

УДК 621.311.016.35.001.24

ЭКСПЛУАТАЦИОННАЯ НАДЕЖНОСТЬ ТУРБОГЕНЕРАТОРА В СОСТАВЕ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

Т.С. Гурин, Г.З. Маркман, Н.Н. Харлов

Томский политехнический университет

E-mail: rcr@tpu.ru

Исследованы особенности динамических переходов турбогенератора в составе системы электроснабжения предприятия. Определены значения загрузки генератора и длительности коротких замыканий в различных узлах системы внутривзаводского и внешнего электроснабжения предприятия, при которых обеспечивается сохранение результирующей устойчивости параллельной работы собственных источников предприятий.

Ряд крупных предприятий в своем составе содержат собственные турбогенераторы для выработки электрической энергии в нормальных режимах, обеспечения резервного питания и повышенного уровня надежности. Турбогенераторы могут работать параллельно с энергосистемой, либо автономно. В том и другом случае возникает ряд проблем, связанных с оценкой влияния таких турбогенераторов на режимы внутривзаводского и внешнего электроснабжения с точки зрения качества электрической энергии, статической и динамической устойчивости, а также на условия работы релейной защиты и автоматики.

В данной работе приводятся результаты исследования динамических режимов турбогенератора мощностью 17 МВт, установленного в системе электроснабжения ООО «Томскнефтехим» и работающего параллельно с источниками энергосистемы (ТЭЦ-3 и ГПП-220) через трансформаторы главной понизительной подстанции (ГПП) и линии 110 кВ предприятия. Исследования выполнены с использованием программы «Мустанг». Расчетная схема,

принятая при исследовании, приведена на рис. 1. В пределах данной схемы параллельная работа источников энергосистемы исключается.

При коротких замыканиях на отходящих фидерах 10 кВ секций № 1 и 2 ГПП-3, или при коротких замыканиях на питающих линиях 110 кВ возможно нарушение устойчивости параллельной работы турбогенератора с энергосистемой. Для предотвращения возникновения асинхронных режимов реализовано решение, предусматривающее автоматическое выделение турбогенератора для питания группы наиболее ответственных потребителей. Деление системы электроснабжения осуществляется по факту увеличения тока статора турбогенератора. Полное время отключения этой ветви составляет около 0,25 с.

Для оценки надежности работы системы электроснабжения предприятия при различных возмущениях проводились исследования электромеханических переходных процессов с целью выяснения последствий возникновения коротких замыканий и деления системы электроснабжения, так как

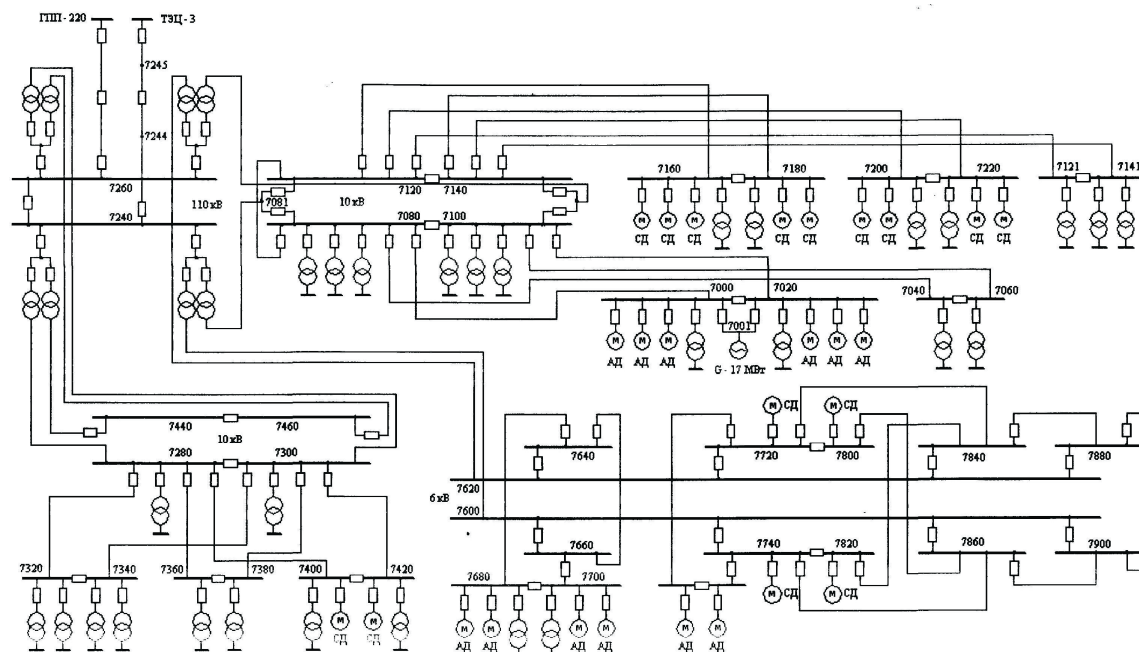


Рис. 1. Расчетная схема системы электроснабжения

при достаточно быстром отключении коротких замыканий на фидерах 10 кВ и на питающих линиях 110 кВ возможно сохранение синхронной динамической устойчивости или результирующей устойчивости турбогенератора. Деление системы может приводить к значительным отклонениям частоты в выделившейся части.

Расчетные условия. Для проведения исследования назначаются некоторые конкретные исходные режимы и аварийные возмущения. В качестве таковых приняты:

1. Схема сети полная – все элементы сети в работе, в том числе питающая линия ГПП-3 напряжением 110 кВ.
2. Исходная мощность генератора – 10 МВт.
3. В качестве возмущающих воздействий рассматривается трехфазное короткое замыкание:
 - в непосредственной близости от зажимов турбогенератора, как наиболее тяжелый случай, соответствующий полному сбросу электромагнитной мощности генератора и наибольшему ускорению ротора;
 - на шинах 110 кВ ГПП-3, как случай, соответствующий полному сбросу мощности из питающей энергосистемы.

Данное исследование представляет интерес, поскольку дает представление о выбеге ротора генератора, амплитуде возможных изменений угла между осью q ротора и вектором напряжения в базисном узле в режиме синхронных качаний, а также позволяет определить момент выпадения из синхронизма и параметры установившегося асинхронного режима. Варьируя временем отключения короткого замыкания, можно определить предельное время отключения по условиям сохранения синхронной динамической устойчивости, количество асинхронных проворотов ротора в случае нарушения устойчивости, а при сохранении результирующей устойчивости и предельное время отключения короткого замыкания, при котором результирующая устойчивость не сохраняется, то есть имеет место длительный установившийся асинхронный режим.

4. Степень влияния двигательной нагрузки и отключения ее защитой минимального напряжения оценивается по изменению предельного времени отключения короткого замыкания, поскольку отключение части высоковольтных электродвигателей в значительной степени изменяет баланс мощности в узле и процесс восстановления напряжения после ликвидации короткого замыкания.
5. Наиболее тяжелым с точки зрения устойчивости генератора является летний режим работы энергосистемы, в котором генераторы энергосистемы частично или полностью выводятся в плановый ремонт и, следовательно, энергосистема имеет меньшую эквивалентную ЭДС.

Именно этот режим и принимается при исследовании переходных процессов.

При принятых значениях изменения мощности турбогенератора и заданной исходной схеме представляют интерес исследования динамики турбогенератора при трехфазном коротком замыкании. Полученные результаты исследований и выводы с точки зрения степени их соответствия реальным процессам должны рассматриваться с учетом того, что точные исходные данные по параметрам импортного генератора, и особенно его систем регулирования (автоматическое регулирование возбуждения, частоты вращения и др.), в распоряжении исследователя отсутствуют. Поэтому для импортного турбогенератора они приняты по отечественным аналогам. Также по отечественным аналогам приняты параметры синхронных и асинхронных двигателей. Ориентировочно по примерному составу технологических механизмов приняты характеристики зависимостей механических моментов на валах электродвигателей от частоты.

Исследование последствий трехфазного короткого замыкания на отходящих фидерах 10 кВ. Для определения последствий трехфазного короткого замыкания в начале фидера 10 кВ, отходящего от секции, на которую работает турбогенератор, проведены расчеты динамики для различной начальной мощности турбины и различном времени отключения поврежденного фидера. На рис. 2, а, б, приведены результаты расчета при времени отключения короткого замыкания $\Delta t_{кз} = 0,25$ с.

На шинах секции турбогенератора на время существования трехфазного короткого замыкания напряжение снижается до нуля, и далее после отключения короткого замыкания идет процесс его восстановления, со значения от 5 до 10 кВ. Процесс восстановления напряжения длится около 0,75 с. Таким образом, полное время переходного процесса в узле нагрузки составляет около 1 с.

На шинах 110 кВ ТЭЦ-3 и ГПП-220 снижение напряжения во время короткого замыкания составляет примерно на 6 и 18 кВ соответственно. Время восстановления напряжения после ликвидации короткого замыкания также составляет порядка 0,75 с.

Движение ротора турбогенератора в данном случае выглядит следующим образом: в процессе короткого замыкания электромагнитная мощность турбогенератора снижается до нуля, и вся энергия первичного двигателя затрачивается на ускорение ротора.

Так как при не учете действия системы автоматического регулирования частоты вращения (АРЧВ) мощность турбины остается неизменной, то движение ротора турбогенератора может быть описано уравнением [1, 2]:

$$\frac{T_j}{\omega_{ном}} \frac{d\omega_s}{dt} = \frac{\Delta P}{P_{ном}}, \quad (1)$$

где ω_s – угловая скорость скольжения ротора генератора относительно ЭДС системы; ΔP – небаланс

мощности на валу генератора; T_j – механическая постоянная инерции вращающихся масс агрегата.

Решение (1) дает:

$$\omega_s = \frac{\Delta P \omega_{ном}}{T_j P_{ном}} t.$$

При $\Delta P=10$ МВт, $T_j=5$ с и $\omega_{ном}=17991$ град/с $\omega_s=2116t$.

Приращение угла между осью q ротора и эквивалентным вектором напряжения питающей энергосистемы за время короткого замыкания $\Delta t_{кз}=0,25$ с составит:

$$\Delta\delta = \int_0^{\Delta t_{кз}} (2116t) dt = 2116 \Delta t_{кз}^2 / 2 = 2116 \frac{0,25^2}{2} = 66^\circ.$$

Таким образом, за время существования короткого замыкания значение угла составит около 93° при начальном значении угла порядка 27° .

Асинхронный режим в данном случае не возникает, а возникшие после отключения короткого замыкания синхронные качания после двух циклов затухают.

Увеличение времени отключения короткого замыкания до 0,35 с приводит к качественно иной картине переходного процесса. Приращение угла $\Delta\delta$ за время короткого замыкания составляет уже $129,6^\circ$, а абсолютное значение угла δ – порядка 157° . Столь значительное увеличение угла приводит к тому, что в первый момент после отключения короткого замыкания электромагнитная мощность

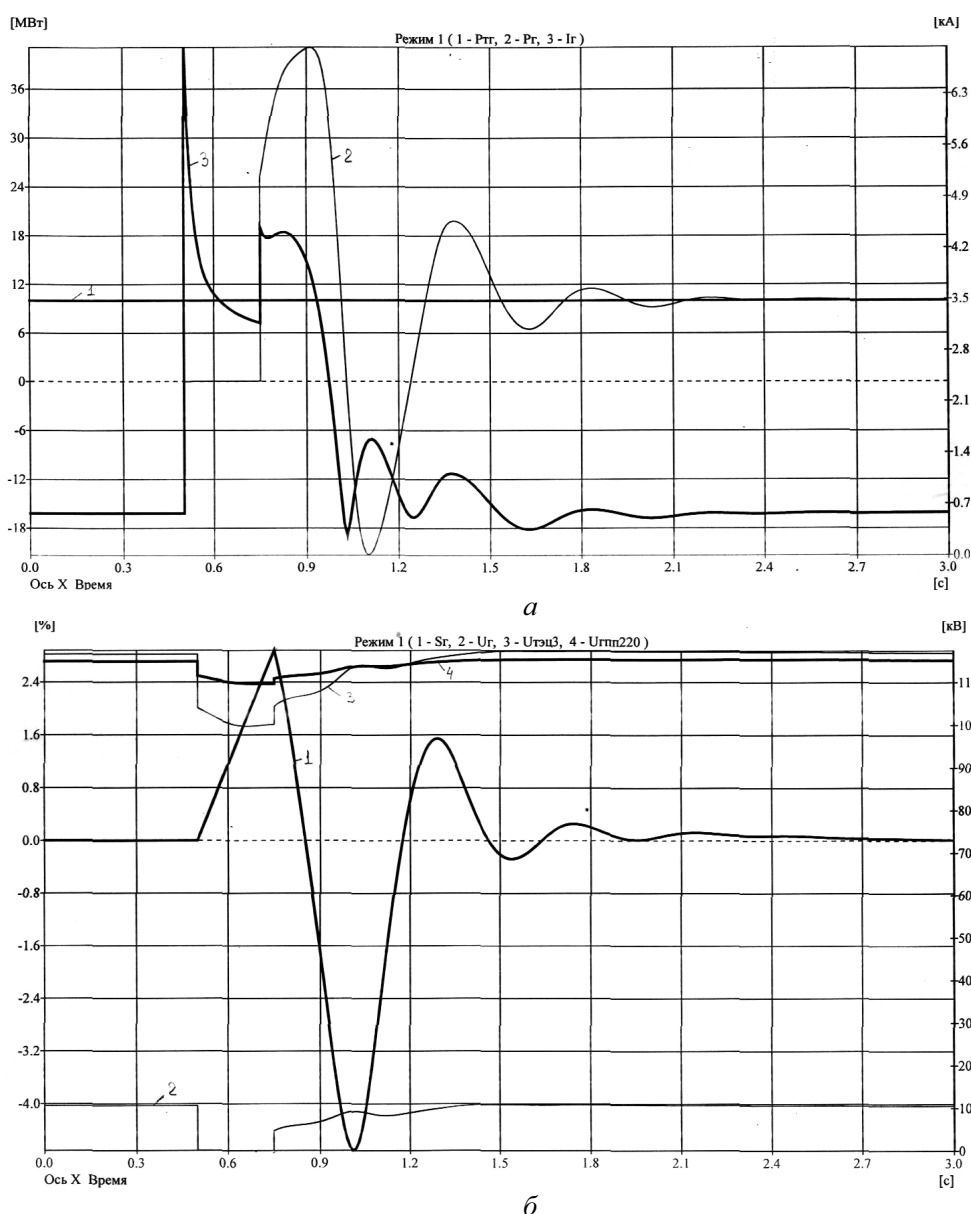


Рис. 2. Результаты расчета переходного процесса турбогенератора при коротком замыкании на отходящем фидере 10 кВ ($\Delta t_{кз}=0,25$ с и $P_{тг}=10$ МВт): а) мощность турбины – 1, мощность генератора – 2, ток генератора – 3; б) скольжение генератора – 1, напряжение генератора – 2, напряжение на шинах ТЭЦ-3 – 3, напряжение на шинах ГПП-220 – 4

генератора меньше мощности турбины, что приводит к еще большему ускорению и увеличению скольжения. Тем не менее, электромагнитная мощность генератора, достигнув минимума с дальнейшим нарастанием угла, также нарастает и, сменив знак, достигает максимума в 56 МВт, что приводит к уменьшению скольжения и смене его знака. Первое достижение нулевого скольжения происходит через 0,7 с после возникновения короткого замыкания. Однако вследствие того, что электромагнитная мощность генератора была значительно больше мощности первичного двигателя, процесс торможения и нарастания угла продолжается с дальнейшей сменой небаланса мощности на валу и началом ускорения ротора.

Второе достижение нулевого скольжения происходит через 0,3 с после первого, и в этот момент уже создаются условия для ресинхронизации. Таким образом, синхронная динамическая устойчивость не сохраняется, а ротор генератора перед втягиванием в синхронизм совершает один асинхронный проворот. Таким образом, время отключения короткого замыкания $\Delta t_{кз}=0,25$ с является практически предельным из условия сохранения синхронной динамической устойчивости при исходной мощности генератора равной 10 МВт и отсутствии автоматического регулирования частоты вращения.

Похожая картина динамики имеет место и при дальнейшем увеличении времени отключения короткого замыкания. Различие состоит лишь в увеличении количества асинхронных проворотов ротора генератора относительно вектора эквивалентной ЭДС системы. Количество асинхронных проворотов n ротора после восстановления напряжения до втягивания его в синхронизм в зависимости от времени отключения короткого замыкания представлено в таблице. Здесь же приведены максимальные значения скольжения s_{max} и электромагнитной мощности P_{max} .

Таблица. Количество асинхронных проворотов ротора турбогенератора в зависимости от времени отключения короткого замыкания на фидере 10 кВ

$\Delta t_{кз}, c$	0,25	0,35	0,45	0,55	0,65	0,75	0,85	0,95	1,05	1,15	1,25
n	0	1	1	1	2	2	2	4	5	6	9
$s_{max}, \%$	2,9	7,5	6,8	6,2	9,2	9,5	9,6	12	12,2	13	15,2
$P_{max}, MВт$	41	56	58	51	53	56	51	53	52	54	55

Полученные значения показывают, что при заданных расчетных условиях возможны примерно трехкратные перегрузки по мощности. Величина момента, приложенного к ротору, составляет примерно 3,0...3,5 от номинального.

Поведение высоковольтных электрических двигателей при пониженном напряжении на шинах характеризуется увеличением скольжения — у асинхронных, и нарастанием угла δ — у синхронных.

В наибольшей степени данное явление проявляется у двигателей, находящихся в непосредственной близости от места короткого замыкания. Так, асинхронные электрические двигатели, подключенные к шинам 10 кВ секции 1, рис. 1, за время короткого замыкания продолжительностью 1,25 с успевают сбросить скорость вращения до 72 % от номинальной. За время восстановления напряжения процесс снижения скорости продолжается вплоть до нуля с дальнейшим разгоном двигателей до номинальной скорости.

Синхронные электрические двигатели подключены в электрически удаленных от рассматриваемого места короткого замыкания узлах. За счет двояких реакторов они сохраняют устойчивость при всех рассмотренных значениях времени отключения короткого замыкания.

Предельное по условиям ресинхронизации турбогенератора время отключения короткого замыкания при загрузке турбины в 10 МВт и отсутствии автоматического регулирования частоты вращения определено в 2,3 с от момента его возникновения.

Дальнейшее увеличение времени ликвидации короткого замыкания приводит к выходу генератора на установившийся асинхронный режим. Напряжение на шинах 10 кВ секции 1 устанавливается на уровне около 5 кВ, асинхронные электродвигатели останавливаются, а синхронные электродвигатели, подключенные за реактивностью двоякого реактора, сохраняют устойчивость.

Увеличение мощности первичного двигателя (турбины) до 13 МВт в значительной степени изменяет характер переходного процесса в рассмотренном интервале времени отключения короткого замыкания. Так, при $\Delta t_{кз}=0,95$ с после отключения короткого замыкания синхронизация происходит после 22 полных проворотов, а время асинхронного режима составляет около 4,3 с. Процесс восстановления напряжения длится около 4,6 с со средним значением напряжения на секции 1 около 6 кВ. Асинхронные двигатели, подключенные в непосредственной близости от места короткого замыкания останавливаются, но после восстановления напряжения разворачиваются до номинальной скорости. Синхронные двигатели сохраняют устойчивость и в этом случае.

Аналогичная качественная картина переходного процесса имеет место и при времени отключения $\Delta t_{кз}=1,15$ с, с той разницей, что число проворотов ротора достигает 30, а время асинхронного режима составляет около 5,1 с. Процесс восстановления напряжения длится около 5,7 с в связи со все более затягивающимся разворотом асинхронных электродвигателей, которые также вначале останавливаются (при коротком замыкании и асинхронном ходе генератора), а затем, после восстановления синхронизма — разворачиваются до номинальной скорости. Синхронные электродвигатели сохраняют устойчивость и при данном времени отключения короткого замыкания $\Delta t_{кз}=1,15$ с.

Исследование последствий трехфазного короткого замыкания на питающей линии 110 кВ ТЭЦ-3 – ГПП-3.

Короткие замыкания на питающих линиях 110 кВ отключаются защитами, установленными на источниках – ГПП-220 и ТЭЦ-3. Данные защиты имеют свою специфику, так как являются защитами линий с двухсторонним питанием – вследствие наличия в системе электроснабжения источника – генератора 17 МВт. Основной защитой данных линий является комплект устройств ДЗЛ-2. Этот тип защиты обеспечивает быстрое (с выдержкой времени около 0,25 с) отключение поврежденной линии с двух сторон. Резервными защитами являются: токовая отсечка – при коротком замыкании на шинах источника питания; дистанционная защита с выдержкой времени 0,8 с; максимальная токовая защита на ГПП-3 с выдержкой времени около 1,8 с.

Особенностями переходных процессов в случае трехфазного короткого замыкания на приемном конце линий являются:

- снижение напряжения в системе электроснабжения предприятия, причем наибольшее снижение будет иметь место в той части схемы, которая получает питание от поврежденной линии;
- ускорение ротора турбогенератора в связи со сбросом его электромагнитной мощности, вызванным снижением напряжения;
- торможение синхронных и асинхронных электродвигателе, вызванное снижением напряжения.

На рис. 3 приведены параметры переходного процесса для данного случая. Расчет выполнен с учетом действия системы АРЧВ.

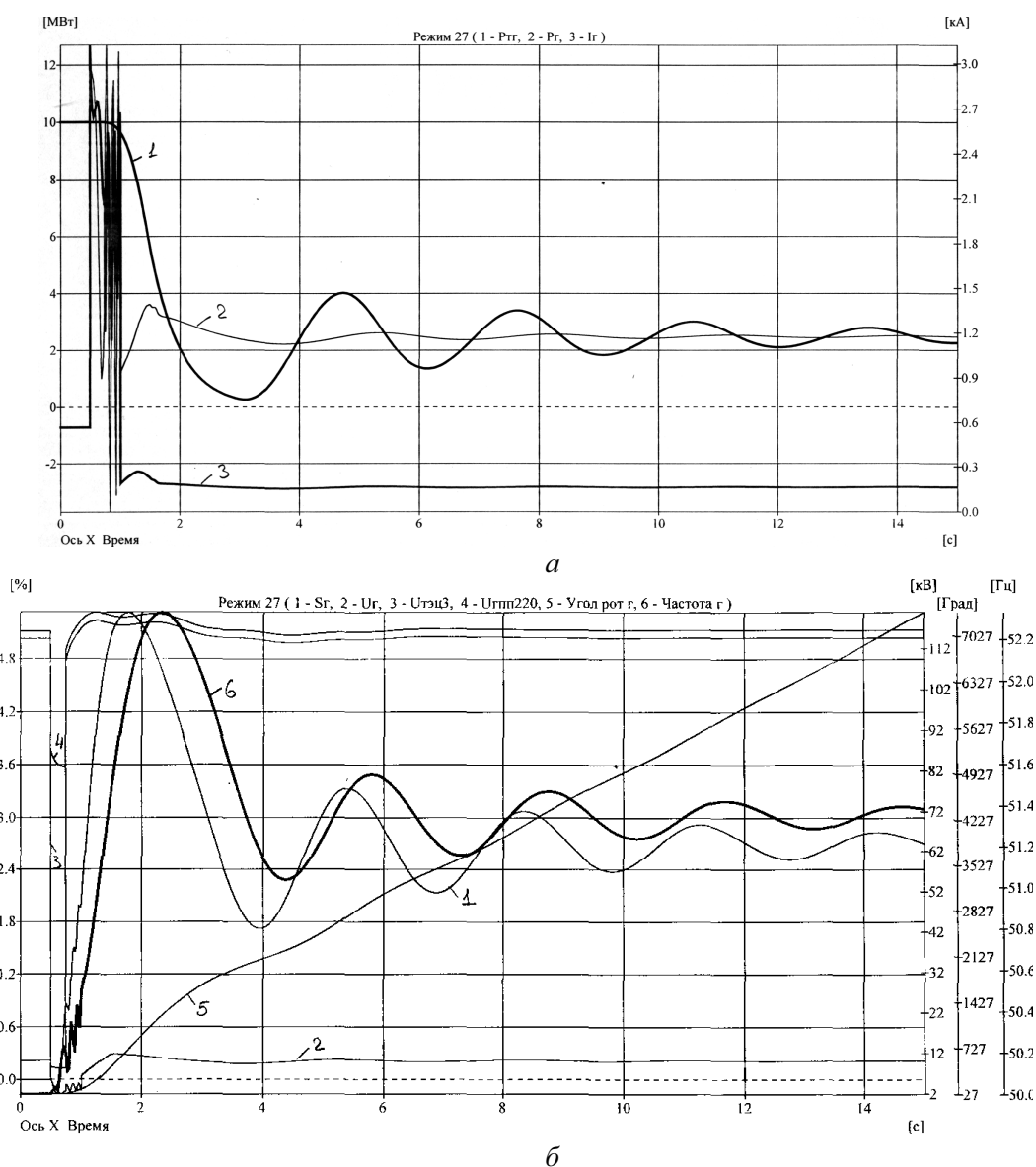


Рис. 3. Результаты расчета переходного процесса турбогенератора при коротком замыкании на питающей линии 110 кВ ($\Delta t_{кз}=0,25$ с и $P_{гр}=10$ МВт): а) мощность турбины – 1, мощность генератора – 2, ток генератора – 3; б) скольжение генератора – 1, напряжение генератора – 2, напряжение на шинах ТЭЦ-3 – 3, напряжение на шинах ГПП-220 – 4, угол δ_r – 5, частота f_r – 6

Как видно из схемы (рис. 1), заводской генератор полностью отделяется от энергосистемы и питает нагрузку, мощность которой определяется теми потребителями, которые не отключились защитой от минимального напряжения. Мощность оставшейся нагрузки составляет при исходной мощности генератора 10 МВт около 2,5 МВт, причем сброс электромагнитной мощности в первые моменты после нарушения режима составляет 7,5 МВт.

В соответствии с принятым в расчете коэффициентом статизма АРЧВ 5 % и зоной нечувствительности 0,5 % установившееся значение частоты составляет 51,35 Гц. Процесс регулирования активной мощности генератора устройствами АРЧВ составляет около 15 с.

Синхронные и асинхронные двигатели, подключенные к группе секций 10 и 6 кВ и питающиеся до аварии по отключаемой линии 110 кВ, успевают отключиться защитой минимального напряжения, поскольку напряжение на соответствующих секциях восстанавливается не мгновенно, а с заметной задержкой. Напряжение на этих секциях в послеаварийном режиме поддерживается практически на уровне номинального за счет генератора.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Высшая школа, 1985. – 536 с.

Выводы

1. Эксплуатационная надежность системы электроснабжения, содержащей собственный источник, в значительной степени определяется выдержками времени защит и устройств автоматики в системах внутривзаводского и внешнего электроснабжения.
2. При определении показателей эксплуатационной надежности такой системы электроснабжения необходимо рассмотрение всех вариантов развития аварийных процессов, приводящих к возникновению режимов синхронных качаний, нарушению устойчивости, возникновению асинхронных режимов и обеспечению ресинхронизации.
3. Эффективным инструментом для исследования эксплуатационной надежности систем электроснабжения является программа «Мустанг», обеспечивающая учет большинства факторов, определяющих протекание электромеханических переходных процессов.

2. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 390 с.: ил.

УДК 621.316.9.01

ВЕРОЯТНОСТНАЯ МОДЕЛЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ПРИ ДУГОВЫХ ЗАМЫКАНИЯХ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ С КОМПЕНСАЦИЕЙ ЕМКОСТНЫХ ТОКОВ

Р.А. Вайнштейн, В.В. Шестакова, С.М. Юдин

Томский политехнический университет
E-mail: vra@tpu.ru

Предлагается математическая модель для исследования электрических процессов в сетях с компенсацией емкостного тока при дугowych перемежающихся замыканиях с учетом вероятностного характера факторов, определяющих исследуемый процесс. Результаты, полученные с помощью разработанной модели, используются для усовершенствования защиты от замыканий на землю в электрических сетях.

Надежность работы электроустановок и потребителей электроэнергии в значительной степени зависит от уровня эксплуатации распределительных сетей различного вида. Одним из распространенных видов распределительных электрических сетей являются сети с компенсацией емкостного тока замыкания на землю. В этих сетях замыкание на землю одной фазы не вызывают непосредственного нарушения работы потребителей. Однако такие однофазные замыкания, если они не будут своевременно выявлены и устранены, могут стать причиной развития пов-

реждения с последующим переходом в аварийное, которое требует немедленного отключения оборудования.

Для решения этой задачи необходима селективная защита от однофазных замыканий с действием на сигнал или на отключение. Принципиальные трудности выполнения селективной защиты в сетях с компенсацией емкостного тока общеизвестны [1]. Важным обстоятельством является также и то, что защита должна правильно функционировать как при устойчивых, так и при дугowych перемежающихся замыканиях.