

П. Д. Лежнюк д. т. н., проф; А. В. Никиторович, Жан-Пьер Нгома к. т. н.

КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ АСИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ НА МАЛЫХ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

Рассматриваются условия компенсации реактивной мощности, потребляемой асинхронными генераторами малых ГЭС из электрической сети. Показано, что в качестве источника реактивной мощности на малых ГЭС могут использоваться нерегулируемые батареи конденсаторов. Оптимальная их мощность определяется из условий совместной работы малой ГЭС и электрической сети.

Ключевые слова: гидроэлектростанция, асинхронный генератор, реактивная мощность, компенсация.

Введение

Малые ГЭС занимают определенное место в энергобалансе регионов страны. Малые ГЭС позволяют улучшить водоснабжение населенных пунктов, они являются важным элементом системы создания безопасной и благоприятной экологии, а также дают положительный социальный эффект. Однако темпы развития малой гидроэнергетики на сегодня сдерживаются целым рядом экономических и технических факторов. Одним из таковых является тип генераторов, с которыми должны работать малые ГЭС. Это могут быть синхронные или асинхронные машины.

В ряде стран для преобразования энергии в установках восстанавливаемой энергетики (особенно ветроэнергетики) нашли широкое применение асинхронные генераторы (АГ). Опыт показывает, что для ГЭС с малыми установленными мощностями они имеют существенные преимущества по сравнению с синхронными генераторами. Это связано в первую очередь с низкой стоимостью, простотой конструкции и эксплуатации в нормальных режимах, стойкостью к внешним авариям, значительным ресурсом. Но данные генераторы имеют ряд недостатков: невозможность регулирования напряжения и потребления реактивной мощности, возникновение колебаний активной мощности при определенных скольжениях ротора, набросы реактивной мощности во время пуска агрегата, – негативное влияние которых на распределительные электрические сети существенно повышается с увеличением единичной мощности агрегата.

Данная статья посвящена исследованию режимов работы малых ГЭС с АГ по реактивной мощности в распределительных сетях.

Условия работы малых ГЭС с АГ в распределительных сетях. При применении АГ на электростанциях возможны два режима их работы – автономный режим, когда генераторы работают непосредственно на нагрузку, и режим параллельной работы, когда АГ отдают мощность в энергосистему.

Для АГ, работающих на изолированной от системы электростанции, характерным является ряд недостатков. Так, наличие источников реактивной мощности (батареи статических конденсаторов (БСК) или синхронные машины), необходимых для самовозбуждения АГ, удорожает электрическую часть ГЭС. Напряжение на зажимах генератора с конденсаторным возбуждением зависит от нагрузки и скорости вращения ротора, что требует применения систем автоматического регулирования мощности БСК. В случае существенной индуктивной составляющей нагрузки емкость БСК, необходимой для самовозбуждения АГ, увеличивается. При работе на нагрузку с высоким коэффициентом мощности ($\cos\varphi=0,9-0,98$) граница эффективной мощности АГ в автономном режиме не выше 15 – 20 кВА [1 – 3]. Однако в современных условиях в связи с повышением качества и относительным уменьшением стоимости БСК, а также средств управления ими указанная граница может быть существенно расширена.

В случае работы АГ параллельно с энергосистемой их недостатки, связанные с применением конденсаторного возбуждения, оказываются несущественными, поскольку обеспечение и поддержание условий самовозбуждения генератора не является обязательным, а нужная для формирования вращающегося поля реактивная мощность может быть получена непосредственно из электрической сети. При этом потребление реактивной мощности из электрической сети для АГ соответствует ее потреблению в режиме двигателя.

К преимуществам применения АГ также можно отнести отсутствие потребности в средствах регулирования скорости вращения гидротурбины. В данном случае, в отличие от автономной работы АГ, скорость вращения его ротора практически не влияет на скорость вращения магнитного поля статора, а следовательно, и на частоту тока и напряжения на зажимах генератора. С другой стороны, отсутствие автоматических средств регулирования скорости на малых ГЭС с АГ предопределено тем, что изменение нагрузки энергосистемы фактически не влияет на режим работы АГ. Управление работой малой ГЭС упрощается и за счет отсутствия необходимости в регулировании напряжения на зажимах АГ, поскольку оно, учитывая большую мощность энергосистемы, задается электрической сетью.

АГ в случае параллельной работы с энергосистемой не нуждаются в синхронизации, что повышает их маневренность. В момент включения АГ в систему с приведенной скоростью вращения ротора в пределах 10% относительно синхронной влияние АГ на режим работы системы является несущественным. После включения в большинстве случаев апериодически устанавливается новое значение скорости вращения ротора, которое определяется соотношением моментов гидротурбины и электрической машины. Таким образом, колебания активной мощности в энергосистеме практически не возникают.

Малые ГЭС с АГ, работающие параллельно с энергосистемой, являются значительно менее расходными по сравнению с ГЭС с синхронными генераторами [1]. Они экономнее даже в случае полной их автоматизации [4], поскольку на них не используются такие системы как регулятор скорости гидротурбины, регулятор возбуждения генератора, возбудитель постоянного тока, устройство гашения поля, устройство синхронизации и ряд защитных средств, необходимых для нормальной работы синхронного генератора. Эксплуатация малых ГЭС упрощается, и становится возможной полная автоматизация технологического процесса [4].

Обеспечение возбуждения автономных асинхронных генераторов. Как известно [2, 6], для обеспечения генераторного режима работы асинхронной машины ее необходимо присоединить к электрической сети переменного тока и вращать с помощью соответствующего первичного двигателя (например, гидротурбины) со скоростью n , которая превышает синхронную n_s . При этом машина приобретет отрицательное скольжение s , то есть скорость вращения поля ротора превысит скорость вращения поля статора. Активная составляющая I_{2a} приведенного тока ротора $\dot{I}'_2$ (рис. 1), пропорциональная скольжению, станет отрицательной, что приведет к изменению направления активной составляющей тока статорной обмотки $\dot{I}'_1$ и будет соответствовать генерации активной мощности в систему [6]:

$$\dot{I}'_2 = \frac{s E_2 r_2}{r_2^2 + s^2 x_{\sigma 2}^2} - j \frac{s^2 E_2 x_{\sigma 2}}{r_2^2 + s^2 x_{\sigma 2}^2} = I_{2a} - j I_{2p}, \quad (1)$$

где s – скольжение ротора асинхронной машины; E_2 – модуль вторичной е. д. с. машины; r_2 , $x_{\sigma 2}$ – активная и реактивная составляющие сопротивления цепи ротора в схеме замещения; I_{2a} , I_{2p} – активная и реактивная составляющие эквивалентного тока цепи ротора.

Направление реактивной составляющей I_{2p} при этом не изменится, следовательно машина, как и в режиме двигателя, будет потреблять реактивную мощность из электрической сети. Этот аспект является существенным недостатком асинхронных генераторов по сравнению с синхронными. Следует учесть также тот факт, что если для синхронного генератора

мощность возбуждения не превышает 1% от номинальной мощности генератора, то для АГ эта величина достигает 70 – 100%. Вместе с тем в случае асинхронного генератора речь идет о реактивной мощности, которая может быть частично или полностью выработана конденсаторной установкой или синхронным генератором, который работает параллельно с АГ на малой ГЭС.

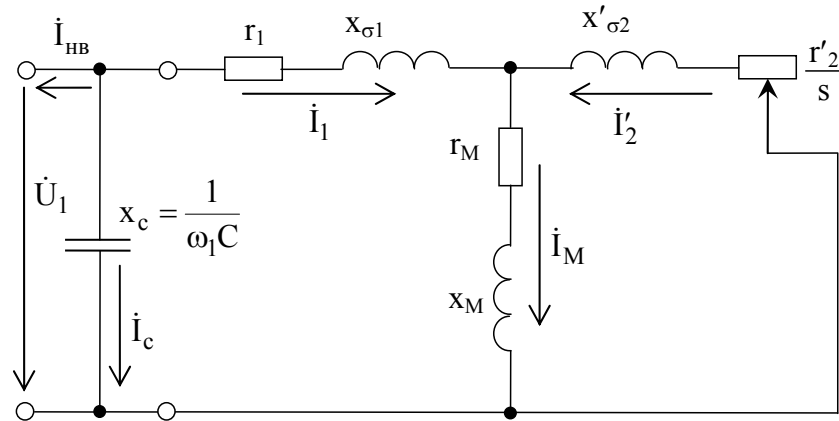


Рис.1. Схема замещения асинхронного генератора с конденсаторным возбуждением

Рассматривая компенсацию потребления реактивной мощности асинхронными генераторами, следует отдельно рассматривать две задачи: обеспечение условий самовозбуждения для АГ, которые работают автономно, и компенсацию реактивного потребления АГ, которые работают параллельно с энергосистемой с целью повышения эффективности его эксплуатации за счет уменьшения потребления реактивной мощности из сети.

В первом случае необходимая емкость C (следовательно и установленная мощность Q_c) батареи статических конденсаторов является большей. Для обеспечения условий самовозбуждения АГ необходимо, чтобы остаточная е. д. с. машины, которая наводится током $\dot{I}_1 = \dot{I}_M$ за счет остаточного намагничивания ротора, была достаточной для создания емкостного тока, который бы привел к повышению е. д. с. статорной обмотки машины, то есть

$$\begin{aligned} \dot{I}_M (x_{\sigma 1} + x_{m.n}) &> \dot{I}_C x_c, \\ \dot{I}_M &= \dot{I}_C, \end{aligned} \quad (2)$$

где $x_{m.n}$ – индуктивное сопротивление ненасыщенной магнитной системы АГ.

Переходный процесс самовозбуждения заканчивается, когда за счет насыщения магнитной системы сопротивление x_m уменьшается по сравнению с $x_{m.n}$ настолько, что

$$\dot{I}_C (x_{\sigma 1} + x_m) = \dot{I}_C x_c. \quad (3)$$

Следовательно, емкость БСК, необходимая для обеспечения возбуждения АГ, работающего на нагрузку автономно:

$$C = \frac{1}{\omega_1 (x_{\sigma 1} + x_m)}. \quad (4)$$

Другой важной проблемой, связанной с обеспечением возбуждения автономных АГ, является обеспечение номинального напряжения на их зажимах в случае активно-индуктивной нагрузки. В общем случае мощность БСК, необходимая для регулирования напряжения, может быть определена:

$$Q_c = \frac{U_c^2}{X_c} = Q_\varepsilon + Q_n = P_\varepsilon \operatorname{tg} \varphi_\varepsilon + P_n \operatorname{tg} \varphi_n, \quad (5)$$

где U_c – модуль линейного напряжения на зажимах конденсаторной установки, которое определяется напряжением на зажимах АГ ($U_c = U_\varepsilon$); P_ε , P_n – номинальные активные мощности генератора и его нагрузки, которые, пренебрегая потерями в конденсаторной установке, можно считать равными: $P_\varepsilon = P_n = P_{\text{ном}}$.

Исходя из (5), емкость конденсаторной установки определяется таким образом:

$$C = \frac{P_{\text{ном}} (\operatorname{tg} \varphi_\varepsilon + \operatorname{tg} \varphi_n)}{\omega_1 U_{\varepsilon, \text{ном}}^2}. \quad (6)$$

Следовательно, для определения мощности конденсаторной установки, которая обеспечит возбуждение АГ, работающего автономно, необходимо использовать большую из емкостей, определенных по (4) и (6).

Компенсация реактивной мощности асинхронных генераторов. На современных малых ГЭС асинхронные генераторы чаще всего применяются в режиме параллельной работы с энергосистемой. Исходя из этого, отпадает необходимость в обеспечении их самовозбуждения, а также в регулировании напряжения путем коррекции мощности БСК, поскольку напряжение генератора задается системой.

Вместе с тем остается проблема компенсации реактивной мощности АГ, поскольку получение реактивной мощности из электрической сети приводит к повышению эксплуатационных расходов. Для решения этой проблемы, как указывалось раньше, чаще всего используют БСК или синхронные генераторы, которые установлены на станции. На потребление реактивной мощности асинхронным генератором влияют его конструктивные параметры и режимы работы.

Структура потребления реактивной мощности асинхронным генератором следующая. Наибольшая мощность расходуется на создание основного магнитного поля машины $Q_M = 3I_M^2 x_M$. На создание полей рассеяния первичной цепи машины расходуется мощность $q_1 = 3I_1^2 x_{\sigma 1}$, а на создание вторичных полей рассеяния – мощность $q_2 = 3I_2'^2 x_{\sigma 2}'$ [6]. Суммарная реактивная мощность потребления АГ определяется

$$Q_1 = Q_M + q_1 + q_2 = P_\Gamma \operatorname{tg} \varphi_\Gamma. \quad (7)$$

Установленная мощность БСК должна подбираться так, чтобы компенсировать потребление АГ Q_1 , если не планируется использование избыточной реактивной мощности для обеспечения внешних потребителей на коммерческой основе. Следовательно, необходимая емкость БСК является меньше по сравнению с (6).

Чаще всего малые ГЭС работают в режиме выдачи постоянной мощности на протяжении длительного периода времени или в режиме периодических включений на постоянную мощность в периоды времени, соответствующие максимальной нагрузке энергосистемы. Исходя из этого, АГ, входящие в состав энергосистемы, имеют относительно стабильное потребление реактивной мощности. Следовательно, установка нерегулированной БСК нужной мощности обеспечивает их работу на протяжении всего срока эксплуатации. Экономическая мощность БСК для случая эксплуатации АГ в режимах, близких к номинальному, может быть определена достаточно просто

$$Q_{KV} = Q_{\Gamma, \text{ном}} = P_{\Gamma, \text{ном}} \operatorname{tg} \varphi_{\Gamma, \text{ном}}. \quad (8)$$

В случае использования в качестве генераторов серийных асинхронных двигателей она составляет 30 – 90% от номинальной мощности генератора в зависимости от его конструктивных параметров.

Вместе с тем часто во время проектирования электрической части малой ГЭС для создания запаса по активной мощности генераторов с целью недопущения их перегрева и удлинения срока эксплуатации выбирают генераторы с завышенной (до 30 – 50%) номинальной мощностью. При этом генераторы работают в режимах, которые отличаются от номинального. Это проявляется в повышении потребления реактивной мощности и приводит, с одной стороны, к повышению необходимой установленной мощности БСК, а с другой – к избыточной загрузке АГ реактивным током.

Повышение реактивной мощности объясняется тем, что работа АГ со сниженной мощностью связанная с уменьшенной, по отношению к номинальной, скоростью вращения ротора $n_2 < n_{2,ном}$ и скольжением ротора $s < s_{ном}$. Уменьшение скольжения, исходя из (1), приводит к уменьшению вторичного тока I_2 в основном за счет реактивной составляющей:

$$I_{2p} = \frac{E_2 x_{\sigma 2}}{r_2^2 + x_{\sigma 2}^2} < I_{2p,ном}.$$

При этом, учитывая соотношение между вторичным током I_2 и моментом на валу генератора M [6]

$$M \cong \Phi I_2, \quad (9)$$

уменьшение тока ротора I_2 при неизменном моменте приводит к повышению магнитного потока генератора Φ . За счет насыщения магнитной цепи машины это приводит к существенному росту тока намагничивания I_M , и, как следствие, повышению потребления реактивной мощности, согласно (7).

Очевидно, что недогруженный АГ характеризуется моментом на валу ротора меньше номинального, но, учитывая, что вторичный ток I_2 уменьшается быстрее за M , вывод об увеличении Q_I для недогруженных генераторов является справедливым.

Для подтверждения приведенного выше был проведен натурный эксперимент на серийном асинхронном двигателе, эксплуатируемом в генераторном режиме на одной из малых ГЭС. Номинальная мощность машины $P_{Г,ном} = 132$ кВт, номинальная скорость в генераторном режиме $n_{2н} = 770$ об/мин, номинальное скольжение $s_{ном} = 2.66\%$, количество пар полюсов статорной обмотки – 4, коэффициент полезного действия $\eta_{ном} = 0.932$, коэффициент мощности $\cos \varphi_{ном} = 0.86$. Для указанного агрегата, изменяя угол открытия направляющего аппарата приводной гидротурбины, изменялась активная мощность и фиксировалось реактивное потребление. Результаты измерений приведены в табл. 1.

Таблица 1

Результаты эксперимента с определением реактивного потребления АГ

P_G , кВт	Q_G , кВАр	$\cos \varphi$, в.о.	$P_G/P_{Г,ном}$ в.о.	$Q_G/Q_{Г,ном}$ в.о.
2,12	60	0,04	0,02	0,77
9,3	61,4	0,15	0,07	0,79
16,5	62,4	0,26	0,13	0,80
24	63,9	0,35	0,18	0,82
39	66,3	0,51	0,30	0,85
46	68	0,56	0,35	0,87
52,1	69	0,60	0,39	0,88
63,2	71,7	0,66	0,48	0,92
69,9	72,6	0,69	0,53	0,93
71,5	73,5	0,70	0,54	0,94
73,5	73,9	0,71	0,56	0,95
73,6	74	0,71	0,56	0,95

Из результатов, представленных в табл. 1, видно, что при нагрузке генератора в пределах 56% от номинальной мощности, его реактивное потребление составляет 95% от номинального. Следовательно, в случае эксплуатации постоянно недогруженного генератора мощность БСК является существенно завышенной. При этом установка вместо данного генератора АГ с аналогичным $\cos\varphi_{\text{ном}}$ и меньшей номинальной мощностью позволило бы уменьшить необходимую установленную мощность БСК на 10 – 25%.

Кроме уровня загрузки существенное влияние на потребление реактивной мощности АГ, выдающего мощность в энергосистему, имеет уровень напряжения на зажимах статорной обмотки. Учитывая, что значение основного магнитного потока Φ является пропорциональным модулю первичного напряжения U_1 [6], повышение последнего больше номинального значения приводит к увеличению Φ . При этом, как отмечалось выше, нелинейно растет I_M и, как следствие, увеличивается Q_G , а статорная обмотка АГ перегружается реактивным током. Вместе с тем снижение напряжения U_1 ниже номинального в случае загрузки асинхронного генератора близкого к номинальной мощности, уменьшает основной поток Φ и вместе с ним Q_G машины, повышает согласно (9) вторичный ток I_2 , что может привести к перегреву обмотки ротора. Однако для систематически недогруженных АГ снижения напряжения U_1 до уровня $0,95U_{\text{ном}}$ может рассматриваться как способ снижения потребления реактивной мощности, но при этом трансформатор связи ГЭС с системой должен иметь средства регулирования напряжения – устройства РПН или ПБВ.

Дополнительным способом снижения потребления реактивной мощности для существенно недогруженных АГ ($P_{Г*} = 0,3-0,5$) (согласно [6]) является изменение соединения его статорной обмотки из «треугольника» в «звезду». Это приводит к уменьшению фазного напряжения U_1 в $\sqrt{3}$ раз, основного потока Φ – в $\sqrt{3}$ раз, тока I_M – в 2 – 2,5 раза. Согласно (6) уменьшается реактивное потребление и растет коэффициент мощности генератора. В большинстве случаев за счет уменьшения I_M уменьшается реактивная составляющая I_1 и увеличивается коэффициент полезного действия машины. Но целесообразность подобного мероприятия для конкретного АГ следует устанавливать экспериментально.

Описанные способы ограничения потребления реактивной мощности АГ позволяют решать проблему повышения их технико-экономических показателей во время эксплуатации малых ГЭС. Вместе с тем больший эффект можно получить на стадии проектирования электрической части малой ГЭС, выбирая основное оборудование и определяя его конструктивные параметры с учетом их взаимовлияния.

Выводы

1. При условии соответствующего подбора конструктивных параметров электрической части, в частности компенсирующих установок, малых ГЭС с асинхронными генераторами обеспечивается высокий уровень эффективности их эксплуатации, а энергетические показатели асинхронных генераторов в нормальных режимах не уступают синхронным.

2. Потребляемая из сети АГ реактивная мощность мало зависит от его активной нагрузки, поэтому в качестве источника реактивной мощности на малых ГЭС могут использоваться нерегулируемые батареи конденсаторов. Оптимальная их мощность определяется из условий совместной работы малой ГЭС и распределительной сети.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Златковский А.П. Электрооборудование сельских электрических установок. – М.: Государственное издательство сельскохозяйственной литературы, 1953. – 446 с.
2. Электрические машины: асинхронные машины / Радин В.И., Брускин Д.Э., Зорохович А.Е.: Под ред.

И.П. Копылова. – М.: Высшая школа, 1988. – 328 с.

3. Костенко М.П. Электрические машины. Ч. 2. – М.: Высшая школа, 1965. – 704 с.

4. Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Нікіторович О.В. Підвищення ефективності експлуатації малих ГЕС засобами автоматичного керування // Гідроенергетика України. – 2007. – № 3. – С. 38 – 42.

5. Петрушин В.С. Асинхронні двигуни: раціональний підхід // Електротема. – 2004. – № 24. – С. 6 – 8

6. Вольдек А.И. Электрические машины. – Л.: Энергия, 1978. – 832 с.

Лежнюк Петр Демьянович – заведующий кафедрой электрических станций и систем, Винницкий национальный технический университет;

Никиторович Александр Володимирович – президент ВЭА „Новосвіт”;

Жан-Пьер Нгома – ассистент кафедры электротехники, университет Дуала, Камерун.