Система стабилизации частоты автономной микроГЭС без регулятора расхода воды

Жороев А.М., Айдарбеков З.Ш., Манасов М.Д.,
Ошский государственный университет

Кыргызстан лишь на 30% обеспечен собственными энергоресурсами, хотя потенциальные запасы гидроэнергетических ресурсов составляют 40%, угля -75% от потенциальных ресурсов стран Центральной Азии. Практически отсутствует добыча газа, нефти, которые завозятся из России и Узбекистана, дефицит угля покрывается поставками из Казахстана. Потенциал гидроэнергоресурсов составляет 18,5 млн. кВт по мощности и 162,7 млрд. кВт·ч по выработке электроэнергии, который освоен едва на 7-9%.

Проведенные исследования показали, что использование недорогих автономных энергетических установок становится одним из важнейших направлений по решению проблем получения электрической энергии за счет эффективных конструкций гидроагрегатов малой мощности (микроГЭС) с минимальными затратами на их изготовление.

Предусматривается к 2015 году строительство гидростанций на малых реках мощностью 178 МВт с выработкой свыше 1 млрд. кВт·ч/год /1/. Особо важное место все эти станции могут иметь для электроснабжения рассредоточенных объектов в горной и сельской местности с развитой гидрографической сетью, где строительство крупных линий электропередачи экономически не выгодно.

Очевидно, что для предгорных районов можно широко использовать более дешевый класс микроГЭС, не имеющих регуляторов расхода воды (РРВ), поступающей на турбину.

На базе сравнительного анализа систем электрооборудования для микроГЭС следует отдать предпочтение использованию синхронного генератора с системой стабилизации выходного напряжения за счет регулирования потока возбуждения, а для стабилизации частоты микроГЭС - применить регулирование суммарной мощности за счет балластной нагрузки.

Этот вариант характеризуется высокой надежностью всех функциональных узлов, а по стоимости оказывается на 20-30% дешевле других вариантов.

Для микроГЭС, состоящей из одного агрегата «турбина - генератор» и работающей на автономную нагрузку при мощности 5-100 кВт, регулировать мощность балластной нагрузки целесообразно по отклонению частоты переменного тока от номинального значения. В зависимости от величины возмущающих воздействий – полезной нагрузки и энергии водяного потока система автоматически выбирает необходимую мощность балластной нагрузки так,

чтобы отклонение частоты вращения турбины не превышало допустимых пределов.

В настоящее время из технической литературы нам известны два схемных решения данного варианта регулятора:

1. Ступенчатое подключение балластной нагрузки на выход генератора с помощью релейно-контакторной схемы, обеспечивающее подключение дополнительных секций $R_б$ при увеличении $\omega_т$ либо, снижая мощность на $R_б$ при уменьшении $\omega_т$. Но очевидные недостатки регулятора - низкая надежность и малая точность регулирования при ограниченном числе ступеней $R_б$, привели к прекращению использования данного варианта.

2. Более привлекательным является вариант подключения $R_б$ на выход управляемого выпрямителя (УВ), который, в свою очередь, подсоединяется к выходным клеммам синхронного генератора /2,3,4/. Измерив отклонение частоты Δf_g от номинальной $f_{1н}$, преобразуем Δf_g в пропорциональный сигнал управления выпрямителем, который изменяет напряжение на выходе УВ и регулирует мощность, выделяемую на $R_б$.

При высоком статическом коэффициенте контура регулирования, и обеспечив устойчивость системы, можно добиться приемлемого качества стабилизации частоты генератора.

Но при использовании обычного тиристорного выпрямителя с регулированием выходного напряжения путем изменения угла управления α преобразователь становится потребителем реактивного тока. Так при снижении активной мощности нагрузки с 10 кВт до 5 кВт нужно было бы загрузить $R_б$ той же мощностью 5 кВт, установив $\alpha = 45°$. Но при этом УВ будет дополнительно потреблять от генератора 5 кВ·А реактивной мощности, существенно снижая эквивалентный коэффициент мощности. Это может вызвать неустойчивость работы системы стабилизации напряжения, так как её устойчивая работа обеспечивается только при $\cos\varphi \geq 0{,}8$ согласно паспортным данным генераторов серии БГ.

Нами предложено иное, более современное решение регулятора мощности балластной нагрузки, показанное на рис.1.

Трехфазное напряжение генератора СГ выпрямляется трехфазным мостовым выпрямителем на диодах ТМВ1. Напряжение с выхода ТМВ1 (U_d) подается через транзисторный ключ VT1 на балластную нагрузку. VT1 работает в режиме ШИМ регулятора, а выходное напряжение на нагрузке $R_б$ изменяется по закону:

$$U_{Rб} = U_d \frac{t_и}{T_ц} = U_d \cdot g; \qquad (1)$$

где $t_и$ - продолжительность импульса управления, $T_ц$ - период управления, γ - коэффициент широтно-импульсной модуляции (далее - коэффициент модуляции).

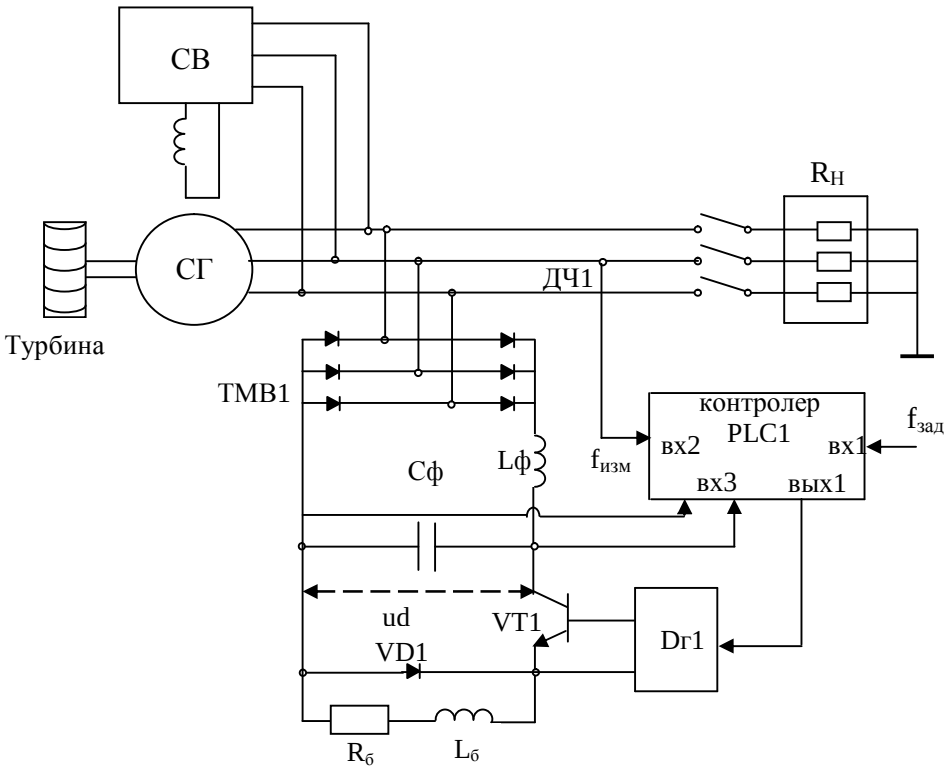

Рис.1. Регулятор $\omega_т$ на IGBT транзисторе.

Относительная продолжительность проводящего (замкнутого) состояния ключа VT1 пропорциональна отклонению частоты от номинального значения $f_{1н}$, которое измеряется и преобразуется в длительность управляющего импульса $f_и$ в программируемом логическом контроллере PLC1.

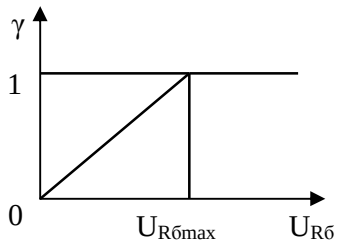

Рис.2. Зависимость $U_{Rб}= f(\gamma)$.

Так как в качестве $R_б$ были использованы ТЭНы, обладающие значительной индуктивностью, то во избежание возникновения перенапряжений, балластная нагрузка была шунтирована диодом VD1, для пропуска реактивной составляющей тока балластной нагрузки.

Мощность балластной нагрузки КБ изменяется по закону:

$$P_Б = \frac{(K_{сх} \cdot U_d \cdot g)}{R_Б}; \qquad (2)$$

где $К_{сх}$ - коэффициент схемы выпрямителя.

В модели были учтены постоянные времени системы «турбина - генератор», постоянные времени регулятора напряжения генератора (звено 4-го порядка), запаздывание, вносимое контроллером при вычислении управляющего воздействия, запаздывание импульсного ключа на IGBT-транзисторе, запаздывания, вносимые измерителями частоты, постоянные времени нагрузки при подключении нагрузки с активно-индуктивным характером.

Напряжение на генераторе является функцией от скорости вращения турбины, тока нагрузки и тока балластной нагрузки $u_g=f_1(\omega_m, i_н, i_б)$. Ток нагрузки зависит от напряжения генератора и от частоты генератора $i_н=f_2(u_g, f)$. Ток балластной нагрузки также зависит от напряжения и частоты генератора $i_{бн}=f_2(u_g, f)$. Ток же генератора является векторной суммой тока нагрузки и тока балластной нагрузки $\vec{i_g} = \vec{i_н} + \vec{i_{бн}}$.

Исходя из данных соображений, был составлен алгоритм расчета необходимой при стабилизации частоты мощности балластной нагрузки.

На широтно-импульсный регулятор поступает выпрямленное напряжение $u_d(t)$, которое определяется выражением

$$u_d(t) = k_{сх} \cdot u_ф(t) - 2 \cdot U_0, \qquad (3)$$

где $k_{сх}$ - коэффициент преобразования трехфазного мостового выпрямителя, $u_ф(t)$ - фазное напряжение на входе выпрямителя, U_0 - падение напряжения на диодах выпрямителя.

Учитывая, что $k_{сх} \cdot u_ф(t) >> 2 \cdot U_0$ используем упрощенное выражение

$$u_d(t) = k_{сх} \cdot u_ф(t) = 2{,}34 \cdot u_ф(t), \qquad (4)$$

Регулятор осуществляет широтно-импульсную модуляцию напряжения u_d, в соответствии с выражением $u_{Rб}(t) = u_d(t) \cdot \gamma(t)$. Ток балластной нагрузки определяется уравнением

$$i_{бн}(t) = \frac{g(t) \cdot u_d(t)}{R_Б} = \frac{1}{1 + p \cdot t_Б}. \qquad (5)$$

где γ - коэффициент модуляции, $\tau_б = L_б / R_б$ - постоянная времени балластной нагрузки.

Постоянная времени балластной нагрузки: $t_Б = \frac{L_Б}{R_Б}$.

Так как, $\tau_б >> T_k = 50$ мкс, где $T_k = 1/ f_k$ - период коммутаций (f_k =20 кГц - частота коммутации IGBT), то ток в цепи нагрузки определяется в установившемся режиме уравнением

$$I_{бн} = \frac{g \cdot U_d}{R_Б}, \qquad (6)$$

а в переходных режимах по формуле (5), где γ (t) определяется из выражения

$$g(t) = \frac{\left|(f_{ЭТ} - f_g(t)) \cdot R_Б \cdot (1 + p \cdot t_Б\right| g \cdot U_d}{u_d(t)},$$

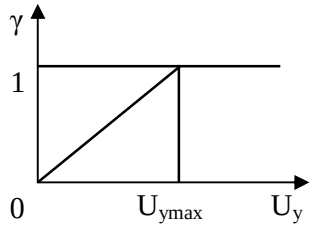

Рис.3. Характеристика нелинейного элемента НЭ1

Рассмотрим алгоритм выработки управляющего сигнала для регулирования мощности в балластной нагрузке.

На базе PLC происходит измерение периода фазного напряжения генератора и выявление отклонения текущей частоты $f_g(t)$ от эталонной $f_{ЭТ}$= 50Гц.

Отклонение частоты Δf преобразуется в ЦАП в аналоговый сигнал с коэффициентом преобразования K_f.

Для учета порога чувствительности измерителя частоты (δ=0,2Гц) и ограниченности диапазона пропорционального преобразования частоты в напряжение (Δf_{max}= 3 Гц) в модель введено нелинейное звено НЭ2, характеристика которого показана на рис. 4.

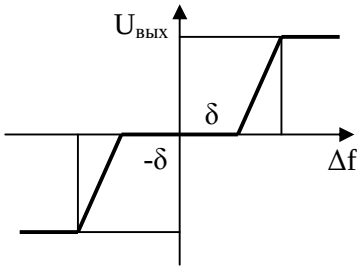

Рис. 4. Нелинейный элемент (НЭ2)

В процессе выработки управляющего сигнала, пропорционального отклонению частоты U_{yf} (t)=K_f Δf происходит временное запаздывание.

Суммарное запаздывание по частоте вычисляется как: $\tau_{kf}=(\tau_{PLC}+\tau_{ДЧ}+\tau_{АЦП})$. Это запаздывание приближенно учтено введением в канал регулирования апериодического звена с передаточной функцией вида

$$W_{зап}(p) = \frac{1}{1 + p t_{kf}}. \qquad (7)$$

Ток, потребляемый от генератора балластной нагрузкой является практически чисто активным.

$$i_{бн}(t) = K_{сх1} \cdot i_{Б}(t), \qquad (8)$$

где $K_{сх1}$= 0,817- коэффициент преобразования тока ТМВ1; в то время как ток нагрузки имеет как активную, так и реактивную составляющие. Для вычисления момента сопротивления турбины необходимо рассчитать суммарную активную составляющую тока генератора, а для определения падения напряжения в генераторе его полный ток $i_g(t)$.

В системе осуществляется измерение фазных токов генератора $i_g(t)$ и в PLC определяется фазовый сдвиг между током $i_g(t)$ и напряжением соответствующей фазы. В модели полагаем известными параметры нагрузки потребителя $Z_{Н,}$ $X_Н$, $R_Н$, что позволяет вычислить $j_{н} = arctg\dfrac{wL_{н}}{R_{н}}$, $cos\varphi_{н}$ и $\sin\varphi_{н}$. Осуществляется суммирование активного тока потребителя $i_{Ha}(t)$ и балластного тока $i_{БН}(t)$ что позволяет рассчитать полный момент сопротивления, приложенный к валу турбины:

$$M_c(t) = \frac{3 \cdot U_g(t) \cdot \left[i_{бн}(t) + i_H \cdot \cos j_{н}\right]}{h_g \cdot h_T}. \qquad (9)$$

и ток нагрузки статора генератора:

$$i_g(t) = \sqrt{\left[(i_{бн}(t) + i_H \cdot \cos j\right]^2 + i_H^2 \cdot \sin^2 j_{н}}. \qquad (10)$$

Для увеличения точности регулирования вводим в контур частоты интегратор, а для компенсации звена запаздывания - форсирующее звено. Поэтому осуществляется ПИД регулирование, реализуемое в PLC в цифровой форме. В модели регулятор представлен звеном с передаточной функцией:

$$W_p(p) = \frac{U_y(p)}{U_{yf}(p)} = \left(K_p + K_d \cdot p + \frac{K_i}{p}\right) = \left(K_1 + K_2 \cdot p + \frac{K_3}{p}\right) \qquad (11)$$

Контур формирования управляющего сигнала $U_y(t)$ представлен на рис.5.

Рис.5.

Управляющий сигнал $U_y(t)$ преобразуется в PLC в коэффициент модуляции γ. Так как γ ограничено значением γ_{max} = l, то в модели это преобразование осуществлена введением нелинейного звена НЭ1, обладающего свойствами звена насыщения (рис. 3).

Выводы:

1. Для определения структуры регулятора и его оптимальных параметров была разработана математическая модель системы «турбина - генератор - нагрузка - балластная нагрузка». Моделирование проводилось с отражением не только больших, но и малых постоянных времени в контуре регулирования. Был определен диапазон существования параметров регулятора, обеспечивающий устойчивость системы.

2. Моделирование показало, что статический регулятор балластной нагрузки по отклонению выходной частоты генератора обеспечивает требуемые показатели системы, но при узком диапазоне изменения параметров регулятора.

3. Определены оптимальные значения коэффициентов передачи ПИД регулятора для определенных условий эксплуатации.

Но оптимальная настройка является локальной. Изменение условий эксплуатации (изменение напора воды, температуры окружающей среды, изменяющей плотность воды и чувствительность измерительных устройств) ведут к изменению оптимальных параметров регуляторов и возрастанию динамических провалов частоты, вплоть до потери системой устойчивости при больших внешних возмущениях.

4. Результаты исследования показали, что необходимо расширить диапазон устойчивой работы системы.

Литература:

1. Аккозиев И.А., Сартказиев Б.Э., Коваленко А.А. Проблемы энергетической безопасности и альтернативная энергетика в Кыргызской Республике.// Труды международной научно-технической конференции «Альтернативная энергетика и проблемы безопасности», Бишкек, 22-24 апреля 2008 г., стр. 69-73.

2. Выблов А.Н., Лукутин Б.А., Обухов С.Г., Шандарова Е.Б. Баланс мощностей в автономной системе электроснабжения. //Томский политехнический университет. - 2005.

3. Лукутин В.В., Сипайлов Г.А. Использование механической энергии возобновляемых природных источников для электроснабжения автономных потребителей. – Фрунзе: Изд-во Илим, 1987. – 135.

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