

Б.В.Лукутин, С.Г.Обухов, Е.Б.Шандарова

**АВТОНОМНОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ
ОТ МИКРОГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

Томск - 2001

УДК 621.311

Б.В.Лукутин, С.Г.Обухов, Е.Б.Шандарова

Автономное электроснабжение от микрогидроэлектростанций: Монография. – Издатель, стр.

Данная работа обобщает опыт авторов в области создания машинно-вентильных систем генерирования электроэнергии с приводом от нерегулируемых гидротурбин. В монографии приведены результаты исследований переходных и установившихся режимов работы автономных систем электроснабжения, использующих энергию малых водотоков, с автобалластными системами стабилизации напряжения.

Книга предназначена для специалистов, работающих в области микрогидроэнергетики, а также может быть полезна аспирантам, студентам электромеханических и электроэнергетических специальностей.

Рецензенты:

1. ВВЕДЕНИЕ

Энергетический кризис, связанный с сокращением запасов органического топлива, и стремительно возрастающие проблемы экологии определяют все больший интерес во всем мире к использованию природных возобновляемых энергоресурсов. Среди них весьма существенное место по запасам и масштабам использования занимает энергия потоков воды. Объясняется это высокой энергетической плотностью потока воды и относительной временной стабильностью режима стока большинства рек. Большая плотность воды по сравнению с воздухом (в 846 раз) определяет, при прочих равных условиях, соответствующее уменьшение массогабаритных и стоимостных показателей рабочего колеса гидротурбины по сравнению с ветроколесом. Стабильность потока воды и широкие возможности по регулированию его энергии позволяют использовать более простые и дешевые системы генерирования и стабилизации параметров производимой электроэнергии. В итоге, гидроэлектростанции производят более дешевую электроэнергию по сравнению с ветроэлектростанциями, а также с энергоустановками, использующими другие виды возобновляемых энергоресурсов.

Следует отметить, что гидроэлектростанции могут устанавливаться практически на любых водотоках: от небольших ручьев до крупнейших рек. Соответственно изменяется и мощность их гидроагрегатов. В настоящее время принята следующая классификация: станции мощностью до 100 кВт - микроГЭС, от 100 до 1000 кВт - миниГЭС, от 1000 до 10000 кВт - малые ГЭС и свыше 10000 кВт - крупные гидроэлектростанции. Конструкция и принципы построения этих классов энергоустановок могут существенно отличаться.

Исторически, первые гидроэлектростанции относились к классу микроГЭС, и время их появления совпадает с успехами в промышленном освоении электромашинных генераторов. Такие простейшие, часто полукустарные установки имели широкое распространение, особенно в сельской местности. В частности, в СССР в 1937 году доля гидроэнергии в сельскохозяйственном электроснабжении достигала 11% [9].

До войны малая гидроэнергетика развивалась у нас главным образом путем индивидуального строительства электростанций из элементов, выпускавшегося в то время специального оборудования и использования подходящих узлов и деталей от автомобилей, сельскохозяйственной техники и т.д. Гидротурбины выпускались на заводах им. Калинина (г.Москва), им.Сталина (г.Бобруйск), Штампетиз (г.Ленинград), Благовещенском заводе и некоторых других заводах местной промышленности. Зачастую использовались самодельные, в том числе деревянные и деревометаллические конструкции гидротурбин. В качестве редукторов исполь-

зовались задние мосты автомобилей, а в качестве гидрогенераторов - серийные генераторы постоянного и переменного тока [9].

Основные теоретические и опытно-конструкторские разработки проводились во Всесоюзном институте гидромашиностроения г. Москва под руководством профессора Квятковского В.С., 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". В этих микроГЭС использовались турбины типов "Каплан" и "Френсис" с вертикальной осью вращения с диаметром рабочих колес от 200 до 500 мм. Турбины были рассчитаны на рабочие напоры от 2 до 35 метров при расходах воды от 50 до 1200 литров в секунду. Заводская марка этих турбин имела обозначение "К". Мощность агрегатов составляла ряд от 0.7 до 55.2 кВт. Станции снабжались генераторами завода "Электросила": мощностью менее 8 кВт типа "П" и более 8 кВт - генераторами переменного тока 220/380 В типа "МСВ". микроГЭС имели автоматические регуляторы частоты вращения на базе масляного насоса, которые воздействовали на угол поворота лопастей турбины, и угольные регуляторы возбуждения электромашинных генераторов [9].

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 станций. В этом смысле, полностью автоматизированные микроГЭС, опережали технический уровень своего времени. Изготовление и опытная эксплуатация первых образцов серии микроГЭС завода "Электросила" показали относительную сложность их конструкции, затруднявшую широкое развертывание заводского производства и трудности эксплуатационного характера. По результатам испытаний пришлось признать необходимость свести автоматизацию агрегатов к немногочисленным, хотя и грубым, но надежно действующим деталям [9].

Следует отметить, что упрощение конструкции микроГЭС, прежде всего, сводилось к использованию нерегулируемых гидротурбин и, соответственно, совершенствованию электрической части станций, в первую очередь генераторов. Так, в ВЭИ С.Б. Юдицким были разработаны самовозбуждающиеся синхронные генераторы марки СОГ-10/4 и СОГ-16/6, возбуждение которых осуществлялось с помощью селенового выпрямителя. Выпуск этих, по существу одних из первых образцов вентильных электрических машин, был освоен на заводе "Вольта" г. Баранча [9].

Дальнейшие работы над микроГЭС затормозила война 1941- 45 годов. После войны успехи в области «большой», в том числе ядерной энергети-

ки, привели к практически полному прекращению в СССР работ по микрогидроэнергетике. Гидроэнергия использовалась путем построения крупных ГЭС, которые, наряду с известными достоинствами, обладают рядом существенных недостатков, особенно с экологической точки зрения. И только в последние годы интерес к возобновляемым энергоисточникам, в том числе и микроГЭС, вновь усилился. В нашей стране, в отличие от большинства зарубежных, где развитие микрогидроэнергетики осуществлялось параллельно с другими энергоисточниками, эти работы приходилось начинать практически с нуля. За время длительного игнорирования малой энергетики вообще, а микроГЭС в частности, был утрачен даже имевшийся опыт использования энергии малых рек, ликвидированы многие из имевшихся гидроэлектроустановок и свернуто производство оборудования для них.

В то же время, создание современных автоматизированных микроГЭС требует проведения глубоких исследований, необходимость которых объясняется сложностью процессов преобразования потока воды в электроэнергию со стабильными параметрами. Эта область исследований объединяет такие разделы науки и техники как гидротехника, электромашиностроение, теория автоматического регулирования, преобразовательная техника, вопросы электроснабжения.

Между тем, современные достижения в области электромашиностроения, полупроводниковой и преобразовательной техники привели к появлению нового класса электрических машин, который получил название вентильных. Вентильные машины обладают принципиально новыми свойствами и позволяют решать ранее недоступные задачи.

Например, вентильные электрические машины позволяют строить на их основе автономные источники электропитания, обеспечивающие генерирование высококачественной электроэнергии при минимальных требованиях к приводному двигателю. Применительно к микроГЭС, это дает возможность строить автоматизированные гидроагрегаты с нерегулируемыми турбинами. Как показал еще довоенный опыт, именно это направление развития микроГЭС в наибольшей степени отвечает как производственно-технологическим, так и эксплуатационным требованиям. Обзор зарубежной информации также показывает, что микроГЭС с применением вентильных электрических машин получают в настоящее время наибольшее распространение во всем мире [30].

Тенденция к упрощению гидротехнической части станций существенно повышает требования к устройствам генерирования электроэнергии и стабилизации ее параметров. Соответственно, вопросы, связанные с исследованиями режимов работы электромашинных генераторов микроГЭС в комплексе со статическими полупроводниковыми системами регулирования величины и частоты выходного напряжения, приобретают первостепенное значение для создания современных микрогидроэлектростанций.

Данная работа обобщает опыт авторов в области создания машинно-вентильных систем генерирования электроэнергии с приводом от нерегулируемых гидротурбин. Книга предназначена для специалистов, работающих в области микрогидроэнергетики, а также может быть полезна аспирантам, студентам электромеханических и электроэнергетических специальностей.

1.1 Способы построения микроГЭС и стабилизации параметров генерируемой электроэнергии

Обычно микроГЭС содержит 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.

В качестве гидродвигателей, преобразующих энергию потока в механическую энергию приводного вала генератора, в той или иной степени используются все типы гидротурбин: поворотно-лопастные, радиально-осевые, импульсные, осевые, турбины с горизонтальной и наклонной осью вращения и т.д. [9,17].

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

Напорный трубопровод позволяет повысить энергию рабочего потока воды, применять более эффективные типы гидротурбин реактивного типа. Мощность, развиваемая гидротурбиной, определяется из выражения:

$$P_T = \gamma \frac{Q \cdot H}{\Omega} \eta_T$$

где γ - вес единицы объема воды; Q - расход воды; H – рабочий напор; Ω - угловая частота вращения; η_T - полный к.п.д. турбины.

Очевидно, что мощность гидротурбины с напорным трубопроводом не будет зависеть от водного режима реки, если ее минимальный сток превышает количество воды, поступающей в трубопровод. Диаметр трубопровода и перепад высот между его верхней и нижней точкой определяют расчетную мощность станции. Трубопровод микроГЭС может выполнять-

ся из стальных, бетонных, резиновых и других труб, широко применяемых в оросительных системах. Его стоимость существенно зависит от рельефа местности, определяя целесообразность применения микроГЭС, прежде всего в горных районах с большими уклонами русла реки. Правильное использование рельефа местности, а также простейшие сооружения типа деривационных каналов, во многих случаях, позволяют уменьшить длину, и соответственно, и стоимость напорного трубопровода.

Следует отметить, что мощность и частота вращения гидротурбины определяют расчетную мощность генератора, его массу, габариты и стоимость. В общем случае эти параметры связаны соотношением [25,26]:

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

где D - внутренний диаметр статора электрической машины; l_{δ} - расчетная длина воздушного зазора; P - расчетная полная мощность; Ω - частота вращения; A - линейная нагрузка; B_{δ} - магнитная индукция в воздушном зазоре; σ - коэффициент пропорциональности.

При относительно постоянных значениях расчетной мощности и электромагнитных нагрузок генератора его объем, характеризующийся произведением $D^2 \cdot l_{\delta}$ определяется частотой вращения Ω . С этой точки зрения, быстроходные гидротурбины позволяют использовать генераторы, обладающие хорошими массогабаритными показателями и низкой стоимостью.

В случае, когда частота вращения гидротурбины микроГЭС мала (практически менее 400 об/мин) целесообразно применение мультипликаторов. Это позволяет добиться максимального к.п.д. преобразования и минимальной массы установки в целом.

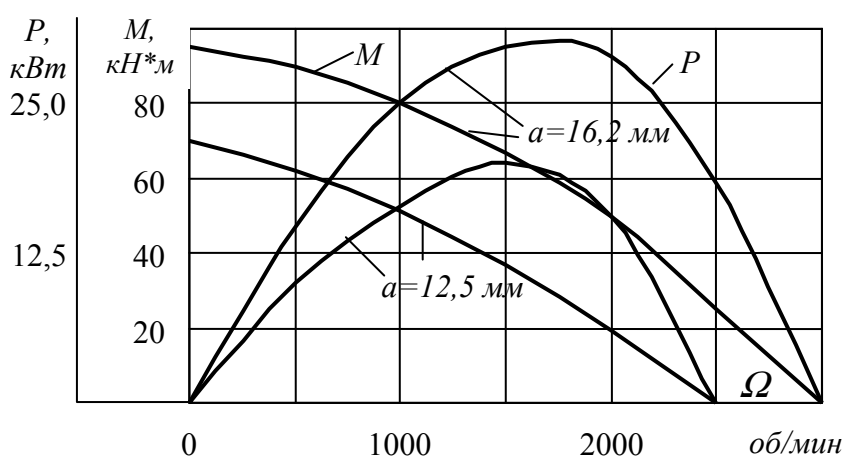


Рис. 1.1 Характеристики гидротурбины типа К-245, $D=289$ мм, $H = 9$ м

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

На рис. 1.1 показаны экспериментальные характеристики нерегули-

руемой пропеллерной гидротурбины типа К-245, диаметром 289 мм, при напоре $H = 9$ м, для двух положений открытия направляющего аппарата [16]. Как видно из рис.1.1 частота вращения гидроагрегата может существенно изменяться в зависимости от колебаний величины нагрузки и энергии рабочего потока воды. Следовательно, особое внимание при создании микроГЭС, необходимо обращать на системы стабилизации ее рабочих режимов.

Уравнение движения системы "гидротурбина - генератор" имеет вид:

$$M_m = M_z + J \frac{d\Omega}{dt}$$

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

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

$$\begin{aligned} e_{\Sigma} &= e_z - e_m \\ e_z &= \frac{dM_z}{d\Omega} \cdot \frac{M_{z.ном}}{\Omega_{ном}} \\ e_m &= \frac{dM_m}{d\Omega} \cdot \frac{M_{m.ном}}{\Omega_{ном}} \end{aligned} \quad (1.1)$$

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

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

В зависимости от условий в микрогидроэлектростанциях применяются практически все типы гидротурбин: поворотные-лопастные, радиально-осевые, ковшовые, капсульные и др. Для максимального упрощения и удешевления гидроагрегатов достаточно широко используется стандартное насосное оборудование. Насосы отличаются от традиционных гидротурбин тем, что у них нет устройств регулирования расхода воды и, следовательно, мощности [29]. Насосы предназначены для работы в одном режиме, что определяет их простоту и меньшую стоимость по сравнению с регулируемыми турбинами, мощность которых приводится в соответствие с мощностью нагрузки путем регулирования расхода воды или поворотом рабочих лопастей. Оптимизацию условий работы насоса в турбинном режиме несложно выполнить с помощью простейших гидротехнических со-

оружений, например напорного трубопровода и системы стабилизации электрической мощности гидроагрегата.

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

В зависимости от условий работы энергоустановки, можно рекомендовать применение асинхронных генераторов, если станция работает на мощную электрическую сеть или на пассивную автономную нагрузку. При автономном режиме работы на нагрузку с изменяющимся коэффициентом мощности преимущества имеют микроГЭС, построенные на основе синхронных генераторов [31,32].

За рубежом выпускаются различные модификации генераторов, специально предназначенных для работы в составе микроГЭС [28,30]. Среди них имеются как синхронные, так и асинхронные машины. В России и странах содружества специальных генераторов для рассматриваемых целей не выпускается, поэтому следует обратить внимание на общепромышленные электрические машины, автотракторное электрооборудование и некоторые типы синхронных генераторов серий ЕСС, ГО, ГСФ, СГВ и др., применяемых в передвижных электростанциях с двигателями внутреннего сгорания и ветроэлектроустановках. Заслуживает внимания так же опыт использования в генераторном режиме асинхронных двигателей с емкостным возбуждением.

К основным показателям качества источников электропитания в соответствии с ГОСТ 4.171-85 относятся параметры выходного напряжения, характеризующиеся номинальной величиной и частотой. Поэтому, важнейшим элементом энергоустановки является система стабилизации, обеспечивающая статически устойчивый режим работы гидроагрегата и стабилизацию его выходного напряжения. Проведенный анализ показал, что электромеханические системы преобразования энергии потоков воды в электроэнергию необходимого качества можно условно разделить на пять основных классов [31,33,37]:

- системы со стабилизацией частоты вращения гидротурбины путем воздействия на элементы гидротехнического оборудования;

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

Необходимо отметить, что кроме указанных способов стабилизации напряжения микроГЭС, могут применяться их комбинации в различных сочетаниях. Первый и второй классы энергоустановок предполагают использование различных электро- и гидромеханических регуляторов, другие строятся на основе вентильных электрических машин. Указанное разделение систем стабилизации соответствует различным принципам регулирования выходного напряжения микроГЭС. Системы, регулирующие мощность гидротурбины или использующие приводы постоянной скорости, управляют приводным двигателем генератора, осуществляя регулирование механической энергии электромеханического преобразователя. Станции на основе машинно-вентильных систем регулируют электрические параметры установки. Соответственно, свойства микрогидроэлектростанций, построенных с использованием различных принципов стабилизации выходных параметров, будут существенно различаться.

В результате краткого знакомства с основными элементами микроГЭС можно сделать следующие выводы:

- микроГЭС является перспективным экологически чистым источником электроэнергии широкого назначения;
- принципиально процесс преобразования механической энергии потока воды в электрический ток может осуществляться с помощью достаточно широкого набора устройств, в том числе и не предназначенных специально для применения в микроГЭС. Проблема заключается в оптимизации этого преобразования с целью получения наилучших потребительских и эксплуатационных свойств энергоустановок;
- в гидроэлектростанциях класса «микро» наблюдается тенденция к некоторому усложнению электрической части установок, которая в большинстве случаев осуществляет и функции стабилизации производимой электроэнергии, за счет соответствующего упрощения гидротехнического оборудования.

2. МАШИННО-ВЕНТИЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ ГЕНЕРИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И СТАБИЛИЗАЦИИ ЕЕ ПАРАМЕТРОВ

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

Оценивая машинно-вентильные источники электропитания со стабильной частотой выходного напряжения при переменной частоте вращения гидротурбины, следует отметить, что хорошее качество производимой электроэнергии достигается в них ценой существенного усложнения (а, следовательно, удорожания) преобразовательной части установки [24.31]. Кроме того, подобные гидроагрегаты должны быть рассчитаны на работу в достаточно широком диапазоне частот вращения, определяемом характеристиками гидротурбины и нагрузки источника электропитания. В частности, наиболее перспективные для низконапорных станций гидротурбины пропеллерного типа характеризуются угонной частотой вращения в 2-2,5 раза превышающей номинальную. Это затрудняет применение в микроГЭС общепромышленных электромашинных генераторов, для которых допускается превышение номинальной частоты вращения не более чем на 30%.

Упростить конструкцию, как вентильного преобразователя, так и гидроагрегата, позволяет способ стабилизации параметров микроГЭС, заключающийся в регулировке величины ее электрической нагрузки. Изменять величину нагрузки автономного источника электропитания возможно включением на выход генератора регулируемой балластной нагрузки. Если под «балластной» понимать некоторую полезную нагрузку, то данный способ стабилизации подразумевает автоматическое перераспределение электрической мощности между некоторыми потребителями, часть из которых допускает снижение величины питающего напряжения или его отключение. Схема энергоустановки с автобалластным регулированием выходных параметров показана на рис. 2.1.

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 мик-

роГЭС и с точки зрения чисто экономической. Так, по данным [22.28], стоимость регулятора автобалласта может составлять лишь 20% от механического регулятора гидротурбины.

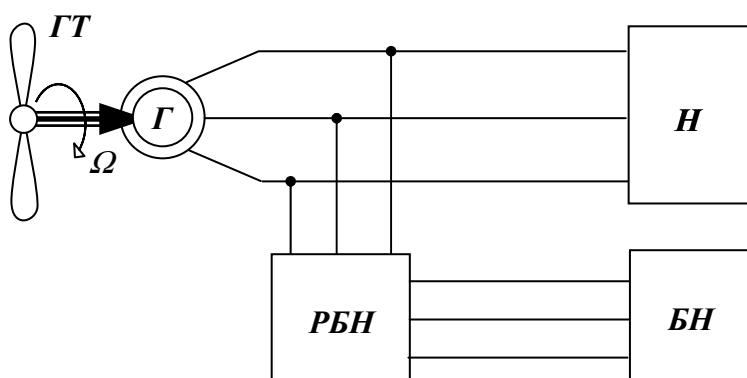


Рис.2.1 Структурная схема стабилизации параметров микроГЭС автобалластного типа

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

Электронная система регулирования может иметь высокое быстродействие, что положительно сказывается на качестве выходного напряжения источника электропитания.

За счет стабилизации частоты вращения гидроагрегата, в рассматриваемом типе энергоустановок, могут применяться общепромышленные генераторы без большого запаса механической прочности, а в

качестве гидродвигателя - насос в турбинном режиме. Кроме того, автобалластный способ стабилизации хорошо сочетается с регулированием выходных параметров асинхронного генератора с емкостным самовозбуждением, что позволяет применять в автономных микроГЭС как синхронные, так и асинхронные машины [6,7,28].

Отмеченные достоинства микроГЭС автобалластного типа определяют их перспективность и широкое распространение в различных модификациях, например [1,2,3,4,5,27].

2.1 Принципы построения микроГЭС с вентильным регулированием напряжения по цепи якоря

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

Например, в [32] используется дополнительный синхронный генератор, расположенный на одном валу с гидроагрегатом. Основной генератор работает на полезную нагрузку, а дополнительный на балластную нагруз-

ку, 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.2.2).

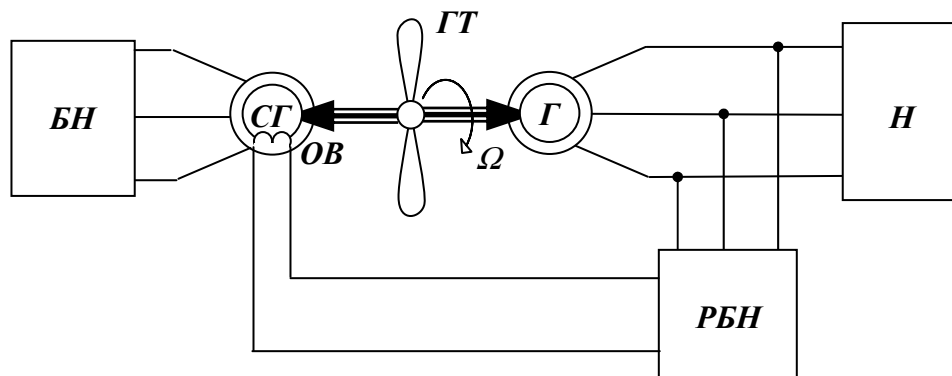


Рис.2.2 Структурная схема микроГЭС автобалластного типа, построенная на базе двух генераторов

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 [3]. Более совершенный тип регулятора предусматривает наличие ряда дозированных нагрузок, которые могут подключаться или отключаться в определенных сочетаниях с помощью тиристорного коммутатора [2,4,27.43].

Структурная схема микроГЭС с тиристорным коммутатором дискретных балластных нагрузок показана на рис.2.3. 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.

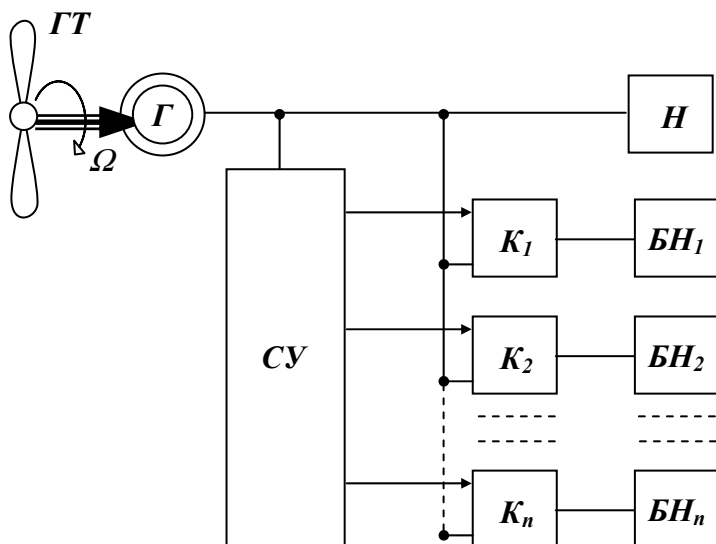


Рис.2.3 Структурная схема микроГЭС с дискретным балластом

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

вентилей, 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 [41.43].

Устранить эти недостатки, при определенном ухудшении качества вырабатываемой электроэнергии, позволяет использование в регуляторах автобалласта схем с фазовым регулированием. Такие регуляторы требуют значительно меньшего количества тиристоров для построения силовых схем и в наибольшей степени удовлетворяют основным требованиям, предъявляемым к микроГЭС - простота и надежность [9,31].

Структурная схема микроГЭС, система стабилизации которой построена на тиристорном преобразователе с фазовым регулированием мощности балласта, показана на рис. 2.4. Система управления вентилями регулятора, обычно вертикального типа ($СУВ$), формирует определенный угол управления тиристорами регулятора ($ТП$) в зависимости от величины управляющего воздействия, характеризующего отклонение выходных

электрических параметров установки относительно номинальных значений.

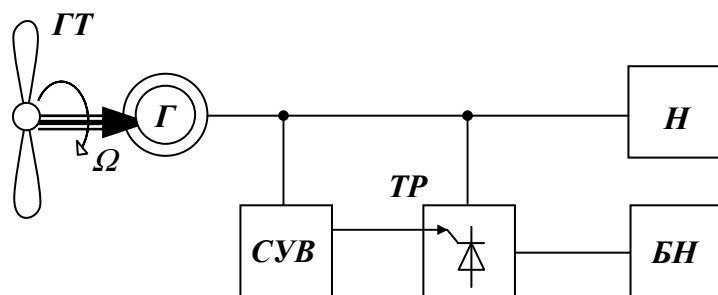


Рис.2.4 Структурная схема микроГЭС с фазовым управлением

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.2.5 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.

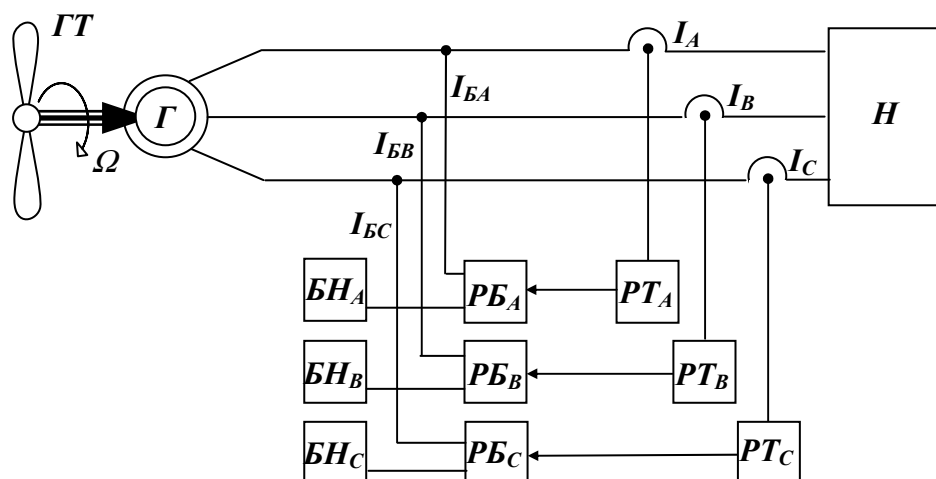


Рис.2.5 Структурная схема микроГЭС с управлением по току нагрузки

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 $e_2 = 0,1 \div 0,12$.

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.

Исследования авторов доказали, что 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. 2.6. Балластная нагрузка в данной схеме разделена на две части: $БН1$ - частотного канала, $БН2$ - токового канала. Балластную нагрузку токового канала целесообразно

но 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*.

Для обеспечения хороших динамических характеристик станции, мощность токового балласта должна быть не менее 80 % от суммарной мощности токового и частотного каналов регулирования [40].

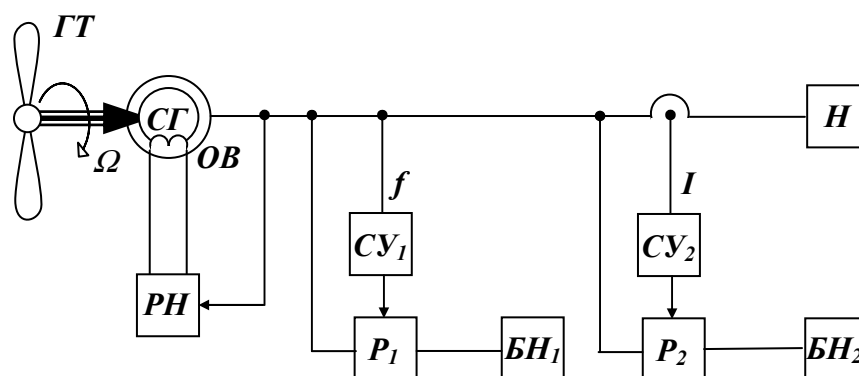


Рис.2.6 Структурная схема микроГЭС с комбинированной системой управления

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

По осциллограмме, показанной на рис.2.7, 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 электромеханического переходного процесса изменяются незначительно, так как мощность балласта частотного канала не превышает 20% от мощности генератора, а изменение ее величины происходит достаточно плавно. Время переходного процесса в этом случае увеличивается до 0,26 с.

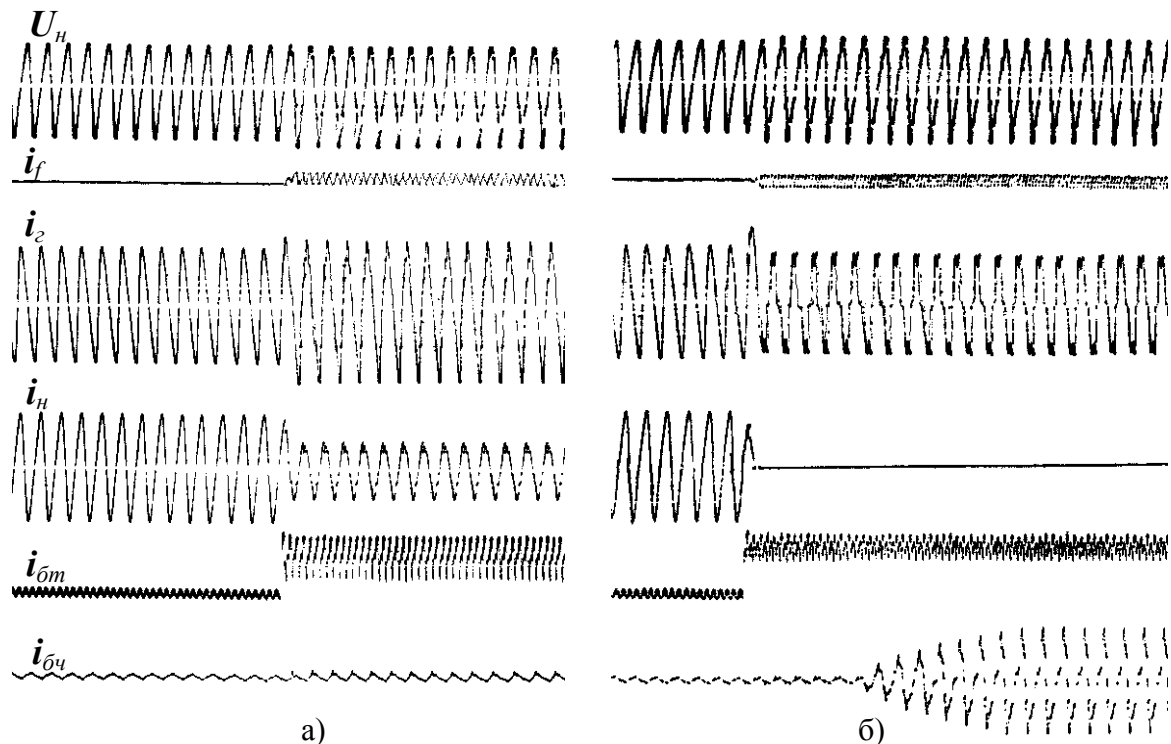


Рис.2.7 Переходные процессы внезапного изменения нагрузки в микроГЭС с комбинированной системой стабилизации
а) – сброс 60 % нагрузки; б) – сброс 100 % нагрузки

U_n – напряжение на нагрузке; i_f – ток возбуждения; i_2 – ток генератора; i_n – ток нагрузки; $i_{бm}$ – ток балласта токового канала; $i_{бч}$ – ток балласта частотного канала

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 не-

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

Тиристорные регуляторы балластной нагрузки с фазовым регулированием вентильными принципиально вносят существенно большие искажения токов и напряжений генератора микроГЭС. Кроме того, переменная величина угла управления вентильными регуляторами 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.2.8. 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.2.8 а, или на рис.2.8 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.

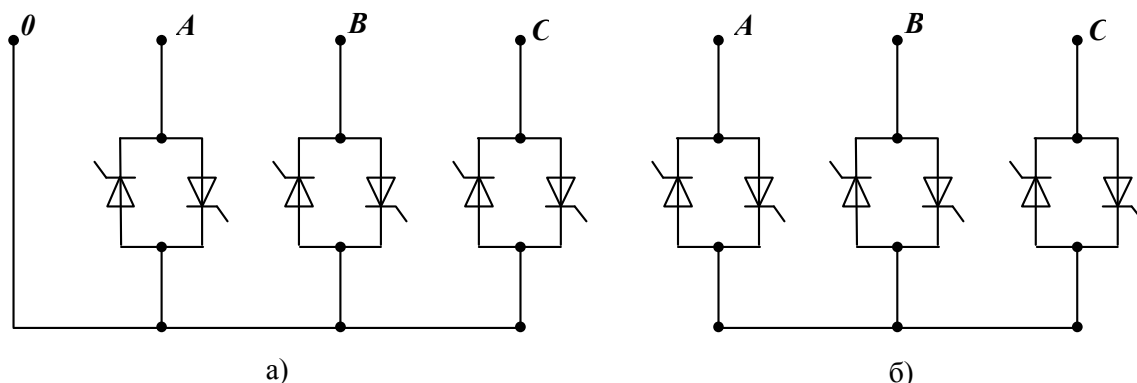


Рис.2.8 Основные схемы силовой части тиристорных регуляторов автобалласта

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.

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 [39], удается 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.

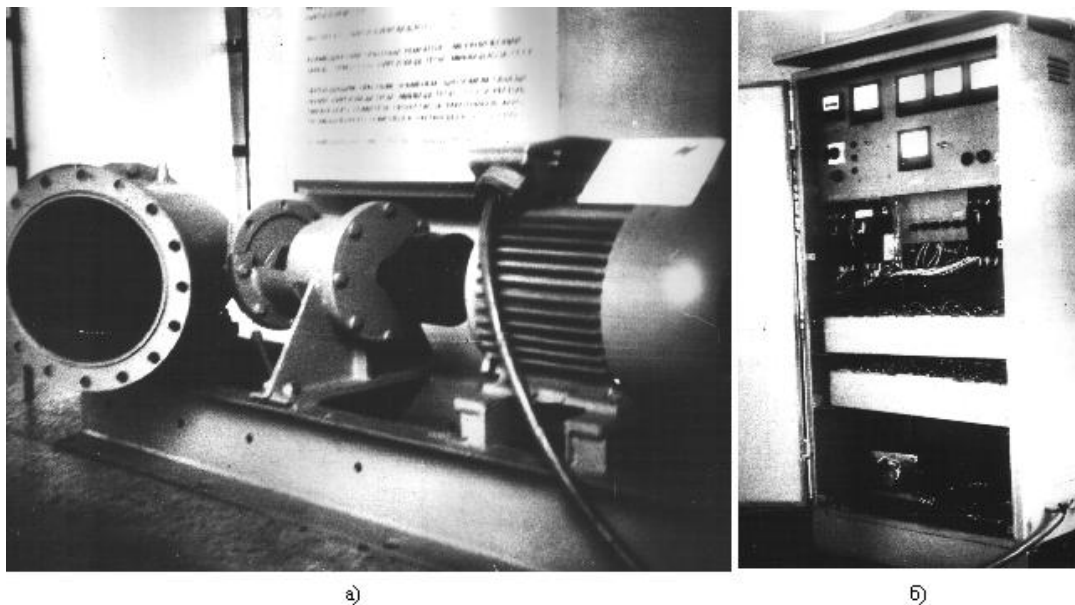
2.2 Автобалластные системы с фазовым регулированием мощности станции

Результаты исследований в области автономной микрогидроэнергетики, проведенных 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 про-

изводства 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.2.9 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.2.9. Вариант установки этой станции на местности показан на рис.2.10, где, кроме указанных конструктивных блоков, видны балластные нагрузки в виде емкостей с водяными ТЭНами и часть напорного трубопровода.

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.2.11. Работает схема следую-

щим образом. Напряжение генератора U_g через первичные обмотки трансреакторов $Tr-p$ поступает к нагрузке R_n , и к балластным нагрузкам R_b . Балластные нагрузки включены в звезду через силовой вентильный преобразователь, состоящий из тиристоров $T1, T2, T3$ и диодов $V1, V2, V3$.

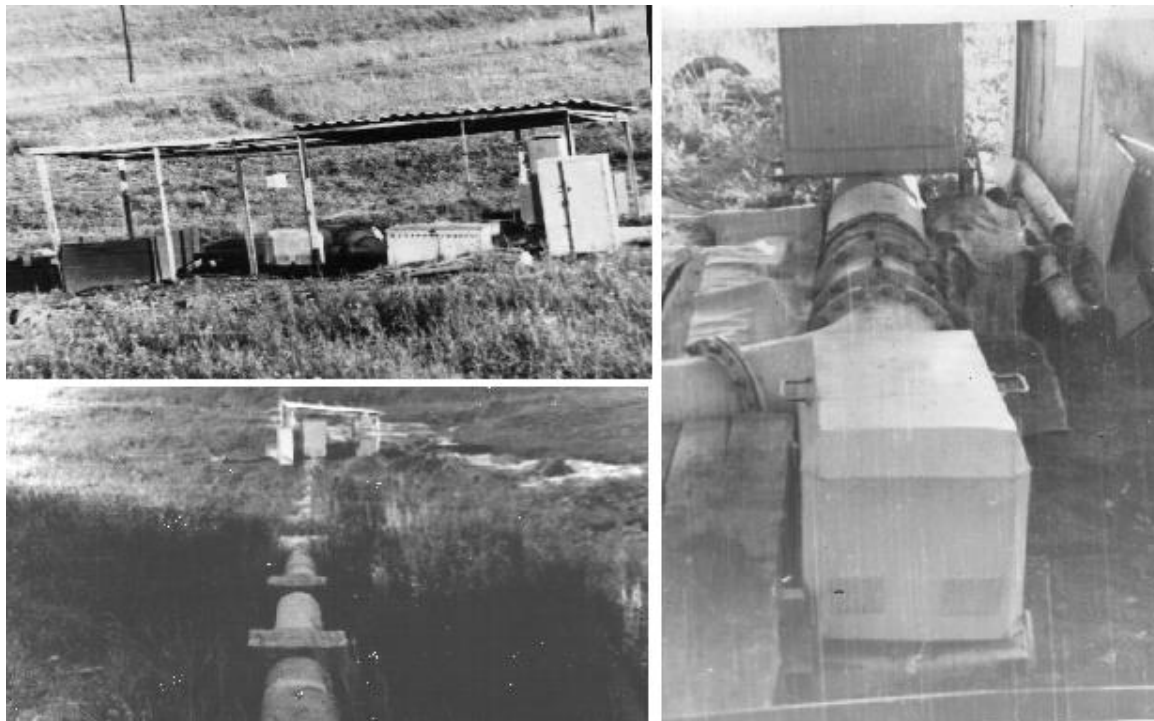


Рис.2.10 МикроГЭС на реке Чон-Курчак, Кыргызстан

Другим вариантом включения балластного сопротивления является включение его на выпрямленное напряжение преобразователя. Управление углами включения тиристоров $T1 - T3$ 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 тиристоры $T1, T2, T3$ когда линейное напряжения генератора превысит величину управляющего напряжения на резисторе R_y . Следовательно, когда ток нагрузки равен нулю, напряжение управления также равно нулю и тиристоры $T1, T2, T3$ полностью открыты, обеспечивая максимум мощности, потребляемой балластными нагрузками R_b или R'_b . При номинальном токе нагрузки I_n , тиристоры $T1, T2, T3$ 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.

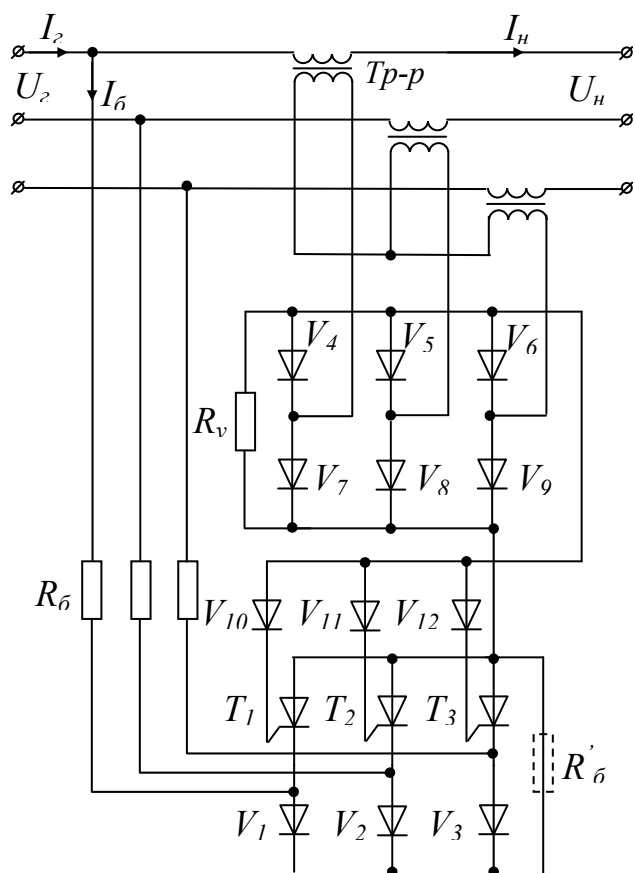


Рис.2.11 Принципиальная электрическая схема регулятора автобалластной нагрузки

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 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 "Ви-

пом" 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.2.12. На фотографии видны собственно гидроэлектромоторы, 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.

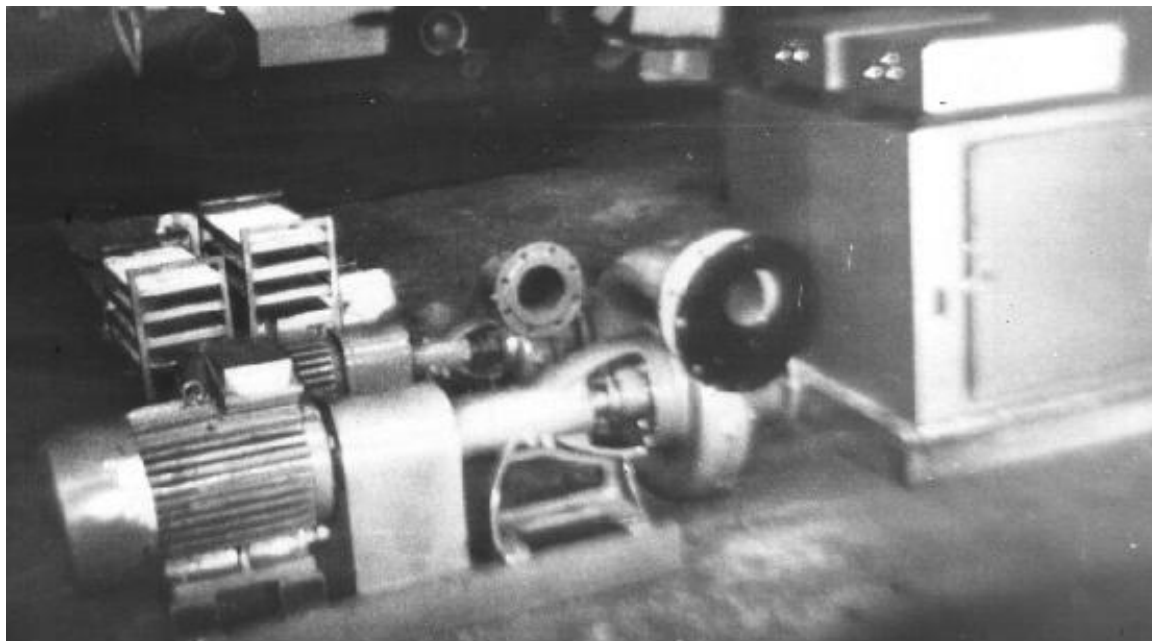


Рис.2.12 Основные агрегаты микроГЭС фирмы «Промышленная энергетика»

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 но-

минальной 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.

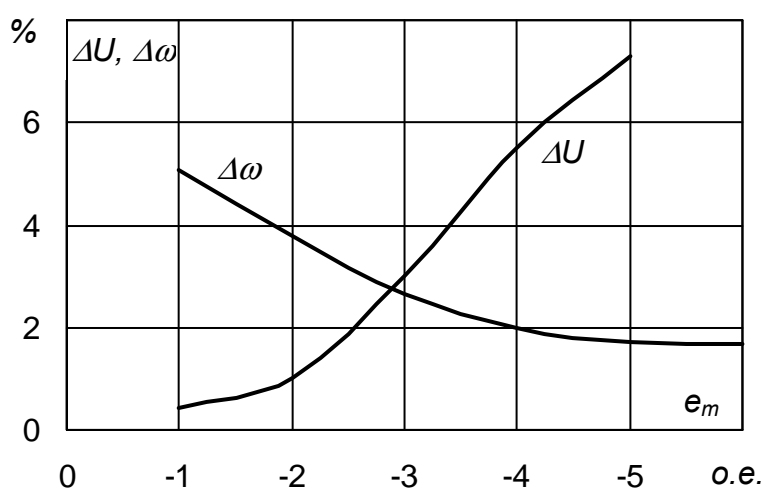


Рис.2.13 Зависимость максимальной погрешности стабилизации U и ω от e_m

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.2.13. Нагрузка станции в данном случае активная.

Характер нагрузки микроГЭС требует соответствующего изменения емкости возбуждающих конденсаторов для компенсации индуктивности нагрузки.

Расчет мощности батареи конденсаторов приведен в литературе [26] 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. Например, на рис.2.14 показаны зависимости напряжения U и частоты ω микроГЭС от величины полезной нагрузки Z . По рисунку видно, что максимальная погрешность стабилизации по напряжению составляет 16-17 %, по частоте 3,4-3,6 %.

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 вентиляльная 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 % [36,45].

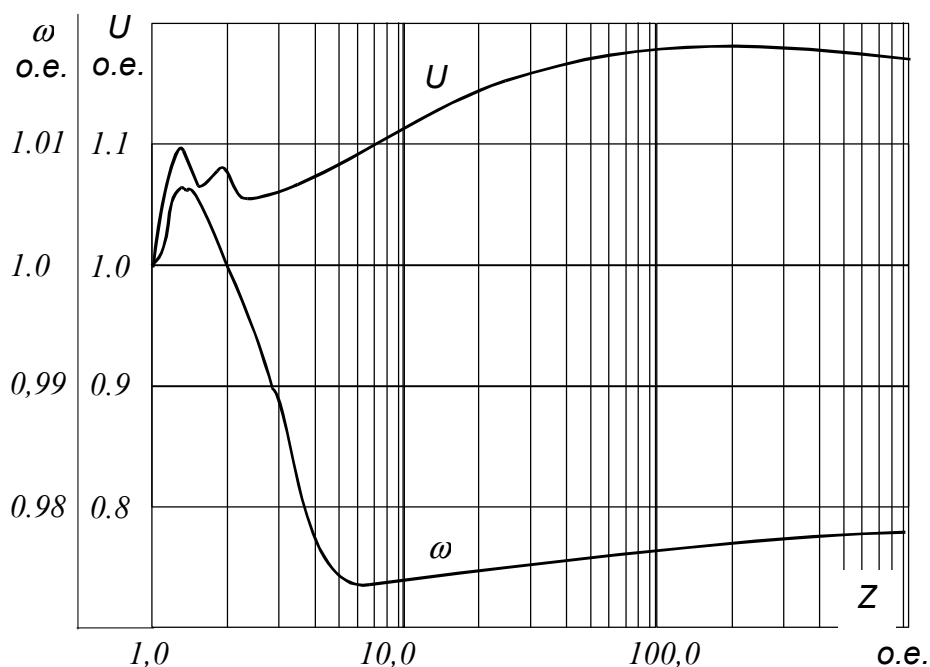


Рис.2.14 Выходные электрические параметры микроГЭС при активно-индуктивном характере нагрузки с $\cos \varphi = 0.8$

Величина искажений зависит от степени загрузки микроГЭС, что иллюстрируется экспериментальной зависимостью, приведенной на рис.2.15. Эксперимент проводился на лабораторной установке. В качестве генератора использован асинхронный двигатель, мощностью 4 кВт.

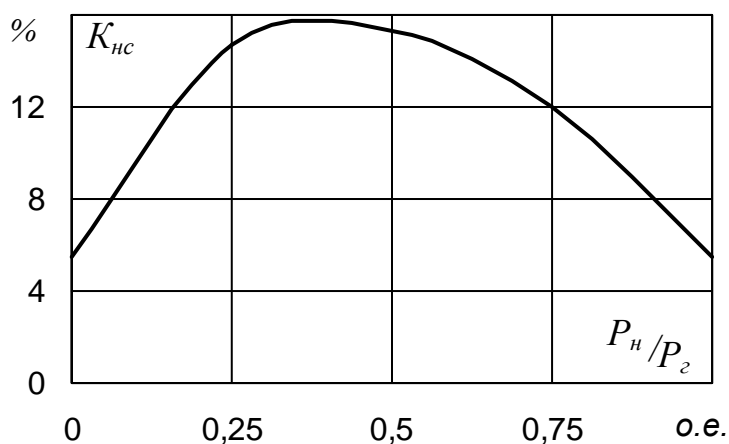


Рис.2.15 Зависимость $K_{нс}$ напряжения АГ от нагрузки станции

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.

2.3 Автобалластные системы с дискретным регулированием мощности

Регулирование мощности балласта гидроагрегата может осуществляться по току, напряжению, частоте и другим параметрам [31,33,36,41,43]. 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.2.16, 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 $R_{\delta 1} - R_{\delta N}$, включенных через биполярные тиристорные ячейки, управляемые цифровым регулятором частоты $ЦРЧ$. В общем случае $ЦРЧ$ может управлять N балластными сопротивлениями дозированной величины. Число ступеней балластной нагрузки определяет погрешность регулирования результирующей эквивалентной нагрузки станции в установившихся режимах. Под эквивалентной нагрузкой $СГ$ понимается суммарная нагрузка на зажимах электрической машины, определяемая как параллельное соединение полезной и балластной нагрузок [36].

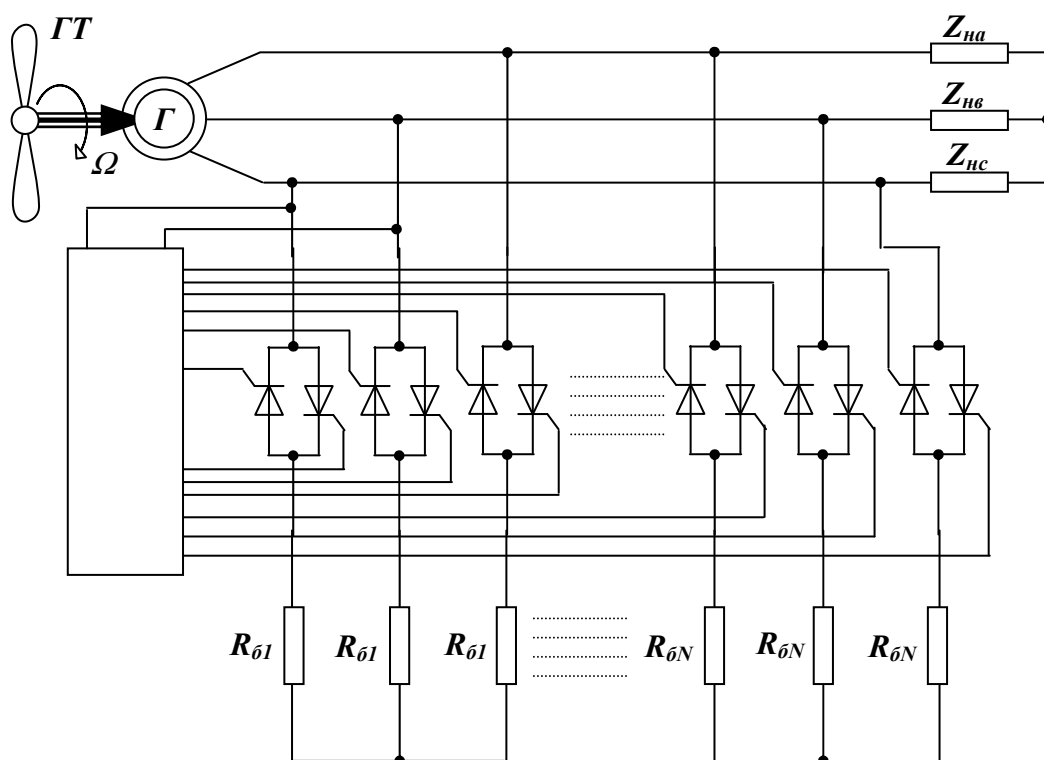


Рис.2.16 Структурная схема микроГЭС с цифровым регулятором частоты

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 использова-

нии 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:

$$Z_{\text{э}} = \frac{Z_n (2^N - 1)}{2^N + Z_n (n - 1)} \quad (2.1)$$

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.2.17 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.

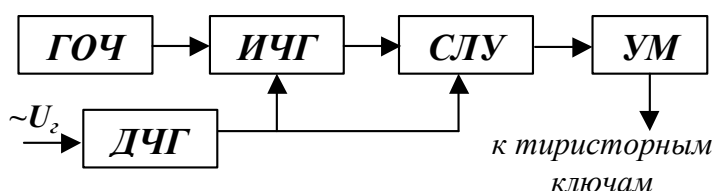


Рис.2.17 Структурная схема ЦРЧ

Алгоритм работы и принципы построения СЛУ могут быть различными: 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:

$$\left. \begin{aligned}
 U_2 &= r_2 i_2 + \frac{d\psi_2}{dt} \\
 M_2 &= \operatorname{Re} j(\psi_2 i_2) + J \frac{d\Omega}{dt} \\
 U_f(t) &= k_u U_2 + k_i i_2 \\
 n &= f[\omega(t)] \\
 M_m &= f[\omega(t), \mathcal{E}B] \\
 Z_3 &= \frac{Z_n (2^N - 1)}{2^N + Z_n (n-1) / n = 0 \div (2^N - 1)} \\
 U_2 &= (R_3 + j X_3) i_2 + x_2 \frac{d i_2}{dt}
 \end{aligned} \right\} (2.2)$$

где U_2, i_2, ψ_2 - вектор-матрицы напряжений, токов и потокосцеплений генератора; Z_3, Z_n - матрицы нагрузки; R_3, X_3, R_2, X_2 - матрицы активных и индуктивных сопротивлений эквивалентной нагрузки и генератора; M_2, 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 .

На рис.2.18 представлены расчетные зависимости погрешности стабилизации частоты вращения СГ типа ЕСС со стандартной системой компаундирования возбуждения от коэффициента саморегулирования гидротурбины для различных значений N . Из рис.2.18 видно, что значительное повышение точности стабилизации частоты $\Delta\omega$ происходит при изменении числа ступеней балластной нагрузки до значения $N=5$. Дальнейшее увеличение N существенного эффекта не дает, однако требует усложнения схемы ЦРЧ и увеличения количества дозированных балластных сопротивлений.

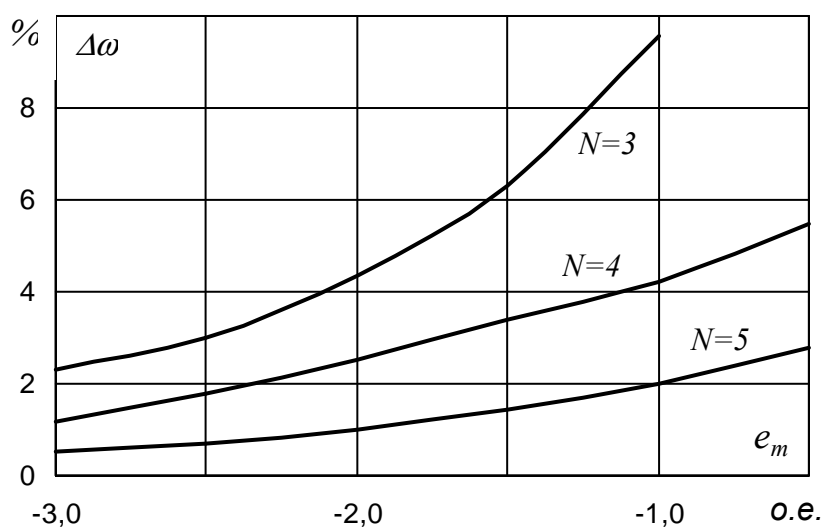


Рис.2.18 Зависимость погрешности стабилизации частоты вращения микроГЭС от коэффициента саморегулирования гидротурбины

По рис.2.18 должны выбираться такие параметры ЦРЧ как количество ступеней балластных сопротивлений N и зона нечувствительности D_n . Величины N и D_n выбираются по известному коэффициенту саморегулирования гидротурбины e_m и требуемой точности стабилизации частоты вращения. Величина зоны нечувствительности ЦРЧ должна выбираться большей, чем максимальная погрешность стабилизации частоты вращения при заданном e_m и выбранной величине N . В противном случае возможны динамически неустойчивые режимы микроГЭС, когда при постоянной величине полезной нагрузки станции часть балластных сопротивлений будет периодически подключаться и отключаться.

Влияние 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.2.19 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: $N=4$, $D_n=2\%$, $T_{из}=0,02$ с. Из рис.2.19 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 %.

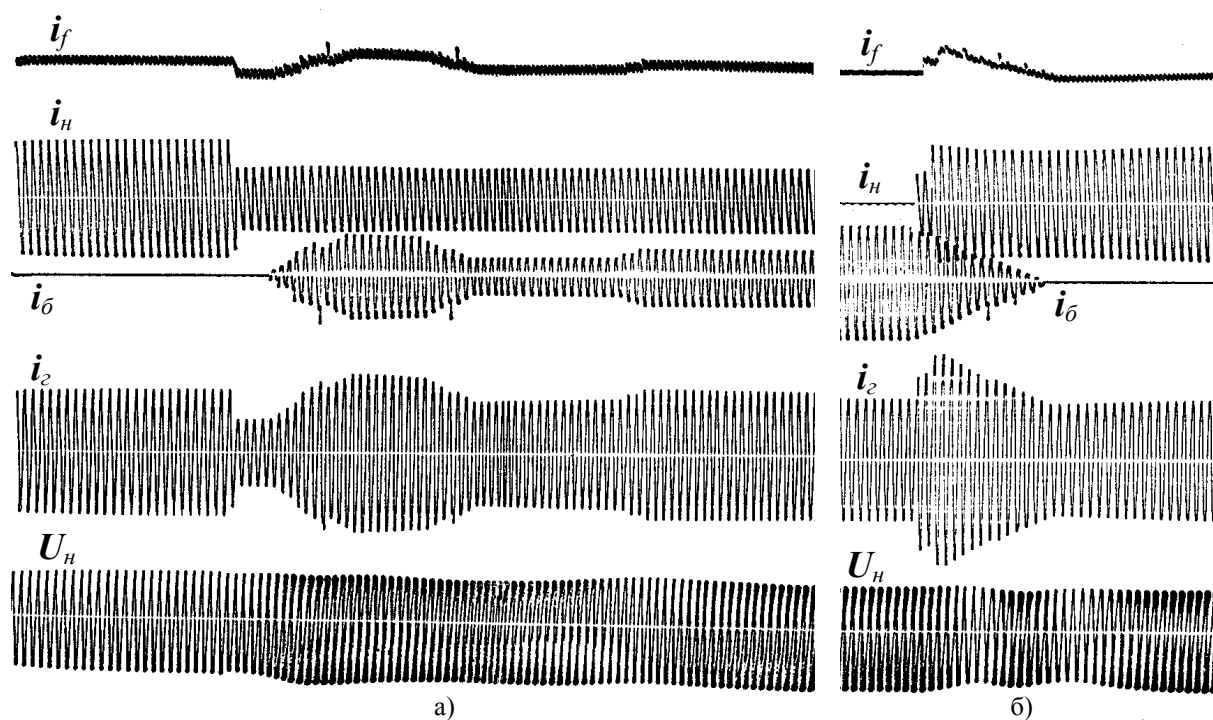


Рис.2.19 Переходные процессы внезапного изменения нагрузки в микроГЭС с частотной системой стабилизации

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.

Вывод. 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 регулирова-

ния балластной нагрузки, использующие принципы фазового и дискретного управления.

Например, авторами предложено устройство для регулирования амплитуды и частоты напряжения автономного электрогенератора [46].

На рисунке 2.20 представлена структурная электрическая схема устройства, которое содержит логический блок 1, блоки дискретного управления 2 и соответствующие им блоки сопротивлений балластной нагрузки 3, блок фазового управления 4 и соответствующий ему блок сопротивлений балластной нагрузки 5, блок управления реактивной нагрузкой 6 и дополнительный блок реактивных сопротивлений 7.



Рис.2.20 Устройство для регулирования амплитуды и частоты напряжения автономного электрогенератора

На вход устройства поступает сигнал U_y , пропорциональный требуемой величине рассеиваемой на балластных сопротивлениях мощности. Этот сигнал поступает на вход логического блока 1, в котором формируются сигналы U_d , поступающие на входы блоков дискретного управления 2, сигнал U_ϕ , поступающий на вход блока фазового управления 4 и сигнал U_p , поступающий на вход блока управления реактивной нагрузкой 6.

Принципиальная электрическая схема логического блока 1 может быть выполнена по одному из известных принципов дискретного и фазового управления.

Входной сигнал, поступающий на логический блок 1, формируется датчиком, установленным в якорной цепи генератора. Измеряемыми сигналами могут служить активная и реактивная составляющие тока или вырабатываемая мощность генератора.

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

Блоки дискретного управления 2 представляют собой тиристорные ключи, нагрузкой которых являются балластные сопротивления 3. Величина балластных сопротивлений блоков дискретного управления может быть выбрана пропорциональной ряду геометрической прогрессии с коэффициентом 2, например: 1,2,4,8. При этом логический блок 1 будет обеспечивать такую комбинацию включения тиристорных ключей, при которой полная мощность, потребляемая дискретной балластной нагрузкой 3, будет изменяться в диапазоне от 0 до максимальной с равным дискретным шагом, равным $1/(2n - 1)$, где n - число ступеней дискретных балластных сопротивлений.

Построение устройства подобным образом позволяет повысить точность стабилизации амплитуды вырабатываемого напряжения. Блоки дискретного и фазового управления обеспечивают постоянство потребляемой активной мощности, а сигналы управления блока управления реактивной нагрузкой формируются таким образом, чтобы потребляемая реактивная мощность также оставались постоянной. При таком регулировании, генератор всегда работает на неизменную по величине и характеру нагрузку, и соответственно, амплитуда и частота вырабатываемого напряжения будут стабильными. Это позволяет использовать в автономных электроустановках практически любые типы электрических машин, отпадает необходимость в регуляторе напряжения и повышается статическая устойчивость системы регулирования. Погрешность стабилизации амплитуды выходного напряжения может быть уменьшена в 4 – 5 раз.

3. Искажения кривой генерируемого напряжения микроГЭС вентильным балластом

3.1. Форма кривой напряжения микроГЭС с фазорегулируемой балластной нагрузкой

Автобалластные системы стабилизации применимы для любого типа генераторов и могут создаваться на основе тиристорных коммутаторов или схем регуляторов с фазовым управлением. Важнейшим требованиям к автономным станциям – надежности и небольшой стоимости – в большей степени удовлетворяют фазорегулируемые регуляторы балластной нагрузки с естественной коммутацией тиристоров. Однако фазовое регулирование вносит существенные искажения в форму кривых тока и напряжения генератора.

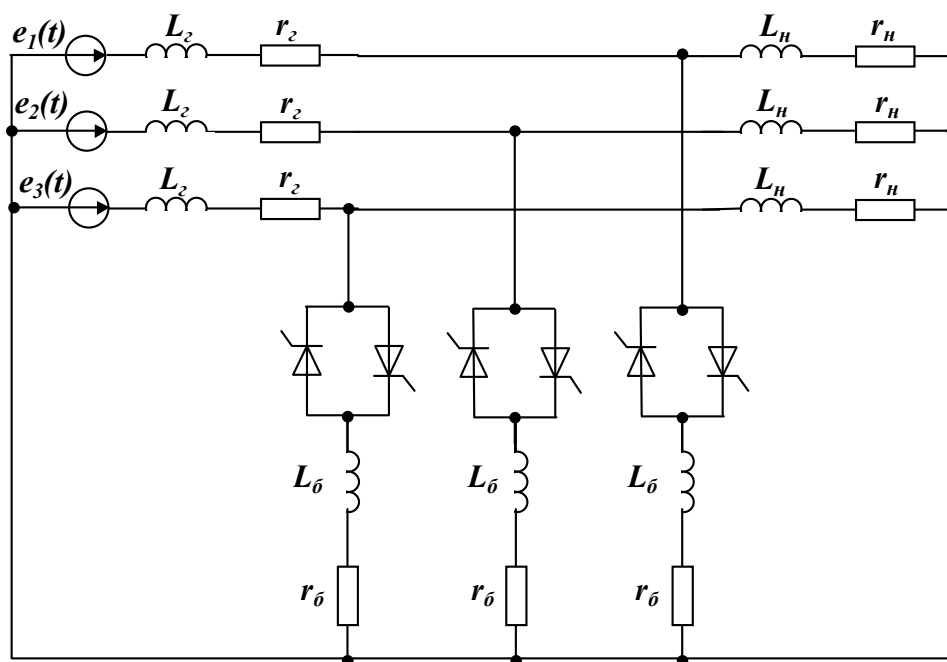


Рис.3.1 Эквивалентная схема замещения генератора с автобалластной системой стабилизации

Для расчета величины искажений напряжения генератора, вызванных коммутацией вентильной нагрузки, генератор микроГЭС эквивалентуется неискаженной ЭДС $e(t)$ за индуктивным сопротивлением комму-

тации x_2 и активным фазным сопротивлением якорной обмотки r_2 . Эквивалентная схема замещения генератора показана на рис.3.1 [8,10,16].

Полезная нагрузка активно-индуктивного характера r_n, L_n с коэффициентом мощности $\cos\varphi_n$. Балластная нагрузка, в общем случае, также активно-индуктивная r_b, L_b . Расчетные схемы для переходного процесса коммутации балласта приведены на рис.3.2.

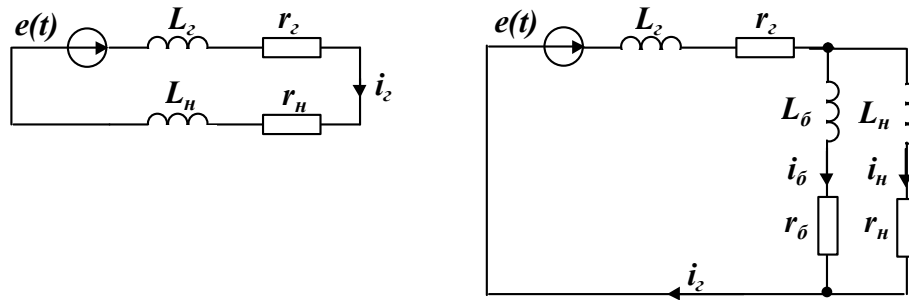


Рис.3.2 Расчетные схемы для переходного процесса коммутации балласта

Дифференциальные уравнения, описывающие переходные процессы при включении балластной нагрузки активного характера r_b имеют вид:

$$\begin{aligned} L_2 \frac{di_2}{dt} + r_2 i_2 + r_b i_b &= e(t); \\ L_n \frac{di_n}{dt} + r_n i_n - r_b i_b &= 0; \\ i_2 - i_n - i_b &= 0 \end{aligned} \quad (3.1)$$

При выключении r_b ток и напряжение генератора определяются по уравнению:

$$(L_2 + L_n) \frac{di_2}{dt} + (r_2 + r_n) i_2 = e(t) \quad (3.2)$$

Данные уравнения решаются в общем виде, например, классическим методом. Расчетные кривые тока и напряжения генератора при угле управления вентилями балласта $\alpha = 90^\circ$ приведены на рис.3.3.

Анализируя результаты расчетов, нетрудно заметить, что для реальных соотношений между параметрами генератора, нагрузки и балластного сопротивления: $x_2 \approx 0,1x_n, r_2 \approx 0,04r_n, \cos\varphi_n = 0,7 \div 0,9$, переходный процесс включения вентилей регулятора балласта заканчивается в пределах полупериода питающего напряжения и длится не более 0,1 его части. Поэтому для анализа искажений напряжения и тока генератора в первом приближении можно пренебречь параметрами генератора x_2, r_2 , что дает возможность учитывать только вынужденные составляющие в кривой тока генератора.

Выражения для тока балласта в этом случае имеют вид:

$$i_{\delta} = 0 \text{ в диапазоне } 0 \leq \omega t \leq \alpha;$$

$$i_{\delta} = I_m \sin \omega t \text{ для } \alpha \leq \omega t \leq \pi;$$

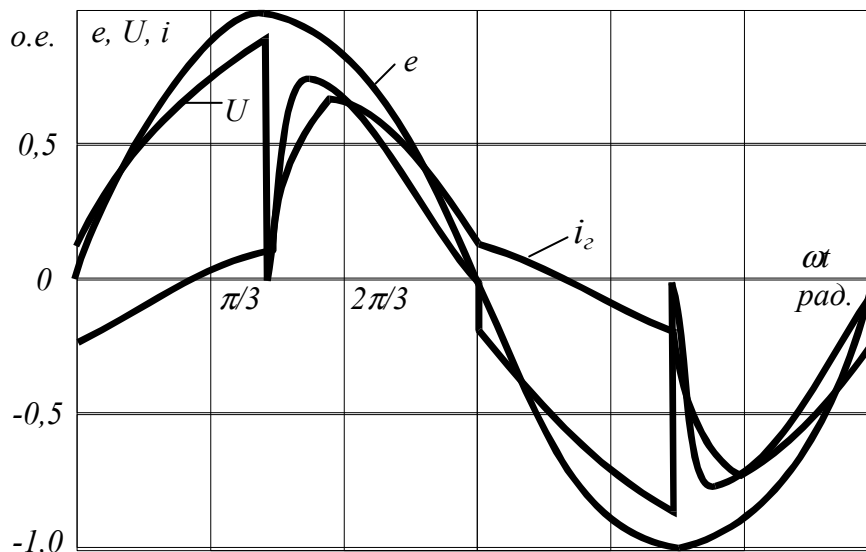


Рис.3.3 Расчетные кривые тока и напряжения синхронного генератора при $\alpha = 90^\circ$

Гармонический состав тока балласта определится выражениями:

$$I_{mn} = \sqrt{A_n^2 + B_n^2} - \text{амплитудное значение } n - \text{ой гармоники};$$

$$A_n = \frac{I_m}{\pi} \left[-\frac{1}{2(1+n)} \cos[(1+n)\omega t] - \frac{1}{2(1-n)} \cos[(1-n)\omega t] \right] \Bigg|_{\alpha}^{\pi} +$$

$$\frac{I_m}{\pi} \left[-\frac{1}{2(1+n)} \cos[(1+n)\omega t] - \frac{1}{2(1-n)} \cos[(1-n)\omega t] \right] \Bigg|_{\pi+\alpha}^{2\pi} -$$

– косинусная составляющая

$$B_n = \frac{I_m}{\pi} \left[-\frac{1}{2(1-n)} \sin[(1-n)\omega t] - \frac{1}{2(1+n)} \sin[(1+n)\omega t] \right] \Bigg|_{\alpha}^{\pi} +$$

$$\frac{I_m}{\pi} \left[-\frac{1}{2(1-n)} \sin[(1-n)\omega t] - \frac{1}{2(1+n)} \sin[(1+n)\omega t] \right] \Bigg|_{\pi+\alpha}^{2\pi} -$$

– синусная составляющая

Степень искажения тока генератора нелинейной вентильной нагрузкой характеризуется коэффициентом несинусоидальности, который определяется как отношение среднеквадратичного значения величины высших гармоник I_n к первой гармонике исследуемого сигнала I_1 :

$$K_{nc} = \frac{\sqrt{\sum_n I_n^2}}{I_1} 100\% \quad (3.3)$$

Зная гармонический состав тока балласта можно определить степень искажения кривой напряжения микроГЭС. Для этого следует воспользоваться схемами замещения расчетной цепи для высших гармонических составляющих:

$$U_n = I_n Z_{zn} = I_n \sqrt{(n\omega L_z)^2 + r_z^2}, \quad (3.4)$$

где I_n - величина n - й гармоники фазного тока генератора.

Расчетные значения K_{nc} для напряжения и тока микроГЭС с автобалластным регулированием показаны на рис.3.4

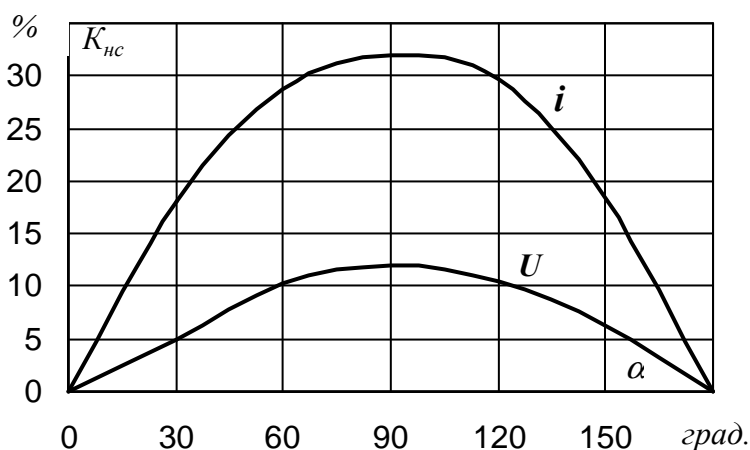


Рис.3.4 Искажения тока и напряжения генератора

Следовательно,

для станций мощностью 10-20 кВт величина коэффициента несинусоидальности напряжения при классической автобалластной системе на биполярных тиристорных ячейках достигает 12 %.

Результаты измерений степени нелинейных искажений напряжения, проведенные на экспериментальной установке, представлены в виде графиков на рис.3.5. Коэффициент несинусоидальности определялся для нескольких схем тиристорных регуляторов балластной нагрузки.

Учитывая несинусоидальность напряжения собственно синхронного генератора серии ЕСС мощностью 12 кВт, которая составляет величину порядка 5 %, можно утверждать, что экспериментальные значения лишь незначительно отличаются от расчетных.

Искажения напряжения, вызванные действием симметричных биполярных тиристорных ячеек, включенных по схеме с нулевым проводом, представлены кривой 1. Некоторое смещение максимума кривой K_{nc} в сторону меньших токов нагрузки I_n объясняется нелинейной зависимостью углов управления тиристорами регулятора от величины тока I_n .

Кривая 2 характеризует искажения, вносимые в форму напряжения генератора регулятором мостового типа с включением балласта на сторону постоянного тока.

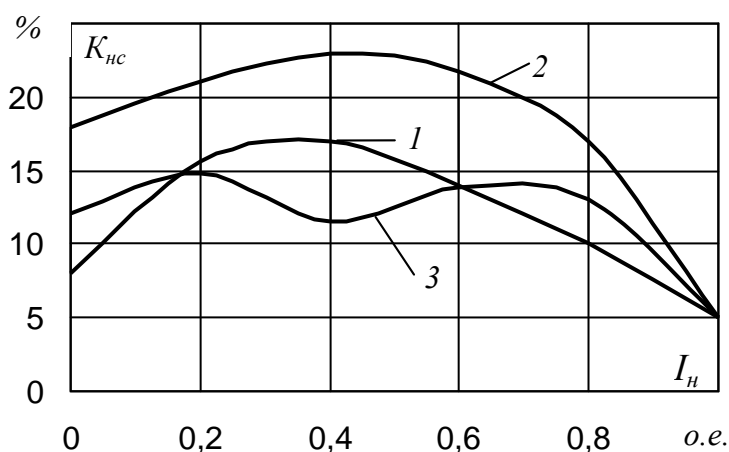


Рис.3.5 Зависимость коэффициента несинусоидальности фазного напряжения генератора от тока полезной нагрузки микроГЭС

1 – симметричная тиристорная ячейка с нулевым проводом;

2 – трехфазная мостовая выпрямительная схема;

3 – комбинированная схема

Как следует из висимостей, показанных на рис.3.5, степень искажения напряжения генератора микроГЭС зависит от схемы тиристорного регулятора балластной нагрузки и от величины тока полезной нагрузки. Худшие показатели в этом отношении имеют схемы выпрямительного типа, поскольку они искажают фазные токи и напряжения генератора и при углах управления вентилями $\alpha = 0$ (что соответствует $I_n = 0$).

Наиболее неблагоприятной величиной полезной нагрузки станции является половинная нагрузка, соответствующая углам управления тиристорами $\alpha \approx 90^\circ$ и вызывающая максимальные искажения напряжения.

3.2 Способы уменьшения несинусоидальности напряжения станции

Классические автобалластные системы, регулирующие мощность на балластных резисторах с помощью симметричных биполярных тиристорных ячеек, обеспечивают стабилизацию значения напряжения микроГЭС с быстроходной турбиной пропеллерного типа в пределах $\pm (10 - 20) \%$, частоты – в пределах $\pm (2 - 4) \%$ при коэффициенте искажения синусоидальности $2 - 13 \%$ [31,35,37].

Основными путями улучшения качества генерируемого напряжения являются совершенствование схем тиристорных регуляторов мощности балласта, подбор оптимальных значений и характера балластных нагрузок, дробление балласта с целью сокращения его фазорегулируемой части.

Уменьшить степень несинусоидальности генерируемого напряжения позволяет балластная нагрузка активно-индуктивного характера.

На рис.3.6 показаны расчетные значения $K_{нс}$ для напряжения генератора при активно-индуктивном (кривая 1) и активном (кривая 2) балласте.

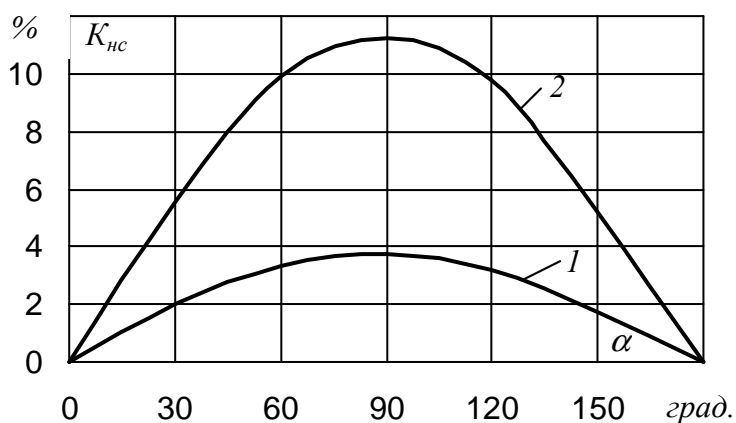


Рис.3.6 Зависимость $K_{нс}$ от угла управления тиристорами

Сравнивая степень искажения напряжения генератора при активном и активно-индуктивном характере балластной нагрузки, следует отметить преимущество активно-индуктивного балласта. Степень искажения кривой тока при активном балласте достигает 34 %, при активно-индуктивном в 2,5 раза меньше. Максимальное

искажение напряжения при активном балласте – 12 %, при активно-индуктивном – 3,6 %. Активно-индуктивный балласт также лучше компенсирует изменение полезной нагрузки активно-индуктивного характера, особенно в режимах, близких к холостому ходу станции. Таким образом, активно-индуктивный балласт имеет преимущества по сравнению с активным и рекомендуется к применению в разработках микроГЭС.

Перспективным вариантом системы стабилизации является комбинированная схема с двумя балластами активного и активно-индуктивного характера. Дробление балласта позволяет уменьшить мощность его фазорегулируемой части. В результате нелинейные искажения тока и напряжения генератора станции уменьшаются практически пропорционально количеству частей, на которые разделяется балластная нагрузка.

По результатам исследований можно рекомендовать к использованию комбинированную схему регуляторов балласта, показанную на рис.3.7. Балласт в этой схеме разделен на две части: Z_B (активно-индуктивный) и R_B (активный). При уменьшении тока полезной нагрузки относительно номинального значения, первым вступает в работу балласт Z_B , полное включение которого происходит при токе полезной нагрузки равном половине номинального. Так как мощность Z_B меньше необходимой суммарной мощности балласта станции, то и уровень искажений тока и напряжения генератора меньше чем при работе с балластной нагрузкой полной мощности. Дальнейшее уменьшение тока нагрузки приводит к подключению R_B дополнительно к полностью введенной мощности Z_B .

Качество напряжения станции улучшается за счет дробления балласта и в результате различия в характере ступеней балластной нагрузки. Расчеты, проведенные для предлагаемой схемы, показывают, что отклонение модуля эквивалентной нагрузки микроГЭС от номинального значения не превышают 10 %, характера эквивалентной нагрузки – 8 %. В результате,

точность стабилизации частоты вращения гидроагрегата, при прочих равных условиях, улучшается почти в 2 раза по сравнению с классическим вариантом балластной нагрузки активного характера [45].

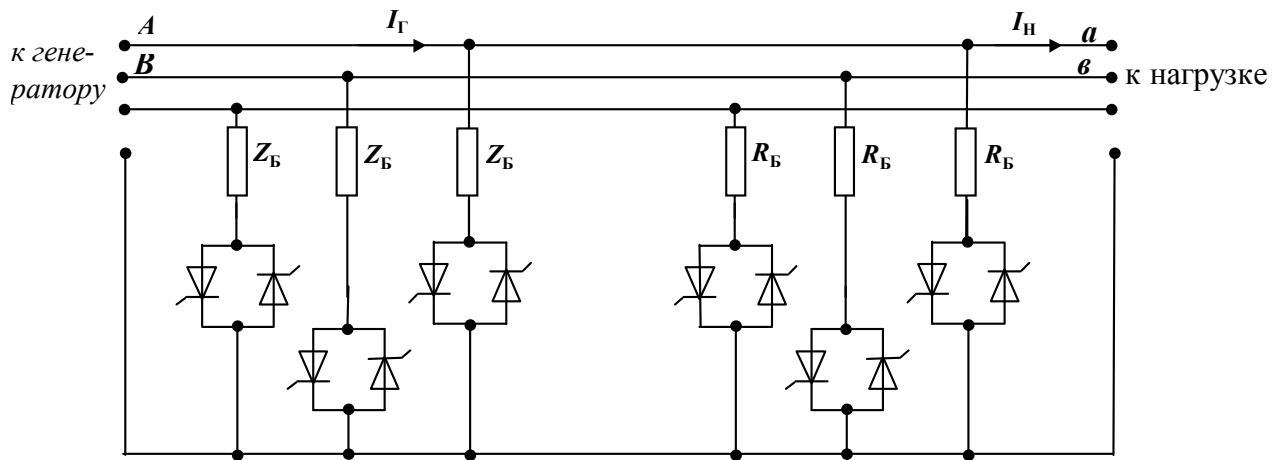


Рис.3.7 Комбинированная схема регулятора балластной нагрузки

Дальнейшее дробление балласта на несколько ступеней является эффективным способом уменьшения коэффициента искажений синусоидальности напряжения станции. В этом случае, при равномерном интервале дискретизации балласта, мощность каждой ступени равна $\Delta P = \frac{P_{ном}}{n}$, где

$P_{ном}$ – номинальная мощность станции. Логика управления мощностью балласта заключается в плавном фазовом регулировании одной его ступени и в дискретном включении остальных ступеней в соответствии с изменением мощности полезной нагрузки микроГЭС.

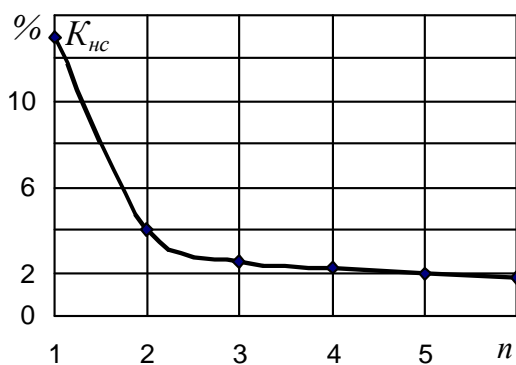


Рис.3.8 Зависимость $K_{нс}$ от количества ступеней балластной нагрузки

Результаты расчета искажений кривой напряжения генератора со ступенчатым балластом показаны на рис.3.8 в виде зависимости $K_{нс}$ от количества ступеней балласта n . Как следует из графика, уже три ступени балласта обеспечивают снижение коэффициента гармоник до 3-4 %, что удовлетворяет требованиям ГОСТ на электроэнергию, получаемую из сети [45].

Кроме улучшения формы кривой выходного напряжения микроГЭС, дробление балласта обеспечивает лучшую стабилизацию результирующей нагрузки генератора. Так, при работе гидроэлектроагрегата в диапазоне мощностей $30 \div 60\% P_{ном}$, эквивалентная нагрузка станции изменяется на величину около 2 % по модулю и на 10 % по фазе для четырех отпаяк. Станция с одним фазорегулируемым балла-

стом работает в условиях изменения эквивалентной нагрузки на 10 %, фазы на 17 %.

Неплохие результаты могут дать комбинированные схемы регуляторов с дроблением балласта активного типа. Примером подобной схемы стабилизации является схема, в которой балласт разделен на две части $R_{\delta 1}$ и $R_{\delta 2}$, подключенных к своим регуляторам, собранных на различных схемах (рис.3.9). Так, $R_{\delta 1}$ включены последовательно с вентильными ячейками и соединены в звезду. Второй балласт $R_{\delta 2}$ включен на выход мостового полууправляемого выпрямителя. При уменьшении тока полезной нагрузки относительно номинального значения, первым вступает в работу балласт $R_{\delta 1}$, полное включение которого происходит при токе полезной нагрузки равным половине номинального. Так, как мощность $R_{\delta 1}$ меньше необходимой суммарной мощности балласта станции, то и уровень искажений при этом ниже, чем при работе с балластной нагрузкой полной мощности.

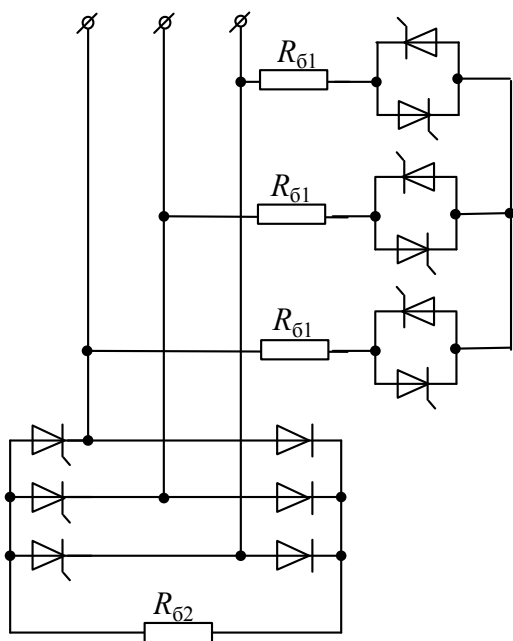


Рис.3.9 Комбинированная схема регулятора балластной нагрузки

При полностью открытых тиристорах регулятора $R_{\delta 1}$, искажения фазных токов и напряжений практически отсутствуют. Дальнейшее уменьшение тока нагрузки микроГЭС приводит к открытию мостового регулятора балластной нагрузки $R_{\delta 2}$, который также вносит меньшие искажения напряжения станции за счет уменьшения мощности $R_{\delta 2}$ относительно расчетной мощности гидроагрегата. Графическая зависимость K_{nc} напряжения этой схемы в виде кривой 3 приведена на рис.3.5. В комбинированных схемах регуляторов балласта имеется возможность смещать рабочие зоны каждого регулятора друг относительно друга, выбирая более равномерную зависимость изменения эквивалентной на-

грузки станции с целью улучшения стабилизации ее выходных параметров.

Работа блока фазового управления приводит к периодическим коммутационным процессам в цепях статорной обмотки генератора, обусловленных коммутацией балластных сопротивлений в момент открытия вентилей регулятора. При этом изменяются мгновенные значения токов в статорной обмотке генератора, и соответственно, падения напряжения на обмотках

электрической машины. Длительность переходного коммутационного процесса, или его свободная составляющая, в общем случае определяется величиной индуктивностей обмоток, а принужденная составляющая зависит только от падения напряжения на статорных обмотках генератора. Максимальная величина искажений напряжения генератора, как отмечалось выше, соответствует углам управления тиристорами, близким к 90° . и пропорциональна максимальной мощности балластных сопротивлений, подключаемых на выход блока фазового управления.

Для уменьшения нелинейных искажений в схему классического регулятора предлагается ввести дополнительное балластное сопротивление

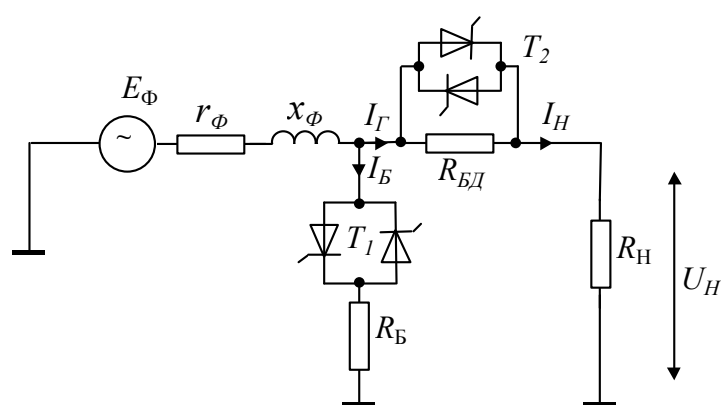


Рис.3.10 Силовая схема фазы автобалластной системы стабилизации напряжения микроГЭС

Рис.3.10 Силовая схема фазы автобалластной системы стабилизации напряжения микроГЭС. Подключение дополнительного балластного сопротивления в последовательную цепь нагрузки, и его шунтирование в момент коммутации тиристора блока фазового управления, позволяет компенсировать падение напряжения на обмотке генератора из-за возрастания тока $I_2 = I_H + I_б$ при включении тиристора T_1 .

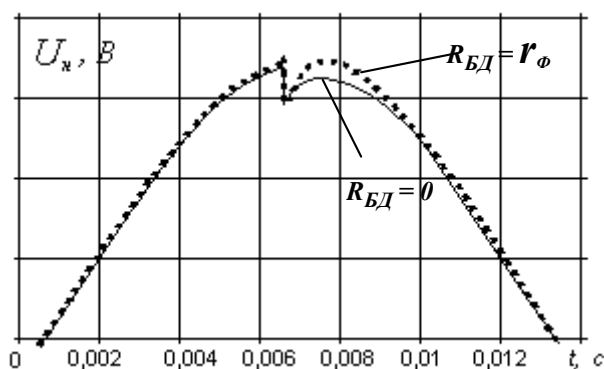


Рис.3.11 Кривые выходного напряжения микроГЭС

Как показали исследования, оптимальное значение дополнительного балластного сопротивления $R_{БД} \approx r_\phi$. Осциллограмма напряжения на нагрузке, для наиболее неблагоприятного случая – угла включения тиристора 90° , приведена на рис.3.11. Как видно, искажения кривой напряжения станции определяются только свободной составляющей переходного процесса включения балластной нагрузки - принужденная составляющая напряжения до и после коммутации практически не изменяется.

Результаты гармонического анализа напряжения нагрузки показывают, что данная схема позволяет уменьшить максимальную величину коэф-

$R_{БД}$, подключаемое последовательно полезной нагрузке, и дополнительный тиристорный ключ, подключенный параллельно сопротивлению $R_{БД}$, вход которого соединен с входом блока фазового управления (рис.3.10) [44]. Подключение дополнительного балластного сопротивления в последовательную цепь нагрузки, и его шунтирование в момент коммутации тиристора блока фазового управления, позволяет компенсировать падение напряжения на обмотке генератора из-за возрастания тока $I_2 = I_H + I_б$ при включении тиристора T_1 .

Как показали исследования, оптимальное значение дополнительного балластного сопротивления $R_{БД} \approx r_\phi$. Осциллограмма напряжения на нагрузке, для наиболее неблагоприятного случая – угла включения тиристора 90° , приведена на рис.3.11. Как видно, искажения кривой напряжения станции определяются только свободной составляющей переходного процесса включения балластной нагрузки - принужденная составляющая напряжения до и после коммутации практически не изменяется.

фициента гармоник напряжения в 2-3 раза по сравнению с классической схемой без дополнительного последовательного балласта. Компенсировать некоторое снижение величины напряжения на нагрузке можно путем увеличения на соответствующую величину напряжения генератора.

В результате проведенных исследований предложено новое техническое решение автобалластной системы регулирования, на которое получено свидетельство на полезную модель № RU6958 [44].

Задачей полезной модели является уменьшение нелинейных искажений в вырабатываемом напряжении. На рис.3.12 представлена структурная электрическая схема устройства для регулирования частоты вырабатываемого тока электрогенератора.

Данное устройство содержит логический блок 1, блоки дискретного управления 2 и соответствующие им блоки сопротивлений балластной нагрузки 3, блок фазового управления 4 и соответствующий ему блок сопротивлений балластной нагрузки 5, шунтирующее сопротивление $R_{ш}$ и дополнительный блок управления 6. На вход устройства поступает сигнал U_y , пропорциональный требуемой величине рассеиваемой на балластных сопротивлениях мощности. Этот сигнал поступает на вход логического блока 1, в котором формируются сигналы U_{δ} , поступающие на входы блоков дискретного управления 2, и сигнал U_{ϕ} поступающий на вход блока фазового управления 4 и дополнительный блок управления 6.

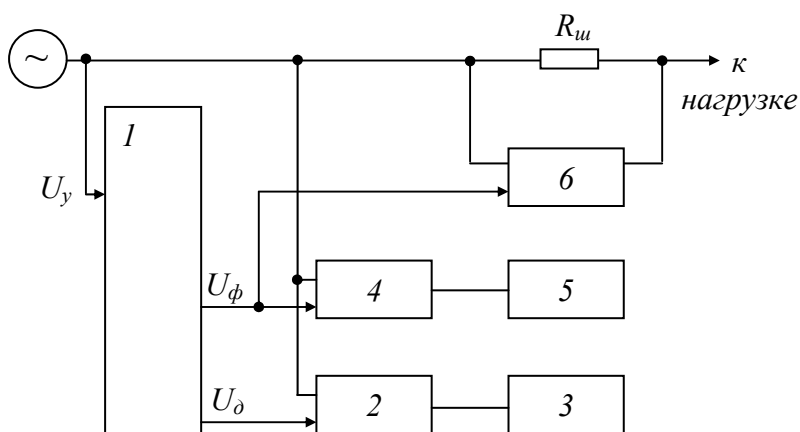


Рис.3.12 Структурная схема устройства для регулирования частоты вырабатываемого тока генератора

Входной сигнал, поступающий на логический блок, формируется датчиком, установленным в якорной цепи генератора. Измеряемым сигналом может служить частота генерируемого напряжения; активная составляющая мощности генератора; а при использовании синхронного генератора с регуля-

тором возбуждения - активная составляющая тока генератора.

Логический блок формирует два сигнала: U_{δ} - сигнал дискретного управления, который обеспечивает подключение необходимого количества балластных сопротивлений, U_{ϕ} - сигнал фазового управления, обеспечи-

вающий изменение углов открытия тиристорных блоков фазового и дополнительного управления в диапазоне от 0° до 180° .

Блоки дискретного управления представляют собой тиристорные ключи, нагрузкой которых являются балластные сопротивления. Величина балластных сопротивлений блоков дискретного управления может быть выбрана пропорциональной ряду геометрической прогрессии с коэффициентом 2, например – 1, 2, 4, 8. При этом логический блок будет обеспечивать такую комбинацию включения тиристорных ключей, при которой полная мощность, потребляемая дискретной балластной нагрузкой, будет изменяться в диапазоне от 0 до максимальной с равным дискретным шагом, равным $\frac{1}{(2^n - 1)}$, где n - число ступеней дискретных балластных сопротивлений.

Блоки фазового и дискретного управления представляют собой тиристорные регуляторы, для управления тиристорами которых используется один и тот же сигнал, поступающий с логического блока.

В качестве примера схемной реализации устройства могут быть использованы известные технические решения, получившие применение в качестве систем стабилизации автономных микроГЭС [2,7,43].

Например, сигналы дискретного управления формируются цифровым регулятором чистоты [43], реагирующим на отклонение частоты напряжения станции от опорной, равной номинальному значению.

Генератор опорной частоты содержит высокочастотный кварцевый генератор и счетчики формирования последовательности управляющих импульсов. Датчик частоты генератора преобразует синусоидальное напряжение генератора в последовательность коротких импульсов с периодом повторения, равным периоду генерируемого напряжения. Измеритель частоты генератора на основе сравнения частоты генератора с опорной производит измерение частоты напряжения микроГЭС. Счетно-логическое устройство обрабатывает по определенному алгоритму двоичный код, соответствующий измеренной частоте, и через усилитель мощности управляет работой тиристорных ключей балластной нагрузки.

Таким образом, совершенствование тиристорных схем регулирования мощности балласта, наряду с рассмотренными выше способами построения автобалластных систем, являются эффективными путями улучшения качества выходного напряжения автономной энергоустановки.

3.3 Оценка эффективности использования генератора микроГЭС

Тиристорный регулятор автобалласта, кроме активной мощности, потребляет также реактивную мощность и мощность искажения. Реактивная

мощность потребляется за счет сдвига фаз между первыми гармониками напряжения и тока генератора, возникающего при фазовом управлении тиристорами балластной системы стабилизации. При естественной коммутации вентилей, ток отстает от напряжения на угол, определяемый углом включения тиристорov α . Мощность искажения определяется наличием в фазах генератора высших гармонических составляющих тока.

Генератор, используемый в составе микроГЭС, как и любая электрическая машина, проектируется на определенные действующие значения фазных токов и напряжений. Следовательно, его массо-габаритные показатели определяются полной или установленной мощностью:

$$S = 3 \cdot U \cdot I$$

где S - полная мощность, потребляемая нагрузкой генератора, куда входит как вентильная балластная нагрузка, так и полезная нагрузка электростанции.

Для определения энергетических характеристик микроГЭС необходимо воспользоваться результатами гармонического анализа токов и напряжений генератора, проведенного в предыдущих разделах.

Полная мощность генератора равна:

$$S = 3 \sqrt{\left(U_1^2 + \sum_n U_n^2 \right) \cdot \left(I_1^2 + \sum_n I_n^2 \right)} \quad (3.5)$$

где U , U_n - действующие значения основной и n -ой гармоник напряжения;

I , I_n - действующие значения основной и n -ой гармоник тока генератора.

Выразив действующие значения токов и напряжений генератора через коэффициент гармоник, характеризующий несинусоидальные искажения (3.3), и первую гармоническую составляющую, получим:

$$I = I_1 \sqrt{1 + k_{GI}^2}$$

$$I = \sqrt{\left(I_n \cos \varphi_n + I_{\delta 1} \cos \varphi_{\delta 1} \right)^2 + \left(I_n \sin \varphi_n + I_{\delta 1} \sin \varphi_{\delta 1} \right)^2} \quad (3.6)$$

$$U = U_1 \sqrt{1 + k_{GU}^2}$$

$$S = 3 U_1 I_1 \sqrt{1 + k_{GU}^2 + k_{GI}^2 + k_{GU}^2 k_{GI}^2} = 3 S_1 \sqrt{1 + k_{GU}^2 + k_{GI}^2 + k_{GU}^2 k_{GI}^2}$$

где S_1 - полная мощность первых гармоник тока и напряжения.

Установленную мощность генератора можно представить как сумму полной мощности первых гармоник тока и напряжения и мощности искажений:

$$S = 3 \sqrt{S_1^2 + S_G^2} \quad (3.7)$$

$$\text{где } S_G = S_1 \sqrt{k_{GU}^2 + k_{GI}^2 + k_{GU}^2 k_{GI}^2}$$

Используя полученные выражения, определяем полную мощность, относительную S/S_1 и мощность искажения генератора.

В соответствии с зависимостью коэффициента гармоник тока и напряжения от угла управления будут изменяться и энергетические характеристики системы. В случае обычного синхронного генератора с активным балластом наибольшая мощность искажения наблюдаются при $\alpha = 90^\circ$ и достигают 37%. У генератора с активно-индуктивным балластом максимальное значение S_{Γ} равно 12 %. С уменьшением мощности искажений соответственно уменьшается и относительная мощность S/S_1 .

Если для синхронного генератора с активным балластом максимальное значение S/S_1 составляет 105,8 %, а максимальное превышение установленной мощности генератора, вызванное действием тиристорной системы стабилизации, составляет 7 – 8 % относительно полной мощности первых гармонических составляющих фазных токов и напряжений, то для генератора с активно-индуктивной балластной нагрузкой значения относительной мощности не превышают 1 % и установленную мощность в данном случае можно не завышать.

Следовательно, предлагаемые конструкции систем стабилизации автобалластного типа позволяют достаточно простыми средствами добиться хорошего качества выходного напряжения и полностью использовать мощность синхронного генератора.

4. Переходные режимы работы микрогидроэлектростанций с автотобалластным регулированием напряжения

Необходимость исследования переходных или динамических режимов работы микроГЭС обусловлена рядом специфических особенностей ее построения и эксплуатации. Вот некоторые из них.

МикроГЭС представляет собой автономную систему электроснабжения небольшой мощности, от единиц до 100 кВт. Следовательно, коммутация нагрузок, мощность которых сравнима с номинальной мощностью станции, весьма вероятна. Особое место в переходных режимах занимают процессы пуска от микроГЭС асинхронных двигателей, пусковые токи которых достигают 5-7 кратных значений от номинального при большой индуктивной составляющей.

Соизмеримость мощностей привода, источника питания и нагрузки приводит к тому, что электромагнитные и электромеханические процессы в такой системе электроснабжения протекают одновременно, оказывая взаимное влияние друг на друга.

Вопреки, широко распространенному мнению, микроГЭС не могут выпускаться большими сериями, как говорится «на все случаи жизни». Строго говоря, для каждой конкретной станции должен разрабатываться индивидуальный проект, в котором обязательно должны учитываться как энергетические возможности водотока, так и географические особенности места установки станции и параметры ее потребителей.

Основное назначение микроГЭС – электроснабжение потребителей в отдаленных, труднодоступных районах. Соответственно, говорить о квалифицированном обслуживании станции, с точки зрения облегчения ее динамических режимов, не приходится.

Таким образом, исследование переходных режимов работы микроГЭС необходимо для выявления закономерной физических процессов автономной системы электроснабжения в динамических режимах. Конечной целью этой задачи является оптимизация параметров гидро и электрооборудования станции, при которых будет обеспечено генерирование электроэнергии требуемого качества.

Второй задачей исследования является разработка инструмента и аппарата моделирования микроГЭС, которые на этапе проектирования по-

зволят учесть особенности каждой конкретной станции, и внести в ее конструкцию необходимые коррективы.

Наиболее универсальным методом моделирования сложных систем является имитационное моделирование, которое и использовали авторы. Результатом этих работ являются имитационные математические и физические модели микроГЭС, разработанные в ТПУ.

4.1 Имитационное моделирование режимов работы микрогидроэлектростанций

Имитационное моделирование автономной системы электроснабжения рассмотрим на примере наиболее перспективной схемы микроГЭС, построенной на основе нерегулируемой гидротурбины пропеллерного типа; источник электропитания – синхронный генератор с регулятором возбуждения; система управления станцией – автобалластная система с фазовым регулированием. Такое построение микроГЭС обеспечивает ей хорошие массо-габаритные и технико-экономические показатели, высокую надежность и максимальную простоту, возможность унификации ее отдельных устройств, полностью автономный режим работы, хорошие динамические показатели. [31,37,38,41].

При разработке математической модели микроГЭС, авторы стремились обеспечить выполнение двух основных условий: максимальная простота и универсальность.

Максимальная простота позволяет использовать математическую модель микроГЭС для инженерных расчетов на этапе проектирования. Под универсальностью понимается не математическое описание всех составных частей станции одной общей системой уравнений, а подразделение ее на три основных блока: гидродвигатель, генератор, нагрузка. При этом каждый блок моделируется отдельно, а связь между ними осуществляется с помощью согласующих уравнений. Такая концепция позволяет легко перенастроить модель в зависимости от типа проектируемой станции и используемого при ее построении оборудования. Например, если микроГЭС проектируется для горного района с большим перепадом высот, то рационально использовать в качестве приводного двигателя радиальную гидротурбину пропеллерного типа. На малый напор (1 – 2 метра), такие турбины не выпускаются, соответственно, нужно выбирать турбину осевую. Если в составе потребителей станции имеются только пассивные нагрузки небольшой единичной мощности, то такая станция может быть построена на основе серийного гидроагрегата: центробежный насос с асинхронным двигателем [29]. При этом для оптимизации параметров станции нет необходимости перенастраивать всю математическую модель, достаточно только заменить требуемый блок

Моделирование генератора

Теория математического моделирования электрических машин появилась уже давно, и к настоящему времени хорошо разработана [11,12,14,20,21,23,25]. Поэтому при выборе метода моделирования электрической машины следует лишь правильно выбрать метод, с учетом требований решаемой задачи.

Так, для исследования установившихся режимов работы гидроэлектродвигателя целесообразно воспользоваться методами математического моделирования, использующими схемы замещения и векторные диаграммы синхронных и асинхронных машин [31].

Методы исследований, оперирующие мгновенными значениями токов и напряжений источника электропитания, необходимы для анализа степени искажений генерируемого напряжения, вызываемых вентильным автобалластом [31,36,45].

Для моделирования электрической машины, работающей на вентильную нагрузку, эффективен интегральный метод, разработанный М.Г.Шехтманом, А.Ф.Крогерисом, И.А.Глебовым [8,16,18]. Суть метода состоит в предположении о независимости магнитного потока машины от коммутационного действия вентильного преобразователя, ввиду кратковременности коммутации. В этом случае генератор рассматривается работающим на некую эквивалентную нагрузку, определяемую по первым гармоникам тока и напряжения.

Связь между системами уравнений, описывающих электрическую машину и эквивалентную нагрузку, осуществляется через уравнения напряжения, записанные в системе относительных единиц:

$$\left. \begin{aligned} U_d &= i_d R_\vartheta - i_q X_\vartheta + X_\vartheta \frac{di_d}{dt}; \\ U_q &= i_q R_\vartheta - i_d X_\vartheta + X_\vartheta \frac{di_q}{dt}; \end{aligned} \right\} \quad (4.1)$$

где R_ϑ, X_ϑ - активное и индуктивное сопротивления эквивалентной нагрузки генератора; U_d, i_d, U_q, i_q - напряжения и токи генератора по осям d и q соответственно.

Исключение несимметричных режимов работы генератора при автобалластном регулировании позволяет использовать для моделирования переходных процессов синхронной машины систему дифференциальных уравнений Парка-Горева, записанную в осях d и q . В удобном для моделирования виде эти уравнения выглядят следующим образом:

$$\left. \begin{aligned}
 p\psi_d &= -U_d + \omega\psi_q - r i_d \\
 p\psi_q &= -U_q + \omega\psi_d - r i_q \\
 p\psi_f &= U_f - r_f i_f \\
 p\psi_{kd} &= -r_{kd} i_{kd} \\
 p\psi_{kq} &= -r_{kq} i_{kq} \\
 ps &= \frac{1}{\omega} J(\psi_d i_q - \psi_q i_d + M_m)
 \end{aligned} \right\} (4.2)$$

где J - инерционная постоянная вращающихся частей электроустановки,
 M_m - механический момент гидротурбины.

Токи контуров генератора, выраженные через потокосцепления:

$$\left. \begin{aligned}
 i_d &= \frac{x_f x_{kd} - x_{ad}^2}{\Delta} \psi_d - \frac{x_{ad}(x_{kd} - x_{ad})}{\Delta} \psi_f - \frac{x_{ad}(x_f - x_{ad})}{\Delta} \psi_{kd} \\
 i_q &= \frac{x_{kq}}{\Delta'} \psi_q - \frac{x_{aq}}{\Delta'} \psi_{kq} \\
 i_f &= \frac{x_d x_{kd} - x_{ad}^2}{\Delta} \psi_f - \frac{x_{ad}(x_{kd} - x_{ad})}{\Delta} \psi_d - \frac{x_{ad}(x_d - x_{ad})}{\Delta} \psi_{kd} \\
 i_{kd} &= \frac{x_d x_f - x_{ad}^2}{\Delta} \psi_{kd} - \frac{x_{ad}(x_f - x_{ad})}{\Delta} \psi_d - \frac{x_{ad}(x_f - x_{ad})}{\Delta} \psi_f \\
 i_{kq} &= \frac{x_q}{\Delta'} \psi_{kq} - \frac{x_{aq}}{\Delta'} \psi_q
 \end{aligned} \right\} (4.3)$$

где $\Delta = x_d x_f x_{kd} + x_{ad}^3 - x_{ad}^2(x_d + x_f + x_{kd})$

$\Delta' = x_q x_{kq} - x_{aq}^2$

В выражениях 4.2, 4.3, r – активное сопротивление обмотки якоря;
 r_{kd}, r_{kq} - активные сопротивления демпферной клетки в продольной и поперечной осях; r_f - активное сопротивление обмотки возбуждения;
 U_d, U_q, U_f - напряжения обмотки якоря в продольной и поперечной осях и обмотки возбуждения; x_{ad}, x_{aq} - индуктивные сопротивления реакции якоря в продольной и поперечной осях; x_{kd}, x_{kq} - индуктивные сопротивления демпферной клетки в осях d и q ; x_f - индуктивное сопротивление обмотки возбуждения; x_d, x_q - полные индуктивные сопротивления обмотки якоря.

$$x_d = x_{ad} + x_\sigma$$

$$x_q = x_{aq} + x_\sigma$$

$$x_{kd} = x_{ad} + x_{kd\sigma}$$

$$x_{kq} = x_{aq} + x_{kq\sigma}$$

$$x_f = x_{ad} + x_{f\sigma}$$

где $x_\sigma, x_{kd\sigma}, x_{kq\sigma}, x_{f\sigma}$ индуктивные сопротивления рассеяния.

Насыщение магнитной цепи синхронной машины определяется воздействием как от поля основной гармоники воздушного зазора, так и полей рассеяния. Однако, при автобалластном регулировании, ток якоря всегда близок к номинальному, и учет насыщения не обязателен. При других системах управления, или при исследовании переходных режимов пуска микроГЭС, учет насыщения удобно проводить по кривой намагничивания $E=f(i_w)$. Кривая намагничивания может быть получена расчетным или экспериментальным путем, а для расчета на ЭВМ используется ее аппроксимация.

Решение системы уравнений (4.2) может быть произведено одним из известных математических методов численного решения систем дифференциальных уравнений, например методом Рунге-Кутты или Гира. При этом, если производится учет насыщения, на каждом шаге интегрирования необходимо вычислять значения индуктивных сопротивлений машины, соответствующих состоянию ее магнитной цепи.

В зависимости от способа регулирования и схемного исполнения регулятора возбуждения, уравнения, описывающие его работу, могут быть различными. В качестве примера приведем уравнение регулятора возбуждения пропорционального типа, задающим сигналом которому служит отклонение напряжения на зажимах машины. Силовая цепь регулятора состоит из понижающего трансформатора и выпрямителя, собранного по схеме Ларионова:

$$\beta = \frac{\pi}{2} - k_1(1 - U);$$

$$U_f = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} \cdot \frac{U \cos \beta}{\left(1 - \frac{3x_{mp}}{\pi r_f}\right) k_2} \quad (4.4)$$

где β - угол проводимости вентилей; k_1 - коэффициент усиления регулятора; x_{mp} - индуктивное сопротивление трансформатора; k_2 - коэффициент трансформации.

Таким образом, упомянутые методы исследования электрических машин, позволяют в полном объеме исследовать любые режимы работы генерирующей системы микрогидроэлектростанции.

Моделирование гидротурбин

В микроГЭС находят применение турбины самых различных типов. Однако, несмотря на значительные различия в конструкции и рабочих характеристиках, все гидротурбины для микроГЭС можно моделировать по одному общему алгоритму.

Скорость изменения частоты вращения приводного вала гидротурбины определяется моментом инерции вращающихся частей станции. Величина момента инерции, в свою очередь, зависит от масс ротора генератора и активной части гидротурбины и их диаметров. Для реальных электротановок, значение инерционной постоянной времени намного больше электромагнитных постоянных. Соответственно, гидротурбина с достаточной точностью моделируется математическим описанием ее реальной моментной характеристики.

Математическое описание моментной характеристики пропеллерной гидротурбины типа К-245 (рис.1.1), полученной с помощью аппроксимации кривой по методу наименьших квадратов, в системе относительных единиц будет представлять уравнение:

$$M_m = 1,2 - 0,18 * \Omega^2 \quad (4.5)$$

Для удобства использования, в программе расчета целесообразно использовать стандартные методы интерполяции кривых, заданных в виде табличных значений, например, метод гиперболического сплайна.

Согласующим уравнением, связывающим блоки гидротурбина-генератор, в математической модели микроГЭС является уравнение движения:

$$J \frac{d\Omega}{dt} = M_m - M_z \quad (4.6)$$

Моделирование эквивалентной нагрузки

При автобалластном регулировании выходных электрических параметров микроГЭС, генератор работает на сложную комплексную нагрузку, часть из которой является вентильной.

Основные электромеханические процессы в рассматриваемой системе определяются первыми гармоническими составляющих токов и напряжений генератора, поэтому расчет эквивалентной нагрузки генератора может быть произведен по интегральной методике, принятой при исследовании машинно-вентильных систем [16,18,19,36]. В этом случае, сложная результирующая нагрузка микроГЭС представляется некоторой эквивалентной, полученной в результате исследования процессов переключения вентилей тиристорного автобалласта. Уравнения, описывающие эквивалентную нагрузку генератора автобалластной микроГЭС, имеют вид:

$$\left. \begin{aligned} X_{\vartheta} &= \frac{X_H}{\Delta_{\vartheta}} [R_{\vartheta}^2(\alpha) + X_{\vartheta}^2(\alpha)] + \frac{X_{\vartheta}(\alpha)}{\Delta_{\vartheta}} [R_H^2 + X_H^2] \\ R_{\vartheta} &= \frac{R_H}{\Delta_{\vartheta}} [R_{\vartheta}^2(\alpha) + X_{\vartheta}^2(\alpha)] + \frac{R_{\vartheta}(\alpha)}{\Delta_{\vartheta}} [R_H^2 + X_H^2] \\ \Delta_{\vartheta} &= [R_{\vartheta}(\alpha) + R_H]^2 + [X_{\vartheta}(\alpha) + X_H]^2 \end{aligned} \right\} (4.7)$$

где $R_{\vartheta}(\alpha) = Z_{\vartheta}(\alpha) \cos \varphi_{\vartheta}$, $X_{\vartheta}(\alpha) = Z_{\vartheta}(\alpha) \sin \varphi_{\vartheta}$ - активное и индуктивное сопротивления эквивалентной балластной нагрузки в функции угла управления тиристорами регулятора α ; φ_{ϑ} - фазовый угол сдвига между первыми гармониками тока и напряжения на балластной нагрузке; R_H, X_H - активное и индуктивное сопротивления полезной нагрузки.

В уравнениях (4.7), величина полезной нагрузки, в общем случае, может изменяться произвольно, от нуля до номинальной. Зависимость эквивалентной балластной нагрузки от углов управления тиристорами определяется способом подключения балластных сопротивлений или силовой

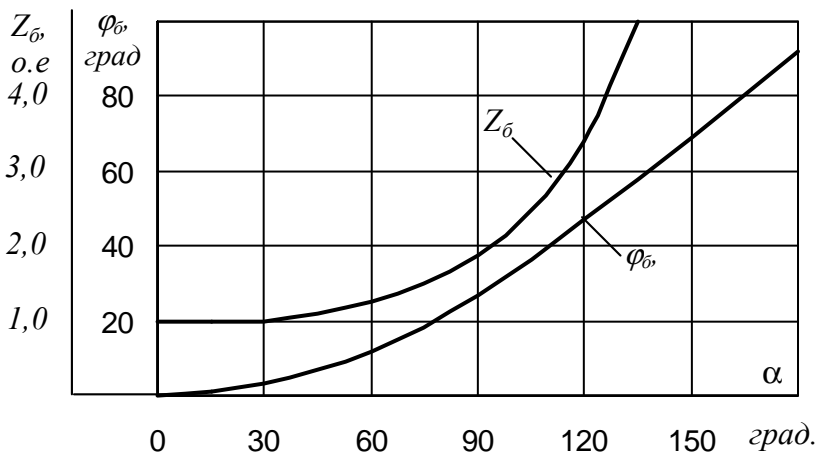


Рис.4.1 Зависимость эквивалентной балластной нагрузки от углов управления тиристорами

схемы регулятора. Получить такие зависимости можно, раскладывая расчетные кривые токов и напряжений на балластных сопротивлениях в ряд Фурье, с выделением первых гармоник, либо экспериментально, для конкретной силовой схемы регулятора.

На рис.4.1 представлены расчетные зависимости эквивалентной балластной нагрузки от углов управления тиристорами регулятора, силовая часть которого выполнена на биполярных тиристорных ячейках.

Для моделирования на ЭВМ, расчетные кривые удобно представить в виде полиномиальных зависимостей:

$$\begin{aligned} Z_{\vartheta}(\alpha) &= \frac{1}{1.443 - 0.556\alpha}; \\ \varphi_{\vartheta} &= 0,228 \alpha^{1,77} \end{aligned} \quad (4.8)$$

Диапазон изменения α от 0 до 2,5 рад.

Закон изменения углов управления тиристорами регулятора зависит, главным образом, от способов регулирования, наиболее распространенными из которых являются токовое и частотное регулирование.

Для токовой системы стабилизации, управляющим сигналом которой служит ток полезной нагрузки, уравнение регулятора балласта может быть представлено в виде:

$$\alpha = \alpha_{np} + k I_{нагр} \quad (4.9)$$

где k – коэффициент усиления регулятора; α_{np} – предельный угол управления, соответствующий открытому состоянию вентиля.

Уравнение регулятора частоты пропорционального типа будет выглядеть следующим образом:

$$\alpha = \alpha_{np} + k(\Omega_0 - \Omega_d) \quad (4.10)$$

где α_{np} – предельный угол управления, соответствующий закрытому состоянию вентиля; Ω_d – текущее значение частоты вращения, фиксируемой датчиком; Ω_0 – опорный сигнал, соответствующий номинальной частоте вращения.

Полная математическая модель микроГЭС

Приведя математическое описание отдельных блоков микроГЭС к общей системе уравнений, получаем имитационную математическую модель станции с автобалластным регулированием напряжения:

$$\left. \begin{aligned} U_2 &= R_2 i_2 + \frac{d\psi_2}{dt} \\ M_2 &= \operatorname{Re} j(\psi_2 i_2) + J \frac{d\Omega}{dt} \\ U_f(t) &= U_{f0} \pm k_f H_1 \\ \alpha(t) &= \alpha_{np} \pm k_p H_2 \\ Z_\sigma &= f(\alpha, \text{СП}) \\ M_m &= f(\Omega, \text{ЭВ}) \\ U_2 &= (R_3 + jX_3) i_2 + X_2 \frac{d i_2}{dt} \end{aligned} \right\} \quad (4.11)$$

где U_2, i_2, ψ_2 – вектор-матрицы напряжений, токов и потокосцеплений генератора; R_3, X_3, R_2, X_2 – матрицы активных и индуктивных сопротивлений эквивалентной нагрузки и генератора; M_2, M_m – тормозной момент генератора и вращающий момент турбины; J – момент инерции вращающихся частей электроустановки; α – угол управления тиристорами регуля-

тора автобалласта; k_f, k_p - коэффициенты усиления регуляторов возбуждения и балластной нагрузки; H_1, H_2 - функции регулирования; $СП$ – способ подключения балластной нагрузки; $ЭВ$ – энергия водотока.

Уравнения (4.11) позволяют моделировать различные режимы работы микроГЭС, в том числе и процессы запуска от станции асинхронных двигателей. При этом асинхронный двигатель должен быть приведен к эквивалентной нагрузке станции. Алгоритм моделирования асинхронных двигателей будет рассмотрен ниже.

Физическое моделирование микроГЭС

Физическая модель микроГЭС представляет собой установку, в основном построенную на тех же физических принципах, что и реальная станция. Важным достоинством физической модели является возможность исследования ее свойств в лабораторных условиях, с использованием всех необходимых приборов. Относительно небольшие проектные мощности микроГЭС позволяют создавать физические модели с масштабными коэффициентами подобия близкими к единице. Соответственно, на таких моделях можно проводить всестороннее исследование многих блоков и элементов микроГЭС, которые впоследствии будут использованы в неизменном виде на реальных станциях. В лабораториях ТПУ создано и исследовано несколько физических моделей микроГЭС, которые послужили прототипами будущих промышленных образцов.

Структурная схема установки для моделирования микроГЭС, построенной на базе синхронного генератора, с приводом от нерегулируемой гидротурбины пропеллерного типа представлена на рис 4.2.

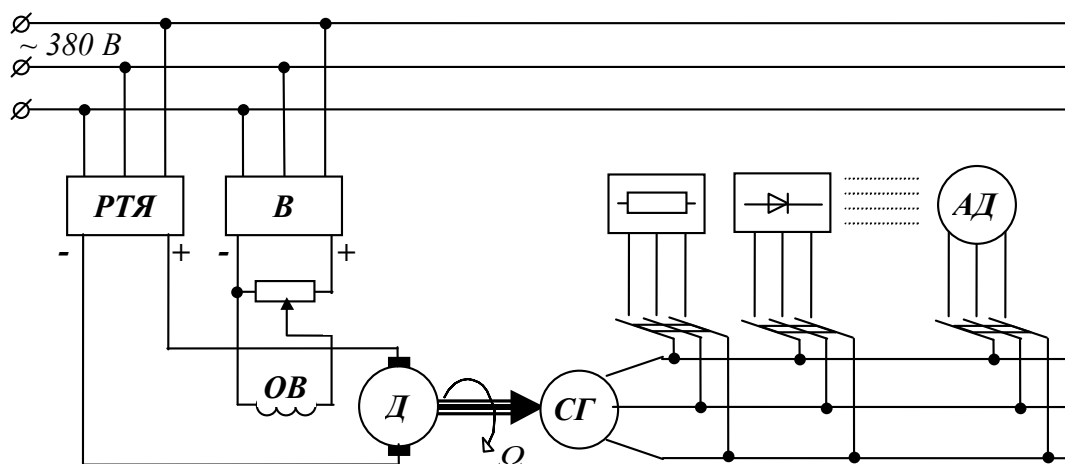


Рис.4.2 Структурная схема лабораторной установки для физического моделирования микроГЭС

Лабораторный образец станции выполнен на основе синхронного генератора типа ЕСС-62-4У2, 12 кВт, с приводом от двигателя постоянного

тока (ДПТ) типа П-52, 15 кВА с независимым возбуждением. С помощью регуляторов в цепях возбуждения и якоря ДПТ можно изменять жесткость механической характеристики привода, имитируя характеристики реальных гидротурбин различного типа и мощности. В качестве полезных и балластных нагрузок в лабораторной установке использовались нагревательные элементы, осветительная нагрузка, дроссели и асинхронные электродвигатели. В качестве регуляторов балластной нагрузки применялись вентильные преобразователи с различными силовыми схемами построения и разнообразными законами регулирования. Собственно, физическая модель микроГЭС была создана для определения оптимальных параметров, схемы построения и законов управления стабилизирующей системы. Для контроля за режимами станции в переходных и установившихся режимах работы применялись разнообразные измерительные приборы: амперметры, вольтметры, ваттметры, частотомеры, тахометры, электронные и шлейфовые осциллографы, измерители нелинейных искажений и т.д.

4.2 Динамика микроГЭС с токовым регулированием автобалласта

Основным достоинством токовой системы регулирования является безынерционное управление рабочим режимом станции, что обеспечивает ей хорошие динамические показатели. Методы моделирования позволяют получить полную картину переходных процессов в микроГЭС, вызванных внезапным изменением полезной нагрузки станции.

На рис.4.3 изображены осциллограммы переходных процессов внезапного изменения нагрузки микроГЭС.

Осциллограммы показывают, что токовое автобалластное регулирование практически устраняет переходные электромагнитные процессы в якорной цепи генератора, вызванные внезапным изменением пассивной активно-индуктивной нагрузки. При этом обеспечивается практически мгновенное восстановление напряжения, а погрешность стабилизации определяется только статическими характеристиками микроГЭС

Имитационное моделирование режимов работы микроГЭС позволяет оптимизировать различные параметры энергоустановки с целью улучшения ее характеристик. Важнейшей задачей оптимизации является стабилизация величины и частоты генерируемого напряжения. Это связано с трудностями обеспечения неизменности величины и характера эквивалентной нагрузки генератора.

В качестве примера на рис.4.4 представлена зависимость изменения эквивалентной нагрузки генератора микроГЭС при линейном законе регулирования автобалласта, силовая часть регулятора которого построена на

биполярных тиристорных ячейках (закон изменения балластной нагрузки от углов управления тиристорами для данной схемы показано на рис.4.1).

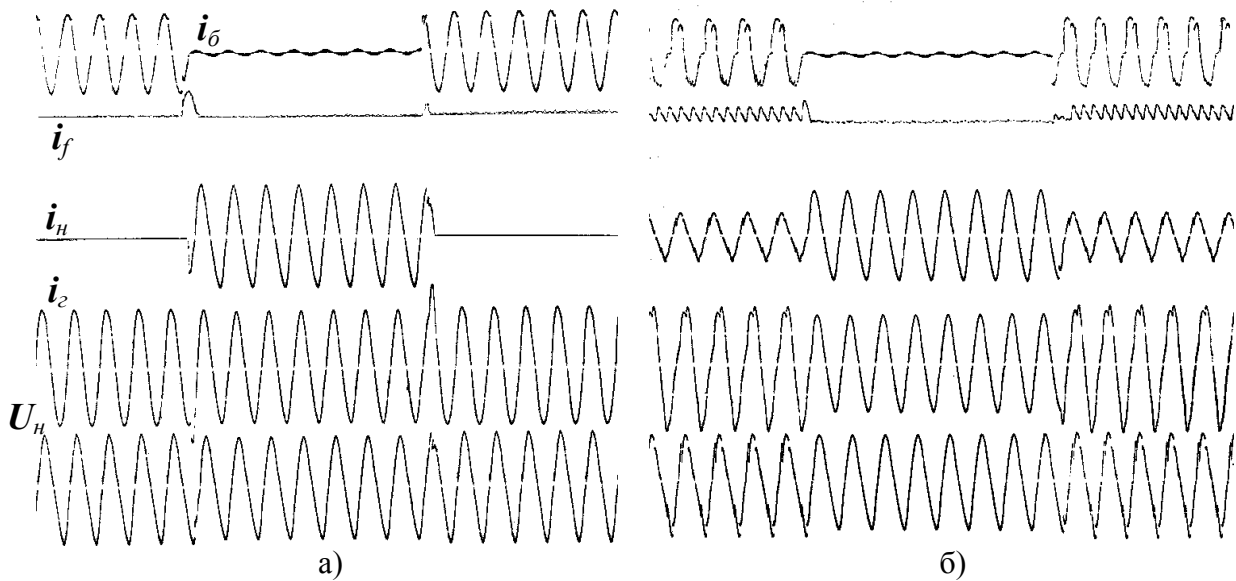


Рис.4.3 Переходные процессы внезапного изменения нагрузки в микроГЭС с токовой системой стабилизации

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

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

Величина $\cos\varphi_n$ полезной нагрузки принята неизменной и равной 0,8 во всем диапазоне ее изменения. Величина балластного сопротивления определена из выражения:

$$R_b = \frac{Z_n}{\cos\varphi}$$

где $Z_n, \cos\varphi$ - величина и коэффициент мощности полезной нагрузки в

номинальном режиме работы станции.

При таком выборе балластного сопротивления обеспечивается одинаковая величина активной мощности, потребляемой эквивалентной нагрузкой в режиме холостого хода станции ($I_n = 0$), и в номинальном режиме ($I_b = 0$).

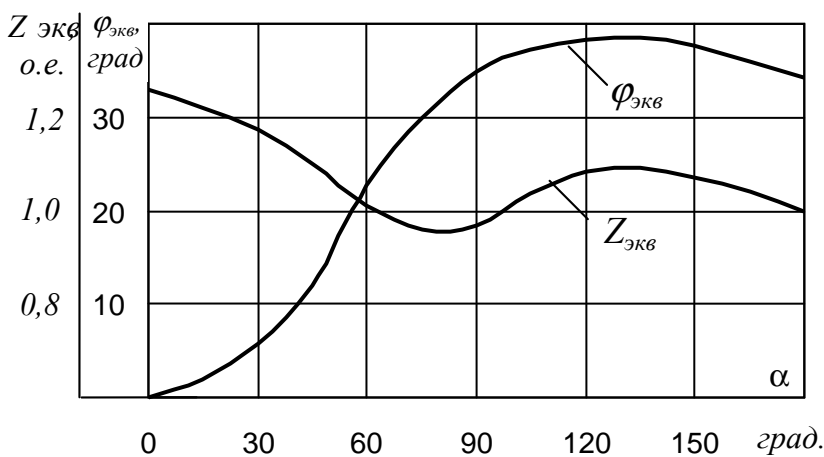


Рис.4.4 Зависимость эквивалентной нагрузки СГ микроГЭС от углов управления тиристорами при $\cos\varphi_n = 0,8$

Для регулятора автобалластной нагрузки на биполярных тиристорных ячейках диапазон изменения углов управления тиристорами составляет 180° , а его величина определяется из выражения:

$$\alpha = \pi \frac{I_n}{I_{n.ном}}, \text{ радиан, где } I_n, I_{n.ном} - \text{ величина тока полезной нагрузки}$$

и его номинальное значение..

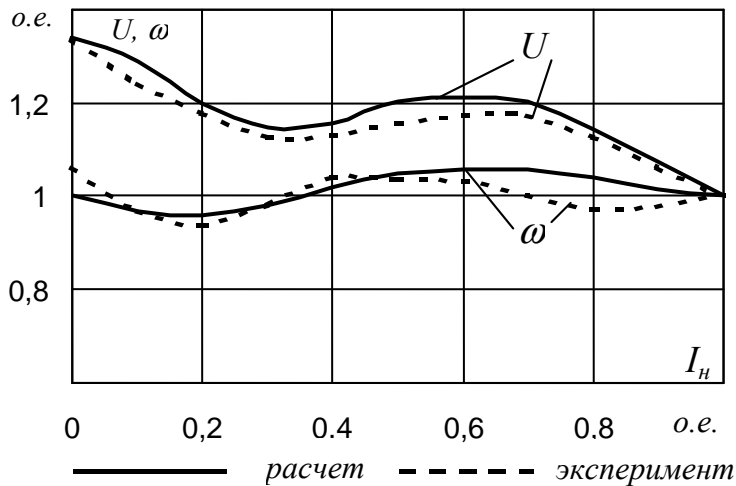


Рис.4.5 Погрешность стабилизации напряжения и угловой частоты микроГЭС с управлением автобалласта по току нагрузки

Изменение эквивалентной нагрузки приводит к изменению выходных электрических параметров микроГЭС: амплитуды и частоты генерируемого напряжения. На рис.4.5 представлены расчетные и экспериментальные зависимости напряжения и частоты микроГЭС в функции от тока полезной нагрузки. Эксперименты проводились на модели станции, построенной на базе СГ, мощностью 12

кВт, без регулятора возбуждения, с линейным токовым законом управления автобалластной нагрузкой, регулятор которой выполнен на биполярных тиристорных ячейках.

Испытания промышленных образцов микроГЭС с токовой автобалластной системой стабилизации, изготовленных на заводе «Тяжэлектромаш», г.Бишкек, Кыргызтан, показали, что погрешность стабилизации выходных электрических параметров станции лежит в следующих пределах:

- частота $\pm 2\%$;
- напряжение $\pm 25\%$.

Для уменьшения погрешности стабилизации напряжения в электротановках без регулирования возбуждения целесообразно использовать генераторы с небольшим индуктивным сопротивлением по продольной оси $x_{ad} = 0,8 \div 1,1$, например, магнитоэлектрические генераторы, или выбирать рабочую точку генератора на насыщенном участке кривой намагничивания $i_f = 1,2 \div 1,3 i_{f.ном}$. Данные меры позволяют уменьшить погрешность стабилизации напряжения до 8 – 14 %, при той же точности стабилизации частоты.

Повысить точность стабилизации напряжения микроГЭС с токовой автобалластной системой возможно с помощью канала регулирования возбуждения генератора. Однако, наличие регулятора возбуждения в элек-

тормеханической системе оказывает непосредственное влияние на ее статическую устойчивость.

Предположим, что генератор работает на номинальную активно – индуктивную нагрузку с $\cos\varphi = 0,8$. Регулятор возбуждения обеспечивает идеальную стабилизацию напряжения, т.е. $U_2 = const$. Следовательно, при постоянной величине нагрузки активная мощность станции также будет величиной постоянной $P = \frac{U_2^2}{Z_n} \cdot \cos\varphi$. Электромагнитный тормозной момент генератора равен $M_{эм} = P/\Omega$, и его механическая характеристика будет представлять собой параболу с $e_2 = -0,78$. При таком значении коэффициента саморегулирования генератора для обеспечения устойчивого режима работы станции необходимо выполнение условия:

$$|e_m| > |e_2|.$$

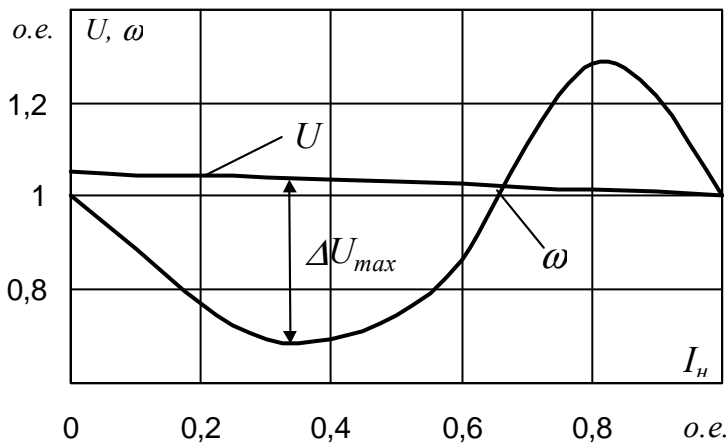


Рис.4.6 Погрешность стабилизации напряжения и угловой частоты микроГЭС с токовой системой стабилизации и регулятором возбуждения

При значениях коэффициентов саморегулирования гидротурбин, близких к предельным значениям, существенно увеличивается погрешность стабилизации частоты вращения гидроагрегата. На рис.4.6 показаны расчетные кривые величины и частоты выходного напряжения микроГЭС с токовой системой стабилизации, построенной на базе синхронного генератора с регулятором возбуждения

пропорционального типа. Коэффициент саморегулирования гидротурбины $e_m = -0,86$. Погрешность стабилизации величины напряжения составляет $\pm 3\%$ (определяется статической погрешностью регулятора возбуждения), а его частоты $+26\% \div -32\%$.

Повысить точность стабилизации частоты вращения гидроагрегата можно путем применения турбин с жесткими механическими характеристиками или выбором в качестве рабочего, наиболее подходящего по коэффициенту, участка характеристики гидротурбины. В последнем случае приходится завышать мощность гидротурбины. Так, для стабилизации частоты с точностью $\pm 2 \div 3\%$, необходима пропеллерная гидротурбина, развивающая мощность в 2-2,5 раза большую, чем мощность генератора.

Данные меры приводят к существенному ухудшению массогабаритных показателей микроГЭС, что ограничивает возможность их применения.

Более перспективным способом повышения точности стабилизации частоты вращения микроГЭС, построенной на базе СГ с регулятором возбуждения, является способ искусственного формирования механической характеристики генератора. Идея данного способа заключается в том, что система стабилизации частоты настраивается таким образом, чтобы обеспечить постоянный электромагнитный момент генератора при любых возможных режимах работы гидроэлектроагрегата. Этому условию соответствует расчетная зависимость, представленная на рис.4.7, углов управления вентилями регулятора в функции тока нагрузки для биполярной тиристорной ячейки, при реальных параметрах генератора и неизменном характере полезной нагрузки ($\cos\varphi = 0,8$).

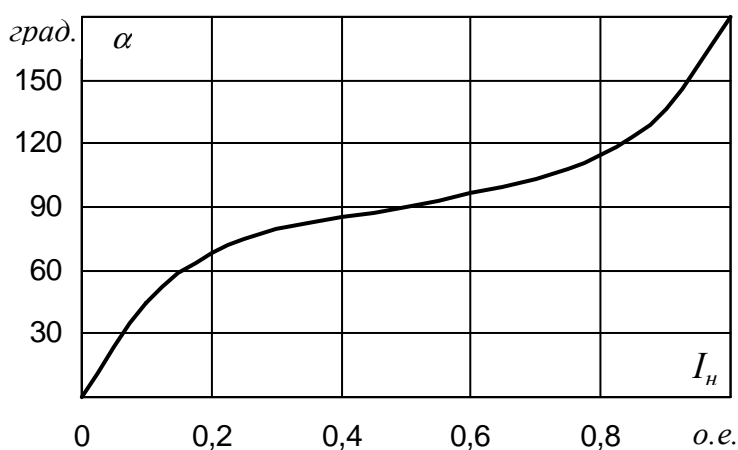


Рис.4.7 Оптимальный закон управления тиристорами регулятора автобалластной нагрузки

Построение управляющего канала регулятора, обеспечивающего данный закон управления, позволяет добиться высокой точности стабилизации частоты вращения установки в установившихся режимах работы $\Delta\omega = \pm 1\%$.

Закон управления автобалластной нагрузкой в общем случае зависит от параметров генератора, нагрузки, способа

подключения балластных сопротивлений и может быть определен экспериментальным или расчетным путем.

Отметим, что в электроустановках, построенных на базе СГ, механическая характеристика которого формируется искусственным путем, целесообразно использовать регулятор возбуждения с небольшой зоной нечувствительности, порядка 4 – 6 %. Выбор такой зоны нечувствительности необходим для повышения статической устойчивости микроГЭС, которая в подобных электроустановках может быть нарушена при изменении $\cos\varphi$ нагрузки и мощности приводного гидродвигателя. Проведенные исследования показывают, что зона нечувствительности регулятора возбуждения, составляющая 4 – 6 %, обеспечивает статически устойчивый режим работы микроГЭС практически с любым типом гидротурбин при изменениях $\cos\varphi$ нагрузки от 0,8 до 1,0.

Таким образом, на основании результатов исследования переходных режимов работы микроГЭС с токовой системой стабилизации можно сделать следующие выводы.

Такие достоинства токовых систем стабилизации, как высокое быстродействие, не критичность к несимметрии нагрузок, простота измерения управляющего сигнала обуславливают перспективность их развития и применения в системах управления микроГЭС.

Для микроГЭС небольшой мощности, до 3-5 кВт, состав потребителей которых составляют нагревательные элементы и осветительная нагрузка, целесообразно применение электрических машин без регуляторов возбуждения. В этом случае выгодно использовать синхронные машины с постоянными магнитами или асинхронные генераторы с конденсаторным самовозбуждением. Погрешность стабилизации выходных электрических параметров в таких микроГЭС будет составлять:

- напряжение: $\pm 8 \div 14 \%$;
- частота: $\pm 3 \div 5 \%$.

МикроГЭС на большие мощности, от 5 до 100 кВт, предназначенные для электроснабжения широкого класса потребителей, должны проектироваться на основе СГ с регулятором возбуждения. Для повышения статической устойчивости таких электроустановок необходимо формировать механическую характеристику генератора с помощью выбора оптимального закона управления тиристорами регулятора автобалластной нагрузки.

Регулятор возбуждения оказывает значительное влияние на коэффициент саморегулирования генератора, поэтому выбор параметров регулятора должен производиться с учетом обеспечения статически устойчивого режима работы станции.

Широко распространенные системы фазового и прямого токового компаундирования обеспечивают стабилизацию напряжения микроГЭС с погрешностью не менее 12-15 %. Это связано с тем, что зависимости величины и характера эквивалентной нагрузки СГ микроГЭС существенно нелинейны. Обеспечить стабилизацию выходного напряжения микроГЭС с высокой точностью позволяют смешанные системы компаундирования, учитывающие изменение величины и характера нагрузки генератора. Однако, настройка таких регуляторов должна осуществляться в зависимости от характера изменения эквивалентной нагрузки микроГЭС, который зависит от параметров генератора, способа управления и подключения балластной нагрузки, коэффициента мощности полезной нагрузки и т.д. Следовательно, системы компаундирования возбуждения СГ микроГЭС должны проектироваться в соответствии с реальными параметрами каждой конкретной гидроэлектроустановки, что ограничивает их применение.

Наиболее универсальным типом регулятора возбуждения микроГЭС с автобалластной нагрузкой является регулятор пропорционального типа, реагирующий на отклонение выходного напряжения от номинального. Ес-

ли нагрузка микроГЭС пассивная, то форсировка возбуждения не требуется, а напряжение возбуждения должно изменяться не более, чем на 25-30 % от номинального. Параметры регуляторов возбуждения должны выбираться из следующих пределов:

$$\text{коэффициент усиления } k_f = \frac{\Delta U_f}{\Delta U_n} = 0,4 - 0,6;$$

$$\text{инерционная постоянная } T_f = 0,04 - 0,06 \text{ сек.}$$

Регулятор возбуждения обязательно должен иметь зону нечувствительности, порядка 4 – 6 %.

4.3 Переходные процессы в станции с частотным регулированием мощности балласта

Характер протекания переходных процессов в микроГЭС с регулированием величины балластной нагрузки по частоте генерируемого напряжения существенно отличается от аналогичных процессов в установках с токовым регулированием. Главным образом эти отличия связаны со значительно большей инерционностью параметра регулирования - частоты, в сравнении с величиной тока. Соответственно, требования к параметрам частотных стабилизирующих систем будут отличаться от требований, предъявляемых к токовым системам регулирования.

В синхронных электрических машинах частота вращения ротора в относительных единицах равна частоте выходного напряжения, в связи с чем, в качестве датчика частоты можно использовать как датчик частоты вращения, например, тахогенератор, так и электронный датчик, реагирующий на изменение частоты генерируемого напряжения.

Уравнение регулятора частоты при фазовом управлении тиристорами может быть представлено в виде:

$$\alpha = \alpha_{np} + k_v (\Omega_0 - \Omega_d) \cdot (1 - e^{-1/T_v})$$

где α - угол управления тиристорами регулятора; α_{np} - предельный угол управления, соответствующий закрытому состоянию клапанов; k_v - коэффициент усиления регулятора частоты; T_v - время задержки регулятора частоты; Ω_0, Ω_d - эталонное и текущее значения частоты вращения энергоустановки.

Коэффициент усиления регулятора частоты определяется как отношение приращения угла управления $\Delta\alpha$ к относительному изменению частоты вращения $\nu = \frac{\Delta\Omega}{\Omega_0}$:

$$k_v = \frac{\Delta\alpha}{\nu} = \frac{\Delta\alpha \cdot \Omega_0}{\Delta\Omega} \quad (\text{рад})$$

Время задержки электронных регуляторов частоты может изменяться от 0,01 до 0,2- 0,3 с. Кроме того, датчик частоты обычно имеет зону нечувствительности D_ν .

Величина коэффициента усиления регулятора определяет погрешность стабилизации частоты вращения гидроагрегата в статических режимах. Для микроГЭС, мощностью 12 кВт, с нерегулируемой гидротурбиной с $e_m = - 0,86$, расчетная зависимость погрешности стабилизации частоты вращения от величины k_v регулятора показана на рис.4.8. Очевидно, что рост k_v приводит к повышению точности стабилизации частоты, которая при $k_v = 250$ достигает 1%.

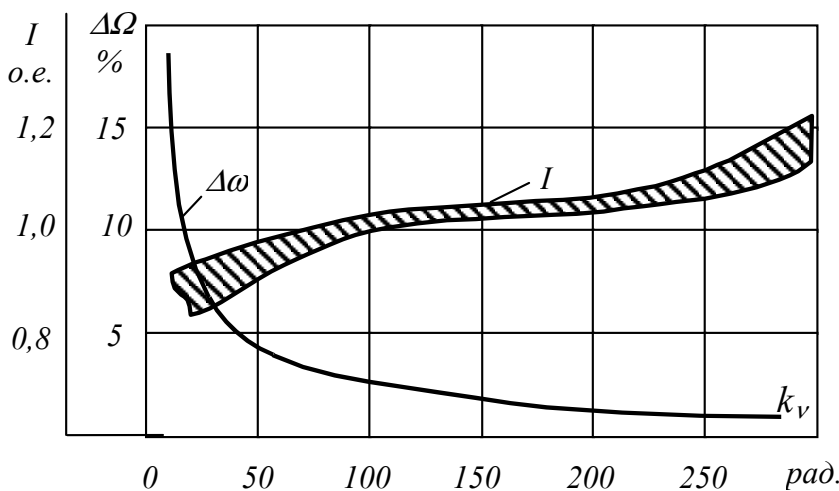


Рис.4.8 Погрешность стабилизации частоты вращения и тока генератора без регулятора возбуждения в функции от коэффициента усиления регулятора частоты

Большие значения коэффициента усиления регулятора частоты микроГЭС без канала регулирования возбуждения генератора могут вызывать токовые перегрузки его якорной обмотки. Это объясняется нелинейной зависимостью величины и коэффициента мощности эквивалентной нагрузки генератора от управляющего

воздействия – угла α . Поэтому при небольших изменениях нагрузки станции регулятор с большим k_v может вызвать подключение такой балластной нагрузки, что суммарный ток генератора станет больше номинального. При этом напряжение генератора уменьшается, и мощность, а следовательно и момент сопротивления генератора останутся в пределах, обеспечивающих стабилизацию частоты вращения гидроагрегата с заданной точностью. Расчетные кривые, иллюстрирующие токовую перегрузку генератора при частотном регулировании, приведены на рис.4.8. В расчетах приняты параметры машин характерные для рассматриваемого диапазона мощностей. Нагрузка активно-индуктивного характера с $\cos\varphi = 0,8-1$ изменялась в пределах 80-100% от номинального значения.

Величина токовой перегрузки зависит от параметров генератора и режима работы станции. Большие перегрузки соответствуют генераторам с большей величиной индуктивного сопротивления реакции якоря, работающим на активную нагрузку. Для ограничения токовых перегрузок генератора необходимо ограничивать коэффициент усиления регулятора частоты на уровне $k_v = 200-250$.

Кроме того, величину k_v следует увязывать с границами зоны нечувствительности D_v и временем задержки T_v . Зона нечувствительности датчика определяет диапазон изменения частоты вращения установки, в котором автобалластная система не отклоняется от некоторого установившегося значения. Достаточно большие значения D_v и T_v при высоких значениях коэффициента усиления регулятора частоты могут вызывать незатухающие колебания в автономной энергоустановке.

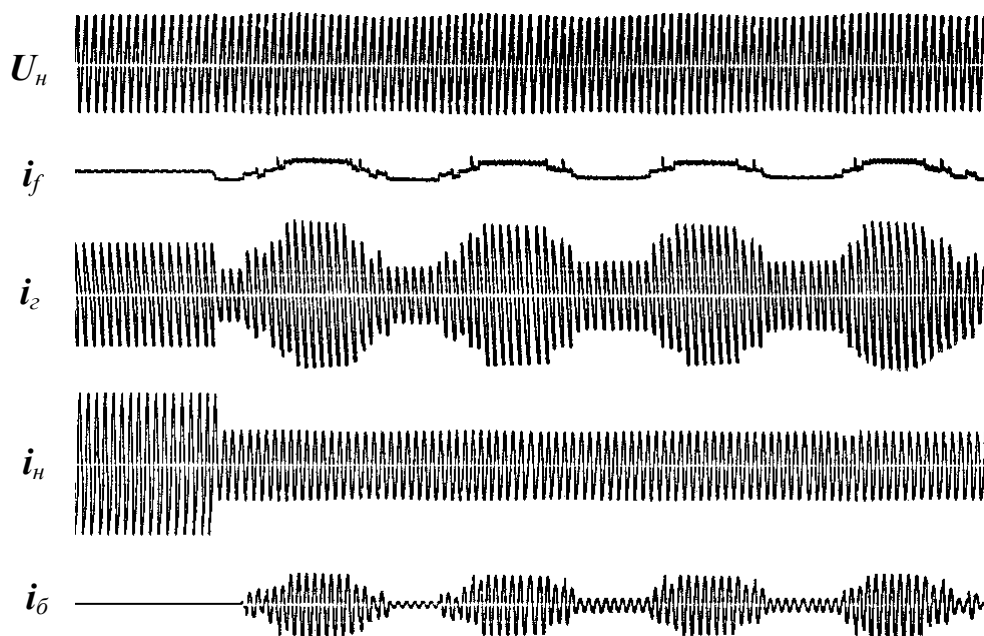


Рис.4.9 Осциллограмма динамически неустойчивого режима работы микроГЭС с управлением автобалластной нагрузкой по частоте
 U_n – напряжение нагрузки; i_f – ток возбуждения; i_2 – ток генератора;
 i_n – ток нагрузки; i_b – ток балласта

На рис.4.9 приведена осциллограмма динамически неустойчивого режима работы микроГЭС с частотным автобалластом, вызванного отключением половины номинальной величины полезной нагрузки. Параметры регулятора частоты равны: $k_v = 200$; $T_v = 0,02$ с; $D_v = \pm 2\%$. Коэффициент саморегулирования приводного двигателя равен $e_m = -0,86$. По рис.4.9 видно, что при указанных параметрах регулятора автобалластной системы рабочий режим микроГЭС сопровождается периодическими колебаниями

тока балластной нагрузки от 0,1 до 0,8 максимального значения. При этом суммарный ток генератора изменяется в диапазоне $0,55-1,35 I_{г.ном}$.

Частота колебаний тока генератора составляет приблизительно 3 Гц. Периодическое изменение тока якоря генератора вызывает модуляцию амплитуды выходного напряжения величиной порядка 10 %.

Относительно небольшие колебания тока возбуждения генератора и его выходного напряжения объясняются наличием мощной демпферной системы, в значительной степени компенсирующей изменения тока якоря. При наиболее неудачных сочетаниях параметров энергоустановки максимальные изменения выходного напряжения могут достигать диапазона от 0,7 до 1,3 $U_{ном}$, а электромагнитного момента $0,55-1,6 M_{ном}$. В результате незатухающих колебаний ухудшается качество стабилизации напряжения микроГЭС, возникают значительные динамические усилия в элементах конструкции станции, что может привести к аварийному режиму.

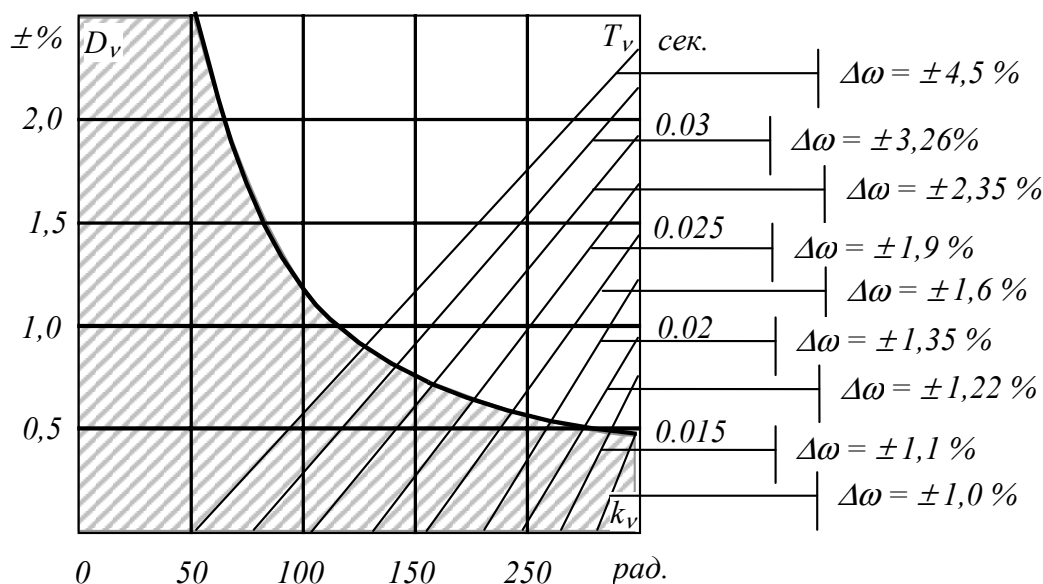


Рис.4.10 Номограмма для выбора параметров регулятора частоты

Для выбора параметров частотного регулятора балластной нагрузки, обеспечивающих динамически устойчивый режим работы станции, были проведены теоретические и экспериментальные исследования подобного класса электроустановок, результаты которых в виде номограммы приведены на рис.4.10. Для микроГЭС с типичными значениями параметров устойчивый режим работы станции соответствует заштрихованной зоне графической зависимости $D_v = f(k_v)$. Следовательно, по заданной величине погрешности стабилизации частоты вращения можно выбрать из зоны устойчивого рабочего режима установки необходимую величину коэффициента усиления регулятора автобалласта, его время задержки и зону нечувствительности.

Порядок пользования номограммой. По требуемой погрешности стабилизации частоты вращения выбирают коэффициент усиления регулятора и его постоянную времени. При этом зона нечувствительности датчика частоты не должна превышать значений, ограниченных расчетной зависимостью $D_v = f(k_v)$. Допустим, необходимо выбрать параметры регулятора частоты, обеспечивающего стабилизацию частоты вращения микроГЭС с погрешностью не более 1,2 %. По номограмме выбираем следующие значения параметров $k_v = 200$, $T_v = 0,02$, $D_v = 0,5$ %.

Кроме указанных параметров регулятора частоты, существенное влияние на переходные процессы микроГЭС оказывает момент инерции вращающихся масс гидроагрегата. Увеличение постоянной инерции J увеличивает динамическую устойчивость станции. Уменьшение момента инерции вращающихся масс гидроагрегата практически невозможно. Поэтому выводы, полученные выше для типичного значения постоянной инерции $J = 0,65$ с, справедливы для рассматриваемого диапазона мощностей микроГЭС.

Применение регулятора возбуждения синхронного генератора в микроГЭС с частотным регулированием позволяет существенно улучшить стабильность выходного напряжения, как в статических, так и в динамических режимах и сократить длительность переходного процесса.

Хорошие динамические свойства придает системе безынерционный регулятор пропорционального типа, реагирующий на отклонение напряжения генератора от номинального значения. Принцип действия такого регулятора описывается выражением:

$$U_f = U_{f0} + k_f (U_{ном} - U)$$

где U_{f0} - напряжение возбуждения в режиме холостого хода; $U_{ном}, U$ - номинальное и мгновенное значения напряжения соответственно; k_f - коэффициент усиления регулятора возбуждения.

Значения коэффициента усиления регулятора возбуждения $k_f = \frac{\Delta U_f}{\Delta U} = 0,4 \div 0,8$. При этом погрешность стабилизации напряжения источника электропитания составляет не более ± 5 % и исключаются автоколебания в системе. Если среди потребителей электроэнергии микроГЭС имеется двигательная нагрузка, то коэффициент форсировки генератора выбирается из тех же соображений, что и в обычных автономных электроустановках, порядка 3 \div 4.

Наличие канала регулирования возбуждения несколько снижает запас динамической устойчивости станции. Однако, исследования показывают, что выбор параметров регулятора частоты микроГЭС с каналом регулирования возбуждения генератора так же может быть проведен по номограм-

ме, приведенной на рис.4.10, с условием уменьшения величины T_v в 1,2-2 раза.

Подтверждением выводов, полученных путем имитационного моделирования рабочих режимов микроГЭС, служат осциллограммы переходных процессов, представленные на рис.4.11. Осциллограммы получены при лабораторных испытаниях образца микроГЭС мощностью 12 кВт с автобалластной системой стабилизации, реагирующей на изменение частоты выходного напряжения.

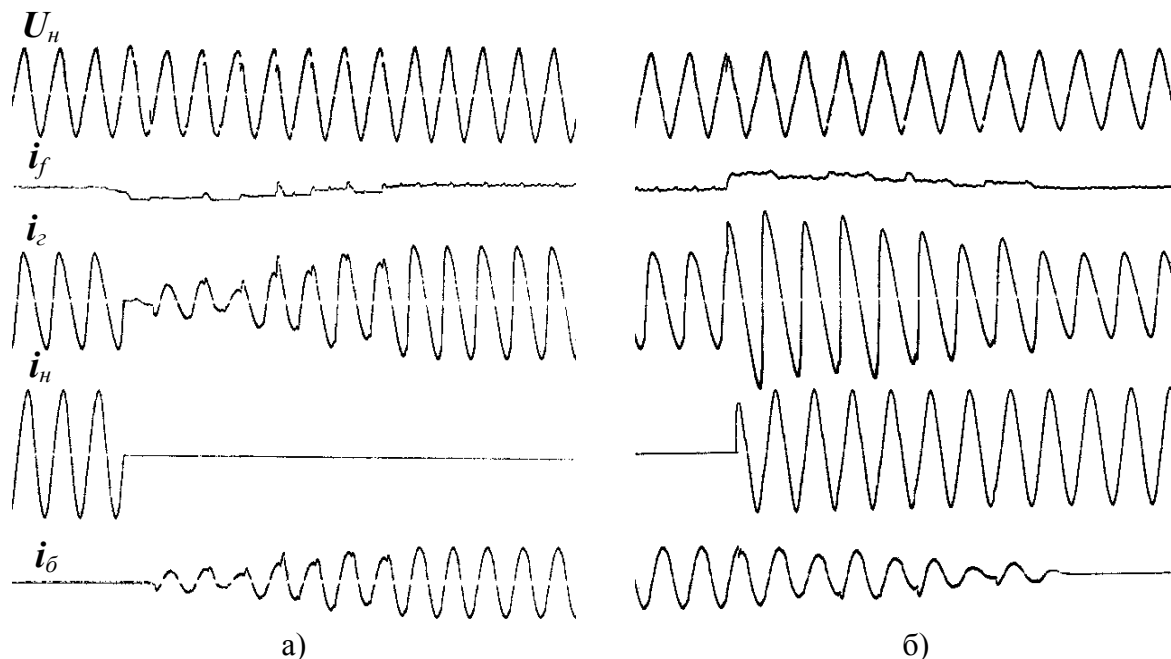


Рис.4.11 Переходные процессы внезапного изменения нагрузки в микроГЭС с частотной системой стабилизации

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

U_n – напряжение на нагрузке; i_f – ток возбуждения; i_2 – ток генератора; i_n – ток нагрузки; $i_б$ – ток балласта

Представленные осциллограммы иллюстрируют действие стабилизирующих систем при внезапном изменении величины полезной нагрузки станции. Непосредственно после изменения рабочего режима частота вращения гидроагрегата, в силу его инерционности, измениться не может, и величина балластной нагрузки остается неизменной. Действия по стабилизации напряжения синхронного генератора осуществляет только канал регулирования возбуждения. Величина тока возбуждения достигает в этот момент предельных значений, так как автобалластная система еще не работает, и отклонения тока генератора от номинальной величины доходят до максимальных значений. Когда отклонение частоты выходного напряжения превысит зону нечувствительности регулятора, в работу вступает автобалластная система. Следовательно, в отличие от токовых систем, электромагнитный и электромеханический переходные процессы проходят

в станциях такого рода одновременно и сопровождаются значительными изменениями тока в якорной цепи генератора.

Регулируемая балластная нагрузка значительно сокращает длительность переходного процесса в энергосистеме. Для реальных параметров СГ, работающего в составе микроГЭС, при оптимальных параметрах регулятора частоты, время переходного процесса составляет не более 0,1 с. При тех же параметрах генератора при работе от привода соизмеримой мощности, длительность электромеханического переходного процесса достигает 1-1,5 с.

4.4 Переходные процессы запуска от микроГЭС асинхронных электродвигателей

Асинхронные электродвигатели (АД) – наиболее распространенный тип нагрузки, входящий в состав потребителей электроэнергии практически на любых хозяйственных объектах. В автономной системе электропитания единичные мощности АД соизмеримы с мощностью источника электропитания, а их пусковые токи могут превышать номинальное значение тока микроГЭС. Поэтому основной задачей исследования является определение предельной мощности АД, запуск которого возможен от микроГЭС без нарушения нормального режима ее работы.

Особенностями переходного процесса пуска АД от микроГЭС является эффективное действие автобалластной системы стабилизации и достаточно «мягкая» механическая характеристика приводной гидротурбины.

Теоретическое исследование переходных процессов пуска АД от микроГЭС может быть проведено на основе совместного решения систем нелинейных дифференциальных уравнений, описывающих электромагнитные и электромеханические переходные процессы в автономной системе электропитания с автобалластной нагрузкой и в асинхронной электрической машине.

Для моделирования режимов пуска, реверса, торможения АД с короткозамкнутым ротором при переменной частоте питающего напряжения обычно используют систему координат, вращающуюся синхронно с полем статора [13,34,42]. Уравнение АД в системе координат u, v , выраженные через потокосцепления контуров двигателя, имеют вид:

$$\left. \begin{aligned}
 \frac{d\psi_{su}}{dt} &= U_{su} - \frac{R_s}{\sigma x_s} \psi_{su} + \omega_s \psi_{sv} + \frac{x_m R_s}{\sigma x_s x_r} \psi_{ru}; \\
 \frac{d\psi_{sv}}{dt} &= U_{sv} - \frac{R_s}{\sigma x_s} \psi_{sv} - \omega_s \psi_{su} + \frac{x_m R_s}{\sigma x_s x_r} \psi_{rv}; \\
 \frac{d\psi_{ru}}{dt} &= U_{su} - \frac{x_m R_r}{\sigma x_s x_r} \psi_{su} - \frac{R_r}{\sigma x_r} \psi_{ru} + \Omega_s s \frac{x_m R_s}{\sigma x_s x_r} \psi_{rv}; \\
 \frac{d\psi_{rv}}{dt} &= U_{sv} - \frac{x_m R_r}{\sigma x_s x_r} \psi_{sv} - \frac{R_r}{\sigma x_r} \psi_{rv} - \Omega_s s \frac{x_m R_s}{\sigma x_s x_r} \psi_{ru}; \\
 \frac{d\omega_r}{dt} &= \frac{M_{эм} - M_{cm}}{J}; \\
 M_{эм} &= \frac{3}{2} \frac{x_m}{\sigma x_s x_r} (\psi_{ru} \psi_{sv} - \psi_{rv} \psi_{su}); \\
 s &= \frac{\Omega_s - \Omega_r}{\Omega_s};
 \end{aligned} \right\} \quad (4.12)$$

где $\psi_{su}, \psi_{sv}, \psi_{ru}, \psi_{rv}$ - относительные значения потокосцеплений статора и ротора в осях u, v ; R_s, R_r, x_s, x_r - относительные значения активных и индуктивных сопротивлений рассеяния статора и ротора; x_m - индуктивное сопротивление взаимоиндукции; $\sigma = 1 - x_m/x_s x_r$ - коэффициент рассеяния; Ω_r, Ω_s - частота вращения ротора и поля статора; $M_{эм}, M_{cm}$ - вращающий момент АД и момент сопротивления нагрузки; J - момент инерции двигателя с приводным механизмом.

Для определения приведенной нагрузки синхронного генератора, питающего АД, воспользуемся уравнениями для мгновенных значений мощности, потребляемых АД:

$$\left. \begin{aligned}
 P_{АД} &= U_{su} i_{su} + U_{sv} i_{sv}; \\
 Q_{АД} &= U_{sv} i_{su} + U_{su} i_{sv}; \\
 S_{АД} &= \sqrt{P_{АД}^2 + Q_{АД}^2};
 \end{aligned} \right\} \quad (4.13)$$

где $P_{АД}, Q_{АД}, S_{АД}$ - активные, реактивные и полные мгновенные значения мощностей, потребляемые АД; i_{su}, i_{sv} - относительные значения токов статора по осям u, v .

Мгновенные значения токов статора и ротора АД в осях u, v определяются из соотношений:

$$\left. \begin{aligned} i_{su} &= \frac{1}{\sigma x_s} \psi_{su} - \frac{x_m}{\sigma x_r x_s} \psi_{ru}; \\ i_{sv} &= \frac{1}{\sigma x_s} \psi_{sv} - \frac{x_m}{\sigma x_r x_s} \psi_{rv}; \\ i_{ru} &= \frac{1}{\sigma x_r} \psi_{ru} - \frac{x_m}{\sigma x_r x_s} \psi_{su}; \\ i_{rv} &= \frac{1}{\sigma x_r} \psi_{rv} - \frac{x_m}{\sigma x_r x_s} \psi_{sv}; \end{aligned} \right\} \quad (4.14)$$

Приведенные значения сопротивлений нагрузки генератора, работающего на АД, находятся из уравнений:

$$\left. \begin{aligned} R'_{AD} &= k_{np} \frac{P_{AD}}{i_{su}^2 + i_{sv}^2}; \\ X'_{AD} &= k_{np} \frac{Q_{AD}}{i_{su}^2 + i_{sv}^2}; \end{aligned} \right\} \quad (4.15)$$

где $k_{np} = S_{CG} / S_{AD}$ - коэффициент приведения; S_{CG}, S_{AD} - полные мощности синхронного генератора и асинхронного двигателя.

Тогда полная эквивалентная нагрузка СГ микроГЭС с автобалластной системой стабилизации определяется из выражений:

$$\left. \begin{aligned} Z'_3 &= \sqrt{\frac{(R_n^2 + X_n^2)(R_\sigma^2 + X_\sigma^2)(R'_{AD}{}^2 + X'_{AD}{}^2)}{[(R_n + R_\sigma)^2 + (X_n + X_\sigma)^2] \cdot [(Z'_1 \cos \varphi'_1 + R'_{AD})^2 + (Z'_1 \sin \varphi'_1 + X'_{AD})^2]}}; \\ \varphi'_3 &= \varphi'_1 + \varphi'_{AD} - \arctg \left(\frac{Z'_1 \sin \varphi'_1 + X'_{AD}}{Z'_1 \cos \varphi'_1 + R'_{AD}} \right); \\ Z'_1 &= \sqrt{\frac{(R_n^2 + X_n^2)(R_\sigma^2 + X_\sigma^2)}{(R_n + R_\sigma)^2 + (X_n + X_\sigma)^2}}; \quad \varphi'_{AD} = \arccos \left(\frac{P_{AD}}{S_{AD}} \right); \\ \varphi'_1 &= \varphi_n + \varphi_\sigma = \arctg \frac{X_n + X_\sigma}{R_n + R_\sigma}; \end{aligned} \right\} \quad (4.16)$$

При автобалластном регулировании напряжения, СГ микроГЭС в установившихся режимах всегда работает на нагрузку, по мощности близкую к номинальной. Поэтому для получения хороших динамических показателей переходного процесса запуска от микроГЭС асинхронных двигателей, система стабилизации должна обеспечить быстродействующую форсиров-

ку возбуждения генератора и отключение балластной нагрузки на время разгона двигателя.

Основные различия в протекании переходных процессов пуска от микроГЭС АД главным образом зависят от способа управления автобалластной нагрузкой и закона регулирования напряжения возбуждения. Для определения влияния способа управления балластом на физическую картину переходных процессов, рассмотрим процессы пуска от микроГЭС АД при токовом и частотном управлении регулировании.

На рис.4.12 представлены расчетные кривые переходного процесса пуска на холостом ходу АД мощностью 7,5 кВт от микроГЭС, построенной на базе СГ мощностью 12 кВт. Коэффициент саморегулирования гидротурбины принят равным – 0,86, регулятор балластной нагрузки выполнен на биполярных тиристорных ячейках с частотным управлением.

По рис.4.12 видно, что пусковой ток АД вызывает срабатывание системы регулирования возбуждения генератора. Время форсировки возбуждения не превышает длительности одного полупериода напряжения СТ. Однако, несмотря на более чем трехкратное увеличение тока возбуждения генератора, размагничивающее действие пускового тока двигателя оказывается настолько сильным, что выходное напряжение микроГЭС снижается до 52% относительно номинального значения. Уменьшение напряжения СГ в сочетании с низким коэффициентом мощности асинхронного двигателя в режиме пуска приводят к уменьшению тормозного электромагнитного момента генератора. Вращающий момент гидротурбины становится больше момента сопротивления генератора и частота вращения гидроагрегата увеличивается. Балластная нагрузка в это время остается включенной. Некоторое уменьшение балластного тока сразу после момента пуска вызвано провалом напряжения генератора.

По мере разгона двигателя увеличивается активная составляющая потребляемой им мощности и момент сопротивления генератора возрастает. Частота вращения гидроагрегата уменьшается и в некоторый момент времени балластная нагрузка отключается. Максимальные значения активной и реактивной мощности, потребляемой двигателем, а также его максимальный электромагнитный момент соответствуют критическому скольжению. До достижения критического скольжения частота вращения гидроагрегата продолжает уменьшаться, после перехода АД точки критического скольжения потребляемая им мощность резко падает и частота вращения энергоустановки возрастает. В этот момент времени практически заканчивается процесс пуска АД, однако, переходный процесс в микрогидроэлектростанции продолжается. Когда частота вращения СГ становится больше номинальной, автобалластная система обеспечивает подключение балластной нагрузки, мощность которой достаточна для стабилизации частоты вращения гидроагрегата.

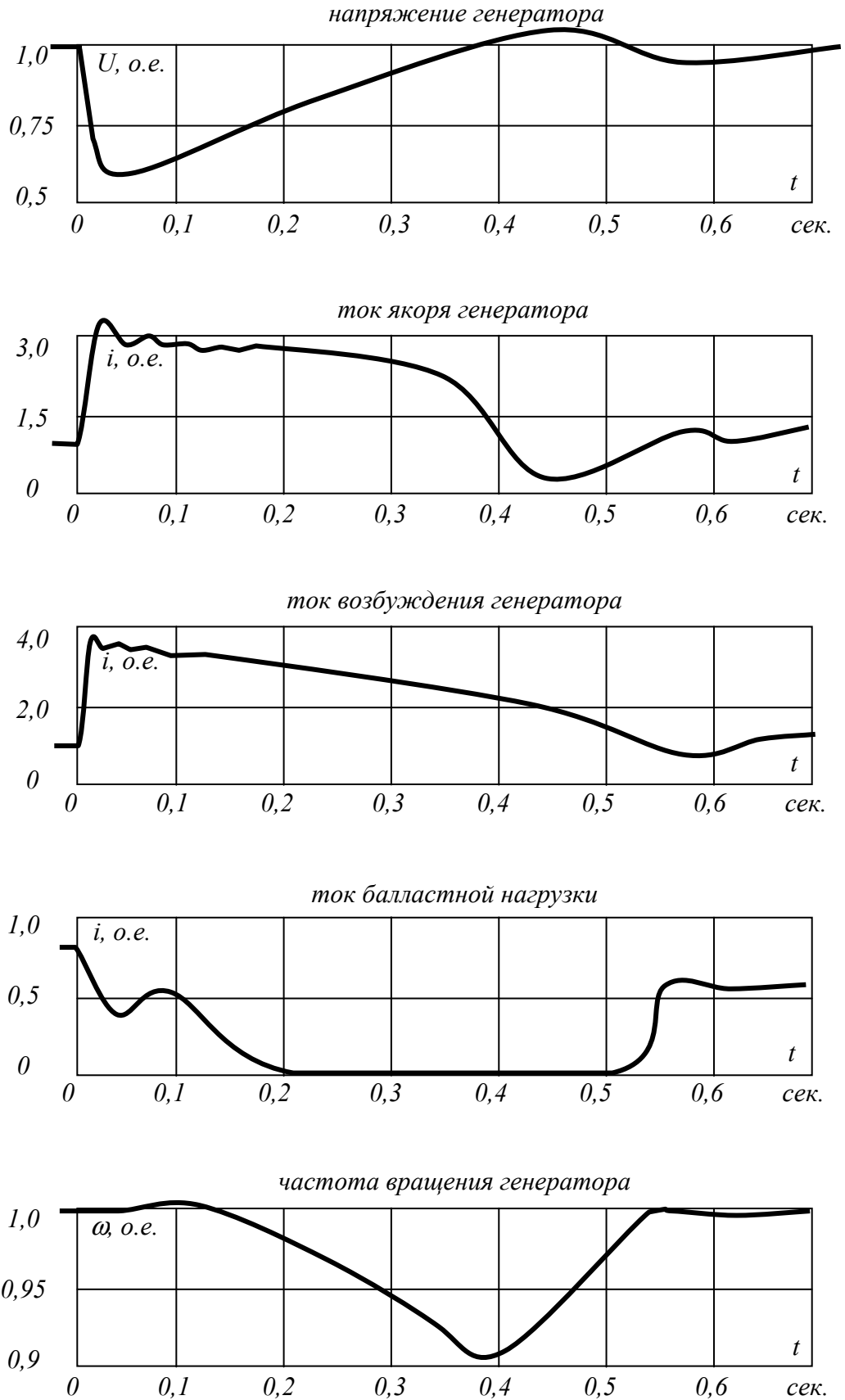


Рис.4.12 а) Переходный процесс пуска АД при $M_c=0$ от микроГЭС с частотной системой управления автобалластной нагрузкой

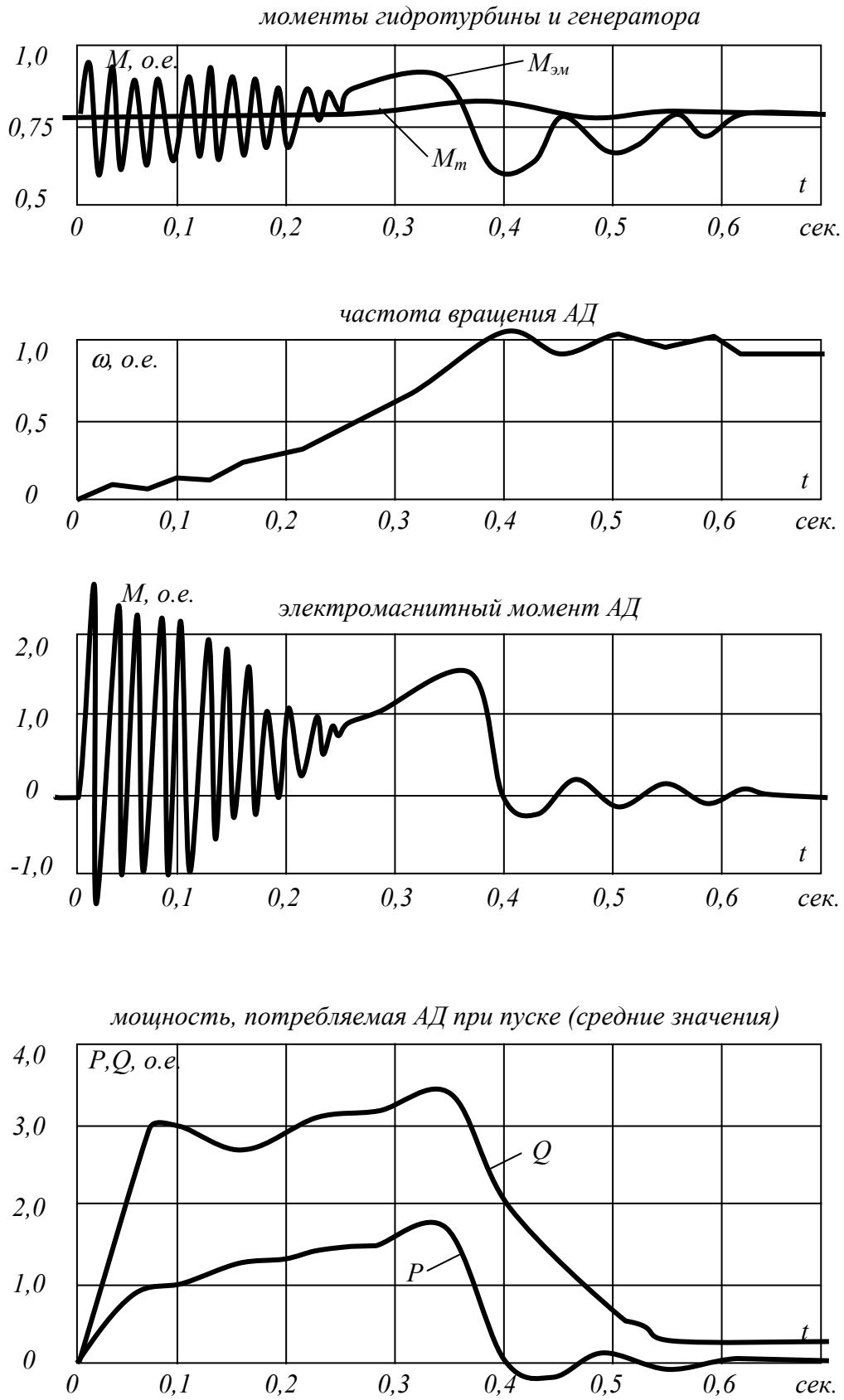


Рис.4.12 б) Переходный процесс пуска АД при $M_c=0$ от микроГЭС с частотной системой управления автобалластной нагрузкой

Переходный процесс станции заканчивается после восстановления величины и частоты выходного напряжения генератора.

Таким образом, частотнорегулируемая автобалластная система стабилизации оказывает отрицательное воздействие на первый момент переходного процесса пуска АД. Это воздействие заключается в увеличении тока якорной обмотки генератора и, соответственно, в дополнительном уменьшении его выходного напряжения.

Момент сопротивления на валу асинхронного двигателя оказывает влияние практически только на длительность переходного процесса пуска, так как величина максимального момента АД, а следовательно, электромагнитного момента генератора микроГЭС практически не зависят от нагрузки двигателя.

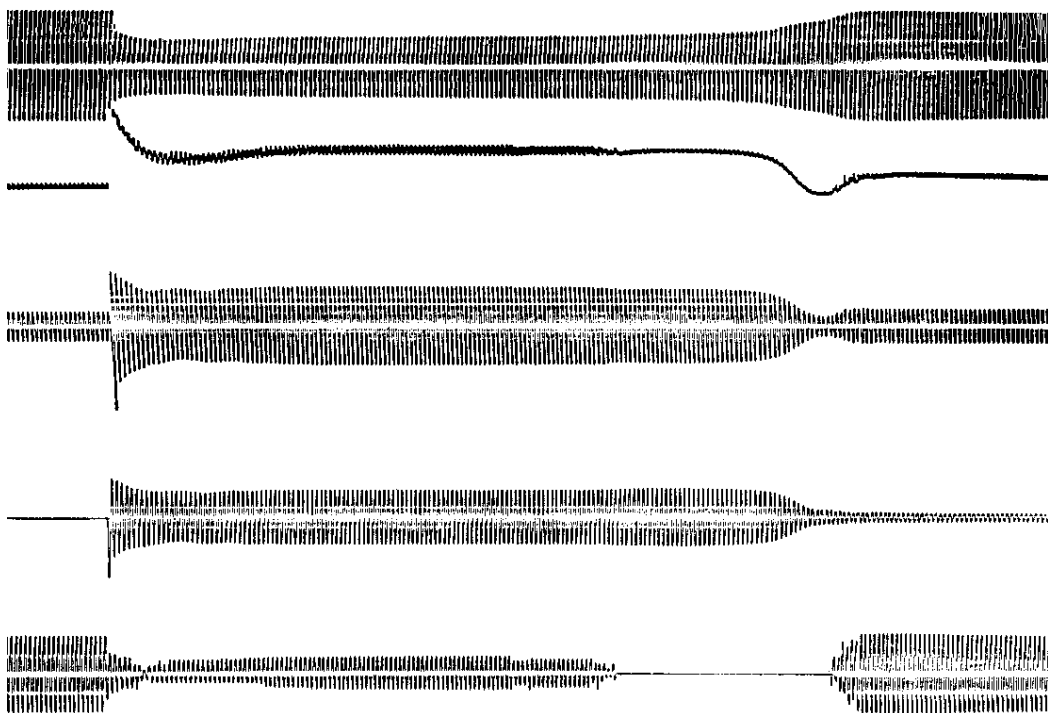


Рис.4.13 Переходные процессы пуска АД 4А112М2У3 при $M_c=0,25M_{ном}$ от микроГЭС с частотной системой стабилизации

U_n – напряжение на нагрузке; i_f – ток возбуждения; i_2 – ток генератора; i_n – ток нагрузки; i_6 – ток балласта

На рис.4.13 показаны осциллограммы переходного процесса пуска АД 4А112М2У3 со статическим моментом на валу равным 25% номинального момента от станции, построенной на базе синхронного генератора ЕСС-62-4У2. Время переходного процесса равно 3,2 секунды. Следует отметить, что время запуска двигателя зависит от напряжения микроГЭС. Снижение напряжения приводит к уменьшению пускового момента и ротор, получая меньшее ускорение, разгоняется в течение большего времени. Если пусковой момент АД оказывается меньше статического момента на его валу, то пуск двигателя не произойдет и микроГЭС перейдет в аварий-

ный режим, характеризующийся перегрузкой генератора пусковым током АД и током балластной нагрузки.

Осциллограммы аварийного режима работы микроГЭС мощностью 12 кВт, вызванного прямым включением двигателя мощностью 7,5 кВт с номинальным статическим моментом на валу представлены на рис.4.14. По рисункам видно, что пускового момента АД не достаточно для его разгона. МикроГЭС находится в опасном для электрических машин режиме: по статорным обмоткам и обмотке возбуждения СГ протекают токи, превышающие номинальные более чем в 2 раза. Ток в статорной обмотке АД достигает четырехкратных значений. Очевидно, что в таком режиме энергоустановка может работать только непродолжительное время, необходимое для срабатывания защиты и отключения двигателя, запуск которого не удался.

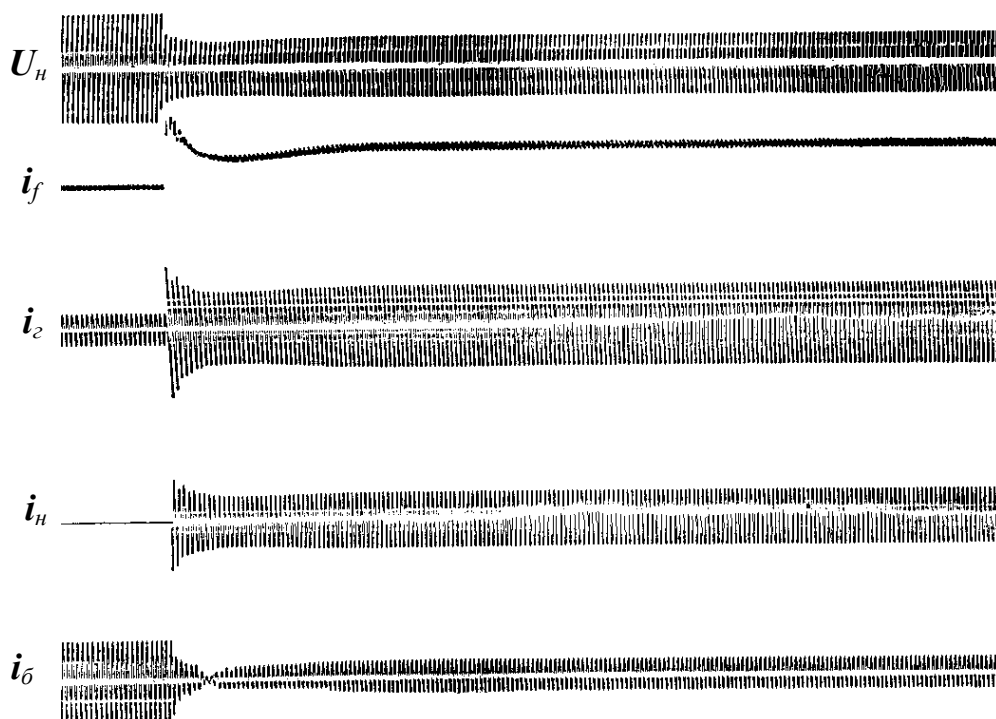


Рис.4.14 Переходные процессы пуска АД 4А112М2У3 при $M_c=M_{ном}$ от микроГЭС с частотной системой стабилизации

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

Более эффективно при двигательной нагрузке применение в микроГЭС токовых автобалластных систем. Их достоинством является высокое быстродействие, обеспечивающее отключение балластной нагрузки, на которую генератор работал до момента включения двигателя, практически в первый полупериод пускового тока АД. Токвая перегрузка статорных обмоток генератора в этом случае существенно меньше, чем при управлении автобалластом по частоте выходного напряжения, которая ввиду инерци-

онности вращающихся масс гидроагрегата, изменяется гораздо медленнее тока якоря генератора.

Иллюстрацией расчета переходного процесса пуска асинхронного двигателя от микроГЭС с токовой автобалластной системой служат кривые, показанные на рис.4.15. Расчет производился для параметров АД, соответствующих мощности 7,5 кВт при мощности синхронного генератора микроГЭС 12 кВт. Пуск двигателя осуществлялся на холостом ходу, а СГ снабжен системой фазового компаундирования возбуждения. Коэффициент саморегулирования гидротурбины пропеллерного типа равен - 0,86. Как видно из рис.4.15, пуск двигателя, в отличие от частотной схемы, сопровождается меньшей перегрузкой обмоток СГ по току, а время переходного процесса сокращается почти на 0,1 с. Большой пусковой ток АД вызывает немедленную форсировку возбуждения генератора, однако, его размагничивающее действие настолько велико, что напряжение генератора снижается до 0,52 от номинального значения. Следовательно, закон управления автобалластом мало влияет на максимальный провал напряжения генератора (некоторые различия в величине статорного тока генератора компенсируются соответствующим изменением тока возбуждения).

Более существенная разница в протекании переходного процесса в микроГЭС с токовым и частотным управлением проявляется после перехода АД точки критического скольжения. Объясняется это различной величиной электромагнитных и электромеханических постоянных времени электрических машин. В целом, токовая система регулирования автобалласта имеет определенные преимущества перед частотной, обеспечивая сокращение времени запуска АД на 20-25%. Недостатком токовой системы является зависимость частоты выходного напряжения микроГЭС от нагрузки АД, что объясняется изменением соотношения между активной и реактивной составляющими потребляемой двигателем мощности.

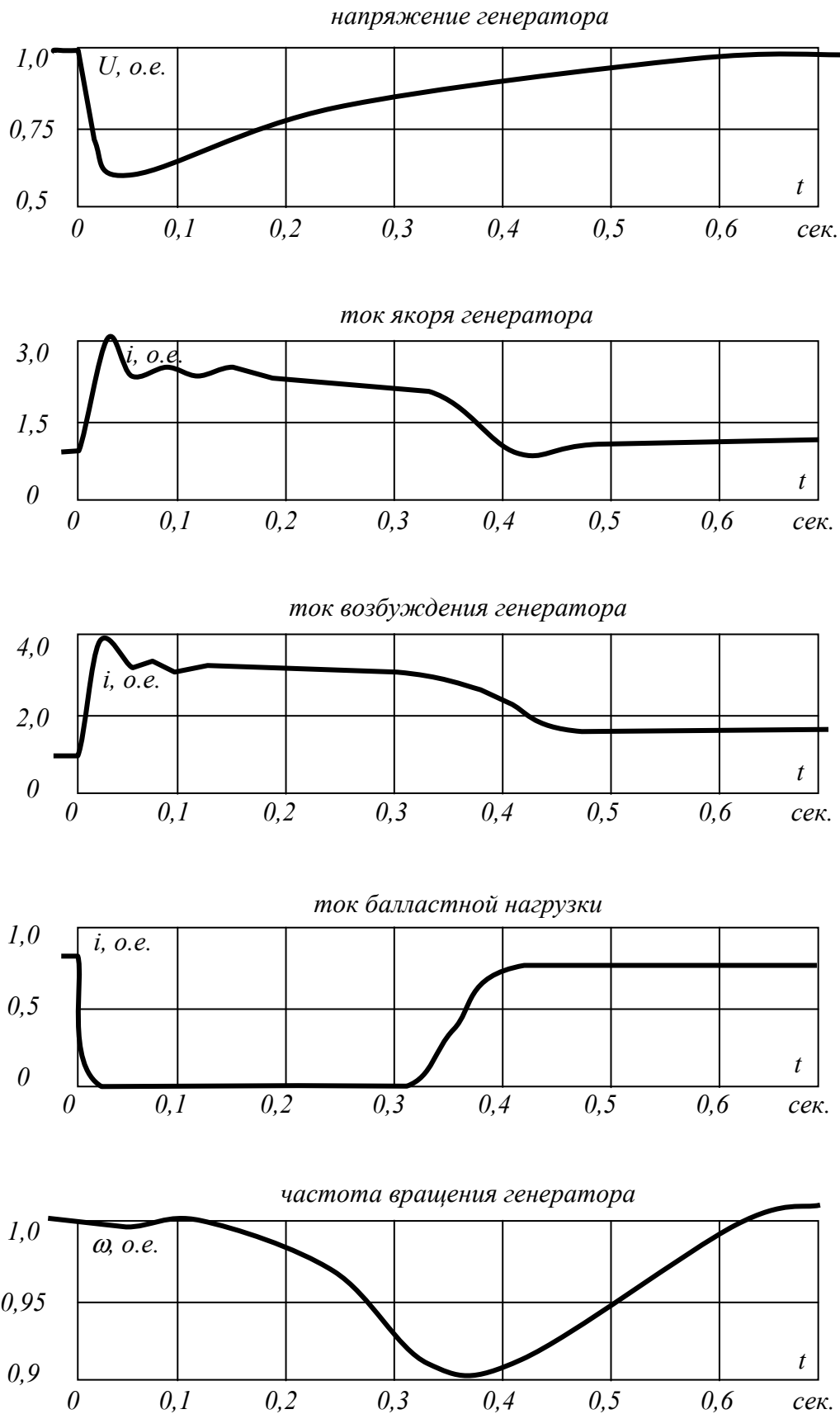


Рис.4.15 а) Переходный процесс пуска АД при $M_c=0$ от микроГЭС с токовой системой управления автобалластной нагрузкой

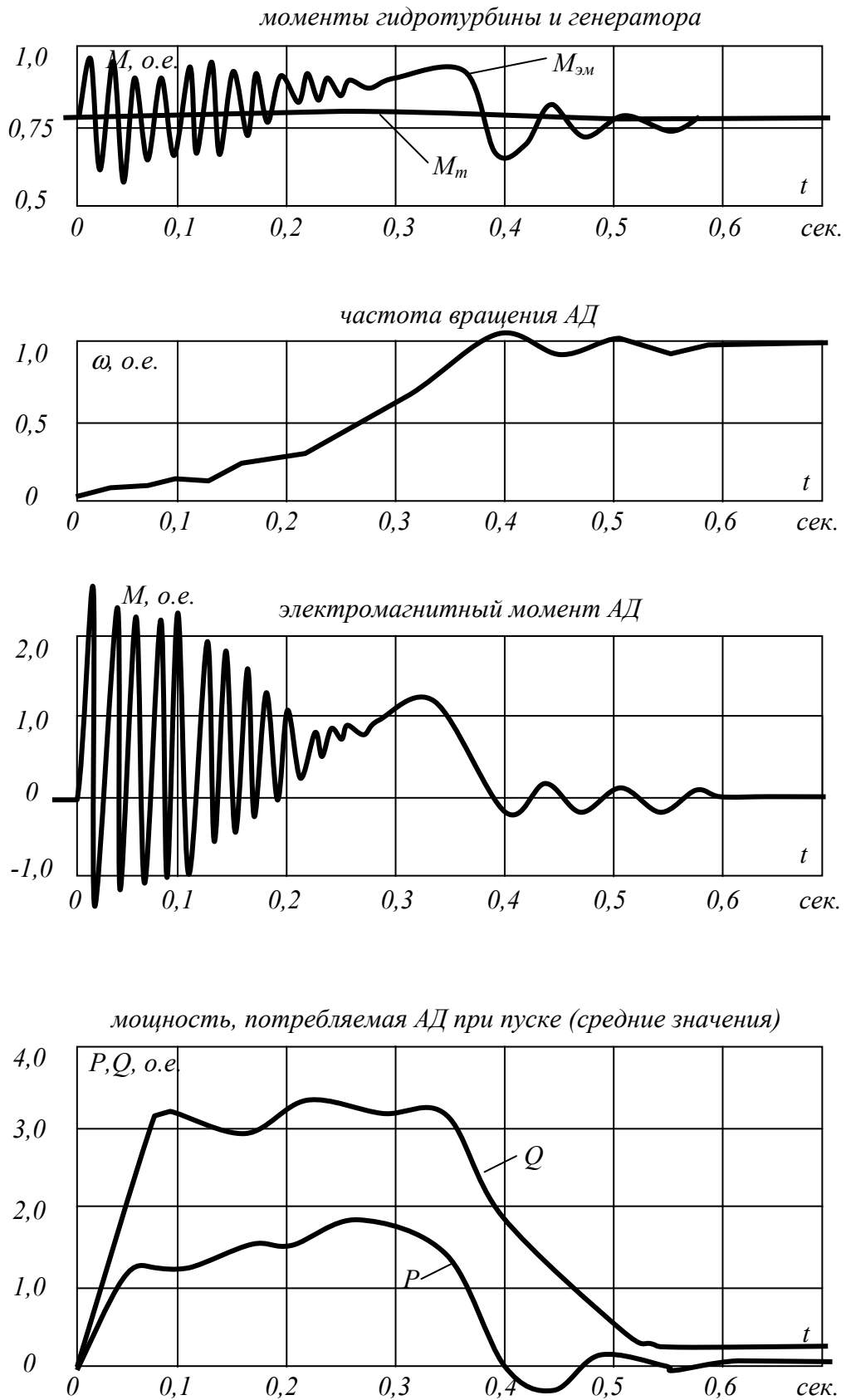


Рис.4.15 б) Переходный процесс пуска АД при $M_c=0$ от микроГЭС с токовой системой управления автобалластной нагрузкой

На рис.4.16 приведена осциллограмма запуска асинхронного двигателя типа 4А112М4У3 без нагрузки на валу от микроГЭС, построенной на основе синхронного генератора типа ЕСС-62-4У2 с токовой автобалластной системой и стандартной системой возбуждения. На осциллограмме показаны кривые тока балластной нагрузки i_b , подключаемой через мостовой полууправляемый выпрямитель, тока возбуждения генератора i_f , тока нагрузки i_n и генератора i_2 , выходного напряжения U_2 .

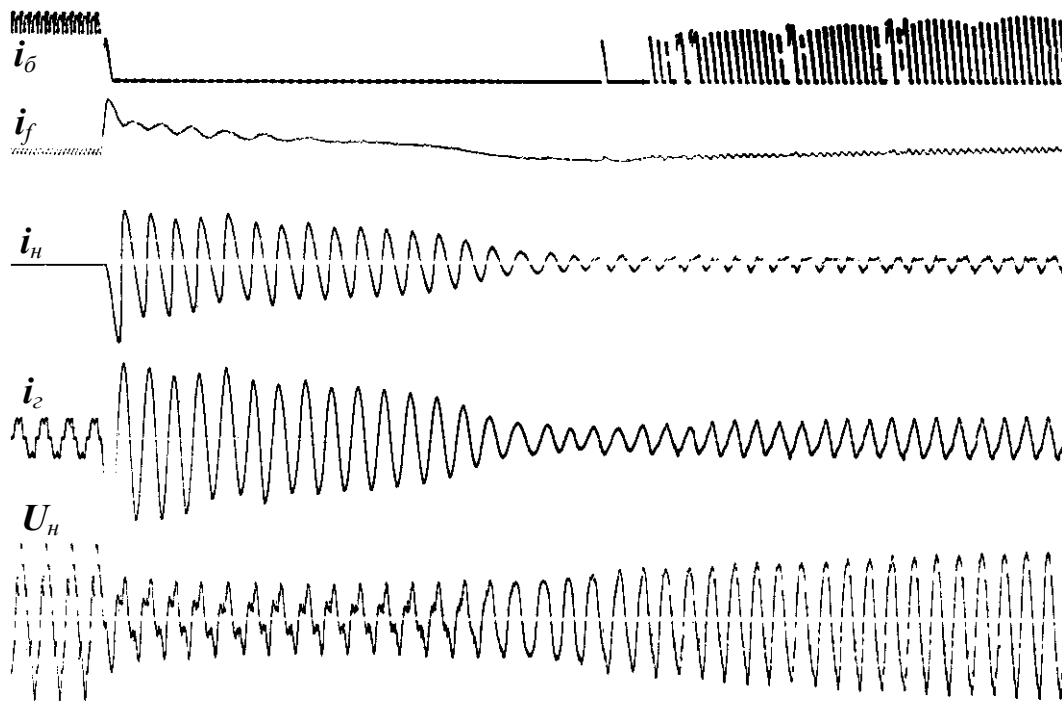


Рис.4.16 Переходные процессы пуска АД 4А112М4У3 при $M_c=0$ от микроГЭС с токовой системой стабилизации

U_n — напряжение на нагрузке; i_f — ток возбуждения; i_2 — ток генератора; i_n — ток нагрузки; i_b — ток балласта

Важным, с точки зрения обеспечения качества выходного напряжения микроГЭС, является определение предельной мощности АД прямой пуск которого не приводит к провалу напряжения больше допустимого. В соответствии с ГОСТ 21671-76 величина провала напряжения ограничивается 20 % для автономных энергоустановок мощностью до 30 кВт, что может быть принято и для микроГЭС.

Провал напряжения в значительной степени зависит от выбранной системы регулирования возбуждения и ее параметров. Результаты расчетов по определению предельной мощности АД с номинальным статическим моментом на валу, пуск которого сопровождается снижением напряжения СГ не более чем на 20 %, приведены в табл. 1.

Таблица 1

№	Система регулирования возбуждения СГ	Провал напряжения в % от номинального	Предельный коэффициент мощности АД, $P_{АД} / P_{СГ}$, %	
			частотная схема стабилизации	токовая схема стабилизации
1	Без регулятора возбуждения	20	4 ÷ 7	5 ÷ 9
2	Фазовое компаундирование		8 ÷ 12	8 ÷ 12
3	Регулятор пропорционального типа $k_{\phi} = 3,0$ $k_{\phi} = 4,0$ $k_{\phi} = 5,0$		16 ÷ 24	19 ÷ 26
		19 ÷ 28	23 ÷ 32	
		27 ÷ 30	29 ÷ 33	

Результаты расчетов показывают, что система фазового компаундирования обеспечивает прямой запуск АД мощностью не более 8-12 % от мощности генератора микроГЭС. Основной причиной этого является то, что система регулирования возбуждения настраивается на номинальный ток генератора, соответствующий его номинальной нагрузке в диапазоне коэффициента мощности 0,8-1. Пуск асинхронного двигателя сопровождается значительно большими значениями токов при меньших значениях коэффициента мощности.

Более эффективны регуляторы возбуждения, осуществляющие регулирование по отклонению напряжения. Из данных таблицы следует, что предельная мощность АД возрастает с увеличением коэффициента форсировки возбуждения k_{ϕ} и в несколько большей степени при автобалластной системе стабилизации с регулированием по току. Однако, увеличение коэффициента форсировки выше значений $k_{\phi} = 3,0-4,0$ с точки зрения ограничения провала напряжения, нецелесообразно из-за инерционности обмотки возбуждения генератора. Регулируемая автобалластная нагрузка оказывает положительное влияние на процесс форсировки возбуждения СГ. Это определяется тем, что ток возбуждения генератора микроГЭС при пуске АД начинает возрастать не со значения, соответствующего холостому ходу СГ, а с его номинального значения, соответствующего работе энергоустановки на балластную нагрузку. Соответственно, время форсировки тока возбуждения в автобалластных системах стабилизации меньше, чем в аналогичных синхронных машинах, работающих в обычных условиях.

Увеличение значений k_{ϕ} положительно сказывается на сокращении времени переходного процесса пуска и увеличении предельной мощности АД, если допускается снижение выходного напряжения электростанции в переходных режимах более чем на 20%. Исследования показали, что при

величине $k_{\phi} = 4,0$, предельная мощность АД, запускаемого с номинальным статическим моментом сопротивления на валу, составляет для частотной схемы стабилизации 30-34%, для токовой - 37-42% от мощности синхронного генератора микроГЭС. Напряжение генератора при этом снижается на 26-33%.

Значительно более легкие условия для пуска АД обеспечиваются при его работе на тяговую или вентиляторную нагрузки, а также при пуске на холостом ходу. В этом случае предельная мощность запускаемого двигателя ограничивается практически только мощностью, потребляемой двигателем в номинальном режиме работы. Для этого необходимо выполнение условий двух условий:

$$\frac{P_{АД}}{\eta} < P_{СГ}$$

$$\frac{P_{АД}}{\eta \cos \varphi_{АД}} < \frac{P_{СГ}}{\cos \varphi_{СГ}}$$

где $P_{АД}, \eta, \cos \varphi_{АД}$ - полезная мощность на валу, к.п.д. и коэффициент мощности АД; $P_{СГ}, \cos \varphi_{СГ}$ - активная мощность и расчетный коэффициент мощности синхронного генератора микроГЭС.

Наиболее полно требованиям системы электроснабжения, предназначенной для работы на АД соизмеримой мощности, отвечает микроГЭС с комбинированной автобалластной системой, содержащей токовый и частотный каналы. В этом случае достигаются высокое быстродействие, характерное для токовой системы, и возможность стабилизировать частоту напряжения микроГЭС при любых параметрах нагрузки.

Из-за различного быстродействия токовый и частотный каналы работают со сдвигом во времени. В качестве иллюстрации этих процессов на рис.4.17 приведена осциллограмма пуска АД типа 4А112М4УЗ с постоянным статическим моментом на валу, равным 0,6 номинального, от микроГЭС на базе генератора ЕСС-62-У2 с комбинированным управлением балластной нагрузкой и системой компаундирования возбуждения.

При включении АД сразу же закрываются вентили токового регулятора, реагирующего на пусковой ток i_n , и ток балласта $i_{бТ} = 0$. Система компаундирования форсирует ток возбуждения i_f . Балластная нагрузка частотного канала продолжает потреблять активную мощность и отключается по мере уменьшения частоты вращения гидроагрегата $i_{бЧ}$. После разгона АД ток в его обмотках уменьшается значительно быстрее, чем восстанавливается частота вращения гидроагрегата. В результате первой подключается балластная нагрузка токового канала $i_{бТ}$, а затем частотного $i_{бЧ}$. Провал напряжения генератора U_2 в момент пуска АД достигает в данном примере величины 36 % относительно номинального значения.

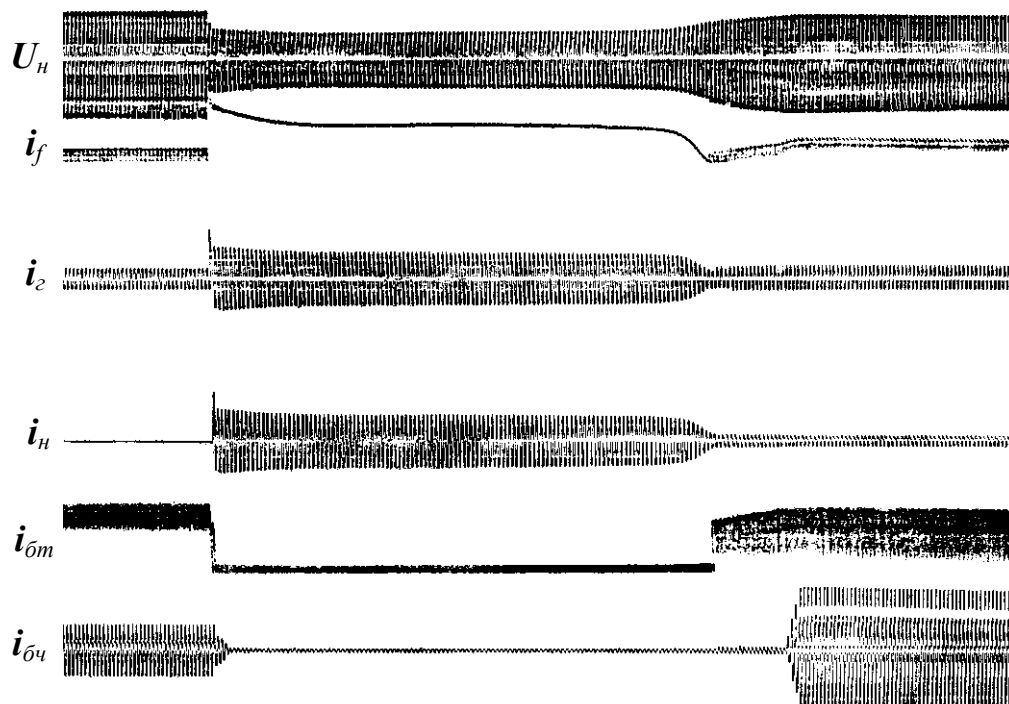


Рис.4.17 Переходные процессы пуска АД 4А112М4У3 при $M_c=0,6M_{ном}$ от микроГЭС с комбинированной системой стабилизации

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

Как показали исследования, для максимального использования хороших динамических качеств токового канала, мощности балласта тока и частоты следует распределять в отношении 4:1, что и имеет место в эксперименте, результаты которого показаны на рис.4.17. При таком распределении мощностей каналов управления, динамические свойства микроГЭС практически те же, что и с токовым автобалластом. Для сравнения на рис.4.18 приведена осциллограмма пуска АД при тех же условиях, что и в предыдущем эксперименте, но с токовой автобалластной системой.

Осциллограммы переходных процессов показывают, что время пуска АД и характер изменения электрических параметров СГ во время переходного процесса при токовом и комбинированном управлении АБН практически одинаковы. Наиболее существенным отличием рассматриваемых динамических режимов является выход энергоустановки на новый установившийся режим работы после разгона АД. В микроГЭС с токовой автобалластной системой частота вращения гидроагрегата устанавливается за счет эффекта саморегулирования системы. При комбинированном регулировании балласта, кроме эффекта саморегулирования, стабилизация частоты вращения происходит и за счет управления электромагнитным моментом сопротивления генератора. Поэтому в станциях с комбинированными системами стабилизации время восстановления частоты вращения

гидроагрегата меньше на 0,1-0,2 с., а точность стабилизации частоты существенно выше.

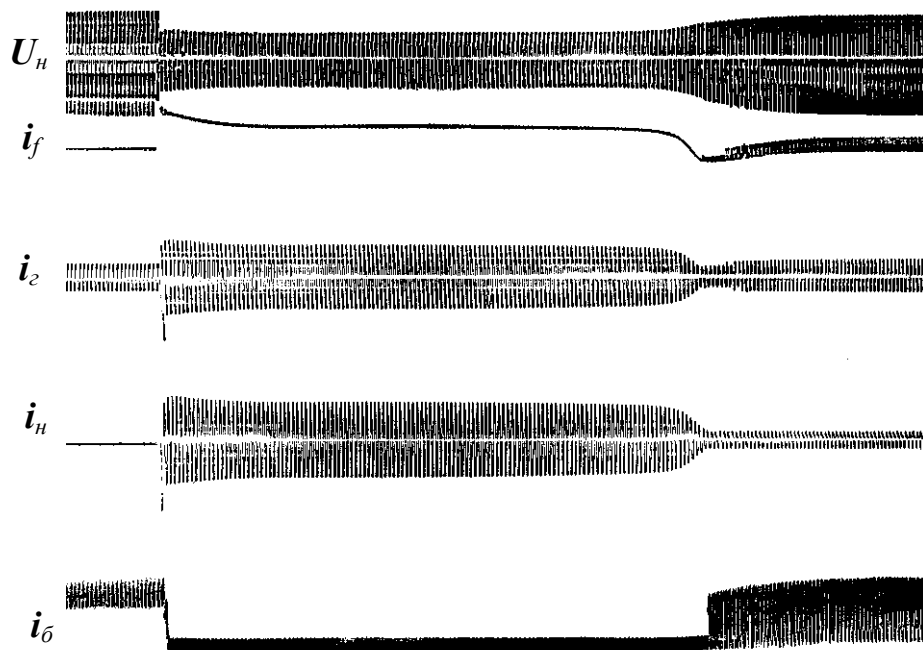


Рис.4.18 Переходные процессы пуска АД 4А112М4У3 при $M_c=0,6M_{ном}$ от микроГЭС с токовой системой стабилизации

U_n – напряжение на нагрузке; i_f – ток возбуждения; i_2 – ток генератора; i_n – ток нагрузки; i_6 – ток балласта

Исследования рабочих режимов микроГЭС на основе синхронного генератора позволяют сделать следующие выводы.

1. Математические модели микроГЭС, описанные в работе, позволяют с достаточной для практики точностью исследовать статические и динамические режимы работы станции при ее работе на пассивную активно-индуктивную и двигательную нагрузки. Модели реализованы в виде пакета программ и могут использоваться для оптимизации параметров гидроэлектростановки на стадии проектирования.

2. Автобалластное регулирование выходных электрических параметров микроГЭС обеспечивает хорошие динамические показатели автономной энергоустановки. Провал напряжения в момент наброса нагрузки уменьшается по сравнению с обычным СГ в 2-2,5 раза и не зависит от способа управления АБН.

3. Токковый способ управления балластом, благодаря более высокому быстродействию системы, обеспечивает лучшие параметры переходного процесса по сравнению с частотным способом, который приводит к токовой перегрузке якорной обмотки СГ в момент наброса нагрузки на 50-60 %.

4. С точки зрения статической устойчивости работы микроГЭС преимущества имеет частотнорегулируемая автобалластная система. Для обеспечения устойчивого режима работы станции с токовым управлением АБН необходимо применять СГ с независимым возбуждением или подбирать определенный закон управления тиристорами регулятора балласта или увеличивать установочную мощность гидротурбины в 2-2,5 раза.

5. Наиболее универсальным типом регулятора микроГЭС, придающим станции адаптивные свойства по отношению к любым возмущающим воздействиям, является комбинированная система стабилизации. Оптимальное соотношение мощности балластных нагрузок токового и частотного каналов выбирается из соотношения 4:1 для гидротурбин, работающих в режиме постоянной мощности. Если мощность гидротурбины может изменяться в процессе работы, то мощность частотного балласта должна рассчитываться на возможное изменение мощности привода.

6. При запуске асинхронного двигателя, автобалластная стабилизирующая система также играет положительную роль, но ее возможностей не достаточно, и существенное влияние на переходный процесс оказывает система регулирования возбуждения генератора. Максимальная мощность АД с номинальным статическим моментом на валу, запуск которого возможен от микроГЭС, не превышает 40 % от мощности станции. При тяговой или вентиляторной нагрузке АД, его предельная мощность ограничивается практически только мощностью, потребляемой двигателем в установившемся режиме работы.

5. Параллельная работа микроГЭС в локальной электрической сети

Одним из способов повышения эффективности микроГЭС является их объединение в автономную систему электроснабжения (АСЭС). Включение нескольких станций на параллельную работу позволяет повторно использовать энергию водяного потока, а увеличение числа потребителей выравняет график нагрузки энергосистемы.

Процесс включения микроГЭС на параллельную работу не отличается от общепринятого [12,15]:

- напряжение включаемого генератора должно быть равно напряжению уже работающего генератора;
- частоты генераторов должны быть одинаковыми;
- чередование фаз генераторов должно быть одинаковым;
- напряжение работающего и включаемого генераторов должны быть в фазе.

Эти требования должны строго выполняться для синхронных машин. Включение асинхронных генераторов на параллельную работу допускает большие отклонения напряжения и частоты от идеальных условий. Процесс синхронизации асинхронных генераторов при этом упрощается и снижается время на проведение операции. Для асинхронных генераторов с нерегулируемым емкостным возбуждением коэффициент саморегулирования находится в пределах 0,1-0,3. Коэффициент саморегулирования центробежных насосов, работающих в турбинном режиме, составляет $e_m = - (2,5 - 6,5)$, что обеспечивает большой запас устойчивости автономных микроГЭС и систем электроснабжения из нескольких установок, работающих на общую нагрузку. Требования максимального упрощения конструкции микроГЭС и ее обслуживания определяют выбор именно асинхронных электрических машин для построения локальной электрической сети.

5.1 Режимы работы станций с асинхронными генераторами

При объединении нескольких микроГЭС в локальную электрическую сеть возникает дополнительная проблема равномерной загрузки гидроагрегатов, работающих на общую нагрузку. На крупных электростанциях нагрузку между агрегатами обычно распределяют с помощью регулирования мощности приводных двигателей. В микроГЭС с нерегулируемыми

турбинами стабилизировать рабочий режим энергосистемы возможно только со стороны нагрузки.

Рассмотренные выше автобалластные системы стабилизации автономных микроГЭС дают основание предположить о возможности их применения при построении АСЭС. Создание унифицированной конструкции микроГЭС, способной работать как в автономном режиме, так и в составе локальной электрической сети, дает несомненные преимущества для более гибкого выбора возможного варианта электроснабжения с учетом географических особенностей места расположения станций, типа и характера нагрузок, требований к качеству генерируемой электроэнергии и т.д.

Возможны два основных варианта построения АСЭС на основе автобалластных систем стабилизации.

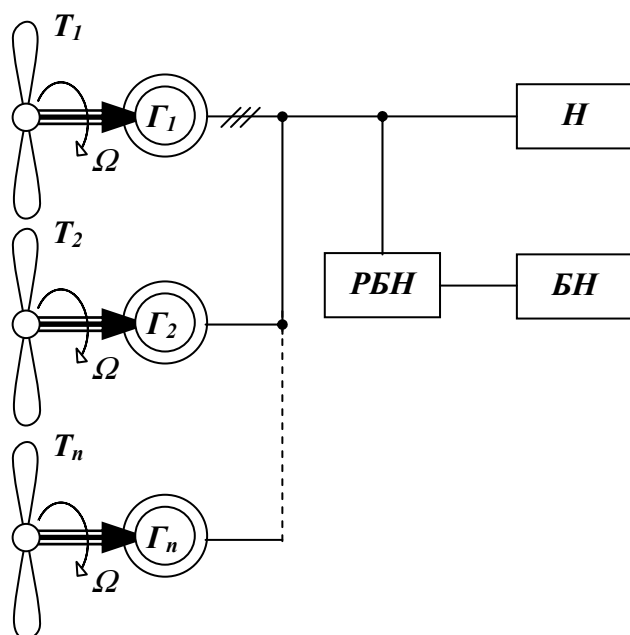


Рис.5.1 Структурная схема автономной системы электроснабжения с одним регулятором балластной нагрузки

В первом варианте гидроагрегаты $T_1 - Г_1, T_2 - Г_2, \dots, T_n - Г_n$ работают на общую нагрузку H , рис.5.1. Регулятор балластной нагрузки $РБН$ перераспределяет ток между полезной H и балластной нагрузками $БН$ так, чтобы суммарный ток, отдаваемый генераторами, был примерно постоянным. При такой схеме включения, регулятор балластной нагрузки аналогичен регуляторам для автономных режимов, и могут использоваться токовые и частотные

схемы стабилизации параметров. Распределение нагрузки между генераторами, в общем случае, будет зависеть только от соотношения их внутренних сопротивлений и погрешности стабилизации эквивалентной нагрузки всей системы.

Другой вариант параллельного включения микроГЭС предусматривает использование индивидуальных автобалластных систем. Этот вариант легко получить путем простого объединения действующих автономных станций (рис.5.2)

Проведенные исследования показали, что обеспечить устойчивый режим работы АСЭС при таком построении достаточно сложно. Различия в мощностях балластных нагрузок, коэффициентах усиления, постоянных времени и других параметрах стабилизирующих систем и гидроэлектроаг-

регатов приводят к изменениям суммарной нагрузки АСЭС в значительно более широких пределах, чем требуется для стабилизации рабочих режимов станции.

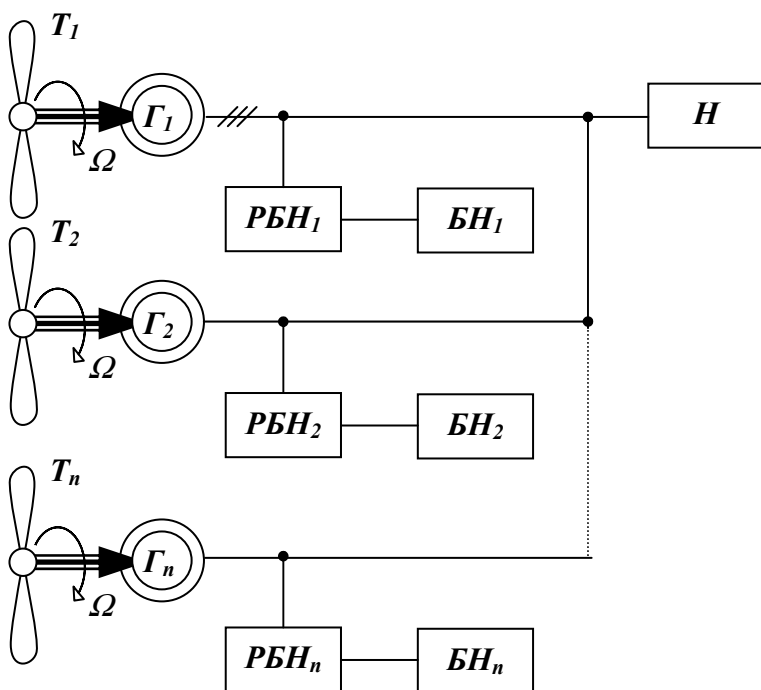


Рис.5.2 Структурная схема автономной системы электроснабжения с индивидуальными регуляторами балластной нагрузки

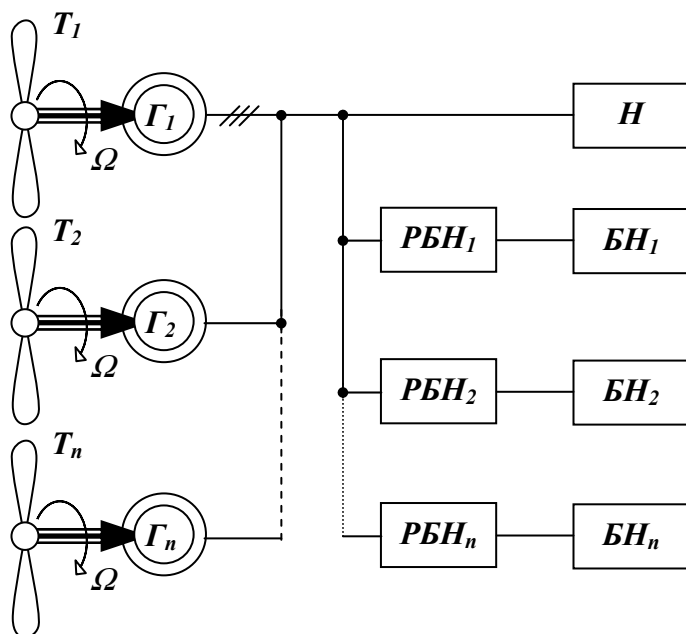


Рис.5.3 Структурная схема автономной системы электроснабжения с многоступенчатым регулятором балластной нагрузки

Перспективным способом подключения индивидуальных регуляторов балластных нагрузок является модификация первого варианта построения АСЭС (рис.5.3)

Особенностью данной схемы является возможность более гибкого регулирования мощности балласта. Если сочетать фазовое регулирование с дискретным включением дозированных ступеней балластной нагрузки, то фазовое регулирование будет осуществляться только на одной ступени балластной нагрузки, в то время, как остальные $(n - 1)$ ступеней будут коммутироваться тиристорными ключами. Ключевой режим работы большинства схем с тиристорными регуляторами практически не вносит искажений в форму тока и напряжения, а фазовое регулирование балластной нагрузки, рассчитанной не на всю мощность станции, а только на ее часть, приводит к уменьшению диапазона изменения суммарной эквивалентной нагрузки станции. Все это позволяет улучшить гармонический состав генерируемого

напряжения и повысить точность стабилизации его величины.

Применение в АСЭС асинхронных генераторов с емкостным возбуждением ограничивает возможности по регулированию возбуждения. При этом величина напряжения напрямую зависит от возможного диапазона изменения эквивалентной нагрузки станции.

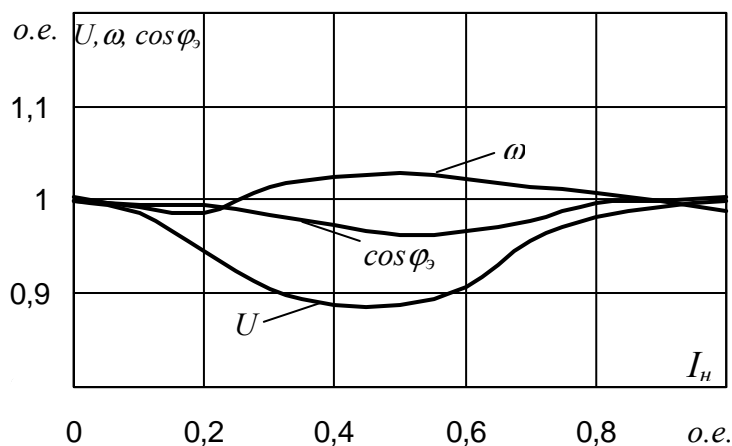


Рис.5.4 Зависимость выходных параметров АСЭС от тока полезной нагрузки ($\cos \varphi = \cos \varphi_0 = 1,0$)

На рис.5.4 приведены расчетные кривые изменения выходных электрических параметров АСЭС, построенной на базе двух гидроагрегатов равной мощности, при изменении полезной нагрузки от холостого хода до номинального значения. Номинальный коэффициент мощности полезной нагрузки $\cos \varphi = 1,0$, балластное сопротивление чисто активное.

Коэффициенты саморегулирования гидротурбин равны $e_{m1} = e_{m2} = -5,45$. В качестве регулятора использовались биполярные тиристорные ячейки, зависимость углов управления тиристорами которых описывается выражением:

$$\alpha = \pi \frac{I}{I_{ном}}, \text{ рад}$$

где $I, I_{ном}$ — текущее и номинальные значения тока полезной нагрузки.

Из рис.5.4 видно, что наибольшие отклонения выходных параметров относительно номинальных значений имеют место при 50% нагрузке АСЭС. Объясняется это тем, что в этом режиме эквивалентная нагрузка имеет ярко выраженный активно-индуктивный характер с минимально возможным значением $\cos \varphi_3$. Реактивная энергия, вырабатываемая батареей конденсаторов, расходуется при этом не только на возбуждение генератора, но и на покрытие индуктивной составляющей тока эквивалентной нагрузки. При неизменной величине емкости возбуждающих конденсаторов происходит уменьшение намагничивающих токов генераторов, приводящее к падению напряжения в сети. Это вызывает уменьшение тока полезной нагрузки, которое не в полной мере компенсируется током балластной нагрузки. В результате суммарный тормозной момент генераторов уменьшается, и гидроагрегаты разгоняются. Получается замкнутая система регулирования с положительной обратной связью.

Погрешность стабилизации в данном случае составляет $\pm 12,1 \%$ для напряжения и $\pm 3,5 \%$ - для частоты относительно номинальных значений.

Ослабить положительную обратную связь позволяет введение в закон управления вентилями регулятора коррекции по напряжению:

$$\alpha = \pi \frac{I}{I_{ном}} \cdot \frac{U_{ном}}{U}, \text{ рад}$$

Погрешность стабилизации напряжения при этом уменьшается до значений $\pm 9,0 \%$, по частоте до значений $\pm 2,5 \%$.

Введение канала регулирования возбуждения генераторов может повысить точность стабилизации напряжения в АСЭС. Но возможности по регулированию напряжения асинхронных машин сильно ограничены. При использовании в качестве источника реактивной мощности полупроводниковых преобразователей происходит значительное усложнение и удорожание установки. Конденсаторы с нелинейной емкостью (вариконды) имеют значительно худшие массо-габаритные показатели в сравнении с обычными и ограниченный диапазон рабочих температур. К тому же их параметры сильно зависят от постоянной и переменной составляющих напряжения, что отрицательно сказывается при их совместной работе с тиристорными регуляторами в якорной цепи генератора.

Более эффективен способ регулирования напряжения асинхронного генератора путем подмагничивания спинки статора. Для этого на статоре электрической машины укладывается дополнительная обмотка постоянного тока. При изменении тока подмагничивания меняется степень насыщения сердечника статора и соответственно положение кривой намагничивания. Обычно ток подмагничивания максимален в режиме холостого хода и уменьшается с увеличением нагрузки. В качестве одного из вариантов формирования тока подмагничивания возможно использование постоянной составляющей тока балластной нагрузки. Очевидно, что этот способ регулирования напряжения асинхронного генератора требует специальной конструкции электрической машины, значительно усложняет и удорожает общую схему установки.

Способ искусственного формирования механической характеристики генератора для повышения точности стабилизации, используемый в автономных микроГЭС на базе синхронного генератора, в данном случае эффекта не дает, так как при одноканальном регулировании обеспечить неизменность величины и характера эквивалентной нагрузки практически невозможно.

На рис.5.5 представлены экспериментальные зависимости изменения выходных электрических параметров микроГЭС, построенной на основе асинхронной машины 4А112М4У3 ($P = 5,5 \text{ кВт}$, к.п.д. = 0,855, $\cos\varphi_{ном} = 0,85$), с приводом от двигателя постоянного тока, жесткость механической характеристики которого соответствует $e_m = - 3.75$. Мощность полезной и балластной нагрузок равнялась 4,5 кВт, регулирование балластной нагрузки осуществлялось вручную при помощи биполярных тиристорных ячеек

путем подачи запирающего напряжения на схему сравнения. Величина емкости возбуждающих конденсаторов, соединенных в звезду, составляла 101 мкФ/фазу.

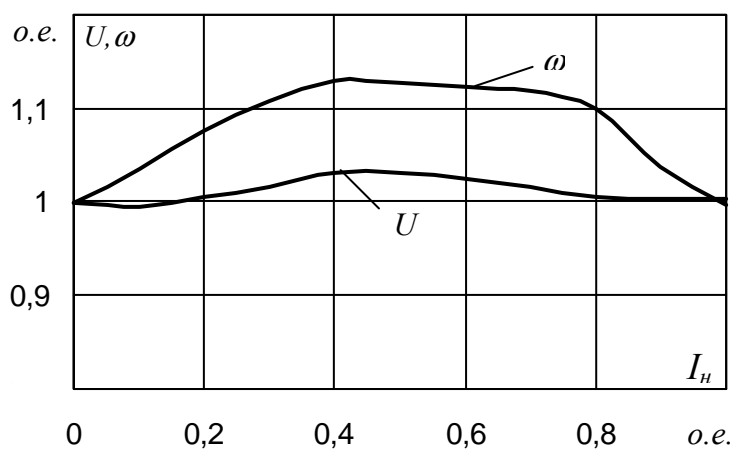


Рис. 5.5 Выходные параметры АСЭС при оптимальном законе управления тиристорами РБН

Оптимальный закон управления тиристорами регулятора в эксперименте формировался из условия минимально возможного отклонения величины напряжения от номинального. При этом удается обеспечить стабилизацию напряжения с погрешностью не более $\pm 3\%$, однако отклонение частоты вращения генератора возрастает до 14 %.

Одним из факторов, оказывающих существенное влияние на отклонение величины и характера эквивалентной нагрузки от номинальных значений (соответственно величины и частоты генерируемого напряжения), является величина балластного сопротивления. На рис. 5.6 показаны зависимости отклонений параметров генерируемого напряжения и коэффициента мощности эквивалентной нагрузки от величины полезной нагрузки. Наиболее характерными для оценки качества регулирования параметров микроГЭС являются режим холостого хода, когда станция работает только на R_6 , и режимы, близкие к 50% нагрузке, что соответствует максимальной погрешности стабилизации эквивалентного сопротивления. В рассматриваемом примере АСЭС построена на базе двух асинхронных генераторов одинаковой мощности 5,5 кВт, коэффициенты саморегулирования приводов одинаковы и равны $e_{m1} = e_{m2} = -5,45$, Номинальный коэффициент мощности полезной нагрузки $\cos\varphi_n = 0,8$. Балластная нагрузка чисто активная $\cos\varphi_6 = 1,0$.

Величина балластного сопротивления выбиралась из соображений равенства активной мощности в номинальном режиме и режиме холостого хода. Переменная величина полезной активно-индуктивной нагрузки вызывает изменение коэффициента мощности эквивалентной нагрузки от $\cos\varphi_n = 0,8$ до $\cos\varphi_6 = 1,0$. Так как величина возбуждающих емкостей генераторов во всех режимах остается неизменной, токи генераторов в режиме холостого хода возрастают более чем на 20% в сравнении с номинальными. Для ограничения токовых перегрузок якорных обмоток генераторов, работающих на активно-индуктивную нагрузку, целесообразно уменьшать загрузку машин в номинальном режиме на 15-20%, т.е. величина балласт-

ного сопротивления должна выбираться на 20-25 % больше номинального сопротивления полезной нагрузки.

Важной особенностью параллельной работы асинхронных генераторов с приводом от гидротурбин соизмеримой мощности является зависимость распределения загрузки между ними от жесткости механических характеристик.

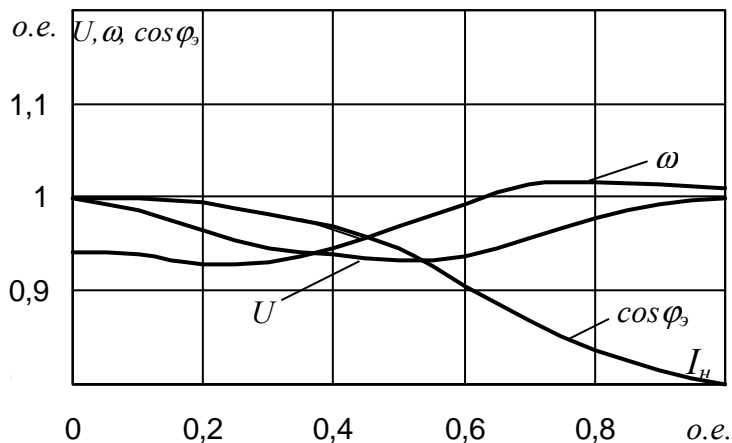


Рис.5.6 Зависимость выходных параметров АСЭС от тока полезной нагрузки ($\cos \varphi_n = 0,8$; $\cos \varphi_6 = 1,0$)

номальном режиме, соответствующим на рис.5.7 значению Ω_n , моменты, развиваемые турбинами, равны $M_1 = M_2 = M_n$.

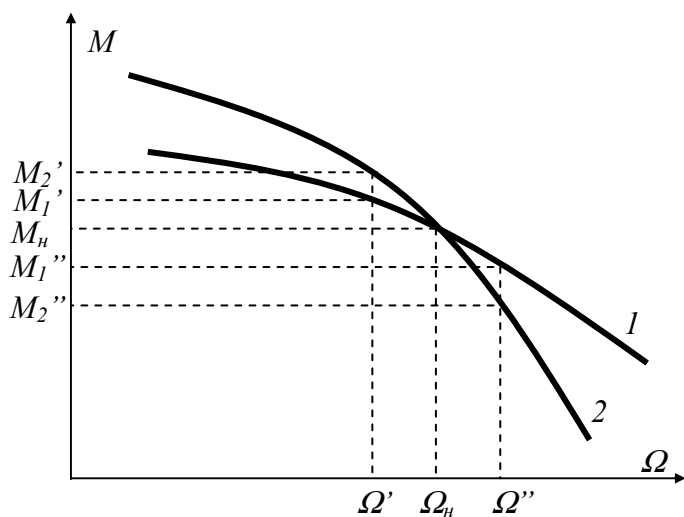


Рис.5.7 Распределение нагрузки между двумя параллельно работающими гидроагрегатами при изменении частоты вращения

В качестве примера рассмотрим случай, когда мощности турбин в номинальном режиме равны, но их коэффициенты саморегулирования различны. Этому соответствуют зависимости $M_{mi} = f(\Omega_i)$, представленные на рис.5.7. Если пренебречь скольжением генераторов, то можно считать, что гидроагрегаты имеют одинаковую частоту вращения. Тогда в номинальном режиме, соответствующим на рис.5.7 значению Ω_n , моменты, развиваемые турбинами, равны $M_1 = M_2 = M_n$.

При изменении нагрузки рассматриваемой системы, моменты приводных двигателей также изменяются. Это приводит к смещению рабочих точек на характеристиках гидротурбин. Величину изменения моментов каждого гидроагрегата можно определить по формулам:

$$\Delta M_1 = M_n \pm \Delta \Omega \cdot \text{tg} \gamma_1$$

$$\Delta M_2 = M_n \pm \Delta \Omega \cdot \text{tg} \gamma_2$$

где γ_1, γ_2 — углы наклона касательных к механическим характеристикам турбин в номинальной точке.

Тогда для нового значения частоты вращения разница между моментами турбин составит:

$$\Delta M = |\Delta \Omega \cdot (e_{m1} - e_{m2})|$$

По этой формуле можно приближенно оценить распределение нагрузки между энергоустановками в зависимости от погрешности стабилизации частоты вращения АСЭС. Например, для генераторов одинаковой мощности, работающих от гидротурбин, разница в коэффициентах саморегулирования которых составляет $\Delta e / e = 3.0$, а максимальная погрешность стабилизации частоты вращения $\Delta \omega = 5\%$, неравномерность загрузки составит 15 %.

Отметим, что наиболее опасным режимом АСЭС с точки зрения загрузки генераторов, является уменьшение частоты вращения в сравнении с номинальной. Так как снижение частоты вращения связано с увеличением суммарной нагрузки параллельно работающих генераторов, большая разность в коэффициентах саморегулирования приводных турбин может привести к значительной перегрузке обмоток электрической машины по току. Для исключения подобных случаев важное значение имеет правильный выбор величины балластного сопротивления, с помощью которого можно смещать регулировочную характеристику эквивалентной нагрузки, обеспечивая наиболее предпочтительные статические режимы работы АСЭС во всем диапазоне изменения полезной нагрузки.

Очевидно, что для обеспечения равномерного распределения нагрузки между параллельно работающими генераторами, необходимо выбирать гидродвигатели с близкими коэффициентами саморегулирования, а величину балластных сопротивлений с учетом характера изменения полезной нагрузки и приведенными выше рекомендациями.

При применении частотных схем регулирования для стабилизации режимов параллельно работающих асинхронных генераторов, параметры стабилизирующих систем могут выбираться в соответствии с рекомендациями для аналогичных систем автономных микроГЭС. Особенностью же работы АСЭС с асинхронными генераторами будет то, что частота генерируемого напряжения будет отличаться от частот вращения роторов электрических машин на величину скольжения.

Анализ режимов работы станций с асинхронными генераторами позволяет сделать следующие выводы:

- Распределение нагрузки между генераторами электростанций зависит от значений коэффициентов саморегулирования приводных гидротурбин и диапазона изменения эквивалентной нагрузки станции.
- Погрешность стабилизации напряжения параллельно работающих асинхронных генераторов определяется отклонением эквивалентной нагрузки от номинальных значений и в общем случае соответствует аналогичным значениям для автономных станций

5.2 Особенности переходных режимов в локальной электрической сети

Характер переходных процессов в локальной электрической сети, вызванных изменением нагрузки, в общем случае аналогичен переходным процессам в автономной микроГЭС. Однако наличие в системе электропитания нескольких источников питания привносит в него некоторые особенности.

При токовой системе стабилизации выходных электрических параметров станции обеспечивается практически безынерционное регулирование балластной нагрузки, благодаря чему, электромагнитные переходные процессы в АСЭС протекают практически мгновенно и заканчиваются в пределах одного полупериода генерируемого напряжения. Характер же протекания электромеханических переходных процессов зависит от трех основных факторов:

- Разницы в величине и характере суммарной эквивалентной нагрузки АСЭС до и после окончания электромагнитного переходного процесса;
- Жесткости механических характеристик гидротурбин всех гидроагрегатов;
- Инерционной постоянной вращающихся частей каждого энергоблока.

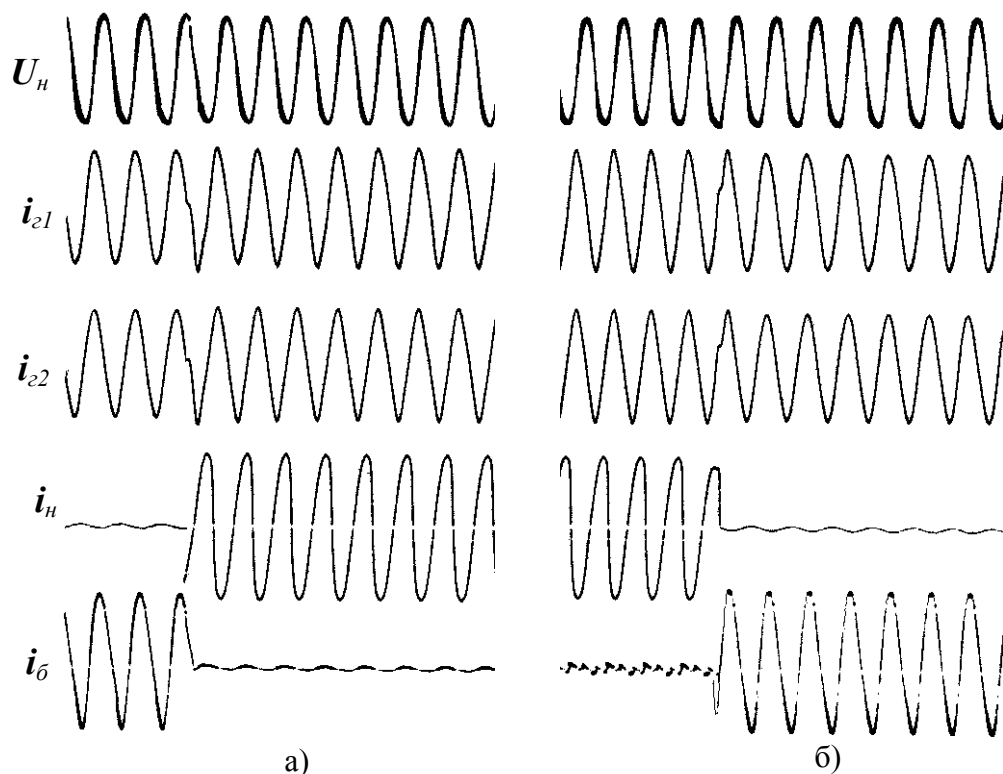


Рис.5.8 Переходные процессы внезапного изменения нагрузки в АСЭС с регулированием по току

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

U_n – напряжение на нагрузке; i_{21} , i_{22} – токи генераторов; i_n – ток нагрузки; i_6 – ток балласта

Начальным фактором, вызывающим электромеханический переходный процесс в АСЭС является погрешность стабилизации суммарной эквивалентной нагрузки. Если величина и характер эквивалентной нагрузки АСЭС, после отработки токовым каналом регулирования возмущающего воздействия в системе, не изменятся, то электромеханического процесса вообще не будет.

На рис.5.8 изображены осциллограммы переходных процессов сброса и наброса полной нагрузки в АСЭС, содержащей два источника питания: асинхронные генераторы мощностью 5,5 и 11,0 кВт, с коэффициентами саморегулирования приводов $e_{m1} = -2,5$ и $e_{m2} = -5,45$ соответственно. Номинальный коэффициент мощности полезной нагрузки $\cos\varphi_n = 1,0$, балластные сопротивления чисто активные $\cos\varphi_6 = 1,0$.

После включения (отключения) полезной нагрузки, токовая система стабилизации формирует управляющий сигнал на тиристоры регулятора, коммутация которых отключает (подключает) балластные сопротивления. Так как величина и характер номинальной полезной и балластной нагрузок в рассматриваемом опыте одинаковы, значения токов генераторов, величина и частота напряжения практически не изменяются.

Если же эквивалентная нагрузка стабилизируется с погрешностью, то после окончания электромагнитного переходного процесса начинается электромеханический. На рис.5.9 представлены осциллограммы переходных процессов в АСЭС, вызванные внезапным изменением полезной нагрузки. Параметры АСЭС такие же, как в предыдущем примере, только $\cos\varphi_n = 0,8$.

На рис.5.9 хорошо видны различия в протекании электромагнитного и электромеханического переходных процессов. И если электромагнитный процесс, так же как и в предыдущем примере, протекает практически мгновенно, то электромеханический переходный процесс протекает значительно более длительное время, в течение которого АСЭС выходит на новый установившийся режим. Так как, потребляемая эквивалентной нагрузкой активная мощность (соответственно и момент сопротивления генераторов), в новом установившемся режиме АСЭС становятся другими, это приводит к изменению частоты вращения генераторов и перераспределению нагрузки между гидроагрегатами (согласно рис.5.7). Причем момент сопротивления (соответственно и ток в якорных обмотках) генератора, имеющего более жесткую механическую характеристику привода, изменится на большую величину. Время выхода установки на новый установившийся режим, т.е. длительность электромеханического переходного процесса, напрямую зависит от инерционных постоянных вращающихся частей гидроагрегатов. Так как момент инерции гидроагрегата пропорционален его мощности, то общая длительность электромеханических переходных процессов в АСЭС, будет определяться инерционной постоянной вращающихся частей самого крупного гидроагрегата в системе.

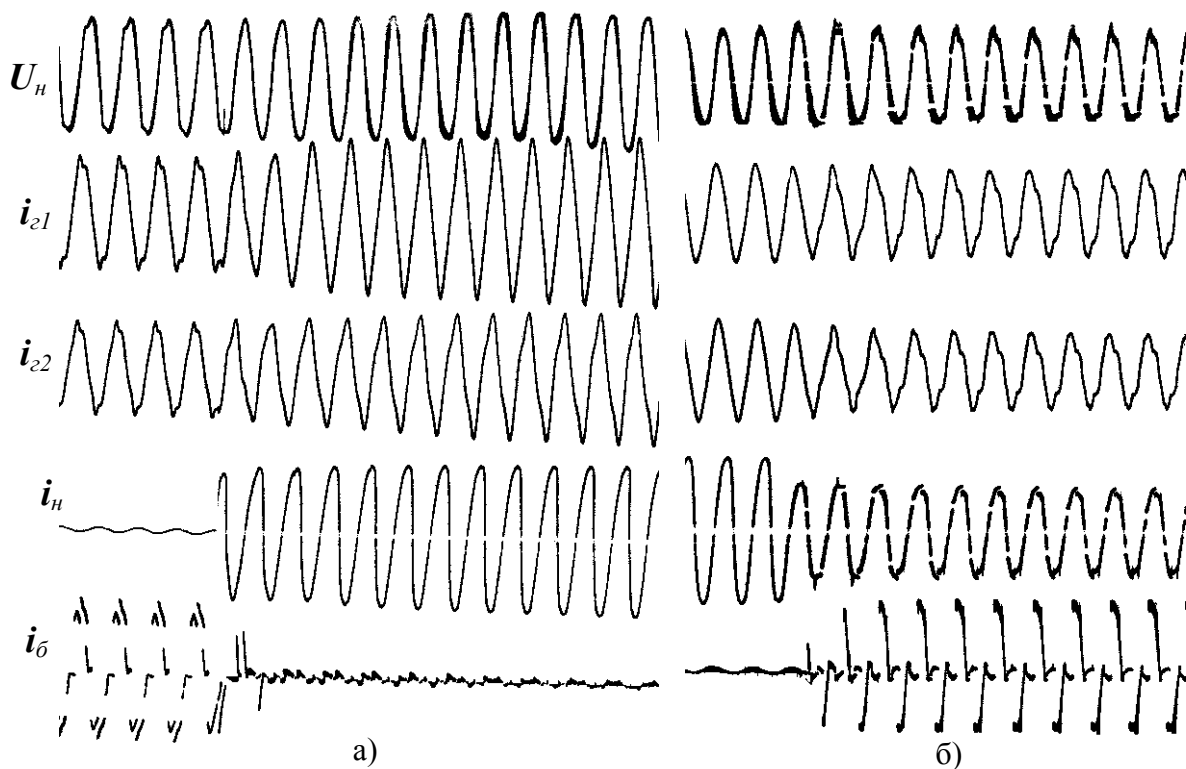


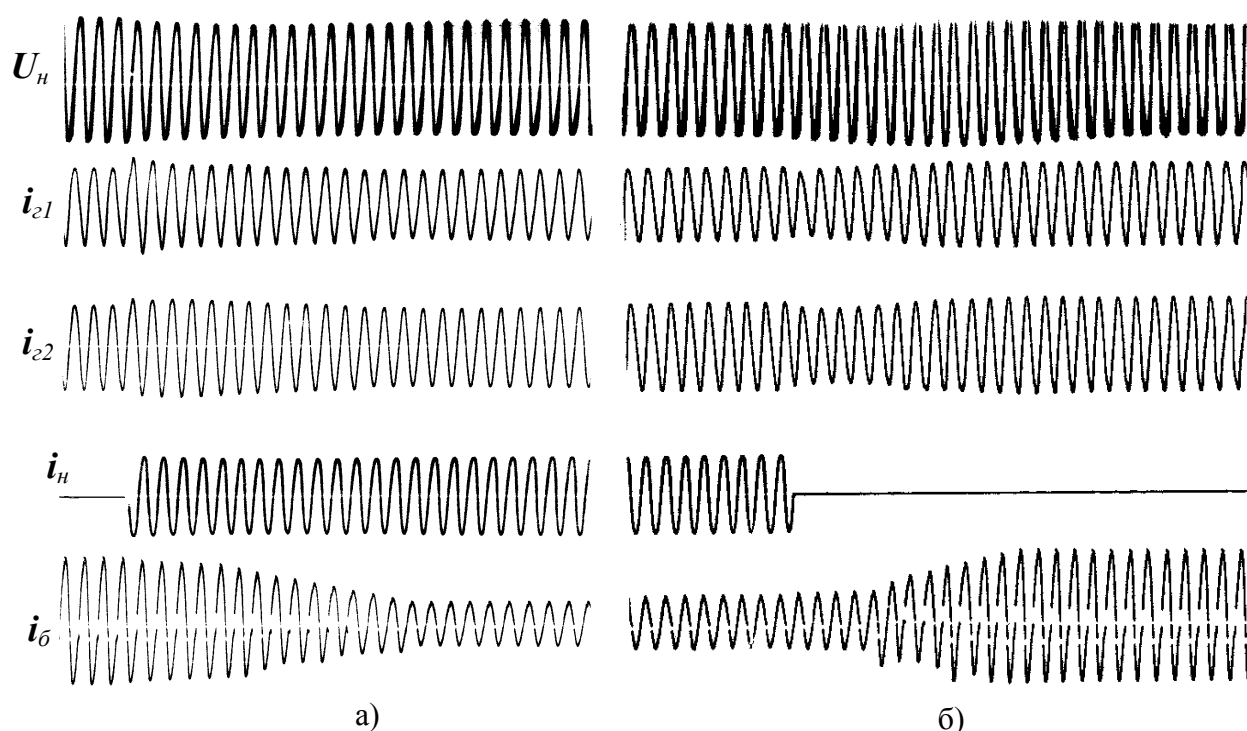
Рис.5.9 Переходные процессы внезапного изменения нагрузки в АСЭС с регулированием по току ($\cos \varphi_n = 0,8$)
 а) – наброс 100 % нагрузки; б) – сброс 40 % нагрузки
 U_n – напряжение на нагрузке; i_{21}, i_{22} – токи генераторов; i_n – ток нагрузки; i_6 – ток балласта

Интересной особенностью параллельного соединения нескольких генераторов, работающих на общую нагрузку, является то, что их момент инерции всегда будет меньше, чем инерционная постоянная одного генератора, работающего на ту же нагрузку. В табл.2 приведены типичные соотношения моментов инерции маховых масс электроустановок для ряда установленных мощностей микроГЭС при различном количестве параллельно работающих гидроагрегатов N . Из табл.2 видно, что с увеличением числа электроустановок, входящих в локальную электрическую сеть, общая длительность электромеханического переходного процесса в АСЭС будет значительно меньше, чем в автономной микроГЭС той же мощности.

Таблица 2

Р, кВт		33	55	110	250
J. кг*м ²	N= 1	0,93	3,4	4,5	6,0
	N= 2	0,24	0,6	3,4	4,6
	N= 3	0,11	0,26	0,93	3,8

Частотные схемы регулирования также могут быть использованы для стабилизации режимов работы АСЭС. Выбор параметров регулятора частоты должен быть произведен в соответствии с рекомендациями для автономных микроГЭС. Особенностью переходных процессов в АСЭС при частотном управлении является одновременное протекание процессов регулирования (изменения) балластной нагрузки и распределение загрузки параллельно работающим генераторов. Если при токовом управлении, величина балластной нагрузки во время электромеханического переходного процесса практически не изменяется, то при частотном регулировании она



*Рис.5.10 Переходные процессы внезапного изменения нагрузки в АСЭС с регулированием по частоте
а) – наброс 50 % нагрузки; б) – сброс 50 % нагрузки*

U_n – напряжение на нагрузке; i_{21} , i_{22} – токи генераторов; i_n – ток нагрузки; i_6 – ток балласта

изменяется во время всего переходного процесса. А так как процесс распределения нагрузки между параллельно работающими генераторами может быть завершён только после выхода АСЭС на новый установившийся режим, он будет продолжаться, пока эквивалентная нагрузка энергосистемы не стабилизируется. При этом, если параллельно работающие генераторы имеют различные моменты инерции, то генератор с меньшей инерционной постоянной может качаться около положения равновесия. Такие колебания приводят к модуляции генерируемого напряжения, однако при реальных соотношениях параметров электрических машин они незначи-

тельны (не более 10 %) и не представляют опасности ни для нагрузки, ни для электрической машины.

На рис.5.10 изображены осциллограммы переходных процессов внезапного изменения полезной нагрузки при частотной системе стабилизации параметров станции. АСЭС содержит два асинхронных генератора мощностью 5,5 и 11,0 кВт, с коэффициентами саморегулирования приводов $-2,5$ и $-5,45$ соответственно. Инерционные постоянные вращающихся частей гидроагрегатов 0,0075 и 0,023 кг/м² соответственно.

Осциллограммы иллюстрируют непосредственное влияние регулятора балластной нагрузки на процесс токораспределения в генераторах, который продолжается во время всего переходного процесса. После того, как эквивалентная нагрузка станции принимает новое установившееся значение, рабочий режим АСЭС быстро стабилизируется.

Результаты исследований параллельной работы микроГЭС позволяют сформулировать следующие выводы.

Параллельная работа асинхронных генераторов микроГЭС с напорными трубопроводами и автобалластными системами стабилизации напряжения возможна без применения специальных устройств, выравнивающих нагрузку системы.

Для обеспечения равномерной загрузки параллельно работающих генераторов необходимо выбирать приводные гидротурбины с возможно более близкими коэффициентами саморегулирования

Для ограничения перегрузок по току обмоток генераторов целесообразно увеличивать сопротивление балластной нагрузки на 20-30% относительно номинального сопротивления полезной нагрузки.

Наличие в составе АСЭС нескольких генераторов позволяет уменьшить искажения формы выходного напряжения генераторов за счет изменения параметров эквивалентного генератора по сравнению с автономной энергоустановкой на 13-15%, а также несколько повысить точность стабилизации выходного напряжения за счет большей стабильности эквивалентной нагрузки АСЭС, состоящей из микроГЭС с индивидуальными регуляторами балластных нагрузок.

Длительность электромеханических переходных процессов в локальной электрической сети меньше времени протекания аналогичных процессов в автономной станции соизмеримой мощности.

Литература

1. Патент 0098047 (ЕПВ). Электрическая система регулирования.
2. Патент 2548845 (Фр.). Способ и устройство стабилизации частоты переменного тока в автономном генераторе с переменным режимом нагрузки, приводимым в действие природным потоком.
3. Патент 2909069 (ФРГ). Способ и устройство для подсоединения и отсоединения нагрузки в условиях неполной нагрузки преобразователя ветряной энергии.
4. Патент 4511807 (США) Регулирующая система для электрического генератора.
5. Патент 4095120 (США). Регулирование нагрузки электрических генераторов с ветряным приводом.
6. Патент 456330 (США). Способ регулирования генератора и/или устройство для регулирования генератора.
7. Патент 4417194 (США). Асинхронная генераторная система с переключаемым емкостным регулированием.
8. Шехтман М. Г. Работа генератора на выпрямительную нагрузку Труды ЛПИ, №3, 1940.
9. Кажинский Б.Б. Гидроэлектрические и ветроэлектрические станции малой мощности. - М.: Госпланиздат, 1946.-135 с.
10. Папалекси Н.Д. О процессах в цепи переменного тока, содержащей электрический вентиль. /Собрание трудов.- Изд-во АН СССР, 1948.- 426 с.
11. Алябьев М.И. Параметры и переходные режимы синхронной машины. - Л.: Изд-во "Военно-морской академии кораблестроения и вооружения им. А.Н.Крылова", 1953.-440с.
12. Веников В.А. Электромеханические переходные процессы в электрических системах. - М.-Л.: Госэнергоиздат, 1958.- 488 с.
13. Загорский В.Г. Исследование пуска асинхронных короткозамкнутых двигателей от генераторов соизмеримой мощности. Львов, 1958. - 51 с.
14. Конкордия Ч. Синхронные машины. Переходные и установившиеся процессы. -М.-Л.: Госэнергоиздат, 1959. -270с.
15. Кимбарк Э. Синхронные машины и устойчивость электрических систем.- М.-Л.: Госэнергоиздат, 1960. - 390с.
16. Глебов И.А. Системы возбуждения синхронных генераторов с управляемыми преобразователями.-М.: Изд-во АН СССР, 1960. - 332 с.
17. Соколов Д.Я. Использование водной энергии.- М.: Машгиз, 1960. - 343 с.
18. Поссе А.В. Обоснование замены выпрямителя эквивалентным генератором для расчета переходных процессов. /Изв. АН СССР "Энергетика и транспорт", 1965, №4.

Литература

19. Нейман Л.Р., Поссе А.В., Слоним М.А. и др. Метод расчета переходных процессов в цепях, содержащих вентильные преобразователи, индуктивности и ЭДС. *Электричество*, 1966, №12.
20. Копылов И.П., Мамедов Ф.А., Беспалов В.Я. Математическое моделирование асинхронных машин. - М.: Энергия, 1969. - 97 с.
21. Сипайлов Г.А., Лоос А.В. Математическое моделирование электрических машин. - М.: Высшая школа, 1970. - 176с.
22. Пивоваров В.А. Проектирование и расчет систем регулирования гидротурбин. - Л.: Машиностроение, 1973. - 273 с.
23. Вольдек А. И. Электрические машины. - М.: Энергия, 1974. - 832 с
24. Квятковский В.Р. и др. Малые гидротурбины – М., Машгиз, 1950, 268 с.
25. Проектирование электрических машин. Под ред. И.П. Копылова. - М.: Энергия, 1980. - 496 с.
26. Балагуров В.А. Проектирование специальных электрических машин переменного тока. - М.: Высшая школа, 1982.
27. Alp.Partnun, St.Antonien. МикроГЭС. Hassler Erwin, Elektrotechnik, Schweiz, 1985, 36, № 12, p 49-51.
28. Карелин В.Я., Волшаник В.В. Сооружения и оборудование малых гидроэлектростанций. - М.: Энергоатомиздат, 1986. - 199 с.
29. Лопастные насосы: Справочник. Под общ. ред. В.А. Зимницкого и В.А. Умова. - Л.: Машиностроение. Ленингр. отд-е, 1986. - 334 с.
30. Оборудование для малых ГЭС. "Int. Water Power and Dam Const." 1986, 38, №4, 41-50.
31. Лукутин Б.В., Сипайлов Г.А. Использование механической энергии возобновляемых природных источников для электроснабжения автономных потребителей. Фрунзе.: Илим, 1987. - 135 с.
32. А.с. 1305429 (СССР). Микрогидроэлектростанция. Лукутин Б.В., Обухов С.Г. Оpubл. в Б.И. Бюлл. № 17, 1987
33. Лукутин Б.В. Способы стабилизации параметров электроэнергии автономных микрогидроэлектростанций. *Мех. и электрификация сельского х/ва*, 1987, № 8. с.42-44.
34. Копылов И.П. Математическое моделирование электрических машин. - М.: Высшая школа, 1987. - 245с.
35. Лукутин Б.В. Стабилизация выходного напряжения микроГЭС с помощью автобалластной нагрузки. Сб. "Использование возобновляемых источников энергии в Киргизии". - Фрунзе.: Илим, 1988. с. 53-58.
36. Лукутин Б.В., Обухов С.Г. Эквивалентная нагрузка генератора микрогидроэлектростанции с автобалластной нагрузкой. *Электромеханика*, 1988, №5. с. 99-104. (Изв. вузов).
37. Лукутин Б.В. Стабилизация напряжения автономных микрогидроэлектростанций. *Техника в сельском хозяйстве*. 1989, №2, с. 22-24.

-
-
- 38.Лукутин Б.В., Обухов С.Г. Динамика микрогидроэлектростанции с автобалластной стабилизацией напряжения. Электротехника, 1989, N10. с. 9-12.
 - 39.Лукутин Б.В., Обухов С.Г. Система управления затвором микрогидроэлектростанции. Патент RU 2005138C1 F03B15/06. Оpubл. БИ № 47-48, 1993
 - 40.Лукутин Б.В., Обухов С.Г. Микрогидроэлектростанция с автобалластной нагрузкой, регулируемой по частоте выходного напряжения. Электромеханика. - 1990. - № 6. - с. 111-119
 - 41.Лукутин Б.В., Обухов С.Г. Выбор способа регулирования микрогидроэлектростанций с автобалластной нагрузкой. Гидротехническое строительство. - 1990, №7, с.33-35
 - 42.Лукутин Б.В., Обухов С.Г. Особенности работы микроГЭС на асинхронный двигатель соизмеримой мощности. Электротехника. - 1991, №7, с.36-40
 - 43.Лукутин Б.В., Обухов С.Г., Озга А.И. Выбор параметров цифрового регулятора частоты автономной микрогидроэлектростанции. Гидротехническое строительство. - 1992, №9, с.40-43
 - 44.Лукутин Б.В., Обухов С.Г., Шандарова Е.Б. Устройство для регулирования частоты вырабатываемого тока электрогенератора. Свидетельство на полезную модель RU 6958 U1 6 H02 P 9/04 Оpubл. в бюлл.№ 6 16.06.98
 - 45.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
 - 46.Выблов А.Н., Лукутин Б.В., Обухов С.Г., Шандарова Е.Б. Устройство для регулирования амплитуды и частоты напряжения автономного электрогенератора. Свидетельство на полезную модель RU 16320 U1 7 H02 P 9/04

СОДЕРЖАНИЕ:

1. ВВЕДЕНИЕ.....	3
1.1 Способы построения микроГЭС и стабилизации параметров генерируемой электроэнергии.....	6
2. МАШИННО-ВЕНТИЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ ГЕНЕРИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И СТАБИЛИЗАЦИИ ЕЕ ПАРАМЕТРОВ.....	11
2.1 Принципы построения микроГЭС с вентильным регулированием напряжения по цепи якоря	12
2.2 Автобалластные системы с фазовым регулированием мощности станции	21
2.3 Автобалластные системы с дискретным регулированием мощности	28
3. ИСКАЖЕНИЯ КРИВОЙ ГЕНЕРИРУЕМОГО НАПРЯЖЕНИЯ МИКРОГЭС ВЕНТИЛЬНЫМ БАЛЛАСТОМ.....	37
3.1. Форма кривой напряжения микроГЭС с фазорегулируемой балластной нагрузкой	37
3.2 Способы уменьшения несинусоидальности напряжения станции	41
3.3 Оценка эффективности использования генератора микроГЭС	47
4. ПЕРЕХОДНЫЕ РЕЖИМЫ РАБОТЫ МИКРОГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ С АВТОБАЛЛАСТНЫМ РЕГУЛИРОВАНИЕМ НАПРЯЖЕНИЯ	50
4.1 Имитационное моделирование режимов работы микрогидроэлектростанций	51
4.2 Динамика микроГЭС с токовым регулированием автобалласта.	59
4.3 Переходные процессы в станции с частотным регулированием мощности балласта	65
4.4 Переходные процессы запуска от микроГЭС асинхронных электродвигателей	71
5. ПАРАЛЛЕЛЬНАЯ РАБОТА МИКРОГЭС В ЛОКАЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ.....	88
5.1 Режимы работы станций с асинхронными генераторами	88
5.2 Особенности переходных режимов в локальной электрической сети	96
ЛИТЕРАТУРА	101