

ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НЕФТЯНОЙ НАГРУЗКИ С СОБСТВЕННОЙ ГАЗОТУРБИННОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЕЙ

**Доктора техн. наук, профессора ГАШИМОВ А. М., РАХМАНОВ Н. Р.,
инж. АХМЕДОВА С. Т., канд. техн. наук РАХМАНОВ Р. Н.**

*Институт физики НАН Азербайджана,
Азербайджанский научно-исследовательский и проектно-изыскательский
институт энергетики,
BP–Азербайджан*

Добыча и транспортировка нефти и газа из регионов крупных месторождений – сложный технологический процесс, непрерывность функционирования которого обеспечивается системой электроснабжения с повышенными показателями надежности. Аварии в таких системах электроснабжения могут приводить не только к выходу из строя дорогостоящего оборудования, но и создать угрозу для окружающей среды.

Учитывая, что наиболее крупные потребители нефти и газа обычно расположены на больших расстояниях от места добычи, для их транспорта сооружаются специальные терминалы. Обычно такие терминалы представляют собой техническую систему, в которой после предварительной обработки углеводородное сырье подается в транспортирующую систему.

Электрическое питание всего оборудования терминала в основном обеспечивается за счет собственной газотурбинной электростанции (ГТЭС), на которой в качестве топлива используется местный газ или нефть. Обеспечение надежного электроснабжения от ГТЭС небольшой мощности связано со многими трудностями: 1) высокой скоростью протекания аварийных переходных процессов из-за малых значений механической инерции турбогенераторного агрегата [1]; 2) генераторы небольшой мощности нередко снабжаются упрощенными системами возбуждения, которые после ликвидации короткого замыкания не способны восстановить напряжение на зажимах генератора.

В целом приходится иметь в виду три класса режимов работы ГТЭС:

- работа синхронно с энергосистемой, с которой ГТЭС имеет «сильную» электрическую связь (пропускная способность этой связи достаточна для покрытия более 50 % мощности локальной нефтяной нагрузки);
- работа ГТЭС в энергосистеме со слабой связью, мощность которой на 15–20 % покрывает местную нагрузку;
- автономная работа ГТЭС со 100%-м покрытием суммарной мощности нагрузки.

Эти режимы могут быть взаимно обусловленными. Даже если ГТЭС полностью покрывает суммарную нагрузку нефтяного региона, наличие связи с энергосистемой остается целесообразным для резервирования и возможности выдачи в сеть энергосистемы избыточной мощности ГТЭС. Число включенных связей ГТЭС с энергосистемой определяется необходимостью обеспечения текущего значения пропускной способности межсистемной связи, которая возникает при решении задач [2]:

- противоаварийного управления самой ГТЭС по условиям устойчивости параллельной работы генераторов, предотвращения развития аварий и их локализации;

- обеспечения заданного качества электроэнергии (уровень напряжения в сети электроснабжения должен соответствовать режиму напряжения в сети при нормальной работе).

В связи с этим одной из важных проблем при проектировании и эксплуатации системы электроснабжения нефтяного региона с мощным терминальным пунктом транспорта нефти являются устойчивость и надежность ее синхронной работы с энергосистемой. Важная часть данной проблемы – оценка влияния динамических процессов в энергосистеме на режим работы генераторов местной электростанции, а также электрооборудования системы электроснабжения терминала – трансформаторов, двигателей, выключателей и др.

В работе приводятся результаты исследований влияния коротких замыканий и внезапных изменений схемы и режима энергосистемы на уровень напряжения и токи в элементах сети системы электроснабжения нефтегазового терминала с учетом изменения в структуре ее генерации. Расчетные эксперименты проведены на примере схемы и модели энергосистемы «АзерЭнержи» с параллельно включенной системой электроснабжения Сангачальского нефтяного терминала. Рассматривается влияние удаленности места КЗ на распределение токов в сети электроснабжения потребителей терминала. По результатам расчета токов КЗ выбираются оборудование и настройка релейной защиты.

Методология расчета коротких замыканий и ее особенности в соответствии с требованиями Международной электротехнической комиссии (ИЕС). Во многих странах при выполнении проектных расчетов, а также при решении комплекса задач, связанных с эксплуатацией энергетических систем, расчете и управлении их режимами, обеспечении надежности функционирования генерирующих агрегатов и электрических сетей используются универсальные программные средства, сертифицированные Международной электротехнической комиссией. К числу таких программных средств относится специализированный программный комплекс [3], включающий в себя программные модули для решения значительного числа задач из области электроэнергетики. Информационное обеспечение, моделирование, методы решения задач полностью выполнены в соответствии со стандартами ИЕС и IEEE.

В модуле расчета всех видов КЗ используются несколько стандартов ИЕС [4–6]. Общая методология расчета построена на моделировании электрической сети с учетом следующих условий: все источники ЭДС эквивалентизируются одним источником относительно точки КЗ; все машины представлены внутренними импедансами; емкости ЛЭП и статические составляющие нагрузок не учитываются, за исключением схемы нулевой последовательности; положения регуляторов напряжения трансформаторов устанавливаются в соответствии с уровнем номинального напряжения.

Подготовленная в соответствии с данными условиями расчетная схема может быть подвергнута исследованию режимов симметричных и несимметричных КЗ. Выбор требуемого вида КЗ осуществляется в соответствии с меню на экране (рис. 1).

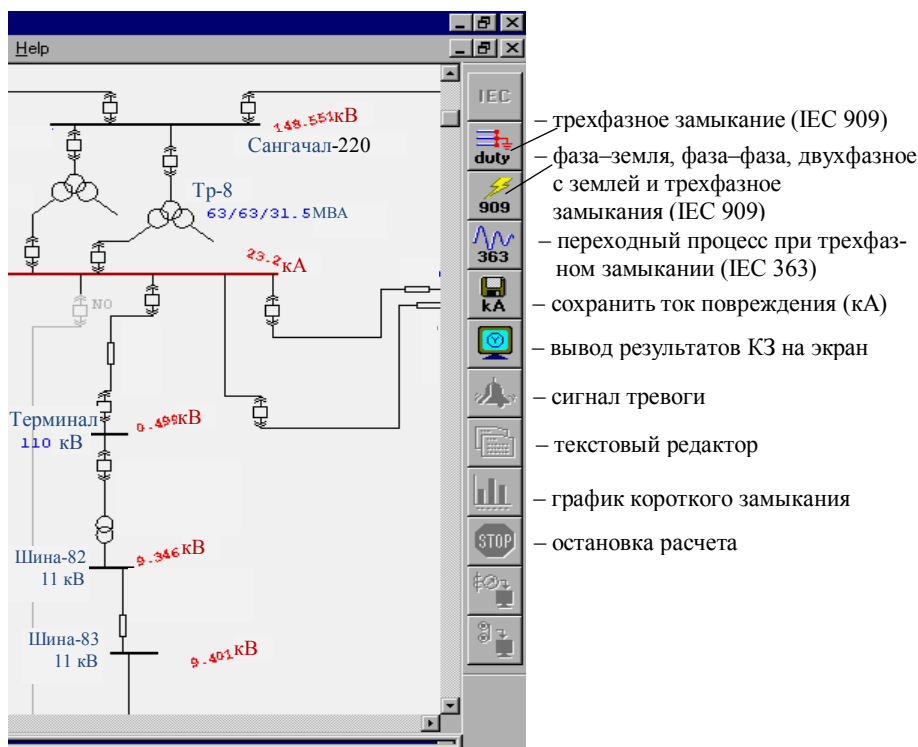


Рис. 1. Фрагмент схемы электрической сети для расчета КЗ с указанием меню выбора КЗ вида

При расчете несимметричного КЗ используется метод симметричных составляющих. При этом для КЗ, удаленных от источников генерации, принимается, что установившееся значение тока КЗ равно начальному значению симметричного тока КЗ, а апериодическая составляющая тока КЗ уменьшается до нуля. Для КЗ, близких к источникам генерации, учитываются затухания как переменной, так и апериодической составляющих.

Отношение R/X в эквивалентной схеме определяет уровень затухания обеих составляющих. Для двигателей и генераторов отношение R/X отличается в случае близко расположенных КЗ. Вычисления для радиальных и замкнутых сетей различны.

Действующее значение тока симметричного КЗ определяется по формуле

$$I_k'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3}Z_k}, \quad (1)$$

где Z_k – эквивалентное сопротивление сети системы, приведенное к точке КЗ; U_n – номинальное напряжение; c – коэффициент напряжения, величина которого выбирается в зависимости от класса напряжения и при расчетах задается в интервале: для максимума тока КЗ 1,0–1,1; для минимума тока КЗ 0,95–1,0 (табл. 1) (в стандарте дается в зависимости от класса напряжения) [6].

Пиковое значение тока КЗ (максимально мгновенное значение)

$$i_p = \sqrt{2}kI_k'' \quad (2)$$

где k – коэффициент, величина которого зависит от отношения R/X в точке КЗ и конфигурации схемы.

По стандарту ИЕС имеются три метода расчета величины k .

Метод 1. Значение R/X неизменно.

Величина k при этом выбирается как наименьшее из отношений R/X для всех ветвей системы. В схему расчета КЗ включаются ветви, примыкающие к точке КЗ и загруженные по току на 80 % при номинальном напряжении.

Метод 2. Отношение R/X в точке КЗ.

Выбранное значение k умножается на 1,15 – коэффициент безопасности, что вызвано неточностью при сворачивании схемы замещения с комплексными сопротивлениями.

Метод 3. Метод эквивалентных частот.

Значение k вычисляется на основе частотной характеристики R/X . Величина R/X определяется на низкой частоте и затем умножается на коэффициент частоты.

Расчет тока отключения симметричного КЗ. Величина тока I_b при удаленном КЗ равна начальному значению тока КЗ I_k''

$$I_b = I_k'' \quad (3)$$

Для КЗ вблизи генератора при вычислении I_b следует учитывать составляющую токов КЗ от каждой машины в виде

$$I_b = k_y I_k'' \quad (4)$$

где k_y – коэффициент, учитывающий затухание переменной составляющей ($k_y = 1,65$), характеризует минимальное время запаздывания в зависимости от относительной величины $I_k''/I_{ном}$, а также активной мощности асинхронного двигателя.

Стандарты ИЕС позволяют включить или исключить из расчета эффект затухания от асинхронного двигателя (АД).

Расчет аperiodической составляющей тока КЗ. Аperiodическая составляющая тока КЗ для минимального времени срабатывания защиты вычисляется на основе начального значения периодического тока КЗ и отношения X/R системы

$$I_{dc} = I_k'' \sqrt{2} \exp\left(-\frac{2\pi f t_{\min}}{X/R}\right) \quad (5)$$

где f – частота системы; t_{\min} – минимальное время срабатывания защиты (рассматриваемой системы защиты); X/R – параметр системы относительно точки КЗ.

Расчет тока отключения асимметричного КЗ. Для определения асимметричного тока КЗ используется действующее значение симметрич-

ной и апериодической составляющих тока. При наличии в схеме нескольких ветвей, примыкающих к узлу повреждения, ток отключения асимметричного КЗ определяется как сумма асимметричных токов КЗ этих ветвей.

Вычисление установившегося тока КЗ. Установившийся ток КЗ I_k определяется суммой составляющих токов от каждого генератора. При этом для каждого синхронного генератора (СГ) ток I_k определяется следующим образом:

$$\begin{aligned} I_{k \max} &= \lambda_{\max} I_{\text{ном}}, \\ I_{k \min} &= \lambda_{\min} I_{\text{ном}}, \end{aligned} \quad (6)$$

где λ зависит от напряжения возбуждения генератора, отношения начального значения периодического тока КЗ к номинальному, а также от других параметров генератора; $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток генератора.

Величина $I_{k \max}$ используется для определения тока срабатывания защитных устройств. Минимальный установившийся ток определяет чувствительность защит.

Моделирование и расчет переходного процесса тока при коротком замыкании. Дополнительно к методике расчета предлагается также выполнить расчеты переходного процесса при КЗ. Расчет переходного процесса при КЗ показывает кривую тока повреждения как функцию времени с учетом влияния различных факторов, которые проявляются в изменении тока КЗ в различные моменты времени после КЗ. Такими факторами для СГ являются сверхпереходный реактанс, переходный реактанс, реактанс, сверхпереходная постоянная времени, переходная постоянная времени и постоянная времени апериодической составляющей тока, также учитывается затухание тока КЗ от АД. Такое подробное моделирование обеспечивает точность оценки тока КЗ для расчета системы защиты и координации релейных устройств в изолированной системе электроснабжения, таких как корабли и другие морские сооружения. Подобные расчеты могут быть проведены для радиальных и замкнутых систем с одним или несколькими источниками.

В качестве результатов расчета программа выдает функцию тока КЗ во времени 0,1 с с шагом приращения 0,001 с. Также имеется возможность представления кривой тока до одного периода, построенной с шагом приращения 0,1 периода.

Наряду с мгновенными значениями тока КЗ программа рассчитывает и предоставляет в графической форме переменную составляющую, а также огибающую кривой тока. В результирующей таблице выдаются также значения сверхпереходного, переходного и установившегося токов КЗ в каждом узле схемы.

Расчет и анализ режимов симметричных и несимметричных коротких замыканий в электрической сети энергосистемы и оценка вклада в токи КЗ ГТУ и двигателей терминала. Расчеты коротких замыканий были проведены для полной схемы электрической сети (110–500 кВ) энергосистемы с учетом включения в работу всех электростанций. При этом часть схемы, моделирующей систему электроснабжения терминала, учитывалась при разном числе генераторов и двигателей нагрузки.

Для полного отражения влияния токов КЗ на уровень напряжения и распределение токов в сети терминала рассчитывались режимы КЗ для аварийных повреждений в местах энергосистемы, близко и далеко расположенных от 110 кВ п/ст терминала. Ниже приводятся результаты расчета симметричных и несимметричных КЗ на шинах 110 и 220 кВ п/ст Сангачал и шинах 220 кВ п/ст Али-Байрамлы и п/ст Хурдалан. На рис. 2 приведены кривые переходных процессов токов при симметричном КЗ на шинах 110 кВ п/ст Сангачал. В соответствии с результатами расчета токи при симметричных и несимметричных КЗ наиболее значительны в узлах, удаленных от терминала. При этом для п/ст Али-Байрамлы 220 кВ ток однофазного замыкания на землю на 4,7 % больше тока симметричного КЗ.

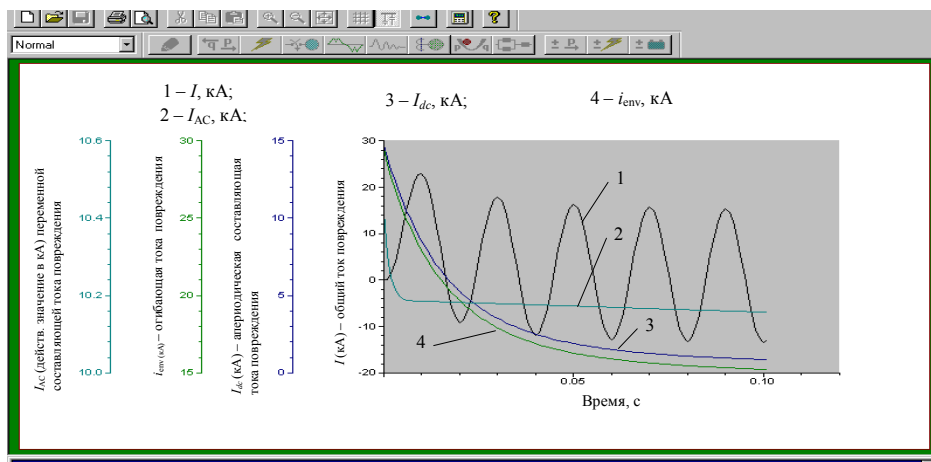


Рис. 2. Кривая изменения токов в функции времени при симметричном КЗ на шинах подстанции Сангачал 110 кВ

На основе этих данных установлен уровень напряжения и построена карта распределения токов коротких замыканий в сети электроснабжения терминала (табл. 1).

Таблица 1

От узла к узлу	Повреждение на шине															
	Сангачал 110 кВ				Сангачал 220 кВ				Али-Байрамлы 220 кВ				Хурдалан 220 кВ			
	Трехфазн.		Однофазн.		Трехфазн.		Однофазн.		Трехфазн.		Однофазн.		Трехфазн.		Однофазн.	
	$I, \text{кА}$	$U, \text{кВ}$	$I, \text{кА}$	$U, \text{кВ}$	$I, \text{кА}$	$U, \text{кВ}$	$I, \text{кА}$	$U, \text{кВ}$	$I, \text{кА}$	$U, \text{кВ}$	$I, \text{кА}$	$U, \text{кВ}$	$I, \text{кА}$	$U, \text{кВ}$	$I, \text{кА}$	$U, \text{кВ}$
Сангачал 110 – терминал 110	1,563	–	0,807	–	1,001	39,81	0,53	64,98	0,690	61,401	0,482	64,842	1,224	24,407	0,733	56,045
Терминал 110 – шина 82 (11 кВ)	1,563	0,499	0,807	68,945	1,001	40,05	0,53	64,998	0,690	61,584	0,482	64,836	1,224	24,776	0,733	56,068
Шина 82 (11 кВ) – шина 83 (11 кВ)	15,627	9,401	8,1	6,224	10	9,945	5,3	6,256	6,9	10,269	4,8	6,281	12,3	9,703	7,3	6,204

Уровень напряжения при трехфазном симметричном повреждении изменяется в зависимости от удаленности КЗ, в то же время при однофазном КЗ эти изменения незначительны.

Составляющая токов КЗ генераторов ГТУ и двигателей терминала представлена в табл. 2.

Таблица 2

Наименование узлов энергосистемы с коротким замыканием	Начальный ток симметрич. КЗ, кА	Начальный ток несимметрич. КЗ, кА	Вклад ГТС и двигателей в ток КЗ			
			Трехфазное КЗ		Однофазное КЗ	
			ГТУ	Двигатель	ГТУ	Двигатель
Сангачал 110 кВ	10,38	8,04	9,8	5,2	6,5	3,5
Сангачал 220 кВ	10,232	8,13	3,1	1,7	2,1	1,1
Али-Байрамлы 220 кВ	17,47	18,29	1,3	0,6	0,8	0,5
Хурдалан 220 кВ	18,66	16,76	2,1	1,2	1,4	0,7

ВЫВОДЫ

1. В современных условиях для эффективной и надежной системы сбора, первичной обработки и транспорта нефти и газа с месторождений обычно проектируют терминал, для энергообеспечения которого применяют газотурбинные установки. Выбор параметров системы электроснабжения, ее управления и автоматики требует проведения специальных расчетов по оценке влияния переходных процессов во внешней энергосистеме на систему электроснабжения терминала.

2. В соответствии с требованиями стандарта Международной электротехнической комиссии проведены расчеты режимов симметричных и несимметричных КЗ в энергосистеме, на основе которых установлены величины токов в ветвях, а также уровень напряжения в узлах электрической сети терминала, которые должны быть учтены при настройке средств противоаварийной автоматики и релейной защиты.

3. Определен вклад ГТУ и двигателей терминала на переходные процессы токов КЗ в энергосистеме с учетом развития схемы электроснабжения терминала (при разном числе включенных газотурбинных установок и двигателей). В общем вкладе в ток КЗ всех электрических машин терминала доля, приходящаяся на ГТУ, составляет порядка 65 %, а двигателей – 35 %.

ЛИТЕРАТУРА

1. L a n g l e y, H. J. Inertia of small generators / H. J. Langley, K. C. Parton. – Power Engineering Journal. – 2000. – № 4.
2. О п р и м е н е н и и газотурбинных генераторов в энергосистемах России / Ю. В. Борисов [и др.]. – Электричество. – 1995. – № 10.
3. P o w e r s t a t i o n 4.0. Electrical Transient Analyzer Program // ETAP. – California. – February 2002. – Vol. I, II.
4. E l e c t r i c a l Installations of Ships and Mobile and Fixed Offshore Units: IEC 61363. – 1998.
5. S h o r t - c i r c u i t calculation in three-phase ac systems: IEC 909-1. – 1991.
6. E l e c t r i c a l equipment – data for short-circuit current calculations in accordance with IEC 909. IEC 909-2.

Поступила 10.10.2008