

УДК 621.311

# ИССЛЕДОВАНИЕ ОПАСНОСТИ СНИЖЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ ВБЛИЗИ ШИН ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

## RESEARCH DANGER VOLTAGE DROP NEAR THE BUS POWER STATION

**В. А. Тополев,**

руководитель группы лаборатории системного математического обеспечения РУП «БЕЛТЭИ»

**V. Topolev**

Дата поступления в редакцию — 01.06.2015 г.

В настоящий момент большинство электростанций снабжены противоаварийной автоматикой, реагирующей на снижение частоты в сети. Однако в связи с крупными авариями, произошедшими на территории соседних стран (в частности, в России), возникла необходимость исследования влияния снижения напряжения вблизи шин электростанций на работу основного технологического оборудования. В данной статье приведен краткий анализ данной проблемы и к существующей противоаварийной автоматике, которая производит выделение части энергоблоков на питание собственных нужд станции, предложены к внедрению дополнительные пусковые факторы.

Currently, modern-day power plant equipped with emergency devices that respond to the reduction in the frequency of the network. But due to major accidents in electric networks of neighboring countries (for example, Russia) there was a need to analyze the danger of reducing the voltage of power stations near the bus. This article provides a brief analysis of the problem and offered additional excitatory factors to an emergency control of station, which makes the allocation of some generators for power power-consuming equipment of own needs.

Для предотвращения возникновения и развития аварий в энергосистемах, их локализации и ликвидации предназначена противоаварийная автоматика (ПА). Система ПА в пределах своего энергоузла включает в себя ряд подсистем, однако в данной статье ограничимся рассмотрением только автоматикой ограничения снижения напряжения (АОСН).

Как было отмечено в [1], директивные материалы только в самом общем виде определяют назначение АОСН (исключить нарушения устойчивости нагрузки и возникновения лавины напряжения в послеаварийных условиях работы энергосистемы) и кратко устанавливают ее управляющие воздействия.

Однако из-за значительного изменения состава нагрузки потребителей и увеличения ее мощности именно несовершенство системы АОСН привело к крупной аварии в мае 2005 г. в

системе Мосэнерго, где из-за дефицита реактивной мощности было отключено 28 турбогенераторов с потерей электроснабжения собственных нужд (СН) [2]. В связи с данной аварией возникла необходимость проведения научно-исследовательской работы по разработке принципов и алгоритмов делительной автоматики по напряжению (ДАН) на тепловых электростанциях. Основными задачами данной работы были следующие:

- определение факторов, приводящих к угрозе отключения генераторов тепловых электростанций при снижении уровней напряжения в энергосистеме (перегрузка генераторов по току статора или току ротора, нарушения устойчивости работы механизмов собственных нужд);
- обоснование необходимости выполнения ДАН на тепловых электростанциях;

- определение задач ДАН;
- выбор пусковых факторов для ДАН.

Некоторых системных аварий, сопровождающихся каскадным ослаблением сети и снижением напряжения в ней, невозможно избежать. Одна из причин этого — основополагающие принципы, на которых основано проектирование электрических сетей. Согласно [3] в нормальной схеме сети напряжением 500 кВ и ниже при нормальных перетоках мощности должна обеспечиваться устойчивая работа энергосистемы без применения ПА при возмущениях группы I. К I группе возмущений относится отключение сетевого элемента основными защитами при однофазном КЗ с успешным АПВ, а также с неуспешным АПВ. Относительно всех остальных случаев работы сети (ремонтные схемы, возмущения II и III групп) обосновывается целесообразность применения тех или иных средств ПА для сохранения устойчивой работы энергосистемы. При этом согласно [4] длительность послеаварийного режима определяется временем, необходимым диспетчеру для восстановления условий нормального режима, — не больше 20 минут. Кроме того, в течение этого времени возникновение дополнительных возмущений не учитывается. Однако, несмотря на низкую вероятность возникновения двух последовательных возмущений в столь короткий отрезок времени, не означает, что это невозможно вовсе. Принятие данных допущений в нормативно-правовых документах обусловлено некоторым компромиссом между экономикой и техникой.

Вследствие этого, целесообразно предусматривать для таких случаев последний оплот противоаварийных мероприятий в составе АОСН — сохранение собственных нужд (СН) электростанций при лавинообразном снижении напряжения в сети. Данное мероприятие крайне важно в силу того, что при потере СН восстановление нормальной работы электростанции может занять 6 часов и более, что крайне негативно скажется на надежности электроснабжения потребителей и нанесет значительный экономический ущерб как государству в целом, так и сетевой электроэнергетической компании за счет штрафов при перспективном переходе на рыночные отношения в сфере электроэнергетики.

Большинство современных электростанций снабжены частотной делительной автома-

тикой (ЧДА), целью которой является выделение электростанции на работу СН с частью нагрузки в зависимости от доаварийного баланса мощностей. Однако пусковым органом данной автоматики является только фактическое значение частоты в сети. Следовательно, узким местом является снижение напряжения вблизи шин электростанций.

Прежде всего целесообразно определить последствия, к которым может привести снижение напряжения вблизи шин электростанции. Следует выделить несколько из них:

- перегрузка генерирующего оборудования токами статора;
- перегрузка генерирующего оборудования токами ротора;
- нарушение устойчивости работы механизмов собственных нужд.

Рассмотрим их более подробно.

#### **Перегрузка генерирующего оборудования токами статора и ротора.**

Ток статора машины определяется следующим выражением:

$$I_{\text{статор}} = \sqrt{\frac{P_z^2 + Q_z^2}{U_{\text{ген}}}}, \quad (1)$$

где  $P_z$ ,  $Q_z$  — фактическая активная и реактивная мощности соответственно;  $U_{\text{ген}}$  — напряжение на шинах генератора.

Следовательно, снижение напряжения  $U_{\text{ген}}$  вблизи шин электростанции приводит к увеличению тока статора. Однако данное снижение напряжения будет компенсироваться за счет работы автоматического регулятора возбуждения (АРВ) генераторов вплоть до потолочных значений тока возбуждения  $I_{f\text{пред}}$ . При поддержании напряжения за счет увеличения тока возбуждения увеличивается вырабатываемая реактивная мощность генератора  $Q_z$  (в силу того, что  $I_f \sim Q_z$  при пренебрежении насыщения магнитных частей синхронного генератора), которое также вызывает увеличение тока статора даже при условии, что до достижения потолочных значений тока возбуждения  $U_{\text{ген}} = \text{const}$ .

Для качественного отражения описываемых процессов рассмотрим работу синхронного генератора на шины приемной системы с изменяющимся напряжением  $U_{\text{ЭС}} = \text{var}$  через повышающий трансформатор с сопротивлением  $x_{\text{внш}}$ . Синхронный генератор снабжен АРВ (рис. 1).

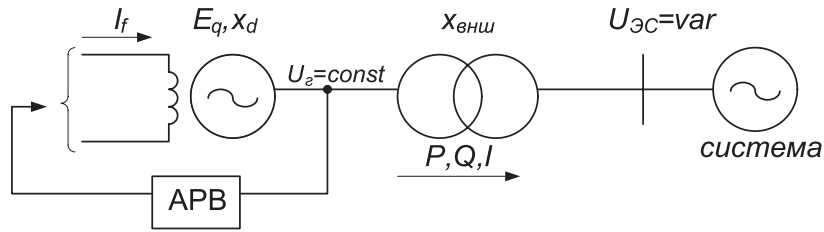


Рис. 1. Принципиальная схема работы синхронного генератора

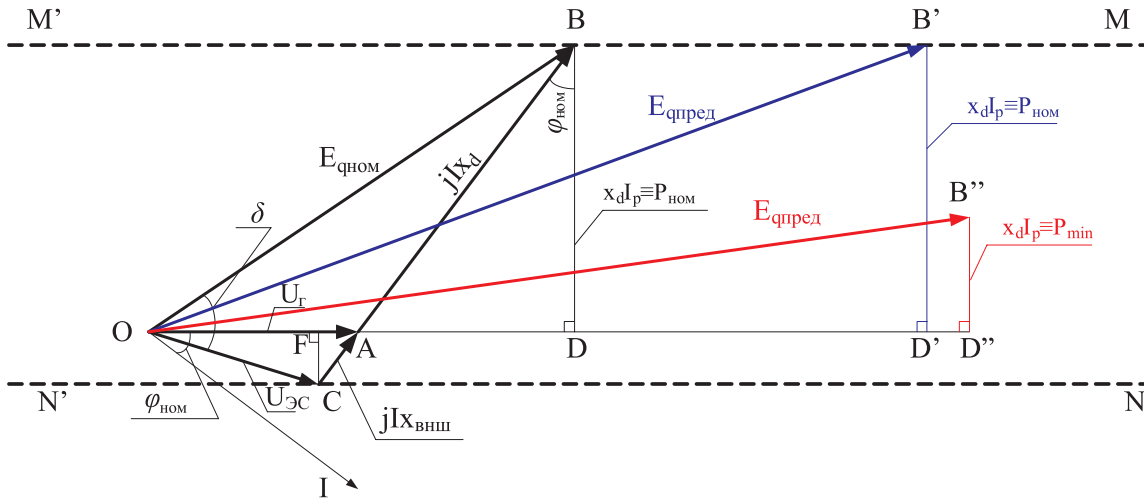


Рис. 2. Векторная диаграмма работы генератора с АРВ на шины ЭС с  $U = var$

Для рассматриваемой схемы справедливы следующие выражения:

$$\dot{E}_q = \dot{U}_z + j\dot{I}x_d; \quad \dot{U}_z = \dot{U} + j\dot{I}x_{внш}.$$

Векторная диаграмма приведена по параметрам типового генератора средней мощности в о. е. при работе его в номинальном режиме (рис. 2) [5]:

$$x_d^* = 1,72; I_{фпред}^* = 3,96; \cos\varphi_{ном} = 0,8; S_{ном}^* = 1; \\ U_{ном}^* = 1; I_{ном}^* = 1; x_{внш}^* = 0,20.$$

Согласно векторной диаграмме, вектор  $\overline{BD}$  и  $\overline{FC}$  пропорциональны активной мощности генератора  $P_z$ , и рассматривая режим работы, при котором  $P_z = const$ , точки B и C при любом значении  $U_{ЭС}$  будут находиться соответственно на прямых  $MM'$  и  $NN'$ , параллельных вектору  $\overline{U}_z$ . При этом вектор  $\overline{AD}$  пропорционален реактивной мощности генератора  $Q_z$ .

Для анализа возможной перегрузки по току статора рассмотрим случай работы гене-

ратора с выдачей в сеть номинальной активной мощности и поддержании на шинах генератора номинального напряжения (то есть когда генератор еще располагает запасом по реактивной мощности). Результаты расчета сведем в таблицу и сопоставим для каждой расчетной точки предельные времена существования режима по допустимым перегрузкам токами ротора и токами статора. Допустимые времена существования режима в зависимости от кратности перегрузки приняты согласно данным, указанным в ПТЭ [6].

Анализируя данную таблицу, можно прийти к выводу, что перегрузки возможны при понижениях напряжения в сети, обусловленных недостатком реактивной мощности. При этом перегрузка генератора по току статора возникает как следствие перегрузки по току ротора.

Перегрузка по току ротора опасна тем, что для ее ликвидации производится автоматическое снижение тока возбуждения до  $0,9I_{фном}$  с помощью блока разгрузки в АРВ и защиты

Результаты расчета работы генератора с выдачей в сеть номинальной активной мощности

$I_a = I \cos \varphi$ , о.е.	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
$I_p = I \sin \varphi$ , о.е.	0,60	0,75	0,90	1,05	1,20	1,35	1,50	1,65	1,80	1,95	2,16	2,16
$I_{статор}$ , о.е.	1,00	1,10	1,20	1,32	1,44	1,57	1,70	1,83	1,97	2,11	2,12	2,12
$E_{cp}$ , о.е.	2,45	2,67	2,90	3,13	3,36	3,60	3,84	4,08	4,32	4,57	4,91	4,91
$U_{ЭС}$ , о.е.	1,00	0,97	0,97	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,94	0,94
$k_{ротор}$ , о.е.	1,00	1,09	1,18	1,27	1,37	1,47	1,56	1,66	1,76	1,86	2,00	2,00
$k_{статор}$ , о.е.	1,00	1,10	1,20	1,32	1,44	1,57	1,70	1,83	1,97	2,11	2,12	2,12
$t_{пред.ротор}$ , МИН	–	25	6	1,5	1,0	0,9	0,8	0,5	0,45	0,35	0,33	0,33
$t_{пред.статор}$ , МИН	–	60	6	3	2	2,5	1,3	1,2	1,1	0,9	0,8	0,8

от перегрузки, а последняя, кроме действия на разгрузку, в случае, если при этом перегрузка не устраняется, отключает генератор. Отключение генератора при каскадно развивающейся аварии еще больше усугубляет ее ход.

Вопрос об отключении генератора без рассмотрения сетевой противоаварийной автоматики, входящей в состав АОСН, не оправдан. В данном случае идет речь об отключении части нагрузки при значительном снижении напряжения в сети.

Параметры срабатывания АОСН с действием на отключение нагрузки определяются согласно рекомендациям, приведенным в [4], по значению коэффициента запаса по напряжению ( $K_u$ ):

$$K_u = \frac{U - U_{кр}}{U}, \quad (3)$$

где  $U$  — напряжение в рассматриваемом режиме;  $U_{кр}$  — критическое напряжение в рассматриваемом узле нагрузки, соответствующее статической устойчивости электродвигателей.

При этом критическое напряжение в узлах нагрузки напряжением 110 кВ и выше при отсутствии более точных данных обычно принимают равным большей из двух величин:  $0,7U_{ном}$  и  $0,75U_{норм}$ , где  $U_{норм}$  — напряжение в рассматриваемом узле при нормальном режиме работы энергосистемы.

Согласно [4] минимально допустимое значение коэффициента запаса по напряжению для нормального режима работы энергосистемы составляет 0,15, для вынужденного — 0,1.

Следовательно, минимально допустимое значение напряжения для нормального режима можно определить на основании выражения (1), выражая  $U$ :

$$U_{мин доп} = \frac{U_{кр}}{1 - K_{инорм}} = \frac{0,7U_{ном}}{1 - 0,15} = 0,82U_{ном};$$

$$U_{мин доп} = \frac{U_{кр}}{1 - K_{инорм}} = \frac{0,75U_{норм}}{1 - 0,15} = 0,88U_{норм};$$

Аварийно допустимое значение напряжения, следовательно, составит:

$$U_{мин ав} = \frac{U_{кр}}{1 - K_{инорм}} = \frac{0,7U_{ном}}{1 - 0,1} = 0,78U_{ном};$$

$$U_{мин ав} = \frac{U_{кр}}{1 - K_{инорм}} = \frac{0,75U_{норм}}{1 - 0,1} = 0,83U_{норм};$$

В качестве уставки по напряжению для АОСН принимается величина  $U_{мин ав}$  с небольшим запасом 0,5–1 кВ. Уставки АОСН также следует отстроить от снижения напряжения, вызванного длительным КЗ, в том числе трехфазными, которые ликвидируются резервными защитами присоединений. При этом АОСН выполняют с различными выдержками времени, что обеспечивает отключение потребителей до тех пор, пока значение напряжения в месте установки защиты не превысит минимально допустимое значение (рис. 3). Выдержка времени первой ступени АОСН должна обеспечивать отстройку от АПВ, АВР и может составлять 5–10 с.

Приведем уставки АОСН для одной из действующих транзитной подстанции:

- 1-я ступень:  $U_{cp1}=0,6U_{ном}$ ;  $t_{cp}=0,4$  с;
- 2-я ступень:  $U_{cp2}=0,85U_{ном}$ ;  $t_{cp}=20$  с.

Анализируя сказанное про АОСН и данные, показанные в табл. 1 (строка со значением  $U_{ЭС}$ ), можно указать на одно из узких мест — это когда

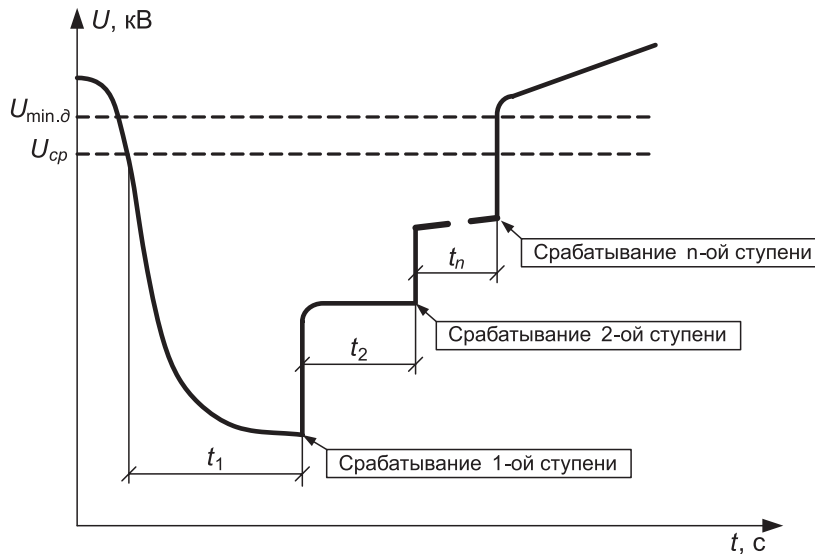


Рис. 3. Характеристика срабатывания АОСН

напряжение на шинах энергосистемы снизилось до уровня не достаточного для срабатывания АОСН, но достаточного для перегрузки генератора с последующим его развозбуждением. При этом при развозбуждении генератора за счет образовавшегося дефицита реактивной мощности напряжение на шинах ЭС снизится и окажется в коридоре значение  $(0,6-0,85)U_{ном}$  (между уставками срабатывания 1-й и 2-й ступенями АОСН). При этом отключение нагрузки произойдет только с выдержкой времени 20 с. За это время при использовании защиты от перегрузки генератора с интегральной зависимостью (моделирующей тепловую модель нагревания и остывания машины) может произойти полное отключение генератора.

В связи с этим в качестве одной из альтернатив следует рассмотреть дополнение ЧДА на станции новыми пусковыми факторами помимо органов, реагирующих на частоты в ЭС. Очевидно, что при образовании значительного дефицита реактивной мощности в сети генератора будет зафиксирована перегрузка генераторов. При этом обязательным условием является фиксация перегрузки двух и более генераторов для исключения случаев возникновения неисправности в системе возбуждения в одном генераторе.

Также учитывая, что в большинстве случаев напряжение на шинах генераторов станции при каскадной развивающейся аварии с дефицитом реактивной мощности за счет действий

АРВ остается практически неизменным, то для более точного определения времени отключения генератора стоит использовать контроль напряжения на противоположных концах отходящих линий и определение параметра  $dQ/dU$ . Очевидно, что самым опасным режимом для генерирующего оборудования с точки зрения его перегрузки является при  $dQ > 0$  и  $dU < 0$  (снижение напряжения при росте вырабатываемой реактивной мощности генераторов станции). Обычно при работе ЧДА станции происходит выделение одного или двух генераторов станции с их последующей работой на нагрузку собственных нужд (СН) и часть нагрузки потребителей, изолированных от ЭС, а оставшиеся генераторы остаются в сети для возможности восстановления нормального электроснабжения после аварии без угроз потери питания СН. В связи с этим целесообразно сопоставлять параметр  $dQ/dU$  с перегрузочной способностью выделяющихся на изолированную работу энергоблоков.

Следует отметить, что в связи с перспективой ввода в эксплуатацию в Беларуси АЭС, которая будет работать в базе графика электрической нагрузки, достаточно удаленной от крупных потребителей, очевидно, что крупные энергоблоки энергосистемы будут находиться в горячем резерве. При этом также важно то, что за счет удаленности потребителей в сетях могут значительно увеличиться потери как активной,

так и реактивной мощности, поэтому в качестве источников реактивной мощности будут работать выведенные в резерв генераторы, то есть если ранее генераторы работали с выдачей в сеть реактивной мощности не более номинальной, то в рассматриваемом случае вырабатываемая реактивная мощность будет повышена. В таких режимах работы возможность перегрузки генерирующего оборудования по току ротора увеличивается, несмотря на пониженный уровень выдаваемой в сеть активной мощности.

### Влияние снижения напряжения в сети на работу механизмов собственных нужд.

Известно, что электроснабжение системы СН электростанций разных типов может быть обеспечено наиболее просто, экономично и надежно от генераторов станции и энергосистемы. Аварийные автономные источники питания потребителей СН в виде автономных генерирующих источников, не имеющих электрической связи с основными генераторами станции и энергосистемой, не получили распространения из-за экономической неэффективности. Действительно, мощность таких источников должна быть достаточно большой, чтобы они могли обеспечивать прямые пуски асинхронных двигателей в автономном режиме. Кроме этого также значительно возрастают эксплуатационные затраты.

Опасность снижения напряжения на шинах электростанций может заключаться в следующем:

- опрокидывание двигателей СН при достижении критического напряжения;
- перегрев двигателей при возрастании токов статора при пониженном напряжении;
- снижение производительности рабочих механизмов, вызванных увеличением скольжения двигателей.

Рассмотрим каждую из причин подробнее.

*Снижение производительности рабочих механизмов.*

Для привода механизмов СН используют синхронные и асинхронные двигатели, однако в настоящее время практически все синхронные двигатели заменены на асинхронные (АД) [7].

Производительность приводимых в движение механизмов СН зависит от скорости вращения двигателя. Если для частоты вращения  $n_1$  известно значение производительности  $Q_1$ , то новое значение  $Q_2$  для новой частоты вращения  $n_2$  связано по закону подобия:

$$Q_2 = \frac{n_2}{n_1} Q_1. \quad (4)$$

Возможное снижение производительности механизмов в зоне устойчивой работы привода при снижении напряжения можно качественно

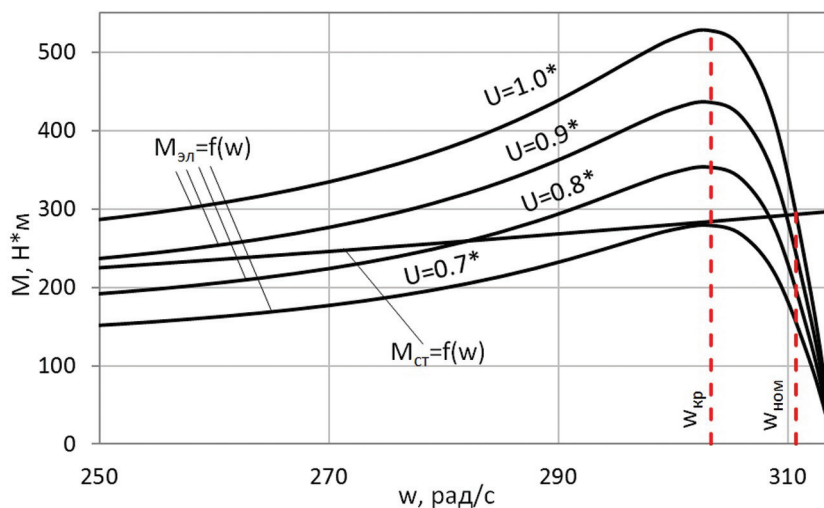


Рис. 4. Статическая характеристика АД при различных значениях напряжения и постоянстве частоты питающей сети:  $M_{эл} = f(\omega)$  — электромеханическая мощность, развиваемая двигателем при различном напряжении;  $M_{ст} = f(\omega)$  — моментно-скоростная характеристика приводимого во вращение механизма;  $\omega_{ном}$  — номинальная скорость вращения ротора двигателя;  $\omega_{кр}$  — критическая скорость вращения двигателя

оценить с помощью статической характеристики АД (рис. 4).

Учитывая, что до момента опрокидывания двигателя его скольжение изменится от  $s_{ном}$  до  $s_{кр}$  и принимая крайние значения данных диапазонов для типовых АД ( $s_{кр} = 0,02-0,03$ ;  $s_{ном} = 0,004-0,007$ ), оценим уровень изменения производительности механизма согласно формуле (4):

$$Q_{(s=s_{кр})} = \frac{n_{(s=s_{кр})}}{n_{(s=s_{ном})}} Q_{(s=s_{ном})}. \quad (5)$$

Воспользуемся также следующим соотношением:

$$n = n_1(1 - s), \quad (6)$$

где  $n_1$  – скорость вращения магнитного поля обмотки статора АД;  $s$  – скольжение АД.

Следовательно, выражение (5) с учетом (6) примет вид:

$$\begin{aligned} Q_{(s=s_{кр})} &= \frac{n_1(1-s_{кр})}{n_1(1-s_{ном})} Q_{(s=s_{ном})} = \frac{1-s_{кр}}{1-s_{ном}} Q_{(s=s_{ном})} = \\ &= \frac{1-0,02}{1-0,007} Q_{(s=s_{ном})} = 0,987 Q_{(s=s_{ном})}. \end{aligned}$$

Это значит, что производительность механизмов при снижении напряжения в сети вплоть до опрокидывания двигателя изменяется

на 1,3 % по отношению к его работе в нормальном режиме.

Для оценки допустимого уровня снижения производительности рабочих механизмов, который не повлиял бы на технологический процесс выработки электроэнергии на ТЭС, оттолкнемся от того факта, что благодаря глубоко проработанному подходу к построению автоматики ограничения снижения частоты (АОСЧ), в последние десятилетия крупных аварий, сопровождающихся лавиной частоты, в странах СНГ практически не было [10].

Одним из ключевых факторов возникновения лавины частоты является как раз резкое снижение производительности технологического оборудования электростанции при снижении частоты питающей сети. Для частотной делительной автоматики (ЧДА) на электростанциях уставки срабатывания располагаются в полосе от 49 до 46 Гц. При этом нижний предел для уставки по частоте, определяемый возможностями механизмов СН конкретной ТЭС поддерживать необходимый технологический режим котла и турбины при сниженной частоте, не должен быть выше 46 Гц. Это значит, что до частоты 46 Гц все механизмы собственных нужд ТЭС должны обеспечивать достаточную производительность для поддержания длительного и устойчивого технологического процесса производства электроэнергии в пределах рабоче-

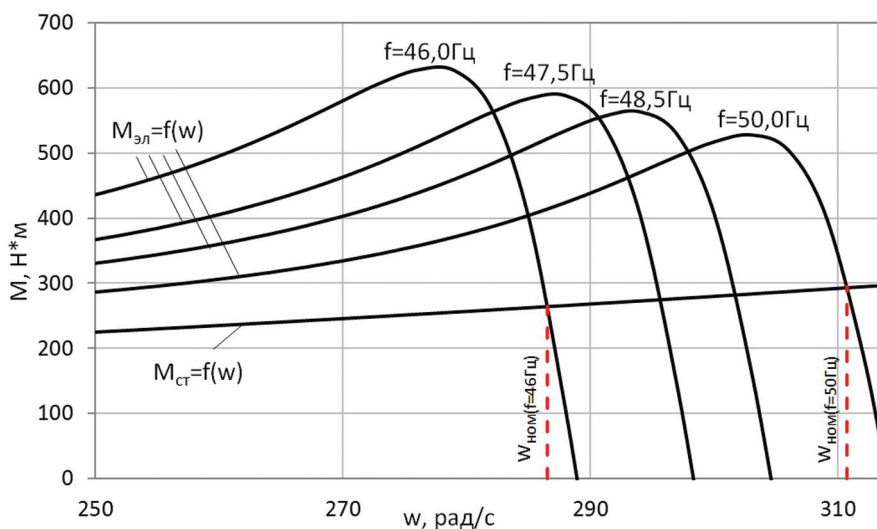


Рис. 5. Статическая характеристика АД при различных значениях частоты и постоянстве напряжения питающей сети

го диапазона эксплуатации оборудования. Если это не так, необходимо модернизировать узлы оборудования, мешающие выполнению данного требования [8].

Следовательно, определение допустимого снижения производительности рабочего механизма при частоте 46 Гц позволит получить контрольную точку, при достижении которой необходимо принимать управляющие мероприятия для ликвидации опасных аварийных возмущениях, вызванных и снижением напряжения.

Снижение производительности механизмов при изменении частоты в диапазоне от 50 до 46 Гц качественно отражено на статической характеристике АД (рис. 5).

При анализе данных зависимостей для конкретного АД (питательный насос) получены следующие результаты:  $\omega_{ном(f=50 \text{ Гц})} = 310,7 \text{ рад/с}$ ;  $\omega_{ном(f=46 \text{ Гц})} = 286,5 \text{ рад/с}$ . Подставляя полученные данные в формулу (4), учитывая что  $\omega \sim n$ :

$$\begin{aligned} Q_{(f=46 \text{ Гц})} &= \frac{n_{(f=46 \text{ Гц})}}{n_{(f=50 \text{ Гц})}} Q_{(f=50 \text{ Гц})} = \\ &= \frac{286,5}{310,7} Q_{(f=50 \text{ Гц})} = 0,922 Q_{(f=50 \text{ Гц})}. \end{aligned}$$

Следовательно, допустимое снижение производительности рабочих механизмов можно принять на уровне 7,8 %, то есть, по сути, это такое снижение производительности рабочих механизмов, которое можно скомпенсировать за счет регулирующих средств. Очевидно, что снижение напряжения при постоянной частоте вблизи шин электростанций не вызовет нарушений в технологическом процессе выработки электроэнергии, которая могла бы предопределить дальнейший ход развития аварии (7,8 % в противовес 1,3 %).

Рассмотрим теперь процесс одновременного снижения частоты и напряжения вблизи шин электростанции. При этом очевидно, что с учетом всех предположений, при частоте 46 Гц и пониженном напряжении, снижение производительности будет выше допустимого значения 7,8 %.

Фактически данной ситуации можно избежать, если поднять уставку срабатывания по частоте 46 Гц из расчета компенсации той доли снижения производительности, которое дает снижение напряжения, и при этом в уставке

срабатывания ЧДА будет учтены все факторы (напряжение и частота) и нет необходимости в ее дополнении другими пусковыми органами. Однако, в связи с распространением микропроцессорной техники, данный факт можно учесть более гибко путем построения в плоскости  $f_{срабатывание \text{ ЧДА}} = f(U_{сету})$ , которая строится по условию допустимого снижения производительности рабочих механизмов (7,8 %).

*Опрокидывание двигателей СН при достижении критического напряжения.*

Как было отмечено, предполагается, что основным условием для выбора параметров срабатывания делительной автоматики на электростанции — не допустить нарушения технологии выработки электроэнергии на ней и сохранить ее в работе для дальнейшего быстрого восстановления нормального электроснабжения путем ее синхронизации после ликвидации аварии в сети. Исходя из данного условия, опрокидывание АД СН не допустимо, т. е. выделение электростанций при снижении напряжения должно происходить до опрокидывания АД всех ответственных рабочих механизмов СН.

Как предлагается в [11], делительная автоматика ТЭС должна включать в себя помимо пускового органа по частоте и пусковой орган по напряжению, срабатывающий при напряжении порядка 0,75 от номинального значения. Это действительно оправдано. На электростанциях существует защита минимального напряжения для системы СН и для потребителей, получающих питание от генераторного распределительного устройства (ГРУ) станции. Данная защита предназначена для автоматического отключения неответственных потребителей при опасном снижении напряжения на шинах СН для обеспечения успешного самозапуска ответственных электродвигателей. Данная защита состоит из двух ступеней срабатывания. Первая ступень предназначена для отключения неответственных потребителей, вторая ступень — для отключения ряда ответственных электродвигателей при исчезновении напряжения на них для обеспечения условий безопасности и в случаях, когда самозапуск механизмов после останова не допустим по условиям технологического процесса.

Параметры срабатывания первой ступени защиты обычно устанавливают на уровне  $0,7U_{ном}$



и времени срабатывания 0,5–1,0 с, второй ступени —  $0,5U_{ном}$  и времени срабатывания 3–9 с.

При выборе уставки  $0,75U_{ном}$  исходим из соображений выделения электростанции в наиболее благоприятный момент для СН, и при этом при выделении ТЭЦ до уставки срабатывания 1-й ступени защиты, в дальнейшем улучшит условия балансировки выделенного энергоузла за счет наличия некоего регулируемого диапазона нагрузки в объемах, отключаемых от ее пусковых органов.

Принимая уставку срабатывания автоматики на уровне  $0,75U_{ном}$ , можно также однозначно утверждать об отсутствии вероятности опрокидывания двигателей (согласно [7] напряжение опрокидывания большинства АД лежит ниже  $0,65$  от номинального значения).

Если рассматривать влияние устойчивости работы АД при одновременном снижении частоты и напряжения, то в данном случае для качественной оценки приведем реактивное сопротивление рассеяния двигателя в виде  $x_0 = 2\pi fL_0$ , где  $L_0$  — индуктивность рассеяния, тогда получим следующие зависимости [9]:

$$s_{кр} = \frac{r_2'}{2\pi fL_0}; P_{элmax} = \frac{U^2}{4\pi fL_0}; U_{кр} = \sqrt{4P_0\pi fL_0},$$

где  $P_0$  — механическая мощность приводимого механизма АД;  $P_{элmax}$  — максимальная электрическая мощность, развиваемая АД.

Из приведенных формул видно, что критическое скольжение и максимальная мощность двигателя при понижении частоты увеличиваются, а критическое напряжение — уменьшается. Таким образом, снижение частоты положительно влияет на условие работы АД. Поэтому в режимах со снижением частоты, не опасаясь нарушения устойчивости, можно допускать более глубокие снижения напряжения, чем при нормальной частоте.

*Перегрев двигателей при возрастании токов статора двигателя при пониженном напряжении.*

При сниженном напряжении возникает вероятность отключения электродвигателя от тепловой защиты и, как следствие, нарушение технологического процесса. Однако следует отметить, что при снижении напряжения опрокидывание двигателя будет происходить ранее,

чем срабатывает защита от перегрузки. Основным назначением данной защиты является предотвращение затянувшегося условия самозапуска двигателей при пониженных напряжениях или технологического застревания приводимых во вращение механизмов. В связи с этим рассматривать данную причину для нарушения технологического процесса выработки электроэнергии в рамках делительной автоматики ТЭС не целесообразно.

### Резюме.

В настоящее время в связи с изменением состава потребителей электрической нагрузки возникает опасность отключения ТЭС от энергосистемы при возникновении дефицита реактивной мощности в ней, и как следствие — это приводит к дальнейшему усугублению развития аварии с увеличением времени восстановления нормального электроснабжения ввиду потери СН станций. Кроме того, при перспективном вводе в эксплуатацию АЭС на территории Беларуси и удаленности ее от крупных потребителей возможно возникновение проблемы с обеспечением баланса реактивной мощности.

При возникновении дефицита реактивной мощности, с учетом традиционных принципов построения главных электрических схем ТЭС, возникает угроза нарушения технологического процесса выработки электроэнергии и аварийного отключения генераторов по следующим причинам:

- снижение производительности рабочих механизмов СН станции;
- отключение генераторов вследствие их перегрузки по току ротора

Делительная автоматика на ТЭС включает в себя только систему ЧДА, которая имеет пусковой орган, реагирующий на возникновение дефицита активной мощности, при этом появляется угроза отключения станции при возникновении дефицита реактивной мощности в связи с несовершенством системы АОСН (а в некоторых регионах и его полного отсутствия) в условиях изменившегося состава электрической нагрузки энергосистемы и сокращения резервов реактивной мощности.

Необходимо рассмотреть вопрос о дополнении существующей системы делительной автоматики дополнительными пусковыми органами,

способными зафиксировать опасное снижение напряжения вблизи шин электростанции.

В качестве дополнительных пусковых органов для выделения питания СН и части изолированных потребителей на штатные генераторы станции (наряду с пусковыми органами ЧДА) предлагаем использовать:

- факт возникновения форсировки на двух и более генераторах станции с уставкой по времени (ориентировочно 10 с), отстроенной от действия резервных защит линий, оборудования станции, АОСН на близлежащих подстанциях;

- при снижении напряжения ниже  $0,85U_{ном}$  на шинах СН с отстройкой по времени от действия резервных защит;

- увеличение срабатывания уставки срабатывания ЧДА по частоте для предотвращения недопустимого снижения производительности рабочих механизмов при одновременном снижении напряжения и частоты, или же при использовании микропроцессорных защит срабатывание защиты представить в виде функции  $f_{срабатывание\ ЧДА} = \phi(U_{сети})$ , которая строится по условию допустимого снижения производительности рабочих механизмов.

#### Литература:

1. Алексеев, О. П., Максимов, Б. К. Противоаварийное управление в энергосистемах при глубоких снижениях напряжения, обусловленных дефици-

том реактивной мощности. Международная научно-практическая конференция и выставка «Релейная защита и автоматика современных энергосистем сверхвысокого напряжения». — Чебоксары, 9–13 сентября 2007.

2. Тополев, В. А. Реконструкция устройств частотной делительной автоматики на электростанциях / В. А. Тополев // Энергетическая стратегия. — 2013. — № 5(35). — С. 20–23.

3. СО 153-34.20.118-2003 «Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем», утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.03 № 281.

4. Методические указания по устойчивости энергосистем, утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 277.

5. Ульянов, С. А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. Учебник для электротехнических и энергетических вузов и факультетов. — М.: «Энергия», 1970.

6. ТКП 181-2009. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. — Минск, 2009.

7. СТП 09110.25.518-08. Методика расчета режимов перерыва питания и самозапуска электродвигателей собственных нужд электростанций упрощенными методами для электростанций и сетей.

8. Буртаков, В. С. Автоматическое выделение собственных нужд ТЭС при аварийных изменениях частоты или напряжения в сети / В. С. Буртаков, Л. Н. Касьянов, Б. Н. Глускер, В. А. Кузьмичев // Электрические станции. — 2012. — № 9. — С. 23–33.

9. Калентионок, Е. В. Устойчивость электроэнергетических систем. — Минск: Техноперспектива, 2008. — 375 с.