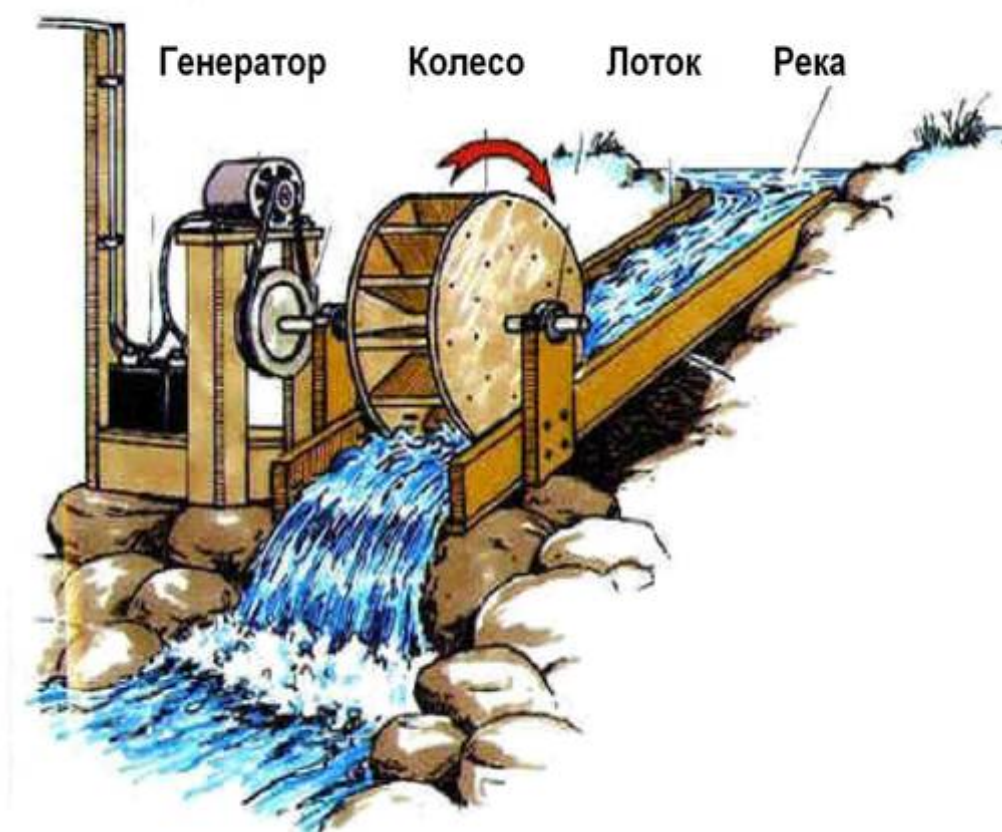


ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ
Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования
«Томский политехнический университет»

С. Г. Обухов

МИКРОГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

курс лекций
к магистерской программе «Возобновляемые источники энергии»



Томск -2009

Содержание:

Лекция 1. Гидроэнергия и особенности ее использования	3
Лекция 2. Способы построения микроГЭС	10
Лекция 3. Типы гидротурбин	18
Лекция 4. Выбор места установки электростанции	24
Лекции 5-6. МикроГЭС автобалластного типа	29
Лекция 7. МикроГЭС с фазовым регулированием	40
Лекция 8. МикроГЭС с дискретным регулированием	47
Лекция 9. Оценка экономической эффективности микроГЭС	53
Вопросы для самопроверки	61
Список источников:	62

Лекция 1. Гидроэнергия и особенности ее использования

Появление гидроэнергии на нашей планете обусловлено круговоротом воды в природе (рис.1.1), движущей силой которого является Солнце.



Рис.1.1. Круговорот воды в природе

Под действием солнечных лучей вода испаряется из океанов, морей и других водных поверхностей, формирует тучи, выпадает в виде дождя или снега и опять попадает в океан.

Гидроэнергия – это энергия, сосредоточенная в потоках водных масс в русловых водотоках и приливных движениях. Любой водяной поток обладает кинетической и потенциальной энергией.

Гидроэлектростанция (ГЭС) – это электростанция, которая преобразуют кинетическую и потенциальную механическую энергию водного потока в электроэнергию.

Мощность ГЭС можно определить из выражения:

$$P = 9,81 \cdot QH\eta, \text{ кВт} \quad (1.1)$$

где Q – расход воды, $\text{м}^3/\text{с}$ (мощность потока воды, протекающего через некоторое сечение – створ); H – напор воды, подведенной к гидротурбине, м; η – КПД гидроэлектростанции.

С точки зрения превращения энергии, гидроэнергетика – это технология с очень высоким КПД, зачастую превышающем более чем в два раза КПД обычных теплоэлектростанций.

КПД ГЭС складывается из КПД гидротурбины и электрического генератора, образующих гидроагрегат. КПД преобразования гидравлической энергии в электрическую достаточно высок и на современных электростанциях достигает 90 %. Расход энергии на собственные нужды ГЭС составляет около 0,3 % от выработки, что существенно ниже, чем на тепловых электростанциях.

Для эффективного производства электроэнергии на ГЭС необходимы два основных фактора: гарантированная обеспеченность водой круглый год и возможно большие уклоны рек.

Для увеличения мощности ГЭС строят искусственные гидротехнические сооружения, с помощью которых увеличивают напор воды. На равнинных реках напор создается с помощью плотин; в горных местностях строят специальные обводные каналы, которые называют деривационными.

Крупная ГЭС представляет собой сложное техническое устройство, состоящее из большого числа единиц технологического оборудования: плотины, гидравлических турбин, электрических генераторов, водосбросных, судоходных, рыбопропускных сооружений и т.д, рис.1.2. Сооружение крупной ГЭС, как правило, связано со значительными сроками строительства и требует огромных капитальных вложений. Экологическая чистота процесса производства электроэнергии на ГЭС, расположенных на равнинных реках часто нивелируется затоплением огромных территорий.



Рис.1.2. Крупнейшая в России Саяно-Шушенская ГЭС

Для выработки электроэнергии ГЭС использует возобновляемый первичный энергоноситель – энергию потока воды, что практически исключает в структуре затрат на производство энергии затраты на топливо. Технологический процесс производства электрической энергии на ГЭС высоко автоматизирован, что позволяет иметь эксплуатационный персонал, значительно меньше, чем на тепловой или атомной электростанции аналогичной мощности.

Кроме того, срок эксплуатации ГЭС намного превышает срок службы электрогенерирующих станций, работающих на ископаемом топливе. Существуют ГЭС, находящиеся в эксплуатации практически 100 лет

Представленные выше особенности ГЭС определяют сравнительно низкую себестоимость выработки электроэнергии, которая обычно в 6–8 раз ниже, чем на ТЭС или АЭС.

Важным преимуществом гидроэнергетики является высокая маневренность гидроагрегатов, вывод которых на полную мощность осуществляется за время, меньшее одной минуты. Поэтому ГЭС в энергосистеме обычно используют для выработки электроэнергии, обеспечивающей покрытие графика нагрузки, особенно в его пиковой части, регулирования частоты электрического тока и в качестве резерва.

В современной мировой энергетике все большее применение находят гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС), которые работают в переменном режиме накопления и отдачи энергии. В периоды времени, когда в системе имеются провалы нагрузки. ГЭС работают с незначительной мощностью, и вода заполняет водохранилище, обеспечивая запас энергии. Если в энергосистеме наблюдается излишек электроэнергии, агрегаты ГАЭС переводятся в насосный режим и перекачивает воду из нижнего водохранилища в верхнее, потребляя при этом электроэнергию из энергосистемы. С наступлением пиков нагрузки агрегаты станции включаются в турбинный режим, их мощность увеличивается на необходимую величину, и они обеспечивают потребителя электроэнергией за счет созданного ранее запаса воды.

Таким образом, ГАЭС покрывает пики графика нагрузки и обеспечивает потребление дешевой энергии в провалы графика нагрузки, выравнивая режимы работы ТЭС и АЭС.

Основной причиной того, что ГЭС не строят повсеместно, является высокая стоимость их строительства, а также необходимость наличия больших водных ресурсов в относительной близости к населенным пунктам. К другим проблемам, связанным со строительством ГЭС, относятся: воздействие дамб на речные экосистемы и социальные проблемы, в частности, связанные с переселением жителей.

К тому же в Европе, основной гидроэнергетический потенциал уже реализован: До 98% потребляемой энергии в Норвегии вырабатывается за счет гидроэнергетики, а правительство Германии заявило, что в стране уже не существует больше мест для размещения ГЭС. Рассматривая мировое распространение гидроэнергетики можно отметить, что сегодня уже задействовано около 10% существующих гидроресурсов. Большим потенциалом для развития гидроэнергетики обладают страны Азии и Африки [22].

К 2000 году в Бразилии на долю ГЭС приходилось до 86% от суммарной установленной мощности электрогенерирующих объектов. В таких странах, как Чили, Колумбия, Парагвай, Перу и Венесуэла на долю

ГЭС приходится до 50% и больше от общей установленной мощности электрогенерирующих объектов.

Самый большой гидроэнергетический комплекс в мире находится на реке Парана между Парагваем и Бразилией. Он называется Дамба Итаипу, а суммарная мощность его 18 турбин составляет 12600 МВт, рис.1.3.



Рис.1.3. Крупнейшая в мире ГЭС ИТАИПУ

Для больших ГЭС с дамбами необходимы большие водохранилища и большие площади для разлива. Для освобождения места под эти площади необходимо переселить много людей.

Затопление и изменение потока воды, кроме того, вызывает изменение фауны и флоры вне русла реки. Из-за постоянных или периодических затоплений под ударом оказывается животный и растительный мир района, где находится ГЭС. Если животные могут частично переместиться в новые места обитания вне области водоема, (естественно, если соответствующие условия среды будут найдены), то растительность затопляемых областей считается утраченной.

Для некоторых видов рыб могут возникнуть препятствия для их размножения из-за возможного изменения уровня воды во время периода нереста. В искусственном водоеме обычно обитают меньше видов рыб, чем в естественном озере. Изменения потока воды могут радикально влиять на питательные вещества и условия икрометания вниз по течению. Также изменяется и «образование» пищи, как и ее доступность для рыбы. В дамбе и на местах сброса воды от турбин может выделяться избыточный

газ, преимущественно азот, что может быть смертельным для рыбы

Водохранилища вместе с изменением и возможными колебаниями уровня воды, вызванными наличием ГЭС, влияют на уровень грунтовых вод в окружающих районах, что, в свою очередь, может повлиять на качество воды и перемещение осадков в русле реки в результате стока и эрозии.

Русло реки - экологическая система, где изменения в пределах одного компонента могут вызвать цепную реакцию.

Основные особенности ГЭС:

- территориальное размещение определяется географическими и топологическими условиями;
- использование в качестве первичного энергоносителя возобновляемой природной энергии потоков воды и экологическая чистота производства электроэнергии;
- высокие капитальные вложения и низкие эксплуатационные расходы в сравнении с другими типами электростанций;
- большой срок службы, простота и надежность основного оборудования;
- большая маневренность, позволяющая использовать ГЭС для покрытия пиков электрических нагрузок и в качестве резервного источника питания в энергосистеме;
- возможно негативное влияние на экологию окружающей среды, которое необходимо учитывать на этапе проектирования станции.

ГЭС различаются по мощности от нескольких сот ватт до более чем 10.000 МВт. Классифицируются ГЭС достаточно просто: обычно все электростанции с мощностью более 10 МВт считаются большими, а все другие - малыми.

Большие ГЭС требуют развитой инфраструктуры: наличия дорог, необходимых для строительства, высоковольтной распределительной сети большой мощности, крупных промышленных потребителей электроэнергии. Для управления и обслуживания крупных ГЭС необходим квалифицированный персонал. С технической точки зрения большая мощность ГЭС требует сложного технологического оборудования. Например, гидротурбины крупных ГЭС являются уникальными, они проектируются индивидуально для каждой станции. Крупномасштабные ГЭС требуют тщательного подхода к вопросам экологии. Искусственные водохранилища могут полностью изменить ландшафт и затопить большие территории, которые могли быть использованы в сельском хозяйстве.

Большие ГЭС являются собственностью больших компаний или государственных предприятий, которые обычно и управляют ими. Благодаря уменьшению удельных капитальных затрат с увеличением размеров электростанции, себестоимость произведённой электроэнергии относительно низка.

Период подготовки и реализации проекта достаточно продолжителен и является довольно дорогостоящим, что, оправдывается большими масштабами объекта. Стоимость самого оборудования составляет относительно малую часть общей стоимости проекта.

По принятой в России классификации к классу микроГЭС относят гидравлические электростанции мощностью до 100 кВт. И хотя физические принципы преобразования энергии в микроГЭС такие же, как и в ГЭС большой мощности, они имеют ряд отличительных особенностей.

В отличие от крупных ГЭС, работающих в составе энергосистем, микроГЭС в большинстве случаев используются для электроснабжения мелких изолированных потребителей, удаленных от сетей централизованного электроснабжения. Основную долю затрат при сооружении крупных ГЭС составляет стоимость гидротехнических сооружений. Для микроГЭС сооружение плотин не требуется. Как правило, используется русловая или деривационная схема электростанции (рис. 1.4), по которой часть воды из реки отводится в напорный трубопровод и после использования в гидротурбине опять сбрасывается в реку. Это позволяет значительно сократить сроки строительства и капитальные затраты на сооружение электростанции, обеспечивая минимальное негативное воздействие на окружающую среду.

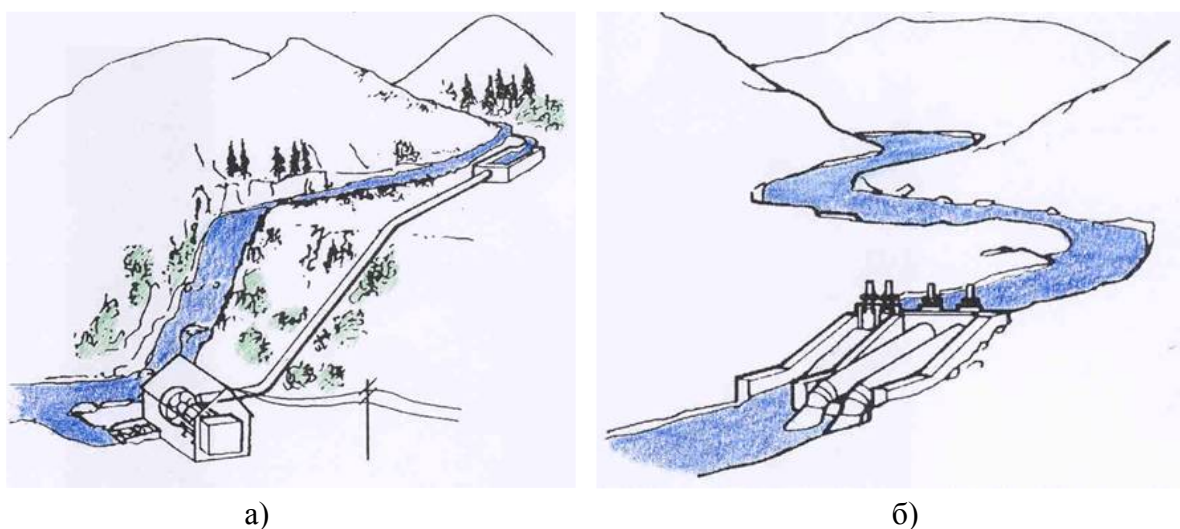


Рис.1.4. Схемы создания напора в микроГЭС
а – деривационная; б - русловая

Источниками ресурсов для малой гидроэнергетики являются естественные и искусственные водотоки (малые и средние реки, ручьи, оросительные и судоходные каналы), водосбросы из водохранилищ, искусственных прудов, шлюзов, различные гидравлические системы (питьевые водоводы, технологические водотоки, водосбросы ТЭЦ и АЭС) [11]

МикроГЭС лишены многих недостатков, характерных для больших ГЭС: они не требуют больших капитальных вложений, практически не оказывают негативного воздействия на окружающую среду, для их

обслуживания не нужен квалифицированный персонал. Гидротехнические сооружения малых ГЭС не подтопляют леса и сельскохозяйственные угодья, не приводят к сносу и переносу населенных пунктов. МикроГЭС позволяют сохранить ландшафт и окружающую среду в процессе строительства и на этапе эксплуатации. Вода, проходящая через малую гидротурбину, сохраняет свои первоначальные природные свойства.

Наиболее конкурентоспособной областью применения микроГЭС являются зоны децентрализованного электроснабжения, которые расположены, как правило, в отдаленных труднодоступных районах. Потребителями энергии в этих районах являются в большинстве случаев различные сельскохозяйственные объекты, небольшие поселки, коттеджи и т.д. Установленная мощность электрических нагрузок составляет от единиц до нескольких десятков кВт, в составе нагрузок преобладают различные бытовые приборы. График нагрузки крайне изменчив, возможна значительная несимметричная загрузка по фазам источника питания. В настоящее время электрификация подобных объектов осуществляется в основном от автономных дизельных электростанций, а себестоимость электроэнергии может достигать 15–25 руб. за кВт·ч [8].

Значительно улучшить существующую ситуацию с электроснабжением потребителей, расположенных в децентрализованных зонах электроснабжения, позволяет использование микрогидроэлектростанций (микроГЭС). Энергия потоков воды занимает весьма существенное место в России по запасам и масштабам использования. Высокая энергетическая плотность потока воды и относительно стабильный временной режим в сравнении с другими видами ВИЭ, определяют самую низкую стоимость энергии, получаемой при помощи гидростанций, среди установок, использующих другие виды возобновляемых энергоресурсов.

Отмеченные выше особенности размещения и эксплуатации автономных систем электроснабжения позволяют сформулировать основные требования, предъявляемые к микроГЭС:

- простота и надежность конструкции;
- высокое качество выходных электрических параметров в статических и динамических режимах;
- соответствие вырабатываемого электрического тока требованиям ГОСТов по частоте и напряжению;
- полностью автоматизированный режим работы;
- экологическая безопасность принятых проектных, конструкторских и технологических решений;
- компенсация возможной несимметрии по фазам.

Основное технологическое оборудование микроГЭС должно быть по возможности серийным, а ее система управления должна обеспечивать полностью автоматизированный режим работы при минимальном техническом обслуживании.

Лекция 2. Способы построения микроГЭС

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

Обычно микроГЭС содержат в своей конструкции 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 и т.д.

Исторически, первые гидроэлектростанции относились к классу «микро», и время их появления совпадает с успехами в промышленном освоении электромашинных генераторов. Такие простейшие, часто полукустарные установки (рис.2.1) имели широкое распространение, особенно в сельской местности. В частности, в СССР в 1937 году доля гидроэнергии в сельскохозяйственном электроснабжении достигала 11 %.



Рис.2.1. МикроГЭС в Китае

Основные теоретические и опытно-конструкторские разработки проводились во Всесоюзном институте гидромашиностроения г.Москва под руководством профессора В.С.Квятковского, в ленинградском индустриальном институте, во Всесоюзном институте гидротехники и мелиорации г.Москва и других организациях. Результатом этих работ явилась первая отечественная серия автоматизированных микроГЭС из 22 типов, спроектированная и принятая к производству на Ленинградском заводе «Электросила» [9]. Мощность агрегатов составляла ряд от 0,7 до 55,2 кВт. МикроГЭС имели автоматические регуляторы частоты вращения на базе масляных насосов, которые воздействовали на угол поворота лопастей турбины, и угольные регуляторы возбуждения электромашинных

генераторов.

Следовательно, эта серия микроГЭС впервые имела полный набор автоматических устройств, необходимых для стабилизации параметров производимой электроэнергии в любых режимах работы станции. Однако, уровень развития техники того времени не позволил обеспечить приемлемых потребительских и производственно-технологических качеств станции. По результатам испытаний пришлось признать необходимость свести автоматизацию энергоустановки к немногочисленным, хотя и грубым, но надежно действующим деталям.

Ретроспективный анализ конструкций микроГЭС показывает, что их упрощение осуществлялось, прежде всего, за счет применения нерегулируемых гидротурбин и, соответственно, совершенствования электрической части станций.

Наиболее перспективными конструктивными решениями гидроэлектрических установок класса «микро» являются бесплотинные конструкции, способные работать в свободном потоке воды, или использующие напорный трубопровод [3].

В качестве гидродвигателей, преобразующих энергию потока воды в механическую энергию, в той или иной степени используются все типы гидротурбин: поворотно-лопастные, радиально-осевые, ковшовые, капсульные, осевые, турбины с горизонтальной и наклонной осями вращения. Для низконапорных гидроэлектростанций, характерных для равнинной местности, основным типом гидротурбин являются турбины пропеллерного типа. Например, серия прямоточных гидротурбин американской корпорации Allis Chalmers может работать в диапазоне напоров от 1,5 до 15 метров. Их мощность, при диаметрах рабочего колеса от 0,3 до 3 м, меняется от 0,01 до 5 МВт. Все турбины пропеллерного типа выполняются с неподвижными лопастями [4].

Достоинством турбин пропеллерного типа является максимальная быстроходность при малых напорах, позволяющая создавать безредукторные варианты конструкции микроГЭС. Тем не менее, стремление использовать высокооборотные и более дешевые генераторы приводит к необходимости применения мультипликаторов, повышающих частоту вращения турбин. Так, корпорация США Hydro Energy Systems и французская компания Societ Neupric предусматривают в составе микроГЭС мультипликатор с передаточным отношением, равным 3 [4].

Важнейшей характеристикой гидротурбины является зависимость мощности от частоты вращения при постоянных значениях расхода и напора воды. Типичный вид этой зависимости для реальной турбины пропеллерного типа диаметром D , равным 289 мм при напоре $H = 9$ м, для двух значений открытия направляющего аппарата a показан на рис. 2.2.

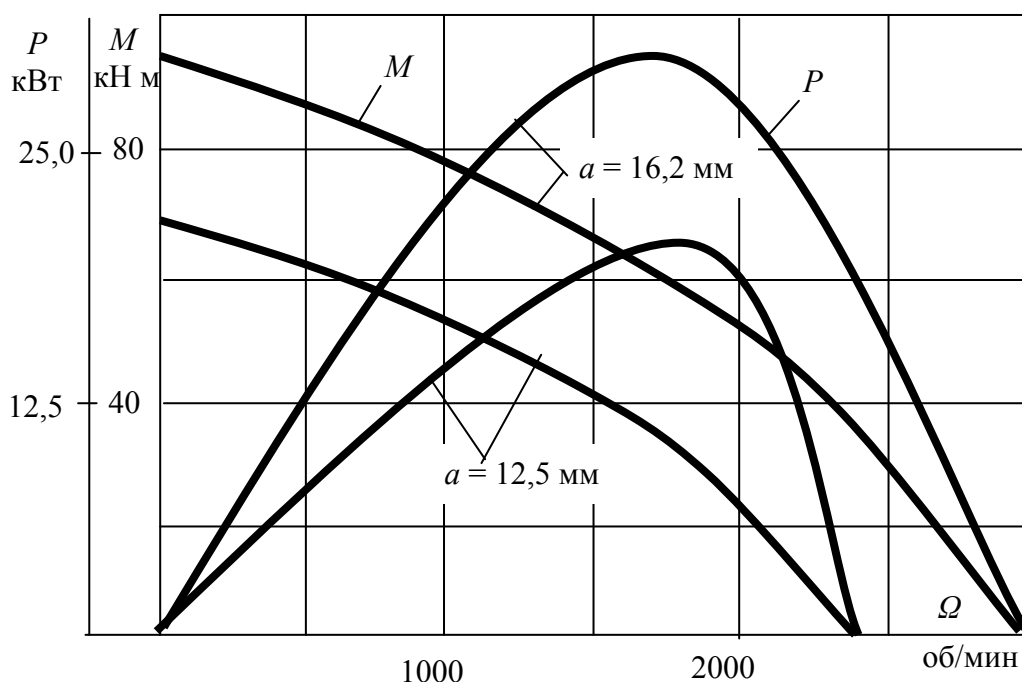


Рис.2.2. Экспериментальные мощностные и механические характеристики турбины типа К-245, $D = 289$ мм, $H = 9$ м

Обычно для турбины рассматриваемого класса $\eta = 0,8 \div 0,9$. Из рис. 2.2 видно, что мощность, развиваемая гидротурбиной, равна нулю в двух случаях:

- 1) при $n = 0$, когда происходит протекание воды, но нет вращения и, следовательно, работа не совершается - энергия воды растрачивается на гидравлическое сопротивление;
- 2) $n = n_y$, когда под действием напора воды турбина развивает максимальные обороты, растрчивая энергию на гидравлические и механические сопротивления. Угонная частота вращения n_y гидротурбины пропеллерного типа достигает $2 \div 2,5$ номинальной частоты.

С уменьшением открытия направляющего аппарата (a) мощность турбины и максимальная частота вращения уменьшаются, поскольку падают расход воды и энергия потока.

Следовательно, частота вращения турбины определяется двумя факторами: энергией рабочего потока воды и величиной мощности нагрузки, уравнивающей мощность, развиваемую гидродвигателем.

Очевидно, что при постоянных параметрах потока воды и неизменной конфигурации рабочих лопастей частоту вращения гидротурбины можно регулировать путем изменения величины нагрузки. Для микроГЭС регулирование частоты энергоустановки наиболее просто осуществляется путем регулирования величины электрической нагрузки генератора. Конструкция турбины и других гидротехнических устройств в этом случае существенно упрощается.

В этом плане большой интерес представляет использование насосов в турбинном режиме, поскольку они серийно выпускаются

многочисленными предприятиями, и имеют относительно невысокую стоимость.

Насосы отличаются от традиционных гидротурбин тем, что у них нет устройств регулирования расхода воды и, следовательно, мощности. 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.

Таким образом, чтобы обеспечить насосу, работающему в турбинном режиме, оптимальный режим, необходимо стабилизировать величину напора и расхода воды, а также мощности, снимаемой с гидротурбины. Эти требования легко выполняются для микроГЭС деривационного типа с напорным трубопроводом при постоянстве величины электрической мощности, потребляемой нагрузкой.

Генератор является важнейшим элементом электрооборудования автономной энергоустановки. Кроме основного назначения, заключающегося в генерировании электрической энергии, генератор должен выполнять определенные функции по стабилизации или регулированию параметров, характеризующих ее качество. Поэтому одним из требований, предъявляемых к генератору автономной электроустановки, является управляемость. Конструктивное выполнение генератора должно обеспечить возможность его эксплуатации на открытом воздухе с высокой степенью надежности в течение длительного времени.

Наибольшее распространение в автономных источниках электропитания имеют синхронные машины. Асинхронные генераторы применяются реже из-за сложности возбуждения и регулирования выходных электрических параметров. Тем не менее, они имеют ряд положительных особенностей, позволяющих им в ряде случаев конкурировать с синхронными машинами.

Методы построения систем стабилизации частоты генерируемого напряжения автономных электроустановок можно разделить на две группы:

1. Стабилизация частоты вращения приводного двигателя
2. Генерирование переменного тока стабильной частоты при изменяющейся скорости привода.

Основные варианты построения стабилизирующих систем показаны на рис.2.3

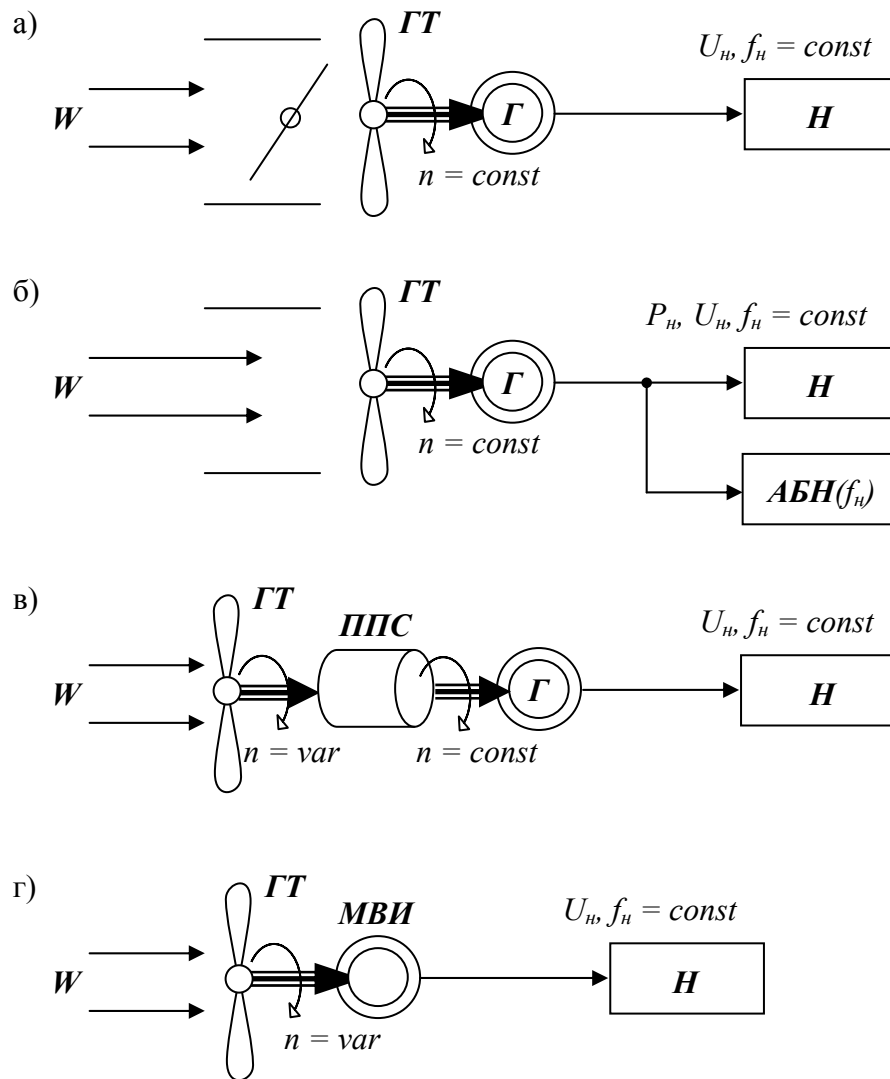


Рис.2.3 Варианты построения систем стабилизации выходных параметров автономных энергоустановок, использующих энергию природных возобновляемых источников

Применительно к микроГЭС, регулирование частоты вращения турбины заключается в изменении угла поворота рабочих лопастей или регулировании расхода воды. При этом происходит выравнивание мощности, развиваемой турбиной, и мощности нагрузки. Наибольшее распространение в микрогидроэлектростанциях получило регулирование расхода воды путем изменения величины открытия направляющего аппарата [4]. Схема энергоустановки с регулированием частоты вращения турбины путем изменения энергии рабочего потока или угла атаки рабочих лопастей показана на рис.2.3-а.

Основными недостатками регулируемых турбин являются усложнение их конструкции, а также необходимость в электромеханической системе регулирования частоты вращения установки. Из-за наличия в системе регулирования инерционных элементов частота выходного напряжения автономного источника

электропитания в переходных режимах может изменяться в широких пределах. В литературе приводятся данные, что действие регулятора скорости начинает сказываться на мощности турбины только через 0,2-0,3 с, а время регулирования для малых гидротурбин равно 1,5-3 с. [5].

Упростить конструкцию турбин и добиться большего быстродействия регуляторов частоты возможно путем регулирования величины нагрузки энергоустановки. Такая возможность определяется зависимостью частоты вращения турбины от развиваемой ее мощности, которая в автономных системах электроснабжения потребляется электрической нагрузкой. Следовательно, выбирая соответствующую нагрузку источника электропитания, можно стабилизировать частоту вращения системы: генератор – приводная турбина. 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.2.3-б.

Достоинствами данного способа 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. Благодаря стабилизации частоты вращения приводного двигателя в рассматриваемых типах электроустановок могут применяться общепромышленные генераторы без большого запаса механической прочности ротора.

В случаях, когда стабилизация частоты вращения системы двигатель-генератор невозможна или затруднительна, применяются системы генерирования переменного тока стабильной частоты при переменной скорости привода. Такие системы могут применяться как самостоятельно, так и в комплексе с устройствами регулирования частоты вращения приводного двигателя для повышения точности стабилизации выходных параметров электростанции.

Одним из способов стабилизации частоты вращения электрического генератора, входящего в состав энергоустановки с нерегулируемым двигателем, является применение приводов постоянной скорости (ППС), которые обеспечивают постоянство частоты вращения выходного вала при изменяющейся в определенных пределах частоты вращения приводной турбины. Схема такой установки показана на рис.2.3-в. ППС применительно к автономным источникам электропитания, использующим энергию природных возобновляемых энергоресурсов, обычно являются и аккумуляторами механической энергии гидро- или ветродвигателя,

которая запасается в виде сжатого воздуха, воды, поднятой в резервуар и др. Большое распространение ППС с аккумулярованием механической энергии получили в ветроэнергетике, использующей крайне непостоянную – энергию ветра. В гидроэнергоустановках подобные системы могут применяться при малых кинетических энергиях потока, когда для создания необходимого напора, вода поднимается в бак, расположенный на определенной высоте относительно турбины.

Машинно-вентильные источники электропитания позволяют стабилизировать частоту генерируемого переменного тока при изменяющейся в широком диапазоне частоте вращения привода (системы типа переменная скорость – постоянная частота, ПС – ПЧ). Достоинствами таких устройств являются высокое качество выходного напряжения и независимость электрических параметров источника электропитания от режима работы турбины. Недостатки систем ПС – ПЧ заключаются в их сложности, а значит более высокой стоимости. Кроме того, нерегулируемая турбина определяет повышенные требования к механической прочности генератора. Для пропеллерных гидротурбин угонное число оборотов в 2,5 раза превышает частоту вращения при номинальном режиме. В то же время для общепромышленных электрических машин допускается превышение номинальной частоты вращения не более чем на 30 %. Поэтому возникает необходимость либо использовать специальные электрические машины, способные работать в широком диапазоне изменения частоты вращения, либо ограничивать частоту вращения турбины. Схема установки, содержащей машинно-вентильный источник электропитания (МВИ), показана на рис.2.3-г.

Таким образом, способ построения и стабилизации выходных электрических параметров автономного источника электропитания, использующего энергию природных возобновляемых энергоресурсов, зависит от параметров энергоносителя, от характеристик ветро- или гидродвигателя и от структуры и состава нагрузок.

Опыт разработки и эксплуатации микроГЭС доказал, что наиболее перспективным вариантом построения станций является бесплотинная конструкция с автобалластной системой стабилизации напряжения. Именно по этому принципу выполнено большинство автономных систем электроснабжения, которые успешно эксплуатируются во многих странах мира: США, Япония, Китай, Дания, Швеция и т.д.

Общее количество вырабатываемой электроэнергии с помощью автономных микрогидроэлектростанций и ее составляющая в энергобалансе экономически развитых стран неуклонно повышается. Во многих странах разработаны специальные государственные программы развития малой энергетики.

Все больший интерес к возобновляемым источникам энергии в последнее время кроме Федеральных органов проявляют и частные компании. Неуклонное повышение цен на органическое топливо на мировом рынке с одной стороны, и совершенствование технологий

получения электроэнергии от возобновляемых источников с другой, приводят к неизбежному сокращению разницы в себестоимости ее производства. Микрогидроэнергетика при этом является одним из безусловных лидеров из нетрадиционных видов получения электроэнергии с точки зрения минимума затрат на ее производство и быстрых сроков окупаемости проектов.

Большая часть обширной территории России, и Томской области в частности, с малой плотностью населения еще не присоединена к централизованным энергетическим системам. В соответствии с оценками специалистов до 10 млн. населения, живущих в Северных территориях, на Дальнем Востоке и в некоторых других, не присоединены к электрическим сетям. Они получают электроэнергию в основном от автономных дизель-генераторов небольшой мощности. Необходимое для этого топливо завозится из далеко расположенных центров автотранспортом, водными путями, а иногда даже вертолетами, что делает это топливо очень дорогим. Что более существенно, что эти поставки не всегда надежны, зависят от погодных условий, наличия транспортных средств и предоплаты.

Отечественный уровень разработок в области микрогидроэнергетики достаточно высок. Подтверждением этому служат не только растущие объемы производства гидросилового оборудования для микроГЭС, но и его экспорт во многие страны мира.

При этом если зарубежные производители предлагают микроГЭС по цене 1500-2000 \$/кВт установленной мощности, то у отечественных производителей этот показатель колеблется в пределах от 800 до 1200 \$/кВт.

Из наиболее известных производителей микроГЭС в России можно отметить:

1. Предприятие "Кебрен" г. Санкт-Петербург - микроГЭС мощностью: 1,0; 6,0; 7,5 и 30 кВт.
2. АОЗТ "МНТО ИНСЭТ" г. Санкт-Петербург - деривационные (бесплотинные) микроГЭС мощностью: 7,5; 10; 22; 45; 50 и 90 кВт гидроагрегаты для малых ГЭС мощностью от 100 кВт до 5 МВт.
3. Научно-производственное объединение "РАНД" г. Санкт-Петербург - гидроагрегаты микроГЭС мощностью от 1,5 до 75 кВт, гидроагрегаты малых ГЭС мощностью от 120 кВт до 200 МВт, автономная водоподъемная установка производительностью от 0,7 до 5,0 куб.м/час.
4. Научно-производственный кооператив "Энергетика и Экология" г. Новосибирск - модуль бесплотинной ГЭС мощностью 0,5-1.0 кВт.
5. Российская ассоциация малой и нетрадиционной энергетики "МАГИ" г. Москва гидроагрегаты малых ГЭС мощностью от 100 до 600 кВт.

Лекция 3. Типы гидротурбин

По принципу действия все, используемые в микроГЭС, типы гидротурбин можно разделить на две группы: активные и реактивные.

Активные (свободноструйные) турбины используют преимущественно кинетическую энергию струи воды свободно вытекающей из сопла.

Реактивные (напорноструйные) турбины используют преимущественно потенциальную часть энергии потока

Простейшим типом гидротурбины активного типа является водяное колесо, приводимое в действие энергией потока воды. Применялось с древнейших времён в системах орошения в Египте, Индии, Китае и других странах, позднее – для привода водяных мельниц, рабочих машин и механизмов мелких производств

Различают три основных вида водяного колеса для преобразования гидроэнергии в энергию вращательного движения:

- нория или подливное (нижнебойное) водяное колесо имеет коэффициент полезного действия до 35 %;
- среднебойное, коэффициент полезного действия до 75 %;
- наливное (верхнебойное, рис.3.1), коэффициент полезного действия до 85 %;



Рис.3.1. Наливное водяное колесо

На рис. 3.2 представлена старинная водяная мельница со среднебойным водяным колесом.

Из-за плохих массо-габаритных показателей и невысокого коэффициента полезного действия гидротурбины типа «водяное колесо» в современных станциях не применяются.

Принцип работы водяного колеса реализован в современной ковшовой турбине Пелтона, рис.3.3. Эта турбина была изобретена в конце 19 века американцем Пелтоном, в честь которого она и была названа.



Рис.3.2. Водяная мельница

Турбина Пелтона принадлежит к типу импульсных турбин, где имеющийся напор воды преобразуется в кинетическую энергию на внешнем диаметре колеса при атмосферном давлении. Практическое применение турбина Пелтона находит при высоте напора воды более 40 м.

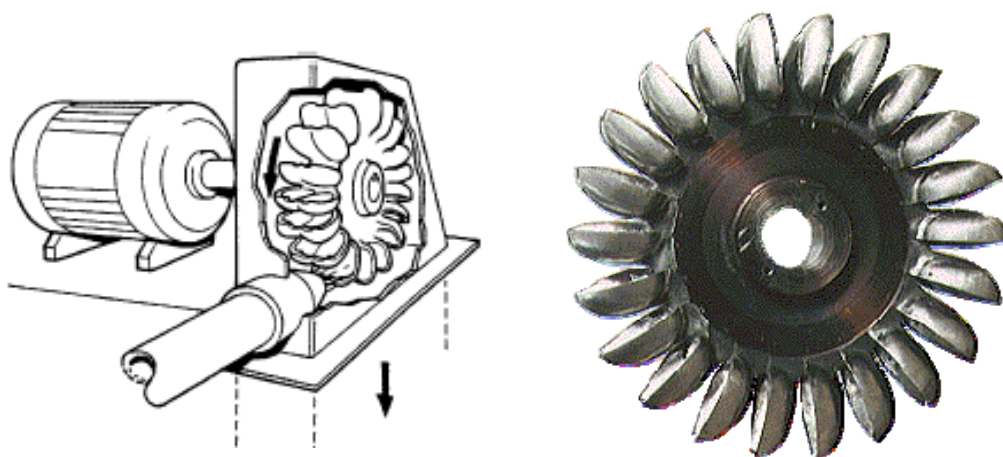


Рис.3.3. Турбина Пелтона

Другим типом активных турбин является наклонно-струйная турбина (Тюрго) – Turgo, которая используется на высокие напоры от 30 до 400 м. рис3.4.

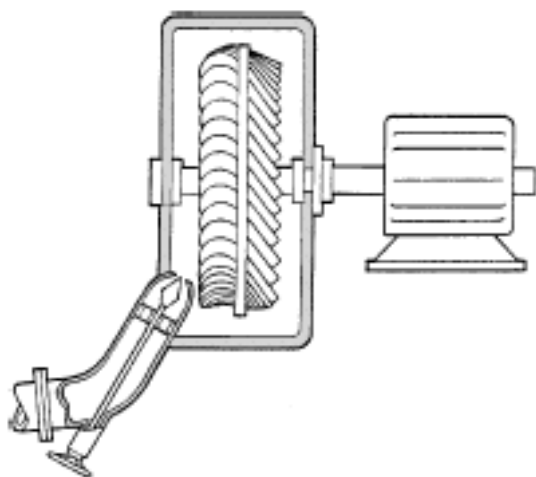


Рис.3.4. Наклонно-струйная турбина Tugro

В начале 20-го века профессором Будапештского университета Донатом Банки была изобретена турбина поперечного течения

Главной особенностью турбины «Банки» (рис.3.5) является двойное преобразование энергии, которое происходит во время «попадания» воды на лопасти на входе и выходе из полого ротора. Использование двух рабочих фаз не обеспечивает никакого особенного преимущества за исключением того, что это очень эффективный и простой способ отвода воды из ротора. В современных микроГЭС турбины поперечно-струйного течения используются при напорах от 2 до 100 м.

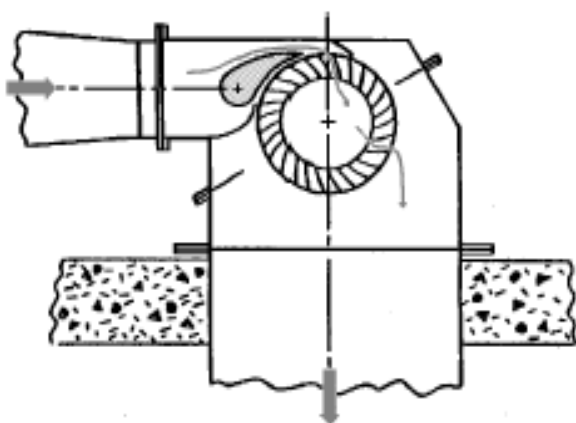


Рис.3.5. Поперечно-струйная турбина Банки

При малых напорах воды в микроГЭС используют реактивные турбины пропеллерного типа, наиболее известной из которых является турбина Каплана, рис.3.6.

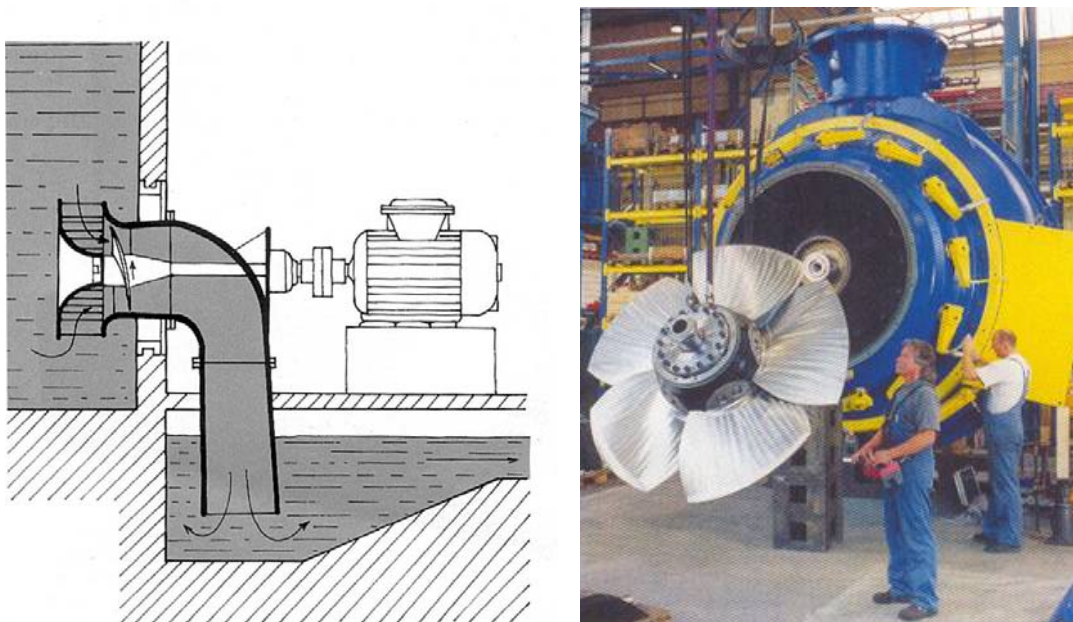


Рис.3.6. Пропеллерная осевая турбина Каплана

В турбине Каплана вода попадает на направляющие лопасти, а затем течет вдоль оси винта (такой тип турбин еще называют осевыми). Важным достоинством турбины Каплана является высокая скорость вращения винта, которая вдвое больше скорости потока воды. Другой положительной особенностью этого типа турбин является возможность регулирования их производительности за счет изменения открытия направляющего аппарата и поворота лопастей винта. Турбины Каплана применяют при напорах от 1 м до 30 м.

При относительно больших напорах воды (30 ÷ 250 м) применяют другой тип реактивных турбин, получивших название турбины Френсиса. Рабочее колесо турбины Френсиса полностью погружено в воду, а давление и скорость воды уменьшаются в процессе ее прохождения через турбину, рис.3.7.. Вода течёт радиально по кольцевому каналу, который окружает рабочее колесо турбины, между неподвижными лопастями, направляющими поток воды.

Рабочее колесо турбины имеет искривленные лопасти, на которые попадает вода. Направляющие лопасти устроены таким образом, что энергия потока воды эффективно трансформируется во вращательное движение рабочего колеса. Как и в турбине Каплана за счет изменения угла атаки направляющих лопастей можно регулировать производительность турбины Френсиса.

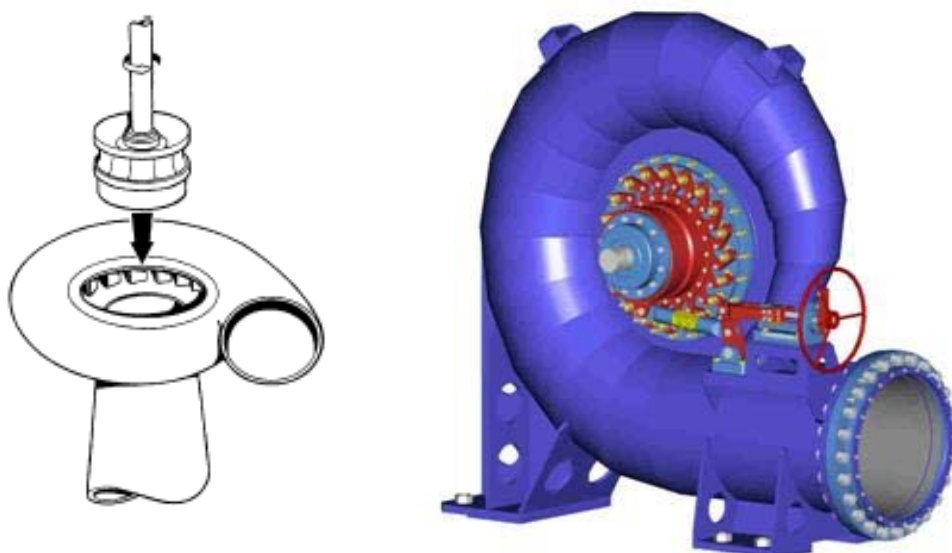


Рис.3.7. Радиальная турбина Френсиса

Каждый тип гидротурбин соответствует определенному диапазону напора и расхода воды и имеет свою преимущественную область применения, рис.3.8.



Рис.3.8. Область применения гидротурбин

В отличие от ГЭС большой мощности, где для каждой станции гидротурбина проектируется по индивидуальному проекту, для микроГЭС такой подход представляется экономически нецелесообразным. Стремление к максимальному упрощению конструкции станции и сокращению капитальных вложений в основное оборудование привели к тому, что в микроГЭС все большее распространение находят насосы, работающие в турбинном режиме.

Большинство насосов могут работать в реверсивном режиме так же эффективно, как и турбины. Благодаря разнообразной номенклатуре насосов, выпускаемых отечественной промышленностью (напоры от 0 до нескольких сотен метров, расходы $0,02 \div 5 \text{ м}^3/\text{с}$), практически для любого водотока в месте установки конкретной микроГЭС можно подобрать серийный насос. При этом из-за крупносерийного производства насосов, его стоимость будет значительно ниже, чем гидротурбина с аналогичными техническими характеристиками. С точки зрения экономических затрат наиболее эффективны для применения в микроГЭС стандартные центробежные насосы, отличающиеся максимальной простотой и надежностью в эксплуатации.

Для обеспечения номинальной производительности насоса при его работе в турбинном режиме, требуются несколько большие скорость потока и напор, чем аналогичные показатели характерные для работы оборудования в насосном режиме. Главная причина этого различия связана с гидравлическими потерями.

Так как насосы проектируются для работы с постоянной скоростью, напором и потоком, в отличие от традиционных турбин, у большинства насосов отсутствуют гидравлические устройства, контролирующие величину потока. В связи с этим при частичной нагрузке эффективность работы насоса существенно ниже, чем у гидротурбин, имеющих эффективное гидравлическое управление – поворотные направляющие лопатки, сопла или рабочие лопасти. Соответственно, если насос используется в потоке, который ниже его проектной максимальной величины, происходит относительно быстрое уменьшение его КПД.

Оптимизацию условий работы насоса в турбинном режиме несложно выполнить с помощью простейших гидротехнических сооружений, например напорного трубопровода и системы стабилизации электрической мощности гидроагрегата, что обеспечивают системы автобалластного типа. Грамотный выбор типоразмера насоса для микроГЭС и стабилизация его рабочего режима позволяют оснастить станцию недорогим, надежным гидродвигателем, который обеспечивает КПД преобразования энергии на уровне $70 \div 75 \%$.

Лекция 4. Выбор места установки электростанции

Основным фактором, определяющим эффективность использования возобновляемого энергоресурса для производства электрической энергии, является локальный энергетический потенциал возобновляемого энергоносителя. Следовательно, для оптимизации параметров солнечных, ветровых и гидроэлектростанций, кроме интегральных характеристик распределения возобновляемых энергоресурсов по территории региона, необходимы локальные исследования, позволяющие с достаточной степенью достоверности выполнить эскизный проект привязки электростанции к местности.

Методики локальных исследований потенциала возобновляемых энергоресурсов различны и в значительной степени определяются стабильностью параметров энергоносителя.

Первичным энергоносителем для микроГЭС является поток воды, мощность которого достаточно стабильна во времени и определяется его напором и расходом. Однако для большинства водных потоков напор и расход не остаются неизменными в течение длительного периода времени, а в значительной мере зависят от климатических, ландшафтных, временных и других условий. Следовательно, оптимизация параметров гидроэлектроагрегата должна быть выполнена на этапе эскизного проектирования электростанции по известным техническим характеристикам водотока: уклону русла реки, минимальному и максимальному расходу воды и с учетом других факторов.

Особо важное значение в этих условиях приобретает выбор рационального места размещения проектируемой электростанции, от которого во многом будут зависеть величина капитальных вложений в проект и себестоимость вырабатываемой электроэнергии.

При выборе рационального места размещения микроГЭС и «привязки» его к местности проектировщикам, как правило, приходится решать сложную многофакторную задачу, связанную с определением количества энергии, которое возможно получить при использовании данного водотока и его достаточность для удовлетворения нужд потребителей; напор или высоту падения, которым располагает данный источник воды; количество воды, доступное для генерирования электроэнергии; размеры напорного трубопровода; расстояния и мощности, передаваемые по линиям электропередач от генератора к потребителям и т.п.

Большинство, описанных выше факторов, оказывают непосредственное влияние друг на друга и определяют экономическую целесообразность проекта.

При выборе месторасположения станции на местности необходимо учитывать, что капитальные затраты на микроГЭС существенно зависят от используемого напора воды. Высоконапорные микроГЭС типичны для горных областей; обычно намного дешевле низконапорных станций.

Напорный трубопровод позволяет повысить энергию рабочего потока воды, применять более эффективные типы гидротурбин реактивного типа. 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.

Благодаря неодинаковой устойчивости подстилающих горных пород к размыву, тектоническим движениям и многим другим факторам большинство рек имеют изломанную форму продольного профиля. Поэтому даже для многих равнинных рек имеются локальные участки с аномальными уклонами поверхности, благоприятными для размещения гидравлических станций. Установка МикроГЭС на таких участках реки, как правило, является экономически оправданной. Если локальные возможности по созданию напора не превышают величину в один метр, установка гидроэнергетической системы, вероятно, будет нецелесообразной

Сток (расход воды) большинства рек значительно варьируется по сезонам года. Поэтому при определении локальных характеристик расхода воды, доступного для выработки электроэнергии, необходимо ориентироваться на засушливые сезоны, соответствующие минимальным стокам данного водотока.

Существенным фактором, ограничивающим применение микроГЭС в северных широтах, являются ледовые явления. Выработка электроэнергии микроГЭС с напорным трубопроводом возможна в период открытого русла, поэтому крайне важное значение имеет достоверная информация о начале и окончании ледовых явлений.

Во многих странах мира строго регулируются вопросы, связанные с использованием, управлением и изменением стока рек. Любое изменение русла реки или берега может повлиять на качество воды или среду обитания живой природы, независимо от того, находится река на частной территории или нет [22]. В связи с этим при выборе места строительства микроГЭС нужно стремиться использовать не более 10 % от имеющегося минимального потока.

Для определения технических и экономических критериев эффективности электроснабжения от микроГЭС из кадастра гидроэнергетических ресурсов должны быть определены следующие основные показатели для предполагаемого места установки станции:

1. Средний уклон реки, ΔH (м/км);
2. Средний расход воды водотока в период летней межени, Q (м³/с);
3. Средняя скорость течения в период летней межени, V (м/с);
4. Число часов в году с открытым руслом, $Ч$;

По этим данным можно предварительно рассчитать возможности станции по выдаваемой мощности и количеству вырабатываемой электроэнергии. На следующем этапе разработки проекта выбирается рациональное место установки микроГЭС на местности с учетом представленных выше соображений. Производится тщательное исследование русла водотока и технические исследования благоприятных факторов для возведения надежных и эффективных гидротехнических сооружений.

При определении напора необходимо учитывать полный (статический) напор и рабочий (динамический) напор. Полный напор - это расстояние по вертикали между верхней точкой подводящей трубы (отметки водозаборника) и точкой, где вода освобождается из турбины. Рабочий напор - это полный напор минус давление или гидравлические потери, связанные с трением и явлением турбулентности в трубопроводе. Эти потери зависят от типа, диаметра, длины трубы, количества изгибов и колен. Величину полного напора $H_{\text{полн}}$ можно использовать только для приблизительной оценки мощности электростанции, для определения реальной мощности необходимо использовать данные по рабочему напору H [23].

$$H = H_{\text{полн}} - h_{\text{тр}} - h_{\text{доп}}, \text{ м} \quad (4.1)$$

где $h_{\text{тр}}$ – потери на трение в водоводе; $h_{\text{доп}}$ – дополнительные или местные потери, связанные с засорением водозабора, бифуркацией на сужениях и расширениях, задвижках, клапанах и т.д.

Величину потерь напора на трение в водоводе можно определить по выражению:

$$h_{\text{тр}} = J \cdot L, \text{ м} \quad (4.2)$$

где J – гидравлический градиент; L – длина водовода, м.

Для определения гидравлического градиента можно использовать следующую практическую формулу:

$$J = a \cdot V^m \cdot D^n, \quad (4.3)$$

где V - скорость потока, м; D - диаметр водовода, м; a , n , m – коэффициенты материала, из которого изготовлен водовод (учитывают шероховатость поверхностей стенок и защиты внутренних поверхностей)

	a	n	m
Стальная труба	0,885	1,8	1,17
Бетонная труба	0,917	2,0	1,25

В водоводах закрытого типа для расчета потерь на трение

рекомендуется использовать уравнение Дарси-Вейсбаха:

$$h_{\text{тр}} = f \cdot \frac{L}{4R} \cdot \frac{V^2}{2g}, \text{ м} \quad (4.4)$$

где R - гидравлический радиус (в метрах); V - средняя скорость потока, м/с; f - безразмерный коэффициент (приводится в гидрологических таблицах, в зависимости от степени шероховатости водовода и числа Рейнольдса).

Дополнительные или местные потери в водоводе определяются из выражения:

$$h_{\text{доп}} = \varepsilon_x \cdot \frac{V^2}{2g}, \text{ м} \quad (4.5)$$

Значения коэффициента ε_x приводятся в справочниках (потери на сгибах, сужениях и т.д.)

Для определения полного напора воды можно использовать множество разнообразных методов, самым простым из которых является метод «шланга/трубы». Для использования этого метода требуются простой набор инструментов: шланг малого диаметра или другой гибкий трубопровод, и рулетка. Нужно растянуть имеющийся шланг или трубу вниз по руслу реки от точки предполагаемого водозабора и опустить его в воду. Подняв нижний конец шланга до уровня, пока из него не перестанет вытекать вода, нужно измерить вертикальное расстояние между концом шланга и поверхностью воды. Получим величину статического напора для участка водотока между верхним и нижним концом измерительного приспособления. Если длины шланга недостаточно для измерения полного перепада высот между предполагаемыми точками установки водозабора и турбины, процедуру можно повторить, и получить величину полного статического напора простым суммированием результатов измерений.

Для измерения расхода воды также существует несколько методов. Для небольших водотоков, при расходах до 5 л/сек, обычно применяют метод «ведра». Для использования этого метода необходимо запрудить водяной поток подручными средствами и направить его в емкость известного объема. При помощи секундомера нужно определить время, которое потребуется для заполнения емкости, и рассчитать расход воды в единицу времени. Для повышения достоверности полученных результатов процедуру измерения необходимо повторить несколько раз.

Для более крупных водотоков можно использовать метод «профильного сечения». Для определения расхода воды этим методом лучше всего подойдет участок реки с прямым руслом и максимально одинаковой глубиной и шириной. С помощью измерительного шеста и рулетки нужно построить и рассчитать профильное сечение потока в месте измерения. Затем при помощи тяжелого поплавка и секундомера определяется скорость потока. Простое перемножение полученных в результате измерений результатов: средней скорости водотока и площади

его поперечного сечения позволит вам определить расход воды в единицу времени.

По полученным в результате измерений значениям напора и расхода воды по уравнению (1.1) можно предварительно рассчитать ожидаемую мощность проектируемой микроГЭС и выбрать по каталогам основное гидротехническое и электротехническое оборудование. Для предварительных расчетов можно принять значение КПД в уравнении (1.1) на уровне 50-60 % с учетом потерь энергии в водоводе, турбине и генераторе. При выполнении расчетов нужно учитывать, что малонапорные тихоходные водяные колеса гораздо менее эффективны, чем скоростные высоконапорные турбины. Общий КПД системы может варьироваться от 40 до 70 %, а в хорошо спроектированной станции величина КПД может достигать более 75 %.

Для определения мощности микроГЭС можно воспользоваться номограммой [22], приведенной на рис.4.1

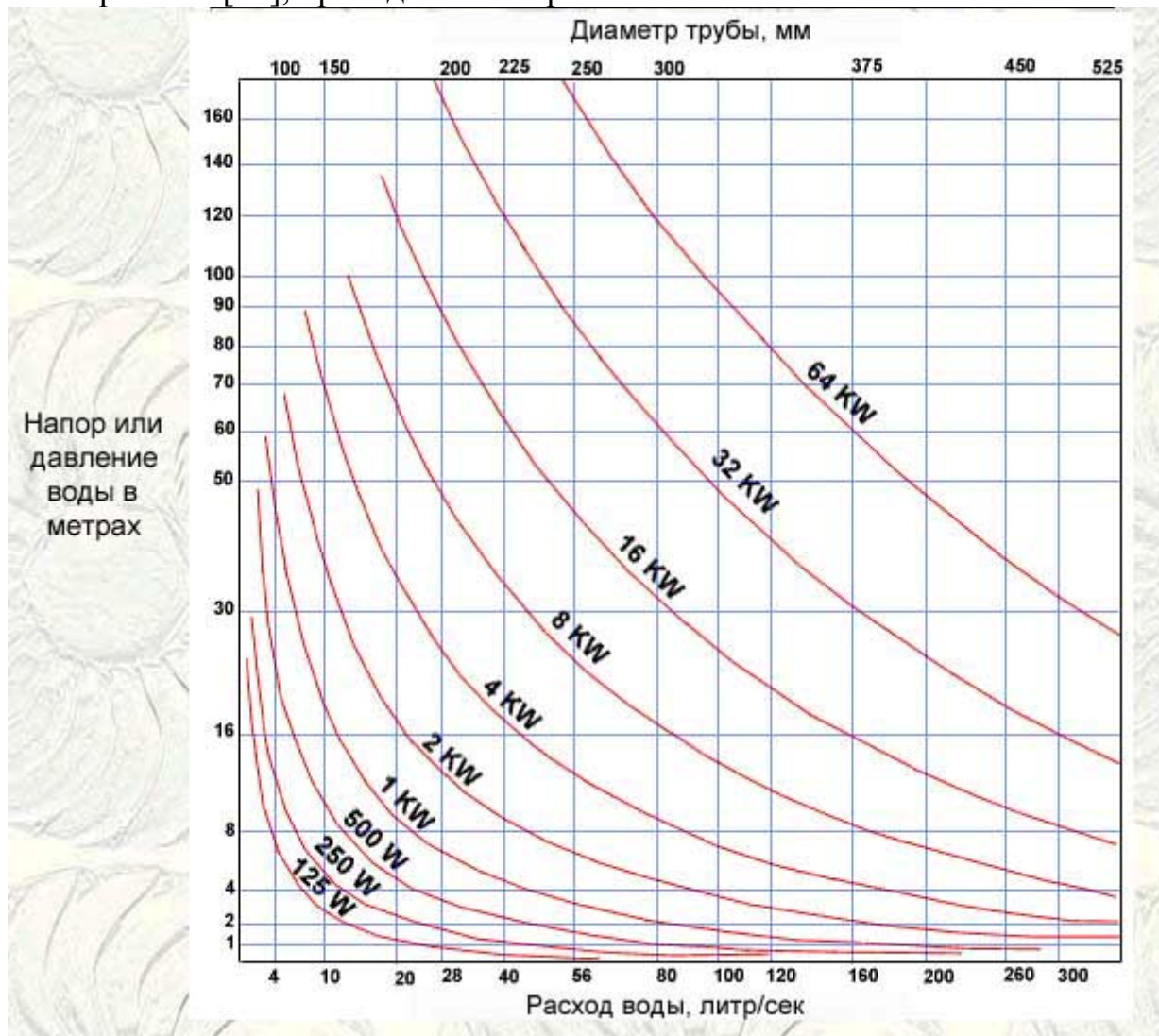


Рис.4.1. Номограмма для определения мощности микроГЭС

Лекции 5-6. МикроГЭС автобалластного типа

МикроГЭС в большинстве случаев используются в качестве основного источника электроснабжения автономных потребителей, которых необходимо обеспечить качественной электроэнергией.

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 микроГЭС является система стабилизации, основным назначением которой является поддержание неизменной амплитуды и частоты выходного напряжения станции при любых изменениях рабочего режима электроустановки.

В современных системах автоматического управления широкое распространение получили статические полупроводниковые преобразователи, которые имеют ряд неоспоримых преимуществ в сравнении с их аналогами: они компактны, надежны, не имеют движущихся элементов, не требуют обслуживания, выпускаются стандартными сериями на широкий диапазон мощностей, способны обеспечить практически любой закон управления или регулирования с заданной точностью. Кроме того, полупроводниковые преобразователи удачно сочетаются с электрическими машинами различного типа и назначения, позволяя создавать новый тип преобразовательных устройств – машинно-вентильных преобразователей, которые обладают практически неограниченными возможностями по управлению процессами выработки и преобразования электрической энергии.

Именно такие системы находят все большее применение в высокотехнологичных электроустановках, какими являются установки малой энергетики.

Машинно-вентильные системы генерирования и стабилизации параметров электроэнергии микроГЭС 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. 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 выходной электрической мощности станции между некоторыми потребителями, часть из которых допускает снижение величины питающего напряжения или его отключение. Схема микроГЭС с автобалластным регулированием выходных параметров показана на рис. 5.1.

Принцип автобалластного регулирования предельно прост: параллельно полезной нагрузке станции через регулятор подключается такая же по величине дополнительная, или балластная нагрузка. При изменении величины полезной нагрузки, величина балластной изменяется при помощи регулятора таким образом, чтобы суммарная нагрузка электрического генератора оставалась неизменной. В качестве балластной нагрузки обычно используют теплонагревательные элементы. И если учесть, что до 80 % электрической энергии автономный потребитель тратит на получение тепла, выделяемая на балластных сопротивлениях энергия также может быть полезно использована. для обогрева помещений, нагрева воды и т.п.

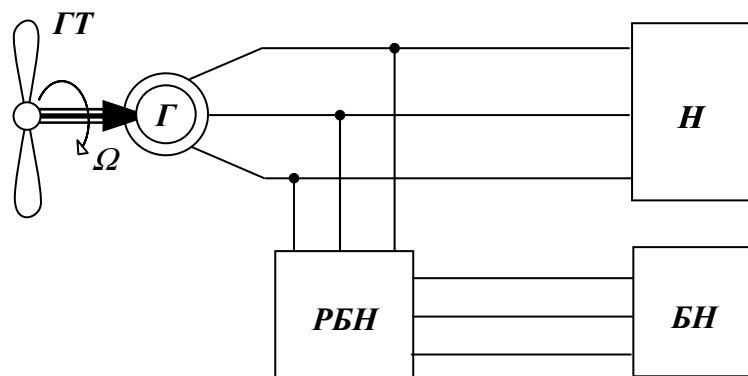


Рис.5.1. Структурная схема стабилизации параметров микроГЭС автобалластного типа

ГТ - гидротурбина; *Г* - генератор; *Н* - полезная нагрузка; *БН* - балластная нагрузка; *РБН* - регулятор балластной нагрузки.

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 [6.7],

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, особенно в динамических режимах.

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 электрические машины/

Отмеченные достоинства микроГЭС автобалластного типа определяют их перспективность и широкое распространение в различных модификациях, например [8].

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, в [13] используется дополнительный синхронный генератор, расположенный на одном валу с гидроагрегатом. 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.5.2).

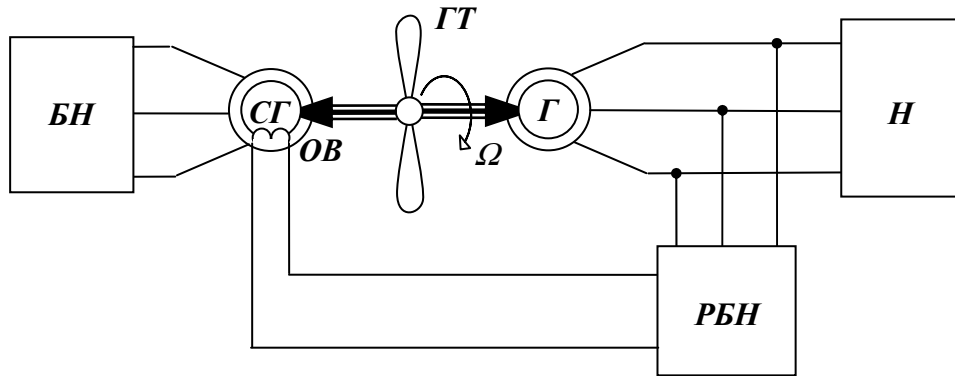


Рис.5.2 Структурная схема микроГЭС автобалластного типа, построенная на базе двух генераторов

СГ - синхронный генератор; **ОВ** - обмотка возбуждения **СГ**.

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 микроГЭС автобалластных 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. Более совершенный тип регулятора предусматривает наличие ряда дозированных нагрузок, которые могут подключаться или отключаться в определенных сочетаниях с помощью тиристорного коммутатора [14. 15].

Структурная схема микроГЭС с тиристорным коммутатором дискретных балластных нагрузок показана на рис.5.3. При изменении величины полезной нагрузки H система управления $СУ$ выдает управляющий сигнал на определенные тиристорные ключи $K_1 - K_n$, которые коммутируют одну или несколько ступеней балластной нагрузки $БН_1 - БН_n$. 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.

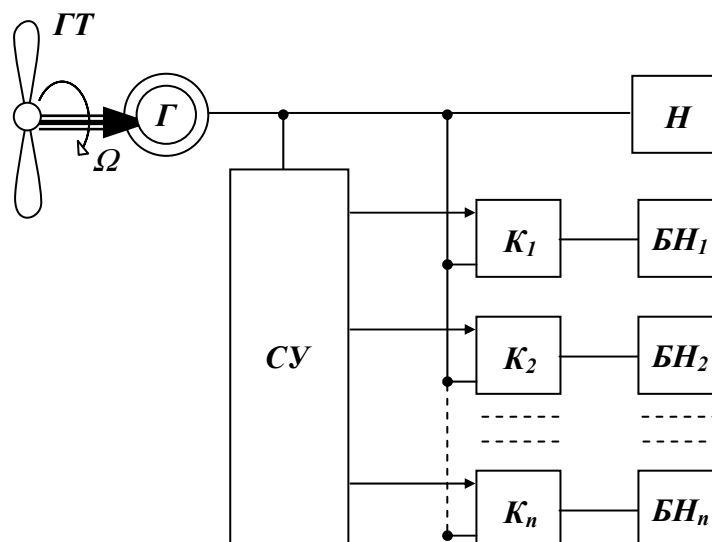


Рис.5.3 Структурная схема микроГЭС с дискретным балластом

Коммутация вентиля коммутатора обычно осуществляется естественным образом, поэтому для ряда схемных решений тиристорных ключей характерно отсутствие искажений формы напряжения генератора. 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 [16].

Устранить эти недостатки, при определенном ухудшении качества вырабатываемой электроэнергии, позволяет использование в регуляторах автобалласта схем с фазовым регулированием. Такие регуляторы требуют значительно меньшего количества тиристорных для построения силовых схем и в наибольшей степени удовлетворяют основным требованиям, предъявляемым к микроГЭС - простота и надежность [2. 3].

Структурная схема микроГЭС, система стабилизации которой построена на тиристорном преобразователе с фазовым регулированием мощности балласта, показана на рис. 5.4. Система управления вентилями регулятора, обычно вертикального типа (СУВ), формирует определенный угол управления тиристорами регулятора (ТУ) в зависимости от величины управляющего воздействия, характеризующего отклонение выходных электрических параметров установки относительно номинальных значений.

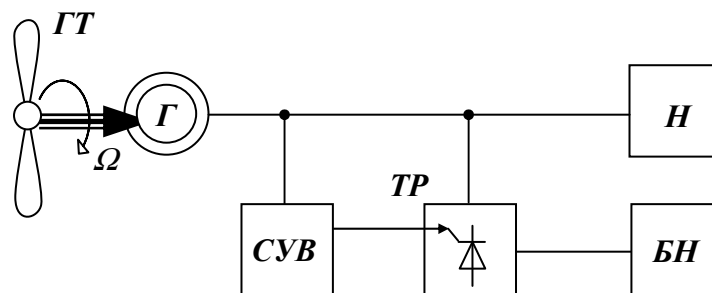


Рис.5.4 Структурная схема микроГЭС с фазовым управлением
СУВ - система управления вентилями; **ТР** - тиристорный регулятор

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 микрогидроэлектростанции 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 микрогидроэлектростанции 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_{Σ} , 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.5.5 показана схема системы регулирования балласта по току нагрузки. Фазные токи нагрузки I_A, I_B, I_C измеряются регуляторами тока PT_A, PT_B, PT_C и, если они отличаются от номинальных значений, то токи балластной нагрузки I_{BA}, I_{BB}, I_{BC} 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 $e_2 = 0,1 \div 0,12$.

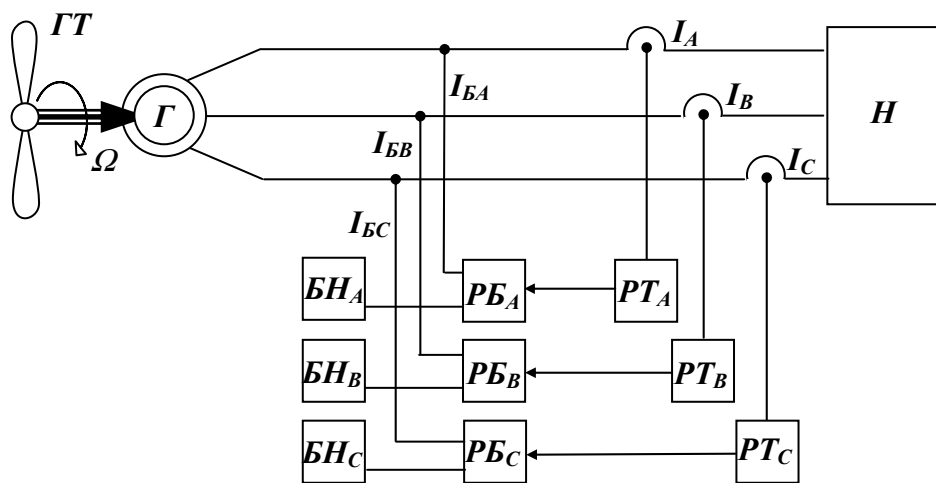


Рис.5.5. Структурная схема микроГЭС с управлением по току нагрузки

Как показали исследования, в качестве общей рекомендации для обеспечения необходимого запаса устойчивости системы, регулятор возбуждения генератора должен иметь зону нечувствительности порядка 4-6 %. В этом случае микроГЭС будет устойчиво работать в диапазоне изменения $\cos\varphi$ от 0.8 до 1 практически с любым типом гидротурбин.

Хороших 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. 5.6. Балластная нагрузка в данной схеме разделена на две части: *БН1* - частотного канала, *БН2* - 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 $БН1$ служит для более точной стабилизации частоты выходного напряжения. Мощность $БН1$ выбирается с учетом возможного изменения энергии рабочего потока воды. Автономный источник электропитания построен на базе синхронного генератора $СГ$, что позволяет легко регулировать величину его выходного напряжения с помощью включения в цепь возбуждения регулятора напряжения $РН$.

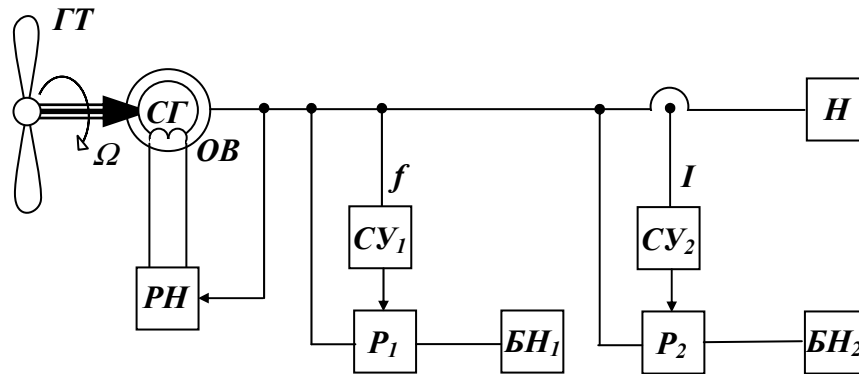


Рис.5.6. Структурная схема микроГЭС с комбинированной системой управления

Для обеспечения хороших динамических характеристик станции, мощность токового балласта должна быть не менее 80 % от суммарной мощности токового и частотного каналов регулирования [17].

Достоинствами предложенного 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.5.7 представлены осциллограммы переходных процессов в микроГЭС с комбинированной системой стабилизации. Силовая схема регулятора балласта токового канала выполнена по мостовой полууправляемой схеме с линейным законом управления вентилями пропорционально току полезной нагрузки. Частотный регулятор построен на биполярных тиристорных ячейках. Эксперименты проводились на лабораторном образце микроГЭС мощностью 12 кВт. Мощность балласта токового канала равна 9,5 кВт, частотного 2,5 кВт.

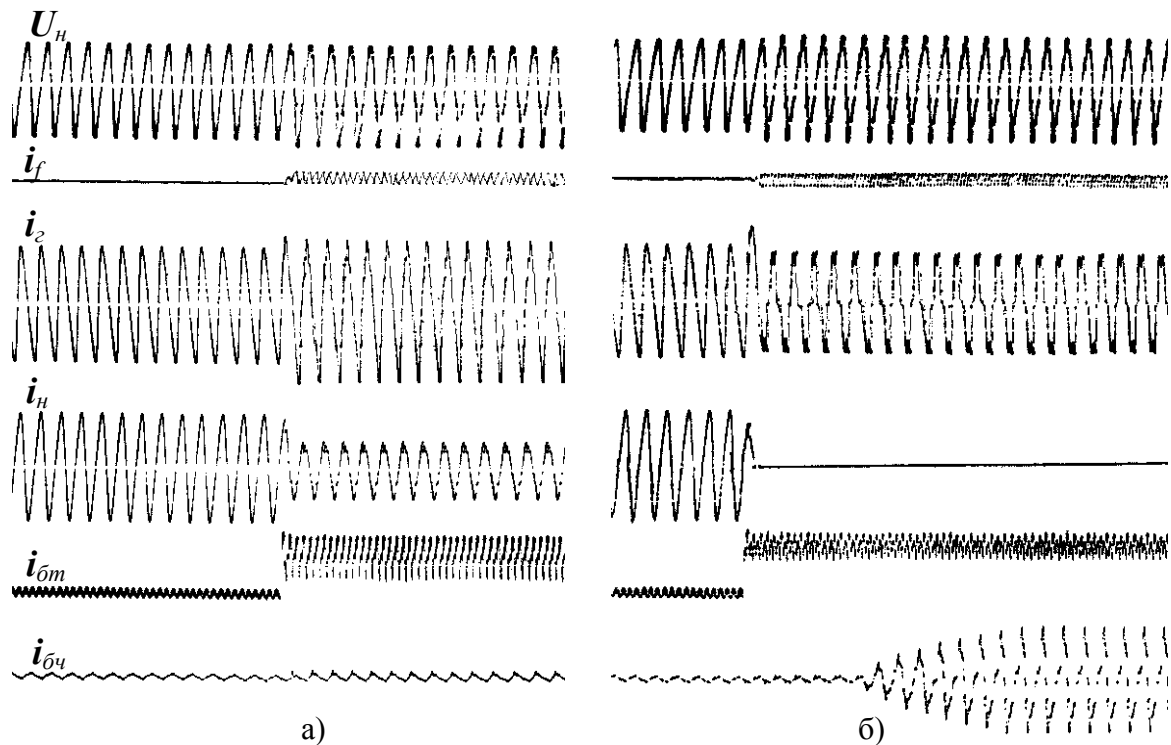


Рис.5.7 Переходные процессы внезапного изменения нагрузки в микроГЭС с комбинированной системой стабилизации

а) – сброс 60 % нагрузки; б) – сброс 100 % нагрузки

U_n – напряжение на нагрузке; i_f – ток возбуждения; i_g – ток генератора;
 i_n – ток нагрузки; $i_{бm}$ – ток балласта токового канала; $i_{бч}$ – ток балласта частотного канала

По осциллограмме, показанной на рис.5.7, 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. 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 электрохимического 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 вентилях и отсутствие или минимум искажений кривых токов и напряжений генератора, вносимых тиристорным ключом.

Тиристорные регуляторы балластной нагрузки с фазовым регулированием вентилями принципиально вносят существенно большие 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.5.8. Это трехфазные коммутирующие или регулирующие устройства на основе симметричных биполярных тиристорных ячеек. В зависимости от типа системы электроснабжения (трех или четырехпроводная), можно рекомендовать схему, показанную на рис.5.8 а, или на рис.5.8 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. В общем случае такие установки относятся к классу машинно-вентильных систем,

для которых характерно взаимное влияние электрической машины и вентильного устройства.

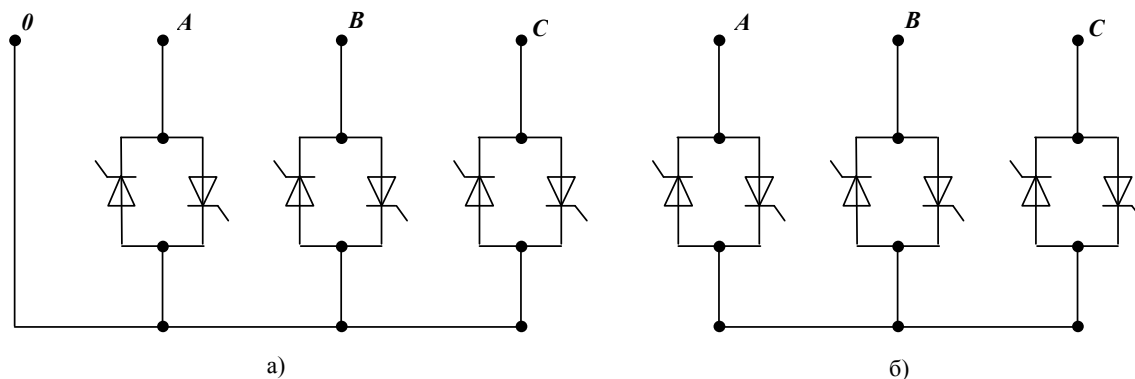


Рис.5.8. Основные схемы силовой части тиристорных регуляторов автобалласта

В результате обзора существующих конструкций микроГЭС можно сделать вывод, что наиболее перспективным вариантом автономной станции является установка, содержащая машинно-вентильный источник электропитания. Среди различных машинно-вентильных систем существенными преимуществами обладают системы стабилизации автобалластного типа.

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.

Основные усилия разработчиков микроГЭС направлены на совершенствование систем стабилизации выходного напряжения энергоустановки, что позволяет использовать максимально простое и дешевое гидротехническое оборудование. В результате стоимость микроГЭС снижается при одновременном повышении ее надежности. В ряде конструкций, например предложенной авторами [18], удастся удачно сочетать балластную нагрузку с механическими регулирующими устройствами путем использования балластного тока для управления затвором турбины.

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

Лекция 7. МикроГЭС с фазовым регулированием

Результаты исследований в области автономной микрогидроэнергетики, проводимых в ТПУ, позволили разработать и внедрить в производство некоторые типы микроГЭС. МикроГЭС

мощностью 16 кВт выпускается заводом "Тяжэлектромаш" г. Бишкек с 1988 г. Конструкторскую проработку станции, включая гидротурбину, осуществлял Проектно-конструкторский и технологический институт (ПКТИ) "Водоавтоматика и метрология" г. Бишкек. Система стабилизации напряжения и частоты автобалластного типа разработана в Томске и доведена до серийного производства в результате совместных усилий ТПУ и ПКТИ "Водоавтоматика и метрология".

В данной станции использована нерегулируемая гидротурбина пропеллерного типа с горизонтальной осью вращения, рассчитанная на рабочий напор воды 7,5-15 метров и максимальный расход воды 0,5 м³/сек. Номинальная частота вращения – 1035 об/мин.

В качестве генератора микроГЭС использован серийный асинхронный двигатель серии 4А с конденсаторным возбуждением. Функции стабилизации выходных электрических параметров осуществляет автобалластная система. Кроме того, имеются модификации с дополнительным каналом регулирования возбуждения асинхронного генератора с помощью управляемого тиристорного преобразователя, разработанного специалистами Самарского политехнического университета. Погрешность стабилизации величины выходного напряжения не превышает - 10%, а его частоты - 2% относительно номинальных значений 230/400 В и 50 Гц.

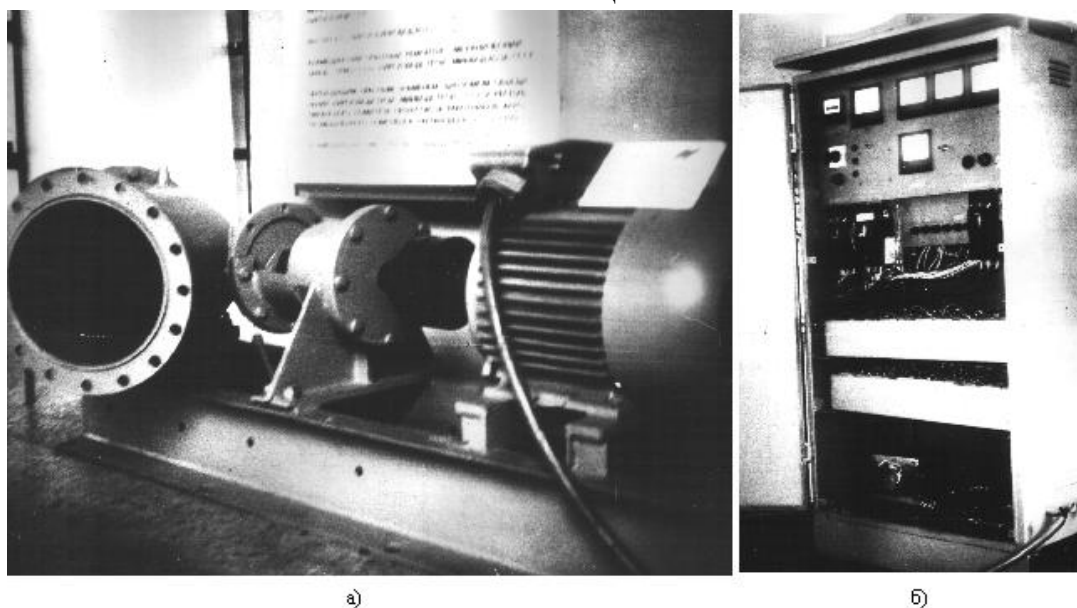


Рис.7.1. Общий вид микроГЭС, мощностью 16 кВт, выпускаемой на заводе «Тяжэлектромаш» г.Бишкек

а) – гидроэлектроагрегат; б) – шкаф управления.

Общий вид станции, включающий силовой гидроэнергетический блок и шкаф управления показаны на рис.7.1. Вариант установки этой станции на местности показан на рис.7.2, где, кроме указанных конструктивных блоков, видны балластные нагрузки в виде емкостей с водяными ТЭНами и часть напорного трубопровода.

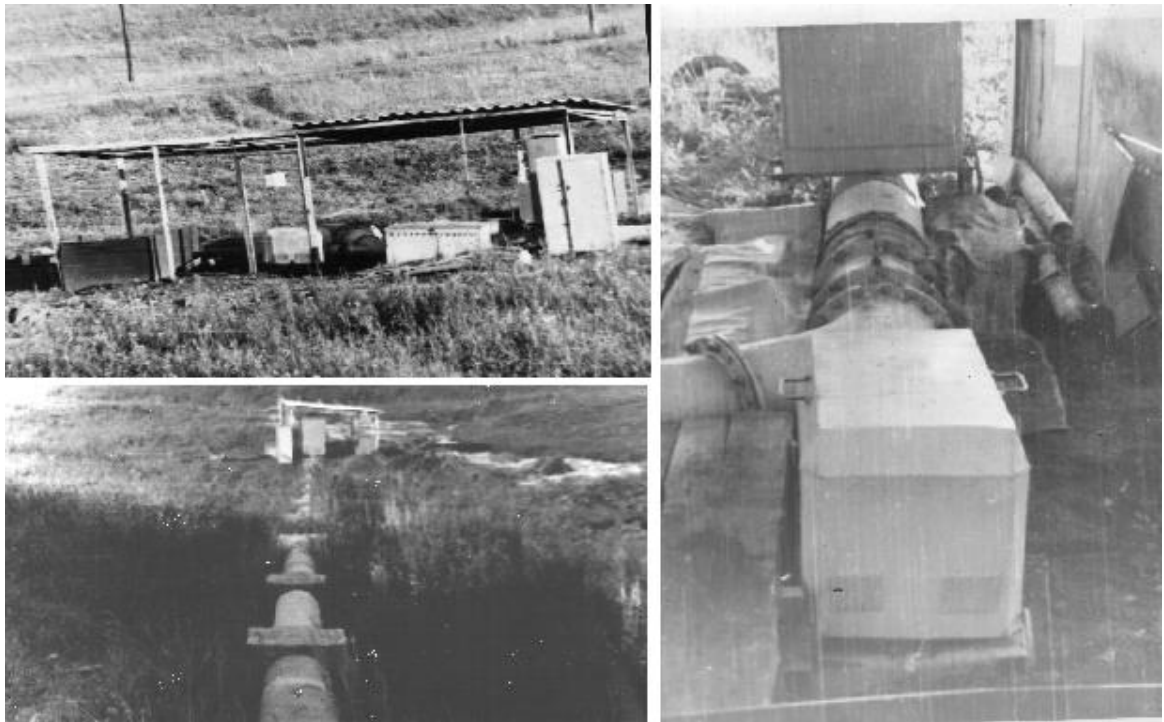


Рис.7.2. МикроГЭС на реке Чон-Курчак, Кыргызстан

Эффективность и относительная простота схемных решений автоматических регуляторов балласта, реагирующих на величину тока полезной нагрузки, определили выбор именно этого типа автобалластной системы стабилизации. Принципиальная схема регулятора балластной нагрузки рассматриваемой микроГЭС показана на рис.7.3. Работает схема следующим образом. Напряжение генератора U_g через первичные обмотки трансреакторов $Tr-p$ поступает к нагрузке R_n , и к балластным нагрузкам R_6 . Балластные нагрузки включены в звезду через силовой вентильный преобразователь, состоящий из тиристов $T1, T2, T3$ и диодов $V1, V2, V3$.

Другим вариантом включения балластного сопротивления является включение его на выпрямленное напряжение преобразователя. Управление углами включения тиристов $T1 - T3$ осуществляется с помощью управляющего выпрямителя $V4 - V9$, питаемого от трансреакторов $Tr-p$. Выходное напряжение трансреакторов, пропорциональное фазным токам нагрузки I_n , выпрямляется и прикладывается к резистору управления R_y . Напряжение управления имеет запирающую полярность для диодов $V10, V11, V12$ поэтому, они могут открываться, включая соответствующие тиристы $T1, T2, T3$ когда линейное напряжения генератора превысит величину управляющего напряжения на резисторе R_y . Следовательно, когда ток нагрузки равен нулю, напряжение управления также равно нулю и тиристы $T1, T2, T3$ полностью открыты, обеспечивая максимум мощности, потребляемой балластными нагрузками R_6 или R'_6 . При номинальном токе нагрузки I_n , тиристы $T1, T2, T3$ 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.

Удачное схемное решение регулятора балластной нагрузки позволило предложить эту же схему для микроГЭС, разрабатываемых ТПУ совместно с болгарской фирмой «Промышленная энергетика».

Особенностью этого договора являлось то, что он предусматривал создание технологии производства электроэнергии с помощью малых

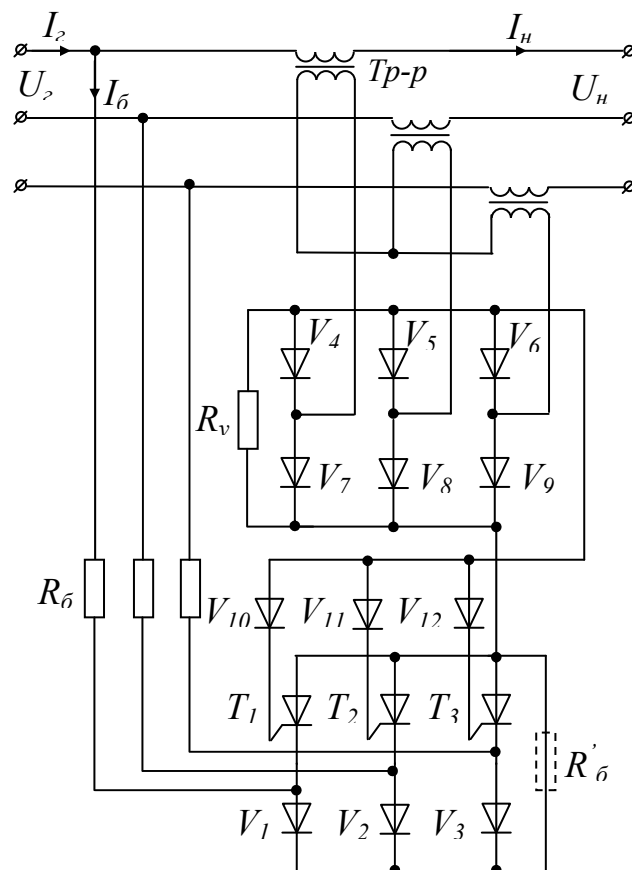


Рис.7.3. Принципиальная электрическая схема регулятора автобалластной нагрузки

водотоков при максимальном использовании имеющегося гидро- и электротехнического оборудования общепромышленного назначения. В частности, в качестве турбин использовались наиболее распространенные и дешевые центробежные насосы. Исследования болгарской фирмы "Випом" подтвердили возможность эффективного использования центробежного насоса 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 к.п.д. в турбинном режиме практически до номинального значения. Эти особенности, а также широкая номенклатура насосов, позволяют строить целый ряд простых и экономичных микроГЭС.

Системы стабилизации выходных параметров таких станций должны строиться на принципе автобалластного регулирования, что однозначно определяется использованием нерегулируемого насоса в турбинном режиме. Сравнительные испытания нескольких типов стабилизирующих систем в лабораториях ТПУ и фирмы "Промышленная энергетика" показали преимущества схемы, предложенной выше, и она была взята в качестве основного стабилизирующего элемента в серии микроГЭС мощностью до 100 кВт. Эти станции серийно выпускаются в Болгарии. Общий вид станций на мощности 8 и 16 кВт показан на рис.7.4. На фотографии видны собственно гидроэлектроагрегаты, шкафы управления, блоки регуляторов автобалласта и собственно балласт - воздушные нагревательные элементы.

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

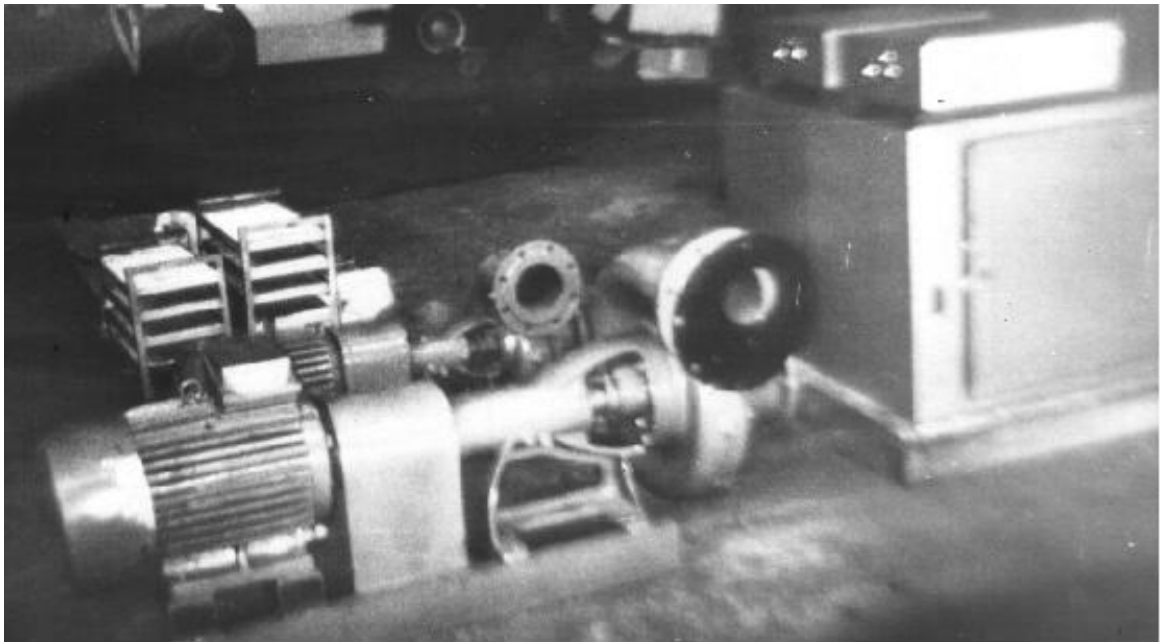


Рис.7.4. Основные агрегаты микроГЭС фирмы «Промышленная энергетика»

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. Проведенные

исследования позволили определить оптимальную величину балластного сопротивления R_6 в зависимости от характера полезной нагрузки станции. В частности, для активной нагрузки $R_6 = 1,25 R_{ном}$, для активно-индуктивной нагрузки с $\cos\varphi = 0,9$, $R_6 = 1,32 Z_{ном}$, для нагрузки с коэффициентом мощности 0,8, $R_6 = 1,45 Z_{ном}$.

Отклонение R_6 от рекомендованных значений приведет к возрастанию погрешности стабилизации напряжения станции при прочих равных условиях. Уменьшение R_6 до значений, меньших расчетного значения номинальной нагрузки станции ($R_6 < Z_{ном}$), 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.

Иллюстрацией данному выводу служат расчетные зависимости максимальной погрешности стабилизации напряжения $\pm\Delta U_{max}$ и частоты $\pm\Delta\omega_{max}$ от жесткости гидротурбины e_m , приведенные на рис.7.5. Нагрузка станции в данном случае активная.

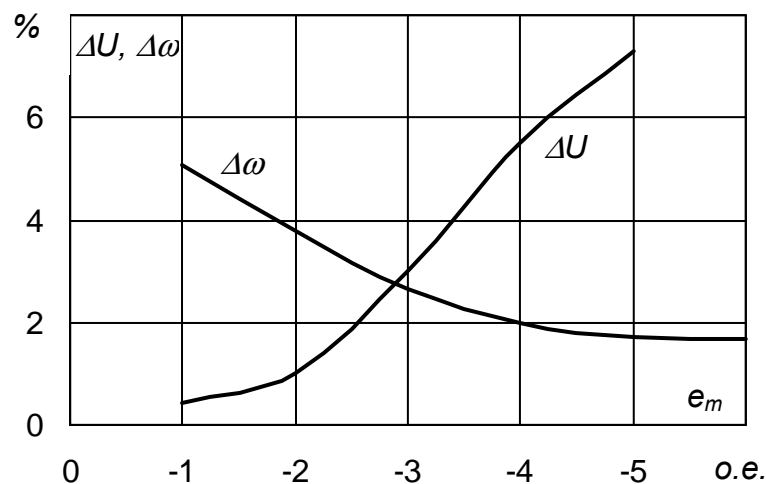


Рис.7.5. Зависимость максимальной погрешности стабилизации U и ω от e_m

Характер нагрузки микроГЭС требует соответствующего изменения емкости возбуждающих конденсаторов для компенсации индуктивности нагрузки. Расчет мощности батареи конденсаторов приведен в литературе [19] и, в частности, для машин малой мощности 5 - 6 кВт, величина возбуждающих емкостей должна составлять 150-160 мкФ на фазу при $\cos\varphi = 0,8$. В результате выполнения рекомендаций по выбору конденсаторов и

величины R_6 , удастся стабилизировать величину и частоту напряжения станции не хуже, чем при нагрузке активного характера.

Таким образом, можно сделать вывод, что микроГЭС с одноканальной системой стабилизации могут обеспечить уровень стабилизации напряжения по величине порядка $U = U_{ном} \pm 9-12 \%$, по частоте $\omega = \omega_{ном} \pm 1,8-5 \%$. Такие показатели достигаются при работе на пассивную нагрузку с неизменным коэффициентом мощности в диапазоне $\cos\varphi = 0.8-1,0$.

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 % [20. 21].

Величина искажений зависит от степени загрузки микроГЭС, что иллюстрируется экспериментальной зависимостью, приведенной на рис.7.6. Эксперимент проводился на лабораторной установке. В качестве генератора использован асинхронный двигатель, мощностью 4 кВт.

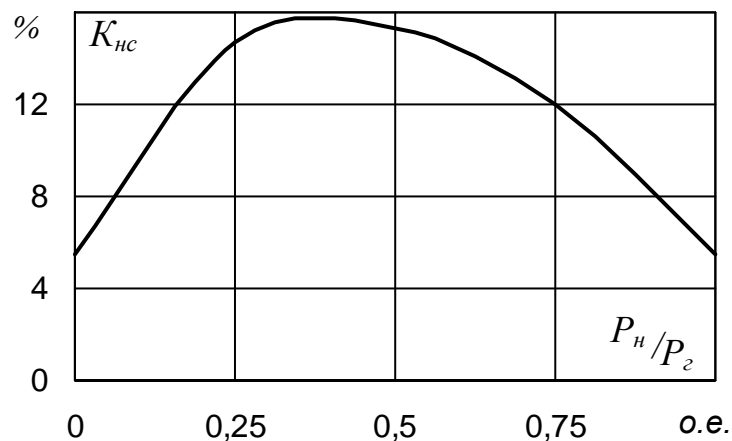


Рис.7.6. Зависимость $K_{нс}$ напряжения АГ от нагрузки станции

В результате проведенных теоретических и экспериментальных исследований можно рекомендовать к применению фазорегулирующие тиристорные системы в энергоустановках с автобалластным способом регулирования выходного напряжения, в частности для микроГЭС с использованием любых типов генераторов переменного тока.

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 конструкциях рассматриваемых гидроагрегатов может использоваться стандартное насосное оборудование и типовые

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

Лекция 8. МикроГЭС с дискретным регулированием

Регулирование мощности балласта гидроагрегата может осуществляться по току, напряжению, частоте и другим параметрам [13.15.16.17]. 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).

Специальные генераторы для микроГЭС в нашей стране не выпускаются, поэтому приходится использовать имеющиеся машины, например синхронные генераторы, предназначенные для передвижных и стационарных электроустановок серии ЕСС. Для рассматриваемого диапазона мощностей подходят типы генераторов ЕСС5-61-4У2, ЕСС5-62-4У2, ЕСС5-81-6У2, ЕСС5-83-6У2 на мощности, соответственно 8, 12, 20, 30 кВт. Генераторы имеют систему фазового компаундирования возбуждения, обеспечивающую автоматическое поддержание напряжения в пределах $\pm 5\%$ от средне регулируемого значения при любых нагрузках в диапазоне изменения коэффициента мощности от 0,8 до 1. Частота выходного напряжения в соответствии с паспортными данными серии может изменяться от 49,2 до 50,7 Гц.

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.8.1, где гидротурбина $ГТ$ приводит во вращение синхронный генератор $СГ$, к обмотке статора которого подключена полезная нагрузка $Z_{на}$, $Z_{нв}$, $Z_{нс}$ и набор балластных сопротивлений $R_{б1} - R_{бN}$, 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 $СГ$ понимается суммарная нагрузка на зажимах электрической машины, определяемая как параллельное соединение полезной и балластной нагрузок [20].

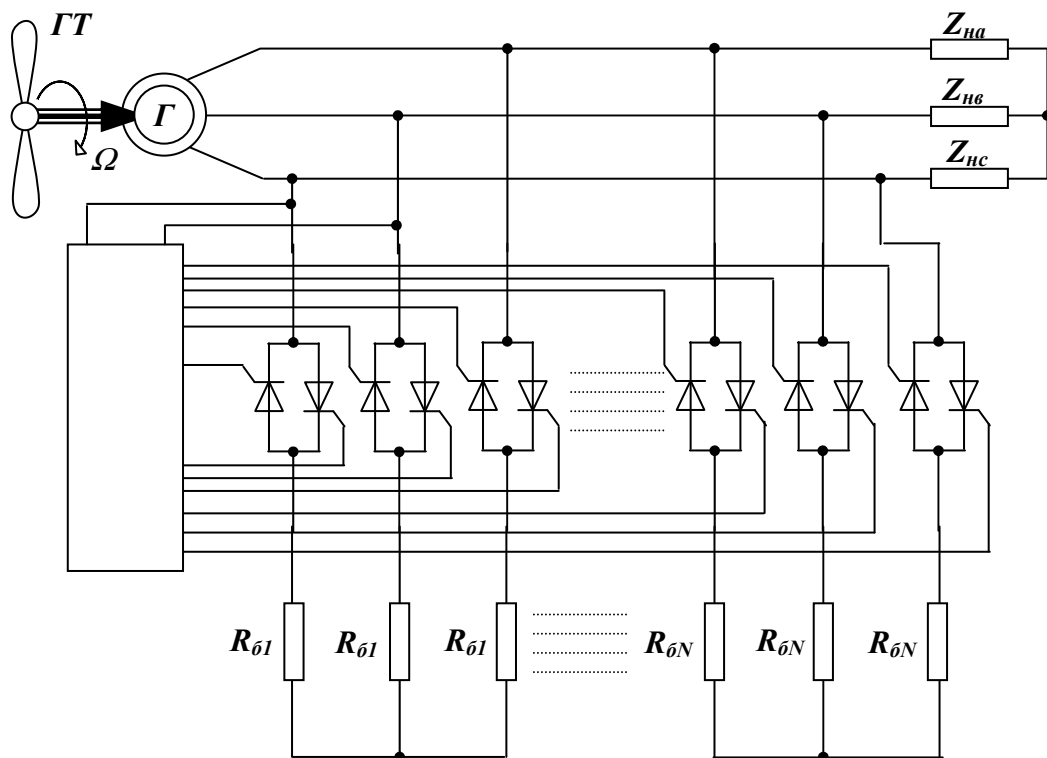


Рис.8.1. Структурная схема микроГЭС с цифровым регулятором частоты

С точки зрения уменьшения погрешности регулирования эквивалентной нагрузки необходимо увеличивать количество ступеней балласта N . Однако это приводит к усложнению схемы регулятора, ухудшению ее массо-габаритных и стоимостных показателей. Оптимальным вариантом $ЦРЧ$ можно считать регулятор, в котором мощности балластных 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 ΔP , 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 несложно подсчитать по формуле:

$$Z_{\text{э}} = \frac{Z_n(2^N - 1)}{2^N + Z_n(n - 1)} \quad (8.1)$$

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.8.2 и состоит из следующих блоков. Генератор опорной частоты (ГОЧ) содержит высокочастотный кварцевый генератор и счетчики, формирующие последовательности 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.

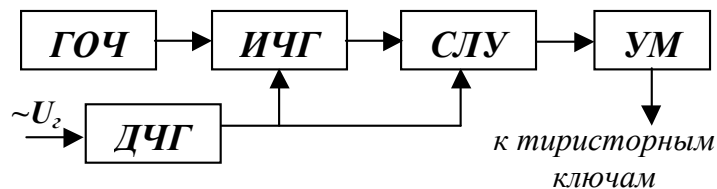


Рис.8.2. Структурная схема ЦРЧ

Алгоритм работы и принципы построения СЛУ могут быть различны: на основе регистра, оперативного запоминающего устройства, реверсивного счетчика и др. Экспериментальные исследования позволили выявить преимущества ЦРЧ с использованием реверсивного счетчика, обеспечивающего последовательное изменение величины балластной нагрузки на ΔP за каждый цикл работы. При таком регулировании удастся 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, т.е. зона 50 ± 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 ΔP 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:

$$T_p = T_{из} (2N - 1)$$

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 СГ.

Следовательно, при построении автоматизированной микроГЭС с цифровым регулятором частоты возникают вопросы выбора минимальной ступени дискретизации балластной нагрузки ΔP , 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:

$$\left. \begin{aligned}
 U_z &= r_z i_z + \frac{d\psi_z}{dt} \\
 M_z &= \operatorname{Re} j(\psi_z i_z) + J \frac{d\Omega}{dt} \\
 U_f(t) &= k_u U_z + k_i i_z \\
 n &= f[\omega(t)] \\
 M_m &= f[\omega(t), \mathcal{E}B] \\
 Z_\vartheta &= \frac{Z_n(2^N - 1)}{2^N + Z_n(n-1) / n = 0 \div (2^N - 1)} \\
 U_z &= (R_\vartheta + j X_\vartheta) i_z + x_z \frac{d i_z}{dt}
 \end{aligned} \right\} \quad (2.2)$$

где U_z, i_z, ψ_z - вектор-матрицы напряжений, токов и потокосцеплений генератора; Z_ϑ, Z_n - матрицы нагрузки; $R_\vartheta, X_\vartheta, R_z, X_z$ - матрицы активных и индуктивных сопротивлений эквивалентной нагрузки и генератора; M_z, 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 рекомендации 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 .

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 рассматриваемого 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.8.3 изображены осциллограммы переходных процессов, вызванных внезапным изменением полезной нагрузки станции. Осциллограммы получены на экспериментальной установке, построенной на базе СГ серии ЕСС 12 кВт, со стандартной системой фазового компаундирования. ЦРЧ имеет следующие параметры: $N = 4$, $D_n = 2\%$, $T_{уз} = 0,02$ с.

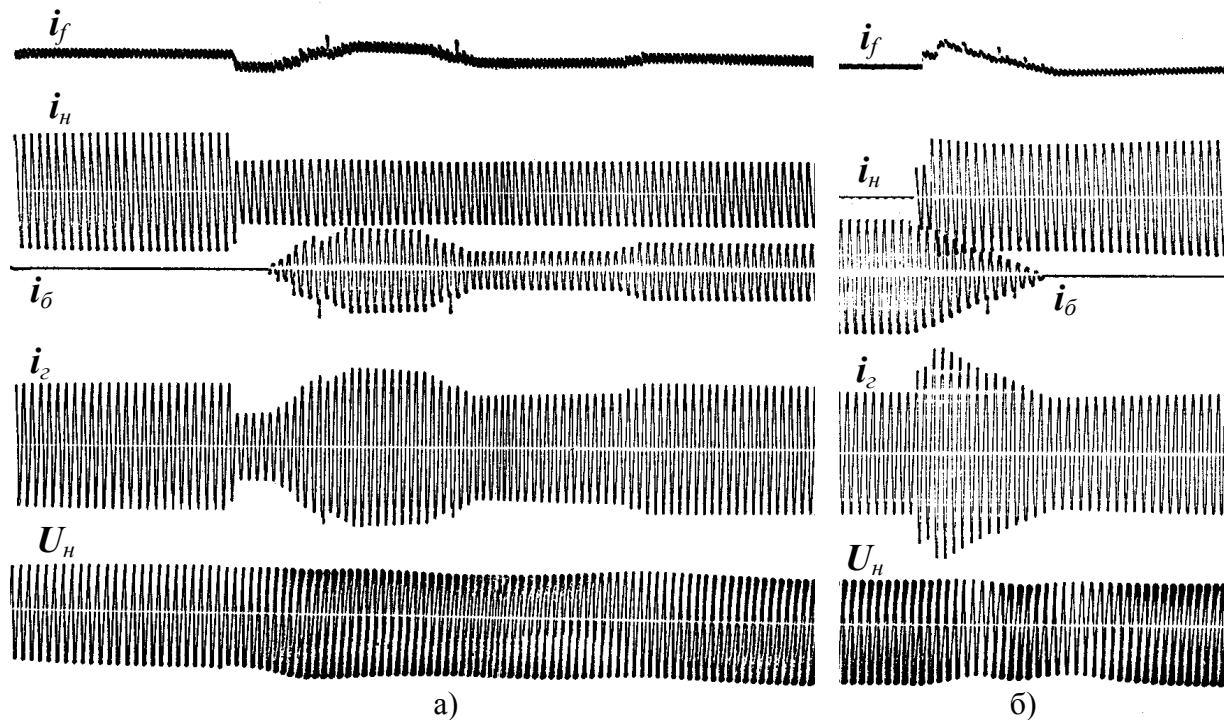


Рис.8.3 Переходные процессы внезапного изменения нагрузки в микроГЭС с частотной системой стабилизации

а) – сброс 50 % нагрузки; б) - наброс 100 % нагрузки

i_f – ток возбуждения; i_n - ток нагрузки; i_b - ток балласта; i_2 - ток генератора;
 U_n – напряжение на нагрузке.

Из рис.8.3 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 данной микроГЭС в переходных режимах

составляет не более 10-15 % от номинального значения. Максимальное отклонение частоты вращения СГ в переходных режимах не превышает 7 %.

Использование ЦРЧ предлагаемого типа для стабилизации частоты вращения автономной микроГЭС обеспечивает достаточно хорошие динамические показатели электроустановки и устойчивую работу станции практически с любым типом гидротурбин. Для обеспечения требуемой точности регулирования частоты вращения гидроагрегата выбор параметров ЦРЧ должен производиться в соответствии с приведенными выше рекомендациями.

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

Лекция 9. Оценка экономической эффективности микроГЭС

В существующей нормативно-правовой и методической базе отсутствуют или недостаточно проработаны требования к малой энергетике, децентрализованным системам электроснабжения, основанным на использовании автономных энергоустановок, в том числе нетрадиционных и возобновляемых источников энергии.

Для эффективной организации децентрализованного электроснабжения с использованием ВИЭ первоочередной задачей представляется определение критериев экономической эффективности использования таких систем, разработка методик и анализ технико-экономических характеристик различных вариантов построения децентрализованного электроснабжения.

Разработанная в ТПУ методика оценки эффективности применения нетрадиционных и возобновляемых источников энергии для электроснабжения автономных объектов, не имеющих централизованного электроснабжения, производится на основе сравнительного технико-экономического анализа всех возможных вариантов электрификации. При этом рассматриваются варианты электроснабжения не только от нетрадиционных источников энергии, но и вполне традиционных: централизованная энергосистема и жидко-топливные генераторы. Электроснабжение от энергосистемы предусматривает строительство линии электропередачи, а в качестве жидко-топливных генераторов наиболее распространены дизельные электростанции. Соответственно, к возможным вариантам электроснабжения автономного объекта отнесены:

- централизованное электроснабжение (строительство ЛЭП);
- дизельные электростанции;
- микрогидроэлектростанции;

- ветроэнергетические установки;
- солнечные электростанции;

В качестве критериев оценки эффективности применения ВИЭ для электроснабжения автономных потребителей предлагаются 3 группы показателей:

- технические;
- экономические;
- социально-экологические.

В группу технических показателей входит всего один критерий – критерий технической выполнимости проекта. Исходными данными для определения данного критерия являются сведения об основных технических характеристиках первичного источника энергии. В связи с этим, критерий технической выполнимости проекта на основе дизельных электростанций всегда положителен; при электроснабжении от централизованной энергосистемы зависит от требуемой установленной мощности объекта электроснабжения P (кВт) и расстояния до централизованной электрической сети L (км); для микроГЭС определяется исходя из минимальной скорости течения водотока в месте установки станции V_{\min} (м/с) и минимальном расходе воды Q_{\min} (л/с); для ветроэнергетической установки критерием является среднегодовая скорость ветра на уровне ступицы ветроколеса $V_{\text{ср}}$ (м/с); для солнечных электростанций среднемесячная дневная энергетическая освещенность E (кВт·ч/м²).

Основным критерием экономической эффективности являются приведенные годовые затраты на 1 кВт установленной мощности системы электроснабжения, которые определяются из выражения:

$$Z = \frac{P_n K + C}{P},$$

P – установленная мощность объекта электроснабжения (кВт);

K – общие капиталовложения (руб).

$$K = K_{\text{уст}} + K_{\text{пр}} + K_{\text{стр}}$$

где $K_{\text{уст}}$ – стоимость комплектного оборудования (руб);

$K_{\text{пр}}$ – стоимость проектных работ по определению места установки станции на местности (руб);

$K_{\text{стр}}$ – стоимость строительных и монтажных работ по установке электростанции (подстанции) (руб).

$$P_n = \frac{1}{T} \text{ - нормативный коэффициент рентабельности,}$$

где T – экономический срок службы оборудования (лет).

C – общие годовые эксплуатационные расходы (руб).

$$C = C_{\text{экс}} + C_{\text{рем}} + C_{\text{мон}} + C_{\text{д.мон}}$$

где $C_{экс}$ - годовые расходы на эксплуатацию системы электроснабжения (руб);

$C_{рем}$ - годовые расходы на плановый ремонт (руб);

$C_{топ}$ - годовые расходы на топливо (руб);

$C_{д.топ}$ - годовые расходы на доставку топлива (руб).

Себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии:

$$C_{эл} = \frac{p_n K + C}{W}, \text{ руб/кВт·ч,}$$

W - общее количество электрической энергии, вырабатываемое электростанцией в течение года.

В качестве социально-экологических критериев эффективности применения различных вариантов электроснабжения принимались следующие:

- потенциальная угроза жизни людей;
- наличие топливной составляющей;
- отчуждение земли;
- влияние на птиц и животных;
- акустическое воздействие и вибрация;
- электромагнитное излучение;

Так как, количественная оценка социально-экологических критериев крайне затруднительна, а подчас и невозможна, то при анализе производится их качественная оценка, которая может служить дополнительным критерием при выборе наиболее рационального варианта электроснабжения автономного объекта.

Исходными данными для определения критериев являются кадастр нетрадиционных возобновляемых источников энергии рассматриваемого региона, технические и экономические показатели комплектующих и оборудования, выпускаемого ведущими российскими предприятиями, Государственные элементные сметные нормы (ГЭСН) на строительные и монтажные работы.

Данная методика может быть использована с учетом двух основных положений.

Во-первых, технические и экономические показатели энергетического оборудования соответствуют уровню 2002 года, и в последствие могут изменяться (год разработки методики). Например, минимальная скорость ветра, при которой происходит запуск современных ветроэнергетических установок, составляет 3-4 м/с. Однако, развитие технологий, несомненно, в скором будущем позволит уменьшить этот предел. Современные тенденции развития технологий возобновляемой энергетики и неизбежное сокращение запасов органического топлива, позволяют прогнозировать одновременный рост цен на традиционные энергоносители и снижение удельной стоимости оборудования для малой энергетики.

Во-вторых, при определении критериев экономической эффективности используются средние технические и экономические показатели комплектующих и оборудования, и соответственно, они могут быть использованы только для сравнительного анализа различных вариантов электроснабжения и выбора наиболее рационального. Полная смета затрат на проект и точные экономические расчеты могут быть выполнены только после выбора конкретного варианта электроснабжения и подбора соответствующих комплектующих.

Важно также отметить, что успешное использование возобновляемых источников энергии во многом зависит от правильного выбора места установки электростанции. Например, энергия ветрового потока во многом зависит от рельефа местности и имеющихся наземных зданий и сооружений, а все реки имеют аномальные уклоны с естественными местами концентрации энергии водного потока. Поэтому выбор места установки каждой конкретной электростанции, использующей энергию природных возобновляемых источников, производится на основании проекта привязки к местности, который должен быть выполнен соответствующими специалистами.

Рассмотрим применение предлагаемой методики при оценке эффективности использования микроГЭС для децентрализованного электроснабжения автономного объекта.

Экономические показатели микроГЭС в значительной мере зависят от ее конструкции, которая во многом определяется рельефом местности в месте установки станции.

Для определения технических и экономических критериев эффективности электроснабжения от микроГЭС из кадастра гидроэнергетических ресурсов должны быть выделены следующие основные показатели для предполагаемого места установки станции:

- Средний уклон реки, ΔH (м/км);
- Средний расход воды водотока в период летней межени, Q ($\text{м}^3/\text{с}$);
- Средняя скорость течения в период летней межени, V (м/с);
- Число часов в году с открытым руслом, $Ч$;

На первом этапе определяется техническая возможность применения микроГЭС в выбранном месте установки станции, которая зависит от напора и расхода воды.

Средняя скорость течения реки может значительно изменяться в зависимости от времени года, и минимальна, как правило, в период ледостава и летней межени. На данном уровне развития техники, техническая реализация проекта электроснабжения автономного объекта от микроГЭС возможна при минимальной скорости течения водотока в месте установки станции V_{\min} (м/с) более 1 м/с.

На втором этапе анализа определяется мощность установки, которая может быть установлена на данном водотоке. Работа водного потока осуществляется под действием силы тяжести, точнее, ее проекции на направление движения, поэтому действие воды определяется разностью уровней воды в начале и конце рассматриваемого участка реки. При разности уровней H (м) на длине участка L (м) и среднем расходе воды Q (м³/с), мощность микроГЭС P (Вт), которую можно установить на рассматриваемом участке составит:

$$P = \eta \rho g Q H \text{ (Вт)},$$

где η - коэффициент полезного действия гидроэлектроагрегата; ρ - плотность воды, кг/м³; g - ускорение свободного падения, м/с².

Коэффициент полезного действия гидроэлектроагрегата зависит от η турбины и электрического генератора и в расчетах принимается равным $0,6 \div 0,75$.

$$\rho = 1000 \text{ кг/м}^3, \quad g = 9,81 \text{ м/с}^2$$

Величина напора, который может обеспечить водоток, H (м), определяется из предположения, что максимальная длина напорного трубопровода не должна превышать 200 м, иначе его сооружение экономически не целесообразно. Максимальная длина рабочего трубопровода ограничена превышением его стоимости над полнокомплектным оборудованием станции при длине более 200 м.

$$H_{\max} = 0,2 \Delta H \text{ (м)}$$

Величина рабочего напора гидроагрегата предварительно определяется по среднему уклону русла реки из следующих пределов:

$$H = 4 \text{ м, при } \Delta H = 1,0 - 4,0 \text{ м/км};$$

$$H = 10 \text{ м, при } \Delta H = 4,0 - 10,0 \text{ м/км};$$

$$H = 20 \text{ м, при } \Delta H > 20,0 \text{ м/км};$$

При значениях $\Delta H < 1,0$ м/км следует использовать конструкцию микроГЭС без напорного трубопровода.

Расчет капитальных затрат

Капитальные затраты на микроГЭС напрямую связаны с ее мощностью. Однако, стоимость 1 кВт установленной мощности электроустановки с увеличением полной мощности станции, как правило, уменьшается. В связи с этим, в расчетах выделяются 3 диапазона мощностей микроГЭС с разной удельной стоимостью 1 кВт установленной мощности.

$$P < 10 \text{ кВт, } K_{\text{уст.уд}} = 25000 \text{ руб/кВт.}$$

$$10 \text{ кВт} < P < 50 \text{ кВт, } K_{\text{уст.уд}} = 20000 \text{ руб/кВт.}$$

$$50 \text{ кВт} < P < 100 \text{ кВт, } K_{\text{уст.уд}} = 15000 \text{ руб/кВт.}$$

Исходными данными для определения удельной стоимости 1 кВт установленной мощности микроГЭС является стоимость продукции ведущих российских фирм разработчиков и производителей оборудования для малой гидроэнергетики: научно-производственное объединение "РАНД", АО "ТЯЖМАШ", АОЗТ "МНТО ИНСЭТ" и др [10].

Продукция зарубежных фирм имеет стоимость в 1,5-2,5 раза выше отечественных аналогов.

Комплектность поставки, массогабаритные характеристики и стоимость микроГЭС с пропеллерными и диагональными турбинами АОЗТ "МНТО ИНСЭТ" приведены в таблице 9.1 [11].

Таблица 9.1. Техничко-экономические показатели микроГЭС АОЗТ "МНТО ИНСЭТ"

п/п	Наименование	Габариты в упаковке, мм	Номинальная мощность, кВт	Стоимость, руб.
1.	МикроГЭС 10Пр (15 Пр)			
1.1.	Энергоблок	2000 x 700 x 650	10	205000
1.2.	Устройство автоматического регулирования УАР-10	1000 x 400 x 650		
1.3.	Водозаборное устройство	1000 x 750 x 600		
2.	МикроГЭС 50Пр	3970x1000x740	50	890000
2.1.	Энергоблок УАР-50	900x650x1200		
2.2.	Устройство возбуждения (УВ)	700x600x1800		
2.3.	Устройство водозаборное	1000x900x850		
2.4.	Блок балластной нагрузки	1200x500x500		
3.	МикроГЭС 50D (100D)	1800x1000x1000	50/100	82300/1570000
3.1.	Энергоблок УАР-50	900x650x1200		
3.2.	Устройство возбуждения (УВ)	700x600x1800		
3.3.	Блок балластной нагрузки	1200x500x500		

Существенной особенностью микроГЭС являются значительные различия в конструктивном построении станций на малые, до 2 м, и большие напоры. Наиболее эффективны для микроГЭС быстроходные пропеллерные турбины, выпускаемые отечественными производителями на напоры от 2 м и выше. На малые напоры наиболее перспективным вариантом является применение погружных свободно-поточных гидротурбин, использующих для получения мощности скорость течения воды в водотоках. В России опыт изготовления поперечно-струйных и свободно-поточных турбин имеет, например, Санкт-Петербургская фирма «Энерго-Альянс» [12], специализирующаяся на проектировании турбин, способных при низких напорах пропускать большие расходы и производить значительные мощности. Погружные гидроагрегаты на основе свободно-поточных турбин не требуют значительных затрат на строительные и монтажные работы по установке станции на месте, но удельная стоимость комплектных установок на их базе значительно выше.

Ориентируясь на цены компании «Энерго-Альянс» в расчетах для микроГЭС, устанавливаемой на водотоках на напоры до 2 м, принята

следующая удельная стоимость 1 кВт установленной мощности энергоустановки:

При $\Delta H < 1,0$ м/км, $K_{уст.уд} = 50000$ руб/кВт.

Определив установленную мощность станции, и выбрав соответствующую ей удельную стоимость установки, можно найти полную стоимость комплектного гидросилового оборудования:

$$K_{уст} = K_{уст.уд} \cdot P$$

Стоимость проектных работ по определению места установки станции на местности практически не связана с ее мощностью и принималась постоянной и зависящей только от минимального размера оплаты труда (МРОТ):

$$K_{пр} = 50 \cdot \text{МРОТ}$$

Стоимость строительных и монтажных работ по установке станции на местности $K_{стр}$ определяется в зависимости от полной установленной мощности микроГЭС P и среднего уклона реки ΔH . Для этого в расчетах применяются следующие коэффициенты:

k_P – коэффициент затрат на установку станции (отн.ед), в расчетах принимался постоянным и равным 0,05.

k_H – коэффициент, учитывающий изменение затрат на установку станции в зависимости от среднего уклона русла реки (отн.ед.).

при $\Delta H < 1,0$ м/км, $k_H = 0,5$;

при $\Delta H = 1,0 - 4,0$ м/км, $k_H = 1,0$;

при $\Delta H = 4,0 - 10,0$ м/км, $k_H = 0,8$;

при $\Delta H > 10,0$ м/км, $k_H = 0,4$.

Значительный разброс в значениях коэффициента, учитывающего стоимость строительных работ в зависимости от среднего уклона русла реки объясняется резким уменьшением длины напорного трубопровода и затрат на его монтаж с увеличением напора. При малых напорах, до 2 м, применяется принципиально другая конструкция станции, затраты на установку которой значительно ниже.

После определения поправочных коэффициентов, стоимость строительных и монтажных работ по установке станции определяется из выражения:

$$K_{стр} = k_P k_H K_{уст}$$

Количество кВт·ч электроэнергии, которое способна выработать станция в год, определяется из выражения:

$$W = Q \cdot P, \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Q – число часов с открытым руслом реки в год.

Расчет эксплуатационных расходов

В качестве основного гидросилового оборудования микроГЭС используются гидротурбина, электрический генератор и система автоматического управления, срок службы которых составляет, как

правило, от 10 до 25 лет. Соответственно, в расчетах принимается значение $T = 15$ лет.

Топливная составляющая в эксплуатационных расходах при получении электроэнергии от микроГЭС принималась равной нулю.

Так как современные конструкции микроГЭС обеспечивают полностью автоматизированный режим работы, то годовые расходы на эксплуатацию станции сводятся к периодической ревизии и чистке водозаборного устройства и смазке механических вращающихся частей установки. При этом величина расходов на эксплуатацию станции практически не зависит от ее мощности и конструктивного выполнения. В связи с этим, в расчетах величина расходов на эксплуатацию станции любой мощности принималась постоянной и зависящей только от минимального размера оплаты труда (МРОТ):

$$C_{\text{экс}} = 36 \cdot \text{МРОТ}$$

Величина затрат на ремонт определяется в зависимости от стоимости комплектной установки и стоимости строительных и монтажных работ по установке станции:

$$C_{\text{рем}} = k_{\text{рем}} \cdot P_n (K_{\text{уст}} + K_{\text{стр}}),$$

где $k_{\text{рем}}$ - коэффициент затрат на ремонт (отн.ед.), принимаемый в расчетах равным 0,2.

В качестве примера, рассмотрим расчет критериев эффективности использования микроГЭС для районов с минимальной скоростью течения рек более 1 м/с. В качестве энергоносителя примем малую реку с расходом воды $Q = 0,5 \text{ м}^3/\text{с}$. Уклон русла реки изменяется от $\Delta H = 1,0$ до $\Delta H = 20,0$ м/км.

Проведенные по предлагаемой методике расчеты сведены в таблицу 9.2.

Таблица 9.2. Критерии эффективности использования гидроэнергетических ресурсов

Средний уклон русла реки в месте установки станции	Технические характеристики микроГЭС		Критерии эффективности		
	Максимальная установленная мощность, кВт	Максимальная среднесуточная выработка электроэнергии, кВт·ч	Техническая выполнимость	Приведенные годовые затраты на 1 кВт установленной мощности, руб.	Себестоимость 1 кВт·ч, руб.
$\Delta H = 1,0 - 4,0$ м/км	14,0	336,0	реализуем	1850,0	0,88
$\Delta H = 4,0 - 10,0$ м/км	36,0	864,0		1750,0	0,80
$\Delta H > 10,0$ м/км	75,0	1800,0		1300,0	0,60

Предлагаемая методика оценки эффективности применения ВИЭ была опробована на примере Томской области. Методика позволяет получить

сравнительную количественную и качественную оценку эффективности применения различных возобновляемых энергоресурсов в рассматриваемом регионе, она проста в применении, и может быть использована для оценки эффективности применения ВИЭ и в других регионах России.

Вопросы для самопроверки

1. Природа возникновения гидроэнергии и особенности ее использования
2. От каких факторов зависит энергия водного потока и ГЭС на нем установленной
3. Особенности ГЭС, достоинства и недостатки электростанций большой мощности и микроГЭС
4. Основные схемы создания напора в микроГЭС
5. Основные требования, предъявляемые к микроГЭС
6. Мощностные и механические характеристики гидротурбин
7. Назначение и основные варианты построения стабилизирующих систем микроГЭС
8. Типы гидротурбин, область их применения и основные технические характеристики
9. Какое основное отличие между гидротурбинами активного и реактивного типов
10. Какие преимущества и особенности использования насосов в турбинном режиме
11. С учетом каких факторов выбирается месторасположение микроГЭС на местности
12. В чем различие между статическим и динамическим напором и как они определяются
13. Практические методы определения расхода водотока
14. В чем состоит принцип автобалластного регулирования параметров электростанции
15. Приведите примеры схемных решений автобалластных систем стабилизации и дайте им сравнительную характеристику
16. Сформулируйте достоинства и недостатки частотных и токовых систем стабилизации
17. Какими факторами определяется погрешность стабилизации выходных электрических параметров микроГЭС при фазовом управлении
18. При помощи каких технических решений можно уменьшить величину нелинейных искажений напряжения микроГЭС с фазовым регулированием
19. Назовите достоинства и область применения частотных систем стабилизации
20. По какому принципу строятся автобалластные системы с дискретным регулированием мощности балластной нагрузки
21. Как выбирается рациональное количество дозированных ступеней балластной нагрузки и их номинал при дискретном регулировании
22. Приведите структурную схему и объясните алгоритм работы цифрового регулятора частоты
23. На чем основана методика оценки эффективности применения нетрадиционных и возобновляемых источников энергии для электроснабжения автономных объектов
24. Назовите критерии оценки эффективности применения ВИЭ для электроснабжения автономных потребителей
25. По каким показателям определяются критерии технической и экономической эффективности микроГЭС

Список источников:

1. Лукутин Б.В., Обухов С.Г., Яворский М.И.. Перспективы малой энергетики в Томской области // Ресурсы регионов России. – 2002. – № 4. – С.25–32.
2. Кажинский Б.Б. Гидроэлектрические и ветроэлектрические станции малой мощности. М.: Госпланиздат, 1946 – 135 с.
3. Лукутин Б.В., Сипайлов Г.А. Использование механической энергии возобновляемых природных источников для электроснабжения автономных потребителей. Фрунзе: Илим, 1987. – 134 с.
4. Ежков А.В. Оборудование микроГЭС. Энергохозяйство за рубежом, - 1982. - №5. - 35-37 с.
5. Соколов Д.А. Использование водной энергии. - М.: Машгиз, 1960. – 343 с.
6. Пивоваров В.А. Проектирование и расчет систем регулирования гидротурбин.- Л.:Машиностроение, 1973.-273 с.
7. Карелин В.Я., Волшаник В.В. Сооружения и оборудование малых гидроэлектростанций. - М.:Энергоатомиздат, 1986.- 199 с.
8. Лукутин Б.В., Обухов С.Г., Шандарова Е.Б. Автономное электроснабжение от микрогидроэлектростанций. – Томск: STT, 2001 – 120 с.
9. Данченко А.М. и др. Кадастр возможностей / Под ред. Б.В.Лукутина – Томск: Изд-во НТП, 2002. –280 с.. ил.
- 10.<http://www.intersolar.ru/>
- 11.<http://inset.ru/>
- 12.<http://www.energy-alliance.spb.ru>
- 13.А.с. 1305429 (СССР). Микрогидроэлектростанция. Лукутин Б.В., Обухов С.Г. Опубл. в Б.И. Бюлл. № 17, 1987
- 14.Alp.Partnun, St.Antonien. МикроГЭС. Hassler Erwin, Elektrotechnik, Schweiz, 1985, 36, № 12, p 49-51.
- 15.Лукутин Б.В., Обухов С.Г., Озга А.И. Выбор параметров цифрового регулятора частоты автономной микрогидроэлектроснания. Гидротехническое строительство. - 1992, №9, с.40-43
- 16.Лукутин Б.В., Обухов С.Г. Выбор способа регулирования микрогидроэлектростанций с автобалластной нагрузкой. Гидротехническое строительство. - 1990, №7, с.33-35
- 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. Система управления затвором микрогидроэлектростанции. Патент RU 2005138C1 F03B15/06. Опубл. БИ № 47-48, 1993
- 19.Балагуров В.А. Проектирование специальных электрических машин переменного тока.-М.:Высшая школа, 1982.

- 20.Лукутин Б.В., Обухов С.Г. Эквивалентная нагрузка генератора микрогидроэлектростанции с автобалластной нагрузкой. Электромеханика, 1988, №5. с. 99-104. (Изв. вузов).
- 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
- 22.DIERET - дистанционный интернет курс «Технологии использования возобновляемых источников энергии», <http://www.ecomuseum.kz>
- 23.Иллюстрированный справочник по возобновляемой энергетике / ИнтерСоларЦентр, <http://www.intersolar.ru/>