

АВАРИЯ НА ЗАИНСКОЙ ГРЭС – УРОКИ ДЛЯ ТЕПЛОВЫХ И АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

А. Л. Деркач¹, А. А. Ключников², Г. М. Федоренко², В. В. Кузьмин³

¹НАЭК «Энергоатом», Киев

²ИПБ АЭС НАН Украины, Чернобыль

³ГП завод «Электротяжмаши», Киев

Описана системная авария на Заинской ГРЭС 1 января 1979 г. Причина аварии: внезапная несанкционированная подача напряжения на блочный трансформатор, которое привело к прямому асинхронному пуску от сети турбогенератора мощностью 200 МВт. Авария привела к взрыву и пожару на генераторе, разрушению вала ротора генератора, повреждению кровли машинного зала. Выполнен анализ первопричин аварии. Аргументированы и предложены мероприятия по исключению недостатков, которые привели к авариям генераторов на Заинской ГРЭС, Чернобыльской АЭС (октябрь 1991 г.) и ТЭС «Агиос Деметриос» (Греция, 2003 г.).

Введение. В первый день нового 1979 г. на Заинской ГРЭС (энергосистема «Татэнерго») произошла системная авария из-за массовых отказов коммутационной аппаратуры на открытых распределительных устройствах (ОРУ), которые привели не только к полному погашению первой очереди ТЭС (шесть блоков по 200 МВт), но и к серьезному аварийному повреждению турбогенератора блока № 3. Авария по тем временам была классифицирована по группе 4.4 (стихийные явления), так как ее начало и развитие проходили на фоне необычайно низкой температуры наружного воздуха (минус 48 °С). При таком подходе все произошедшее рассматривалось как следствие чрезвычайно редкого стечения обстоятельств и мероприятия сводились исключительно к принятию мер по ремонту и восстановлению поврежденного оборудования.

Авария генератора 500 МВт на Чернобыльской АЭС (1991 г.) [1] и повреждение турбогенератора зарубежной фирмы [2] имеют много общего в своей основе – все они произошли в процессе совершенно недопустимого режима – асинхронного пуска от полного напряжения сети.

С учетом изложенного нам представляется целесообразным вернуться к рассмотрению причин, приведших к «Заинской аварии», и на базе опыта других аналогичных аварий рассмотреть вопрос о принятии мер по недопущению повторения таких экстраординарных случаев, которые как на Заинской ГРЭС, так и на Чернобыльской АЭС были на грани полного разрушения турбоагрегата и чудом обошлись без человеческих жертв.

Главная схема электрической части Заинской ГРЭС приведена на рис. 1 и 2.

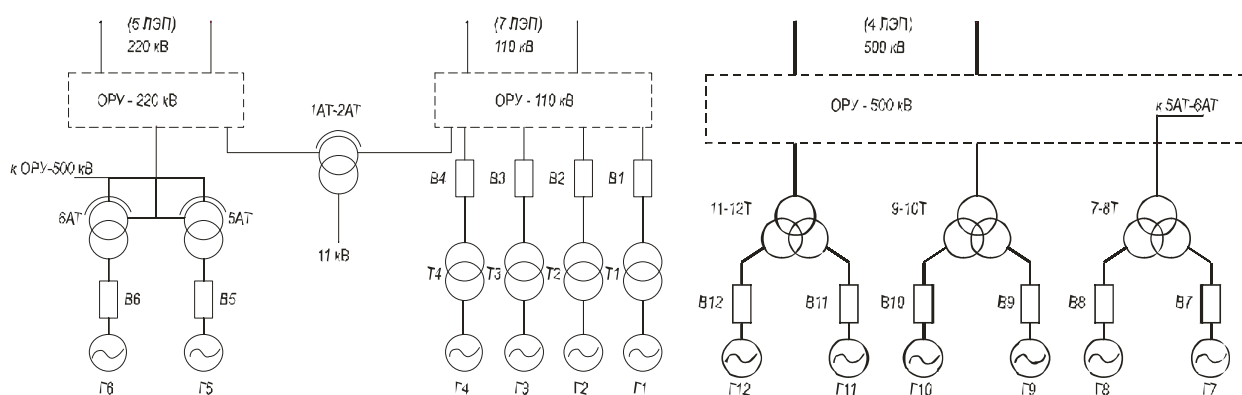


Рис. 1. Схема электрической части I очереди Заинской ГРЭС.

Рис. 2. Схема электрической части II очереди Заинской ГРЭС.

Первая очередь станции включает в себя шесть турбогенераторов по 200 МВт. Первые четыре машины через «трансформаторные» выключатели В1-В4 выходят на ОРУ-110 кВ, генераторы Г5 и Г6 через «генераторные» выключатели В5 и В6, автотрансформаторы 5АТ и 6АТ выходят на ОРУ-220 кВ и одновременно на ОРУ-500 кВ. Связь между ОРУ-110 кВ и ОРУ-220 кВ осуществляется через автотрансформаторы 1АТ – 2АТ, от них же (линия 11 кВ) идёт на питание потребителей собственных нужд первой очереди.

Вторая очередь станции также представлена шестью генераторами по 200 МВт, все они через генераторные выключатели В7 – В12 и спаренные трансформаторы выходят на ОРУ-500 кВ.

Все 12 генераторов производства завода «Электротяжмаш», турбины – Ленинградского металлического завода (ЛМЗ).

До аварии в работе на электростанции находилось всё основное оборудование, кроме блока № 5 и корпуса 6А блока № 6, которые были в текущем ремонте.

Нагрузка электростанции составляла 1860 МВт, в том числе по блокам: с № 1 по № 4 – по 200 МВт; № 6 – 100 МВт; № 7 – 150 МВт; № 8 – 200 МВт; № 9 – 150 МВт; № 10 – 160 МВт; № 11 и 12 – по 150 МВт. Нагрузка электростанции определялась условиями работы энергосистемы в ночное время, поступлением газа и поддержанием максимальной температуры теплосети.

Топливо: мазут – на корпусах 7Б, 10Б; газ оренбургский – 540 нтм³/ч на остальных котлах.

Температура наружного воздуха минус 48 °С.

Начало и развитие аварии. В 3 ч 50 мин 1 января 1979 г. после окончания текущего ремонта включен в сеть генераторным выключателем блок № 5 на корпусе 5А.

В 3 ч 55 мин блок № 5 персоналом был отключен от сети ввиду недопустимых относительных удлинений ротора цилиндра низкого давления (ЦНД) турбины до 2,5 мм. При этом генераторный выключатель В5 отключился неполнофазно (отделители фаз «а» и «в» остались во включенном положении). Для отключения его от сети, по согласованию с диспетчером ЦДС «Татэнерго» и объединенного диспетчерского управления (ОДУ) Средней Волги, оперативный персонал станции приступил к отключению трансформаторной группы 5-6 АТ. Были переведены на резервное питание собственные нужды блоков № 5 и 6, затем разгружен и генераторным выключателем отключен от сети блок № 6; в 4 ч 10 мин был отключен ВВ-220 кВ 5-6АТ.

Выключатель 220 кВ 5-6АТ также отключился неполнофазно, что в условиях низкой температуры привело к отказу и повреждению ряда выключателей 220 и 110 кВ. Трансформаторная группа 5-6 АТ отключилась со стороны 500 кВ нормально.

Оказались отключенными от сети блоки № 1, 2, 3 и 4. Действием технологических защит эти блоки, а также блок № 7 и корпус 10Б были остановлены. Было потеряно основное питание собственных нужд блоков № 1 – 6 и резервное питание собственных нужд станции.

Станция сбросила нагрузку до 730 МВт. Пропала прямая связь ЦЩУ (центральный щит управления) станции с другими объектами, в том числе с диспетчером «Татэнерго» и ОДУ Средней Волги. Снизилось до 10 - 12 атм давление воздуха в ресиверах компрессорной ОРУ 220 и 110 кВ из-за значительной утечки воздуха из выключателей 220 и 110 кВ и обесточения компрессорной.

В 4 ч 25 мин разобрана схема ВВ-220 1-2 АТ, 5-6 АТ (см. рис. 1 и 2), которые отключились неполнофазно; персонал приступил к перекрытию подачи воздуха из общей магистрали на выключатели 220 и 110 кВ, из которых выходил воздух.

Из-за снижения давления воздуха в выключателях началось самопроизвольное их включение, в результате чего в период с 4 ч 20 мин до 4 ч 55 мин произошло отключение от защит линий электропередачи 110 и 220 кВ с противоположных сторон; в 4 ч 35 мин произошел разворот турбогенератора № 3 с последующим взрывом и пожаром на генераторе, разрушением вала ротора генератора, повреждением кровли машинного зала и маслосистемы

охлаждения блочного трансформатора № 2 оторвавшимся концом вала ротора. В 4 ч 45 мин пожар на блоке № 3 ликвидирован силами оперативного персонала станции и прибывшей пожарной команды.

Работы по ликвидации аварии на первой очереди ГРЭС проводились в чрезвычайно сложной обстановке (потеря собственных нужд, отсутствие освещения и связи, понижение температуры в машинном зале до минус 20 °С, необходимость ликвидации пожаров и т.п.). При этом оперативный персонал продемонстрировал не только высокий уровень профессиональной подготовки, но в ряде случаев и предпринимал самоотверженные действия.

Работоспособность блоков первой очереди (кроме поврежденного блока № 3) была восстановлена 8 января в 22 ч 30 мин.

Причины и характер повреждения генератора блока № 3. Анализ характера повреждения турбогенератора № 3, а также сведений об аварии в электротехнической части ГРЭС позволяет установить следующее.

Внезапная подача напряжения со стороны энергосистемы на блочный трансформатор привела к самопроизвольному развороту турбоагрегата генератором, работающим в недопустимом режиме прямого асинхронного пуска от сети, что является беспрецедентным случаем в практике эксплуатации крупных энергоблоков.

Так как в рассматриваемый период (с 4.00 до 5.00 1 января 1979 г.) прекратили работу все регистрирующие приборы, не сохранилось никаких данных о параметрах режима асинхронного пуска турбогенератора.

Единственными сведениями являются следующие:

а) по заявлению оперативного персонала турбоагрегат был развернут из остановленного состояния до частоты вращения порядка 1500 об/мин. Через некоторое время после этого последовал взрыв. Предельно достигнутая частота вращения никем не зафиксирована, однако она могла и превышать отмеченное значение. Так, согласно объяснительной записке машиниста блока № 3 на панели прибор показывал, «что на турбине было 1500 об/мин; через несколько секунд после этого произошел сильный удар»;

б) по данным осциллограмм и анализа работы устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) энергосистемы подача высокого напряжения 220 кВ на блок № 3 производилась несколько раз общей продолжительностью от 7 до 12 с.

Проведенные заводом расчеты показывают, что внезапная подача номинального напряжения на обмотку статора остановленного турбогенератора вызывает разворот всего турбоагрегата до частоты вращения 1500 об/мин за время около 7 с, что совпадает с объективными данными п. б) и тем самым подтверждает, что турбоагрегат был действительно разогнан до частоты, близкой к 1500 об/мин.

Режим прямого асинхронного пуска турбогенератора от сети должен сопровождаться интенсивными тепловыделениями в верхнем слое ротора. Оценка теплового воздействия на ротор при этом может быть приближенно дана по критерию $I_2^2 t$, который в рассматриваемом режиме составляет 125 с, что в 16 раз превышает предельно допустимую величину (8 с).

В связи с практически полным отсутствием охлаждения активных частей генератора, а также большой мощностью тепловыделений в поверхностном слое ротора прямой асинхронный пуск турбогенератора от сети вызвал чрезмерный нагрев деталей ротора до температуры свыше 500 °С, величина которой оценивается по температуре плавления дюралюминиевых клиньев и температуре разъединения бандажного кольца в месте посадки на ротор.

Отмеченный недопустимо высокий уровень нагрева деталей ротора и привел к аварии турбогенератора, развитие которой происходило в следующем порядке:

от местных перегревов были подплавлены и выброшены в зазор несколько концевых клиньев;

от перегрева произошло разъединение и перекося бандажного кольца со стороны контактных колец, что привело к перебросу индукционных токов на часть концевых клиньев в зоне, где бандаж отошел от ротора;

односторонний выброс содержимого 18 пазов ротора (рис. 3) на длине около 2 м привел к появлению дисбаланса около 1000 кг, который вызвал уже при 1500 об/мин дополнительное поперечное усилие на ротор около 1200 т; точка приложения его располагалась ближе к стороне контактных колец. Положение усугублялось тем, что выбрасываемые в зазор клинья и куски обмотки создавали дополнительные ударные нагрузки;

динамический характер отмеченных усилий привел к разрушению опор, излому конца вала ротора со стороны контактных колец и последующему повреждению элементов конструкции генератора и другого оборудования обломками и валом ротора. Конец вала ротора в полном соответствии с законами механики был выброшен почти вертикально вверх, пробил крышу и упал на территорию трансформатора блока № 2, повредив его вспомогательное оборудование (рис. 4).

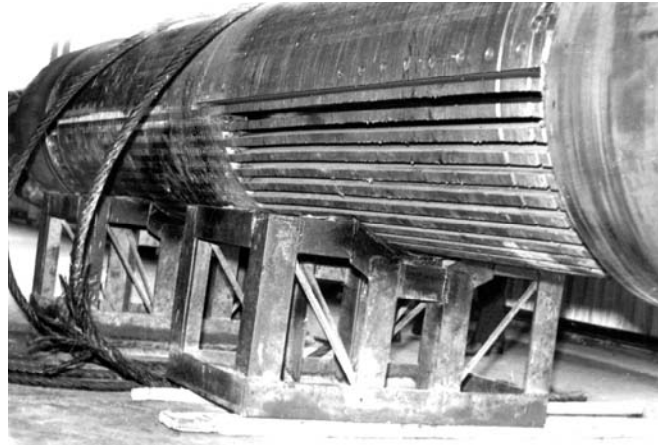


Рис. 3. Ротор генератора. Зубцовая зона, из которой выброшена обмотка.



Рис. 4. Оторванная часть вала ротора.

Излом вала генератора (рис. 5) имеет силовой характер. Признаков усталости нет. На отломанном конце вала у гребня водородного уплотнения на дуге около 70° образовалась вторая нераскрывшаяся трещина. По характеру разрушения ротора данного турбогенератора излом вала аналогичен изломам валов роторов турбогенераторов типа ТГВ-300 на Новочеркасской ГРЭС (13 сентября 1967 г. блок № 1) и Ермаковской ГРЭС (5 декабря 1972 г. блок № 1), вызванными возникновением ударных поперечных усилий (от небаланса из-за вылетевших лопаток ЦНД). Численно величина поперечных усилий во всех трех случаях имеет одинаковый порядок (около 1000 т).

От разогрева клинья начали поочередно и лавинообразно подплавляться и выбрасываться в зазор (процесс шел от края к середине ротора), за чем последовал разрыв и выброс части обмотки ротора. Обрывки обмотки создали осевое усилие и сдвинули бандажное кольцо, расширившееся от перегрева (рис. 6).

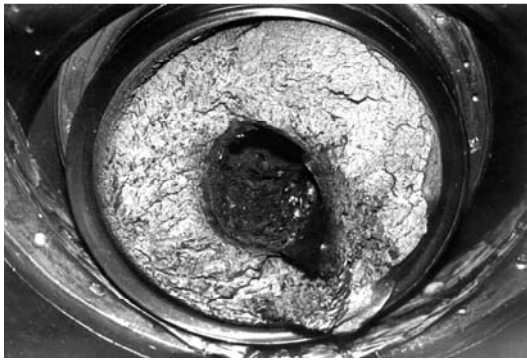


Рис. 5. Характер излома вала ротора.



Рис. 6. Остатки обмотки загнуты на бандажное кольцо (статора контактных колец).

В связи с вышеизложенным причиной разрушения турбогенератора № 3 Заинской ГРЭС явился чрезмерный нагрев ротора в недопустимом режиме прямого асинхронного пуска от сети из остановленного состояния.

Так как выброс клиньев и части обмотки ротора произошёл несимметрично – в районе бандаж со стороны контактных колец, усилие дисбаланса в большей мере действовало на ближнюю опору (подшипник № 7). В зоне бандаж со стороны турбины процесс выплавления клиньев только начал развиваться и до выброса обмотки дело не дошло.

Причинами отмеченной явной асимметрии повреждений обмотки могли послужить: в тангенциальном направлении – отмеченный выше перекося бандаж со стороны контактных колец; в осевом направлении – элементы несимметрии конструкции ротора по длине машины. К последним относятся:

во-первых, несимметрия системы охлаждения (аксиальная в воздушном зазоре в направлении к турбине), но она не могла оказать существенного влияния на столь быстротечный процесс адиабатического разогрева поверхностного слоя ротора;

во-вторых, что, по всей вероятности, более существенно - середина бочки ротора находится на несколько большем расстоянии от опоры № 7 (сторона колец), чем от опоры № 6 (сторона турбины). Поэтому при прохождении первой критической частоты вращения (1300 об/мин) резонансное силовое воздействие на бандаж со стороны колец могло оказаться значительно более высоким, что и привело к его перекося, сдвигу и перебросу индукционных токов в зону клиньев;

в-третьих, асимметрии повреждения могли способствовать случайности, например менее плотная посадка бандаж со стороны контактных колец.

После отрыва консоли вала ротор тормозился за счет трения бочки ротора о поверхность концевой зоны статора в нижней части со стороны контактных колец (рис. 7).

Если в процессе аварии ротор приближенно смоделировать свободно подвешенной массой около 30 т, на которую действует сила дисбаланса с амплитудой 1200 т ($1,2 \cdot 10^7$ Н), вращающаяся с частотой 1500 об/мин, то радиальное смещение этой массы составит порядка 20 мм.

С одной стороны, такое смещение гораздо меньше величины воздушного зазора, поэтому после отрыва хвостовой части ротор повредил только нижний сектор статора. С другой стороны, при вращении в подшипниках (до отрыва хвостовика и после него) радиальный небаланс приводил к ударам по верхним и нижним полувкладышам подшипников. При осмотре было обнаружено, что подшипник генератора со стороны турбины (№ 6) находился в состоянии, близком к удовлетворительному (рис. 8), по крайней мере, в сравнении с соседним подшипником турбины (№ 5), который развалился на куски по несущим поверхностям вкладыша (рис. 9).

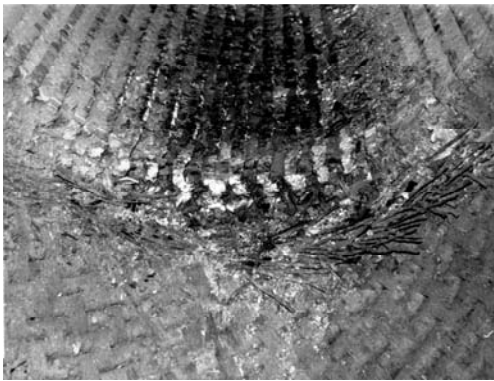


Рис. 7. Повреждение нижней части сердечника и обмотки статора со стороны контактных колец.



Рис. 8. Подшипник генератора со стороны турбины.



Рис. 9. Подшипник турбины со стороны генератора.

Эти два благоприятствующих обстоятельства подтверждают тот факт, что колоссальный дисбаланс ротора был приложен к дальнему от турбины участку по длине генератора. И то, что подшипник генератора № 6 оказался намного крепче, чем подшипник № 5 турбины, в принципе, и спасло турбину от более серьезного комплекса повреждений – она «отделалась» только прогибами валов роторов и незначительным износом лопаток и диафрагм (не считая разрушения деталей подшипников и уплотнений).

Если бы асинхронный двигательный режим генератора № 3 продолжался еще несколько секунд дольше (или без перерыва в подаче напряжения), то последствия аварии могли быть сравнимы с таковыми на Каширской ГРЭС-4 в 2002 г. Тогда вследствие отрыва массивного фрагмента бандажного кольца генератора и последующего значительного усилия небаланса произошел излом ротора турбоагрегата на номинальных оборотах в трех местах. За несколько секунд был полностью выведен из строя турбоагрегат мощностью 300 МВт с обрушением кровли и серьезными повреждениями фундамента.

Хотя объем повреждений турбогенератора № 2 Чернобыльской АЭС в 1991 г. [1] был не таким катастрофическим, причиной его также явилось вовлечение генератора в режим прямого асинхронного пуска вследствие ошибочного включения высоковольтного выключателя.

Описанный в [2] случай повреждения турбогенератора 360 МВт произошел также вследствие развития аварийной ситуации на ОРУ-400 кВ электростанции «Агиос Деметриос» в Греции, которая сложилась при низких (по местным меркам) температурах – минус 10 °С. Неполадки с коммутационной аппаратурой на ОРУ-400 кВ не были своевременно обнаружены эксплуатационным персоналом и поэтому не доведены до сведения диспетчера энергосистемы, который подал напряжение на «погашенное» ОРУ-400 кВ, в результате чего

находящийся на выбеге (около 2000 об/мин) турбогенератор оказался запитанным двухфазным напряжением и вошел в режим однофазного асинхронного двигателя, развернул турбоагрегат почти до номинальных оборотов и получил непоправимые повреждения.

Анализ первопричин и мероприятия по предупреждению. Хотя в акте расследования рассматриваемая авария на Заинской ГРЭС и классифицирована как «стихийное бедствие», в основе ее все-таки лежит принципиальная неподготовленность электростанций к работе в экстремальных условиях, в частности при кратковременных резких понижениях температуры окружающего воздуха.

Причиной развития аварии явилась неработоспособность коммутационной аппаратуры ОРУ 110 кВ и ОРУ 220 кВ при упомянутых низких температурах. Ссылка проектантов на то, что согласно действующим строительным нормам и правилам (СНиП) расчетная температура для выбора аппаратуры на ОРУ составляет минус 35 °С, демонстрирует формальный подход к решению вопроса. А что же делать персоналу электростанции в чрезвычайных ситуациях? Об этом никто серьезно не задумывался, хотя, как будет показано ниже, и эта проблема может и должна найти приемлемое решение.

Поводом к началу аварии на Заинской ГРЭС послужил отказ генераторного выключателя В5, который также явился следствием недоработок как проектантов, так и оперативного персонала станции.

На этапе монтажа и наладки этого выключателя руководство ГРЭС предъявляло претензии к проектантам по поводу непригодности помещения, в котором был установлен выключатель. Проблема была решена местными силами без учета возможных климатических аномалий, что и привело к переохлаждению помещения и последующему неполнофазному отключению выключателя В5.

Даже работа с разъединителями на ОРУ сопровождалась большими непредвиденными трудностями – из-за загустевшей смазки срезались шпонки и скручивались валы приводов.

Несмотря на то, что и в Татарстане, и в Греции повреждения генераторов были списаны на суровые погодные условия, по существу, в обоих случаях эти повреждения явились следствием неправильных действий персонала диспетчерских служб.

Действия диспетчеров по запитке «погашенных» ОРУ производились в условиях острого дефицита информации о фактическом состоянии силовых схем, поэтому попытки подачи напряжения на эти ОРУ от подстанций безусловно представляли собой крайне рискованные операции.

Кратковременная подача напряжения на ОРУ Заинской ГРЭС производилась несколько раз, но в неполнофазном режиме. И если турбогенераторы всех остальных блоков (кроме блока № 3) сохранили работоспособность, то двигатели мазутных насосов были выведены из строя.

«К большому удивлению греческих операторов генератор блока № 2 начал разворачиваться, хотя его главный выключатель 400 кВ был разомкнут!» [2]. И это «удивление операторов» продолжалось 7 мин (хотя они не могли не заметить по приборам повышенное потребление реактивной и активной мощности неработающей электростанцией) до тех пор, пока генератор не «сгорел».

В [3] правильно отмечается, что в процессе вывода энергосистем из крупных аварий обнаруживаются непрофессиональные, ошибочные действия персонала, зачастую на фоне дефицита информации о реальном состоянии оборудования.

Хотя температуры ниже минус 40 °С в средней полосе России – явление довольно редкое, такие аномалии встречались и на территории Украины. В этой связи для руководства ТЭС и АЭС Украины должны представлять интерес вопросы предотвращения отказов коммутационной аппаратуры ОРУ в суровые зимние периоды.

Какие же могут быть предложены и приняты меры по исключению недостатков, приведших к авариям генераторов на Заинской ГРЭС, Чернобыльской АЭС и ТЭС «Агиос Деметриос»?

Во-первых, безусловно, необходимо заблаговременно отревизовать и подготовить к работе в зимний период все коммутационные аппараты ОРУ – применить морозостойкую негустеющую смазку, повысить надежность снабжения сжатым воздухом наружных выключателей, а также обеспечить тепловой режим в помещениях для установки генераторных выключателей.

Во-вторых, ввести в действие все источники основного, резервного и аварийного питания собственных нужд.

В-третьих, повысить надежность средств оперативной связи как внутри электростанции, так и с диспетчерскими центрами. В случаях аварийного повреждения (особенно самопроизвольного включения) выключателей до момента исключения их из схемы разъединителями - давать диспетчерским центрам аварийную заявку на запрет подачи напряжения на поврежденные цепи со стороны подстанций.

В-четвертых, следует доукомплектовать арсенал защит генератора специальными средствами, блокирующими включение в сеть невозбужденного генератора.

Наконец, в-пятых, следует радикально изменить систему информационного обеспечения оперативного персонала диспетчерских служб в части фактического состояния коммутационной аппаратуры электрической части контролируемых электростанций (в пофазном, а не однолинейном представлении), а также внедрить в практику работы этих служб компьютерные программы мониторинга состояния контролируемых участков энергосистем с выдачей советов оператору по оптимальным действиям для выхода из критических ситуаций.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Пташкин А.В., Федоренко Г.М.* Авария на Чернобыльской АЭС, октябрь 1991 г.: факты, причины, последствия //Проблеми безпеки атомних електростанцій і Чорнобиля. - 2006. - Вип. 4. - С. 8 - 21.
2. *Papadopoulos M. et al.* Failure analytics of a 360 MW power unit generator // CIGRE – 2004, report A1-205.
3. *Stefanini A. et al.* Electric system vulnerabilities: the critical role of information and communication technologies in recent blackouts // ELEKTRA. - December 2005. - № 223.

Поступила в редакцию 20.11.06

3 АВАРІЯ НА ЗАІНСЬКІЙ ДРЕС - УРОКИ ДЛЯ ТЕПЛОВИХ ТА АТОМНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ

А. Л. Деркач, О. О. Ключников, Г. М. Федоренко, В. В. Кузьмін

Описано системну аварію на Заїнській ДРЕС 1 січня 1979 р. Причина аварії: раптова несанкціонована подача напруги на блоковий трансформатор, що призвело до прямого асинхронного пуску від мережі турбогенератора потужністю 200 МВт. Аварія призвела до вибуху та пожежі на генераторі, руйнуванню вала ротора генератора, ушкодженню покрівлі машинного залу. Виконано аналіз першопричин аварії. Аргументовано та запропоновано заходи щодо виключення недоліків, які призвели до аварій генераторів на Заїнській ДРЕС, Чорнобильській АЕС (жовтень 1991 р.) і ТЕС «Агіос Деметриос» (Греція, 2003 р.).

3 FAILURE AT ZAINSK THERMAL POWER STATION: LESSON FOR THERMAL AND NUCLEAR POWER STATIONS

A. L. Derkach, A. A. Kluchnikov, G. M. Fedorenko, V. V. Kuzmin,

An account of system failure at Zainsk Thermal PS on January 1st, 1979 is given. The cause of failure – sudden unauthorized energizing of block transformer which led to a direct asynchronous start of 200 MW turbine generator from grid. The failure resulted in the explosion and fire in generator, shaft destruction, and the damage of the machine hall's roof. The core roots of the failure have been scrutinised. The means have been recommended to extirpate the defects that led to failures of generators at Zainsk Thermal PS, Chernobyl Nuclear PS (October 1991) and Thermal PS «Agios Demetrios» (Greece, 2003).