

МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО  
ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН

ТАШКЕНТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ  
имени Абу Райхана Беруни

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФАКУЛЬТЕТ

Кафедра «ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ»

на правах рукописи

Расулов Тимур Мамасобирович

## ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МИКРОГЭС ДЛЯ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Специальность: 5А310201 – «Электроснабжение (промышленные предприятия и города)»

### Диссертация

на получение академической степени магистра технических наук

Работа рассмотрена и  
рекомендована к защите

Научный руководитель  
д.т.н., проф. Бобожанов М.К.

Зав. кафедрой  
«Электроснабжение»  
к.т.н., доц. Таслимов А.Д.

«    » \_\_\_\_\_ 2013

ТАШКЕНТ – 2013

## СОДЕРЖАНИЕ

	Аннотация.....	
	Введение.....	
Глава 1.	Состояние вопроса и задачи исследований.....	
1.1	Мировой опыт развития альтернативной энергетики.....	
1.2	Гидроэнергетические ресурсы мира и Узбекистана.....	
1.3	Выводы к главе 1.....	
Глава 2.	Методы построения гидроэлектрических станций.....	
2.1	Классификация гидроэлектрических станций.....	
2.2	Разновидности микрогидроэлектростанций.....	
2.3	Выводы к главе 2.....	
Глава 3.	Методы стабилизации параметров микроГЭС.....	
3.1	Машинно-вентильные системы генерирования электроэнергии и стабилизации ее параметров.....	
3.2	МикроГЭС с вентильным регулированием напряжения по цепи якоря.....	
3.3	Автобалластные системы с фазовым регулированием мощности станции.....	
3.4	Автобалластные системы с дискретным регулированием мощности.....	
3.5	Выводы к главе 3.....	
Глава 4	Эксплуатация микроГЭС совместно с регулятором скорости БАРС-004.....	
4.1	Описание технических параметров микроГЭС.	
4.2	Расчёт вырабатываемой мощности микроГЭС в зависимости от рабочего напора воды.....	
4.3	Расчёт балластной нагрузки.....	
4.4	Определение скорости вращения, при которой начинается	

	самовозбуждение асинхронного генератора.....	
4.5	Выводы к главе 4.....	
	Заключение.....	
	Список использованной литературы.....	

## АННОТАЦИЯ

Во введении дается оценка энергетического положения Узбекистана и обосновывается актуальность направлений исследования в области малой гидроэнергетики.

Первая глава посвящена изучению мирового опыта развития альтернативной энергетики и гидроэнергетических ресурсов мира и Узбекистана.

По методологии Международного Энергетического Агентства к нетрадиционным видам возобновляемых источников энергии относятся - гидроэнергетические ресурсы малой гидроэнергетики, геотермальные источники, энергия солнца, энергия океана, энергия ветра, промышленные и коммунальные отходы, биомасса. Гидроэнергетический потенциал Узбекистана помимо крупных рек состоит из потенциала малых рек, ирригационных каналов и водохранилищ с общим валовым потенциалом по Узбекистану 656 рек с притоками общей площадью водосбора 83369 км<sup>2</sup> оценивается по мощности в 12231 МВт и среднесуточной выработке энергии 107001,05 млн. кВт·ч в год

Вторая глава посвящена изучению методов построения гидроэлектрических станций, составлению классификации гидроэлектрических станций и микрогидроэлектростанций. Гидроэлектрическая станция это комплекс сооружений и оборудования, посредством которых энергия потока воды преобразуется в электрическую энергию. По установленной мощности различают ГЭС мощные (свыше 250 МВт), средние (до 25 МВт), малые (до 5 МВт) и микро (до 0,5 МВт).

Третья глава посвящена изучению методов стабилизации параметров микроГЭС. Здесь подробно изучены машинно-вентильные системы генерирования электроэнергии и стабилизации ее параметров, микроГЭС с вентильным регулированием напряжения по цепи якоря, автобалластные системы с фазовым регулированием мощности станции, автобалластные системы с дискретным регулированием мощности.

Четвертая глава посвящена условиям эксплуатации микроГЭС совместно с регулятором скорости БАРС-004. Изучены технические параметры микроГЭС. Рассчитана вырабатываемая мощность микроГЭС в зависимости от рабочего напора воды, рассчитана балластная нагрузка, определена скорость вращения, при которой начинается самовозбуждение асинхронного генератора, изучен принцип работы регулятора скорости «БАРС – 004», определен принцип подготовки к работе и порядок включения микроГЭС, выявлены возможные неисправности и способы их устранения.

В заключение подводятся итоги научных исследований.

## ВВЕДЕНИЕ

Основу Узбекской энергосистемы составляют крупные тепловые электростанции - Сырдарьинская ГРЭС, Ташкентская ГРЭС, Ново-Ангренская ГРЭС, Навоийская ГРЭС, а также 19 гидроэлектростанций, из которых наиболее крупная - Чарвакская ГЭС.

В настоящее время в целях комплексного использования гидроэнергетического потенциала рек, водохранилищ и каналов для нужд энергетики и ирригации, улучшения электроснабжения сельской местности разработана программа строительства малых гидроэлектростанций [1].

Обеспечение постоянно растущих потребностей в топливно-энергетических ресурсах в различных сферах производства и обслуживания населения неразрывно связано с проблемами их экономии. Несмотря на то, что Узбекистан располагает топливными ресурсами, увеличивающиеся затраты материальных и трудовых средств на добычу и транспорт топлива требуют рационального и эффективного его использования.

Одним из направлений экономии топлива является использование нетрадиционных источников энергии, важное место, среди которых занимает малая гидроэнергетика.

**АКТУАЛЬНОСТЬ РАБОТЫ.** Энергетический кризис, связанный с сокращением запасов органического топлива, и стремительно возрастающие проблемы экологии определяют все больший интерес во всем мире к использованию природных возобновляемых энергоресурсов.

Поэтому на сегодняшний день разработка альтернативных решений использования энергии на основе нетрадиционных подходов является актуальным [2, 3]. Исследования в области использования возобновляемых источников энергии связаны с созданием и практическим применением гелио- и ветроустановок, гидроэлектростанций и различного рода преобразователей. Существуют три основных источника возобновляемой энергии:

- вода (малые ГЭС);
- ветер (ветроэлектростанции);
- солнечная энергетика.

1\4 часть Узбекистана расположена в горной и труднодоступной местности, а также наличие множества малых рек, ирригационных каналов, ручьев, водохранилищ и большого количества зон децентрализованного энергоснабжения, то одним из приоритетных направлений в области ВИЭ для нашего региона является гидроэнергетика. Объясняется это высокой энергетической плотностью потока воды и относительной временной стабильностью режима стока большинства рек. Большая плотность воды по сравнению с воздухом (в 846 раз) определяет, при прочих равных условиях, соответствующее уменьшение массогабаритных и стоимостных показателей рабочего колеса гидротурбины по сравнению с ветроколесом. Стабильность потока воды и широкие возможности по регулированию его энергии позволяют использовать более простые и дешевые системы генерирования и стабилизации параметров производимой электроэнергии. В итоге, гидроэлектростанции производят более дешевую электроэнергию по сравнению с ветроэлектростанциями, а также с энергоустановками, использующими другие виды возобновляемых энергоресурсов [2, 3].

При выборе перспективных направлений развития гидроэнергетики особое внимание нужно обратить на расположение населенных пунктов, территории пригодные для пастбищ, зоны отдыха, земли подсобных хозяйств, коллективных садов и огородов, отдалённых от энергосистемы и не имеющих постоянного энергоснабжения. Наиболее подходящим выходом из данной ситуации является применение стационарных источников питания, к числу которых относится микроГЭС. За счет чего экономятся капиталовложения необходимые для установки ЛЭП и другие электроустановки, а также уменьшается нагрузка энергосистемы.

**ЦЕЛЬЮ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ:** Исследования возможностей использования микроГЭС для систем электроснабжения в условиях Узбекистана.

**ЗАДАЧИ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ:**

- 1) Изучение мирового опыта развития альтернативной энергетики и гидроэнергетических ресурсов мира и Узбекистана.
- 2) Изучение методов построения гидроэлектрических станций.
- 3) Изучение методов стабилизации параметров микроГЭС.
- 4) Изучение электрической схемы регулятора скорости БАРС-004.

**МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ;** В диссертационной работе использованы следующие методы:

- 1) Аналитический метод исследования.
- 2) Графоаналитический метод исследования.
- 3) Методы теории векторной алгебры.

**НАУЧНАЯ НОВИЗНА:**

В результате проведённых теоретических исследований установлено, что одним из самых перспективных вариантов построения стабилизирующих систем бесплотинных микроГЭС, получившим наибольшее распространение во всем мире, являются системы регулирования величины электрической нагрузки станции.

**ПРАКТИЧЕСКОЙ ЦЕННОСТЬЮ** является полное исключение электромеханических устройств из системы стабилизации частоты вращения гидродвигателя. Такая система регулирования может иметь высокое быстродействие, что положительно скажется на качестве выходного напряжения источника электропитания.

**ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ:** Результаты исследований дают основания широкого применения стабилизирующих систем бесплотинных микроГЭС с использованием электрической схемы регулятора скорости БАРС-004 в условиях Узбекистана

**АПРОБАЦИЯ РАБОТЫ:** Результаты работы докладывались и обсуждались на семинаре магистрантов Энергетического факультета, проходившем в 2012-2013 гг.

**ПУБЛИКАЦИИ:** По результатам выполненных исследований сдана в печать статья в ежеквартальный журнал "Техника юлдузлари" ТашГТУ.

**СТРУКТУРА ДИССЕРТАЦИИ:** Диссертация содержит \_\_\_\_\_ страниц машинописного текста, включая \_\_\_\_\_ рисунка и \_\_\_\_\_ таблицы, заключения и списка использованной литературы из \_\_\_\_\_ наименований.

## **Глава 1. СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА И ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЙ**

### **1.1. Мировой опыт развития альтернативной энергетики**

В мировой практике расширяется использование альтернативных источников энергии.

Альтернативная энергетика опирается, в основном, на возобновляемые источники энергии (ВИЭ), которые, в зависимости от технологии применения, подразделяются на традиционные и нетрадиционные[3].

К традиционным источникам ВИЭ относится крупная гидроэнергетика, а также использование посредством прямого сжигания энергии традиционной биомассы (дрова, кукурузы, кизяк и т.п.).

По методологии Международного Энергетического Агентства к нетрадиционным ВИЭ относятся:

- гидроэнергетические ресурсы малой гидроэнергетики до 10 МВт (т.е. кроме крупных ГЭС), которые преобразуют кинетическую энергию воды в электроэнергию (вода при этом никуда не исчезает);
- геотермальные источники, естественным образом поступающие из земной коры в виде горячей воды, тепла или пара;
- энергия солнца;
- энергия океана (приливная, волновая, течений и пр.);
- энергия ветра;
- промышленные и коммунальные отходы (твердые, жидкие, газообразные), способные дать электроэнергию при сжигании, биологическом разложении или иных способах переработки;
- биомасса различного происхождения, как продукт переработки продукции сельского и лесного хозяйства, а также специально

культивируемых для этих целей растений (возможно ежегодное воспроизводство ресурсов).

Кроме этого в последнее время огромное внимание стало уделяться новому направлению нетрадиционной энергетики – водородной энергетике. Также к альтернативной энергетике относятся атомная энергетика и термоядерный синтез. В принципе, к альтернативным источникам энергии могут относиться любые, самые экзотические источники, которые могут заменить традиционное углеводородное сырье.

Преимуществами ВИЭ является воспроизводимый характер основного ресурса для производства энергии, а также высокая экологичность.

В числе основных недостатков ВИЭ – ограниченный доступ к отдельным видам ресурсов (не все страны имеют доступ к морю, гидроресурсам рек, достаточный уровень ветров, достаточное количество солнечных дней в году, достаточное количество земельных и водных ресурсов для выращивания ресурсов для биоэнергетики и т.п.), а также пока еще высокая стоимость создания установок на базе ВИЭ.

Кроме того, альтернативные источники, основанные на природных процессах (ветер, солнечные дни и т.п.), не всегда сопряжены по времени производства электроэнергии с периодом потребности в ней, что делает эти источники недостаточно устойчивыми с позиции сезонности и ритмичности производства, а также требует их комбинирования с традиционными источниками.

Вместе с тем, перспективы ВИЭ связываются с их устойчивостью в долгосрочном плане, поскольку их потенциал огромен и в обозримом будущем по ряду видов практически безграничен.

Однако в конечном балансе мирового потребления энергии доля ВИЭ составляет пока около 13%, а с учетом крупных гидроэлектростанций не превышает 18-20%. При этом на долю нетрадиционных источников энергии приходится лишь 2,5-3,5%.

Очевидно, что существует очень большой разрыв между теоретическим потенциалом ВИЭ (теоретическая оценка ресурсов альтернативной энергетики) и фактически используемым потенциалом. Теоретический потенциал ВИЭ (даже при исключении трудно осваиваемой геотермальной энергии), превышает годовой объем мирового производства ВИЭ почти в 9 тысяч раз. Наибольшим теоретическим потенциалом обладает солнечная энергетика, которая сама по себе превышает существующий объем производства первичных энергетических ресурсов в 8,8 тысяч раз (табл. 1.1).

Даже технический потенциал ВИЭ (потенциальные мощности установок на базе ВИЭ при существующих технологиях) в настоящее время в 17 раз превышает годовой объем мирового производства всех первичных ресурсов (445 ЭДж в 2006 г.)[4].

Таблица 1.1

Потенциал возобновляемых источников энергии в мире (Эдж/год)

Источник энергии	Освоенный потенциал	Технический потенциал (возможный к освоению при нынешнем техническом уровне)	Валовой (теоретический) потенциал
Гидроэнергия	24,0	50,0	150,0
Энергия биомассы	50,0	Более 250	2900
Солнечная энергия	3,0	Более 1600	3900000
Ветровая энергия	0,5	600	6000
Геотермальная энергия	2,5	5000	140000000
Энергия морей и океанов	-	-	7400
Всего	80	Более 7500	Более 143000000

Учитывая, что по расчетам экспертов нынешние мировые запасы основных первичных углеводородных ресурсов хватят при современном уровне их использования на 40-50 лет, необходимо обеспечить их замену альтернативными видами топлива.

Наиболее широко распространено использование ВИЭ в Китае, США, Германии, Испании, Индии и Японии [3].

Однако в Узбекистане этот процесс развивается крайне медленно. Экономика страны построена на использовании преимущественно

углеводородного сырья, которое в подавляющей части направляется на внутренние нужды.

Несмотря на наличие богатых запасов углеводородного сырья в Узбекистане, эти источники энергии являются невозобновляемыми. К примеру, имеющихся в Узбекистане запасов угля хватит только на ближайшие 40-50 лет, нефти – на 10-12 лет, природного газа – на 28-30 лет. Кроме того, Узбекистан в дополнение к экспортным поставкам природного газа, осуществляемым в северном направлении, готовится к подписанию долгосрочного контракта по поставкам газа в восточном направлении (не менее 10 млрд.куб.м. сроком не менее, чем на 25 лет). Другим направлением диверсификации газовых поставок может быть западный рынок.

При этом Узбекистан обладает большим потенциалом альтернативных источников энергии, которые, по оценкам экспертов в три раза превышают ресурсы органического невозобновляемого топлива. В стране более 300 солнечных дней в году, имеются продуваемые ветром территории, а также горные реки, которые можно использовать для генерации электроэнергии. Такой богатый природный потенциал необходимо использовать по назначению, широко применять на практике высокоэффективные возобновляемые источники энергии, популярность которых растет во всем мире.

## **1.2. Гидроэнергетические ресурсы мира и Узбекистана**

Уровень развития гидроэнергетики в разных странах и на разных континентах неодинаков. Больше всего гидроэлектроэнергии производят Соединенные Штаты, за ними идут Россия, Украина, Канада, Япония, Бразилия, КНР и Норвегия [2, 3].

Неосвоенные гидроэнергетические ресурсы Африки, Азии и Южной Америки открывают широкие возможности строительства новых гидроэлектростанций (ГЭС). На Северную Америку, в распоряжении которой

находится всего около 13% мировых ресурсов гидроэнергетики, приходится около 35% полной мощности действующих ГЭС. В то же время Африка (21% мировых гидроэнергетических ресурсов) и Азия (39%) вносят лишь 5 и 18% соответственно в мировую выработку гидроэлектроэнергии. Из остальных континентов Европа (21% ресурсов) дает 31% выработки, а Южная Америка и Австралия, вместе взятые, располагая примерно 15% ресурсов, дают только 11% производимой в мире гидроэлектроэнергии.

В Узбекистане существуют две крупные речные системы - Амударья и Сырдарья. Обе эти реки текут на северо-запад и заканчиваются в Аральском море. Большинство ГЭС в Узбекистане расположены на Сырдарье и ее притоках.

К началу третьего тысячелетия 30 ГЭС Узбекистана общей мощностью 1684 МВт, вырабатывали до 6,4 млрд. кВт·ч электроэнергии в год. При этом используется только 30% имеющихся в Республике гидроэнергетических ресурсов крупных рек. Помимо крупных рек имеется достаточно большой потенциал малых рек, ирригационных каналов и водохранилищ с общим валовым потенциалом по Узбекистану 656 рек с притоками общей площадью водосбора 83369 км<sup>2</sup> оценивается по мощности в 12231 МВт и среднемноголетней выработке энергии 107001,05 млн. кВт·ч в год (табл. 1.2).

Существующие в мире на сегодняшний день техника и технологии (технический потенциал) позволяют использовать 1/4 часть валового потенциала, т.е. более 7221 МВт установленных мощностей с годовой выработкой 27 млрд. кВт·ч. Установленные мощности ГЭС Узбекистана на 01.01.2005г. (табл. 1.3) [2].

Таблица 1.2

Гидроэнергетический потенциал рек Узбекистана

Гидроэнергетический потенциал	К-во ГЭС	Мощность, МВт	Энергия	
			млрд. кВт·ч/год	млн. т н.э./год
1	2	3	4	5
Валовой потенциал основных рек		9895,57	93,03	8,00

Валовой потенциал малых рек, водохранилищ и каналов	4255	2335,43	13,97	1,20
<b>Суммарный валовой потенциал гидроресурсов</b>		<b>12231,00</b>	<b>107,00</b>	<b>9,20</b>
Технический потенциал основных рек	250	5830,00	21,09	1,81

Продолжение табл. 1.2

1	2	3	4	5
Технический потенциал основных рек в % к валовому потенциалу		58,9	22,7	22,7
Технический потенциал малых рек	1100	266,74	1,53	0,13
Технический потенциал водохранилищ	42	495,14	1,33	0,11
Технический потенциал основных каналов	98	629,99	3,06	0,26
Технический потенциал малой гидроэнергетики	1240	1391,9	5,92	0,5
Технический потенциал малой гидроэнергетики в % к валовому потенциалу		59,6	42,3	41,7
<b>Суммарный технический потенциал гидроресурсов</b>	<b>1490</b>	<b>7221,87</b>	<b>27,01</b>	<b>2,32</b>
Суммарный технический потенциал гидроресурсов в % к валовому потенциалу		59,0	25,2	25,2
Освоенный потенциал основных рек	35	1833,80	7,68	0,66
Освоенный потенциал основных рек в% к техническому потенциалу		25,40	36,4	36,4
Освоенный потенциал малых рек, водохранилищ и каналов		517,8	1,85	0,16
Освоенный потенциал малых рек, водохранилищ и каналов в % к техническому потенциалу		37,2	31,2	32,0
Экономический потенциал малых рек,		613	2,19	0,19

водохранилищ и каналов				
Экономический потенциал малых рек, водохранилищ и каналов в % к техническому потенциалу		45,3	37,0	38,0

Таблица 1.3

Установленная мощность ГЭС Узбекистана на 01.01.2005г.

Наименование каскада	Наименование ГЭС	Вырабатываемая мощность (МВт)
1	2	3
Каскад Урта-Чирчикских ГЭС	Чарвакская ГЭС	620,5
	Хаджикенская ГЭС	165,0
	Газалкентская ГЭС	120,0
Каскад Чирчик ГЭС	ГЭС Логинова	84,0
	ГЭС Тавакская	72,0
	ГЭС Ак-кавак- 1	34,7
Каскад Кадырьских ГЭС	Кадырьинская ГЭС	13,2
	Кибрайская ГЭС	11,2
	ГЭС Ак-кавак-2	9,0
	Саларская ГЭС	11,2
Каскад Ташкентских ГЭС	ГЭС Боз-су	4,0
	ГЭС Бурджар	6,4
	ГЭС Шейхантаур	3,6
	ГЭС Ак-Тепе	15,0
Каскад Нижне-Бозсуйских ГЭС	ГЭС Н-Боз-Су-1	10,7
	ГЭС Н-Боз-Су-2	7,0
	ГЭС Н-Боз-Су-3	11,2
	ГЭС Н-Боз-Су-4	17,6
	ГЭС Н-Боз-Су-6	4,4
Фархадская ГЭС		126,0
Ферганские	ГЭС всего	32,9

	в т.ч. ГЭС Кудаш	5,0
Каскад Шаариханских ГЭС	Шаариханская ГЭС-6	27,9
	Шаариханская ГЭС-7	11,4
	ГЭС ЮФК-1	2,1
	ГЭС ЮФК-3	6,3
Каскад Самаркандских ГЭС	ГЭС Талигулян-1	3,0
	ГЭС Хищрау	21,9

Продолжение табл. 1.3

1	2	3
	ГЭС Иртыкар	6,4
	ГЭС Талигулян-3	8,8
Блок станций	Андижанская ГЭС	140,0
	Туямунская ГЭС	150,0

Валовой потенциал малых рек, водохранилищ и крупных каналов относительно не высок. Он составляет всего 2% от общего объема первичных энергетических ресурсов и 13% от общего валового потенциала гидроэнергетических ресурсов страны. Одновременно он не обладает достаточной устойчивостью, поскольку сильно зависит от климатических условий и уровня так называемой «водности» года. Из 14 административно-территориальных единиц страны он [2], в той или иной степени, имеется лишь в 8 регионах, а в значимых объемах – лишь в **Ташкентской, Сурхандарьинской и Наманганской** областях (табл. 1.4).

Таблица 1.4

Валовой энергетический потенциал малых рек в разрезе регионов

Наименование областей	Потенциальное число ГЭС, шт.	Суммарная мощность, МВт	Потенциальная суммарная среднееголетняя выработка электроэнергии	
			млн. кВт·ч/год	тыс. т н.э./год
Джизакская	542	13,54	81,24	6,99
Кашкадарьинская	613	164,09	98,54	84,67
Навоийская	173	8,84	53,01	4,56

Наманганская	488	227,64	1365,84	117,46
Самаркандская	412	58,06	348,33	28,96
Сурхандарьинская	561	401,04	2406,21	206,93
Ташкентская	1424	1309,58	7857,48	675,74
Ферганская	42	152,65	869,42	74,77
Всего	4255	2335,43	13966,07	1201,08

Сток саев и временных водотоков формируется на небольших по размеру площадях ( $Q < 100 \text{ км}^2$ , редко до  $200 \text{ км}^2$ ) с низкорасположенными водосборами ( $H_{\text{ср}} = 1500-1200 \text{ м}$ ) водотоков. Высотное положение водосборов определяет тип питания водотоков - у саев преимущественно тип питания снегово-дождевое, а у временных водотоков, в основном, дождевое. Сток по типичным саям формируется в период февраля-июня месяцев, при объеме прохождения стока за это время от 80 до 100 % от годовых значений. За стоком саев ведутся периодические наблюдения, однако их недостаточно для достоверной оценки стока саев в различные по водности годы. Учитывая это обстоятельство, необходимо ознакомиться со специальной работой по уточнению водных ресурсов, саев и водотоков, которая основывается как на натурные наблюдения за саями, так и на расчетные данные.

В табл. 1.5 приведена информация о саях и временных водотоках, сток которых не учитывается действующими гидропостами на реках, и сток которых до рек практически не доходит. Из табл. 1.5 видно, что средние расходные характеристики по отдельным саям колеблются от минимальных  $0,01 \text{ м}^3/\text{сек}$  до максимального значения  $0,93 \text{ м}^3/\text{сек}$ . Среднегодовой расход воды по всем рассмотренным саям составляет  $21,9 \text{ м}^3/\text{сек}$  или  $0,67 \text{ км}^3/\text{год}$ .

Совершенно иная характеристика саев может быть представлена в период их активной селедеятельности. Так, на саях с низкорасположенными водосборами, дождевая составляющая части стока может значительно превышать талую от снега и в случаях прохождения интенсивных кратковременных дождей, возможно образование больших расходов воды, что зачастую приводит к образованию селей. По имеющимся данным максимальные значения расходов воды

по отдельным саям могут возрастать до 65-80 м<sup>3</sup>/сек, что превышает многократно осредненные значения стока саев приведенных в табл. 1.5.

Таблица 1.5

Водные ресурсы саев и временных водотоков (м<sup>3</sup>/с)

по административным областям Республики Узбекистан.(Расчетные данные)

Река	Среднее Q	Река	Среднее Q
1	2	3	4
Ташкентская область			
Акча	0,75	Ручей Угам	0,08
Шавазсай	1,08	Чавлисай	0,32
Алмалыксай	0,77	Ташсай	0,08
Гошсай	0,2	Беляутсай	0,16
Гушсай	1,84	Заркентсай	0,08
Сегенек	0,15	Самсарексай	0,26
Кандыр	0,38	Каравансай	0,88
Ургаз	0,27	Улькутатчисай	0,17
Безымянный- 1	0,1	Карабастау	0,05
Безымянный-2	0,2	Акбердысай	0,14
Каракыясай	0,24	Карабашсай	0,02
Ручей Бадамсай	0,18	Акулугбашисай	0,2
Таваксай	0,12	Каравансай	0,1
Азадбашсай	0,2	Чимбалыксай	0,13
Итого, м <sup>3</sup> /с км <sup>3</sup> /год	9,15 0,289		
Джизакская область			
Мадзерсай	0,36	Тегермансай	0,75
Андынгенсай	0,18	Нарвансай	0,85
Хаятсай	0,32	Чарваксай	0,37
Софوراتсай	0,16	Нучкальтсай	0,28
Учнасай	0,32	Аккургансай	0,49
Кельвасай	0,2	Кокджар	0,52
Илачисай	0,2	Османсай	0,02
Чагалаксай	0,32	Рават	0,22
Михаянсай	1,31	Джантуг	0,36
Дживандысай	0,89	Зафарабатсай	0,1
Катасай	1,13	Куруксай	0,57
Сайхан	0,01	Арджазсай	0,01
Ардакшан	0,03	Ачсай	0,08
Пшагарсай	0,04	Коляри	0,01

Продолжение табл. 1.5

1	2	3	4
Тутаксай	0,01	Сегусек	0,01
Шурабсай	0,03	Туркмен	0,06
Джалаир	0,06		
Итого, м <sup>3</sup> /с км <sup>3</sup> /год	10,27 0,32		
Навоийская область			
Сентябсай	0,25	Кичканасай	0,11
Сопсай	0,19	Лянгарсай	0,71
Авгансай	0,12	Коксарасай	0,92
Сарыча	0,14	Сарныч	0,26
Кичар	0,09	Беренсай	0,26
Итого, м <sup>3</sup> /с км <sup>3</sup> /год	3,05 0,09		
Самаркандская область			
Гудара	0,88	Каратамок	0,19
Наукатсай	0,39	Андаксай	0,13
Гиждунсай	0,49	Канга-хона	0,20
Ахчобсай	0,53	Катасай	0,26
Кузичисай	0,44	Муминабадский	0,27
Итого, м <sup>3</sup> /с км <sup>3</sup>	3,78 0,12		
Сурхандарьинская область			
Шурчи	0,18	Ханджар	0,07
Пульхаким	0,77	Камыкклау	0,02
Акджар	0,27	Узункудук	0,03
Кофрун	0,93	Пойзева	0,08
Тамыркуль	0,08	Аргамчи	0,27
Когпы	0,09	Тамчи	0,13
Итого, м <sup>3</sup> /с км <sup>3</sup> /год	2,92 0,09		
Кашкадарьинская область			
Гульдары	0,13	Каракия	0,02
Акрабат	0,21	Талысай	0,16
Гарханчмсай	0,41	Толясай	0,12

1	2	3	4
Кумдарьт	0,51	Бозсай	0,32
Итого, м <sup>3</sup> /с км <sup>3</sup> /год	1,88 0,06		
Всего по Узбекистану, м <sup>3</sup> /с км <sup>3</sup> /год	21,9 0,67		

Вместе с тем, валовой потенциал малых рек технически сегодня можно использовать лишь на 11% из-за недостаточности построенных на них малых и микрогидроэлектростанций (микроГЭС). Наибольшими возможностями здесь обладают ресурсы в **Ташкентской, Сурхандарьинской и Наманганской** областях, где уровень использования гидропотенциала малых рек пока крайне низок (табл. 1.6).

Таблица 1.6

## Технический потенциал малых рек Узбекистана в разрезе регионов

Наименование областей	К-во ГЭС,	Суммарная мощность МВт,	Суммарная среднееголетняя выработка электроэнергии		
			млн. кВт·ч/год	тыс. т н.э./год	в % к валовому потенциалу
Джизакская	224	4,637	28,733	2,471	35,3
Кашкадарьинская	199	28,795	169,175	14,549	17,1
Навоийская	85	2,671	15,850	1,363	29,9
<b>Наманганская</b>	<b>33</b>	<b>8,255</b>	<b>49,540</b>	<b>4,260</b>	<b>3,6</b>
Самаркандская	161	12,575	75,715	6,511	22,5
<b>Сурхандарьинская</b>	<b>192</b>	<b>46,133</b>	<b>275,950</b>	<b>23,732</b>	<b>11,5</b>
<b>Ташкентская</b>	<b>186</b>	<b>115,110</b>	<b>691,200</b>	<b>59,443</b>	<b>8,8</b>
Ферганская	19	48,560	225,940	19,431	26,0
Всего	1100	266,736	1532,100	131,760	11,0

Помимо малых рек определенным потенциалом производства гидроэнергии обладают водохранилища, а также магистральные каналы.

Технический потенциал малых ГЭС демонстрирует потенциальную возможность внедрения дополнительных 14 малых ГЭС мощностью 10-20 МВт каждая суммарной мощностью 87 МВт при водохранилищах (табл.1.7).

В табл.1.8 приводятся данные по техническому потенциалу малых ГЭС на магистральных каналах, который составляет свыше 600 МВт.

Таблица 1.7

Технический гидроэлектрический потенциал малых ГЭС  
при водохранилищах

№	Область	К-во ГЭС, шт.	Суммарная мощность, МВт	Суммарная среднесуточная выработка электроэнергии	
				млн. кВт·ч/год	тыс. т н.э./год
1	2	3	4	5	6
Действующие водохранилища					
1	Ташкентская	3	28,20	57,60	4,95
2	Андижанская	1	1,80	13,30	1,14
3	Ферганская	3	23,04	34,20	2,94
4	Наманганская	2	9,95	32,90	2,83
5	Джизакская	3	3,07	8,40	0,72
6	Самаркандская	1	10,50	28,00	2,41
7	Бухарская	1	3,80	10,00	0,86
8	Хорезмская	2	36,00	56,50	4,86
9	Кашкадарьинская	5	74,13	156,20	13,43
10	Сурхандарьинская	2	20,36	42,00	3,61
Итого		23	210,85	439,10	37,76
Строящиеся водохранилища					
1	Ферганская	1	14,00	70,00	6,02
2	Наманганская	1	0,78	3,57	0,31
3	Джизакская	1	1,50	3,00	0,26
4	Сурхандарьинская	2	181,00	520,00	44,72
Итого		5	197,28	596,57	51,31
Перспективные водохранилища					
1	Ташкентская	1	60,00	210,00	18,06
2	Самаркандская	4	9,16	31,47	2,71
3	Бухарская	2	4,42	18,13	1,56

Продолжение табл. 1.7

1	2	3	4	5	6
4	Кашкадарьинская	5	13,16	34,19	2,94
5	Каракалпакстан	2	0,27	1,55	0,13
Итого		14	87,01	295,35	25,40
Всего		42	495,14	1331,02	114,47

Таблица 1.8

Технический гидроэлектрический потенциал малых ГЭС  
при магистральных каналах

№	Область	К-во ГЭС, шт.	Суммарная мощность, МВт	Суммарная среднеголетняя выработка электроэнергии	
				млн. кВт·ч/год	тыс. т н.э./год
Действующие магистральные оросительные каналы					
1	Ташкентская	5	37,30	219,00	18,80
2	Андижанская	16	194,10	830,00	71,38
3	Ферганская	6	54,50	125,90	10,83
4	Наманганская	2	58,90	210,00	18,06
5	Самаркандская	38	141,62	508,40	43,72
Итого		67	486,52	1893,30	162,82
Проектируемый Амударьинский правобережный магистральный коллектор					
6	Сурхандарьинская	25	114,62	925,00	79,55
Перспективный канал хозяйственного питьевого водоснабжения из р. Пяндж					
7	Бухарско-Хорезмская	6	28,85	244,90	21,06
<b>Всего</b>		<b>98</b>	<b>629,99</b>	<b>3063,20</b>	<b>263,44</b>

Помимо развития большой и малой гидроэнергетики в Узбекистане имеется потенциал для развития микроГЭС (станции мощностью до 2 кВт).

МикроГЭС – надежные, экологически чистые, компактные, быстро окупаемые источники электроэнергии для сельских населенных пунктов, фермерских хозяйств, небольших производств в отдаленных горных и труднодоступных районах, где нет поблизости линий электропередач. Они обладают высокими энергетическими характеристиками и предназначены

для выработки электроэнергии без сооружения плотины за счет использования энергии самотечного потока воды.

Например, микроГЭС мощностью 5 кВт позволит обеспечить электроэнергией отдельные, удаленные от поселков и централизованных электрических сетей, мелкие хозяйства, а установка мощностью более 10 кВт даст возможность организовать предприятие по переработке получаемой сельскохозяйственной продукции.

Подтверждена техническая возможность освоения гидроресурсов еще 27 рек, на которых можно установить 1101 микроГЭС суммарной мощностью 304 МВт и суммарной выработкой 1764 ГВт·ч.

Освоенный потенциал малой энергетики составляет 31-37% от технического потенциала. Вместе с тем, экономический потенциал развития малой энергетики более высок и по самым скромным расчетам в настоящее время составляет 37-38%. Это связано с относительно невысокой себестоимостью производства электроэнергии на малых реках. Примеры расчетов экономической окупаемости проектов [], реализуемых в настоящее время, приведены в табл.1.9. При этом реализация проектов с использованием механизма чистого развития могла бы заметно повысить экономическую эффективность проектов.

Таблица 1.9

Экономическая эффективность реализуемых проектов строительства малых ГЭС

Технология ВИЭ		Срок окупаемости (лет)		
		требование инвестора	при действующих ценах на энергию	
			без углеродных доходов	с углеродными доходами
Малые ГЭС	Гулба	12 лет	7,2	6,8
	Камолот		3,9	3,6
	Каркидонская		3,2	3,0
	Шаударская		6,0	5,6
	Багишамальская		6,7	6,1

Для развития малых ГЭС в Узбекистане в 1995 году принята «Программа развития малой гидроэнергетики в Республике Узбекистан», которая осуществляется в системе Минсельводхоза республики. В 2003 году была введена в строй первая гидроэлектростанция, построенная по этой программе – Ургутская ГЭС (Самаркандская область) мощностью 3 МВт и годовой выработкой около 10 млн. кВт·ч. В 2006 году были введены в строй два энергоблока Туполангской ГЭС (Сурхандарьинская область), каждый мощностью по 15 МВт. Два энергоблока, поставленные под нагрузку, суммарно могут вырабатывать в год 63 млн. кВт·ч электроэнергии. Стоимость строительства энергоблоков составила около 24 миллиона долларов США. Финансирование проекта осуществлялось за счет средств от реализации электроэнергии на действующих гидроэлектростанциях министерства сельского и водного хозяйства.

В 2010 году в Ташкентской области с использованием кредитных ресурсов Эксимбанка Китая построены малая гидроэлектростанция при Ахангаранском водохранилище, а также Андижанская ГЭС-2 при Андижанском водохранилище.

Мощность установленных на Ахангаранской ГЭС двух гидроагрегатов составляет 21 МВт. Новый энергетический объект при Ахангаранском водохранилище уже выработал более 300 миллионов кВт·ч электроэнергии. Пуск двух агрегатов увеличил потенциал энергосистемы Минсельводхоза Узбекистана на 66,5 млн. кВт·ч в год.

Мощность Андижанской ГЭС-2 – 50 МВт. Среднегодовая выработка – 171,1 млн. кВт·ч. В здании Андижанской ГЭС-2 установлены два гидроагрегата мощностью по 25 МВт, работающих при расчётном напоре 82 м и расчётном расходе 70,4 м<sup>3</sup>/сек.

С 2011 года запущена новая ГЭС в Кашкадарьинской области. Новая станция будет работать в основном в период вегетации посевов

зерноколосовых и других культур, вырабатывая в сутки около одного миллиона киловатт-часов электроэнергии. В целях развития гидроэнергетики в республике готовятся также проекты строительства нескольких новых малых гидроэлектростанций.

С учетом экономической эффективности проектов, СО «Узсувэнерго» разработало программу развития малой гидроэнергетики на 2011-2015 гг. со строительством 140 малых ГЭС, в том числе первой очереди – наиболее рентабельных 20 ГЭС ориентировочной стоимостью 260 млн. долларов. Реализация отраслевой программы позволит до конца 2015 г. увеличить генерирующие мощности Минсельводхоза до 613 МВт и довести выработку электроэнергии на малых ГЭС до 2,19 млрд. кВт·ч. Финансирование этой программы будет осуществляться за счет средств, получаемых от реализации электроэнергии на действующих ГЭС, а также зарубежных кредитов.

С учетом роста стоимости тарифов на электроэнергию, экономическая эффективность малой гидроэнергетики заметно возрастает и, по экспертным расчетам к 2020 году может составить до 50-60% от технического потенциала.

### **1.3. Выводы к главе 1**

1. Основное препятствие для широкого распространения ВИЭ – их более низкая экономическая эффективность по сравнению с традиционными источниками.

2. Достаточно высокий гидроэнергетический потенциал республики, неосвоенность огромной части его водотоков открывают широкие возможности получения «чистой» электроэнергии в условиях Узбекистана с использованием малых ГЭС.

## Глава 2 МЕТОДЫ ПОСТРОЕНИЯ ГИДРОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

### 2.1 Классификация гидроэлектрических станций

Гидроэлектрическая станция (ГЭС), комплекс сооружений и оборудования, посредством которых энергия потока воды преобразуется в электрическую энергию. ГЭС состоит из последовательной цепи гидротехнических сооружений, обеспечивающих необходимую концентрацию потока воды и создание напора, и энергетического оборудования, преобразующего энергию движущейся под напором воды в механическую энергию вращения, которая, в свою очередь, преобразуется в электрическую энергию [16].

Напор ГЭС создаётся концентрацией падения реки на используемом участке плотиной, либо деривацией, либо плотиной и деривацией совместно (рис

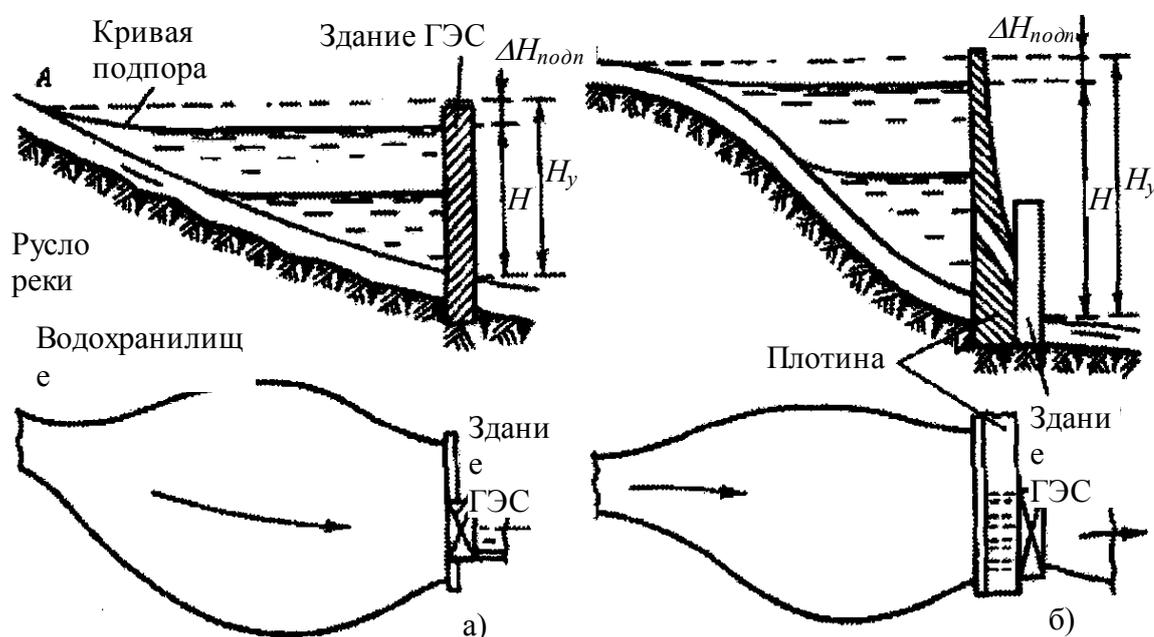


Рис. 2.1 Плотиновые схемы концентрации напора

а) русловая схема

б) приплотинная схема

2.1, 2.2, 2.3). Основное энергетическое оборудование ГЭС размещается в здании ГЭС: в машинном зале электростанции - гидроагрегаты, вспомогательное оборудование, устройства автоматического управления и контроля; в центральном посту управления - пульт оператора-диспетчера или автооператор ГЭС. Повышающая трансформаторная подстанция размещается как внутри здания ГЭС, так и в отдельных зданиях или на открытых площадках.

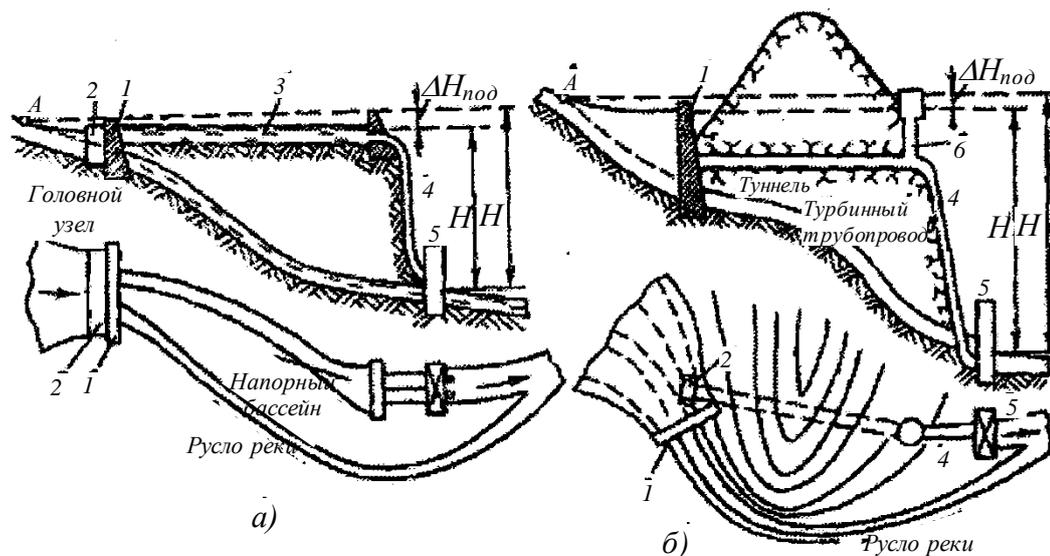


Рис. 2.2 Деривационные концентрации напора

а) с безнапорной деривацией; б) с напорной деривацией; 1-плотина; 2-водоприемник;

Распределительные устройства зачастую располагаются на открытой площадке. Здание ГЭС может быть разделено на секции с одним или несколькими агрегатами и вспомогательным оборудованием, отделённые от смежных частей здания. При здании ГЭС или внутри него создаётся монтажная площадка для сборки и ремонта различного оборудования и для вспомогательных операций по обслуживанию ГЭС.

По установленной мощности различают ГЭС мощные (свыше 250 МВт), средние (до 25 МВт), малые (до 5 МВт) и микро (до 0,5 МВт). Мощность ГЭС зависит от напора  $H_e$  (разности уровней верхнего и нижнего бьефа), расхода воды  $Q$  (м<sup>3</sup>/сек), используемого в гидротурбинах и КПД гидроагрегата  $\eta$ . По ряду причин (вследствие, например, сезонных изменений уровня воды в водоёмах, непостоянства нагрузки энергосистемы, ремонта гидроагрегатов или

гидротехнических сооружений и т.п.) напор и расход воды непрерывно меняются, а кроме того, меняется расход при регулировании мощности ГЭС. Различают годичный, недельный и суточный циклы режима работы ГЭС.

По максимально используемому напору ГЭС делятся на высоконапорные (более 60 м), средненапорные (от 25 до 60 м) и низконапорные (от 3 до 25 м).

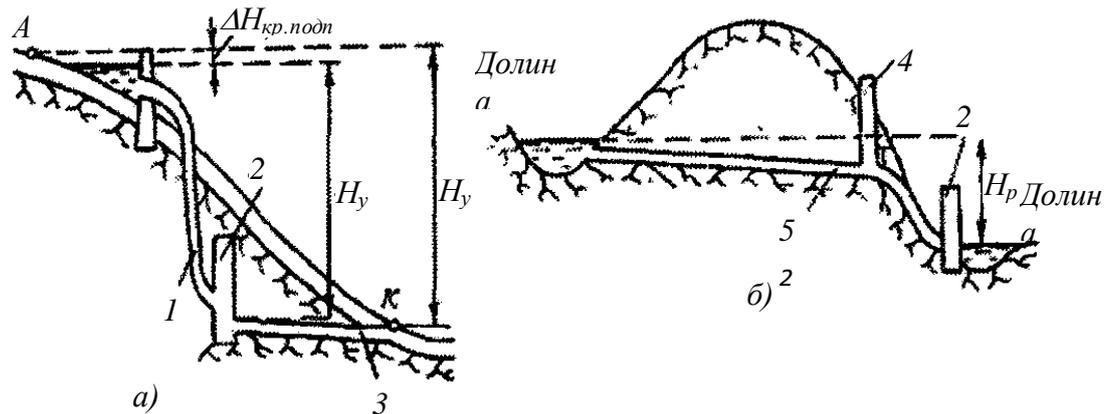


Рис. 2.3 Другие схемы концентраций напора.

а) отводящей деривацией; б) переброской стока; 1-турбинный трубопровод; 2-здание ГЭС; 3-отводящая деривация; 4-

На равнинных реках напоры редко превышают 100 м, в горных условиях посредством плотины можно создавать напоры до 300 м и более, а с помощью деривации - до 1500 м. Классификация по напору приблизительно соответствует типам применяемого энергетического оборудования: на высоконапорных ГЭС применяют ковшовые и радиально-осевые турбины с металлическими спиральными камерами; на средненапорных - поворотлопастные и радиально-осевые турбины с железобетонными и металлическими спиральными камерами, на низконапорных - поворотлопастные турбины в железобетонных спиральных камерах, иногда горизонтальные турбины в капсулах или в открытых камерах. На рис.2.4 изображены общие виды рабочих колёс реактивных турбин. Подразделение ГЭС по используемому напору имеет приблизительный, условный характер.

По схеме использования водных ресурсов и концентрации напоров ГЭС обычно подразделяют на русловые, приплотинные, деривационные с напорной и безнапорной деривацией, смешанные, бесплотинные, гидроаккумулирующие и приливные. В русловых и приплотинных ГЭС напор воды создаётся плотиной, перегораживающей реку и поднимающей уровень воды в верхнем бьефе. При этом неизбежно некоторое затопление долины реки. В случае сооружения двух плотин на том же участке реки площадь затопления уменьшается. На равнинных реках наибольшая экономически допустимая площадь затопления ограничивает высоту плотины. Русловые и приплотинные ГЭС строят и на равнинных многоводных реках и на горных реках, в узких сжатых долинах.

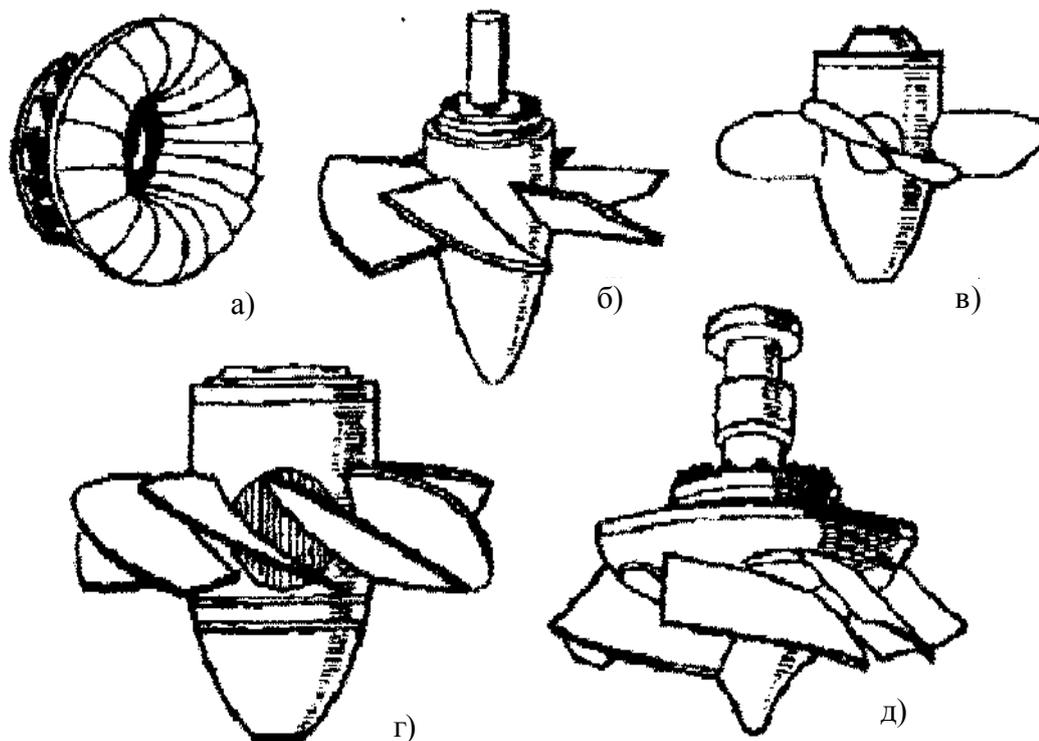


Рис.2.4 Общий вид рабочих колес реактивных турбин.  
а) радиально-осевая; б) пропеллерная; в) поворотн-  
лопастная;

В состав сооружений русловой ГЭС, кроме плотины, входят здание ГЭС и водосбросные сооружения. Состав гидротехнических сооружений, зависит от высоты напора и установленной мощности. У русловой ГЭС здание с размещенными в нём гидроагрегатами служит продолжением плотины и вместе с ней создаёт напорный фронт. При этом с одной стороны к зданию ГЭС примыкает

верхний бьеф, а с другой - нижний бьеф. Подводящие спиральные камеры гидротурбин своими входными сечениями закладываются под уровнем верхнего бьефа, выходные же сечения отсасывающих труб погружены под уровнем нижнего бьефа.

В соответствии с назначением гидроузла в его состав могут входить судоходные шлюзы или судоподъёмник, рыбопропускные сооружения, водозаборные сооружения для ирригации и водоснабжения. В русловых ГЭС иногда единственным сооружением, пропускающим воду, является здание ГЭС. В этих случаях полезно используемая вода последовательно проходит входное сечение с мусорозадерживающими решётками, спиральную камеру, гидротурбину, отсасывающую трубу, а по специальным водоводам между соседними турбинными камерами производится сброс паводковых расходов реки. Для русловых ГЭС характерны напоры до 30-40 м; к простейшим русловым ГЭС относятся также ранее строившиеся сельские ГЭС небольшой мощности. На крупных равнинных реках основное русло перекрывается земляной плотиной, к которой примыкает бетонная водосливная плотина и сооружается здание ГЭС.

При более высоких напорах оказывается нецелесообразным передавать на здание ГЭС гидростатическое давление воды. В этом случае применяется тип приплотинной ГЭС, у которой напорный фронт на всём протяжении перекрывается плотиной, а здание ГЭС располагается за плотиной, примыкает к нижнему бьефу. В состав гидравлической трассы между верхним и нижним бьефом ГЭС такого типа входят глубинный водоприёмник с мусорозадерживающей решёткой, турбинный водовод, спиральная камера, гидротурбина, отсасывающая труба. В качестве дополнительных сооружений в состав узла могут входить судоходные сооружения и рыбоходы, а также дополнительный водосброс [7, 8].

Другой вид компоновки приплотинных ГЭС, соответствующий горным условиям, при сравнительно малых расходах реки, характерен для Нурекской ГЭС на р. Вахш (Средняя Азия), проектной мощностью 2700 МВт. Здание ГЭС

открытого типа располагается ниже плотины, вода подводится к турбинам по одному или нескольким напорным туннелям. Иногда здание ГЭС размещают ближе к верхнему бьефу в подземной (подземная ГЭС) выемке. Такая компоновка целесообразна при наличии скальных оснований, особенно при земляных или набросных плотинах, имеющих значительную ширину. Сброс паводковых расходов производится через водосбросные туннели или через открытые береговые водосбросы.

В деривационных ГЭС концентрация падения реки создаётся посредством деривации; вода в начале используемого участка реки отводится из речного русла водоводом, с уклоном, значительно меньшим, чем средний уклон реки на этом участке и со спрямлением изгибов и поворотов русла. Конец деривации подводят к месту расположения здания ГЭС. Отработанная вода либо возвращается в реку, либо подводится к следующей деривационной ГЭС. Деривация выгодна тогда, когда уклон реки велик. Деривационная схема концентрации напора в чистом виде (бесплотинный водозабор или с низкой водозаборной плотиной) на практике приводит к тому, что из реки забирается лишь небольшая часть её стока. В других случаях в начале деривации на реке сооружается более высокая плотина и создаётся водохранилище: такая схема концентрации падения называется смешанной, т.к. используются оба принципа создания напора. Иногда, в зависимости от местных условий, здание ГЭС выгоднее располагать на некотором расстоянии от конца используемого участка реки вверх по течению; деривация разделяется по отношению к зданию ГЭС на подводящую и отводящую. В ряде случаев с помощью деривации производится переброска стока реки в соседнюю реку, имеющую более низкие отметки русла. Характерным примером является Ингурская ГЭС, где сток р. Ингури перебрасывается туннелем в соседнюю р. Эрисцкали (Кавказ) [8].

Сооружения безнапорных деривационных ГЭС состоят из трёх основных групп: водозаборное сооружение, водоприёмная плотина и собственно деривация (канал, лоток, безнапорный туннель). Дополнительными сооружениями на

ГЭС с безнапорной деривацией являются отстойники и бассейны суточного регулирования, напорные бассейны, холостые водосбросы и турбинные водоводы. Крупнейшая ГЭС с безнапорной подводящей деривацией - ГЭС Роберт-Мозес (США) мощностью 1950 МВт, а с безнапорной отводящей деривацией - Ингурская ГЭС (СНГ) мощностью 1300 МВт.

На ГЭС с напорной деривацией водовод (туннель, металлическая, деревянная или железобетонная труба) прокладывается с несколькими большим продольным уклоном, чем при безнапорной деривации. Применение напорной подводящей деривации обуславливается изменчивостью горизонта воды в верхнем бьефе, из-за чего в процессе эксплуатации изменяется и внутренний напор деривации. В состав сооружений ГЭС этого типа входят: плотина, водозаборный узел, деривация с напорным водоводом, стационарный узел ГЭС с уравнивающим резервуаром и турбинными водоводами, отводящая деривация в виде канала или туннеля (при подземной ГЭС). Крупнейшая ГЭС с напорной подводящей деривацией - Нечако-Кемано (Канада) проектной мощностью 1792 МВт.

ГЭС с напорной отводящей деривацией применяется в условиях значительных изменений уровня воды в реке в месте выхода отводящей деривации или по экономическим соображениям. В этом случае необходимо сооружение уравнивающего резервуара (в начале отводящей деривации) для выравнивания неустановившегося потока воды в реке. Наиболее мощная ГЭС (350 МВт) этого типа - ГЭС Харспронгет (Швеция).

Особое место среди ГЭС занимают гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС) и приливные электростанции (ПЭС). Сооружение ГАЭС (рис. 2.5) обусловлено ростом потребности в пиковой мощности в крупных энергетических системах, что и определяет генераторную мощность, требующуюся для покрытия пиковых нагрузок. Способность ГАЭС аккумулировать энергию основана на том, что свободная в энергосистеме в некоторый период времени (провала графика потребности) электрическая

энергия используется агрегатами ГАЭС, которые, работая в режиме насоса, нагнетают воду из водохранилища в верхний аккумулирующий бассейн. В период пиков нагрузки аккумулированная таким образом энергия возвращается в энергосистему (вода из верхнего бассейна поступает в напорный трубопровод и вращает гидроагрегаты, работающие в режиме генератора тока). Мощность отдельных ГАЭС с такими обратимыми гидроагрегатами достигает 1620 МВт (Корнуол, США).

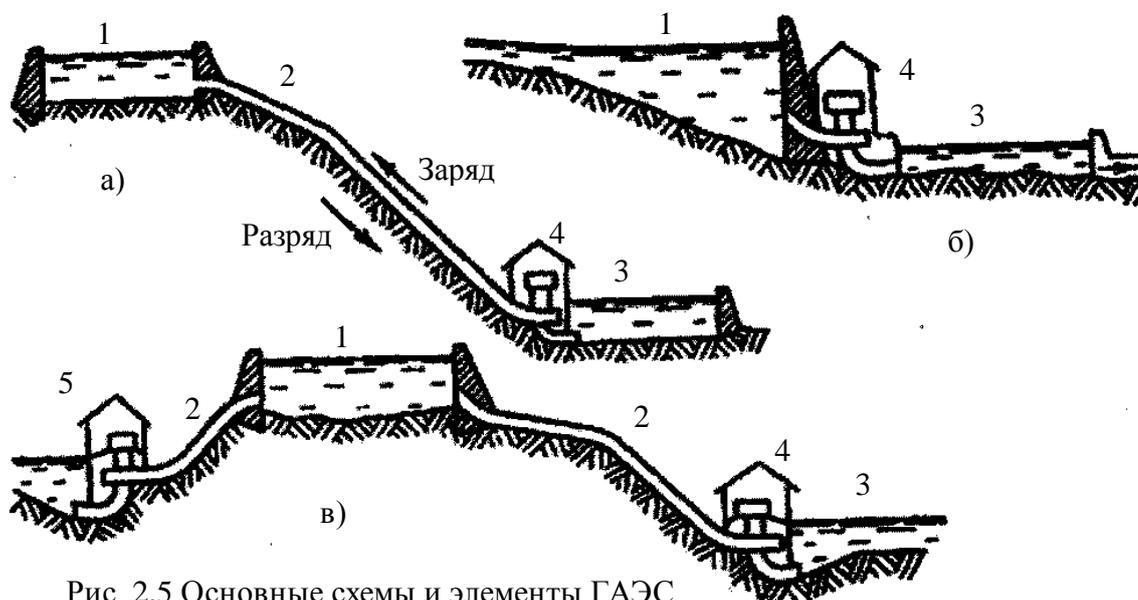


Рис. 2.5 Основные схемы и элементы ГАЭС.  
 1- верхний резервуар; 2-напорный трубопровод;  
 3-нижний резервуар; 4-здание ГАЭС; 5-здание

Важнейшая особенность гидроэнергетических ресурсов по сравнению с топливно-энергетическими ресурсами – их непрерывная возобновляемость, простота в управлении (количество персонала на ГАЭС в 15-20 раз меньше, чем на ТЭС, довольно высокий КПД (порядка 80%) и отсутствие потребности в топливе определяет низкую себестоимость вырабатываемой на ГАЭС электроэнергии. Огромное достоинство ГАЭС – это высокая маневренность, т.е. возможность практически мгновенного автоматического запуска и отключения любого требуемого количества агрегатов. Это позволяет использовать мощные ГАЭС либо в качестве максимально маневренных «пиковых» электростанций, обеспечивающих устойчивую работу крупных энергосистем, либо «покрывать» пла-

новые пики суточного графика нагрузки энергосистемы, когда имеющихся наличию мощностей ГЭС не хватает. Естественно, это под силу только мощным ГЭС.

Поэтому сооружению ГЭС, несмотря на значительные удельные капиталовложения на 1 кВт установленной мощности и продолжительные сроки строительства, придавалось и придаётся большое значение, особенно когда это связано с размещением электроёмких производств.

## 2.2 Разновидности микрогидроэлектростанций.

Микрогидроэлектростанция (микроГЭС) - автономная установка, предназначенная для электроснабжения потребителей в местах удаленных от линий электропередач, расположенных возле водоемов, обеспечивающих создание рабочего напора от 3,5 до 5,5 м водяного столба с расходом воды свыше 150 л/сек [1].

МикроГЭС содержит в своей конструкции (см. рис. 2.6) такие обязательные элементы как гидротурбина, электромашинный генератор, система стабилизации выходного напряжения и ряд элементов, наличие и конструкция которых зависит от типа и особенностей станции: определенные гидротехнические сооружения, запорная арматура, балластные нагрузки, комплект соединительных кабелей и т.д.

Микро ГЭС - экологически чистый источник электроэнергии, не загрязняет воду и окружающую среду.

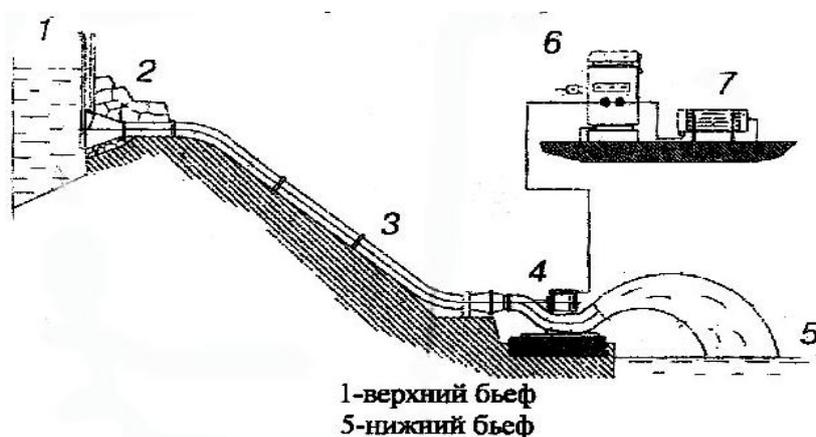


Рис. 2.6. Схема установки микроГЭС.

МикроГЭС отличаются большим разнообразием конструктивных исполнений. Они могут строиться, как и более мощные станции, с использованием плотины, могут быть деривационного или руслового типа с использованием напорного трубопровода или канала. Наконец, микроГЭС могут устанавливаться в речной поток без всяких гидротехнических сооружений – свободнопоточные микроГЭС.

### *Свободнопоточная микроГЭС*

Свободнопоточная плавающая микроГЭС (рис.2.7) мощностью до 2000 Вт предназначена для работы в русле рек, имеющих скорость течения от 0,6 м/с до 0,5 м/с с глубиной не менее 1,3 м и шириной не менее 3 м. МикроГЭС легко транспортируется, быстро монтируется и демонтируется.

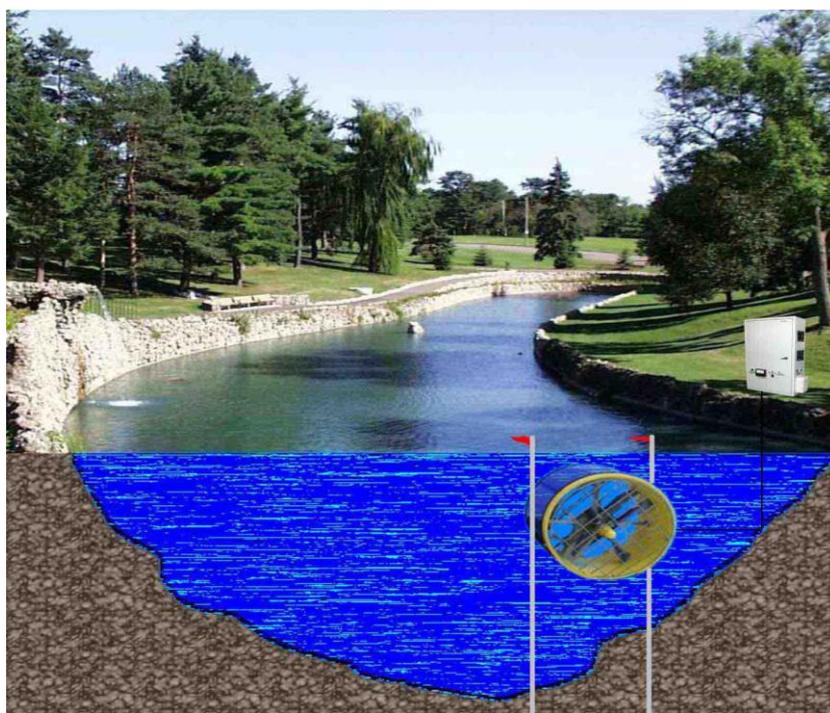


Рис. 2.7. Свободнопоточная микроГЭС

В отличие от напорных ГЭС, микроГЭС не препятствует судоходству и лесосплаву, не требует создания дорогостоящих плотин или водоводов. Установка состоит из погруженной в воду турбины, энергоблока, расположенного на суше вблизи потребителей электроэнергии. При объединении нескольких в локальную сеть, ограничения по количеству совместно работающих модулей отсутствуют, что существенно расширяет ее

потребительские возможности. МикроГЭС работает в автоматическом режиме. Это значительно снижает эксплуатационные расходы.

### ***Русловые микроГЭС***

Мощность на русловой микроГЭС может быть получена как за счет напора воды, создаваемого плотиной, так и за счет скорости течения воды в водотоке ГЭС. Русловые микроГЭС изготавливаются мощностью до 20 кВт.

В зависимости от реальных параметров водотока ( $H$ ;  $Q$ ) конструкции деривационных и русловых микроГЭС допускают возможность комплектования их генераторами различной мощности.

### ***Оборудование для русловых микроГЭС***

Для агрегатов микроГЭС производятся осевые пропеллерные, диагональные, радиально-осевые и ковшовые гидротурбины.

### ***Гидроагрегаты с ковшовыми гидротурбинами.***

Ковшовые турбины (рис.2.8) используются на гидростанциях с



Рис.2.8 Гидроагрегаты с ковшовыми гидротурбинами

большим напором воды и выпускаются с одним или двумя соплами при горизонтальном расположении ротора.

### ***Гидроагрегаты с радиально-осевыми турбинами.***



Рис. 2.9 Гидроагрегаты с радиально-осевыми турбинами

Радиально-осевые гидротурбины (рис.2.9) выполнены с металлической спиральной камерой. Компоновка гидроагрегатов на

ГЭС предусматривает горизонтальное расположение ротора гидротурбины

***Гидроагрегаты с осевыми турбинами*** (рис.2.10).

Гидротурбина может быть установлена в открытой аванкамере, в бетонной или металлической спиральной камерах.



Рис.2.10 Гидроагрегаты с осевыми турбинами

В качестве гидродвигателей, преобразующих энергию потока в механическую энергию приводного вала генератора, в той или иной степени используются все типы гидротурбин: поворотнo-лопастные, радиальноосевые, импульсные, осевые, турбины с горизонтальной и наклонной осями вращения и т.д. [9,16].

Как правило, микроГЭС не требуют возведения сложных гидротехнических сооружений – плотин. Поэтому их турбины устанавливаются либо в свободном потоке воды, либо в специальном напорном трубопроводе. Для работы в свободном потоке воды применяют, в основном, гидротурбины активного типа, типичным примером которых могут служить водяные мельницы. Достоинством активных турбин является их максимальная простота и относительная жесткость механических характеристик. Тем не менее, низкая частота вращения и малый коэффициент полезного действия активных гидродвигателей ограничивает их применение в гидроэнергетике. Напорный трубопровод позволяет повысить энергию рабочего потока воды, применять более эффективные типы гидротурбин

реактивного типа. Мощность, развиваемая гидротурбиной, определяется из выражения:

$$P_t = \gamma \frac{Q \cdot H}{\Omega} \eta_t \quad (2.1)$$

где  $\gamma$  – вес единицы объема воды;

$Q$  – расход воды;

$H$  – рабочий напор;

$\Omega$  – угловая частота вращения;

$\eta_t$  – полный КПД турбины.

Очевидно, что мощность гидротурбины с напорным трубопроводом не будет зависеть от водного режима реки, если ее минимальный сток превышает количество воды, поступающей в трубопровод. Диаметр трубопровода и перепад высот между его верхней и нижней точкой определяют расчетную мощность станции. Трубопровод микроГЭС может выполняться из стальных, бетонных, резиновых и других труб, широко применяемых в оросительных системах. Его стоимость существенно зависит от рельефа местности, определяя целесообразность применения микроГЭС, прежде всего в горных районах с большими уклонами русла реки. Правильное использование рельефа местности, а также простейшие сооружения типа деривационных каналов, во многих случаях, позволяют уменьшить длину, и соответственно, и стоимость напорного трубопровода.

Следует отметить, что мощность и частота вращения гидротурбины определяют расчетную мощность генератора, его массу, габариты и стоимость. В общем случае эти параметры связаны соотношением [9,16]:

$$\frac{D^2 \cdot l_\delta \cdot \Omega}{P} = \sigma \frac{1}{A \cdot B_\delta} \quad (2.2)$$

где  $D$  - внутренний диаметр статора электрической машины;  $l_\delta$  - расчетная длина воздушного зазора;  $P$  - расчетная полная мощность;  $\Omega$  - частота

вращения;  $A$  - линейная нагрузка;  $B_\delta$  - магнитная индукция в воздушном зазоре;  $\sigma$  - коэффициент пропорциональности.

При относительно постоянных значениях расчетной мощности и электромагнитных нагрузок генератора его объем, характеризующийся произведением  $D^2 \cdot l_\delta$ , определяется частотой вращения  $\Omega$ . С этой точки зрения, быстроходные гидротурбины позволяют использовать генераторы, обладающие хорошими массогабаритными показателями и низкой стоимостью. В случае, когда частота вращения гидротурбины микроГЭС мала (практически менее 400 об/мин) целесообразно применение мультипликаторов. Это позволяет добиться максимального КПД преобразования и минимальной массы установки в целом.

Применительно к низконапорным микроГЭС, преимущественное распространение получили реактивные гидротурбины пропеллерного типа с номинальной частотой вращения от 1000 до 3000 об/мин. Этот тип турбин позволяет исключить мультипликатор из состава гидроэнергоустановки.

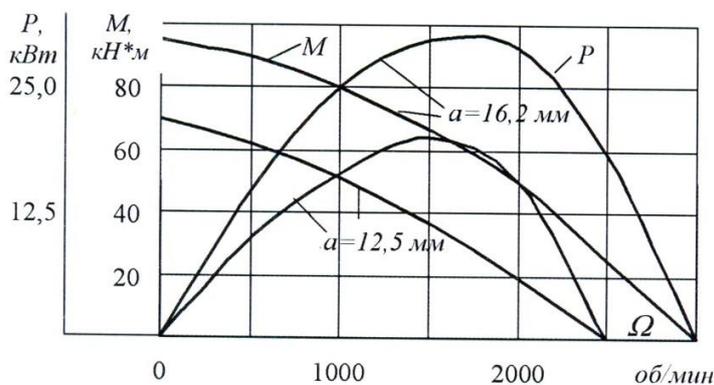


Рис. 2.11 Характеристики гидротурбины типа К-245,  $D=289$  мм,  $H=9$  м

На рис. 2.11 показаны экспериментальные характеристики нерегулируемой пропеллерной гидротурбины типа К-245, диаметром 289 мм, при напоре  $H=9$  м, для двух положений открытия направляющего

аппарата [16]. Как видно из рис. 2.11 частота вращения гидроагрегата может существенно изменяться в зависимости от колебаний величины нагрузки и энергии рабочего потока воды. Следовательно, особое внимание при создании микроГЭС, необходимо обращать на системы стабилизации ее рабочих режимов.

Уравнение движения системы "гидротурбина - генератор" имеет вид:

$$M_m = M_z + J \frac{d\Omega}{dt} \quad (2.3)$$

где  $M_m$  - механический момент, развиваемый гидротурбиной;  $M_z$  - момент сопротивления генератора;  $J$  – момент инерции вращающихся частей;  $\Omega$  - угловая частота вращения гидроагрегата.

Статическая устойчивость системы «гидротурбина – генератор» и погрешность стабилизации частоты ее вращения определяются суммарным коэффициентом саморегулирования микроГЭС:

$$e_\Sigma = e_z - e_m \quad (2.4)$$

$$e_z = \frac{dM_z}{d\Omega} \cdot \frac{M_{z,ном}}{\Omega_{ном}} \quad (2.5)$$

$$e_m = \frac{dM_m}{d\Omega} \cdot \frac{M_{m,ном}}{\Omega_{ном}} \quad (2.6)$$

где  $e_z$ ,  $e_m$  -коэффициенты саморегулирования генератора и гидротурбины соответственно;  $M_{z,ном}$  -  $M_{m,ном}$  номинальные (расчетные) значения моментов генератора и гидротурбины в точке номинального режима;  $\Omega_{ном}$  - номинальная частота вращения гидроагрегата.

Для устойчивой работы гидроагрегата суммарный коэффициент саморегулирования должен иметь положительное значение.

Для максимального упрощения и удешевления гидроагрегатов достаточно широко используется стандартное насосное оборудование. Насосы отличаются от традиционных гидротурбин тем, что у них нет устройств регулирования расхода воды и, следовательно, мощности [29]. Насосы предназначены для работы в одном режиме, что определяет их простоту и меньшую стоимость по сравнению с регулируемыми турбинами, мощность которых приводится в соответствие с мощностью нагрузки путем регулирования расхода воды или поворотом рабочих лопастей. Оптимизацию условий работы насоса в турбинном режиме несложно выполнить с помощью простейших гидротехнических сооружений, например напорного

трубопровода и системы стабилизации электрической мощности гидроагрегата.

В агрегатах микроГЭС в основном применяются генераторы переменного тока синхронного или асинхронного типов [7, 8]. Преимуществами асинхронных генераторов являются высокая надежность, малые габариты, низкая стоимость, простота включения на параллельную работу. К основным их недостаткам относятся необходимость в конденсаторной батарее для самовозбуждения и относительная сложность регулирования выходного напряжения. Синхронные машины имеют несколько большие габариты и массу, а также более дороги, чем асинхронные. Тем не менее, меньшая мощность возбуждения и простота возбуждающих и регулирующих устройств в ряде случаев делают более предпочтительным применение в микроГЭС синхронных генераторов.

В зависимости от условий работы энергоустановки, можно рекомендовать применение асинхронных генераторов, если станция работает на мощную электрическую сеть или на пассивную автономную нагрузку. При автономном режиме работы на нагрузку с изменяющимся коэффициентом мощности преимущества имеют микроГЭС, построенные на основе синхронных генераторов [19].

За рубежом выпускаются различные модификации генераторов, специально предназначенных для работы в составе микроГЭС [7]. Среди них имеются как синхронные, так и асинхронные машины. В России и странах содружества специальных генераторов для рассматриваемых целей не выпускается, поэтому следует обратить внимание на общепромышленные электрические машины, автотракторное электрооборудование и некоторые типы синхронных генераторов серий ЕСС, ГО, ГСФ, СГВ и др., применяемых в передвижных электростанциях с двигателями внутреннего сгорания и ветроэлектроустановках. Заслуживает внимания так же опыт

использования в генераторном режиме асинхронных двигателей с емкостным возбуждением.

К основным показателям качества источников электропитания в соответствии с **ГОСТ 4.171-85** относятся параметры выходного напряжения, характеризующиеся номинальной величиной и частотой. Поэтому, важнейшим элементом энергоустановки является система стабилизации, обеспечивающая статически устойчивый режим работы гидроагрегата и стабилизацию его выходного напряжения. Проведенный анализ показал, что электромеханические системы преобразования энергии потоков воды в электроэнергию необходимого качества можно условно разделить на пять основных классов [8, 11, 16]:

- системы со стабилизацией частоты вращения гидротурбины путем воздействия на элементы гидротехнического оборудования;
- системы, в которых между гидродвигателем и генератором устанавливаются приводы постоянной скорости, позволяющие стабилизировать частоту вращения электрической машины;
- системы, осуществляющие стабилизацию частоты выходного напряжения с помощью специальных конструкций электрических машин - генераторов стабильной частоты при переменной частоте вращения;
- системы с использованием статических преобразователей частоты, преобразующих напряжение генератора с переменной частотой вращения;
- системы, построенные на принципе регулирования тормозного момента генератора с помощью введения дополнительной регулируемой нагрузки.

Необходимо отметить, что кроме указанных способов стабилизации напряжения микроГЭС, могут применяться их комбинации в различных сочетаниях. Первый и второй классы энергоустановок предполагают использование различных электро- и гидромеханических регуляторов, другие строятся на основе вентильных электрических машин. Указанное разделение

систем стабилизации соответствует различным принципам регулирования выходного напряжения микроГЭС. Системы, регулирующие мощность гидротурбины или использующие приводы постоянной скорости, управляют приводным двигателем генератора, осуществляя регулирование механической энергии электромеханического преобразователя. Станции на основе машинно-вентильных систем регулируют электрические параметры установки. Соответственно, свойства микроГЭС, построенных с использованием различных принципов стабилизации выходных параметров, будут существенно различаться.

### **2.3 Выводы к главе 2.**

1. Гидроэлектростанции по установленной мощности классифицируются на: крупные – свыше 250 МВт; средние – до 25 МВт, малые – до 5 МВт и микро – до 0,5 МВт.
2. Мощность гидроэлектростанций зависит от напора (разности уровней верхнего и нижнего бьефа), расхода воды, используемого в гидротурбинах и КПД гидроагрегата.
3. МикроГЭС является перспективным экологически чистым источником электроэнергии широкого назначения.
4. В гидроэлектростанциях класса «микро» наблюдается тенденция к некоторому усложнению электрической части установок, которая в большинстве случаев осуществляет и функции стабилизации производимой электроэнергии, за счет соответствующего упрощения гидротехнического оборудования.

## **Глава 3. МЕТОДЫ СТАБИЛИЗАЦИИ ПАРАМЕТРОВ МИКРОГЭС**

### **3.1. Машинно-вентильные системы генерирования электроэнергии и стабилизации ее параметров**

Машинно-вентильные системы генерирования и стабилизации параметров электроэнергии подразделяются на системы со стабилизацией частоты выходного напряжения при переменной частоте вращения гидротурбины и на системы, стабилизирующие частоту вращения гидроагрегата.

Оценивая машинно-вентильные источники электропитания со стабильной частотой выходного напряжения при переменной частоте вращения гидротурбины, следует отметить, что хорошее качество производимой электроэнергии достигается в них ценой существенного усложнения (а, следовательно, удорожания) преобразовательной части установки [8, 10, 12].

Кроме того, подобные гидроагрегаты должны быть рассчитаны на работу в достаточно широком диапазоне частот вращения, определяемом характеристиками гидротурбины и нагрузки источника электропитания. В частности, наиболее перспективные для низконапорных станций гидротурбины пропеллерного типа характеризуются угонной частотой вращения в 2-2,5 раза превышающей номинальную. Это затрудняет

применение в микроГЭС общепромышленных электромашинных генераторов, для которых допускается превышение номинальной частоты вращения не более чем на 30%.

Упростить конструкцию, как вентильного преобразователя, так и гидроагрегата, позволяет способ стабилизации параметров микроГЭС, заключающийся в регулировке величины ее электрической нагрузки. Изменять величину нагрузки автономного источника электропитания возможно включением на выход генератора регулируемой балластной нагрузки. Если под «балластной» понимать некоторую полезную нагрузку, то данный способ стабилизации подразумевает автоматическое перераспределение электрической мощности между некоторыми потребителями, часть из которых допускает снижение величины питающего напряжения или его отключение. Схема энергоустановки с автобалластным регулированием выходных параметров показана на рис. 3.1.

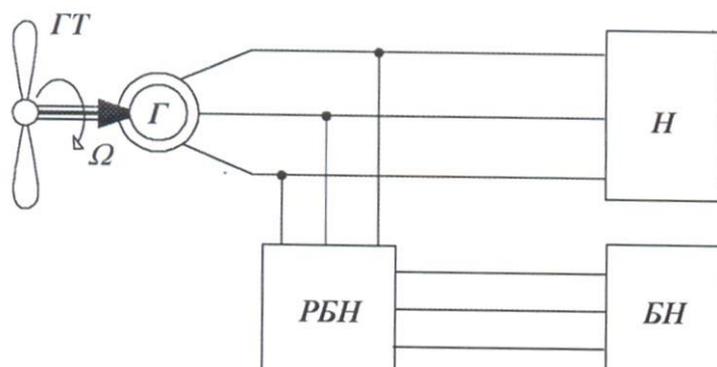


Рис. 3.1 Структурная схема стабилизации параметров микроГЭС автобалластного типа

Достоинством данного способа является возможность стабилизации частоты вращения гидроагрегата при полном исключении из системы стабилизации электромеханических устройств. Замена их

статическим регулятором весьма выгодна и с точки зрения улучшения характеристик микроГЭС и с точки зрения чисто экономической. Так, по данным [12], стоимость регулятора автобалласта может составлять лишь 20% от механического регулятора гидротурбины.

Электронная система регулирования может иметь высокое быстродействие, что положительно сказывается на качестве выходного

напряжения источника электропитания. За счет стабилизации частоты вращения гидроагрегата, в рассматриваем типе энергоустановок, могут применяться общепромышленные генераторы без большого запаса механической прочности, а в качестве гидродвигателя насос в турбинном режиме. Кроме того, автобалластный способ стабилизации хорошо сочетается с регулированием выходных параметров асинхронного генератора с емкостным самовозбуждением, что позволяет применять в автономных микроГЭС как синхронные, так и асинхронные машины [14, 15, 16].

Отмеченные достоинства микроГЭС автобалластного типа определяют их перспективность и широкое распространение в различных модификациях.

### **3.2 МикроГЭС с вентильным регулированием напряжения по цепи якоря**

Энергоустановки, рабочие режимы которых регулируются с помощью управления мощностью их электрических нагрузок, могут быть разделены на две группы. К первой группе относятся системы стабилизации частоты вращения гидроагрегата за счет создания тормозного момента на валу дополнительной электрической машины. Стабилизация другого параметра микроГЭС - величины выходного напряжения осуществляется известными методами регулирования напряжения генераторов. В качестве дополнительной электрической машины, создающей управляющее механическое воздействие на гидротурбину, могут применяться различные типы машин.

Например, может использоваться дополнительный синхронный генератор (СГ), расположенный на одном валу с гидроагрегатом [14]. Основной генератор работает на полезную нагрузку, а дополнительный на балластную нагрузку, равную по мощности полезной. Обмотка возбуждения

дополнительного генератора подключена к регулятору, который при изменении величины полезной нагрузки изменяет величину тока возбуждения СГ таким образом, чтобы суммарный момент сопротивления двух генераторов оставался на уровне, обеспечивающем постоянство частоты вращения энергоустановки (рис. 3.2).

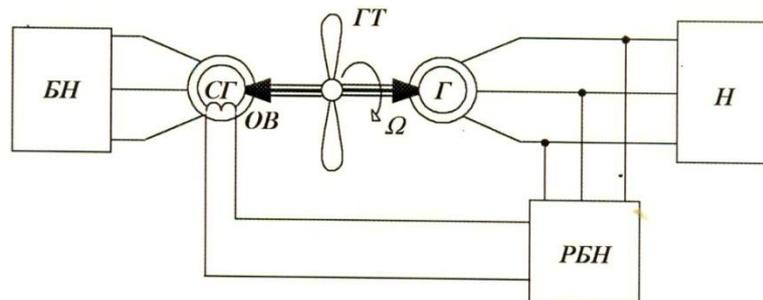


Рис.2.2 Структурная схема микроГЭСавтотобалластного типа, построенная на базе двух генераторов

Достоинствами таких схем являются простота, небольшая мощность цепей управления, высокое быстродействие, отсутствие влияния регулирующих элементов на цепь нагрузки.

К недостаткам следует отнести использование двух электрических машин соизмеримой мощности, что значительно ухудшает массогабаритные показатели источника электропитания. Для стабилизации напряжения на полезной нагрузке необходим дополнительный регулятор напряжения основного генератора. Несимметрия нагрузки источника не компенсируется системой стабилизации, что вызывает дополнительные потери электроэнергии и ухудшение ее качества.

Отмеченные недостатки ограничивают применение в микроГЭСавтотобалластных систем, предназначенных только для регулирования тормозного момента гидроагрегата. Гораздо эффективнее управлять электрической мощностью генератора микроГЭС, регулируя его нагрузку.

Можно предложить несколько способов регулирования электрической нагрузки станции. Простейший из них заключается в отключении части

нагрузок при уменьшении энергии, подводимой к гидродвигателю [16]. Более совершенный тип регулятора предусматривает наличие ряда дозированных нагрузок, которые могут подключаться или отключаться в определенных сочетаниях с помощью тиристорного коммутатора [14, 17, 18].

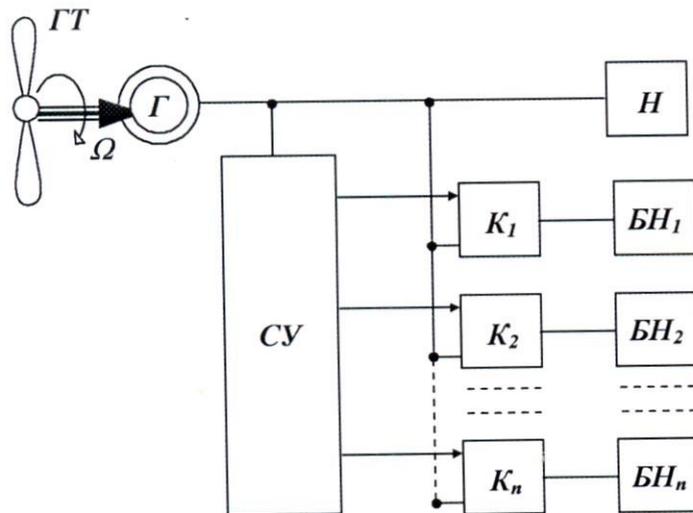


Рис. 3.3 Структурная схема микроГЭС с дискретным балластом

Структурная схема микроГЭС с тиристорным коммутатором дискретных балластных нагрузок показана на рис. 3.3. При изменении величины полезной нагрузки  $N$  система управления  $СУ$  выдает управляющий сигнал на определенные тиристорные ключи  $K_1 \div K_n$ ,

которые коммутируют одну или несколько ступеней балластной нагрузки  $БН_1 \div БН_n$ . В результате происходит изменение величины тормозного момента генератора, компенсирующее отклонение момента турбины, и частота вращения стабилизируется. Кроме того, регулируется ток якорной обмотки генератора, что положительно сказывается на стабильности его напряжения.

Коммутация вентиля коммутатора обычно осуществляется естественным образом, поэтому для ряда схемных решений тиристорных ключей характерно отсутствие искажений формы напряжения генератора [21]. В этом заключается важнейшее достоинство автобалластных систем стабилизации с тиристорными коммутаторами. Недостатком таких схем является необходимость использования большого числа управляемых вентилях, что усложняет и удорожает систему регулирования. Для достижения приемлемой точности стабилизации напряжения число дозированных ступеней балластной нагрузки выбирается не меньше чем

$n=15$ . Кроме усложнения схемы, дробление балласта на ряд точно дозированных ступеней затрудняет полезное использование рассеиваемой на нем мощности. Поэтому тиристорные коммутаторы более целесообразны в установках небольшой мощности, в пределах нескольких кВт.

Устранить эти недостатки, при определенном ухудшении качества вырабатываемой электроэнергии, позволяет использование в регуляторах автобалласта схем с фазовым регулированием. Такие регуляторы требуют значительно меньшего количества тиристоров для построения силовых схем и в наибольшей степени удовлетворяют основным требованиям, предъявляемым к микроГЭС – простота и надежность [16].

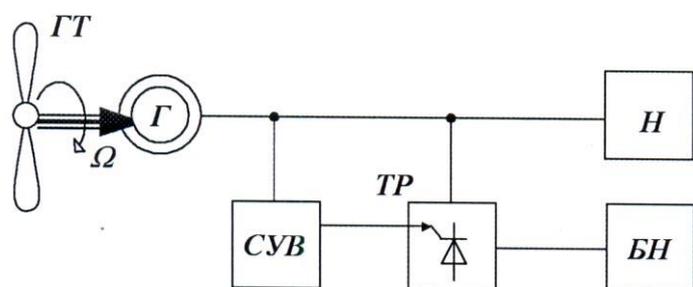


Рис. 3.4 Структурная схема микроГЭС с фазовым управлением

Структурная схема микроГЭС, система стабилизации которой построена на тиристорном преобразователе с фазовым регулированием мощности балласта, показана на рис. 3.4.

Система управления вентилями регулятора, обычно вертикального типа (СУВ), формирует определенный угол управления тиристорами регулятора (ТР) в зависимости от величины управляющего воздействия, характеризующего отклонение выходных электрических параметров установки относительно номинальных значений.

Основным недостатком регуляторов автобалласта с фазовым регулированием по сравнению с тиристорными коммутаторами является искажение формы кривых фазных токов и напряжений генератора микроГЭС. К параметрам автономной энергоустановки, по которым целесообразно осуществлять регулирование рабочих режимов гидроагрегата относятся, прежде всего, ток нагрузки и его составляющие, частота выходного напряжения и его величина.

Для стабилизации частоты переменного тока микроГЭС необходимо так изменять мощность результирующей нагрузки энергоустановки, чтобы частота вращения системы «генератор – гидротурбина» оставалась неизменной при колебаниях полезной нагрузки и энергии рабочего потока воды. Регулировать величину балластной нагрузки в этом случае целесообразно по отклонению частоты переменного тока источника электропитания от номинального значения. При изменении энергии рабочего потока воды, поступающего на турбину, с помощью частотно-регулируемого балласта невозможно добиться стабилизации величины выходного напряжения установки. Для этого необходим дополнительный канал регулирования напряжения генератора, который строится в зависимости от типа генератора, условий его работы и требований к точности стабилизации.

Таким образом, система стабилизации выходного напряжения и частоты микроГЭС представляет собой двухканальную систему автоматического регулирования, обладающую адаптивными свойствами. В зависимости от величины возмущающих воздействий - полезной нагрузки и энергии рабочего потока воды система автоматически выбирает необходимую мощность балластной нагрузки так, чтобы частота вращения гидроагрегата оставалась неизменной. Регулятор возбуждения генератора обеспечивает стабилизацию величины его напряжения.

Работа автоматических систем стабилизации напряжения станции должна, прежде всего, обеспечивать устойчивость рабочего режима энергоустановки.

Статически устойчивый режим работы микроГЭС характеризуется суммарным коэффициентом саморегулирования  $e_{\Sigma}$ , который зависит как от параметров турбины, так и генератора.

Коэффициент саморегулирования генератора графически определяется как тангенс угла наклона касательной к кривой электромагнитного момента в рассматриваемой точке. Электромагнитный момент генератора зависит от

многих факторов, среди которых определяющим является способ управления балластной нагрузкой. Если управление балластной нагрузкой осуществляется по частоте выходного напряжения, то приближенно можно считать, что в статических режимах активная мощность, частота вращения и момент сопротивления на валу гидроагрегата неизменны. Соответственно, величина  $e_2 = 0$ .

Более сложно оценить  $e_2$  при токовом способе управления автобалластной нагрузкой, когда момент сопротивления генератора и частота вращения гидроагрегата могут изменяться.

Следовательно, статическая устойчивость микроГЭС зависит от выбора параметра, по которому осуществляется регулирование балластной нагрузки. При частотном регулировании микроГЭС сохраняет устойчивость независимо от типа и параметров генератора и турбины. Точность поддержания выходных параметров станции на номинальном уровне определяется статическими погрешностями регуляторов возбуждения и автобалласта.

Если напор и расход воды гидротурбины не меняются, что характерно для установок с напорным трубопроводом, то для стабилизации рабочего режима микроГЭС достаточно стабилизировать мощность, потребляемую результирующей нагрузкой. В этом случае может оказаться вполне достаточным применение только одноканальной стабилизирующей системы автобалластного типа.

Регулирование балласта в этом случае целесообразно осуществлять по мощности результирующей нагрузки, по активной составляющей тока генератора, а также и по полному току, если характер нагрузки источника изменяется в небольших пределах. Благодаря постоянству и равенству мощности, потребляемой нагрузкой источника электропитания, и мощности, развиваемой гидротурбиной, энергоустановка работает в статическом

режиме, который легко может быть оптимизирован по энергетическим показателям.

Регулирование по нагрузке микроГЭС позволяет достаточно просто компенсировать несимметрию нагрузки генератора. Например, на рис. 3.5 показана схема системы регулирования балласта по току нагрузки. Фазные

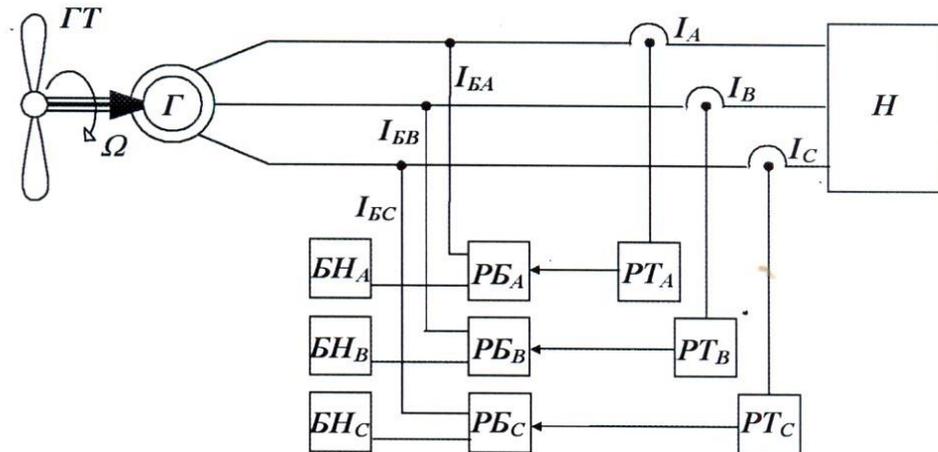


Рис. 3.5 Структурная схема микроГЭС с управлением по току нагрузки

токи нагрузки  $I_A$ ,  $I_B$ ,  $I_C$  измеряются регуляторами тока  $РТ_A$ ,  $РТ_B$ ,  $РТ_C$  и, если они отличаются от номинальных значений, то токи балластной нагрузки  $I_{БА}$ ,  $I_{БВ}$ ,  $I_{БС}$  изменяются таким образом, чтобы ток каждой фазы генератора оставался неизменным.

Постоянство результирующей нагрузки и частоты вращения генератора автономного источника электропитания определяет стабильность его выходного напряжения, что позволяет исключить из состава системы стабилизации канал регулирования напряжения. Конструкция микроГЭС, особенно на базе асинхронного генератора, в этом случае существенно упрощается.

Быстродействие системы регулирования балластной нагрузки по нагрузочному току обеспечивает высокое качество стабилизации напряжения в переходных режимах, вызванных коммутацией в цепи нагрузки. Однако, статическая устойчивость микроГЭС с токовым автобалластом существенно

зависит от систем регулирования возбуждения синхронного генератора. Для генераторов с независимым возбуждением микроГЭС сохраняет устойчивый режим работы практически с любым типом гидротурбин, поскольку коэффициент саморегулирования генератора в этом случае равен  $e_2 = 0,1 \div 0,12$ .

Для обеспечения необходимого запаса устойчивости системы, регулятор возбуждения генератора должен иметь зону нечувствительности порядка  $4 \div 6\%$ . В этом случае микроГЭС будет устойчиво работать в диапазоне изменения  $\cos\varphi = 0,8 \div 1$  практически с любым типом гидротурбин.

Наиболее высоких результатов позволяют добиться комбинированные системы стабилизации, в которых используются несколько параметров регулирования. Например, представляет интерес двухканальная система, в которой объединены токовый и частотный способ регулирования мощности, рассеиваемой на балластных нагрузках. Структурная схема такой установки показана на рис. 3.6. Балластная нагрузка в данной схеме разделена на две части:  $БН_1$  - частотного канала,  $БН_2$  - токового канала. Балластную нагрузку токового канала целесообразно выбирать такой мощности, на которую может измениться мощность полезной нагрузки микроГЭС. Высокое быстродействие токового регулирования обеспечивает хорошие динамические показатели станции при внезапных изменениях ее нагрузки, а балластная нагрузка частотного регулятора  $БН_1$  служит для более точной стабилизации частоты выходного напряжения. Мощность  $БН_1$  выбирается с учетом возможного изменения энергии рабочего потока воды. Автономный источник электропитания построен на базе синхронного генератора  $СТ$ , что позволяет легко регулировать величину его выходного напряжения с помощью включения в цепь возбуждения регулятора напряжения  $РН$ .

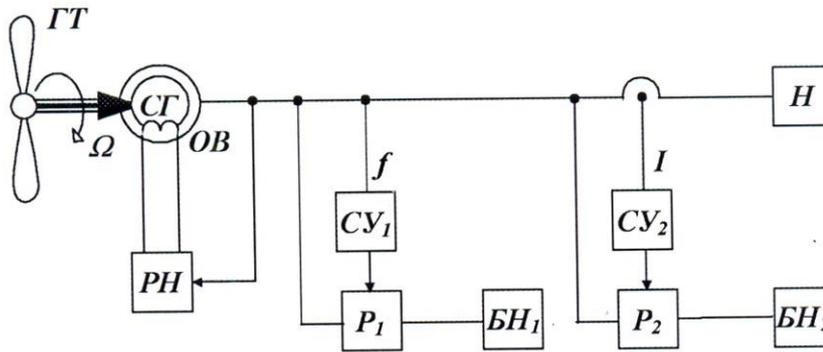


Рис. 3.6 Структурная схема микроГЭС с комбинированной системой управления

Для обеспечения хороших динамических характеристик станции, мощность токового балласта должна быть не менее 80 % от суммарной мощности токового и частотного каналов регулирования [20].

Достоинствами данного варианта микроГЭС являются не критичность к нестабильным параметрам энергоносителя, несимметрии фаз нагрузки, тяжелым пусковым режимам. Однако схема стабилизации параметров выходного напряжения установки усложняется. Для иллюстрации возможностей автобалластных систем на рис. 3.7 представлены осциллограммы переходных процессов в микроГЭС мощностью 12 кВт с комбинированной системой стабилизации при мощности балласта токового канала 9,5 кВт и частотного 2,5 кВт. Силовая схема регулятора балласта токового канала выполнена по мостовой полупроводимой схеме с линейным законом управления вентилями пропорционально току полезной нагрузки. Частотный регулятор построен на биполярных тиристорных ячейках. По осциллограмме видно, что при сбросе 60 % нагрузки, суммарная мощность, потребляемая полезной нагрузкой и балластом токового канала не изменяется. Частотный канал стабилизации в этом случае не работает и время выхода станции на новый установившийся режим минимально и равно 0,01 секунды.

При выключении всей нагрузки микроГЭС, в первый полупериод напряжения генератора происходит включение балласта токового канала.

Рис. 3.7 Переходные процессы внезапного изменения нагрузки в микроГЭС с комбинированной системой стабилизации

Однако его мощности оказывается недостаточно для поддержания активной мощности генератора неизменной. Частота вращения энергоустановки начинает увеличиваться и в работу вступает частотный канал. Выходные электрические параметры станции в течение электромеханического переходного процесса изменяются незначительно, так как мощность балласта частотного канала не превышает 20% от мощности генератора, а изменение ее величины происходит достаточно плавно. Время переходного процесса в этом случае увеличивается до 0,26 с.

В качестве силовых схем регуляторов балластной нагрузки, построенных как на принципе коммутаторов, так и схем с фазовым регулированием, могут быть использованы практически любые варианты схемных решений тиристорных преобразователей. Разница в их применении заключается лишь в том, что в первом случае тиристорный преобразователь используется как ключ, а в фазовых регуляторах - в режиме плавного регулирования угла включения тиристоров. Эти особенности позволяют упрощать схемы тиристорных ключей путем замены управляемых вентилях неуправляемыми - диодами, построения схем включения ступеней

балластной нагрузки с минимальным количеством ключевых элементов и т.д. Основными требованиями к тиристорным ключам в данном случае являются надежность запираения при естественном способе коммутации вентилей и отсутствие или минимум искажений кривых токов и напряжений генератора, вносимых тиристорным ключом.

Тиристорные регуляторы балластной нагрузки с фазовым регулированием вентилями принципиально вносят существенные искажения токов и напряжений генератора микроГЭС. Кроме того, переменная величина угла управления вентилями регулятора изменяет характер балластной, а, следовательно, и результирующей нагрузки генератора, коэффициент использования его мощности. Поэтому, кроме требования к возможно меньшим искажениям формы кривых токов и напряжений, для схем фазовых регуляторов важное значение имеют диапазон изменения углов управления тиристорами, закон регулирования мощности на балластной нагрузке, коэффициент использования мощности генератора.

Основные схемы силовой части тиристорных регуляторов автобалласта показаны на рис. 3.8. Это трехфазные коммутирующие или регулирующие устройства на основе симметричных биполярных тиристорных ячеек.

Рис. 3.8 Основные схемы силовой части тиристорных регуляторов автобалласта

В зависимости от типа системы электроснабжения (трех или четырехпроводная), можно рекомендовать схему, показанную на рис. 3.8.а, или на рис. 3.8.б. Данные схемы характеризуются отсутствием искажений формы токов и напряжений в режиме максимума мощности, рассеиваемой на

балластных нагрузках, а также плавным законом изменения углов управления тиристорами во всем диапазоне регулирования и простой возможностью индивидуальной регулировки по фазам. Кроме этих основных схем, иногда может оказаться целесообразным применение какой - либо другой схемы, например на основе несимметричных биполярных ячеек или трехфазного мостового выпрямителя.

Таким образом, генератор, входящий в состав микроГЭС с автобалластной системой стабилизации, кроме обычной нагрузки имеет вентильную нагрузку соизмеримой мощности. Особенно ярко вентильный характер балластной нагрузки проявляется в регуляторах с фазовой регулировкой мощности балласта. Следовательно, генератор микроГЭС работает на сложную результирующую нагрузку, характер которой зависит от параметров полезной нагрузки, типа регулятора и закона регулирования автобалластной нагрузки и других факторов.

Автобалластные системы стабилизации применимы для любого типа генератора и могут выполняться на основе тиристорных коммутаторов или схем регуляторов с фазовым управлением. Обычно фазовые регуляторы балластной нагрузки проще и дешевле дискретных коммутаторов, но вносят больше искажений в форму фазных токов и напряжений генератора.

Для микроГЭС, работающих в свободном потоке воды, необходимы системы стабилизации, контролирующие как минимум два параметра выходного напряжения: его величину и частоту.

### **3.3. Автобалластные системы с фазовым регулированием мощности станции**

Автобалластные системы с фазовым регулированием мощности станции реагируют на величину тока полезной нагрузки. Принципиальная схема регулятора балластной нагрузки микроГЭС показана на рис. 3.9. Работает схема следующим образом. Напряжение генератора  $U_2$  через

первичные обмотки трансреакторов  $Tp-p$  поступает к нагрузке  $R_n$ , и к балластным нагрузкам  $R_b$ . Балластные нагрузки включены в звезду через силовой вентильный преобразователь, состоящий из тиристоров  $T_1, T_2, T_3$  и диодов  $V_1, V_2, V_3$ .

Другим вариантом включения балластного сопротивления является включение его на выпрямленное напряжение преобразователя. Управление углами включения тиристоров  $T_1-T_3$  осуществляется с помощью управляющего выпрямителя  $V_4-V_9$ , питаемого от трансреакторов  $Tp-p$ . Выходное напряжение трансреакторов, пропорциональное фазным токам нагрузки  $I_n$ , выпрямляется и прикладывается к резистору управления  $R_y$ .

Напряжение управления имеет запирающую полярность для диодов  $V_{10}, V_{11}, V_{12}$  поэтому, они могут открываться, включая соответствующие тиристоры  $T_1, T_2, T_3$  когда линейное напряжения генератора превысит величину управляющего напряжения на резисторе  $R_y$ . Следовательно, когда ток нагрузки равен нулю, напряжение управления также равно нулю и тиристоры  $T_1, T_2, T_3$  полностью открыты, обеспечивая максимум мощности, потребляемой

Рис. 3.9 Принципиальная электрическая схема регулятора автобалластной нагрузки

балластными нагрузками  $R_b$  или  $R'_b$ . При номинальном токе нагрузки  $I_n$ , тиристоры  $T_1, T_2, T_3$  закрыты и балласт обесточен. Для любых промежуточных значений тока  $I_n$  в схеме осуществляется фазовое регулирование мощности балласта путем формирования углов управления тиристорами в результате

сравнения на резисторе  $R_y$  линейного напряжения генератора с напряжением управления, пропорциональном току нагрузки станции [16].

Например, в МикроГЭС мощностью 16 кВт в качестве генератора используются серийные асинхронные двигатели серии 4А с конденсаторным возбуждением при нерегулируемой гидротурбине пропеллерного типа с горизонтальной осью вращения, стабилизация выходных электрических параметров осуществляется автобалластной системой. Погрешность стабилизации величины выходного напряжения не превышает - 10%, а его частоты - 2% относительно номинальных значений 230/400 В и 50 Гц [12].

Кроме того, эффективность автобалластной системы регулирования мощности дает возможность эффективного использования наиболее распространенных и дешевых центробежных насосов в турбинном режиме с небольшим снижением коэффициента полезного действия. Более того, конструкция насоса позволяет в турбинном режиме снимать с него мощность, превышающую номинальную, а дополнительная обработка рабочего колеса насоса повышает его КПД в турбинном режиме практически до номинального значения. Эти особенности, а также широкая номенклатура насосов, позволяют строить целый ряд простых и экономичных микроГЭС на малых водотоках при максимальном использовании имеющегося гидро- и электротехнического оборудования общепромышленного назначения.

Использование в микроГЭС асинхронных генераторов (АГ) ограничивает возможность регулирования напряжения по цепи возбуждения. Поэтому, наиболее приемлемым вариантом системы стабилизации является одноканальная токовая балластная система.

На точность стабилизации генерируемого напряжения в той или иной степени оказывают влияние все элементы установки: гидротурбина, генератор, нагрузка. К основным параметрам, определяющим уровень стабильности величины и частоты напряжения, относятся: коэффициент саморегулирования гидротурбины, характеризующий «жесткость» ее

механической характеристики, номинальная мощность балластной нагрузки и закон ее регулирования, диапазон изменения и характер полезной нагрузки станции.

Одноканальная автобалластная система не позволяет одновременно с величиной напряжения АГ стабилизировать его частоту, поэтому приходится находить приемлемый вариант стабилизации. Оптимальная величина балластного сопротивления  $R_b$  зависит от характера полезной нагрузки станции. В частности, для активной нагрузки  $R_b = 1,25 \cdot R_{ном}$ , для активно-индуктивной нагрузки с  $\cos\varphi=0,9$ ,  $R_b = 1,32 \cdot Z_{ном}$ , для нагрузки с коэффициентом мощности  $\cos\varphi=0,8$ ,  $R_b = 1,45 \cdot Z_{ном}$ .

Отклонение  $R_b$  от этих значений приведет к возрастанию погрешности стабилизации напряжения станции при прочих равных условиях. Уменьшение  $R_b$  до значений, меньших расчетного значения номинальной нагрузки станции ( $R_b < Z_{ном}$ ), приведет к развозбуждению генератора, когда полезная нагрузка станции достигнет примерно 50 % своей номинальной величины.

Ограниченные возможности регулирования микроГЭС только по цепи балластной нагрузки приводят к взаимосвязи между точностью стабилизации величины и частоты выходного напряжения. Так, применение более «жесткой» гидротурбины повышает точность стабилизации частоты напряжения, однако, отклонение его величины относительно номинального значения при этом возрастает. Очевидное объяснение этому явлению – пропорциональная связь между частотой вращения генератора и величиной генерируемого напряжения.

На рис. 3.10. показаны расчетные зависимости максимальной погрешности стабилизации напряжения  $\pm \Delta U_{max}$  и частоты  $\pm \Delta \omega_{max}$  от жесткости гидротурбины  $e_m$ . Нагрузка станции в данном случае активная.

Характер нагрузки микроГЭС требует соответствующего изменения емкости возбуждающих конденсаторов для компенсации индуктивности нагрузки. Для машин малой мощности 5÷6 кВт, величина возбуждающих емкостей должна составлять 150÷160 мкФ на фазу при  $\cos \varphi = 0,8$ .

Рис. 3.10 Зависимость погрешности стабилизации напряжения  $\pm \Delta U_{max}$  и частоты  $\pm \Delta \omega_{max}$  от жесткости гидротурбины  $e_m$ .

В результате оптимального выбора конденсаторов и величины  $R_\sigma$  возможно стабилизировать величину и частоту напряжения станции. На рис. 3.11 показаны зависимости напряжения  $U$  и частоты  $\omega$  микроГЭС от величины полезной нагрузки  $Z$ . Максимальная погрешность стабилизации по напряжению составляет 16-17%, по частоте 3,4-3,6%. Таким образом, микроГЭС с одноканальной системой стабилизации могут обеспечить уровень стабилизации напряжения по величине порядка  $U = U_{ном} \pm 9-12\%$ , по частоте  $\omega = \omega_{ном} \pm 1,8-5\%$ .

Рис. 3.11 Выходные электрические параметры микроГЭС при активно-индуктивном характере нагрузки станции

Фазорегулируемая вентильная нагрузка генератора микроГЭС определяет искажения формы фазных токов и напряжений. Уровень искажений для синхронных и асинхронных машин примерно одинаков и достигает значений коэффициента искажений синусоидальности напряжения  $K_{нс}$  порядка 10-12% [16]. Величина искажений зависит от степени загрузки микроГЭС, что иллюстрируется экспериментальной зависимостью, приведенной на рис. 3.12.

Одноканальные системы стабилизации, содержащие токовую автобалластную систему, предполагают наличие в конструкции микроГЭС напорного трубопровода, обеспечивающего постоянство энергии рабочего потока воды турбины. Такие станции предназначены для работы на пассивную нагрузку, характер ( $\cos\varphi$ ) которой изменяется в небольших пределах.

В этих конструкциях может использоваться стандартное насосное оборудование и типовые

асинхронные электродвигатели. Поэтому, благодаря способу управления их режимами по цепи якоря, такие установки являются наиболее дешевыми и доступными микроГЭС, что подтверждается их промышленным выпуском и эксплуатацией.

### **3.4. Автобалластные системы с дискретным регулированием мощности**

Регулирование мощности балласта гидроагрегата может осуществляться по току, напряжению, частоте и другим параметрам [20]. В общем случае, когда изменяется не только полезная нагрузка станции, но и энергия рабочего потока воды, необходим частотно-регулируемый автобалласт, действующий, прежде всего, на частоту вращения гидроагрегата. Коррекцию выходного напряжения целесообразно осуществлять по цепи возбуждения генератора. Несомненные преимущества в этом случае имеют синхронные машины (СГ).

Одним из наиболее перспективных схемных решений регуляторов балластной нагрузки микроГЭС является цифровой регулятор частоты (ЦРЧ). Цифровой способ измерения, широко применяемый в современной схемотехнике, характеризуется высокой точностью и хорошо сочетается со ступенчатым автобалластом, коммутируемым тиристорными ключами.

Структурная схема микроГЭС с цифровым регулятором частоты показана на рис. 3.13, где гидротурбина  $ГТ$  приводит во вращение синхронный генератор  $СГ$ , к обмотке статора которого подключена полезная нагрузка  $Z_{на}$ ,  $Z_{не}$ ,  $Z_{нс}$  и набор балластных сопротивлений  $R_{\delta 1} \div R_{\delta N}$ , включенных через биполярные тиристорные ячейки, управляемые цифровым регулятором частоты  $ЦРЧ$ . В общем случае  $ЦРЧ$  может управлять  $N$  балластными сопротивлениями дозированной величины. Число ступеней балластной нагрузки определяет погрешность регулирования результирующей эквивалентной нагрузки станции в установившихся режимах. Под

эквивалентной нагрузкой  $CG$  понимается суммарная нагрузка на зажимах электрической машины, определяемая как параллельное соединение полезной и балластной нагрузок [16].

С точки зрения уменьшения погрешности регулирования эквивалентной нагрузки необходимо увеличивать количество ступеней балласта  $N$ . Однако это приводит к усложнению схемы регулятора, ухудшению ее массогабаритных и стоимостных показателей. Оптимальным вариантом ЦРЧ можно считать регулятор, в котором мощности балластных

*ЦРЧ*

Рис. 3.13 Структурная схема микроГЭС с цифровым регулятором частоты нагрузок выбираются в отношении:  $1,2,4,\dots, 2N$ . В этом случае можно существенно сократить количество дозированных балластных сопротивлений и обеспечить равномерную погрешность регулирования эквивалентной нагрузки во всем диапазоне. Например, если принять мощность одной ступени балласта  $\Delta P$ , равной 5% максимальной мощности установки  $P$ , то при одинаковых балластных сопротивлениях их потребуется  $N=20$ . При использовании приведенной выше рекомендации количество балластных

резисторов и соответственно ключей регулятора можно сократить до  $N=4$  при той же погрешности регулирования балласта.

Величину эквивалентной нагрузки  $СГ$  микроГЭС в относительных единицах рассчитывается по формуле:

$$Z_э = \frac{Z_n(2^N - 1)}{2^N + Z_n(n - 1)} \quad (3.1)$$

где  $Z_n$  - полезная нагрузка  $СГ$ ;  $n=0 \div (2N - 1)$  - десятичное число, соответствующее двоичному коду, записанному в выходных каскадах  $ЦРЧ$ . Двоичный код  $ЦРЧ$  соответствует частоте генерируемого напряжения и получается в результате подсчета импульсов опорной частоты за период напряжения станции.

Структурная схема  $ЦРЧ$  показана на рис. 3.14. Генератор опорной частоты ( $ГОЧ$ ) содержит высокочастотный кварцевый генератор и счетчики, формирующие последовательности

Рис. 3.14 Структурная схема  $ЦРЧ$

управляющих импульсов. Датчик частоты генератора ( $ДЧГ$ ) преобразует синусоидальное напряжение генератора в последовательность коротких импульсов с периодом повторения, равным периоду генерируемого напряжения. Измеритель частоты генератора ( $ИЧГ$ ) на основе сравнения частоты генератора с опорной производит измерение частоты напряжения микроГЭС. Счетно-логическое устройство ( $СЛУ$ ) обрабатывает по определенному алгоритму двоичный код, соответствующий измеренной частоте, и через усилитель мощности  $УМ$  управляет работой тиристорных ключей балластной нагрузки. Алгоритм работы и принципы построения  $СЛУ$  могут быть различны: на основе регистра, оперативного запоминающего устройства, реверсивного счетчика и др.

Преимущества *ЦРЧ*—это использование реверсивного счетчика, обеспечивающего последовательное изменение величины балластной нагрузки на  $\Delta P$  за каждый цикл работы. При таком регулировании удается избежать резких бросков тока и обеспечить устойчивый режим работы микроГЭС практически с любым типом генератора и турбины. Принцип действия *ЦРЧ* на базе реверсивного счетчика заключается в следующем. Подсчитывается количество импульсов *ГОЧ* за период напряжения генератора микроГЭС. Если двоичный код, зафиксированный на счетчике *ИЧГ*, соответствует частоте генератора в пределах 49 - 51 Гц, то комбинация включенных балластных сопротивлений не изменяется, к тиристорным ключам балластной нагрузки зона  $50 \pm 1$  Гц является зоной нечувствительности *ЦРЧ*. Если частота генератора вышла за пределы зоны нечувствительности, то реверсивный счетчик *СЛУ* переводится в режим вычитания - когда частота снизилась до 49 Гц и в режим прямого счета - когда частота увеличилась до 51 Гц. При этом балластная нагрузка в соответствии с двоичным кодом счетчика ступенчато увеличивается на  $\Delta P$  за каждый период напряжения микроГЭС до тех пор, пока частота выходного напряжения не войдет в заданные пределы. Таким образом, время задержки, соответствующее полному изменению балластной нагрузки от 0 до  $P$ , определяется как:

$$T_p = T_{из} (2N - 1) \quad (3.2)$$

где  $T_{из}$  - время измерения или счета импульсов.

Например, для *ЦРЧ*, в котором счет импульсов происходит за каждый период напряжения для  $N = 3; 4; 5$ , время задержки  $T_p$  будет равно 0,14; 0,3; 0,62 с соответственно. Следовательно, увеличение числа ступеней балластной нагрузки и периода измерений импульсов приводят к увеличению времени задержки *ЦРЧ*, а соответственно и длительности переходных процессов в микроГЭС.

В данном случае динамические характеристики микроГЭС вступают в противоречие со статическими. Статическая погрешность стабилизации частоты зависит также от жесткости механической характеристики гидротурбины и точности стабилизации напряжения генератора в установившихся режимах, т.е. системы регулирования напряжения  $CG$ .

Следовательно, при построении автоматизированной микроГЭС с цифровым регулятором частоты возникают вопросы выбора минимальной степени дискретизации балластной нагрузки  $\Delta P$ , обеспечивающей заданную погрешность стабилизации для определенного типа генератора со своей системой регулирования возбуждения и конкретной гидротурбины, характеризуемой жесткостью механической характеристики  $e_m$ .

Решить эту достаточно сложную задачу можно методами математического моделирования на ЭВМ.

В качестве исходных уравнений исследования принимаются следующие:

$$(3.3)$$

где  $U_2, i_2, \psi_2$  – вектор-матрицы напряжений, токов и потокосцеплений генератора;  $Z_3 Z_n$  – матрицы нагрузки;  $R_g, X_g, R_2, X_2$  матрицы активных и индуктивных сопротивлений эквивалентной нагрузки и генератора;  $M_g, M_m$  – тормозной момент генератора и вращающий момент турбины;  $J$  – момент

инерции вращающихся частей электроустановки;  $k_u, k_i$  – коэффициенты усиления;  $\mathcal{E}B$  – энергия водотока.

Математическая модель микроГЭС позволяет установить взаимосвязь между параметрами ЦРЧ и показателями микроГЭС и получить данные к выбору параметров регулятора, обеспечивающих требуемые характеристики автономной электроустановки.

В качестве основных параметров ЦРЧ можно выделить: число ступеней балластной нагрузки  $N$ , зону нечувствительности регулятора  $D_n$  и время задержки  $T_p$ .

На рис. 3.15 представлены расчетные зависимости погрешности стабилизации частоты вращения СГ типа ЕСС со стандартной системой компаундирования возбуждения от коэффициента саморегулирования гидротурбины для различных значений  $N$ . Из рис. 3.15 видно, что значительное повышение точности стабилизации частоты  $\Delta\omega$  происходит при изменении числа ступеней балластной нагрузки до значения  $N=5$ .

Дальнейшее  
увеличение  $N$   
существенного эффекта  
не дает, однако требует  
усложнения схемы ЦРЧ  
и увеличения  
количества  
дозированных  
балластных  
сопротивлений.

Рис. 3.15 Зависимость погрешности стабилизации частоты вращения микроГЭС от коэффициента саморегулирования гидротурбины

По рис. 3.15  
должны выбираться

такие параметры ЦРЧ как количество ступеней балластных сопротивлений  $N$  и зона нечувствительности  $D_n$ . Величины  $N$  и  $D_n$  выбираются по известному

коэффициенту саморегулирования гидротурбины  $e_m$  и требуемой точности стабилизации частоты вращения. Величина зоны нечувствительности ЦРЧ должна выбираться большей, чем максимальная погрешность стабилизации частоты вращения при заданном  $e_m$  и выбранной величине  $N$ . В противном случае возможны динамически неустойчивые режимы микроГЭС, когда при постоянной величине полезной нагрузки станции часть балластных сопротивлений будет периодически подключаться и отключаться.

Влияние ЦРЧ на переходный процесс микроГЭС проявляется в основном через время задержки  $T_p$ , определяющее время изменения величины балластной нагрузки, включенной в цепь якоря генератора. Обычно, для рассматриваемого диапазона мощностей инерционная постоянная вращающихся частей энергоустановка больше времени задержки ЦРЧ и в переходных режимах изменение балластной нагрузки происходит быстрее, чем частоты вращения гидроагрегата. Поэтому на длительность переходных процессов оказывает влияние и величина, на которую изменяется полезная нагрузка станции. В качестве характеристик микроГЭС с цифровым автобалластным регулятором частоты на рис. 3.16 показаны осциллограммы переходных процессов, вызванных внезапным изменением полезной нагрузки станции. ЦРЧ имеет следующие параметры:  $N = 4$ ,  $D_n = 2\%$ ,  $T_{из} = 0,02$  с. Из рис. 3.16 видно, что при включении 100%-ной активной нагрузки длительность переходного процесса составляет 0,3 с; сброс же 50%-ной нагрузки приводит к увеличению времени переходного процесса до 1,2 с, что объясняется «перерегулированием» ЦРЧ сразу после изменения режима. Однако наиболее заметные отклонения токов и напряжения генератора от установившихся значений в этом случае также лежат в интервале времен до 0,3 с после начала переходного процесса, что соответствует времени задержки ЦРЧ. На осциллограмме хорошо видны участки, в которых частота вращения СГ находится в зоне нечувствительности ЦРЧ, в эти промежутки времени величина балластной нагрузки, соответственно, ее ток и ток

генератора остаются постоянными. Отклонение напряжения микроГЭС в переходных режимах составляет не более 10-15% от номинального значения. Максимальное отклонение частоты вращения СГ в переходных режимах не превышает 7%.

Рис. 3.16 Осциллограммы переходных процессов СГ серии ЕСС 12 кВт, со стандартной системой фазового компаундирования

На рис.3.17 представлена структурная электрическая схема устройства для регулирования амплитуды и частоты напряжения автономного электрогенератора, которое содержит логический блок 1, блоки дискретного управления 2 и соответствующие им блоки сопротивлений балластной нагрузки 3, блок фазового управления 4 и соответствующий ему блок сопротивлений балластной нагрузки 5, блок управления реактивной нагрузкой 6 и дополнительный блок реактивных сопротивлений 7 [16].

На вход устройства поступает сигнал  $U_y$ , пропорциональный требуемой величине рассеиваемой на балластных сопротивлениях мощности. Этот сигнал поступает на вход логического блока 1, в котором формируются сигналы  $U_d$ , поступающие на входы блоков дискретного управления 2, сигнал  $U_\phi$ , поступающий на вход блока фазового управления 4 и сигнал  $U_p$ ,

поступающий на вход блока управления реактивной нагрузкой 6. Принципиальная электрическая схема логического блока 1 может быть выполнена по одному из известных принципов дискретного и фазового управления. Входной сигнал, поступающий на логический блок 1, формируется датчиком, установленным в якорной цепи генератора. Измеряемыми сигналами могут служить активная и реактивная составляющие тока или вырабатываемая мощность генератора.

Логический блок 1 формирует три сигнала:  $U_d$  - сигнал дискретного управления, который обеспечивает подключение необходимого количества балластных сопротивлений;  $U_\phi$  - сигнал фазового управления, обеспечивающий плавное регулирование активной составляющей нагрузки;  $U_p$  - сигнал блока управления реактивной нагрузкой, обеспечивающий плавное регулирование реактивной составляющей нагрузки.

Рис. 3.17 Структурная электрическая схема устройства для регулирования амплитуды и частоты напряжения автономного электрогенератора

Блоки дискретного управления 2 представляют собой тиристорные ключи, нагрузкой которых являются балластные сопротивления 3. Величина

балластных сопротивлений блоков дискретного управления может быть выбрана пропорциональной ряду геометрической прогрессии с коэффициентом 2, например: 1,2,4,8. При этом логический блок 1 будет обеспечивать такую комбинацию включения тиристорных ключей, при которой полная мощность, потребляемая дискретной балластной нагрузкой 3, будет изменяться в диапазоне от 0 до максимальной с равным дискретным шагом, равным  $1/(2n-1)$ , где  $n$  - число ступеней дискретных балластных сопротивлений. Построение устройства подобным образом позволяет повысить точность стабилизации амплитуды вырабатываемого напряжения. Блоки дискретного и фазового управления обеспечивают постоянство потребляемой активной мощности, а сигналы управления блока управления реактивной нагрузкой формируются таким образом, чтобы потребляемая реактивная мощность также оставались постоянной. При таком регулировании, генератор всегда работает на неизменную по величине и характеру нагрузку, и соответственно, амплитуда и частота вырабатываемого напряжения будут стабильными. Это позволяет использовать в автономных электроустановках практически любые типы электрических машин, отпадает необходимость в регуляторе напряжения и повышается статическая устойчивость системы регулирования. Погрешность стабилизации амплитуды выходного напряжения может быть уменьшена в 4–5 раз.

### 3.5. Выводы к главе 3

1. Наиболее перспективным вариантом автономной станции является установка, содержащая машинно-вентильный источник электропитания с системой стабилизации автобалластного типа.

2. Использование ЦРЧ для стабилизации частоты вращения автономной микроГЭС обеспечивает высокие динамические показатели электроустановки и устойчивую работу станции практически с любым типом гидротурбин.

3. Высокой точности стабилизации выходных электрических параметров микроГЭС позволяют достичь комбинированные системы регулирования балластной нагрузки, использующие принципы фазового и дискретного управления.

## Глава 4. ЭКСПЛУАТАЦИЯ МИКРОГЭС СОВМЕСТНО С РЕГУЛЯТОРОМ СКОРОСТИ БАРС-004.

### 4.1. Описание технических параметров микроГЭС.

МикроГЭС состоит из следующих составных частей (рис. 4.1) [8].

- водозаборное устройство с запорным органом	поз.1
- рукав водоподводящий	поз.3
- энергоблок	поз.2
- регулятор БАРС-004	поз.7
- кабели	поз.4, 5
- заземление	поз.6

Водозаборное устройство состоит из коробки со стенками из сетки, нижней стенки, выполненной из стального листа. Внутри коробки установлен водозаборный патрубок с запорным органом и муфтой для соединения с водоподводящим рукавом.

Рукав водоподводящий состоит из отдельных секций, соединённых между собой муфтами при помощи хомутов.

Энергоблок состоит из рамы с закреплёнными на ней турбиной, генератором и блоком балластных нагрузок (блок тэнов).

Энергоблок соединён с регулятором БАРС-004 двумя кабелями. Один для подключения генератора, другой для подключения блока балластных нагрузок.

Технические параметры микроГЭС приведены в табл 4.1.

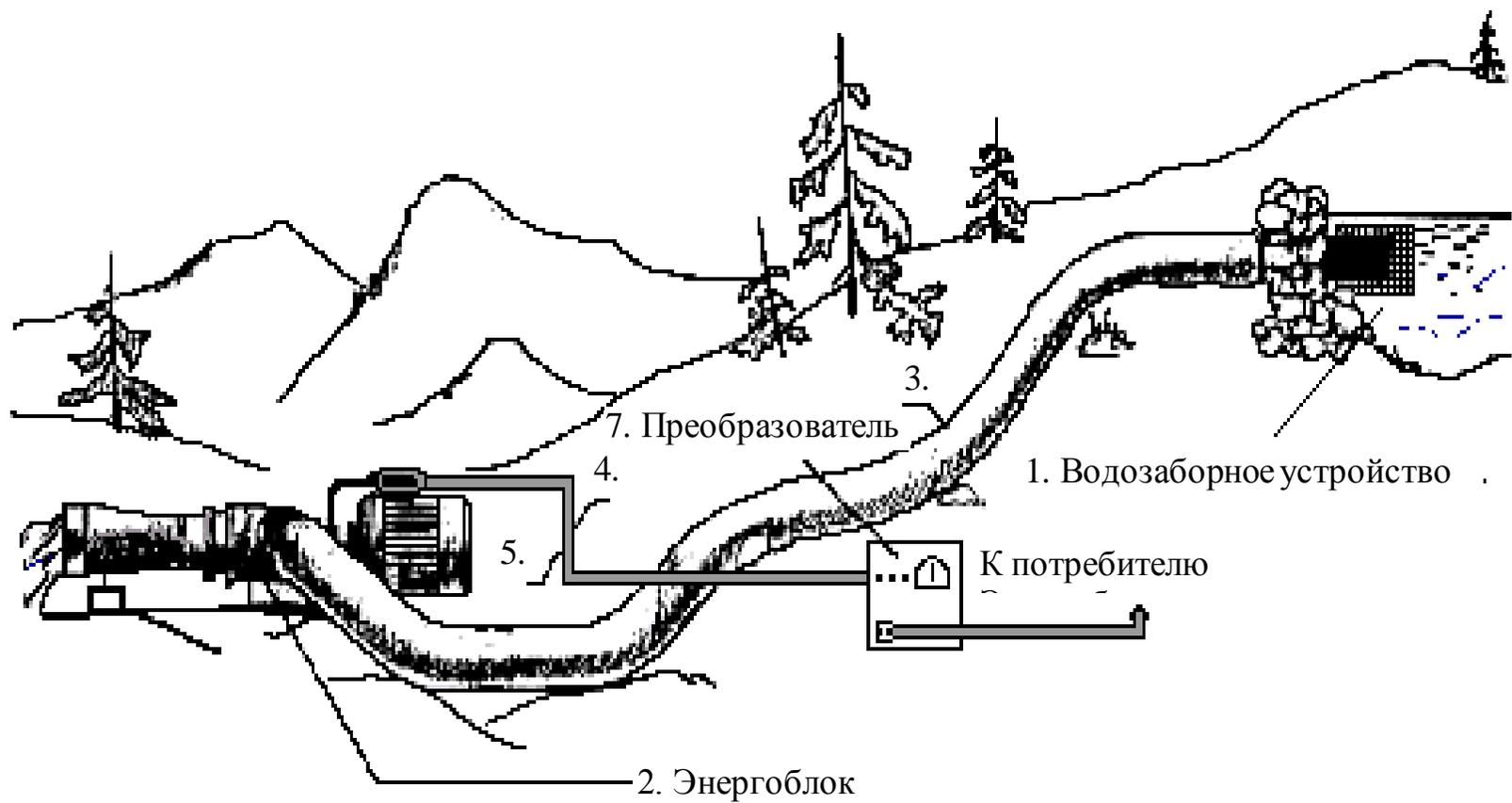


Рис. 4.1. Установка для использования энергии малых водотоков

**Технические параметры микроГЭС.**

	Наименование параметра	Ед.изм	Значение
1	Мощность микроГЭС	кВт	0,5 до 4
2	Рабочий напор (нетто)	м	от 3,5 до 7,5
3	Потребный расход	л/с	от 75 до 83
4	Число фаз		3
5	Номинальное напряжение	В	220
6	Частота переменного тока	Гц	50
7	Габариты:	мм	
8	энергоблок		1170x400x350
9	регулятор БАРС-004		452x360x500
10	водозаборное устройство		500x380x300
11	Масса:	кг	
12	энергоблок		97
13	регулятор БАРС-004		50
14	водозаборное устройство		15
15	рукав водоподводящий (одна секция длиной по 10 м)		18,7

**4.2. Расчёт вырабатываемой мощности микроГЭС в зависимости от рабочего напора воды.**

Исходные параметры микроГЭС.

Напор  $H$  (нетто) – от 3,5 до 7,5 м.

Исходя из средних значений параметров расхода воды ( $Q$ ), а также учитывая паспортные данные установки задаёмся приближённым значением потребного расхода воды.

$$Q = 80 \text{ л/с} = 0,08 \text{ м}^3/\text{с}$$

Учитывая габаритные показатели установки значения  $\eta_T$  и  $\eta_r$  принимаем равными:  $\eta_T = 0,95$ ,  $\eta_r = 0,8$ .

Мощность развиваемая валом турбины без учёта коэффициента потерь равна:

Для минимального значения рабочего напора:

$$N = 9,81 \cdot Q \cdot H_{\text{НЕТТО}} \cdot \eta_T \cdot \eta_G = 9,81 \cdot 0,08 \cdot 3,5 \cdot 0,95 \cdot 0,8 \approx 2 \text{ кВт.}$$

Для максимального значения напора:

$$N = 9,81 \cdot Q \cdot H_{\text{НЕТТО}} \cdot \eta_T \cdot \eta_G = 9,81 \cdot 0,08 \cdot 7,5 \cdot 0,95 \cdot 0,8 \approx 4,4 \text{ кВт.}$$

### 4.3. Расчёт балластной нагрузки.

Определение сопротивления, длины и наиболее подходящего сечения сердечника, на который наматывается спираль балластной нагрузки.

Исходные данные расчёта:

$$P_{\text{б.н.ф}} = 1,6 \text{ кВт} = 1600 \text{ Вт (технический паспорт микроГЭС).}$$

$$U_{\text{ном}} = 220 \text{ В (технический паспорт микроГЭС).}$$

$$S_c = 0,3 \text{ мм}^3 \text{ (замер).}$$

$$\rho_{\text{нхр}} = 1,1 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м (справочный материал).}$$

Расчёт:

Ток, протекающий по балластной нагрузке в номинальных условиях:

$$P = U \cdot I_{\text{б.н.}} \Rightarrow I_{\text{б.н.}} = \frac{P}{U} = \frac{1600}{220} \approx 7 \text{ А.}$$

сопротивление балластной нагрузки в фазе:

$$R_{\text{б.н.}} = \frac{U}{I_{\text{б.н.}}} = \frac{220}{7} \approx 31 \text{ Ом}$$

По выражению:

$$R = \frac{\rho l}{S},$$

получаем

$$l = \frac{R \cdot S}{\rho} = \frac{31 \cdot 0,3}{1,1} \approx 8,4 \text{ м}$$

По справочным материалам выбираем наиболее целесообразное сечения сердечника, на который наматывается спираль

$$S_{сер} = 1,5 \text{ мм}^2.$$

#### 4.4. Определение скорости вращения, при которой начинается самовозбуждение асинхронного генератора.

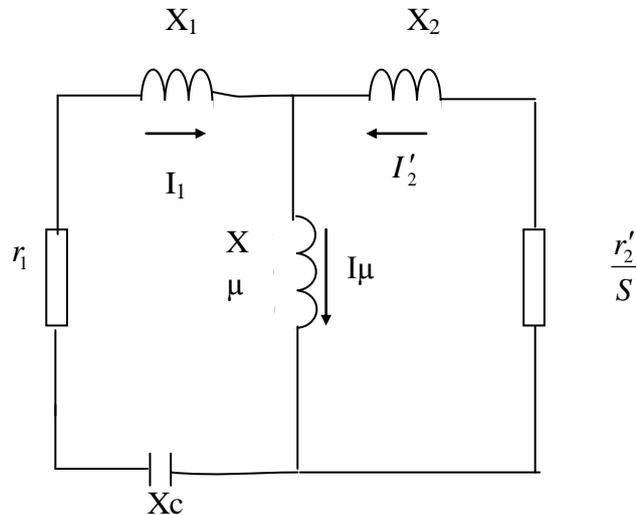


Рис.4.2.Эквивалентная схема асинхронной машины при конденсаторном торможении

Расчёт параметров асинхронного генератора с самовозбуждением.

Основные технические данные асинхронного двигателя типа 4А100L2У3.

Таблица 4.2.

#### Параметры схемы замещения

$x_\mu$	В номинальном режиме				При К.З.		
	$R'_1$	$X'_1$	$R''_2$	$X''_2$	$R''_{2П}$	$R_{К,П}$	$X_{К,П}$
3,8	00,5	0,054	0,036	0,11	0,038	0,087	0,1

Примечание в таблице приведены значения во.е.

Переведем значения параметров схемы замещения в именованные единицы:

$$X = x \cdot \frac{I_{1ном,\phi}}{U_{1\phi}};$$

$$R = r \cdot \frac{I_{1ном,\phi}}{U_{1\phi}}$$

где  $X, R$  – сопротивление в относительных единицах;

$x, r$  – в именованных единицах, Ом.

$I_{1ном,ф}$  – номинальный фазный ток статора, А;

$U_{1ф}$  – номинальное фазное напряжение, В.

Тогда

$$x_{\mu} = x_{\mu_0} \cdot \frac{I_{1ном,ф}}{U_{1ф}},$$

где

$$I_{1ном,ф} = \frac{P_{2ном}}{3 \cdot U_{1ф} \cdot \eta \cdot \cos \varphi}$$

подставляя  $P_{2ном}=5500$  Вт,  $\eta=0,875$  и  $\cos\varphi=0,91$  получим

$$I_{1ном,ф} = \frac{5500}{3 \cdot 220 \cdot 0,875 \cdot 0,91} = 10,465 \text{ А},$$

тогда

$$x_{\mu_0} = \frac{x_{\mu} \cdot U_{1ф}}{I_{1ном,ф}} = \frac{3,8 \cdot 220}{10,465} \approx 79,9 \text{ Ом}$$

Подставляя, таким образом, в формулы значение параметров схемы замещения, находим необходимые для дальнейшего расчёта значения:

$$r_2' = 0,7568 \text{ Ом}, r_1 = 1,051 \text{ Ом}, x_{\kappa} = 2,1022 \text{ Ом}.$$

Уравнение баланса э.д.с. в статорной цепи имеет вид:

$$I_1 \sqrt{r_1^2 + (x_1 F - x_c \frac{1}{F})^2} = I_{\mu} x_{\mu} F,$$

где  $F = \frac{f}{50}$  – частота тока статора, отнесённая к 50 Гц;  $x_c$  – реактивное сопротивление конденсаторов при 50 Гц.

Так же как и машина постоянного тока, асинхронная машина возбуждается лишь при некотором конечном значении скорости, которая зависит от её параметров и реактивного сопротивления конденсаторов.

В начале самовозбуждения, когда скольжение мало и роторный ток также относительно мал, почти весь первичный ток статора является намагничивающим. Поэтому уравнение для начала самовозбуждения будет:

$$r_1^2 + \left(x_1 F_0 - \frac{x_c}{F_0}\right)^2 = x_{\mu_0}^2 F_0^2,$$

где  $F_0$  – относительная частота в начале самовозбуждения;

$x_{\mu_0} F_0$  – реактивное сопротивление намагничивания при этой частоте.

Решение этого уравнения даёт для  $F_0$  такое значение:

$$F_0 = \sqrt{\frac{(r_1^2 - 2x_1 x_c) + \sqrt{(r_1^2 - 2x_1 x_c)^2 + 4x_c^2(x_{\mu_0}^2 - x_1^2)}}{2(x_{\mu_0}^2 - x_1^2)}}.$$

Пренебрегая под вторым корнем первым слагаемым ввиду его относительной малости и величиной  $x_1^2$  по сравнению с  $x_{\mu_0}^2$  во втором слагаемом, а также в знаменателе, имеем:

$$F_0 \approx \sqrt{\frac{(r_1^2 - 2x_1 x_c) + 2x_c x_{\mu_0}}{2x_{\mu_0}^2}}.$$

Далее можно ещё более упростить выражение для  $F_0$ , отбросив первое слагаемое в числителе вследствие его относительной малости, тогда:

$$F_0 \approx \sqrt{\frac{x_c}{x_{\mu_0}}}.$$

Так как в начале самовозбуждения  $s=0$ , то относительная скорость вращения при этом  $\frac{\omega_0}{\omega_c} = F_0$ . Отсюда угловая скорость машины  $\omega_0$ , при которой начинается самовозбуждение:

$$\omega_0 \approx \omega_c \sqrt{\frac{x_c}{x_{\mu_0}}}$$

подставляя значения  $x_c$

$$x_c = \frac{1}{314C} = \frac{1}{314 \times 70 \times 10^{-6}} = 45,496 \text{ Ом},$$

получим

$$\omega_0 \approx 314 \sqrt{\frac{45,496}{79,9}} \approx 237 \text{ с}^{-1},$$

это соответствует скорости вращения асинхронного генератора

$$n = 2265 \text{ мин}^{-1}.$$

Таким образом при скорости вращения  $n = 2265 \text{ мин}^{-1}$  начинается самовозбуждение асинхронного генератора.

#### **4.5. Выводы к главе 4.**

1. Самовозбуждение асинхронного генератора начинается при 75% от номинальной скорости вращения.

2. Балластный асинхронный регулятор скорости типа БАРС-004 автоматический поддерживает в заданных пределах частоту вращения генератора микроГЭС путем включения или отключения балластной нагрузки и стабилизирует выходное напряжение генератора путем включения и отключения индуктивности при постоянной величине ёмкостного возбуждения.

## Заключение

1. Огромный, неосвоенный гидроэнергетический потенциал Узбекистана, возобновляемость данного энергоресурса открывают широкие возможности получения «чистой» электроэнергии путем применения установок малых и микроГЭС в условиях Узбекистана.

2. Применение асинхронного генератора обеспечивающего высокие потребительские свойства и надежность работы агрегата микро ГЭС.

3. В результате изучения электрической схемы регулятора скорости "БАРС-004" были выявлены следующие достоинства и недостатки:

- достоинствами данного способа является полное исключение электромеханических устройств из системы стабилизации частоты вращения гидрогенератора. Такая система регулирования может иметь высокоскоростное действие, что положительно скажется на качестве выходного напряжения источника электропитания.

- благодаря стабилизации частоты вращения приводного двигателя рассматриваемых типов электроустановок могут применяться общепромышленные генераторы без большого запаса механической прочности ротора.

- обеспечить стабилизацию выходного напряжения рассматриваемой автономной системы электроснабжения по величине и частоте, возможно только за счет поддержания неизменного баланса мощностей, как по активной, так и по реактивной мощности.

- для обеспечения баланса системы электроснабжения по активной мощности целесообразно использовать в качестве параметра регулирования частоту выходного напряжения генератора. Достоинствами данного способа регулирования является нечувствительность электроустановки к возможным изменениям энергии приводного гидродвигателя, что характерно для водотоков с сильноизменчивым во времени дебетом стока воды. К

недостаткам следует отнести большую инерционность регулирования и невозможность компенсации возможной нагрузки.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.

1. Каримов И.А. «Узбекистан на пороге XXI века: угрозы безопасности, условия и гарантии прогресса» - Т.: Узбекистон, 1997. – 315 с.
2. Развитие возобновляемых источников энергии в Республике Узбекистан. Заключительный отчет Азиатского Банка Развития, Департамент Восточной и Центральной Азии и Министерства сельского и водного хозяйства Республики Узбекистан, **Ташкент-2005.**
3. **Альтернативные источники энергии: возможности использования в Узбекистане. Аналитический доклад 2011/03.** Центр экономических исследований. **Ташкент-2011.**
4. В.П. Шуйский, С.С. Алабян, А.В. Комиссаров, О.В. Морозенкова. «Мировые рынки ВИЭ и национальные интересы России», Проблемы прогнозирования, № 3, 2010 г.
5. «Перспективы развития возобновляемой энергетики в Узбекистане». Заключительный отчет ПРООН, Ташкент, 2007 г.
6. Копылов И.П. Математическое моделирование электрических машин. - М.: Высшая школа, 1987.-245с.
7. Alp.Partnun, St.Antonien. МикроГЭС. Hassler Erwin, Elektrotechnik, Schweiz, 1985, 36, № 12, p 49-51.
8. Карелин В.Я., Волшаник В.В. Сооружения и оборудование малых гидроэлектростанций. - М.:Энергоатомиздат, 1986.- 199 с.
9. Лопастные насосы: Справочник. Под общ. ред. В.А.Зимницкого и В.А. Умова.-Л.:Машиностроение. Ленингр. отд-е, 1986. - 334 с.
10. Оборудование для малых ГЭС. "Int. Water Power and Dam Const." 1986, 38, №4, 41-50.
11. Лукутин Б.В.,Сипайлов Г.А. Использование механической энергии возобновляемых природных источников для электроснабжения

- автономных потребителей. Фрунзе.: Илим, 1987.- 135 с.
12. Лукутин Б.В. Стабилизация выходного напряжения микроГЭС с помощью автобалластной нагрузки. Сб. "Использование возобновляемых источников энергии в Киргизии".-Фрунзе.: Илим, 1988. с. 53-58.
  13. Лукутин Б.В., Обухов С.Г. Эквивалентная нагрузка генератора микрогидроэлектростанции с автобалластной нагрузкой. Электромеханика, 1988, №5. с. 99-104. (Изв. вузов).
  14. Лукутин Б.В. Стабилизация напряжения автономных микрогидроэлектростанций. Техника в сельском хозяйстве. 1989, №2, с. 22-24.
  15. Лукутин Б.В., Обухов С.Г. Динамика микрогидроэлектростанции с автобалластной стабилизацией напряжения. Электротехника, 1989, №10. с. 9-12.
  16. Б.В. Лукутин, С.Г. Обухов, Е.Б. Шандарова. Автономное электроснабжение от микрогидроэлектростанций. Монография. – Издатель, Томск, 2001.
  17. Лукутин Б.В., Обухов С.Г. Микрогидроэлектростанция с автобалластной нагрузкой, регулируемой по частоте выходного напряжения. Электромеханика. - 1990. - № 6. - с. 111-119
  18. Лукутин Б.В., Обухов С.Г. Выбор способа регулирования микрогидроэлектростанций с автобалластной нагрузкой. Гидротехническое строительство. - 1990, №7, с.33-35
  19. Лукутин Б.В., Обухов С.Г. Особенности работы микроГЭС на асинхронный двигатель соизмеримой мощности. Электротехника. - 1991, №7, с.36-40
  20. Лукутин Б.В., Обухов С.Г., Озга А.И. Выбор параметров цифрового регулятора частоты автономной микрогидроэлектростанции. Гидротехническое строительство. - 1992, №9, с.40-43

21. Лукутин Б.В., Обухов С.Г., Шандарова Е.Б. Способы повышения качества выходного напряжения микрогидроэлектростанции с тиристорным автобалластом. Промышленная энергетика. - 2000, №8, с.49-52