теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) в настоящий момент имеют низкую эффективность работы, так как изначально ориентировались на снабжение крупных промышленных объектов. Спад производства привел к ухудшению экономичности ТЭЦ и заставил рассматривать другие способы использования комбинированного производства энергии.

К таким способам, в частности, можно отнести создание малых теплоэлектроцентралей на базе существующих котельных. В качестве источников тепла возможно использование поршневых газовых двигателей внутреннего сгорания, которые характеризуются высокой надежностью, большим ресурсом, малыми эксплуатационными затратами и высокой эффективностью работы. Развитие данных технологий позволяет резко снизить себестоимость энергии и эффективно использовать первичное топливо – природный газ либо другой газ, с высоким содержанием метана (биогаз и др.) с электрическим КПД, достигающим значения 40-45 %, что значительно (примерно на 10%) выше показателей существующих паротурбинных ТЭЦ. Выхлопные газы, имеющие температуру 450-550°C, позволяют подогревать сетевую воду до 90-150°C для нужд отопления. При такой технологии степень использования тепла топлива достигает 90% [28].

Применение данных установок позволяет сегодня быстро и дешево надстроить действующие котельные даже в малых поселках и селах, результатом чего будет, при том же количестве отпускаемого тепла, получение вдвое более дешевой, чем на обычных электростанциях, электроэнергии. С большой уверенностью можно сказать, что, если бы вся электрическая энергия на тепловых электростанциях страны вырабатывалась комбинированным способом, то при сохранении объема потребления электрической энергии и теплоты в стране сжигалось бы на 20-25% меньше топлива.

С целью определения объема потенциала комбинированной выработки электроэнергии и тепла при «надстройке» существующих муниципальных и ведомственных котельных был проанализирован фактический отпуск тепла сель-

скими котельными по Республике Башкортостан. Информация по фактическому отпуску тепла (по состоянию на конец 1996 года) анализировалась с целью определить объем как круглогодичного, так и сезонного (в течение отопительного периода) отпуска тепла.

**Всего в 1996 г. на сельских котельных было произведено 2,3 млн. Гкал, на что было израсходовано 370 тыс. тонн условного топлива. Данное количество топлива эквивалентно сжиганию 425 млн. м<sup>3</sup> природного газа.**

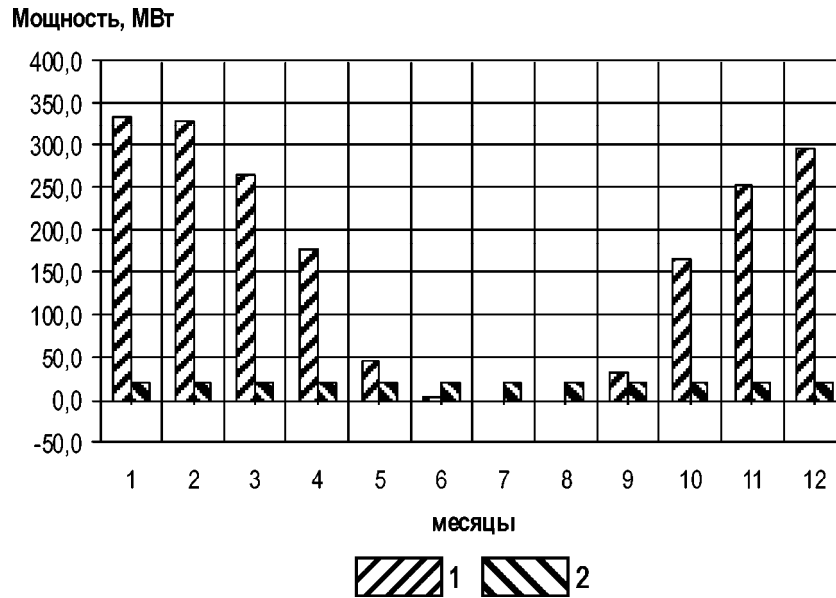
**В ходе анализа полученных данных выявлены две группы населенных пунктов, которые можно классифицировать по времени работы теплоисточников:**

- имеющие котельные, работающие круглогодично (отпуск тепла на горячее водоснабжение и производственные нужды в летний сезон);**
- имеющие котельные, работающие только в отопительный сезон.**

Перечень сельских населенных пунктов Республики Башкортостан, имеющих котельные с круглогодичным и сезонным отпуском тепла, представлен в Приложении 6.

Учитывая, что на мини-ТЭЦ при комбинированном производстве выработка 1 МВтч электрической энергии сопровождается выработкой около 1 Гкал тепловой, можно оценить объем выработки электрической энергии на существующем тепловом потреблении сельского хозяйства при использовании биогаза в 2 млрд. кВтч.

По результатам оценочных расчетов (рис.5.3), потенциал электрической мощности, которая может быть выработана при существующем тепловом потреблении сельских котельных установок при комбинированном способе, оценивается следующими цифрами: гарантированная круглогодичная электрическая мощность 20,1 МВт при отпуске тепла 24 Гкал/ч. С учетом сезонного отпуска тепла мощность мини-ТЭЦ может возрасти до 335,3 МВт.



**Рис. 5.3. Потенциал комбинированной выработки электроэнергии и тепла по сельским котельным Республики Башкортостан**  
1 – дополнительная составляющая; 2 – постоянная составляющая

Потребление электроэнергии в сельском хозяйстве Республики Башкортостан снижается (2,24 в 1995 году до 0,63 млрд. кВтч в 2003 г). Тогда, если принять во внимание, что в 1996 г. потребление электроэнергии в сельском хозяйстве составило 2,25 млрд. кВтч, можно видеть, что использование биогаза на мини-ТЭЦ позволило бы обеспечить потребности сельского хозяйства по электроэнергии на 89 % и полностью по теплу.

Для производства 2 млрд. кВтч на традиционной конденсационной электростанции, к примеру на Кармановской ГРЭС, необходимо было бы израсходовать около 570 млн. м<sup>3</sup> газа. Одновременно, для производства 2 млн. Гкал тепла, как мы уже указывали выше, необходимо 425 млн. м<sup>3</sup> газа. Итого, около 1 млрд. м<sup>3</sup> газа необходимо было использовать для энергоснабжения сельского хозяйства Башкортостана.

Использование мини-ТЭЦ для производства того же количества электроэнергии и тепла потребует около 600 млн. м<sup>3</sup> природного газа или, из-за меньшей теплотворной способности, 637 млн. м<sup>3</sup> биогаза.

Таким образом, наглядно видны эффективность и преимущества комбинированного способа производства энергии над отдельным способом.

Можно видеть, что биогаз как продукт переработки отходов жизнедеятельности сельского хозяйства способен полностью обеспечить потребности сельского хозяйства в электроэнергии и тепле.

Биогаз, производимый в объеме 1466 млн.м<sup>3</sup>, при использовании его на мини-ТЭЦ способен выработать электроэнергию в количестве около 4000 млн. кВтч и тепла до 4 млн. Гкал, что во много раз превышает текущее потребление сельского хозяйства Республики Башкортостан.

#### *5.4. Техничко-экономические показатели мини-ТЭЦ*

Для оценки экономической эффективности строительства биогазовых миниТЭЦ необходимо определить расчетную ориентировочную себестоимость производства электроэнергии и тепла.

В настоящее время отсутствует определенная методика разделения затрат на электроэнергию и тепло, поэтому для оценочного расчета воспользуемся данными ОАО «Башкирэнерго» по себестоимости уже эксплуатирующихся миниТЭЦ [69, 70].

Себестоимость электроэнергии на миниТЭЦ составило 33-35 коп/кВтч, а тепловой 225 руб/Гкал. При этом доля топлива – природного газа, в себестоимости энергии составляло около 30 %. Таким образом, можно предположить, что при использовании биогаза в качестве топлива сельских мини-ТЭЦ себестоимость энергии составит до 30 коп/кВтч и 160 руб/Гкал.

#### *5.5. Опыт использования мини-ТЭЦ в Республике Башкортостан*

**Как мы уже показывали в главе 5.2. потребности сельского хозяйства в энергии могут в большей степени быть удовлетворены за счет использования биогаза как продукта переработки отходов животноводства, птицеводства и растениеводства. При наличии соответствующих технологий переработки сельскохозяйственных отходов возможно зна-**

## **чительное снижение потребления невозобновляемых источников энергии.**

В настоящий момент в Республике Башкортостан активно развивается строительство малых электростанций с газовыми турбинами и газовыми поршневыми двигателями. Строительство в Республике Башкортостан мини-ТЭЦ с использованием как газовых турбин, так и газопоршневых двигателей внутреннего сгорания обусловлено наличием в регионе двух взаимосвязанных предпосылок. Во-первых, активная реализация в рамках федеральной целевой программы «Энергоэффективная технология» республиканской программы нетрадиционной и малой энергетики возложена, в основном, на Башкирэнерго. Во-вторых, понимание руководителей энергосистемы, что в условиях продолжающегося спада теплопотребления, нарождающегося кризиса в эксплуатации крупных систем централизованного теплоснабжения, также либерализации энергетики реальным путем повышения эффективности энергетического производства является развитие локальных комбинированных энергоисточников способом «надстройки» электрогенерирующими мощностями существующих котельных в коммунальной энергетике [67, 68, 69, 70].

Успешный опыт эксплуатации первых ГТУ-ТЭЦ (в настоящее время в Республике Башкортостан функционируют уже три ГТУ-ТЭЦ суммарной установленной электрической мощностью 22 МВт) предопределил планирование аналогичной надстройки котельных в санаторно-курортных учреждениях республики, которые, помимо увеличения эффективности использования топлива, способствовали бы повышению надежности и возможности автономного электроснабжения социально-значимых объектов. Проведенные предпроектные обследования показали, что оптимальными как с точки зрения объемов электропотребления, так и с точки зрения круглогодичного комбинированного производства электроэнергии на основе тепла, отпускаемого на нужды горячего водоснабжения (ГВС), являются электрические мощности 1-2 МВт. В этом диапазоне мощностей (до 3,5 МВт), по зарубежным данным, более эффективными с меньшей удельной стоимостью и меньшими эксплуа-

тационными затратами, по сравнению с газовыми турбинами, являются газопоршневые двигатели [39].

На принятие решения по новым мини-ТЭЦ с газопоршневыми агрегатами (ГПА-ТЭЦ) повлияли помимо более высоких технико-экономических показателей такие преимущества, как возможность работы на газе низкого и среднего давления без подвода газа высокого давления и газодожимных компрессоров; более выгодное соотношение электрической и тепловой мощности, позволяющее выработать больше электроэнергии комбинированным способом; более высокий (в 2,5 - 3 раза) заявленный ресурс до капитального ремонта и общий срок эксплуатации; короткие сроки строительства и ввода в эксплуатацию благодаря высокой комплектности и заводской готовности оборудования; более экономичная работа на частичных нагрузках (при снижении мощности на 50% удельный расход тепла в ГТУ увеличивается на 20%, а газового двигателя (ГПА) – на 8-10%). Особенно важным для подобных объектов является отсутствие ограничений по давлению газа: для агрегатов мощностью 1-1,5 МВт достаточно давления бытового газа (менее 0,02 МПа), для более мощных агрегатов требуемое давление не превышает 0,6 МПа, которое имеется в любой отопительной котельной. Таким образом, отсутствует основная проблема при ГТУ-надстройке котельных населенных пунктов – запрет, согласно действующим нормам и правилам, подвода газа высокого давления в жилой застройке и отсутствие дополнительных затрат на газодожимной компрессор.

В настоящее время в Республике действуют пять электростанций с газовыми поршневыми двигателями: мини-ТЭЦ «Красноусольск», «Янгантау», «Юматово», «Ассы» и Зауральская ТЭЦ. Общая установленная мощность электростанций составляет 35 МВт. Технические характеристики агрегатов представлены на таблице 5.5.

Зависимости эксплуатационных значений электрического КПД газопоршневых агрегатов от нагрузки, в сравнении с заводскими данными, пока-

заны на рис. 5.4. Общий КПД использования топлива и удельные расходы топлива на отпущенную энергию зависят от режима потребления тепла. В случае полного полезного использования тепла от газопоршневых агрегатов без сброса избытков тепла через радиаторы-охладители общий КПД использования топлива достигал 90%, а удельные расходы топлива на отпуск электроэнергии снижались до 160- 180г/(кВт-ч) (удельные расходы топлива рассчитывались по "физическому методу").

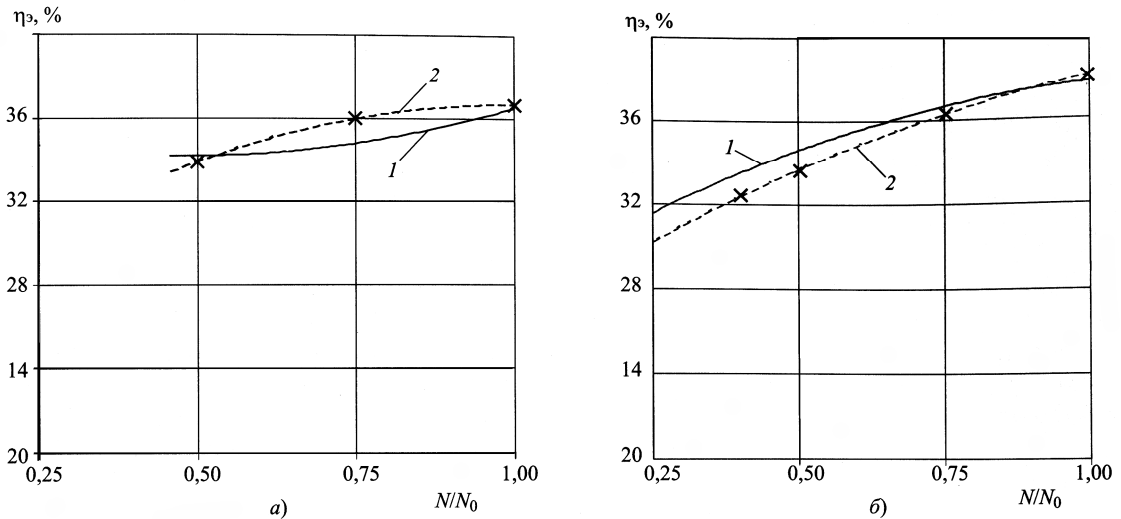
**Основные технико-экономические показатели за первый год эксплуатации рассматриваемых ГПА-ТЭЦ представлены в табл. 5.6. Различия в выработке электроэнергии и отпуске тепла связаны с недостаточной надежностью оборудования и различной структурой эксплуатационных**



## Технические характеристики мини-ТЭЦ

Технические характеристики	«Янгантау»	«Красноусольск»	«Юматово»	«Ассы»	Зауральская ТЭЦ
Мощность электрическая, кВт	2×936	2×973	1×973	2×1030	10×2800
Мощность тепловая, Гкал/ч	2×1,03	2×1,13	1,13	2×1,14	10×2,4
Производитель ГПА (компания-пэкиджер)	Wartsila (Дания)	Jenbacher (Австрия)	Jenbacher (Австрия)	ТЕДОМ (Чехия)	Jenbacher (Австрия)
Тип двигателя	SFGLD-560/4/55	J 320 GS-N.LC	J 320 GS-N.LC	G3516	J 620 GS-N.LS
Производитель	Guascor (Испания)	Jenbacher AG	Jenbacher AG	Caterpillar (США)	Jenbacher AG
Тип генератора	LSA 50.1	HCI 734	HCI 734	SR-4B	LVK
Производитель	Leroy Somer (Франция)	Stamford (Англия)	Stamford (Англия)	КАТО (США)	Stamford
Напряжение, кВ	0,4	0,4	0,4	0,4	6,3
Мощность генератора, кВт·А	1380	1460	1460	1275	3000
Давление топливного газа, МПа	0,6	0,08-0,2	0,6	0,02	0,4
Расход газа на номинальной мощности, м <sup>3</sup> /ч	270	275	275	287	660
Расход масла (удельный), г/(кВт·ч)	0,5	0,3	0,3	0,2-0,5	0,2
Электрический КПД на номинальной мощности, %	37	38,1	38,1	36,5	41
Параметры теплового контура:					
температура на входе/выходе, °С	55/90	70/90	70/114	70/90	70/114
расход циркуляционной воды, м <sup>3</sup> /ч	31	56,5	35	65	115
давление воды в контуре, МПа	0,15	0,7	до 1	до 0,6	до 1

затрат. Следует признать, что даже для первого года эксплуатации, полученные значения степени использования установленной мощности (0,69 на мини-ТЭЦ "Красноусольск" и 0,47 на мини-ТЭЦ "Янгантау") оказались ниже ожидаемых. Показатели топливоиспользования на обеих мини-ТЭЦ оказались близкими по значению, с небольшим преимуществом оборудования фирмы "Йенбахер".



**Рис. 5.4** Графики зависимости электрического КПД газопоршневых агрегатов «Йенбахер» (а) и «Вяртсиля» (б) от нагрузки:

1 – по данным заводских и пусконаладочных испытаний; 2 – по данным эксплуатационных испытаний

Таблица 5.6

**Технико-экономические показатели ГПА-ТЭЦ, достигнутые в первый год эксплуатации**

Параметр	«Красноусольск» ГПА «Йенбахер»	с «Янгантау» с ГПА «Вяртсиля»
Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч	11,7	7,7
Отпуск тепла*, тыс. Гкал	7,0	5,9
Удельный расход топлива на отпуск электрической энергии**, г/(кВт·ч)	223/176,3	226/186,5
Удельный расход топлива на отпуск тепла**, кг/Гкал	146,4/145,2	148/145,5

\* Без учета тепла, отпускаемого котлами существующих котельных.

\*\* В числителе – за первый год эксплуатации, в знаменателе – лучший месячный показатель в течение первого года эксплуатации.

Отдельного рассмотрения заслуживает экологический аспект строительства газопоршневых мини-ТЭЦ, поскольку двигатели внутреннего сгорания изначально имеют более высокие уровни эмиссии загрязняющих веществ в атмосферу по сравнению с котлами и газовыми турбинами.

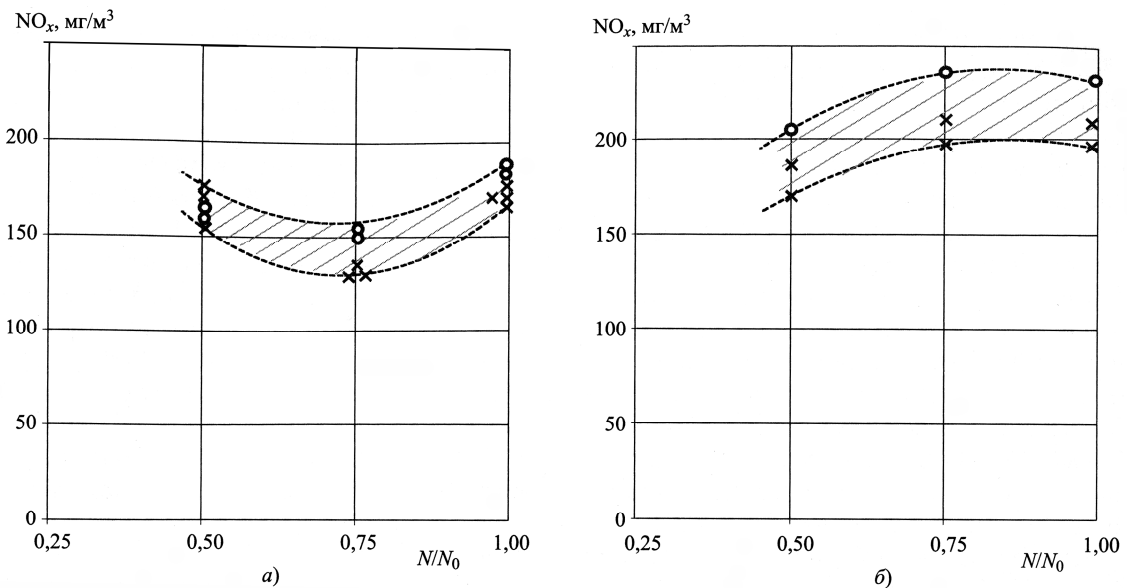
Согласно западно-европейскому стандарту TA-luft содержание оксидов азота и оксида углерода в отходящих газах (при содержании кислорода 5%)

стационарных двигателей нормируются значениями: не более  $500 \text{ мг/м}^3$  по  $\text{NO}_x$  и не более  $650 \text{ мг/м}^3$  по  $\text{CO}$ . В пересчете на  $\text{O}_2 = 15\%$  это соответствует концентрациям  $187,5 \text{ мг/м}^3$  по  $\text{NO}_x$  (что намного больше норм для газовых турбин -  $50 \text{ мг/м}^3$ ) и  $244 \text{ мг/м}^3$  по  $\text{CO}$ .

Отечественных норм по эмиссии загрязняющих веществ от стационарных газовых двигателей пока нет, но в проекте государственного стандарта для новых двигателей предусматриваются аналогичные значения. ГПА обеих фирм-производителей рассчитаны на соблюдение норм TA-luft (при необходимости возможен заказ более дорогого оборудования с обеспечением уровня  $1/2 \text{ TA-luft}$ ). Кроме этого, ГПА "Йенбахер" в стандартной комплектации оснащена системой сжигания обедненных смесей с пониженным образованием оксидов азота (технология LEANOX) и каталитической очисткой дымовых газов от оксида углерода.

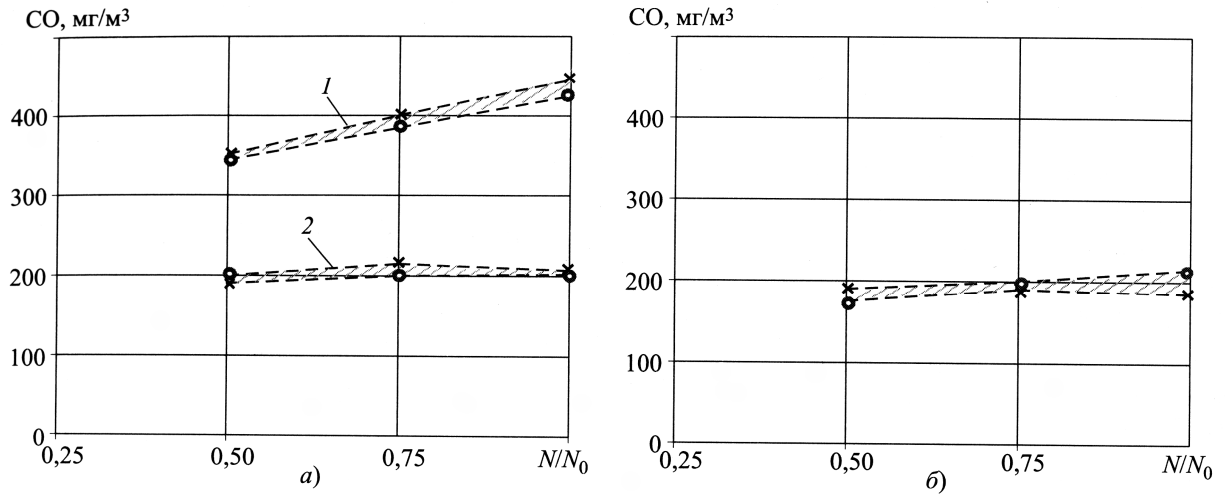
Результаты измерений газоанализатором "Testo" загрязняющих веществ при пусконаладочных и эксплуатационных испытаниях показаны рис. 5.5, 5.6. Как и ожидалось, агрегаты «Йенбахер» обеспечивают более низкий выход оксидов азота во всем диапазоне нагрузок: на обоих ГПА концентрации  $\text{NO}_x$  не превышали  $175 \text{ мг/м}^3$  (на  $7\%$  ниже норм TA-luft), а минимальное значение  $130 \text{ мг/м}^3$  достигалось при нагрузке  $0,75$  номинальной (рис. 5.5а). Нетипичная зависимость оксидов азота от нагрузки на агрегатах "Йенбахер" объясняется, видимо, влиянием системы малотоксичного сжигания LEANOX. ГПА "Вяртсиля" имеют более высокие значения концентраций оксидов азота - до  $230 \text{ мг/м}^3$  (рис. 5.5б) и заявленное соответствие TA-luft обеспечивалось только на одном агрегате (№ 1) в диапазоне нагрузок ниже  $0,7N_{\text{ном}}$ . По оксиду углерода показатели эмиссии были практически одинаковыми: на уровне  $180\text{-}210 \text{ мг/м}^3$  и на  $15\%$  ниже стандарта TA-luft. Причем, на ГПА "Йенбахер" это достигалось за счет каталитической очистки отходящих газов с КПД, в зависимости от нагрузки,  $40\text{-}50\%$  (рис. 5.6а), а на ГПА "Вяртсиля" более низкий уровень  $\text{CO}$  обеспечивался и без очистки (рис. 5.6б). Результаты обследований при полной загрузке ГПА-ТЭЦ и совместной работе с

существующей котельной показали, что новые агрегаты не оказывают существенного воздействия на состояние окружающей среды: экологические и санитарные нормы по загазованности и уровню шума не превышаются. По оксиду углерода как расчетные, так и измеренные концентрации в воздухе предельно малы, по оксидам азота загрязнение атмосферы в "Янгантау" выше, чем в "Красноусольске", но не превышает 0,5 ПДК. Уровни шума на обоих объектах не превышали санитарных норм. В заключение описания экологических характеристик необходимо заметить, что в Западной Европе подобные агрегаты свободно размещаются в жилых домах, гостиницах, школах, стадионах, госпиталях и др. Тем не менее, при проектировании



**Рис. 5.5** Графики зависимости NO<sub>x</sub> (приведенные к O<sub>2</sub>=15%) на газопоршневых агрегатах «Йенбахер» (а) и «Вяртсиля» (б):

× – ГПА №1; о – ГПА №2



**Рис. 5.6** Графики зависимости концентрации СО (приведенные к  $O_2=15\%$ ) на газопоршневых агрегатах «Йенбахер» (а) и «Вяртсиля» (б):

1 – до катализатора; 2 – после катализатора; × – ГПА №1; о – ГПА №2

подобных объектов и выборе места их расположения следует учитывать более высокие уровни эмиссии оксидов азота от газопоршневых агрегатов по сравнению с газовыми турбинами.

Таким образом, развитие мини-ТЭЦ с газовыми поршневыми двигателями в Республике Башкортостан имеет большие перспективы, которые связаны также с возможностью использования биогаза в качестве топлива.

Технология использования газовых поршневых двигателей позволяет использовать в качестве топлива, кроме натурального природного газа, также биогаз отходов сельского хозяйства и жизнедеятельности человека, газ, выделяющийся на предприятиях очистки сточных вод, шахтный газ и др.

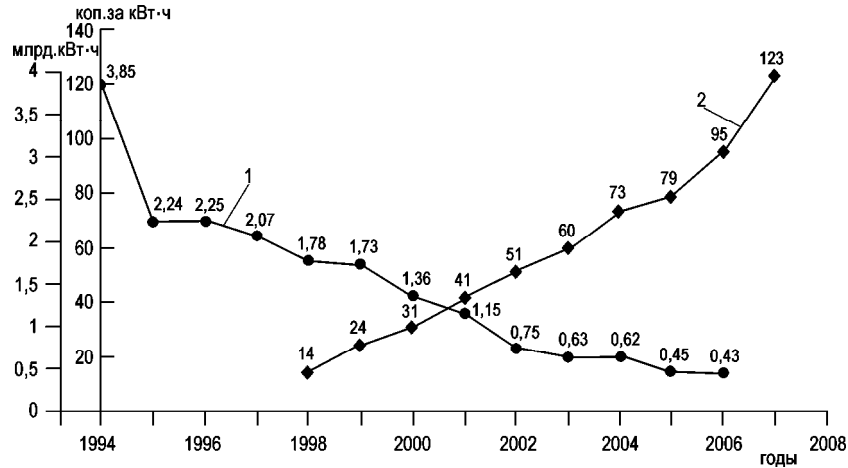
## **ГЛАВА 6. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ РАЦИОНАЛЬНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН**

### *6.1. Оценка экономической целесообразности использования возобновляемых источников в Республике Башкортостан*

Возобновляемые источники энергии в большинстве стран мира не могут заместить традиционных источников энергии. Тем не менее, даже небольшая доля замещенных органических углеводородов в топливно-энергетическом балансе может иметь большое значение в рамках экономики некоторых регионов, а энергии возобновляемых источников может оказаться вполне достаточно для энергоснабжения отдельных потребителей. По опыту зарубежных стран доля возобновляемых источников энергии может достигать значительных величин. В качестве примеров можно упомянуть опыт Норвегии в использовании гидроэнергетических, и Дании – в использовании ветроэнергетических ресурсов.

Потребление электрической энергии на предприятиях АПК Республики Башкортостан в последнее десятилетие снижается (рис. 6.1). В 1995 – 1997 гг. оно составляло 2,07-2,25 млрд. кВт·ч. В 2002 – 2004 гг. потребление снизилось до 0,63-0,75 млрд. кВт·ч, то есть практически в 4 раза. При этом тарифы на электроэнергию неуклонно росли и достигли в 2004 г. 0,74 руб/кВт·ч. Можно отметить, что если в 1998 г. годовые затраты на покупку электроэнергии составляли 250 млн. рублей, то к 2004 г. они выросли почти в 2 раза и достигли 450 млн. рублей.

По нашему мнению, использование возобновляемых источников энергии для электроснабжения позволит сэкономить органическое топливо и снизить затраты на продукцию АПК.



**Рис. 6.1 Потребление (1) электрической энергии (млрд. кВт·ч) и динамика изменения (2) тарифов (коп./кВт·ч) на предприятиях АПК Республики Башкортостан**

Для оценки экономической эффективности использования ВНИЭ при строительстве новых объектов логичнее всего использовать сравнение стоимости строительства установки, использующей ВНИЭ, с традиционной энергетической установкой: то есть использовать метод сравнительной эффективности. По этому методу сопоставляются затраты, связанные с сооружением и последующей эксплуатацией рассматриваемого энергетического объекта, с аналогичными затратами по альтернативному проекту, обеспечивающему такой же энергетический эффект.

В настоящее время для оценки экономической эффективности энергетических проектов используются простые (статические) и интегральные или динамические (дисконтированные) методы оценки.

Для оценки эффективности, согласно динамическому методу, рассчитываются дисконтированные затраты за срок службы эксплуатации энергетического объекта по каждому варианту [11]:

$$Z_1 = \sum_{t=0}^{T_{\text{сл}}} Z_t \frac{1}{(1+E)^t} \quad (6.1)$$

где:  $T_{\text{сл}}$  – срок службы объекта, лет;

$Z_t$  – затраты, осуществляемые в год  $t$ , руб;

$E$  – норма дисконта.

К преимуществам динамических моделей расчета экономической эффективности капиталовложений относят то, что они учитывают фактор времени, и могут быть использованы для расчетов на всем протяжении жизненного цикла проекта.

Статические методы оценки оперируют «точечными» или статическими значениями исходных данных, например, годовыми показателями работы проектируемых объектов. При их использовании не учитываются продолжительность всего срока жизни проекта, а также неравнозначность денежных потоков, возникающих в разные моменты времени [41].

Тем не менее, по причине простоты и иллюстративности они достаточно широко применяются для ускоренной оценки проектов на предварительных стадиях разработки. Исходя из этих соображений, для оценки сравнительной эффективности строительства энергообъекта, использующего НВИЭ и традиционной энергоустановки, которую назовем базовой, воспользуемся вторым методом.

Таким образом, годовые затраты для базовой установки составляют:

$$Z_1 = E_n K_1 + I_1 + C_1 V_1, \quad \text{руб/год} \quad (6.2)$$

где:

$K_1$  – единовременные капитальные вложения, руб;

$I_1$  – годовые эксплуатационные издержки, руб/год;

$E_n$  – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, 1/год;

$C_1$  – стоимость используемого топлива, руб/т;

$V_1$  – годовой расход топлива, т/год.

Годовой расход топлива можно определить через количество вырабатываемой электроэнергии ( $W_1$ , кВт·ч) и удельного расхода топлива на один киловатт-час ( $\beta_T$ ). После преобразования формулу (6.2) можно записать в виде:

$$Z_1 = E_n K_1 + I_1 + C_1 \beta_T W_1, \quad \text{руб/год} \quad (6.3)$$



При строительстве в рассматриваемом районе УНВИЭ потребитель часть электроэнергии ( $W_2$ ) будет получать от нее, а недостающее количество ( $W_1 - W_2$ ) – от базовой установки. Приведенные затраты ( $Z_2$ ) в этом случае определяются по выражению:

$$Z_2 = E_n K_1 + I_1 + C_1 \beta_\tau (W_1 - W_2) + E_n K_2 + I_2, \quad \text{руб/год} \quad (6.4)$$

где:

$K_2$  – капитальные затраты на установку использующую НВИЭ (руб);

$I_2$  – суммарные годовые издержки на УНВИЭ (руб/год).

В зависимости (6.4) для уточненных расчетах необходимо учитывать, что использование УНВИЭ, обычно располагающихся в прямой близости от потребителя, снижает количество потерь в энергосистеме при уменьшении передачи через нее электроэнергии на величину  $W_2$ . Однако погрешность в данном случае будет невелика, так как определенные потери электроэнергии будут и в случае питания потребителя от УНВИЭ.

Электроснабжение потребителя от УНВИЭ будет целесообразно при выполнении условия:

$$Z_1 = Z_2 \quad (6.5)$$

или

$$E_n K_1 + I_1 + C_1 \beta_\tau W_1 = E_n K_1 + I_1 + C_1 \beta_\tau (W_1 - W_2) + E_n K_2 + I_2, \quad \text{руб/год} \quad (6.6)$$

После преобразования равенство (6.6) примет вид:

$$C_1 \beta_\tau W_2 = E_n K_2 + I_2 \quad (6.7)$$

Выражение (6.7) показывает, что применение УНВИЭ экономически целесообразно, если годовые приведенные затраты на нее будут равны стоимости вытесняемого топлива на базовой установке.

### 6.1.1. Оценка экономической целесообразности использования энергии малых рек

При использовании выражения (6.6) для оценки экономической целесообразности использования энергии малых рек видно, что применение микро- и малых ГЭС экономически целесообразно, если годовые приведенные затраты на них будут равны стоимости вытесняемого органического топлива на базовой установке.

Количество выработанной электрической энергии ( $W_2$ ) можно выразить через установленную мощность  $P_{уст}$  малой ГЭС и время использования ее установленной мощности  $t$ :

$$W_2 = P_{уст} t \quad (6.7)$$

С учетом (6.6) и (6.7) получим:

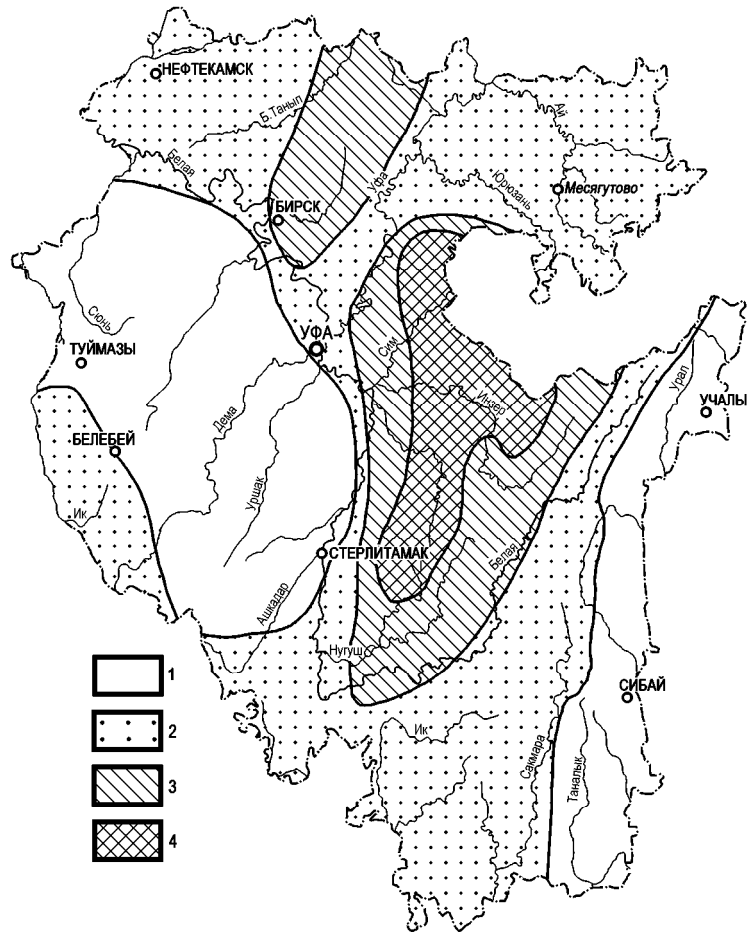
$$C_i \beta_{\tau} P_{уст} t = (E_n + \sum E_i) K_2. \quad (6.8)$$

Тогда экономически целесообразные удельные капиталовложения на сооружение малых и микроГЭС составят:

$$K_{уд} = \frac{C_i \beta_{\tau} t}{(E_n + \sum E_i)}. \quad (6.9)$$

Для гидроэнергетических объектов нормативный коэффициент эффективности принимается равным 0,12.

Как показывают проведенные исследования (см. главу 3), в условиях Республики Башкортостан за счет малых рек возможна годовая выработка 2,4...2,8 млрд. кВт·ч электрической энергии, что превышает годовое потребление АПК Республики более, чем в 4 раза (по уровню 2003 г.). Наиболее обеспечены гидроэнергоресурсами северные и горные районы (рис. 6.2). Себестоимость электрической энергии для существующих в Республике ГЭС составляет от 20,6 до 530 коп/кВт·ч. Величина расчетной себестоимости электрической энергии составляет 170 коп/кВт·ч.



**Рис. 6.2. Обеспеченность Республики Башкортостан гидроэнергетическими ресурсами**

районы: 1 – слабо обеспеченные ( $1,5-4 \text{ л/с} \times \text{км}^2$ ); 2 – обеспеченные ( $4-8 \text{ л/с} \times \text{км}^2$ ); 3 – хорошо обеспеченные ( $8-14 \text{ л/с} \times \text{км}^2$ ); 4 – очень хорошо обеспеченные (модуль стока  $14-17,5 \text{ л/с} \times \text{км}^2$ )

Оценка возможной выработки электроэнергии на малых реках для нужд АПК Республики необходимо связывать с сезоном потребления. Наибольшая потребность приходится на зиму, в то время как выработка электроэнергии на малых реках в это время невозможна. Поэтому с учетом результатов экспертного опроса специалистов в условиях Республики Башкортостан на ГЭС малых рек для нужд АПК можно выработать до 30...35% от годовой потребности.

### 6.1.2. Оценка экономической целесообразности использования энергии ветра

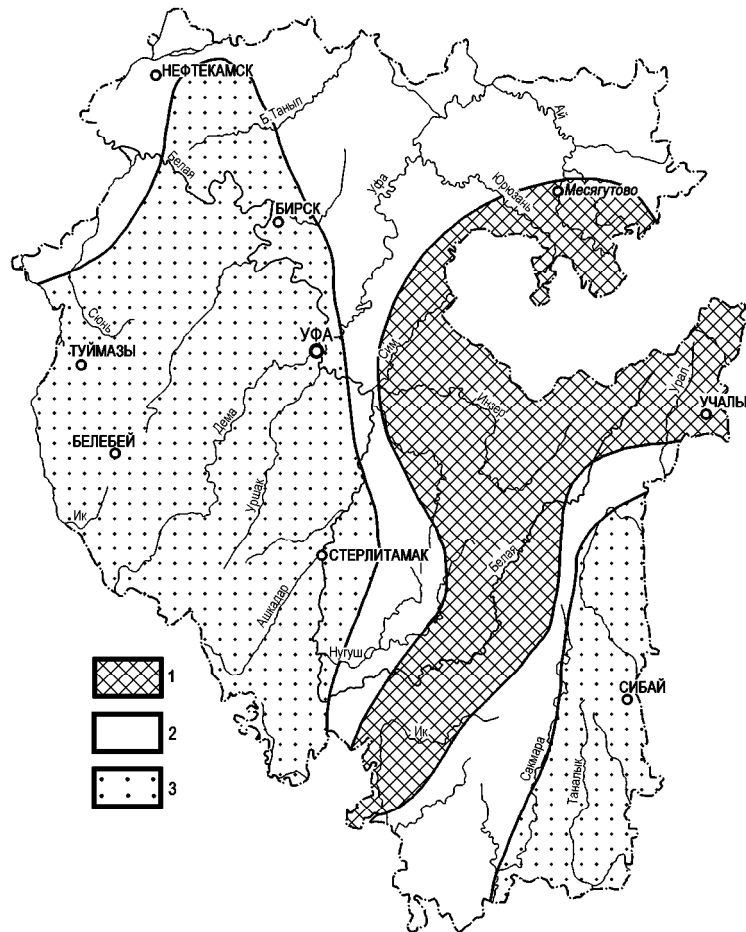
Для оценки технико-экономической эффективности использования ветроэнергетических установок в Республике Башкортостан преобразуем выражение (6.6), поделив левую и правую части на величину номинальной мощности генератора ветроэнергетической установки ( $P_n$ ):

$$C_1 \beta_T \frac{W_2}{P_n} = \frac{K_2}{P_n} (E_n + \sum E_i) \quad (6.10)$$

Из выражения (6.9) можно получить удельную стоимость одного киловатта, которая будет экономически оправдана, то есть количество сэкономленного топлива на электростанции по стоимости будет больше, чем капитальные затраты на ветроэнергетическую установку:

$$K_{уд} = \frac{K_2}{P_n} = \frac{C_1 \beta_T \frac{W_2}{P_n}}{E_n + \sum E_i}, \quad \text{руб/кВт} \quad (6.11)$$

Удельная расчетная мощность ветрового потока в условиях Республики Башкортостан составляет (см. главу 4) от 397 до 112 Вт/м<sup>2</sup>. При этом себестоимость электрической энергии, вырабатываемой на ВЭУ, в условиях Республики составляет от 115 до 405 коп/кВт·ч. За счет энергии ветра в административных районах зоны А (Туймазинский, Белебеевский, Бижбулякский, Хайбуллинский и др.) можно обеспечить 200-300% годовой потребности АПК районов (рис. 6.3), а в районах зоны Б (Северо-Западные, Северо-Восточные районы РБ) до 60% годовой потребности АПК районов. В горных районах ветроэнергоресурсы составляют 20% потребности.

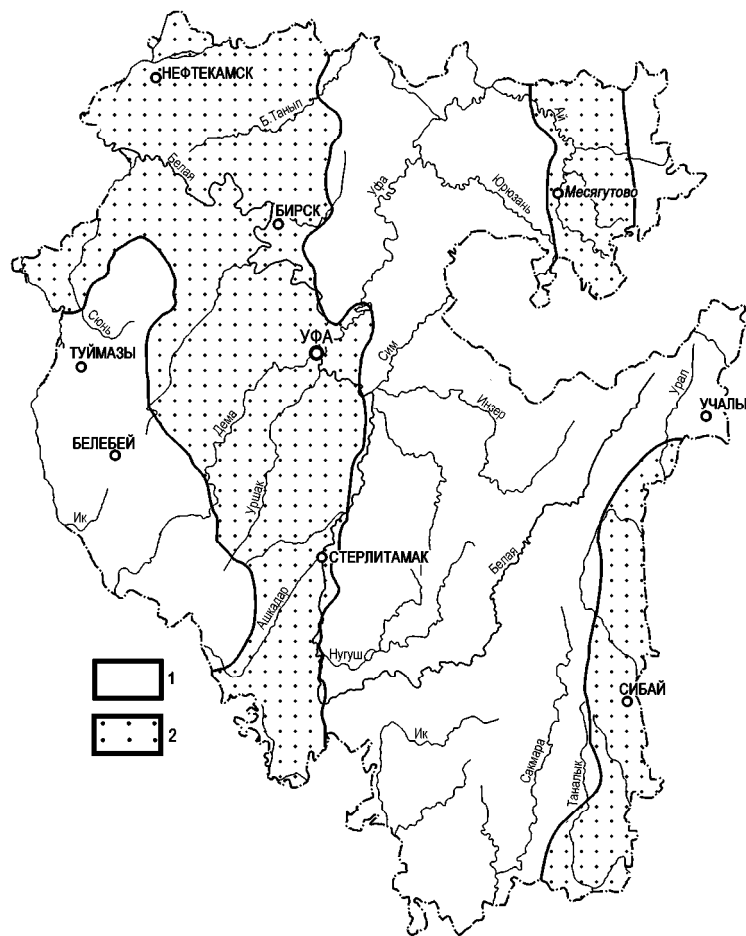


**Рис. 6.3. Обеспеченность Республики Башкортостан ветроэнергетическими ресурсами на высоте 30 м**

районы: 1 – слабообеспеченные (<5 м/с – зоны В, Г); 2 – обеспеченные (5,2-5,7 м/с – зона Б); 3 – хорошо обеспеченные (более 5,7 м/с – зона А)

### 6.1.3. Оценка экономической целесообразности использования мини-ТЭЦ

За счет отходов сельскохозяйственного производства в условиях Республики Башкортостан может быть получено более 1,4 млрд. м<sup>3</sup> биогаза. За счет этого количества биогаза может быть выработано до 4 млрд. кВт·ч электрической энергии и до 4 млн. Гкал тепловой энергии, что значительно превышает годовое потребление АПК Республики (см. главу 5). Наиболее обеспеченными биоэнергетическими ресурсами являются районы развития сельского хозяйства (Северо-Западные, Центральные, Зауралье) (рис. 6.4).



**Рис. 6.4. Обеспеченность Республики Башкортостан биоэнергетическими ресурсами**

районы: 1 –практически не обеспеченные (горно-лесная зона); 2 – обеспеченные (пашни)

Себестоимость тепловой и электрической энергии, вырабатываемой на мини-ТЭЦ, может быть рассчитана по существующим методикам. Расчеты, выполненные в данном исследовании, а также достигнутый уровень на существующих мини-ТЭЦ показывает, что себестоимость тепловой энергии составляет около 220...230 руб/Гкал, а себестоимость электрической энергии 33...35 коп/ кВт·ч.

С учетом надежности работы мини-ТЭЦ данный источник может обеспечить 100% потребности АПК.

## *6.2. Существующие тарифы и себестоимость выработки тепловой и электрической энергии от традиционных источников*

Тарифы на электрическую и тепловую энергию, вырабатываемую на станциях и котельных ОАО "Башкирэнерго" ежегодно устанавливаются тарифным органом Республики Башкортостан. На 2005 г. действует Постановление Правительства Республики Башкортостан №3 от 13 января 2005 г. В соответствии с данным Постановлением на 2005 г. для потребителей АПК установлен тариф, равный:

- - по электроэнергии – 79 коп/ кВт·ч.;
- по электроэнергии для нужд отопления – 103 коп/ кВт·ч.;
- для отопления 264 руб./Гкал.

В сельском хозяйстве Республики Башкортостан для нужд отопления используются в основном не котельные ОАО "Башкирэнерго", а местные котельные, работающие на природном газе или на углях. В Республике сложилась себестоимость тепловой энергии на местных котельных, работающих на природном газе в пределах 160...200 руб/Гкал, а на котельных, работающих на углях 500...600 руб/Гкал. При сложившихся системах энергопотребления от сетей ОАО "Башкирэнерго" сельскохозяйственные потребители Республики могут получать не более 70...75% энергии (в основном электроэнергии). Остальные 25...30% должны вырабатываться на местных котельных. Эта составляющая может быть переведена на выработку энергосистемы. В этом случае потребуются дополнительные значительные затраты на реконструкцию электрических сетей. В тоже время около 51% от потребляемых энерго-ресурсов приходится на питание электропривода, осветительных устройств и т.п. Поэтому в общем случае эта часть нагрузки должна быть подключена к энергосистеме.

*6.3. Исходные условия для определения рациональной структуры источников энергоснабжения сельскохозяйственных потребителей Республики Башкортостан*

Полученные результаты для простоты восприятия поместим в одну таблицу (табл. 6.1.).

Таблица 6.1.

**Себестоимость электрической и тепловой энергии от различных источников**

<b>Источник энергии</b>	<b>Электрическая энергия, коп/кВт·ч</b>	<b>Тепловая энергия, руб/Гкал</b>
1. Электрическая и тепловая энергия от энергосистемы	79, 103*	264
2. Тепловая энергия от местных газовых котельных	-	160...200
3. Тепловая энергия от местных угольных котельных	-	500...600
4. Электрическая и тепловая энергия от мини-ТЭЦ	33...35	220...230
5. Энергия малых рек	20,6...530 коп/кВт·ч	
6. Энергия ветра	115...405 коп/кВт·ч	

\* - электроэнергия, используется для нужд отопления

Анализ табл. 6.1 показывает, что теплоснабжение наиболее предпочтительно от местных газовых котельных. Но при этом следует учесть, доля этого источника в общем энергобалансе будет определяться сложившимся объемом потребления. Увеличение объема потребления потребует строительства дополнительных газопроводов различного давления. Этот факт повышает се-



бестоимость этого источника для конкретной территории, так как, по крайней мере в первые годы, должен учитывать огромные капитальные вложения на строительство газопроводов.

В Республике достаточно низкий тариф электроэнергии для нужд сельскохозяйственных потребителей. В то же время для ряда промышленных потребителей тариф установлен 120...130 коп/кВт·ч. Ясно, что с учетом длины распределительных сетей и потерь энергии в этих сетях, себестоимость электроэнергии для усредненного промышленного потребителя не может быть больше себестоимости для сельскохозяйственного потребителя. Принятое положение дел в Республике Башкортостан (так называемое "перекрестное субсидирование") не отражает реальное положение дел, но направлено на социальную поддержку села в Республике. Поэтому даже себестоимость вырабатываемой энергии за счет ветра в ряде территорий Республики будет вполне сопоставима с реальной величиной тарифа электроэнергии.

Допустим, что для какого-то района Республики существует возможность получения энергии от энергосистемы ( $X_1$ ), от местных газовых котельных ( $X_2$ ), от местных угольных котельных ( $X_3$ ), от мини-ТЭЦ ( $X_4$ ), энергии малых рек ( $X_5$ ) и энергии ветра ( $X_6$ ). Тогда с учетом условия полного удовлетворения потребности в энергоснабжении (см. главу 2) можно записать

$$X_1 + X_2 + X_3 + X_4 + X_5 + X_6 = 1 \quad (6.12)$$

В разделе 6.2 указано, что в общем случае необходимо ввести условие

$$X_1 \leq B_1 \quad (6.13)$$

Как уже говорилось выше потребление энергии от газовых котельных должно быть ограничено существующим потреблением. Пусть это будет величина  $B_2$ . Тогда можно записать

$$X_2 \leq B_2 \quad (6.14)$$

С учетом данных раздела 6.1.3  $X_4$  не имеет ограничений.

Для величины  $X_5$  (см. раздел 6.1.1) должно выполняться условие:

$$X_5 \leq B_5 \quad (6.15)$$

Для величины  $X_6$  (см. раздел 6.1.2) должно выполняться условие:

$$X_6 \leq B_6 \quad (6.16)$$

Для конкретного района можно принять следующие значения величин В и С (табл. 6.2).

**Таблица 6.2**

**Значения ограничений в использовании того или иного источника энергии (В) и значения себестоимости различных источников энергии (С)**

Искомая величина	Значение искомой ве- личины
Ограничение в использовании электрической энергии от энергосистемы, $B_1$	до 75% и свыше 51%
Себестоимость электрической энергии от энергосистемы, $C_1$	79 коп/кВт·ч
Ограничение в использовании тепловой энергии от газовых котельных, $B_2$	до 20%
Себестоимость тепловой энергии от газовых котельных, $C_2$	200 руб/Гкал или 17,2 коп/кВт·ч
Ограничение в использовании тепловой энергии от угольных котельных, $B_3$	до 25%
Себестоимость тепловой энергии от угольных котельных, $C_3$	550 руб/Гкал или 47,3 коп/кВт·ч
Ограничение в использовании электрической и тепловой энергии от мини-ТЭЦ, $B_4$	до 100%
Себестоимость энергии от мини-ТЭЦ, $C_4$	230 руб/Гкал или 35 коп/кВт·ч
Ограничение в использовании электрической энергии от малых рек, $B_5$	до 30%
Себестоимость электрической энергии от малых рек, $C_5$	25 коп/кВт·ч
Ограничение в использовании электрической энергии от ВЭУ, $B_6$	до 20%
Себестоимость электрической энергии от ВЭУ, $C_6$	120 коп/кВт·ч

С учетом данных, принятых в табл. 6.2 систему ограничений можно записать как

$$\begin{aligned}
 X_1 + X_2 + X_3 + X_4 + X_5 + X_6 &= 1 \\
 X_1 &\leq 0,75 \\
 X_1 &\geq 0,51 \\
 X_2 &\leq 0,20 \\
 X_3 &\leq 0,25 \\
 X_5 &\leq 0,30 \\
 X_6 &\leq 0,20
 \end{aligned} \tag{6.17}$$

Тогда целевая функция может быть записана как

$$79,0X_1 + 17,2X_2 + 47,3X_3 + 35,0X_4 + 25,0X_5 + 120,0X_6 \rightarrow \min \tag{6.18}$$

Данная задача решается методом линейного программирования с помощью стандартных прикладных программ.

Оптимальный вариант получается из набора:  $X_1=51\%$ ;  $X_2=20\%$  и  $X_5=29\%$ . То есть для выбранного варианта наиболее предпочтительным является сочетание источников: энергосистема, газовые котельные и малые реки.

Если убрать ограничение для питание от энергосистемы не менее 51% потребителей, то в оптимальном энергобалансе "место" энергосистемы сразу занимают мини-ТЭЦ. Для рассматриваемого примера (без ограничения  $X_1 \geq 0,51$ ) оптимальным сочетанием является:  $X_2=20\%$ ;  $X_4=50\%$  и  $X_5=30\%$ .

Таким образом, разработанная методика позволяет рассчитать для любого сельского района Республики Башкортостан оптимальный набор источников энергоснабжения, с одной стороны, обеспечивающий полную потребность района в энергоресурсах, а с другой – обеспечивающий минимальные суммарные затраты за потребленные энергоресурсы.

## ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

1. Использование возобновляемых источников, на основе малых ГЭС, ВЭС, биогазовых мини-ТЭЦ, позволяет обеспечить значительную часть потребности сельского хозяйства в энергоресурсах и снизить потребление органического топлива.
2. Обеспеченность регионов гидроэнергетическими ресурсами целесообразно оценивать средним модулем речного стока, количественная величина которого характеризует энергетический потенциал водотока. На основе данного критерия на территории Республики выделены 4 района, определяющие обеспеченность гидроэнергетическими ресурсами (слабо обеспеченный – 1,5-4 л/с·км<sup>2</sup>, обеспеченный – 4-8 л/с·км<sup>2</sup>, хорошо обеспеченный – 8-14 л/с·км<sup>2</sup>, очень хорошо обеспеченный – 14-17,5 л/с·км<sup>2</sup>).
3. Гидроэнергетический потенциал малых рек составляет 2,4-2,8 млрд. кВт·ч. На основе гидрологических характеристик рек, количественно-качественных параметров объектов энергопотребления определены 15 рек РБ, на которых целесообразно первоочередное строительство МГЭС. Из общего количества существующих водохранилищ выделены 117 с объемом более 1 млн. м<sup>3</sup>, по которым определен гидроэнергетический потенциал 70-80 млн. кВт·ч.
4. На территории Республики Башкортостан определены 4 ветровых района (А, Б, В и Г), которые статистически различны по средней скорости ветра для высот 50, 30 и 20 м. Для данных районов установлены коэффициенты, позволяющие оценивать ветроэнергетический потенциал территории Республики.
5. Энергетический потенциал биогаза, полученного за счет переработки отходов сельскохозяйственного производства, составляет 2,2-2,5 млрд. кВт·ч. Применение биогазовых мини-ТЭЦ с комбинированным производством электроэнергии и тепла позволяет отказаться от использования органического топлива на существующих сельских котельных в летний период времени и значительно снизить его расход в зимний период.

6. Предложены аналитические зависимости, раскрывающие взаимосвязь возобновляемых источников с энергообеспечением сельскохозяйственных потребителей, характеризующие процесс энергоснабжения потребителей от нескольких источников энергии. Данные зависимости в совокупности представляют собой математическую модель, позволяющую определить рациональный набор энергоисточников для любого из потребителей с учетом потенциальной доступности, надежности каждого из источников, а также их себестоимости.

7. Производственная апробация малых энергетических установок (МГЭС, ВЭС и мини-ТЭЦ) подтвердила технико-экономическую и энергетическую эффективность использования возобновляемых источников. Полученные значения себестоимости малых энергетических установок на базе НВИЭ сопоставимы со стоимостью энергии от традиционных источников.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абдрахманов Р.Р. Ветроэнергетические ресурсы Республики Башкортостан // Пути повышения эффективности АПК в условиях вступления России в ВТО: Матер. / Междунар. науч.-практ. конф. Уфа, 2003<sub>1</sub>. С. 294-296.
2. Абдрахманов Р.Р. Экологически чистые энергетические ресурсы Башкортостана // Полезные ископаемые и проблемы экологии Башкортостана: Матер. / V респуб. конф. Уфа, 2003<sub>2</sub>. С. 215-218.
3. Абдрахманов Р.Р. Биоэнергетические ресурсы Башкортостана // Повышение эффективности и устойчивости развития агропромышленного комплекса: Матер. / Всерос. науч.-практ. конф. Уфа, 2005<sub>1</sub>. С.30-33.
4. Абдрахманов Р.Р. Энергоснабжение сельскохозяйственных потребителей с использованием возобновляемых источников (в условиях Республики Башкортостан): Автореф. дисс....канд. техн. наук / Челябинск: Госагроинж. университет. 2005<sub>2</sub>. 23 с.
5. Абдрахманов Р.Р., Афанасьев И.П. Перспективы развития малой энергетики в Республике Башкортостан // Комплексное использование водных ресурсов регионов: Матер. / Всесоюзн. науч.-практ. конф. Пенза, 2001. С. 142-143.
6. Абдрахманов Р.Р., Лемешев А.И. Перспективы использования гидроэнергетических ресурсов малых рек Башкортостана //Сельские узоры. 2002. №6. С. 22-25.
7. Абдрахманов Р.Ф., Лемешев А.И., Абдрахманов Р.Р. Гидроэнергетические ресурсы малых рек Башкортостана // Вестник Академии наук Республики Башкортостан. 2003. Т. 8, № 3. С. 65-71.
8. Абдурашитов Ш.Р. Общая энергетика. Уфа, 2002. ///с.
9. Агалаков В.С., Корнюшин О.Г. Климатическая характеристика скорости ветра в пограничном слое атмосферы над СССР в связи с оценкой ветроэнергетических ресурсов. Труды ВНИИГМИ МЦД, вып. 125, 1985. С. 3-9.
10. Амерханов Р.А. Оптимизация сельскохозяйственных энергетических установок с использованием возобновляемых видов энергии М.: Колос, 2003. 532 с.
11. Андрющенко А.И., Николаев Ю.Е. Выбор перспективных схем теплоснабжения городов с использованием парогазовых технологий // Промышленная энергетика. 2004. №9. С. 22-25.
12. **Баадер В., Доне Е., Бренндорфер М. Биогаз: теория и практика. Перевод с нем. М.И. Серебряного. М., 1982. 148 с.**
13. Байрамгулов Ю.Ж., Абдрахманов Р.Р. Гидроэнергетика малых рек Башкортостана // Механизация и электрификация сельского хозяйства. 2003. № 9. С. 12-14.
14. Балков В.А. Водные ресурсы Башкирии. Уфа: Башкнигоиздат, 1978. 173 с.
15. Баутин В.М., Лазовский В.В. Энергетика для села. М.: ФГНУ «Росинформагротех», 2002. 184 с.

16. Безруких П.П., Стребков Д.С. Возобновляемая энергетика // Матер. / Международный науч.-практ. конф. «Малая энергетика 2002». Москва, 2002. С. 73-77.
17. Бляшко Я.И. Развитие малой гидроэнергетики // Механизация и электрификация сельского хозяйства. 1997. №4. С.21-23.
18. Бритвин О.В., Перминов Э.М. Состояние и перспективы развития нетрадиционной энергетики в РАО «ЕЭС России» // Матер. / Отраслевого совещ. «Вопросы энергоэффективности и использования местных возобновляемых ресурсов». М.: АО «Информэнерго», 2000. С. 6-10.
19. Брукнер Ф., Буль Ю. **Ситуационное санирование загрязнений летучими хлорированными углеводородами путем отсасывания почвенного воздуха // Метрон. 1992. № 1. С. 77-78.**
20. Ветряные электростанции. // Энергетика за рубежом. 2000. №1. С.28.
21. Винаров А.Ю., Ипатов Т.В., и др. **Биотехнология переработки отходов животноводства и птицеводства в органические удобрения // Хранение и переработка сельхозсырья. 1997. №9. С.17-21.**
22. Возобновляемые источники энергии в Испании // Энергетика за рубежом. 2002. №3. С. 38.
23. Гареев А.М. Реки и озера Башкортостана. Уфа: Китап, 2001. 260 с.
24. Гидрологическая изученность, т.11. Вып.1. Бассейн р. Камы. Л.: Гидрометеиздат, 1966.
25. Гидрологическая изученность, т.11. Вып.2. Бассейн р. Тобола. Л.: Гидрометеиздат, 1966.
26. Гидрологическая изученность, т.12. Вып.2. Бассейн р. Урала. Л.: Гидрометеиздат, 1966.
27. Гольдштейн Е.Г., Юдин Д.В. Задачи линейного программирования транспортного типа. М.: Наука, 1969. 384 с.
28. Гордеев П.А., Яковлев Г.В. Развитие электростанций с поршневыми двигателями за рубежом // Электрические станции. 2001. № 10. С. 68-73.
29. Горянков Ю. А., Калаев Х. Г., Лапидус А. А. Строительство крупных объектов с освоением городских территорий, занятых свалками // Известия академии промышленной экологии. М. 1997. № 1. С. 18-19.
30. Государственный водный кадастр. Многолетние данные о режиме и ресурсах поверхностных вод суши. Т.1. РСФСР. Вып. 24. Бассейны рек Волги (среднее и нижнее течение) и Урала. Л.: Гидрометеиздат. 1985.
31. Дмитриева В.И., Никитин В.И., Поленина В.А. Использование стоков животноводческих комплексов. М., 1977. 148 с.
32. Дубинин В. С., Лаврухин К. М. Комбинированная выработка тепловой и электрической энергии в котельных // Новости теплоснабжения, 2002, № 4-6.
33. Дьяков А.Ф. Состояние и перспективы развития нетрадиционной энергетики в России // Известия Академии наук. Энергетика. 2002. №4. С. 13-29.
34. Дэвинс Д. Энергия: Пер. с англ. М.: Энергоатомиздат, 1985. 360 с.
35. **Зайнуллин Х.Н., Абдрахманов Р.Ф., Савичев Н.А. Утилизация промышленных и бытовых отходов (на примере Уфимской городской свалки)/ УНЦ РАН, Уфа, 1997. 235 с.**

36. Исследование гидроэнергетических ресурсов Башкирской АССР. Куйбышев, «Куйбышевгидропроект». 1963 г.
37. Каргиев В.М., Муругов В.П. Ветроэнергетика в России. //Технологии третьего тысячелетия. 2001. № 1. С. 41-44.
38. Карелин В.Я., Волшанский В.В. Сооружения и оборудование малых гидроэлектростанций. М.: Энергоатомиздат, 1986. 199 с.
39. Кириллов Н. Г. Энергетическая безопасность России и ресурсосбережение – как магистральное направление развития российской энергетики. Энергетическая политика. 2002, №1.
40. Кожевников Н.Н. Датско-шведский проект использования энергии ветра в проливе Эресунн //Электрические станции. 2003. №1. С.77-78.
41. Кожевников Н.Н., Чинакаева Н.С., Чернова Е.В. Практические рекомендации по использованию методов оценки экономической эффективности инвестиций в энергосбережение: Пособие для вузов. М.: Изд-во МЭИ, 2000. 132 с.
42. Кожевников Н.Н., Сорен Кроон. Датские ветряные электростанции – история индустриального успеха //Электрические станции. 1999. №5. С.67-70.
43. Латола П. Механизмы образования биогаза // Биогаз-85. Проблемы и решения. Материалы советско-финского симпозиума. Москва Хельсинки, 1985. С. 79-86, 220-228.
44. Лебедев В. С., Ножевникова А. И. Объекты захоронения городских бытовых отходов как источник атмосферного метана // Экологическая химия, 1995. № 4. С. 49-60.
45. Листов П.Н., Прищеп Л.Г., Кучер П.А. Эффективное использование навоза в сельском хозяйстве. Механизация и электрификация сельского хозяйства, 1976. №1. С.21-22.
46. Лошак В.К., Аполлонов Ю.Е., Бусырев А.И., Коренев В.П., Умов В.А. Гидроагрегаты для малых и микроГЭС //Материалы отраслевого совещания-выставки «Вопросы энергоэффективности и использования местных возобновляемых энергоресурсов». М.: АО «Информэнерго», 2000. С. 21-22.
47. Лукьяненко И.И. Подготовка навозных стоков к обработке в метантенках // Исследование, проектирование систем сооружений метанового сбраживания навоза. М., 1982. С. 33-34.
48. Малик Л.К. Проблемы освоения гидроэнергетического потенциала малых рек России: экологический и социально-экономический аспекты /Фундаментальные проблемы воды и водных ресурсов на рубеже третьего тысячелетия. Томск. 2000. С. 627-630.
49. Мечетлинский район Республики Башкортостан. Краткая энциклопедия. Уфа. 2000. 166 с.
50. Минин В. А. Основные элементы ветроэнергетического кадастра Севера ЕЧС. Проблемы энергетики Мурманской области и соседних районов.- Изд. Кольского филиала АНХХСР. 1980. С. 135-151.
51. Михайлов Л.П. Малая гидроэнергетика. М.: Энергоатомиздат, 1989. 184 с.



52. Многолетние данные о режиме и ресурсах поверхностных вод суши, т.1, вып. 25. Бассейн р.Камы. Л.: Гидрометеиздат, 1988.
53. Муругов В.П. Зарубежные национальные программы использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии. //Энергетическое строительство. 1993. № 12. С. 24-29.
54. Новый аэроклиматический справочник пограничного слоя атмосферы над СССР. 1.2: Статистические характеристики ветра. Книги 1-10. М: Гидрометеиздат. 1986.
55. Основные гидрологические характеристики, т.П, вып.1. Л.: Гидрометеиздат, 1979.
56. Основные гидрологические характеристики, т.П, вып.2. Л.: Гидрометеиздат, 1979.
57. Перминов Э.М. Состояние и перспективы развития мировой ветроэнергетики. //Вестник электроэнергетики. 2002. №1. С. 67-70.
58. Перминов Э.М., Перфилов О.Л. Состояние и перспективы развития зарубежной ветроэнергетики. //Энергетика за рубежом. 2001. С. 36-46.
59. Перфилов О.В., Шаварин В.Н. Малые ГЭС. //Энергетическое строительство. 1990. № 2. С. 31-34.
60. Пискунов В. Ресурсосберегающая технологическая линия подготовки навоза к утилизации // Свиноводство. 1996. №6. С. 19-20.
61. Показатели развития мировой ветроэнергетики за последние годы. //Энергетика за рубежом. 2002. №3. С. 34-36.
62. Попова Г.А. О строительстве малых ГЭС. //Энергетическое строительство. 1992. № 3. С. 35-41.
63. Применение возобновляемых источников в Европе. //Энергетика за рубежом. 2000. № 1. С. 26-28.
64. Пташкина-Гирина О.С. Использование энергии малых рек для энергообеспечения сельскохозяйственных потребителей в зоне Южного Урала. Автореферат кандидатской диссертации, Челябинск, ЧГАУ, 1998.
65. Рекомендации по определению климатических характеристик ветроэнергетических ресурсов. Л.: Гидрометеиздат. 1989. 79 с.
66. Ресурсы поверхностных вод СССР. т.11. Средний Урал и Приуралье. Л.: Гидрометеиздат, 1973.
67. Салихов А. А., Фаткуллин Р. М. Экологические аспекты внедрения газотурбинных технологий в Башкирэнерго. Электрические станции. 2002. № 7. С.17-23.
68. Салихов А.А., Фаткуллин Р.М., Абдрахманов Р.Р. Повышение надежности энергоснабжения курортов «Красноусольск» и «Янгантау». //Электрификация сельского хозяйства: Межвуз. науч. сб. Выпуск 3 / БГАУ. Уфа, 2002. С. 10-14.
69. Салихов А.А. Фатхуллин Р.М. Абдрахманов Р.Р., Щаулов В.Ю. Об опыте эксплуатации газопоршневых миниТЭЦ в ОАО «Башкирэнерго» // Электрические станции. 2003. № 11. С. 6-15.

70. Салихов А.А., Фатхуллин Р.М., Абдрахманов Р.Р., Щаулов В.Ю. Развитие миниТЭЦ с применением газопоршневых двигателей в Республике Башкортостан // *Новости теплоснабжения*. 2003. № 11(39). С. 24-30.
71. Саплин Л.А. Экономическое обоснование использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии в Челябинской области // *Ползуновский альманах: науч.-произв. жур. /Алтайский ГТУ. Барнаул, 1999, №1, С.88-101.*
72. Саплин Л.А. Энергоснабжение сельскохозяйственных потребителей с использованием возобновляемых источников.: Дис. ... д-ра техн. наук Челябинск, ЧГАУ, 1999. 399 с.
73. Саплин Л.А., Шерьязов С.К., Пташкина-Гирина О.С., Ильин Ю.П. Энергосбережение сельскохозяйственных потребителей с использованием возобновляемых источников: Учеб. пособие / Под общ. ред. Л.А. Саплина. Челябинск: ЧГАУ, 2000. 194 с.
74. Семенов В.Н. Малая нетрадиционная энергетика в ОАО «Карелэнерго». // *Матер. / Отрасл. совещ.-выст. «Вопросы энергоэффективности и использования местных возобновляемых энергоресурсов»*. М.: АО «Информ-энерго», 2000. С. 19-20.
75. Сердюков С.Г., Юрченко А.А. Газовые когенераторы // *Петербург индустриальный*. 1999. №6. С. 57.
76. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: Учебник для вузов. 6-е изд., перераб. М.: изд-во МЭИ, 1999. 472 с.
77. Справочник по климату СССР. Ветер. Л.: Гидрометеиздат, 1966-1969. Вып. 9.
78. Твайделл Д., Уэйр А. Возобновляемые источники энергии: Пер. с англ. М.: Энергоатомиздат. 1990. 392 с.
- 79. Фасхутдинов В.З., Мустафин Р.Ф. Метановое сбраживание отходов: состояние и резервы // Решение проблем стабилизации сельскохозяйственного производства на современном этапе развития: Матер. / межвуз. науч.-практ. конф. Уфа, 1999. С. 106-107.**
80. Фельдман Б.Н., Марканова Т.К., Серегина М.И. Состояние и тенденция развития малой гидроэнергетики. // *Энергетическое строительство за рубежом*. 1987. №3. С.23-27.
81. Фельдман Б.Н., Полинковский И.А., Марканова Т.К. Перспективы строительства гидроэлектростанций малой мощности. // *Электрические станции*. 1985. № 6. С.35-39.
82. Филиппов А.К., Голубев А.К. Гидромеханические отопительно-вентиляционные устройства // *Труды / Казан. гос. архит.-строит. акад. Казань, 1995. С.56-63.*
83. Шпильрайн Э.Э. Возобновляемые источники энергии и их перспективы для России // *Энергетика России: проблемы и перспективы: Труды / Науч. сессии РАН: М.: Наука, 2006. С. 284-292.*
84. Щаулов В.Ю., Афанасьев И.П., Озеров А.В. Опыт монтажа и эксплуатации ветроэнергетических установок // *Электрические станции*. 2004. №12. С. 40-43.

85. Энергетическая программа Республики Башкортостан до 2005 года. АО «Уралэнергосетьпроект». Екатеринбург. 1997 г.
86. Boyles D.T. Bioenergy: Technology, thermodynamics and costs. Chichester, 1984. 158 p.
87. Cogeneration International.- 2001.- supplement two. P. 3.
88. European countries inconsistent in use of renewable facilities // European Power News. 2002. № 2. P.4.
89. Germany leads the way in wind power //European Power News. 2002. № 2. P.5.
90. Green S. A European perspective //Power Engineering International. 2001. № 7. P. 3-5.
- 91. Landfill techniques. The technical brief. The World Resource Foundation. 1995. 8 p.**
92. North Pole to provide huge wind power boost to Norway //European Power News. 2002. № 2. P.3.
93. Weller J. B., Willetts S.I., Farm wastes management. London, 1977. 235 P.
94. Whiteley M. Climate challenge / Power Engineering International. 2001. № 7. P. 4.
95. Winfrey M.R., Zeikus J. G. Effects of sulfate on carbon and electron flow during microbial methanogenesis in freshwater sediments // Appl. Environmental Microbiol. 1977. Vol. 33. P. 275-281.
96. Zeikus I.G. Microbiol population in digesters // Proc. 1st Intern symposium. On anaerobic digestion, Sept. 1979, Cardiff, Wales. Amsterdam etc., 1982. P. 61-87.

Перечень водохранилищ Башкортостана объемом более 1 млн. м<sup>3</sup>

№№ п/п	Наименование водотока, местоположение	Год ввода в эксплуатацию	Объем, млн. м <sup>3</sup>	Площадь, га
1	2	3	4	5
<b>Абзелиловский район</b>				
1	Р. Тырки, д. Гусево	1982	2,415	137,5
2	Р. Янгелька, д. Давлетово	1978	3,420	155
3	Р. Янгелька, пос. Янгелька	1965	1,350	45
<b>Альшеевский район</b>				
4	Р. Курсак, д. Слак	1987	1,350	190
<b>Архангельский район</b>				
5	Р.Аскин, р.ц.с.Архангельское	1965	5,800	381
6	Р.Аскин, р.ц.с.Архангельское	до 1917 г. реконст. 1961	1,000	55,0
<b>Аургазинский район</b>				
7	Р. Вирьялка, д. Месели	1980	1,372	32,4
8	Р.Чиганлы, д.Юламаново	1978	1,280	20
9	овр. Тукаевский, д. Тукаево	1976	1,000	25
<b>Баймакский район</b>				
10	Р. Асель, д. Куянтаево	1968	2,100	107
11	Р.Тананыл, д. Мрясево	1975	2,000	237
12	р.Бол.Уртазымка, ц.у. с-за «Зилаирский»	1982	1,740	69,9
13	Р.Магаш, д.Юлуково	1982	1,400	32,0
14	Р.Самагуш, д.Нигматово	1984	1,091	33,1
<b>Бакалинский район</b>				
15	Р.Маты, д.Ст. Кучурово	1989	3,550	112,7
16	Р.Ходьяр, д.Ст.Катаево	1983	1,695	58,6
17	Р.Ушачь, с.Бакалы	1985	3,527	136,2
18	Р.Ушачь, д.Новоурсаево	1975	1,260	23,0
19	Р.Сакатка, д.Мустафино	1987	1,165	23,4
20	Р.Изяшка, д.Бузюрово	1987	1,080	38,0
21	Р.Кусембель, д. Дияшево	1982	1,057	26,0
<b>Белебеевский район</b>				
22	Р.Усень, г. Белебей	1965	2,300	84
<b>Белокатайский район</b>				
23	Р.Усть-Маш, д.Емаши	1989	1,800	50
<b>Белорецкий район</b>				
24	Р.Белая, г. Белорецк	1980	7,400	150
25	Р.Сев. Узян, с.Узян	1998	4,050	91
26	Р.Бол. Авзян, с.Верх. Авзян	2000	2,400	45,5
27	Р. Кага, с.Кага	2001	1,078	47,6
<b>Бижбулякский район</b>				
28	Р.Каменка, с.Каменка	1988	2,064	60,9
<b>Благоварский район</b>				
29	Р.Инеш, д.Староабзаково	1978	1,795	39
30	Р.Балышлы, д.Сарайлы	1984	1,080	27
<b>Благовещенский район</b>				
31	Р.Ашкишла, д.В.Изяк	1980	1,360	61
32	Р.Б.Кургаш, д.Биштиново	1981	1,030	61
<b>Буздякский район</b>				
33	Р.Чермасан, с.Канлы-Туркеево	1981	4,150	225
34	Р.Багин, с.Таллыкулево	1979	2,800	300
35	Р.М.Кидаш, д.Ст.Богады	1981	1,992	67,1

1	2	3	4	5
36	Р.Идяш, д.Ялтыркулбаш	1983	1,860	75,5
37	Р.Рюш, д. Ст.Ақтау	1978	1,200	32,4
38	Р.Кидаш, д. Б.Устюба	1991	11,190	28,6
	<b>Давлекановский район</b>			
39	Р.Сазлы-Куль, д.Бик-Кармала	1986	1,340	35
40	Р.Юрма, д. Мураевка	1981	1,150	48
41	Р.Сред.Кудряк, с.Ивангород	1981	1,051	31
42	Р.Тюлянь, д.Кулики	1990	1,000	22,6
	<b>Дюртюлинский район</b>			
43	Р.Евбаза, д. Ст. Янтузово	1991	3,800	82,0
44	Р.Нази, д.Нижнеманчарово	1979	1,400	28,0
45	Р.Бият-Язы, д. Гоблюкучуково	1995	1,200	25,0
46	Р.Евбаза, д. Москово	1983	1,020	61,0
47	Р.Сакияз, д. Таймурзино	1974	1,300	35
	<b>Зилаирский район</b>			
48	Р.Камыш-Узяк, д. В.Салимово	1983	1,600	40
49	Р.Зилаир, п. Зилаир	НачалоXXв.	1,479	59
	<b>Илишевский район</b>			
50	Р.Кара-Зирек, с.Верхнеяркеево	1988	1,480	48
51	Р.Аушта, д. Туганчи	1982	1,273	36,2
52	Р.Усян-Елга, Верхнеяркеево	1986	1,154	35
	<b>Ишимбайский район</b>			
53	Р.Тор, д.Верхотор	1966	1,300	75,0
54	Р.Базелга, д.Уразбаево	1973	2,500	77,0
55	Р.Тайрук, д. Татьянаовка	1988	1,100	42,0
	<b>Кююргазинский район</b>			
56	Р.Урай, д. Таймасово	1983	2,300	52,8
57	Р.Богурла, д. Ямансарово	1983	1,300	30,5
	<b>Кушнаренковский район</b>			
58	Р.Каряка, д.Каратяки	1982	2,130	57,5
59	Р.Карамалы, д. Иликово	1979	1,075	18
60	Р.Шемяк, д. Султанаево	1971	1,030	46
61	Р.Сычевка, д. Старокурмашево	1970	1,025	23,7
	<b>Мелеузовский район</b>			
62	Р.Нугуш, д.Нугуш	1967	400,000	2520
63	Р.Ташлаир, д.Варварово	1978	2,430	67,0
64	Р.Тор, д. Воскресенское	1985	2,149	98,3
65	Р.Камышбаш, д. Дмитриевка	1990	1,500	60,0
66	руч.Караган, д. Казанковка	1977	1,680	42,0
67	Р.Кара-Бугат, д.Озерки	1980	1,065	29,0
	<b>Мечетлинский район</b>			
68	Р.Ик, с. Б.Устьикинское	1997	1,950	129,3
	<b>Миякинский район</b>			
69	Р. Мокрый, д. Софиевка	1984	1,102	26,0
70	Р.Булат, с. К.Мияки	1981	1,012	24,0
	<b>Нуримановский район</b>			
71	Р.Уфа, с. Павловка	1961	1410,000	11700
	<b>Стерлибашевский район</b>			
72	Р.Сух.Кундряк, д. Табулда	1988	2,800	66,8
73	Р.Музыелга, д. Корнеевка	1986	1,800	50
	<b>Стерлитамакский район</b>			
74	Р.Тюрюшля, д.Веденовка	1985	2,580	79,7
75	Р.Чубань, д.Кызыл-Тан	1983	1,113	28,0

1	2	3	4	5
76	Р.Чуртан, Верхние Услы	1983	1,108	40,1
	<b>Татышлинский район</b>			
77	Р.Юг, д.Вязовка	1986 (рекон.1997)	1,170	92,5
78	Р.Будум, д. Новокайпаново	1977	1,150	52,2
79	Р.Гарейка, д. Кашкаково	1997 рекон.	1,000	60
	<b>Туймазинский район</b>			
80	Р.Усень, д. Тукаево	1958	2,600	130
81	Р.Кидаш, п.Нижнетроицкий	1880 (рекон.1982)	1,000	30
	<b>Уфимский район</b>			
82	Р.Сикиязка, д. Волково	1968	1,600	81,0
83	руч. б/н, д. Волково	1968	5,270	849,0
84	Р.Нурлинка, д.Вольно-Сухарево	1974	10,000	235,0
85	руч.Ворошкип, д. Бейгулово	1978	1,630	36,6
86	Р.Шемяк, д. Шемяк	1979	1,110	34,0
87	Р.Курлинка, д. Кармасан	1981	1,100	50,0
	<b>Учалинский район</b>			
88	Р.Урал, д. Ильтебаново	1974 (рекон.1998)	5,000	382
89	Р.Буйда, п. Буйда	1986	3,625	37,5
90	Р.Барал, д. Рысаево	Рекон.1987	1,843	72,9
	<b>Федоровский район</b>			
91	Р.Б.Балыклы, д. Балыклы	1982	1,730	56,4
92	Р.Беркутля, д.Верхнеяушево	1981	1,211	33,1
93	Р.Иштулга, д.Златоустовка	1984	2,740	67,8
94	р.Малые Балыклы, д. Бала-Четырман	1974	1,209	58,6
	<b>Хайбуллинский район</b>			
95	Р.Таналык, х. Хворостянское	1996	14,200	201,5
96	Р.Б.Уртазымка, с.Целинное	1995	3,900	88,0
97	Р.Тулубай, с.Исангильдино	1986	1,506	67,5
98	Р.Кизяташ, д. Савельевка	1986	2,175	88,0
99	Р.Дергамыш, д. Байгускарово	1986	2,016	53,7
100	Р.Ера-Нагас, д.Татыр-Узяк	1985	1,900	59,0
101	Р.Дергамыш, д. Федоровка	1989	1,560	32,6
102	Р.Макан, с. Макан	1998	9,300	365,0
	<b>Чекмагушевский район</b>			
103	Р.Калмашка, д. Калмашбашево	1982	2,300	55
104	Р.Севады, д. Ново-Баширово	1979	2,260	61,5
105	Р.Куваш, д. Имянлекулево	1981	1,925	57,0
106	Р.Сарыш, д. Тузлукушево	1979	1,220	52,2
107	Р.Сарыш, д. Сарышбашево	1984	1,016	24,3
108	Р.Рapatка, д. Рapatово	1977	1,174	21,2
	<b>Чишминский район</b>			
109	Р.Карамала, д. Сафарово	1979	1,563	30,9
110	Р.Кизяк, д. Старомусино	1972	1,500	32
111	Р.Уза, д. Новая	1977	1,380	30,2
112	Р.Калмашка, д. Илькашево	1978	1,380	72
113	Р.Калмашка, д. Калмашево	1980	1,258	31,5
114	овр.Кузембетовский, д.Чукраклы	1979	1,256	25,6
	<b>Шаранский район</b>			
115	Р.Шаранка, д. Мичуринск	1986	1,216	33,6
116	Р.Тюльгаза, д.Новоклязево	1980	1,150	24,2
	<b>Янаульский район</b>			
117	Р.Буй, с. Карманово	1968	134,000	3650

**Список водпостов,  
данные по которым использованы в определении гидрологических характеристик створов**

№	Река	Пункт наблюдений	Расстояние от устья, км	Площадь водосбора, км <sup>2</sup>	Абсолютная отметка, м
1	2	3	4	5	6
1	<b>Буй</b>	Татарская Урада	90	2740	78,12
2	<b>Буй</b>	д. Чишма	31	3860	65,97
3	<b>Белая</b>	ж/д ст. Шушпа	1340	1670	504,50
4	<b>Белая</b>	Егорьевская запань	1331	1700	496,65
5	<b>Белая</b>	дом отдыха Арский Камень	1297	2300	472,56
6	<b>Белая</b>	Сыртланово	946	10100	208,67
7	<b>Белая</b>	г. Стерлитамак	742	21000	121,05
8	<b>Белая</b>	г.Уфа	478	100000	81,41
9	<b>Белая</b>	г. Бирск	272	121000	70,36
10	<b>Большой Авзян</b>	с. Нижний Авзян	3.0	507	387,76
11	<b>Мелеуз</b>	г. Мелеуз	2.2	346	170,09
12	<b>Нугуш</b>	с. Новосеитово	194	353	445,51
13	<b>Нугуш</b>	х. Андреевка	43	2870	184,46
14	<b>Ашкадар</b>	д. НовоФедоровка	42	2090	142,43
15	<b>Ашкадар</b>	х. Веселый	36	2250	137,76
16	<b>Стерля</b>	д. Отрадовка	7.2	595	130,91
17	<b>Селеук</b>	д. Нижнеиткулово	64	141	199,12
18	<b>Селеук</b>	д. Биксяново	–	430	
19	<b>Зиган</b>	д. Янгискаин	19	1450	115,25
20	<b>Зилим</b>	д. Таишева	48	2400	42,26
21	<b>Сим</b>	с. Сергиевка	212	274	335,30
22	<b>Сим</b>	г. Мильяр	158	1810	157,75
23	<b>Сим</b>	с. Расмекеево	103	3280	110,47
24	<b>Лемеза</b>	с. Нижние Лемезы	21	1680	109,19
25	<b>Инзер</b>	х. Калышта	199	1030	410,72
26	<b>Инзер</b>	Азово	58	4260	135,29
27	<b>Малый Инзер</b>	ж/д ст. Айгир	19	815	357,13
28	<b>Уршак</b>	с. Ляхово	41	3130	97,34
29	<b>Уфа</b>	с. Янбай	362	31800	153,59
30	<b>Уфа</b>	с. Верхний Суян	318	32400	139,06
31	<b>Уфа</b>	с. Караидель	276	36400	130,83
32	<b>Уфа</b>	Нижний бьеф Павловской ГЭС	170	47100	106,00
33	<b>Уфа</b>	п.г.т. Красный Ключ	159	47800	100,00
34	<b>Уфа</b>	пос. Дудкинскии	9.6	53000	81,58

Продолжение приложения 2

№	Река	Пункт наблюдений	Расстояние от устья, км	Площадь водосбора, км <sup>2</sup>	Абсолютная отметка, м
35	Ай	пос. Орловский рудник	461	803	432,59
36	Ай	г. Златоуст	441	1120	411,78
37	Ай	пос. Новая Пристань	304	5730	264,18
38	Ай	д. Кульметово	288	5960	252,84
39	Ай	с. Лаклы	266	6440	238,14
40	Ай	с. Метели	46	14200	174,82
41	Тесьма	г. Златоуст	1,6	143	417,88
42	Большая Арша	д. Вознесенская	36	277	347,10
43	Улуир	д. Алексеевка	0,8	326	256,00
44	Киги	Кондаковка	21	1240	219,52
45	Большой Ик	д. Аккино (Таишево)	5,5	1450	199,56
46	Тюй	д. Гумбино	9,8	2180	143,21
47	Сарс	с. Султанбеково	12	1300	146,60
48	Юрюзань	с. Екатериновка	290	1740	394,56
49	Юрюзань	пгт. Вязовая	255	2430	316,63
50	Юрюзань	д. Чулпан	158	4850	247,37
51	Юрюзань	пос. Атнаш	32	6930	164,55
52	Юрюзань	д. Кадыш	3,1	7160	135,61
53	Юрюзань	д. СтароБурунгут	–	7850	44,0
54	Яманелга	Ниже Тюба	5,6	705	118,00
55	Сарва	пос. Ильинский	6,3	274	127,22
56	Дема	д. Дюсаново	389	4030	140,55
57	Дема	д. Бочкарова	37	12500	87,38
58	Мияки	с. Мияки-Тамак	5,9	564	126,48
59	Чермасан	д. Новоюмраново	2,5	3570	78,96
60	Бирь	с. Малосухоязово	45	1210	87,48
61	Быстрый Танып	пгт. Чернушка	296	667	119,74
62	Быстрый Танып	с. Алтаево	103	4860	74,34
63	База	с. Рсаево	64	885	92,59
64	Сюнь	с. Миньярово	39	4140	70,03
65	Ик	д. Кулбаево	444	3750	117,76
66	Ик	с. Нагайбаково	254	12300	75,23
67	Ря	д. Рятамак	5,0	615	128,82
68	Усень	г. Туймазы	20	2300	98,25
69	Урал	г. Верхнеуральск	2274	2650	397,33
70	Миндяк	с. Новобайрамгурово	2,7	785	433,94
71	Малый Кизил	пос. Муракаево	62	503	451,33
72	Янгелька	пос. Янгельский	3,4	111	323,00
73	Большой Кизил	с. Бурангулово	157	212	544,00



№	Река	Пункт наблюдений	Расстояние от устья, км	Площадь водосбора, км <sup>2</sup>	Абсолютная отметка, м
74	Большой Кизил	д. Верхне Абряшево	48	1830	332,54
75	Карагайлы	с. СтароСибаетово	16	54,4	424,11
76	Таналык	С. Самарское	117	1750	326,30
77	Таналык	с. Мамбетово	59	3270	282,90
78	Сакмара	д. ВерхнеГалеево	564	3390	357,85
79	Сакмара	выше устья реки Зилаир, с.Акьюлово	474	4420	262,28
80	Крепостной Зилаир	д. Староякуново	4,1	892	5,80
81	Яман – Зилаир	с. Зилаир	99	334	434,25
82	Яман –Зилаир	с. Акьюлово	2,9	1190	46,00
83	Большой Ик	с. Мраково	208	1870	229,11
84	Большой Ик	с. Спасское	54	6490	147,50
85	Большой Ик	с. Поляковка	36	6530	145,32

## РАСЧЕТНОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ СТОКА ПО МЕСЯЦАМ И СЕЗОНАМ ПО ГИДРОЛОГИЧЕСКИМ ЗОНАМ В ПРОЦЕНТАХ ОТ ГОДОВОГО

Характеристика года по водности	Весна			Лето – Осень					Зима				Сезонный сток			
	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	весна	лето-осень	зима	Межен-ный период
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17

**Зона 1****р. Тюй - с. Гумбино F = 2180 км<sup>2</sup>, закарстованность 55%**

Многоводный	38,7	17,6	5,8	4,9	3,9	3,1	6,6	4,9	4,9	3,1	3,0	3,5	62,1	23,4	14,5	37,9
Средний	39,5	16,7	6,3	5,4	4,8	4,2	4,8	4,3	3,9	3,3	3,2	3,6	62,5	23,5	14,0	37,5
Маловодный	41,2	15,4	5,9	5,0	4,5	4,0	5,5	4,5	4,0	3,3	3,1	3,6	62,5	23,5	14,0	37,5
Очень маловодный	41,2	15,4	5,9	5,0	4,5	4,0	5,5	4,5	4,0	3,3	3,1	3,6	62,5	23,5	14,0	37,5

**р. Бирь - с. Малосухоязово F = 1210 км<sup>2</sup>, закарстованность 100 %**

Многоводный	37,4	13,4	6,2	5,1	4,8	4,4	5,5	5,0	5,0	4,4	4,6	4,2	57,0	24,8	18,2	43,0
Средний	34,8	12,5	5,7	5,7	5,4	5,0	6,2	5,5	5,0	4,5	4,7	5,0	53,0	27,8	19,2	47,0
Маловодный	34,6	12,4	5,6	5,6	5,3	5,0	6,2	5,5	5,0	4,5	4,9	5,4	52,6	27,6	19,8	47,4
Очень маловодный	32,9	11,7	5,4	5,8	5,5	5,1	6,4	5,7	5,5	4,8	5,3	5,9	50,0	28,5	21,5	50,0

**р. Быстрый Танып – д. Алтаево F = 4860 км<sup>2</sup>, закарстованность 25 %**

Многоводный	43,5	21,2	5,1	4,1	3,3	2,8	4,4	3,4	3,8	3,0	2,8 п	2,6	69,8	18,0	12,2	30,2
Средний	47,6	18,3	5,1	3,9	3,3	3,0	4,3	3,5	3,0	2,8	2,7	2,5	71,0	18,0	11,0	29,2
Маловодный	47,8	18,9	4,6	4,2	3,6	3,2	3,9	3,6	2,6	2,5	2,3	2,8	71,3	18,5	10,2	28,7
Очень маловодный	47,9	18,9	4,7	4,2	3,6	3,3	3,9	3,7	2,5	2,4	2,2	2,7	71,5	18,7	9,8	28,5

**Зона 2****р. Юрюзань - пос. Атяш F = 6930 км<sup>2</sup>, закарстованность 35 %**

Многоводный	18,6	29,3	8,6	10,5	7,6	4,8	8,0	4,3	2,8	2,1	1,8	1,6	56,5	35,2	8,3	43,5
Средний	19,7	33,2	9,8	10,0	5,4	4,2	5,7	4,2	2,7	1,9	1,7	1,5	62,7	29,5	7,8	37,3
Маловодный	22,8	33,5	11,4	6,7	4,5	3,5	6,4	4,0	2,2	1,9	1,6	1,5	67,7	25,1	7,2	32,3
Очень маловодный	23,7	35,0	11,9	6,2	4,1	3,2	5,8	3,7	2,0	1,7	1,4	1,3	70,6	23,0	6,4	29,4

Продолжение приложения 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
---	---	---	---	---	---	---	---	---	----	----	----	----	----	----	----	----

**р. Инзер - х. Калышта. F= 1030 км<sup>2</sup>, закарстованность 0 %**

Многоводный	20,0	38,0	7,2	3,2	5,2	8,7	8,2	3,5	2,2	1,5	1,2	1,1	65,2	28,8	6,0	34,87
Средний	21,1	40,3	7,6	7,8	3,6	2,4	6,8	4,5	1,8	1,5	1,4	1,2	69,0	25,1	5,9	31,0
Маловодный	22,2	42,5	8,0	6,2	3,7	2,7	5,0	3,6	2,0	1,6	1,3	1,2	72,7	21,2	6,1	27,3
Очень маловодный	23,1	44,2	8,3	5,2	3,1	2,3	4,2	3,0	2,2	1,8	1,4	1,2	75,6	17,8	6,6	24,4

**р. Белая - дом отдыха Арский Камень , F = 2300 км<sup>2</sup>, закарстованность 9 %**

Многоводный	19,8	37,5	8,7	10,6	4,8	3,2	6,5	3,3	1,8	1,0	1,3	1,5	66,0	28,4	5,6	34,0
Средний	21,9	43,1	10,3	7,7	4,3	2,4	3,7	2,4	1,7	1,2	1,0	1,3	75,3	20,5	5,2	25,7
Маловодный	26,4	42,2	12,2	4,3	2,6	2,2	3,1	2,0	1,6	1,3	1,0	1,1	80,8	14,2	5,0	19,2
Очень маловодный	28,1	44,8	12,8	2,8	1,7	1,5	2,0	1,3	1,6	1,3	1,0	1,1	85,7	9,3	5,0	14,3

**Зона 3**

**р. Дема - д. Дюсяново F = 4030 км<sup>2</sup>, закарстованность 38 %**

Многоводный	50,0	18,5	5,0	4,0	3,2	2,6	3,7	3,1	3,2	2,4	2,2	2,1	73,5	16,6	9,9	26,5
Средний	50,5	18,6	5,1	3,8	3,2	2,6	3,6	3,0	3,0	2,4	2,2	2,0	74,2	16,2	9,6	25,8
Маловодный	50,7	18,7	5,2	3,8	3,1	2,6	3,6	3,0	3,0	2,3	2,1	1,9	74,6	16,1	9,3	25,4
Очень маловодный	52,1	19,3	5,3	3,6	2,8	2,4	3,3	2,8	2,7	2,0	1,9	1,8	76,7	14,9	8,4	23,3

**Р. Сюнь - с. Миньярово , F = 41 40 км<sup>2</sup>, закарстованность 0 %**

Многоводный	63,0	12,5	3,3	3,2	1,9	2,2	4,3	3,2	1,6	1,4	1,5	1,9	78,8	14,8	6,4	21,2
Средний	59,4	14,9	5,2	3,1	2,5	2,2	3,5	2,7	1,6	1,4	1,4	2,1	79,5	14,0	6,5	20,5
Маловодный	59,1	14,9	6,6	3,1	2Д	1,9	3,4	2,3	1,6	1,5	1,4	2,1	80,6	12,8	6,6	19,4
Очень маловодный	60,7	15,3	6,8	2,5	1,7	1,6	2,7	1,8	1,8	1,6	1,3	2,2	82,8	10,3	6,9	17,2

**Зона 4**

**р. Все реки без бассейнов Таналык и Б. Ик, F=1000 км<sup>2</sup>**

Многоводный	42,1	23,0	10,1	7,9	3,5	3,2	3,0	2,1	1,9	1,1	1,1	1,0	75,2	19,7	5,1	24,8
Средний	44,5	24,4	11,1	5,1	3,1	2,8	2,6	2,0	1,4	1,0	1,0	1,0	80,0	15,6	4,4	20,0
Маловодный	46,3	25,2	11,3	4,6	2,2	2,5	2,4	1,6	1,2	0,9	0,9	0,9	82,8	13,3	3,9	17,2
Очень маловодный	47,1	26,0	11,5	4,1	2,0	2,0	2,1	1,4	1,2	0,9	0,9	0,9	84,6	11,6	3,8	15,4

**Тоже F = 2000 км<sup>2</sup>**

Многоводный	45,7	19,0	9,3	8,3	4,9	4,2	2,6	2,0	1,8	0,9	0,7	0,6	74,0	22,0	4,0	26,0
-------------	------	------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	------	------	-----	------

Окончание приложения 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
---	---	---	---	---	---	---	---	---	----	----	----	----	----	----	----	----

Средний	46,4	21,7	11,0	6,4	3,8	2,9	2,6	1,9	1,3	0,2	0,7	0,6	79,1	17,6	5,3	20,9
Маловодный	46,7	24,8	11,1	5,4	3,1	2,6	2,3	1,5	0,9	0,6	0,6	0,4	82,6	14,9	2,5	17,4
Очень маловодный	42,2	25,5	11,1	4,6	3,1	2,5	2,2	1,3	0,9	0,6	0,6	0,4	83,8	13,7	2,5	16,2

**Тоже F = 5000 км<sup>2</sup>**

Многоводный	46,2	19,3	8,1	9,0	5,7	4,3	2,5	1,9	1,3	0,8	0,5	0,4	73,6	23,4	3,0	26,4
Средний	47,2	21,8	9,0	8,4	4,4	3,1	2,2	1,6	1,0	0,6	0,4	0,3	78,0	19,7	2,3	22,0
Маловодный	50,3	22,8	9,5	6,0	3,5	2,6	1,8	1,3	0,9	0,6	0,4	0,3	82,6	15,2	2,2	17,4
Очень маловодный	50,6	22,9	9,5	5,9	3,5	2,5	1,8	1,2	0,8	0,6	0,4	0,3	83,0	14,9	2,1	17,0

**р. Таналык F = 1000 км<sup>2</sup>**

Многоводный	79,1	10,3	2,6	1,8	0,9	1,1	1,2	0,7	0,8	0,6	0,5	0,4	92,0	5,7	2,3	8,0
Средний	78,1	9,8	2,5	2,0	1,2	1,3	1,5	1,1	0,9	0,6	0,5	0,4	90,5	7,1	2,4	9,5
Маловодный	75,9	9,6	2,5	2,6	1,7	1,6	2,2	1,4	1,1	0,6	0,4	0,4	88,0	9,5	2,5	12,0
Очень маловодный	70,5	9,2	2,3	4,1	2,6	2,5	3,5	2,4	1,5	0,6	0,4	0,4	82,0	15,1	2,9	18,0

**Таналык F = 3000 км<sup>2</sup>**

Многоводный	78,5	14,7	3,3	1,1	0,4	0,3	0,7	0,5	0,2	0,1	0,1	0,1	96,5	3,0	0,5	3,5
Средний	78,0	14,6	3,2	1,3	0,5	0,4	0,9	0,6	0,2	0,1	0,1	0,1	95,8	3,7	0,5	4,2
Маловодный	77,0	14,4	3,2	1,7	0,6	0,5	1,2	0,8	0,3	0,1	0,1	0,1	94,6	4,8	0,6	5,4
Очень маловодный	74,9	14,0	3,1	2,6	1,1	0,7	1,8	1,1	0,4	0,1	0,1	0,1	92,0	7,3	0,7	8,0

**р. Большой Ик F = 300-7000 км<sup>2</sup>**

Многоводный	43,5	22,7	7,0	5,7	3,8	2,9	3,5	3,3	2,9	1,8	1,6	1,3	73,2	19,2	7,6	26,8
Средний	45,5	23,8	7,3	5,0	3,3	2,5	3,0	2,8	2,6	1,6	1,4	1,2	76,6	16,6	6,8	23,4
Маловодный	47,7	24,8	7,7	4,1	2,7	2,1	2,5	2,4	2,4	1,4	1,2	1,0	80,2	13,8	6,0	19,8
Очень маловодный	51,2	26,7	8,3	3,0	1,9	1,4	1,7	1,6	1,6	1,0	0,9	0,7	86,2	9,6	4,2	13,8

## ГИДРОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ РАССМОТРЕННЫХ СТВОРОВ

№ П/П	РЕКА-СТВОР	Расстояние от устья, км	Площадь водосбора, км <sup>2</sup>	Отметка уреза воды, м БС	ГОДОВОЙ СТОК						Максимальный сток, P= 1 %		Минимальный 30 дневный сток P=90 %	
					М, л/с×км <sup>2</sup>	Q, м <sup>3</sup> /с	Cv	Cs/Cv	Q5%, м <sup>3</sup> /с	Q90%, м <sup>3</sup> /с	М, л/с×км <sup>2</sup>	Q, м <sup>3</sup> /с	М, л/с×км <sup>2</sup>	Q, м <sup>3</sup> /с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	Буй-Кармановское водохр.	31	3860	80/69	(6.3)	(24.3)	0.33	2	38.9	17.8	202	780	0.70	2.70
2	Белая – ж.д. ст. Шушпа	1342	1660	506	6.17	10.3	0.39	2	17.7	5.59	183	306	0.36	0.60
3	Белая – Белорецк	1320	1720	497	6,14	10.6	0.39	2	18.2	5.75	179	308	0.37	0.64
4	Белая- Узян	1245	3150	435	5.81	18.3	0.39	2	31.5	9.93	140	441	0.38	1.20
5	Белая - Кага	1200	3860	410	5.78	22.3	0.39	2	38.4	12.1	135	521	0.38	1.47
6	Белая -Мурадымово	1138	5410	345	6.24	33.8	0.39	2	58.1	18.4	230	1240	0.40	2.16
7	Белая - Старосубхангулово	1095	7400	305	6,08	45,0	0.39	2	77.4	24.4	218	1610	0,42	3,11
8	Белая -Кутаново	1033	9140	268	6.00	54.9	0.39	2	94.4	29.8	197	1800	0.43	3.93
9	Белая - Акбута	995	9550	240	5.99	57.2	0.39	2	98.4	31.0	194	1850	0.43	4.11
10	Белая –В.Биккузино	953	10100	212	5.97	60.3	0.39	2	104	32.7	184	1860	0.47	4.75
11	Уфа – Н. Суян	315	3230	140	6,48	209	0.32	2	330	129	136	4410	1.2	38.8
12	Нугуш - Галиакбертово	144	1110	363	12.0	13.3	0.41	2	23.4	5.80	453	503	0.44	0.49
13	Нугуш - Кашеля	115	1550	305	12.0	18.6	0.41	2	32.7	8.11	450	698	0.46	0.71

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
14	Нугуш – выше р. Савка	77	1790	231	12	21.5	0.41	2	37.8	11.2	453	811	0.46	0.82
15	Нугуш – Нугушская ГЭС	46	2860	217	12.1	34.6	0.40	2	60.2	18.4	418	1200	0,51	1.46
16	Нугуш – Андреевка	43	2870	189	12.2	34.7	0.40	2	12.0	4.04	417	1200	0.51	
17	Зилим – 4 км ниже р. Зигаза	179	587	390	12.2	8.11	0.37	2	13.6	4.58	453	266	1.0	0.59
18	Зилим – выше руч. Куртаза	169	665	330	12.2	8.85	0.37	2	14.9	4.99	453	301	1.0	0.6
19	Зилим –с. Бакеево	157	725	285	12.2	8.85	0.37	2	14.9	4.99	453	328	1.0	0.72
20	Зилим – ниже р. Кат (Хайбуллино)	150	1320	270	12.2	16.1	0.37	2	27.0	9.09	452	597	1.1	1.45
21	Зилим – выше руч. Манайлы с.Каюково	127	1400	250	12.2	17.1	0.37	2	28.7	9.65	452	633	1.1	1.54
22	Зилим –с. Толпарово	113	1560	207	12.2	19.0	0.37	2	31.9	10.7	450	702	1.1	1.72
23	Зилим –с. Зириклы	95	1680	180	12.2	20.5	0.37	2	34.4	11.6	448	753	1.1	1.85
24	Зилим –с. Имендяшево	49	2360	130	12.2	28.8	0.36	2	47.8	16.6	438	1030	1.2	2.83
25	Лемеза –с. Искушта	89	632	338	17.6	11.1	0.32	2	17.5	6.86	453	286	1.2	0.76
26	Лемеза – с Сивирюхинский	57	1060	165	17.6	18.7	0.32	2	19.6	11.6	453	480	1,2	1.27
27	Лемеза – с. Михайловка	42	1400	132	17.6	24.6	0.32	2	38.9	15.2	452	633	1,3	1.82
28	Б.Инзер – устье р. Лапышта (с. Лапышта)	227	822	460	11.0	9.04	0.34	2	14.6	5.40	323	266	0.82	0.67
29	Б.Инзер –г. Инзер	142	1650	250	11.8	19.5	0.34	2	31.6	11.6	290	478	0.91	1.50

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
30	Б. Инзер -Бриштамак	109	3600	203	12.6	45.5	0.32	2	71.9	28.1	360	1300	0.66	2.38
31	Б. Инзер -Зуяково	99	3800	190	12.7	48.1	0.32	2	76.0	29.7	359	1360	0.66	2.51
32	Б. Инзер -Габдюково	88	400	168	12.7	50.8	0.32	2	80.3	31.4	358	1430	0.66	2.64
33	Б. Инзер -Маратово	68	4120	146	12.7	52.4	0,32	2	82.8	32.4	375	1470	0.66	2.72
34	Тюльмень - ниж.Тюльма	1.5	635	220	13.3	8.45	0.34	2	13.7	5.04	407	258	0.8	0.51
35	М. Изер – с. Бердакулово	38	408	616	14.5	5.92	0.30	2	9.12	3.79	422	172	0.41	0.17
36	М. Инзер -п. Айгир	22	366	756	14.5	5.31	0.30	2	8.18	340	425	156	0.39	0.14
37	Ай – Лаклы	266	6440	240	7.28	46.9	0.34	2	76.0	28.0	205	1320	0.79	5.09
38	Ай - Ягулово	256	6520	233	7.24	47.2	0.34	2	76.5	28.2	205	1340	0.80	5.52
39	Ай – Метели 1	46	14200	177	5.77	82.0	0.30	2	126	52.5	115	1630	0.82	11.6
40	Ай – Метели 2	31	14600	170	5.82	85.0	0.30	2	131	54.4	112	1630	0.82	12.0
41	Ай –Усть-Югуз	18	14700	163	5.85	85.0	0.30	2	132	55.0	111	1630	0.82	12.1
42	Ай –Усть-Айск	3	14800	156	5.86	86.8	0.30	2	134	55.6	110	1630	0.82	12.1
43	Киги-Верхние Киги	52	436	263	5.75	2.51	0.34	2	4.07	1.50	292	127	0.49	0.18
44	Киги -п. Юнусово	60	192	275	5.75	1,10	Слишком малый сток							
45	Ик – Нижнее Бобино	17	1130	200	5.54	6.26	0.34	2	10.1	3.74	244	276	0.48	0.54
46	Юрюзань –с. Байки	7	680	143	8.53	5.80	0.32	2	9.16	3.59	266	181	1.0	0.68
47	Юрюзань – с. Урмантау	114	5340	220	8.88	47.4	0.32	2	74.9	29.3	216	1390	0.73	3.90
48	Юрюзань –Карповка	86	6270	202	8.50	53.3	0.32	2	84,2	33.0	203	1270	0.75	4.70
49	Юрюзань -Сафоновка	53	6780	178.5	8.35	56.6	0.32	2	89,4	35	173	1170	0.76	5.15

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
50	Юрюзань - Атнаш	35	6910	169	8.31	57.4	0.32	2	97	35.5	168	1160	0.77	5.32
.51	Юрюзань - Шамратово	24	7100	152	8.21	58.3	0.32	2	92.1	36.1	143	1020	0.79	5.61
52	Тюй - Амирово	23	1980	150.5	8.53	16.9	0.25	2	24.4	11,8	207	410	1.9	3.76
53	Тюй-с. Урмиязы	30	1970	156	8.53	16.8	0.25	2	24.3	11.7	208	410	1.9	3.74
54	Саре - Кашкады	29	1010	16'3	9.23	9.32	0.23	2	13.1	6.71	183	185	3.1	3.13
55	Сарс-Султанбеково	14	1260	150	9.23	11.6	0.23	2	16.3	8.35	180	227	3.2	4.04
56	Дема - Балгазы	284	7740	116.8	3.95	30.6	0.37	2	51.4.	17.3	178	1380	0.48	3.72
57	Бирь - Николаевка	91	372	116	10.9	4.05	0.23	2	5.70	2.92	458	170	4	1.49
58	Быстрый Танып - Ивановка	252	1220	105	7.34	8.95	0.27	2	13.3	6.03	2.41	299	1.13	3.49
59	Быстрый Танып – Асавка	225	1720	96.5	7.18	12.4	0.27	2	18.4	8.36	228	392	1.15	3.73
60	Юг - Тибилево	2	588	94	6.80	4.00	0.28	2	6.01	2.65	273	161	1.09	0.64
61	Ик - Исламбахты	523	714	156	5.22	3.73	0.38	2	6.34	2.06	403	288	0.8	0.57
62	Урюк – ниже р. Ямаш	43	460	345	13	5.98	0.42	2	10.6	3.07	453	208	0.37	0.17
63	Урюк - овр. Сафелга	12	777	235	12.4	9.63	0.42	2	17.1	4.94	453	352	0.40	0.31
64	Урюк – Ялтран			459		2.18	0.42	2	3.87	1.12				
65	Сикася – выше р. Кукраук		Менее 200											
66	Ряюзьяк – выше с. Саргаево	16	210	190	14.5	3.05	0.42	2	5.43	1.56	453	95.1	0.33	0.069
67	Б. Шишняк 1 км выше устья	1	376	280	12.2	4.59	0,42	2	8.17	2.35	453	170	0.40	0.15
68	Б. Шишняк - Нарушево		256	330	12.2	3.12	0.42	2	5.55	1.6	453	116	0.35	0,09
69	Б. Авзян-В. Авзян	15	427	425	.10.9	4.65	0.42	2	8.28	2.38	453	193	0,41	0.18



1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
70	Кага	8	580	404	6.26	3.63	0.48	2			280	162	0.35	0.2	
71	Юж. Узян – 3 км выше устья	3	1580	315	6.26	9.89	0.46	2	18.8	4.50	231	365	0.35	0.55	
72	Кана -Исянгазино	22	775	343	6.26	4.85	0.50	2	9.41	2.11	260	202	0.35	0.27	
73	Ашкадар – с. Денискино	144	176	224	Слишком малый водосбор										
74	Ашкадар – с. Максютново		2060	144	4.61	9.62	0.5	2	26.4	4.19	227	468	0.05	0.10	
75	Сухайля – с. Новотроевка		412	185	4.1	1.69	0.5	2	3.28	0.14	291	120	0.05	Q.021	
76	Сухайля – с. Сухаревка		568	171	4.1	2.33	0.50	2	4.52	1.02	272	154	0.05	0.028	
77	Селеук -Салихово	40	496	156	9.2	4.52	0.45	2	8.39	2.21	280	139	0.43	0.21	
78	Менеуз – с. Менеузтамак	6	870	138 130	3.5	3.04	0.39	2	5.23	1.65	255	222	0.38	0.33	
81	Куганак - Тугай	64	492	152	2.82	1.39	0.44	2	2.53	1.41	255	125	0.21	0.10	
82	Ря - Ермекеево		465	160/?	5.07	2.36	0.38	2	4.01	0,55	278	129	0.62	0.29	
86	Аургаза -Кшанны	20	236	138.6/?	2.99	0.71	235	79.1							
87	Кидаш-Нижнетроицкий		155	171.2/?	5.07	0.79	335	79.1							

## ГИДРОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ МАЛЫХ ВОДОТОКОВ В СТВОРАХ ПРУДОВ И ВОДОХРАНИЛИЩ

№	Водоток- нас. пункт	Площадь водосбора в створе пруда, км <sup>2</sup>	ГОДОВОЙ СТОК					Максимальный сток Q1 <sup>0</sup> %	Минимальный 30 дневный сток Q90%
			Модуль стока л/с км <sup>2</sup>	Норма стока м <sup>3</sup> /с	Cv	Q 5 %, м <sup>3</sup> /с	Q 90 %м <sup>3</sup> /с		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Курсак- с.	306	3,51	1,07	0,49	2,05	0,57	95,2	0,055
2	Уртазымка – с. Зилаир	599	4,41	2,64	0,75	6,51	0,63	223	0,072
3	Руч. Асель – с. Куентаево	52,3	3,00	0,16	0,59	0,34	0,058	28,0	0,006
4	Мата	216	3,32	0,72	0,43	1,30	0,37	74,1	0,032
5	Ушачь -с. Бакавы	102	3,32	0,34	0,44	0,62	0,17	42,5	0
6	Усть- Маш – с. Емаши	35,4	5,54	0,20	0,40	0,35	0,11	16,4	0,007
7	Узян - с. Узян	350	6,17	2,16	0,45	3,97	1,05	106	0,12
8	Каменка – д. Каменка	99,4	4,50	0,45	0,48	0,86	0,20	36,8	0
9	Инеш- с. Староабзаково	46,7	2,46	0,11	0,58	0,23	0,041	19,4	0
10	Б. Удряк	43,2	3,50	0,15	0,53	0,30	0,062	18,1	0
11	М. Кидаш – д. Ст. Багады	12	2,46	0,49	0,54	0,99	0,20	69,8	0,010
12	Идяш – д. Ялтыркулбаш	262	2,46	0,64	0,54	1,30	0,26	85,2	0,013
13	Юрма-д. Мураевка	90,7	3,0	0,27	0,53	0,54	0,11	34,1	0
14	Тюлянь	341	3,51	1,20	0,49	2,30	0,64	105	0,061
15	Евбаза	173	2,90	0,50	0,44	0,91	0,25	62,6	0,026

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
16	Евбаза - д. Масково	57,2	2,90	0,17	0,46	0,32	0,081	23,0	0
17	Камыш - Узьяк – с. В. Салимово	52,2	1,38	0,072	0,74	0,18	0,018	20,7	0
18	Миништа – с. Исамбаево	50,2	3,32	0,17	0,45	0,31	0,083	20,6	0
19	Аушта-с. Туганчи	100	3,32	0,33	0,44	0,60	0,16	42,0	0
20	Кара – Зирик	106	3,32	0,35	0,44	0,64	0,17	43,7	0,002
21	Кара – Зирик	98	3,32	0,33	0,44	0,60	0,16	41,3	0
22	Базелга – с. Уразбаево	29,6	10,1	0,30	0,45	0,55	0,15	Н,3	0
23	Тайрук	43,6	6,00	0,26	0,46	0,48	0,12	19,9	0
24	Бугурла- д. Ямансарово	52,4	5,35	0,28	0,47	0,53	0,13	29,3	0
25	Урай- с. Таймаково	46,8	5,35	0,25	0,47	0,47	D;12	26,7	0
26	Каряка – ст. Каратяки	49,6	3,10	0,15	0,54	0,30	0,060	20,4	0
27	Ташлаир – с. Дмитриевка	72,9	5,35	0,39	0,46	0,73	0,19	28,9	0
28	Руч. Караган	22,8	5,35	0,12	0,48	0,23	0,055	14,5	0
29	Тор- с. Вознесенское	375	10,1	3,79	0,45	6,97	1,83	168	0,10
30	Тор – п. Верхотор	150	12,1	1,81	0,45	3,33	1,06	68	0,043
31	Ик – с.Бол.Устьикинское	2390	5,54	13,2	0,34	21,4	7,88	519	1,29

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
32	Б.Ик-с. Соколки	1050	5,54	5,82	0,34	9,43	3,47	260	0,50
33	Серяш	84,7	3,51	0,30	0,47	0,56	0,14	32,1	0
34	С. Кундряк – д. Тубулды	77,9	4,00	0,31	0,50	0,60	0,14	41,1	0
35	Торюшля	140	3,00	0,42	0,58	0,89	0,15	53,5	0
36	Чубань	40	3,35	0,14	0,53	0,24	0,05	17,0	0
37	Усень	960	3,71	3,56	0,45	0,83	1,72	375	0,26
38	Беркутля- с. Верх. Яушево	53,2	5,00	0,27	0,48	0,51	0,12	29,7	0
39	Б. Балыклы – с. Балаклы	86,2	5,00	0,43	0,47	0,81	0,20	44,8	0
38	Кизяташ	138	1,38	0,19	0,84	0,50	0,032	46,5	0
39	Р. Дергамыш	91,4	1,38	0,13	0,74	0,32	0,032	32,8	0
40	Б.Уртазямка	97,0							
41	Ера-нагас	127	1,38	0,18	0,74	0,44	0,044	43,2	0
42	Бузавлык	479	1,38	0,66	0,74	1,61	0,16	184	0
43	Таналык	1046	1,38	1,44	0,74	3,52	0,35	357	0
44	Макан	337	1,38	0,47	0,74	1,15	0,12	137	0
45	Куваш – д. Имянликулево	139	3,00	0,42	0,36	0,70	0,24	53,5	0,007
46	Сарыш – д. Сарывашево	85,5	2,46	0,21	0,40	0,37	0,11	32,4	0
47	Севады – с. Новобаширово	190	2,46	0,47	0,46	0,87	0,22	66,9	0,010
48	Калмашка- д. Калмашево	52,2	2,46	0,13	0,49	0,25	0,058	21,3	0
	Калмашка – д. Чишма	315	3,14	0,99	0,40	1,72	0,53	97,6	2,5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
49	Рапатка – с. Рапатово	19	2,46	0,047	0,51	0,092	0,020	9,02	0
50	Потока	49,6							
51	Уза	108	3,30	0,36	0,52	0,71	0,15	44,5	0,003
52	Теперишка	57	2,90	0,17	0,55	0,35	0,067	22,9	0
53	Удряк -с. Тамбовка	490	3,14	1,54	0,40	2,68	0,82	137	0,064
54	Уязы – с. Старозильдарово	450	3,14	1,41	0,40	2,45	0,75	128	0,095
55	Тирлян – п. Тирлянский	520	9,0	4,68	0,39	8,05	2,54	144	0,18
56	Худолаз –п. Сибай	682	3,0	2,05	0,78	5,18	0,45	89,9	0,022
57	Янгелька – с. Довлетово	414	2,5	1,04	0,79	2,65	0,22	90,5	0,013

### Мощность муниципальных и ведомственных котельных по Республике Башкортостан

№ п/п	Населенные пункты, объекты	Вид энергии	Ед. изм.	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	Всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
			ч	744	696	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744	8784
1	с. Большеусть-икинское															
	Центральная кот.	Пар и СВ	Гкал/м	3939	3527	2972	1462	0	0	0	0	435	1568	2608	3438	19949
	ЗЖБИ	Пар и СВ	Гкал/м	1391	1329	1237	989	773	773	773	773	835	1020	1175	1300	12368
	РТП	Пар и СВ	Гкал/м	2304	2073	1728	806	0	0	0	0	230	921	1498	1960	11520
		Всего	Гкал/м	7634	6929	5937	3257	773	773	773	773	1500	3509	5281	6698	43837
			Гкал/ч	10,3	10,0	8,0	4,5	1,0	1,1	1,0	1,0	2,1	4,7	7,3	9,0	
		Пост.сост.	Гкал/м	773	773	773	773	773	773	773	773	773	773	773	773	773
			Гкал/ч	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		Доп.отпуск	Гкал/м	6861	6156	5164	2484	0	0	0	0	727	2736	4508	5925	
			Гкал/ч	9,2	8,8	6,9	3,5	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	3,7	6,3	8,0	
		Эл.мощн.														
		Пост.сост.	МВт	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
		Доп.сост.	МВт	7,7	7,4	5,8	2,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	3,1	5,2	6,6	
		Полная	МВт	8,6	8,3	6,7	3,8	0,9	0,9	0,9	0,9	1,7	4,0	6,1	7,5	
2	п. Бакалы	ГВС	Гкал/м	5250	5150	8850	2950	1000	0	0	0	950	3150	5150	5350	37800
		Пар и СВ	Гкал/м	250	250	250	250	200	100	100	200	250	250	250	250	2600
		Всего	Гкал/м	5500	5400	9100	3200	1200	100	100	200	1200	3400	5400	5600	40400
			Гкал/ч	7,4	7,8	12,2	4,4	1,6	0,1	0,1	0,3	1,7	4,6	7,5	7,5	
		Пост.сост.	Гкал/м	133,3	133,3	133,3	133,3	133,3	133,3	133,3	133,3	133,3	133,3	133,3	133,3	
			Гкал/ч	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	
		Доп.сост.	Гкал/м	5367	5267	8967	3067	1067	-33	-33	67	1067	3267	5267	5467	
			Гкал/ч	7,21	7,57	12,05	4,26	1,43	-0,05	-0,04	0,09	1,48	4,39	7,31	7,35	
		Эл.мощн.														
		Пост.сост.	МВт	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	
		Доп.сост.	МВт	6,01	6,31	10,04	3,55	1,19	-0,04	-0,04	0,07	1,23	3,66	6,10	6,12	
		Полная	МВт	6,2	6,5	10,2	3,7	1,3	0,1	0,1	0,2	1,4	3,8	6,3	6,3	
3	с. Верхние Татышлы	Всего	Гкал/м	3935	3524	3152	1898	199	0	0	0	199	1905	2782	3632	21226
			Гкал/ч	5,3	5,1	4,2	2,6	0,3	0,0	0,0	0,0	0,3	2,6	3,9	4,9	
		Эл.мощн.	МВт	4,4	4,2	3,5	2,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,2	2,1	3,2	4,1	
4	с.Верхнеяркеево	Всего	Гкал/м	6200	4000	5600	2800	0	0	0	0	0	2600	4900	6600	32700
			Гкал/ч	8,3	5,7	7,5	3,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,5	6,8	8,9	
		Эл.мощн.	МВт	6,9	4,8	6,3	3,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,9	5,7	7,4	

Продолжение приложения 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
5	с. Еркеево	Всего	Гкал/м	2700	2400	2200	1300	100	0	0	0	200	1400	2000	2500	14800	
	Еркееевский р-н		Гкал/ч	3,6	3,4	3,0	1,8	0,1	0,0	0,0	0,0	0,3	1,9	2,8	3,4		
		Эл.мощн.	МВт	3,0	2,9	2,5	1,5	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2	1,6	2,3	2,8		
6	с. Ермолаево	Всего	Гкал/м	2517	2046	1786	1221	30	15	30	30	29	1182	1385	2460	12731	
	Куюргазинский р-н		Гкал/ч	3,4	2,9	2,4	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	1,9	3,3		
		Пост.сост.	Гкал/м	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
			Гкал/ч	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	
		Доп.сост.	Гкал/м	2492	2021	1761	1196	5	-10	5	5	4	1157	1360	2435		
			Гкал/ч	3,3	2,9	2,4	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	1,9	3,3		
		Эл.мощн.															
		Пост.сост.	МВт	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	
		Доп.сост.	МВт	2,8	2,4	2,0	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	1,6	2,7		
		Полная	МВт	2,8	2,4	2,0	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	1,6	2,8		
7	п. Иглино	Всего	Гкал/м	3332	2913	2530	1505	239	0	0	0	194	1668	2390	2950	17721	
	Иглинский р-н		Гкал/ч	4,5	4,2	3,4	2,1	0,3	0,0	0,0	0,0	0,3	2,2	3,3	4,0		
		Эл.мощн.	МВт	3,7	3,5	2,8	1,7	0,3	0,0	0,0	0,0	0,2	1,9	2,8	3,3		
	Ишимбайский р-н																
8	с. Петровск	Всего	Гкал/м	968	968	870	435	294	0	0	0	0	435	870	968	5808	
			Гкал/ч	1,3	1,4	1,2	0,6	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	1,2	1,3		
		Эл.мощн.	МВт	1,1	1,2	1,0	0,5	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	1,0	1,1		
9	д. Ново-Аптиково																
	ЗПКП		Гкал/м	1300	1180	750	440	0	0	0	0	0	407	1010	1200	6287	
	ПСХ "Агидель"		Гкал/м	4200	4200	4165	0	0	0	0	0	0	3761	4200	4200	24726	
		Всего	Гкал/м	5500	5380	4915	440	0	0	0	0	0	4168	5210	5400	31013	
			Гкал/ч	7,4	7,7	6,6	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,6	7,2	7,3		
		Эл.мощн.	МВт	6,2	6,4	5,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,7	6,0	6,0		
	Калтасинский р-н																
10	п. Кутерем																
	ЖКХ АРНУ		Гкал/м	3395	2564	2025	855	587	316	508	500	516	627	837	1046	13776	
	Калтасинский ЖКХ		Гкал/м	1652	1652	1652	1652	0	0	0	0	0	1507	1507	1507	11129	
	ОАО Калтавин- ская СХТ		Гкал/м	799	680	650	600	0	0	0	0	0	600	680	800	4809	
	Калтасинская райбольница		Гкал/м	380	380	318	317	0	0	0	0	317	318	380	380	2790	
	Совхоз-завод "Калтасинский"- МСХиП		Гкал/м	649	649	649	652	159	0	0	0	0	470	490	997	4715	
		Всего	Гкал/м	6875	5925	5294	4076	746	316	508	500	833	3522	3894	4730	37219	
			Гкал/ч	9,2	8,5	7,1	5,7	1,0	0,4	0,7	0,7	1,2	4,7	5,4	6,4		





Продолжение приложения 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
	Объединение коммунального хоз-ва		Гкал/м	4000	2700	2200	1800	500	0	0	0	200	1100	2400	2900	17800	
	Дорожно-строительная ПМК		Гкал/м	1000	1000	1000	1000	0	0	0	0	0	1000	1000	1000	7000	
	Рем.-техн. предпр.		Гкал/м	900	900	800	500	0	0	0	0	400	800	900	900	6100	
	Сельхозтехникум		Гкал/м	2000	2000	2000	1000	500	0	0	0	300	1000	2000	2000	12800	
	Межхозяйственная ПМК		Гкал/м	500	500	500	200	100	0	0	0	100	400	500	500	3300	
		Всего	Гкал/м	8400	7100	6500	4500	1100	0	0	0	1000	4300	6800	7300	47000	
			Гкал/ч	11,3	10,2	8,7	6,3	1,5	0,0	0,0	0,0	1,4	5,8	9,4	9,8		
		Эл. мощн.	МВт	9,4	8,5	7,3	5,2	1,2	0,0	0,0	0,0	1,2	4,8	7,9	8,2		
15	с. Новобелокатай																
	Белокатайский р-н																
	Белокат. ПУЖКХ		Гкал/м	3400	2960	2680	1610	20	0	0	0	1180	1820	2470	3160	19300	
	Белокатай. МСК		Гкал/м	4110	4220	3720	2530	2210	5650	5000	4920	2910	1960	1800	1610	40640	
		Всего	Гкал/м	7510	7180	6400	4140	2230	5650	5000	4920	4090	3780	4270	4770		
			Гкал/ч	10,1	10,3	8,6	5,8	3,0	7,8	6,7	6,6	5,7	5,1	5,9	6,4		
		Пост.сост.	Гкал/м	5190	5190	5190	5190	5190	5190	5190	5190	5190	5190	5190	5190	5190	
			Гкал/ч	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1		
		Доп.сост.	Гкал/м	2320	1990	1210	-1050	-2960	460	-190	-270	-1100	-1410	-920	-420		
			Гкал/ч	3,1	2,9	1,6	-1,5	-4,0	0,6	-0,3	-0,4	-1,5	-1,9	-1,3	-0,6		
		Эл.мощн.															
		Пост.сост.	МВт	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9		
		Доп.сост.	МВт	2,6	2,4	1,4	-1,2	-3,3	0,5	-0,2	-0,3	-1,3	-1,6	-1,1	-0,5		
		Полная	МВт	8,5	8,3	7,3	4,7	2,6	6,4	5,7	5,6	4,6	4,3	4,9	5,4		
	Нуримановский р-н																
16	с. Красная горка																
	МПЖКХ		Гкал/м	1700	1500	1300	700	100	0	0	0	80	700	1200	1500	8780	
			Гкал/ч	2,3	2,2	1,7	1,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,9	1,7	2,0		
		Эл.мощн.	МВт	1,9	1,8	1,5	0,8	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,8	1,4	1,7		
17	д. Красный ключ		Гкал/м	200	200	200	150	60	0	0	0	0	100	200	200	1310	
			Гкал/ч														
18	ЖЭУ п. Павловка																
			Гкал/м	900	800	700	700	400	0	0	0	300	600	500	500	5400	
			Гкал/ч	1,2	1,1	0,9	1,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,4	0,8	0,7	0,7		
		Эл.мощн.	МВт	1,0	1,0	0,8	0,8	0,4	0,0	0,0	0,0	0,3	0,7	0,6	0,6		
19	ЖЭУ Полянского ЛПУ		Гкал/м	2400	2300	2100	1900	600	0	0	0	700	1200	2000	2400	15600	

Продолжение приложения 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
			Гкал/ч	3,2	3,3	2,8	2,6	0,8	0,0	0,0	0,0	1,0	1,6	2,8	3,2		
		Эл.мощн.	МВт	2,7	2,8	2,4	2,2	0,7	0,0	0,0	0,0	0,8	1,3	2,3	2,7		
20	с. Старосубхангу- лово	Всего	Гкал/м	2500	2400	2000	1100	0	0	0	0	0	2200	3300	3300	16800	
			Гкал/ч	3,4	3,4	2,7	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	4,6	4,4		
	Бурзянский р-н	Эл.мощн.	МВт	2,8	2,9	2,2	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,5	3,8	3,7		
21	с. Стерлибашево	Всего	Гкал/м	4195	3808	3373	1799	627	83	83	83	609	1998	2625	4113	23396	
	Стерлибашевский р-н		Гкал/ч	5,6	5,5	4,5	2,5	0,8	0,1	0,1	0,1	0,8	2,7	3,6	5,5		
		Эл.мощн.	МВт	4,7	4,6	3,8	2,1	0,7	0,1	0,1	0,1	0,7	2,2	3,0	4,6		
22	п.Кандры																
	Туймазин. УБР	Всего	Гкал/м	13812	12573	11770	8605	2111	1273	402	0	1586	9857	11573	12905	86467	
			Гкал/ч	18,6	18,1	15,8	12,0	2,8	1,8	0,5	0,0	2,2	13,2	16,1	17,3		
		Пост.сост.	Гкал/м	558,3	558,3	558,3	558,3	558,3	558,3	558,3	558,3	558,3	558,3	558,3	558,3	558,3	
			Гкал/ч	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	
		Доп.сост.	Гкал/м	13253,7	12014,7	11211,7	8046,7	1552,7	714,7	-156,3	-558,3	1027,7	9298,7	11014,7	12346,7		
			Гкал/ч	17,8	17,3	15,1	11,2	2,1	1,0	-0,2	-0,8	1,4	12,5	15,3	16,6		
		Эл.мощн.															
		Пост.сост.	МВт	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	
		Доп.сост.	МВт	14,8	14,4	12,6	9,3	1,7	0,8	-0,2	-0,6	1,2	10,4	12,7	13,8		
		Полная	МВт	15,5	15,1	13,2	10,0	2,4	1,5	0,5	0,0	1,9	11,1	13,4	14,5		
23	п. Нижнетроицкий																
	ОАО "Башкирский суконный комбинат (собств. нужды) (ЖКХ)																
			Гкал/м	5712	5908	5680	3625	4071	3594	0	3231	3220	4140	5608	3793	48582	
			Гкал/м	1344	1192	1093	687	241	0	0	0	280	697	979	1238	7751	
		Всего	Гкал/м	7056	7100	6773	4312	4312	3594	0	3231	3500	4837	6587	5031		
			Гкал/ч	9,5	10,2	9,1	6,0	5,8	5,0	0,0	4,3	4,9	6,5	9,1	6,8		
		Пост.сост.	Гкал/м	1077	1077	1077	1077	1077	1077	1077	1077	1077	1077	1077	1077	1077	
			Гкал/ч	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	
		Доп.сост.	Гкал/м	5979	6023	5696	3235	3235	2517	-1077	2154	2423	3760	5510	3954		
			Гкал/ч	8,0	8,7	7,7	4,5	4,3	3,5	-1,4	2,9	3,4	5,1	7,7	5,3		
		Эл.мощн.															
		Пост.сост.	МВт	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	
		Доп.сост.	МВт	6,7	7,2	6,4	3,7	3,6	2,9	-1,2	2,4	2,8	4,2	6,4	4,4		
		Полная	МВт	9,3	9,8	9,0	6,3	6,2	5,5	1,4	5,0	5,4	6,8	9,0	7,0		
24	п.Субханкулово																
	(собств. нужды)		Гкал/м	9820	3668	3034	1920	395	139	267	105	90	2393	2738	4186	28755	
	(сторон. потр.)		Гкал/м	1245	1227	1142	8200	0	0	0	0	0	778	1272	1284	15148	
		Всего	Гкал/м	11065	4895	4176	10120	395	139	267	105	90	3171	4010	5470		

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
			Гкал/ч	14,9	7,0	5,6	14,1	0,5	0,2	0,4	0,1	0,1	4,3	5,6	7,4	
		Пост.сост.	Гкал/м	170,3	170,3	170,3	170,3	170,3	170,3	170,3	170,3	170,3	170,3	170,3	170,3	
			Гкал/ч	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
		Доп.сост.	Гкал/м	10894,7	4724,7	4005,7	9949,7	224,7	-31,3	96,7	-65,3	-80,3	3000,7	3839,7	5299,7	
			Гкал/ч	14,6	6,8	5,4	13,8	0,3	0,0	0,1	-0,1	-0,1	4,0	5,3	7,1	
		Эл.мощн.														
		Пост.сост.	МВт	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
		Доп.сост.	МВт	12,2	5,7	4,5	11,5	0,3	0,0	0,1	-0,1	-0,1	3,4	4,4	5,9	
		Полная	МВт	12,4	5,8	4,7	11,7	0,4	0,1	0,3	0,1	0,1	3,5	4,6	6,1	
	Учалинский р-н															
	Чишминский р-н															
25	п.Чишмы															
	МПЭиТС	ГВС	Гкал/м	11910	10660	9760	7820	2360	540	520	410	1060	7190	8540	9770	70540
		Пар и СВ	Гкал/м	11200	10000	9050	7130	1660	0	0	0	350	6480	7850	9060	62780
		Всего	Гкал/м	23110	20660	18810	14950	4020	540	520	410	1410	13670	16390	18830	133320
			Гкал/ч	31,1	29,7	25,3	20,8	5,4	0,8	0,7	0,6	2,0	18,4	22,8	25,3	
		Пост.сост.	Гкал/м	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	
			Гкал/ч	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	
		Доп.сост.	Гкал/м	22620	20170	18320	14460	3530	50	30	-80	920	13180	15900	18340	
			Гкал/ч	30,4	29,0	24,6	20,1	4,7	0,1	0,0	-0,1	1,3	17,7	22,1	24,7	
		Эл.мощн.														
		Пост.сост.	МВт	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	
		Доп.сост.	МВт	25,3	24,1	20,5	16,7	4,0	0,1	0,0	-0,1	1,1	14,8	18,4	20,5	
		Полная	МВт	25,9	24,7	21,1	17,3	4,5	0,6	0,6	0,5	1,6	15,3	19,0	21,1	
26	ОАО "Чишминский сахарный завод"	Всего	Гкал/м	2046	4099	2085	2324	594	0	0	0	0	728	3242	4164	19282
			Гкал/ч	2,8	5,9	2,8	3,2	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	4,5	5,6	
		Эл.мощн.	МВт	2,3	4,9	2,3	2,7	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	3,8	4,7	
27	ОАО "Чишминское"	Всего	Гкал/м	101	101	101	95	85	85	85	0	0	95	101	101	
			Гкал/ч	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	
		Эл.мощн.	МВт	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	
28	ОПХ	Всего	Гкал/м	1735	1221	1124	804	222	0	0	0	0	729	1140	1254	8229
			Гкал/ч	2,3	1,8	1,5	1,1	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	1,6	1,7	
		Эл.мощн.	МВт	1,9	1,5	1,3	0,9	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	1,3	1,4	
29	Плодосовхоз "Чишминский"	Всего	Гкал/м	513	377	139	139	25	0	0	0	25	133	241	342	1934
			Гкал/ч	0,69	0,54	0,19	0,19	0,03	0,00	0,00	0,00	0,03	0,18	0,33	0,46	
		Эл.мощн.	МВт	0,57	0,45	0,16	0,16	0,03	0,00	0,00	0,00	0,03	0,15	0,28	0,38	
30	Приуралье	Всего	Гкал/м	1700	1700	1700	500	240	0	0	0	200	900	980	980	8900

Продолжение приложения 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
			Гкал/ч	2,3	2,4	2,3	0,7	0,3	0,0	0,0	0,0	0,3	1,2	1,4	1,3	1,0	
		Эл.мощн.	МВт	1,9	2,0	1,9	0,6	0,3	0,0	0,0	0,0	0,2	1,0	1,1	1,1	0,8	
	Чекмагушевский р-н																
31	п.Чекмагуш	Всего	Гкал/м	3546	7871	9963	4871	1068	0	0	0	0	3234	2439	2261	35253	
			Гкал/ч	4,8	11,3	13,4	6,8	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	4,3	3,4	3,0		
		Эл.мощн.	МВт	4,0	9,4	11,2	5,6	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	3,6	2,8	2,5		
	Архангельский р-н	Всего	Гкал/м	2100	1850	1650	950	0	0	0	0	50	1000	1500	1900	11000	
32	с. Архангельское		Гкал/ч	2,8	2,7	2,2	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	1,3	2,1	2,6		
		Эл.мощн.	МВт	2,4	2,2	1,8	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	1,1	1,7	2,1		
	Альшеевский р-н																
33	п. Раевский																
	МПЭиТС, котельные	ГВС	Гкал/м	6530	5750	5000	2610	580	100	100	100	561	3180	4740	5890	35141	
	других предприятий	Пар и СВ	Гкал/м	32350	17820	19790	16310	6920	540	810	1110	8110	18170	25910	25620	173460	
		Всего	Гкал/м	38880	23570	24790	18920	7500	640	910	1210	8671	21350	30650	31510		
			Гкал/ч	52,2581	33,8649	33,3199	26,2778	10,0806	0,88889	1,22312	1,62634	12,0431	28,6962	42,5694	42,3522		
		Пост.сост.	Гкал/м	920	920	920	920	920	920	920	920	920	920	920	920	920	
			Гкал/ч	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	
		Доп.сост.	Гкал/м	37960,0	22650,0	23870,0	18000,0	6580,0	-280,0	-10,0	290,0	7751,0	20430,0	29730,0	30590,0		
			Гкал/ч	51,0	32,5	32,1	25,0	8,8	-0,4	0,0	0,4	10,8	27,5	41,3	41,1		
		Эл.мощн.															
		Пост.сост.	МВт	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
		Доп.сост.	МВт	42,5	27,1	26,7	20,8	7,4	-0,3	0,0	0,3	9,0	22,9	34,4	34,3		
		Полная	МВт	43,6	28,2	27,8	21,9	8,4	0,7	1,0	1,4	10,0	23,9	35,5	35,3		
34	с.Верхние Киги	Всего	Гкал/м	2292	2104	1894	1075	0	0	0	0	482	1332	1750	2199	13128	
			Гкал/ч	3,1	3,0	2,5	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	1,8	2,4	3,0		
		Эл.мощн.	МВт	2,6	2,5	2,1	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	1,5	2,0	2,5		
	Буздякский р-н	Всего	Гкал/м	43347	38821	34296	19053	8669	0	0	0	3556	19926	30485	40012	238165	
35	с. Буздяк		Гкал/ч	58,3	55,8	46,1	26,5	11,7	0,0	0,0	0,0	4,9	26,8	42,3	53,8		
		Эл.мощн.	МВт	48,6	46,5	38,4	22,1	9,7	0,0	0,0	0,0	4,1	22,3	35,3	44,8		
	Шаранский р-н	Всего	Гкал/м	3000	2500	2000	1500	500	0	0	0	700	1300	2000	2500	16000	
36	с.Шаран		Гкал/ч	4,0	3,6	2,7	2,1	0,7	0,0	0,0	0,0	1,0	1,7	2,8	3,4		
		Эл.мощн.	МВт	3,4	3,0	2,2	1,7	0,6	0,0	0,0	0,0	0,8	1,5	2,3	2,8		
	с.Мраково																
37	Кугарчинский р-н																
	ПУЖКХ	ГВС	Гкал/м	3230	3080	2560	1900	370	10	90	60	10	1400	1970	2490	17170	

Продолжение приложения 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
	МП "Коммунальное"	ГВС	Гкал/м	3550	3380	2810	2090	410	11	100	70	10	1540	2140	2740	18851	
		Всего	Гкал/м	6780	6460	5370	3990	780	21	190	130	20	2940	4110	5230	36021	
				Гкал/ч	9,11	9,28	7,22	5,54	1,05	0,03	0,26	0,17	0,03	3,95	5,71	7,03	
			Пост.сост.	Гкал/м	113,7	113,7	113,7	113,7	113,7	113,7	113,7	113,7	113,7	113,7	113,7	113,7	
				Гкал/ч	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	
			Доп.сост.	Гкал/м	6666,33	6346,3	5256,3	3876,3	666,3	-92,7	76,3	16,3	-93,7	2826,3	3996,3	5116,3	
				Гкал/ч	8,96	9,12	7,06	5,38	0,90	-0,13	0,10	0,02	-0,13	3,80	5,55	6,88	
			Эл.мощн.														
			Пост.сост.	МВт	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	
			Доп.сост.	МВт	7,5	7,6	5,9	4,5	0,7	-0,1	0,1	0,0	-0,1	3,2	4,6	5,7	
		Полная	МВт	7,6	7,7	6,0	4,6	0,9	0,0	0,2	0,1	0,0	3,3	4,8	5,9		
38	с.Толбазы	ГВС	Гкал/м	3024	3011	2998	2976	1440	0	0	0	1450	2975	2998	3020	23892	
	Аургазинский р-н	ГВС	Гкал/м	5239	5129	4827	2724	70	70	80	80	1380	2984	4727	4860	32170	
		Всего	Гкал/м	8263	8140	7825	5700	1510	70	80	80	2830	5959	7725	7880	56062	
				Гкал/ч	11,1	11,7	10,5	7,9	2,0	0,1	0,1	0,1	3,9	8,0	10,7	10,6	
			Пост.сост.	Гкал/м	76,7	76,7	76,7	76,7	76,7	76,7	76,7	76,7	76,7	76,7	76,7	76,7	
				Гкал/ч	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	
			Доп.сост.	Гкал/м	8186,3	8063,3	7748,3	5623,3	1433,3	-6,7	3,3	3,3	2753,3	5882,3	7648,3	7803,3	
				Гкал/ч	11,0	11,6	10,4	7,8	1,9	0,0	0,0	0,0	3,8	7,9	10,6	10,5	
			Эл.мощн.														
			Пост.сост.	МВт	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	
			Доп.сост.	МВт	9,2	9,7	8,7	6,5	1,6	0,0	0,0	0,0	3,2	6,6	8,9	8,7	
		Полная	МВт	9,3	9,7	8,8	6,6	1,7	0,1	0,1	0,1	3,3	6,7	8,9	8,8		
39	с.Аскароро																
	Абзелиловский р-н																
		ОАОРТП	Пар и СВ	Гкал/м	3610	2851	2579	1548	44	0	0	0	0	584	1655	2395	15266
		ПУЖКХ	Пар и СВ	Гкал/м	1262	1098	1148	879	300	156	156	156	422	1571	1363	1650	10161
		МПМК	Пар и СВ	Гкал/м	724	635	583	400	132	0	0	0	200	420	562	688	4344
			Всего	Гкал/м	5596	4584	4310	2827	476	156	156	156	622	2575	3580	4733	29771
				Гкал/ч	7,52151	6,58621	5,79301	3,92639	0,63978	0,21667	0,20968	0,20968	0,86389	3,46102	4,97222	6,36156	
			Пост.сост.	Гкал/м	156	156	156	156	156	156	156	156	156	156	156	156	
				Гкал/ч	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
			Доп.сост.	Гкал/м	5440	4428	4154	2671	320	0	0	0	466	2419	3424	4577	
			Гкал/ч	7,3	6,4	5,6	3,7	0,4	0,0	0,0	0,0	0,6	3,3	4,8	6,2		
		Эл.мощн.															
		Пост.сост.	МВт	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18		
		Доп.сост.	МВт	6,1	5,3	4,7	3,1	0,4	0,0	0,0	0,0	0,5	2,7	4,0	5,1		
		Полная	МВт	6,27	5,48	4,83	3,27	0,54	0,18	0,18	0,18	0,72	2,89	4,14	5,30		



Продолжение приложения 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
49	с.Караидель	Всего	Гкал/м	3000	2429	1786	1143	0	0	0	0	0	1143	1786	3000	14287
	Караиделський р-н		Гкал/ч	4,0	3,5	2,4	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	2,5	4,0	
		Эл.мощн.	МВт	3,4	2,9	2,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	2,1	3,4	
50	Благоварский р-н	Всего	Гкал/м	2575	2277	2005	1125	247	0	0	0	0	1208	1793	2346	13576
	ПУЖКХ		Гкал/ч	3,5	3,3	2,7	1,6	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	2,5	3,2	
		Эл.мощн.	МВт	2,9	2,7	2,2	1,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4	2,1	2,6	
51	РТП	Всего	Гкал/м	557	489	432	243	53	0	0	0	0	261	387	506	2928
			Гкал/ч	0,7	0,7	0,6	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,5	0,7	
		Эл.мощн.	МВт	0,6	0,6	0,5	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,4	0,6	
52	к-з "Октябрь"	Всего	Гкал/м	3280	2893	2546	1428	314	0	0	0	0	1535	2277	2979	17252
			Гкал/ч	4,4	4,2	3,4	2,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	2,1	3,2	4,0	
		Эл.мощн.	МВт	3,7	3,5	2,9	1,7	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	1,7	2,6	3,3	
53	с-з "БашЦИК"	Всего	Гкал/м	689	608	535	300	66	0	0	0	0	322	478	625	3623
			Гкал/ч	0,9	0,9	0,7	0,4	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,7	0,8	
		Эл.мощн.	МВт	0,8	0,7	0,6	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,6	0,7	
54	с-з "Мир"	Всего	Гкал/м	192	169	149	84	18	0	0	0	0	90	133	174	1009
			Гкал/ч	0,26	0,24	0,20	0,12	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,12	0,18	0,23	
		Эл.мощн.	МВт	0,22	0,20	0,17	0,10	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,15	0,19	
55	с-з "Благоварский"	Всего	Гкал/м	523	461	406	228	50	0	0	0	0	245	363	475	2751
			Гкал/ч	0,7	0,7	0,5	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,5	0,6	
		Эл.мощн.	МВт	0,6	0,6	0,5	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,4	0,5	
56	с. Старобалтачево	Всего	Гкал/м	1942	17411	1521	1412	995	0	0	0	587	1540	1664	1998	29070
	Балтачевский р-н		Гкал/ч	2,6	25,0	2,0	2,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,8	2,1	2,3	2,7	
		Эл.мощн.	МВт	2,2	20,8	1,7	1,6	1,1	0,0	0,0	0,0	0,7	1,7	1,9	2,2	
57	с. Бураево	Всего	Гкал/м	3700	3700	2910	2400	780	0	0	0	780	2500	3130	3700	23600
	Бураевский р-н		Гкал/ч	5,0	5,3	3,9	3,3	1,0	0,0	0,0	0,0	1,1	3,4	4,3	5,0	
		Эл.мощн.	МВт	4,1	4,4	3,3	2,8	0,9	0,0	0,0	0,0	0,9	2,8	3,6	4,1	
58	с. Зилаир	Всего	Гкал/м	1820	1697	1417	1138	288	0	0	0	0	543	752	1831	9486
	Зилаирский р-н		Гкал/ч	2,4	2,4	1,9	1,6	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	1,0	2,5	
		Эл.мощн.	МВт	2,0	2,0	1,6	1,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,9	2,1	
59	с. Исянгулово	Всего	Гкал/м	4851	4373	2780	2083	441	0	0	0	0	916	3506	5081	24031
	Зианчуринский р-н		Гкал/ч	6,5	6,3	3,7	2,9	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	4,9	6,8	
		Эл.мощн.	МВт	5,4	5,2	3,1	2,4	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	4,1	5,7	

Окончание приложения 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
60	с. Федоровка	Всего	Гкал/м	2979	2671	2367	1297	148	0	0	0	0	916	3506	5081	18965	
	Федоровский р-н		Гкал/ч	4,0	3,8	3,2	1,8	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	4,9	6,8		
		Эл.мощн.	МВт	3,3	3,2	2,7	1,5	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	4,1	5,7		
61	п. Прибельский	Всего	Гкал/м	8332	7537	8248	8202	7173	6207	5770	4744	5200	8248	8904	9360	87925	
	Кармаскалинский р-н		Гкал/ч	11,2	10,8	11,1	11,4	9,6	8,6	7,8	6,4	7,2	11,1	12,4	12,6		
		Пост.сост.	Гкал/м	2411	2411	2411	2411	2411	2411	2411	2411	2411	2411	2411	2411	2411	
			Гкал/ч	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	
		Доп.сост.	Гкал/м	5921	5126	5837	5791	4762	3796	3359	2333	2789	5837	6493	6949		
			Гкал/ч	8,0	7,4	7,8	8,0	6,4	5,3	4,5	3,1	3,9	7,8	9,0	9,3		
		Эл.мощн.															
		Пост.сост.	МВт	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	
		Доп.сост.	МВт	6,6	6,1	6,5	6,7	5,3	4,4	3,8	2,6	3,2	6,5	7,5	7,8		
		Полная	МВт	13,0	12,5	12,9	13,0	11,7	10,7	10,1	8,9	9,6	12,9	13,8	14,1		
	Всего по Республ-ке	Всего	Гкал/м	316962	292027	254083	170000	58817	20126	15782	17153	44478	165847	237282	281771		
	Башкортостан		Гкал/ч	426,024	419,579	341,509	236,111	79,0551	27,9528	21,2124	23,0551	61,775	222,913	329,558	378,724		
		Пост.сост.	Гкал/м	17687	17687	17687	17687	17687	17687	17687	17687	17687	17687	17687	17687	17687	
			Гкал/ч	24,1	24,1	24,1	24,1	24,1	24,1	24,1	24,1	24,1	24,1	24,1	24,1	24,1	
		Доп.сост.	Гкал/м	299275	274340	236396	152313	41130	2439	-1905	-534	26791	148160	219595	264084		
			Гкал/ч	402,3	394,2	317,7	211,5	55,3	3,4	-2,6	-0,7	37,2	199,1	305,0	355,0		
		Эл.мощн.															
		Пост.сост.	МВт	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	
		Доп.сост.	МВт	335,2	328,5	264,8	176,3	46,1	2,8	-2,1	-0,6	31,0	165,9	254,2	295,8		
		Полная	МВт	355,3	348,6	284,9	196,4	66,2	22,9	17,9	19,5	51,1	186,0	274,2	315,9		



## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	3
<b>Глава 1. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МАЛЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ .....</b>	<b>5</b>
<b>1.1. Использование энергии малых рек в мире .....</b>	<b>6</b>
1.1.1. Развитие малой гидроэнергетики в России .....	11
1.1.2. Использование энергии малых рек в Республике Башкортостан ....	15
<b>1.2. Использование энергии ветра.....</b>	<b>17</b>
<b>1.3. Комбинированная выработка энергии на малых газопоршневых установках.....</b>	<b>24</b>
2.1. Энергетическая эффективность производства сельскохозяйственной продукции.....	32
Электрическая и тепловая энергии.....	32
2.2. Построение математической модели затрат на энергоснабжение группы сельскохозяйственных потребителей от ряда источников .....	34
2.3. Постановка транспортной задачи линейного программирования .....	40
Глава 3. оценка возможности использования энергии малых рек для энергоснабжения сельскохозяйственных потребителей Республики Башкортостан.....	42
3.1. Климатические факторы.....	42
3.2. Рельеф.....	44
3.3. Речная сеть .....	48
3.4. Гидроэнергетические ресурсы Башкортостана.....	56
3.4.1. Оценка возможности использования гидроэнергетического потенциала малых рек.....	57
3.4.2. Гидроэнергетический потенциал существующих водохозяйственных объектов.....	67
3.4.3. Техничко-экономические показатели малых ГЭС.....	68
3.5. Опыт эксплуатации гидроэнергетических объектов.....	69
<b>Глава 4. Оценка возможности использования энергии ветра для энергообеспечения сельскохозяйственных потребителей Башкортостана.....</b>	<b>80</b>
<b>4.1. Ветровой режим.....</b>	<b>80</b>
<b>4.2. Потенциальные ветроэнергетические ресурсы .....</b>	<b>88</b>
<b>4.3 Опыт эксплуатации ветроэлектростанций в Республике Башкортостан .....</b>	<b>97</b>
<b>4.4. Техничко-экономические показатели ветроэлектростанций .....</b>	<b>104</b>
<b>4.5. Рекомендации по размещению ветроэлектростанций в Республике Башкортостан .....</b>	<b>106</b>
Глава 5. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ БИОТОПЛИВА ДЛЯ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН.....	108

5.1. Биогаз – продукт метанового сбраживания органических отходов..	108
5.2. Оценка возможности выработки биогаза за счет отходов сельхозпроизводства по Республике Башкортостан.....	120
5.3. Потребность в комбинированном производстве тепла и электроэнергии для сельского хозяйства Республики Башкортостан.....	121
5.4. Техничко-экономические показатели мини-ТЭЦ.....	125
5.5. Опыт использования мини-ТЭЦ в Республике Башкортостан .....	125
<b>ГЛАВА 6. технико-экономическое обоснование рационального использования возобновляемых источников энергии для энергоснабжения сельскохозяйственных потребителей Республики Башкортостан.....</b>	<b>134</b>
6.1. Оценка экономической целесообразности использования возобновляемых источников в Республике Башкортостан .....	134
6.1.1. Оценка экономической целесообразности использования энергии малых рек .....	138
При использовании выражения (6.6) для оценки экономической целесообразности использования энергии малых рек видно, что применение микро- и малых ГЭС экономически целесообразно, если годовые приведенные затраты на них будут равны стоимости вытесняемого органического топлива на базовой установке.....	138
6.1.2. Оценка экономической целесообразности использования энергии ветра .....	140
6.1.3. Оценка экономической целесообразности использования мини-ТЭЦ.....	141
6.2. Существующие тарифы и себестоимость выработки тепловой и электрической энергии от традиционных источников.....	143
6.3. Исходные условия для определения рациональной структуры источников энергоснабжения сельскохозяйственных потребителей Республики Башкортостан.....	144
<b>ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ .....</b>	<b>148</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ .....</b>	<b>150</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЯ</b>	

Издание осуществлено при финансовой поддержке ГУП управление  
«Башмелиоводхоз» (ген. директор доктор с.-х. наук Б.Н. Батанов)

Научное издание

Ренат Рафилович Абдрахманов

Возобновляемые источники энергии Башкортостана

Печатается в авторской редакции

Подписано в печать 22.04.08      Формат 60×80 1/16

Гарнитура NewtonС.

Башгосагроуниверситет,

450001, г. Уфа, ул. 50-летия Октября, 34

Отп. в тип. «Информреклама», 450078, г. Уфа, ул. Ветошникова, 97.

Тел. (347) 25-33-777. E-mail: [informreklama@ufanet.ru](mailto:informreklama@ufanet.ru)

Тир. 500 экз. Зак. 279-И.