

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ПРОЕКТИРОВАНИЮ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОИСТОЧНИКОВ С НЕТРАДИЦИОННЫМИ СХЕМАМИ ВЫДАЧИ МОЩНОСТИ

*Ширковец А.И. (ООО "ПНП Болид", г. Новосибирск),
Кулаков С.Ю. (ЗАО "Проектно-инженерный центр УралТЭП", г. Екатеринбург)*

Постановка задачи

В статье рассматриваются вопросы, связанные с особенностями гибких схем выдачи мощности на газотурбинных электростанциях (ГТЭС), которые в настоящее время начинают активно использоваться в сложных климатических условиях Севера как надежные и экологичные источники электроснабжения сетей нефтяных и газовых месторождений. КПД энергоблоков таких станций не превышает, как правило, 35%, однако дополнительным мотивом их использования является потребление в качестве первичного энергоносителя попутного нефтяного газа, который обычно сжигается на факелах. Гибкость регулирования загрузки энергоблоков и, соответственно, выдаваемой мощности, на таких станциях обусловлена высокой степенью резервирования питания. В случае выведения нескольких энергоблоков в ремонт или их аварийного останова мощности оставшихся газотурбинных установок (ГТУ) достаточно для покрытия существующей нагрузки в режимах параллельной работы с внешней сетью – как правило, несколькими ПС 110/35/6 кВ. Поэтому становится возможным практически бесперебойное электроснабжение ответственных потребителей – например, приводных механизмов буровых установок. Потеря питания на объектах добычи углеводородов, в зависимости от времени «простоя» оборудования, может привести к существенному экономическому ущербу, исчисляющемуся миллионами рублей.

Как правило, номинальное напряжение приводных электродвигателей объектов добычи нефти и газа составляет 6 кВ, с понижением основного напряжения, на котором происходит выдача и распределение мощности – 35 кВ на ряде промежуточных или тупиковых ПС 35/6 кВ.

Сеть 35 кВ, запитанная с ОРУ-35 кВ рассматриваемой ГТЭС, является классической разветвленной воздушной сетью с двухцепными ВЛ-35 кВ, большая часть ее построена на металлических опорах в габаритах 110 кВ и проходит по заводненной местности. В такой сети обязательно должны быть предусмотрены устройства защиты от перенапряжений при однофазных замыканиях на землю (ОЗЗ), поскольку вероятность их достаточно высока. Необходимость мероприятий, связанных с предупреждением выхода из строя оборудования вследствие повреждения основной или межвитковой изоляции (в частности, ТН электромагнитного типа, а в некоторых случаях – и силовых трансформаторов), а также линейной изоляции, обусловлена в первую очередь недопустимостью отключения ВЛ-35 кВ при ОЗЗ. Следовательно, исходным в данной сети принимается режим изолированной (компенсированной) нейтрали. Это означает, что режим замыкания на землю, в том числе через перемежающуюся дугу, может существовать длительно. Например, обрыв шлейфа на ВЛ и периодическое касание его опоры провоцирует дуговое замыкание с эскалацией перенапряжений. При соответствующих условиях это может вызывать развитие резонансных процессов в индуктивных и емкостных элементах сети, имеющих связь с "землей". Даже предусмотренное в таких схемах АПВ не в силах спасти положение: включение линии на неустраненное ОЗЗ или к.з. зачастую ведет к дальнейшему развитию аварийной ситуации.

К сожалению, анализ схемы сети на предмет возникновения таких специфических режимов и даже расчет емкостных токов иногда просто опускается, не говоря уже о выборе оборудования для заземления нейтрали. Это происходит, например, по причине отсутствия соответствующих разделов в техническом задании на проектирование или в случае, когда

проекты схем выдачи мощности и «вписания» станции во внешнюю сеть выполняются разными организациями, что не способствует формированию "единого взгляда" на ситуацию.

Результатом такого подхода является неучет некоторых режимов работы оборудования, существенным образом влияющих на надежность его эксплуатации. Характерным примером может служить многократное повреждение трансформаторов напряжения на ОРУ-35 кВ рассматриваемой ГТЭС, где установлены 6 энергоблоков. Схема выдачи мощности станции является весьма специфической – она содержит на высокой стороне трансформаторов 10/35 кВ 20 выключателей, которые служат целям гибкого управления режимами работы энергоблоков: их параллельному включению, синхронизации с сетью и собственными нуждами и т.д. Количество однофазных ТН-35 кВ (зарубежные, аналоги ЗНОЛ-35), смонтированных на выключателях в направлении отходящих ВЛ, блочных выключателях и секциях шин, в нормальном режиме работы составляет 42 шт. Принципиальная схема ОРУ-35 кВ ГТЭС приведена на *рис. 1*.

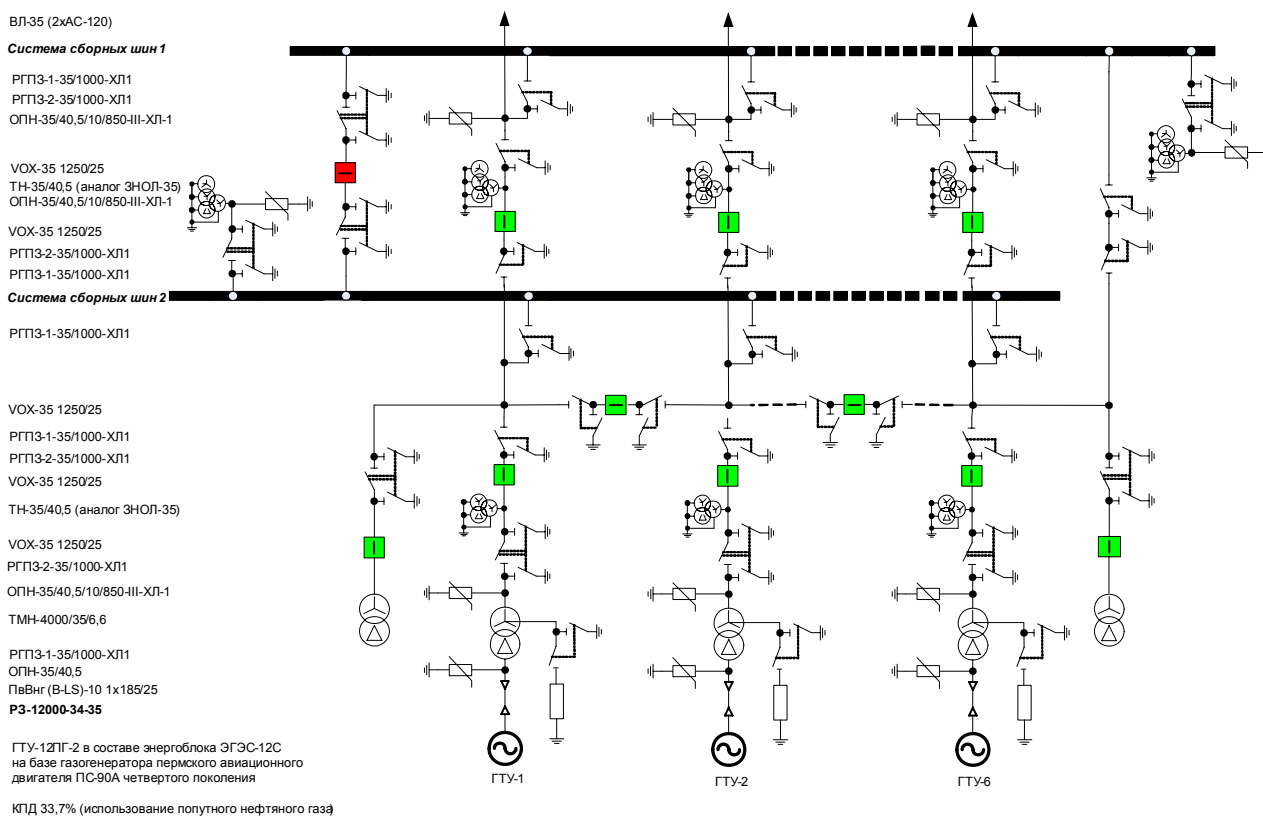


Рис. 1. Принципиальная однолинейная схема сети 35 кВ ОРУ ГТЭС

Расчет емкостного тока сети и оценка возможности возникновения резонансных процессов в схеме 35 кВ

Предварительный анализ схемы показывает, что использование такого количества ТН электромагнитного типа (зарубежный аналог измерительного трансформатора ЗНОЛ-35) в данной сети при суммарной длине ВЛ-35 кВ в диапазоне 70-150 км может привести к развитию феррорезонансных процессов, сопровождающихся насыщением магнитопроводов ТН и возникновением сверхтоков в их первичных обмотках.

Явлению феррорезонанса, как известно, подвержены любые ТН электромагнитного типа (за исключением антирезонансных ТН типа НАМИ) при повышении напряжения на их

первичной обмотке на 20-30%. Причиной может служить отключение однофазного замыкания на землю при соответствующем сочетании индуктивных (насыщающиеся сердечники ТН) и емкостных параметров схемы (общая емкость элементов сети на землю). Более подробно физическая сущность феррорезонансных процессов изложена в [1, 2].

Опыт эксплуатации сетей 6-35 кВ, экспериментальные и расчетные исследования показывают, что такие явления имеют место при токе ОЗЗ в диапазоне (0,5...2) А на один ТН – в зависимости от типа ТН и параметров сети. В представленной схеме сети 35 кВ, как следует из *табл. 1*, эти условия в том или ином соотношении выполняются для различных режимов ее работы.

Таблица 1

Значения емкостных токов замыкания на землю в различных режимах работы сети электроснабжения 35 кВ объектов нефтяного месторождения

| Режим работы | Потребляемая в заданном режиме мощность, МВт | Суммарная длина ВЛ-35 кВ, км | I_C , А |
|--------------|--|------------------------------|-----------|
| 1 | 46,0 | 125,0 | 11,9 |
| 2 | 39,0 | 114,2 | 10,8 |
| 3 | 23,7 | 95,72 | 9,10 |
| 4 | 55,5 | 181,6 | 17,3 |

Из *табл. 1* видно, что емкостный ток сети превышает указанную величину 10 А практически во всех рассматриваемых режимах работы сети 35 кВ.

Использование в целях компенсации емкостного тока, превышающего регламентированное ПУЭ и ПТЭ значение для сети 35 кВ (10 А) [3], дугогасящего реактора (ДГР) – в сети 35 ГТЭС нецелесообразно. Это обусловлено следующими факторами:

- за счет несимметрии фазных емкостей ВЛ-35 кВ при точной настройке ДГР, возможен резонансный рост напряжения на нейтрали (свыше регламентированных ПТЭ значений в 15% длительно и 30% в течение часа) и необходимости перехода к сильной расстройке компенсации;
- при использовании нейтрали одного или нескольких блочных трансформаторов 10/35 кВ устройство компенсации может быть отключено (!) при коммутации энергоблока как в нормальном, так и в аварийном режиме;
- использовать секции 35 кВ питаемых напрямую или транзитом ПС 35/6 кВ (25 ПС) или одной из ПС 110/35/6 кВ, которая может быть включена на параллельную работу с ГТЭС, нельзя именно из условий сохранения гибкости схемы, т.е. возможности оперативных переключений.

В каждом из указанных случаев возможно исключение ДГР из сети 35 кВ, электрически связанной с сетью ОРУ-35 ГТЭС. Следовательно, существует множество режимов работы сети 35 кВ, когда даже при наличии в ней ДГР компенсация фактически будет отсутствовать. Это может привести к недопустимо высоким уровням перенапряжений при однофазных замыканиях на землю и повреждению не только ТН-35 кВ, но и другого оборудования на ГТЭС.

По сравнению с использованием ДГР значительно более удобным и технически обоснованным вариантом является переход к резистивному заземлению нейтрали сети 35 кВ. Этот вариант реализуется путем установки необходимого количества резистивных блоков, каждый из которых включается в выведенную на стороне 35 кВ нейтраль блочного трансформатора 10/35 кВ. Для соблюдения требований ПУЭ в этом случае необходимо разделить сеть 35 кВ на несколько частей с емкостным током менее 10 А в каждой.

Наиболее простым и рациональным вариантом представляется разделение сети путем выделения энергоблоков в группы по три, как будет показано ниже.

Техническое обоснование изменения режима нейтрали сети 35 кВ с изолированной на резистивно-заземленную. Описание повреждений ТН-35

В результате четырех случаев повреждения ТН-35 кВ в сети ОРУ-35 рассматриваемой ГТЭС из строя были выведены более 20-ти ТН-35 кВ (рис. 2).

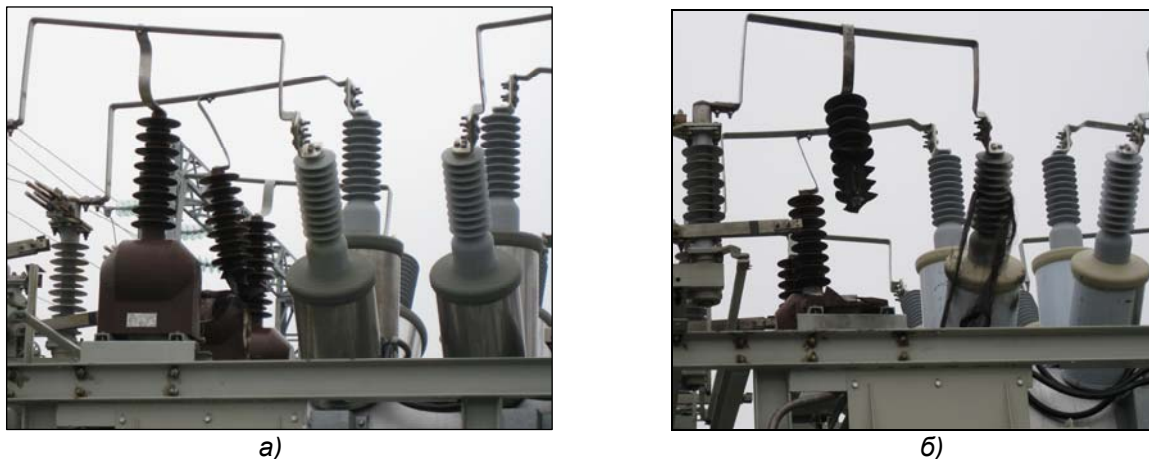


Рис. 2. Взрыв ТН-35 кВ фазы В (а), взрыв ТН-35 кВ фаз В и С (б), установленных на металлоконструкции блока выключателя

Развитие аварийной ситуации в каждом случае приводило к возникновению КЗ в сети, срабатыванию соответствующих защит и отключению ряда энергоблоков (табл. 2).

Таблица 2

Краткая характеристика технологических нарушений на ГТЭС в результате повреждения ТН-35 кВ на ОРУ-35

| Режим сети 35 кВ | Количество ТН, вышедших из строя на ОРУ-35 кВ | Количество энергоблоков, останов которых произошел вследствие развития аварийной ситуации |
|------------------|---|---|
| 1 | 3 | 2 – после отключения двух ВЛ-35 кВ 4 – после пробного включения одной из отключенных ВЛ-35 |
| 2 | 7 | 5 – после отключения двух ВЛ-35; 2 – после включения одной из отключенных ВЛ-35 кВ |
| 3 | 6 | 5 – после отключения одной ВЛ-35 |
| 4 | 5 | 4 – после отключения одной ВЛ-35; 1 блок остается на холостом ходу |

Характер повреждений, оцениваемый по результатам визуального осмотра вышедших из строя ТН во всех случаях был схожим (рис. 3).



а)

б)

Рис. 3. Первичные обмотки поврежденных ТН-35 кВ с литой изоляцией с выраженным расслоением межвитковой изоляции (а) и перегоранием медных проводников обмотки ВН (б)

Для отдельных случаев повреждения ТН-35 были получены характерные осциллограммы, свидетельствующие о развитии процессов, не соответствующих нормальному режиму работы ТН.

Анализ осциллограмм в так называемом «текущем режиме измерений», снятых с ТН-35 блочного силового трансформатора 2Т в течение последней минуты, предшествующей выходу данных трансформаторов из строя (рис. 4), показал, что в первичных обмотках данных ТН протекают процессы на повышенной относительно промышленной частоте. Напряжения фаз при этом значительно различаются: наибольшие значения растущих согласно осциллограмме амплитуд фазных напряжений составляют 25,0 кВ, 41,3 кВ и 30,3 кВ для фаз А, В и С соответственно. Частота процесса меняется за 0,18 сек с 50 Гц до 50,08 Гц, а в течение двух периодов она составляет $f_{per} = 50,16$ Гц. Амплитудное значение напряжения несимметрии также растет в течение рассматриваемого временного интервала: $3U_0 = 13,0 \rightarrow 18,4$ кВ и составляет порядка 46% и 65% соответственно от амплитуды фазного напряжения сети (28,5 кВ).

Здесь, вероятно, имеет место, феррорезонанс на частоте, близкой к 50 Гц. Это явление в общем случае может протекать на отличных от промышленной частотах – в частности, 16,6 или 25 Гц [4]. Автор работы [4] также указывает, что «обычные» (т.е. не обладающие антирезонансными свойствами) ТН при дуговых замыканиях на землю могут повреждаться как за 20-30 сек., если они расположены на шинах в центре питания, так и за более продолжительный период времени, достигающий нескольких десятков минут. Анализ аварийных событий, сопровождающихся взрывом ТН-35 кВ на ОРУ ГТЭС, показал, что первой ситуации, когда произошло повреждение ТН, предшествовал режим ОЗЗ длительностью примерно 40 мин. При последующих авариях развитие повреждения происходило значительно быстрее – в течение времени, не превышающего 0,5-1,0 мин.

Различная скорость развития повреждений – спекания витков и их последующего перегорания с тепловым и электрическим пробоем основной изоляции и взрывом трансформатора – в первичных обмотках ТН-35 обусловлена отличием в характеристиках намагничивания фазных ТН даже одной группы [5].

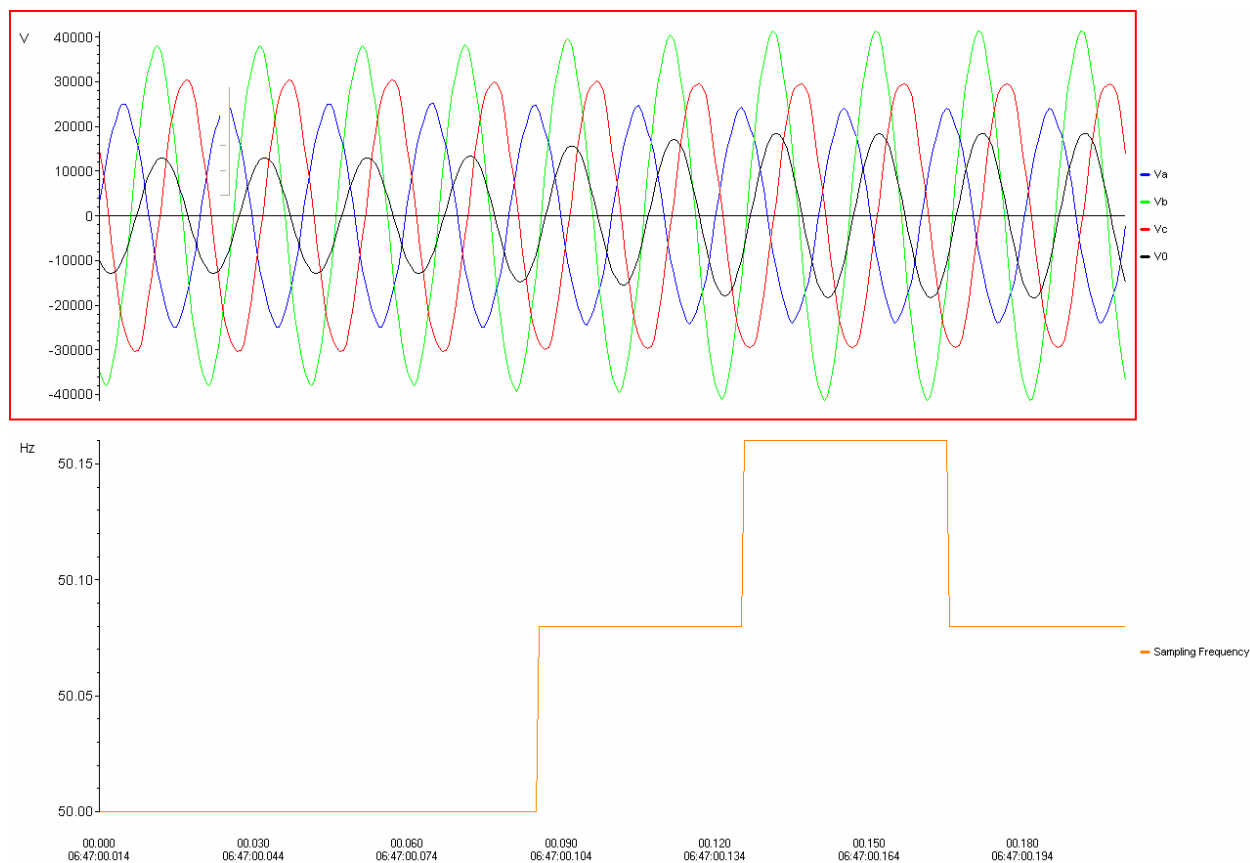


Рис. 4. Характерные осциллограммы фазных напряжений и частота регистрируемого процесса на выводах первичной обмотки ТН-35 кВ за трансформатором блока в режиме, предшествующем разрушению ТН

Появление однофазного замыкания на землю в режиме, предшествующем повреждению ТН-35 кВ на ОРУ-35 ГТЭС, подтверждается снятыми с микропроцессорных защит осциллограммами для каждого случая отключения оборудования. Развитие аварийной ситуации происходило каждый раз по следующему сценарию:

1. В сети 35 кВ происходит однофазное замыкание на землю, которое не фиксируется оперативным персоналом и может продолжаться длительное время (перед первой аварийной ситуацией, как показало исследование, неустранимая "земля" существовала в сети более 40 мин.). При этом за счет возникновения специфических условий начинается развитие группового феррорезонанса, сопровождающего сверхтоками в первичных обмотках ТН-35 кВ. В него оказываются включены все установленные на ОРУ-35 кВ ТН-35 кВ, т.к. они заземлены.
2. В результате перегорания первичных обмоток отдельных ТН-35 кВ и перекрытием их основной изоляции происходит взрыв ТН-35 кВ и переход однофазного замыкания в короткое, что регистрируется самописцами микропроцессорных релейных защит.
3. Вследствие появления тока короткого замыкания на одном или нескольких присоединениях в зависимости от места к.з. начинают срабатывать соответствующие ступени защит в сторону линии и в сторону трансформаторов. Фиксируются срабатывания МТЗ и выдача сигналов на отключение выключателей по отходящим ВЛ-35 кВ и/или блочных трансформаторов.

4. Срабатывание защит приводит к отключению энергоблоков ГТЭС (табл. 2), их останову и полному прекращению электроснабжения потребителей, не переведенных на питание от внешней сети с ПС 110/35/6 кВ.

Осциллограммы переходных процессов (напряжений и токов фаз) с самописца микропроцессорных защит *Micot* в сторону линии (рис. 5) и трансформатора блока (рис. 6) приведены ниже. На последнем зарегистрированном временном интервале рис. 6 можно различить четко выраженное начало феррорезонансного процесса после отключения, вероятно, трехфазного КЗ.

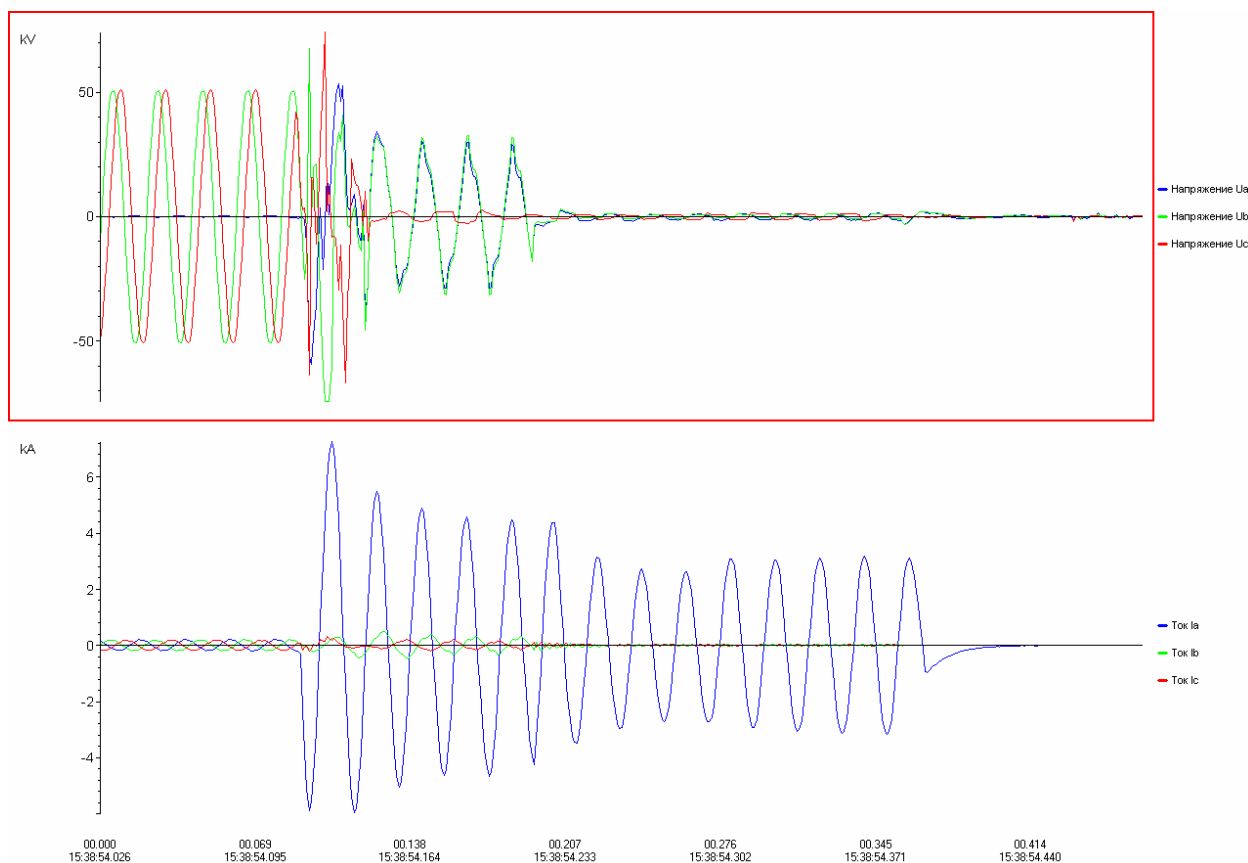


Рис. 5. Осциллограммы напряжений и токов с датчиков на одной из отходящих ВЛ-35 кВ при развитии аварийной ситуации с переходом ОЗЗ в к.з. и отключением линии

Следует отметить, что после каждого случая замыкания на землю и последующего развития аварийной ситуации производился контроль изоляции визуально не поврежденных ТН-35 кВ, однако повреждения обмотки высокого напряжения ТН не могли быть выявлены таким путем. Поэтому в работу включались помимо новых, которыми заменили вышедшие из строя ТН-35 кВ, и остальные ТН-35 кВ, участвовавшие в групповом феррорезонансном процессе с уже поврежденными в той или иной степени первичными обмотками (межвитковые замыкания). Это приводило к их быстрому выходу из строя при дальнейшей эксплуатации и возникновении в сети 35 кВ "земли".

Неодновременное повреждение ТН-35 кВ, установленных на ОРУ ГТЭС связано с различием в вольт-амперных характеристиках однофазных ТН и, соответственно, разной скоростью протекания резонансных процессов в обмотках. Несимметрия по кривым намагничивания у ТН даже одного комплекта может достигать 20%. Так, в [5] указано, что

при снятии характеристик намагничивания расхождение между контрольными точками, измеренными на заводе и в условиях эксплуатации, нередко составляет более 10%.

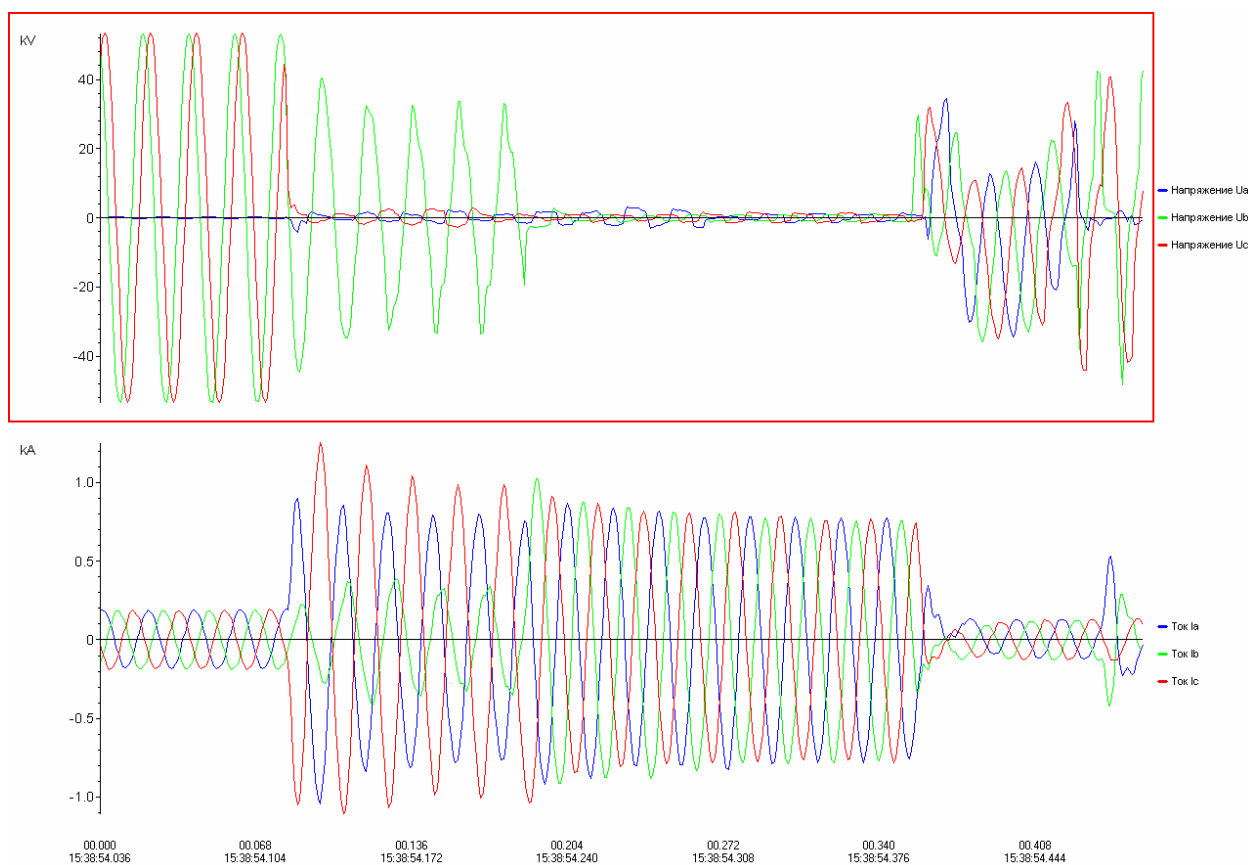


Рис. 6. Осциллограммы напряжений и токов с датчиков на блочных трансформаторах 1Т (2Т, 3Т, 4Т) в том же временном интервале (относительно процессов рис.5)

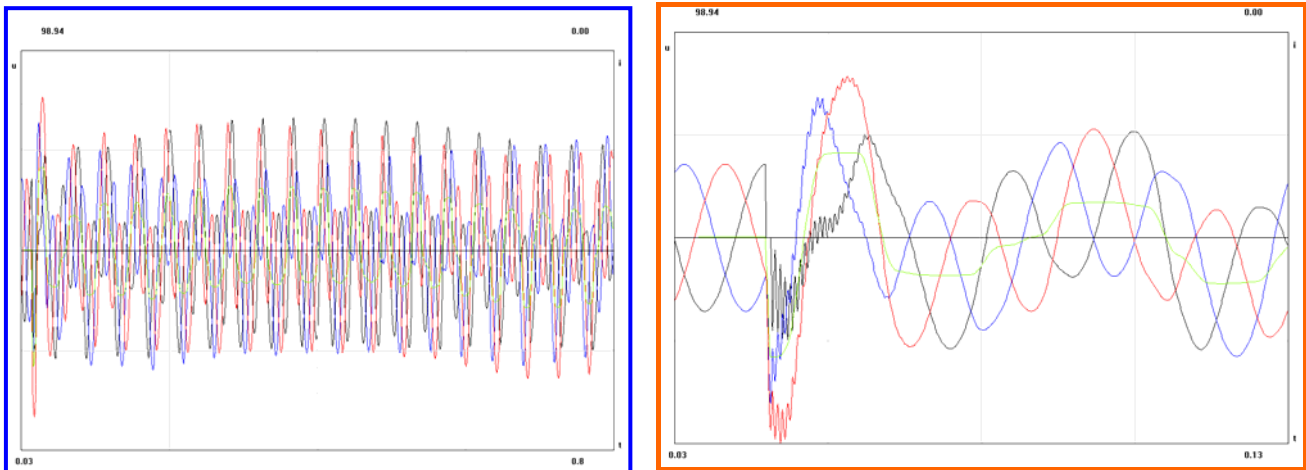
Проведенный после четырех (!) случаев разрушения ТН-35 и вывода станции из работы тепловизионный контроль, оставшихся в работе и визуально неповрежденных трансформаторов напряжения 35 кВ выявил перегрев обмоток ВН еще нескольких фазных ТН. Это означает, что в данных ТН уже имеют место процессы спекания витков первичной обмотки.

Результаты расчета переходных процессов при однофазных замыканиях на землю в сети 35 кВ электроснабжения объектов нефтяного месторождения

На базе анализа схемы сети 35 кВ для расчета переходных процессов была построена математическая модель в визуально-ориентированном комплексе *VMAES*. Для учета нелинейных характеристик шунтов намагничивания были использованы соотношения, приведенные в [1]. Условием, инициирующим феррорезонанс, является в данном случае отключение ОЗЗ. Согласно расчетам токи, возникающие в процессе феррорезонанса (контур "емкость на землю – нелинейная индуктивность включенных параллельно относительно земли ТН") и протекающие по обмоткам ВН трансформаторов напряжения, значительно превышают максимально допустимые по условию тепловой устойчивости обмоток высокого напряжения ТН-35 (0,049 А длительно и 0,5 А в течение 20 с согласно [6] и 0,12-0,13 А согласно [1]) и составляют 1...3 А в зависимости от режима работы сети и количества включенных под напряжение ТН-35 кВ. Вследствие таких уровней токов в первичных

обмотках ТН происходит нарушение тепловой стойкости обмоток высокого напряжения и лавинообразный пробой по внутренней витковой изоляции и перекрытие основной изоляции ТН-35 кВ. Свой вклад в развитие повреждения вносят перенапряжения, воздействующие на изоляцию самих ТН-35 кВ, составляющие $(2,8...3,0)U_{фmax}$.

Характерные осциллограммы напряжений на высокой стороне и токов в первичных обмотках ТН-35 кВ представлены на *рис. 7-8*. Исходные условия: сеть 35 кВ по состоянию с 11.05.08 по 23.05.08 ($I_c=11,9$ А), в работе 10 комплектов ТН-35 кВ, возникновение режима замыкания на землю и развитие резонансного процесса. Начало указанных процессов и было зафиксировано регистратором защит (*рис. 6*, осциллограммы фазных напряжений).



а) исходная

б) растянутая

Рис. 7. Осциллограммы перенапряжений на фазах ТН-35 кВ и изолированной нейтрали (зеленый) при ОДЗ на ВЛ-35 кВ, устойчивый феррорезонанс, $U_{фmax}/U_{ф}=3,0$

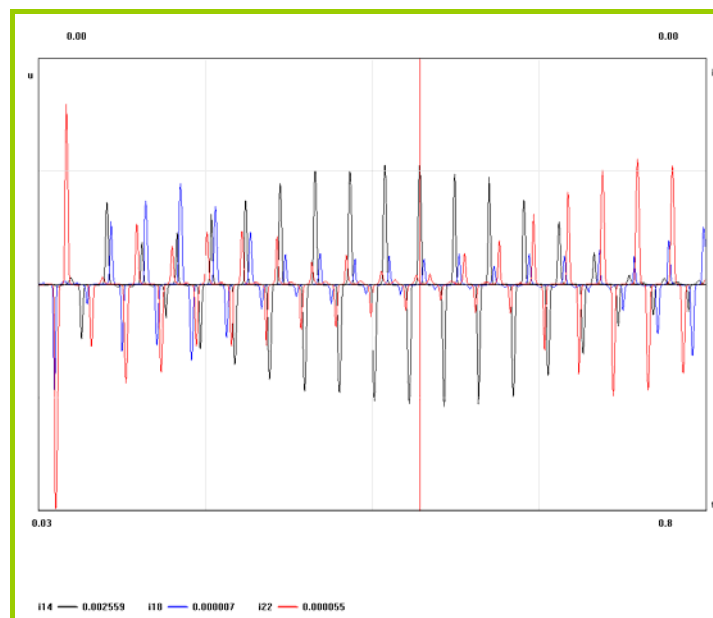
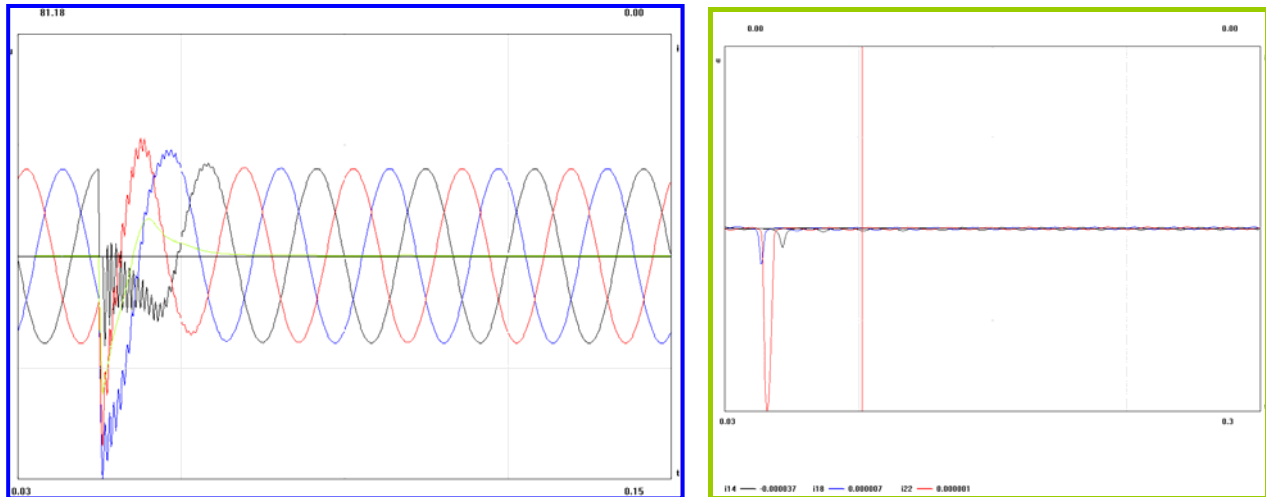


Рис. 8. Осциллограммы токов в первичных обмотках ТН-35 кВ при устойчивом феррорезонансе, нейтраль изолирована, ОДЗ на ВЛ-35 кВ, $I_{max}=2,56$ А (курсором показаны текущие значения токов в кА)

Расчетным путем было показано, что необходимая величина сопротивления для устранения феррорезонансных явлений как причины повреждения ТН-35 кВ на ОРУ-35 кВ

ГТЭС и снижения перенапряжений при однофазных замыканиях на землю до уровня, не превышающего $2,5U_{\phi}$, составляет не менее 2 кОм. Такое значение сопротивления обеспечивает срыв резонансных процессов при емкостном токе сети порядка $I_C=17...19$ А (суммарная длина ВЛ-35 кВ порядка 180-200 км). В этот диапазон попадает суммарный емкостный ток перспективной сети 35 кВ (17,3 А, табл. 1).

Характерные осциллограммы напряжений на первичных обмотках ТН-35 кВ и в нейтрали при резистивном ее заземлении приведены на рис. 9 (сеть разделена на две части, в каждой установлены резистивные установки из расчета 4 кОм на группу из трех блоков, работающих параллельно).



а)

б)

Рис. 9. Осциллограммы напряжений на фазах ТН-35 кВ и заземленной через резистор нейтрали (зеленый) (а) и токов в первичных обмотках ТН (б) при ОДЗ на ВЛ-35 кВ, срыв резонансных процессов

Как показали проведенные исследования, при выборе "правильного" номинала резистора для заземления нейтрали, в рассматриваемой схеме перенапряжения на первичных обмотках ТН-35 не превышают $U_{\text{фmax}}/U_{\phi}=2,45$ при длительности порядка (0,005...0,01) с. Хотя бросок тока в одной фазе ТН-35 может достигать 2,6 А, вследствие срыва ФРП длительно протекающие в первичных обмотках токи не превышают $I_{\text{max}}=0,037$ А с тенденцией резкого снижения после погасания дуги.

В расчетах была учтена возможность отключения (вывода в ремонт) одного блока каждой трехблочной группы в рекомендованной схеме. Номинал резистивных установок выбран таким образом, чтобы обеспечить срыв резонансных процессов даже в предельном расчетном случае – отключении половины энергоблоков из включенных в работу.

Рекомендации по разделению сети и введению резистивного заземления нейтрали

Следует отметить, что секционирование сети не решит проблем с возможным повреждением ТН-35 вследствие развития феррорезонансных процессов, поскольку в каждой части сети вновь окажется «критическое» количество ТН на соответственно уменьшившуюся величину емкостного тока. Однако установка резисторов в нейтраль эту проблему снимет. Комплексный подход к вопросам выбора резисторов обусловил использование для определения оптимальных номиналов резисторов, устанавливаемых в нейтраль каждого блока ГТУ нескольких критериев:

1. Необходимость срыва любых резонансных процессов, инициируемых однофазными замыканиями на землю и ограничения перенапряжений при ОЗЗ в наиболее тяжелых

режимах работы сети 35 кВ (отключение нескольких энергоблоков, длительное горение перемежающейся дуги и т.д.).

2. Недопущение чрезмерного увеличения тока замыкания на землю для существующей и перспективной схем сети с учетом различных режимов ее работы (количество и длина ВЛ, подключенных на ОРУ-35 кВ, количество работающих энергоблоков ГТЭС и т.д.).

Согласно проведенным расчетам были составлены рекомендации по секционированию сети 35 кВ с целью снижения уровней емкостных токов ОЗЗ в перспективной и существующей схемах с учетом включения в нейтрали блочных трансформаторов на ОРУ-35 кВ 6-ти резисторов (резистивных установок) РЗ-12000-34-35 (табл. 3). Работа в группах по два энергоблока еще более сильно снижает емкостные и, соответственно, результирующие токи ОЗЗ в каждой части разделенной сети 35 кВ. Этот вариант секционирования может использоваться при раздельной работе групп из двух блоков каждая на соответствующие направления (на каждую из трех ПС 110/35/6 уходит двухцепная ВЛ-35). В статье он не рассматривается, хотя соответствующие расчеты были проведены.

Активный ток при замыкании на землю от единичной резистивной установки в нейтрали каждого блока составит 1,68 А; в сети, питаемой группой из трех энергоблоков – 5,05 А; в сети, питаемой группой из шести энергоблоков – 10,1 А.

Таблица 3

Рекомендации по секционированию сети 35 кВ с целью снижения уровней емкостных токов ОЗЗ (в работу включены все энергоблоки)

| Схема сети 35 кВ | Совместная работа групп энергоблоков | Суммарная длина ВЛ-35 кВ, км | I_C , А | Полный ток ОЗЗ с учетом активного тока от резисторов*, А | Потребляемая в нагрузке мощность, МВт | Загрузка группы блоков в % от номинальной |
|------------------|--------------------------------------|------------------------------|-----------|--|---------------------------------------|---|
| Существующая | №1, 5, 6 | 24,5 | 2,4 | 5,6 | 46 | - |
| | №2, 3, 4 | 100,0 | 9,5 | 10,8 | | - |
| | №1, 2, 6 | 49 | 4,7 | 6,9 | | - |
| | №3, 4, 5 | 76,02 | 7,2 | 8,8 | | - |
| Перспективная* | №1, 5, 6 | 97,7 | 9,3 | 10,6 | 25,7 | 71,3 |
| | №2, 3, 4 | 83,6 | 7,9 | 9,4 | 29,8 | 82,8 |
| | №1, 2, 6 | 89,0 | 8,5 | 9,9 | 21,5 | 59,7 |
| | №3, 4, 5 | 92,6 | 8,8 | 10,1 | 34,0 | 94,4 |

***Примечания к табл. 3**

1. Одним из наиболее рациональных вариантов секционирования представляется следующий: перейти к раздельной работе групп энергоблоков по три – №1, 5, 6 и №2, 3, 4 либо №1, 2, 6 и №3, 4, 5 – путем объединения первой группы на обходной секции шин, второй – на основной секции шин при операциях выключателями поперечной связи блоков. Это позволит сохранить гибкость существующей схемы и обеспечит синхронизацию собственных нужд по одной из групп блоков (рис. 1).

2. При таком варианте разделения сети суммарный ток ОЗЗ с учетом добавочного тока от резисторов практически в каждой части сети оказывается меньше значения 10 А, при превышении которого требуется компенсация (примем превышение на 1-8% значения в 10 А не влияющим существенно на ход процессов при ОЗЗ).

Отметим, что установка на ОРУ-35 кВ ГТЭС антирезонансных трансформаторов напряжения типа НАМИ-35 значительно повысит надежность работы схемы 35 кВ, однако даже антирезонансные ТН-35 кВ не защищены от высокой вероятности повреждения первичных обмоток при замыкании на землю через перемежающуюся дугу [6]. Исследования

показывают, что такие режимы наиболее часто имеют место в разветвленных воздушных сетях, к разряду которых относится и данная сеть 35 кВ. Для исключения возможности повреждения главной и витковой изоляции первичных обмоток ТН -35 необходимо ввести в контур протекания тока ОЗЗ активный элемент достаточной мощности. Таким элементом является высокоомный неотключаемый резистор.

Внедрение результатов исследований

Итогом совместной работы проектной организации, руководства ГТЭС и специалистов по расчету режимов, связанных с однофазными замыканиями на землю, по проблеме повреждения трансформаторов напряжения 35 кВ на ОРУ ГТЭС были вынесены решения, преследующие целью недопущение повреждения электрооборудования сети 35 кВ и в целом – повышение надежности его эксплуатации. Эти решения содержат рекомендации по установке в сети 35 кВ резисторов определенного по результатам расчетных исследований номиналов, а также замены оставшихся в работе ТН-35 на антирезонансные.

Производство, поставка и монтаж резисторов были осуществлены в сжатые сроки – в течение чуть более одного месяца на ГТЭС были установлены и сданы в эксплуатацию шесть резистивных установок суммарной мощностью 204 кВт. С целью обеспечения защиты оборудования сети 35 кВ в случае возникновения замыканий на землю и оперативных переключениях для персонала станции была составлена Инструкция по эксплуатации оборудования заземления нейтрали сети 35 кВ ГТЭС. В ней регламентируется *необходимое* количество резистивных установок, остающихся в работе при плановых или аварийных отключениях отдельных энергоблоков.

Проведенное исследование тем более актуально, что в течение 2009-2010 гг. планируется ввод в эксплуатацию еще нескольких газотурбинных электростанций суммарной мощностью не менее 96 МВт, которые станут надежными объектами собственной генерации самого крупного дочернего предприятия Лукойла – ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь». Проектируемые в настоящее время ОРУ-35 кВ указанных ГТЭС должны включать оборудование, необходимое для бесперебойной работы сетей электроснабжения нефтегазовых месторождений.

Выводы

Для предотвращения значительных экономических ущербов, вызванных потерей питания на установках добычи и перекачки нефти, необходимо рассматривать вопросы ограничения перенапряжений в сетях ответственных энергоисточников комплексно. Мало правильно выбрать ОПН – они защищают оборудование от перенапряжений, возникающих при коммутациях высоковольтных выключателей (если следовать в русле ограничения внутренних перенапряжений, грозовые здесь рассматривать не будем), но не способны длительно рассеивать энергию при ОЗЗ.

Для предупреждения повреждения изоляции оборудования ГТЭС при ОЗЗ, а также предотвращения перехода однофазных замыканий на землю в междуфазные КЗ с каскадным остановом энергоблоков следует:

1. Детально анализировать схемы выдачи мощности ГТЭС и их связи с внешней сетью и еще на этапе проектирования производить оценку токов ОЗЗ в различных режимах работы сети с учетом количества подключенных энергоблоков.
2. На базе анализа схемы предусматривать возможность секционирования сети с целью снижения емкостных токов до значений, регламентированных ПУЭ и ПТЭ, при которых еще не требуется компенсация емкостного тока. Альтернативным вариантом является установка ДГР соответствующей мощности при недопущении ее "выпадения" из схемы при оперативных переключениях.

3. Производить расчет переходных процессов при ОЗЗ в электрически связанной сети с целью заключения о возможности развития резонансных/феррорезонансных процессов и в случае положительных выводов предусматривать резистивное заземление нейтрали сети. Поскольку технологический процесс добычи, перекачки и переработки углеводородов в пределе должен быть бесперебойным, необходимо обеспечить работу сети до обнаружения и устранения ОЗЗ, т.е. использовать неотключаемый высокоомный резистор. Как показали приведенные исследования, а также многолетний опыт эксплуатации резисторов, такой способ заземления нейтрали является достаточно гибким и универсальным. Нужно только правильно выбрать нейтральную точку (точки) и выполнить корректное расчетное обоснование номинала резистивных установок.
4. Организации-заказчику в техническом задании на проектирование предписывать анализ указанных режимов работы вследствие их "характерности" для широкого класса сетей 6-35 кВ.

Литература

1. *Кадомская К.П., Лавров Ю.А., Рейхердт А.А.* Перенапряжения в электрических сетях различного назначения и защита от них: Учебник. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2004. – 368 с.
2. Защита сетей 6-35 кВ от перенапряжений / *Ф. Х. Халилов, Г. А. Евдокунин, В. С. Поляков* и др.; Под ред. Ф. Х. Халилова, Г. А. Евдокунина, А. И. Таджибаева. – СПб.: Энергоатомиздат. Санкт-Петербургское отд-ие, 2002. – 272 с.
3. Правила технической эксплуатации (ПТЭ) электрических станций и сетей Российской Федерации, изд. 15, РД 34.20.501 – 95 (М.: СПО ОРГРЭС, 1996)
4. *Зихерман М.Х.* Антирезонансные трансформаторы напряжения. Перспективы развития// *Новости ЭлектроТехники.* – 2007. - №2 (44).
5. *Эткинд Л.Л., Раскулов Р.Ф.* Требования к испытаниям измерительных трансформаторов напряжения. Пора устранить несогласованность// *Новости ЭлектроТехники.* – 2006. - №1 (37).
6. *Эткинд Л.Л.* Защита трансформаторов напряжения в сетях 3-35 кВ. Необходимо изменить режим заземления нейтрали// *Новости ЭлектроТехники.* – 2003. - №5(23).