

## АВАРИЯ НА ЧЕРНОБЫЛЬСКОЙ АЭС, ОКТЯБРЬ 1991 г.: ФАКТЫ, ПРИЧИНЫ, ПОСЛЕДСТВИЯ

**А. В. Пташкин**

*Сибирский энергетический научно-технический центр,  
Инженерная фирма «Сибтехэнерго», Новосибирск*

**Г. М. Федоренко**

*Институт проблем безопасности АЭС НАН Украины, Киев*

Приведено описание уникальной аварии, возникшей из-за самопроизвольного включения выключателя 330 кВ с подачей напряжения сети на практически остановленный невозбужденный турбогенератор мощностью 500 МВт № 4 ЧАЭС. Начавшийся при этом режим асинхронного пуска турбогенератора привел к неремонтопригодному его повреждению, взрыву водорода, короткому замыканию на выводах и пожару с обрушением кровли машинного зала. Приведены результаты анализа, которые показывают, что, хотя аварийную ситуацию усугубил ряд случайных факторов, однако основной причиной особо неблагоприятного хода ее развития явился неучет возможности несанкционированного возникновения режима асинхронного пуска турбогенераторов, допущенный на стадии концептуальной разработки и создания типовых проектов систем релейных и технологических защит мощных энергоблоков.

Чернобыльская АЭС (ЧАЭС) стала известна всему миру «аварией века», происшедшей на энергоблоке № 4 26 апреля 1986 г. Рассматриваемая в настоящей статье авария, хотя и имела значительно меньшие масштабы, также должна быть отнесена к числу аварий с особо тяжелыми последствиями, свидетельством чему является тот факт, что за девять лет до планового вывода из эксплуатации ЧАЭС она привела к аварийному выводу из эксплуатации энергоблока № 2 мощностью 1000 МВт. Описание этой во многом поучительной аварии было доведено до технической общественности в настолько урезанном виде, что невозможно составить сколько-нибудь полное представление о ней. Ниже сделана попытка восполнить этот пробел.

**Описание возникновения и развития аварийных событий.** 11 октября 1991 г. в 19 ч 46 мин местного времени был разгружен и воздушными выключателями 330 кВ ВВ-4ГТ и ВП-11 (рис. 1) отключен блок генератор-трансформатор № 4 (4ГТ) от сети и развозбужден отключением АГП турбогенератор № 4 (4ТГ) энергоблока № 2 ЧАЭС. Турбоагрегат был переведен в режим остановки для проведения кратковременных ремонтных работ. Согласно инструкции сразу после отключения выключателей необходимо было разобрать разъединителями схему 4ГТ. Однако разъединители ОРУ-330 кВ ЧАЭС дистанционного привода не имели, и все операции с ними надо было выполнять вручную. Дежурный персонал смог выполнить эту операцию только в 20 ч 12 мин, спустя 26 мин после отключения указанных выключателей. А за несколько минут до этого в 20 ч 06 мин произошло событие, оказавшееся началом рассматриваемой аварии вследствие того, что схема 4ТГ в этот момент еще не была разобрана: один из воздушных выключателей, а именно совместный выключатель ВП-11, самопроизвольно включился, - и невозбужденный практически полностью остановившийся (скорость вращения составляла около 50 об/мин при номинальной ее величине 3000 об/мин) турбогенератор № 4 оказался включенным в сеть ненормальным для него способом асинхронного пуска [1].

Этот способ включения в сеть с разворотом из остановленного состояния допускается применять для турбогенераторов только в случае использования их в качестве синхронного компенсатора с отсоединенной турбиной и при выполнении ряда ограничительных условий [2, 3]. Выполняются они только для машин с косвенным охлаждением обмоток мощностью не более 4 - 6 МВт. Для остальных турбогенераторов, используемых без турбины, применяет

Рис. 1. Схема блока 4ГТ ЧАЭС и связи его с ПС "Лесная" в исходном перед аварией режиме.

ся режим так называемого частотного пуска [3], а режим асинхронного пуска для них является аварийным. Наличие турбины делает технологически бессмысленным режим асинхронного пуска, и в заводской документации на турбогенераторы он вообще не упоминается, что, естественно, не делает этот режим менее опасным, если учесть, что он может возникнуть несанкционированно. Тем не менее, режим асинхронного пуска оказался не включенным в довольно длинный перечень видов повреждений и ненормальных режимов генераторов мощностью более 10 МВт, работающих в блоке с трансформатором, от которых базовым директивным документом Главгосэнергонадзора [4] требовалась установка устройств релейной защиты. Соответственно и типовые проекты релейной защиты, применявшиеся при проектировании ЧАЭС, таких устройств не содержали. В результате начавшийся из-за самопроизвольного включения выключателя ВП-11 аварийный режим асинхронного пуска турбогенератора № 4 совместно с находившейся в беспаровом режиме турбиной беспрепятственно продолжил свое существование. Время пребывания его в этом режиме составило 30 с, скорость вращения увеличилась до 1500 об/мин, режимные параметры (рис. 2) составили: ток статора 30 кА (1,76 In), напряжение на выводах около 13,5 кВ (0,675Un).

Попадание турбогенератора № 4 в режим асинхронного пуска проявилось вначале только сильным гулом машины. Затем возникла и стала быстро нарастать вибрация всего турбоагрегата, которая переросла в тряску, ощущавшуюся даже в отдаленных помещениях машинного зала АЭС. В результате произошло разрушение подшипников машины с разрывом маслопроводов, а также нарушение герметичности ее корпуса. В камеру выводов генератора и в токопровод вырвался находившийся под давлением 4,4 кгс/см<sup>2</sup> водород, его соприкосновение с вылившимся из разрушенных маслопроводов горячим маслом привело к взрыву и возникновению пожара с зажиганием мощного факела.

В токопроводах со стороны выводов обмотки статора машины возникли перекрытия на экран - и произошло дуговое двухфазное короткое замыкание (к.з.) через землю, которое с двумя короткими бестоковыми паузами просуществовало около 1 с и перешло в трехфазное к.з. – на рис. 3 этому моменту соответствует снижение до нуля тока обратной последовательности  $I_2$ . В зоне дуги и пожара оказались установленные в токопроводах трансформаторы тока группы ТТ2 и трансформаторы напряжения группы ТН1 (см. рис. 1), которые в конечном счете оказались полностью разрушенными, а отходящие от них кабели сгорели. Так как генератор был не возбужден, после возникновения трехфазного к.з. он оказался полностью обесточенным, режим асинхронного пуска, наконец, прекратился, турбоагрегат пошел на останов.

Подпитка к.з. со стороны сети продолжалась в течение примерно 0,1 с с момента его возникновения, после чего была снята отключением выключателя ВП-11, происшедшим в результате срабатывания дифзащиты генератора. Через 0,25 с опять произошло самопроизвольное его включение. На этот раз к.з. продолжалось дольше – 0,21 с (вероятно, сказалось снижение давления воздуха в выключателе после первого цикла (отключение (О) - включение (В)) и было снова отключено тем же выключателем ВП-11. Через 0,25 с произошло второе включение выключателя на к.з., на этот раз выключатель ВП-11 не отключился – он остался во включенном положении, в каковом пребывал до конца аварии. Отказ выключателя ВП-11 должен был запустить устройство резервирования отказов выключателя (УРОВ), которое при срабатывании должно было отключить смежные выключатели и тем самым прекратить подпитку к.з. Однако срабатывания УРОВ выключателя ВП-11 не произошло. Тем не менее подпитка к.з. все же прекратилась, что явилось следствием счастливой случайности: произошло излишнее (ложное) срабатывание комплекта дифференциально-фазной защиты (ДФЗ) высоковольтной линии ВЛ-330 кВ на подстанции (ПС) "Лесная - ЧАЭС", установленного на ЧАЭС. В результате через 0,27 с после последнего включения на к.з. отключился собственный выключатель этой ВЛ на ЧАЭС, а еще через 0,13 с по команде с ЧАЭС, сформированной ДФЗ, произошло отключение ее выключателей В1 и В2 на ПС "Лесная".

Рис. 2

Рис. 3

При возникновении первого из рассмотренной серии к.з. запустились аварийные осциллографы ВЛ связи ЧАЭС с ПС "Лесная" и ВЛ связи ее с ПС "Северная", к которой примыкает узел мощных ТЭС "Киевэнерго". Аварийный осциллограф турбогенератора № 4 по невыясненной причине запустился с запозданием – через 0,09 с после отключения первого к.з. Из записи этих осциллографов следует, что при к.з. напряжение на шинах 330 кВ ЧАЭС устанавливалось равным 257 кВ, в бестоковые паузы - увеличивалось до 342,5 кВ, т.е. к.з. вызывало снижение напряжения на шинах 330 кВ ЧАЭС примерно на 25 %. Ток в линии ПС "Лесная - ЧАЭС" в моменты к.з. составлял 0,75 и 1,65 кА, соответственно до и после отключения собственного выключателя этой ВЛ на ОРУ-330 кВ ЧАЭС. Во втором случае напряжение на стороне 330 кВ блочного трансформатора снижалось до 41,25 кВ (фазное значение).

Ликвидация подпитки к.з. не привела к погасанию факела в районе выводов 4ГТ, достигавшего потолочного перекрытия машинного зала и создававшего угрозу его обрушения. В этих условиях дежурный оператор разгрузил находившийся под нагрузкой второй турбоагрегат (№ 3) энергоблока № 2 и запустил механизм его автоматического останова, после чего заглушил реактор от ключа аварийной защиты и приступил к операциям по его расхолаживанию. При проведении этой операции возникало несколько нештатных ситуаций, создававших опасность повреждения оборудования (срыв вакуума в конденсаторах обеих турбин энергоблока, отказ быстродействующей редукционной установки, потеря контроля над уровнем воды в барабане-сепараторе, чрезмерно длительное пребывание вращающейся с номинальной скоростью турбины № 3 в беспаровом режиме и др.). Однако наиболее опасной оказалась ситуация с питательными электронасосами (ПЭН), возникшая после того, как под воздействием пожара на них обрушилась кровля машинного зала, залив водой и засыпав обломками кровли все пять рабочих и все три аварийных ПЭН. При этом только два рабочих насоса сохранили работоспособность, но этого оказалось достаточно, чтобы операцию расхолаживания реактора завершить без срыва и без ухудшения радиационной обстановки на энергоблоке. Тем не менее, необходимо отметить, что существовала реальная опасность значительного утяжеления аварии, и причиной этого явилась допущенная при проектировании недостаточность защиты от отказа по общей причине (пожар, наводнение и т.п.), именно сосредоточение всех насосов в одном месте и отсутствие на них защиты от заливания водой.

Пожар продолжался в общей сложности более шести часов, при этом обрушение кровли машинного зала произошло всего через 23 мин после возникновения, тогда как по проекту это обрушение не должно было произойти ранее 90 - 120 мин после пожара. Такая низкая термическая прочность несущих ферм потолочного перекрытия, соответствующая четвертой, последней степени огнестойкости (СН и П21-01), оказалась следствием недостаточных функциональных возможностей системы пожаротушения, которой было оборудовано здание машинного зала ЧАЭС. Имея гидранты и оросители на крыше машинного зала, а также предназначенные для ее защиты лафетные стволы на отметке турбины, эта система оказалась не способной обеспечить достаточный напор воды для того, чтобы достичь несущих элементов кровли с отметки турбины и обеспечить подъем воды для запуска противопожарных устройств на крыше машинного зала. Кроме этой главной причины, тушение пожара затрудняла сильная задымленность и высокая температура, установившиеся вблизи очага пожара. Сказалось также неудачное расположение газовых постов турбогенератора № 4, серьезно затруднявшее проведение работ по прекращению поступления водорода в его корпус. Еще одной причиной, препятствовавшей тушению пожара, явилась необходимость оставления в работе ПЭН, что не позволяло снять с них напряжение. Возможность сделать это возникла только в 21 ч 40 мин после завершения операций по расхолаживанию реактора. В результате указанных причин пожар распространился на большую площадь и вывел из строя не только все оборудование и аппаратуру, но также трубопроводы, значительную часть строительных конструкций, силовые и контрольные кабели энергоблока. Размеры поврежде-

ний оказались настолько обширными, что о восстановлении работоспособности энергоблока № 2 не могло быть и речи, вследствие чего он был досрочно выведен из эксплуатации.

Что касается повреждений турбогенератора № 4, то при послеаварийном обследовании было обнаружено раскрытие роторных пазов и выпадение в зазор между ротором и статором пазовой части катушек обмотки ротора с расплавлением меди, а также оплавление стали зубцов ротора, свидетельствующие о чрезвычайно сильном нагреве поверхности ротора, происшедшем в режиме асинхронного пуска. Характер повреждений, обнаруженных при вскрытии машины, позволяет заключить, что причиной наблюдавшейся при аварии повышенной вибрации турбогенератора явилась разбалансировка ротора, наступившая после того, как в зазор стали выдавливались потерявшие термическую прочность пазовые клинья, а за ними и пазовая часть катушек обмотки ротора. Продлись индукционный разогрев ротора дольше, термическую прочность мог потерять еще и вал машины, что создавало угрозу его поломки и катапультирования частей вала далеко за пределы машинного зала с непредсказуемыми последствиями. Такой случай произошел, например, 1 января 1980 г. с турбогенератором ТГВ-200 мощностью 200 МВт Заинской ГРЭС (ЕЭС России), также оказавшимся в режиме асинхронного пуска вследствие самопроизвольного включения выключателя. Отломившаяся часть вала с контактными кольцами, пробив крышу машинного зала, опустилась на расположенный в пристанционном узле блочный трансформатор. Эскалация аварийных событий при этой аварии привела к посадке на «нуль» Заинской ГРЭС с отключением и останом всех 10 находившихся в работе ее турбоагрегатов.

**Причина самопроизвольного включения выключателя ВП-11.** По заключению комиссии, расследовавшей аварию, причиной самопроизвольного включения выключателя ВП-11, в качестве которого применен воздушный выключатель типа ВВД-330Б, явилось возникновение замыкания между жилами одного из контрольных кабелей, следствием чего оказалось попадание «+» оперативного тока на катушку выходного реле цепи прохождения команды на включение выключателя от автосинхронизатора РС (рис. 4). Установлено, что замыкание возникло в месте пореза (задира) изоляции кабеля, который по заключению экспертов мог произойти только в процессе работ по монтажу энергоблока, проводившихся в 1976 г. Таким образом, дефект, ставший причиной рассматриваемой аварии, ждал своего часа долгие 15 лет, чтобы проявиться именно тогда, когда вред от его проявления оказался максимально возможным. Произойди замыкание жил не через 20 мин после отключения генератора от сети, когда практически закончился выбег турбоагрегата, а до отключения выключателя или сразу после его отключения, когда выбег только начался, тяжелого режима разворота турбоагрегата с его тяжелыми последствиями не случилось бы. Не произошло бы этого и в случае, если бы замыкание жил задержалось со своим проявлением более чем на 6 мин, когда была разобрана схема 4ГТ, и включение выключателя ВП-11 не привело бы к подаче напряжения сети на остановленный генератор. Следует сделать вывод о недопустимости пренебрежения мерами безопасности по отношению к событиям, возникновение которых угрожает особо тяжкими последствиями, как бы ни мала была их вероятность.

**Причины нереагирования устройств релейной защиты на возникновение режима асинхронного пуска турбогенератора.** В условиях, когда типовыми проектами специальной защиты от асинхронного пуска турбогенераторов ЧАЭС не предусматривалось, можно было бы предусмотреть, чтобы функцию этой защиты выполняла, так сказать, по совместительству какая-либо из установленных по проекту защит, но этого сделано не было [5]. Между тем в существовавшей системе защит блоков № 1 - 4 ЧАЭС можно выделить, по крайней мере, две релейные защиты, которые могли бы в принципе выполнить роль указанных «совместителей».

Первая из них – это защита генератора от асинхронного режима при потере возбуждения. Проектом для первой очереди ЧАЭС защита указанного назначения не предусматривалась, выявление асинхронного режима при снятом возбуждении осуществлялось только по отключенному положению АГП, что соответствовало существовавшим в то время указаниям

Рис. 4. Фрагмент схемы управления выключателя ВП-11 для пояснения последствий замыкания жил 327 и Р2 контрольного кабеля и действия блокировки от "прыгания".

ПУЭ [4] и практике проектирования. Позднее эта норма была изменена – для турбогенераторов мощностью 160 МВт и выше принято решение устанавливать специальную релейную защиту от асинхронного режима (ЗАР) при потере возбуждения. Это нововведение нашло отражение в пятом издании ПУЭ, введенном в действие с 1 декабря 1981 г., но декретированном к реализации значительно раньше – Решением № Э-8/77 от 29 марта 1977 г. Главтехуправления и ГлавНИИпроекта Минэнерго СССР. В соответствии с этим документом техническая реализация ЗАР должна была осуществляться с применением датчиков, разработанных головным предприятием и отделениями треста ОРГРЭС и подвергнутых обширным испытаниям [6] на электродинамической модели ВНИИЭ. Эти датчики были приняты к применению с различными ограничительными условиями, обеспечивавшими при надежном срабатывании в случае потери возбуждения генератора исключение их ложного срабатывания при других режимах. При этом, однако, перед разработчиками указанных датчиков задача обеспечения их срабатывания при асинхронном пуске турбогенераторов не ставилась, и, соответственно, в программу испытаний проверка датчиков в этом режиме не была включена. В указанном Решении рекомендовалось временно до освоения серийного производства датчиков системы ОРГРЭС применять уже освоенное в серийном производстве дистанционное реле типа КРС-3, также подвергавшееся испытаниям на ЭДМ ВНИИЭ и принятое к применению, но с большим числом ограничительных условий, чем датчики ОРГРЭС ( в частности, в отличие от последних применение реле типа КРС-3 требует введения блокировки от несимметричных к.з. в сети). Позднее это Решение было отменено и принято Решение № Э-2/78 от



30 января 1978 г., которым вместо установки в качестве ЗАР дистанционного реле типа КРС-3 предлагалось использовать свободный омметр дистанционного реле типа КРС-2, которое в рассматриваемый период начало внедряться в качестве защиты генераторов от внешних симметричных к.з. На генераторах первой очереди ЧАЭС (№ 1 - 4) это реле установлено не было (указанная защита была по проекту осуществлена на основе токового реле с блокировкой по минимальному напряжению). По указанной причине на генераторах первой очереди ЧАЭС решено было выполнить ЗАР без использования дистанционного реле с применением наиболее простого из числа подвергавшихся вышеуказанным испытаниям датчика, а именно датчика, разработанного Сибирским отделением ОРГРЭС. Этот датчик (обозначим его датчик № 1) выявляет асинхронный режим при потере возбуждения по признаку снижения тока ротора до некоторой весьма низкой величины – около 0,03 номинального тока ротора при одновременном снижении напряжения на выводах генератора до 0,95 и ниже напряжения предшествующего режима. При этом для надежности был оставлен в работе проектный датчик (датчик № 2), выявлявший асинхронный режим при потере возбуждения по факту отключения АГП. Схема оперативных цепей ЗАР ТГ4 ЧАЭС показана на рис. 5. Характерным ее свойством является импульсная форма выходного сигнала обоих датчиков асинхронного режима. Сделано это было для выполнения считавшихся обязательными [7] двух условий: обеспечение возможности включения турбогенератора в сеть методом самосинхронизации, осуществляемым, как известно [3], при отключенном АГП, и обеспечение возможности осуществления ресинхронизации турбогенератора, потерявшего возбуждение, но не отключенного от сети, путем включения АГП и восстановления нормального уровня возбуждения. Для датчика № 2 такое построение защиты в рассматриваемый период было типовым [8], а для датчика № 1 – вытекало из требований, специально оговоренных упомянутым выше Решением № Э-2/78 (см. «Сборник директивных материалов», 1983 г., § 4.17, п. 9). В результате такого построения ЗАР оба ее датчика АР после отключения 4ТГ от сети для проведения ремонтных работ и развозбуждения генератора отключением АГП оказались в выведенном из работы состоянии, в котором и встретили возникновение режима асинхронн

Рис. 5. Оперативные цепи ЗАР генератора 4ТГ при потере возбуждения по состоянию на время возникновения аварии (1РПВ-1, 1РПВ-2, 2РПВ - реле положения "включено" соответственно выключателей ВП-11, ВВ-4ГТ и АГП; 2РПО - реле положения "отключено" АГП).

ного пуска. При этом датчик АР № 2 не имел оснований разомкнуть свой контакт и после того, как начался указанный режим, а датчик № 1, несмотря на то, что в момент включения генератора в сеть в контуре обмотки ротора, замкнутой на защитное сопротивление (см. рис. 1), возник ток, не мог переключиться и тем самым ввести ЗАР в действие, так как токоизмерительный шунт, к которому был подключен датчик асинхронного режима, находился вне контура протекания этого тока.

Совместить свою основную функцию с функцией защиты от асинхронного пуска была в состоянии также максимально-токовая защита. Установленная на турбогенераторах первой очереди ЧАЭС, в том числе на турбогенераторе № 4, эта защита имела следующие уставки срабатывания: по току статора  $1,4I_n$ , по минимальному напряжению  $0,6U_n$ , по времени 7,7 с. Принимая к сведению приведенные выше данные о величинах режимных параметров турбогенератора № 4 при асинхронном пуске, фиксируем, что при указанных уставках срабатывания рассматриваемая защита оказалась заблокированной по каналу напряжения. Окажись напряжение генератора в режиме асинхронного пуска на каких-нибудь 7 - 8 %  $U_n$  ниже реально имевшего место, эта защита сработала бы и, отключив выключатель ВП-11, сократила бы длительность пребывания генератора в аварийном режиме почти в четыре раза. Заметим, однако, что, как показывает расчет, предотвращение опасного нагрева зубцового слоя бочки ротора турбогенератора ЧАЭС в режиме асинхронного пуска обеспечивается при длительности этого режима не более примерно 3 с. Так что при своей уставке по времени рассматриваемая защита не спасла бы турбогенератор № 4 от повреждения, хотя это повреждение, вероятно, не оказалось бы столь катастрофическим.

Для всех других генераторов ЧАЭС возникновение режима асинхронного пуска турбогенератора № 4 означало наброс токовой нагрузки величиною по стороне генераторного напряжения порядка 4,5 - 5 кА, т.е. 25 - 30 % номинальной. При обычной для условий работы ЧАЭС средней токовой нагрузке генераторов 0,85 - 0,9 номинальной указанный наброс выводил машины на величину токовой нагрузки 1,1 - 1,2 номинальной. Такая нагрузка допускается в течение соответственно 60 и 6 мин [3], и, таким образом, ограничители перегрузки и, тем более, защитные устройства смежных генераторов прервать режим асинхронного пуска ТГ № 4 не могли.

В сложившейся ситуации возникшие проблемы могла успешно решить защита ВЛ-330 кВ ЧАЭС-ПС "Лесная": при ее штатном срабатывании сформировалась бы команда на отключение всех источников поступления энергии в турбогенератор № 4 – выключателей ВВ-Лесная, ВП-11 на ЧАЭС, В1, В2 на ПС "Лесная", при этом отказ любого из них, в том числе ВП-11, на конечный успех указанной операции повлиять не мог. Однако ни основная быстродействующая защита этой ВЛ – дифференциальная фазная типа ДФЗ-504, ни резервная дистанционная защита типа ДЗ-503 по принципу своего действия на повреждения со стороны низкого напряжения блочного трансформатора нормально в штатном порядке реагировать не могли, а нештатного их срабатывания в режиме асинхронного пуска турбогенератора № 4, к сожалению, не случилось. Оно случилось, как указывалось выше, позже, однако турбогенератор № 4 к этому времени был разрушен, а в машинном зале был пожар.

Разрушительные аварии, вызванные подачей напряжения сети из-за неисправности выключателя на остановленный или вращающийся с пониженными оборотами турбогенератор большой мощности, происходили в зарубежных энергосистемах еще в 60-е годы. Эти аварии подвергались широкому обсуждению в открытой печати, сведения о них публиковались и у нас [1]. В результате ведущие зарубежные фирмы-производители энергетического оборудования вскоре стали рассматривать несанкционированный режим асинхронного пуска мощных турбогенераторов в качестве одного из самых опасных режимов, возможных в процессе эксплуатации. Реализацией понимания этого факта стало требование обязательного оснащения турбоагрегатов специальной защитой от асинхронного пуска турбогенераторов, и такие устройства уже в 70-е годы начали широко применяться за рубежом [9]. Остается со-

жалеть, что прошедших после этого 20 лет нам оказалось недостаточно, чтобы перенять полезный зарубежный опыт.

**Нереализованные возможности технологических защит турбоагрегата.** На электростанциях может возникать более двух десятков регламентированных ситуаций, требующих немедленного останова турбоагрегата, для чего необходимо прекратить поступление пара в турбину и отключить от сети генератор, причем значительное большинство указанных ситуаций в соответствии с Правилами технической эксплуатации пользователей и заводскими инструкциями допускается выполнять как вручную, так и автоматически с использованием технологических защит. Из числа этих защит, по крайней мере, две защиты – от повышения вибрации и от двигательного режима могли существенно изменить к лучшему ход развития рассматриваемой аварии.

Первая из них, запускающаяся при достижении величины вибрации двух подшипниковых опор турбоагрегата, близкой к предельно допустимой величине виброскорости 11,2 мм/с, и действующая на закрытие стопорных клапанов турбины и отключение генератора от сети, могла прервать режим асинхронного пуска на стадии, когда повреждение ротора уже началось, вызывая рост вибрации, но еще не достигло катастрофических размеров. При этом повреждение генератора могло остаться поддающимся ремонту, во всяком случае, вполне можно было надеяться, что при наличии такой защиты дело не дойдет до тряски турбоагрегата, разрушившей подшипниковые опоры и вызвавшей нарушение герметичности корпуса генератора, что стало непосредственной причиной взрыва водорода, к.з. на его выводах и последующего пожара. К сожалению, указанной защитой турбоагрегаты ЧАЭС не были оснащены, так как в период ее строительства отсутствовали достаточно надежные датчики вибрации. Можно добавить, что впоследствии в стране был освоен промышленный выпуск такой аппаратуры, и находящиеся в эксплуатации крупные турбоагрегаты (мощностью более 200 МВт) этой защитой, как правило, оснащены.

Защита от двигательного режима называется защитой обратной мощности, так как выполняется с применением реле обратной мощности (РОМ), которое реагирует на поступление активной мощности не от генератора в сеть, а обратно - из сети в генератор. Применяется она для предотвращения повреждений турбоагрегата при осуществлении операций вывода из работы и останова турбины путем закрытия стопорных клапанов острого пара, закрытия защитных клапанов промперегрева и отключения генератора от сети. Возникновение двигательного режима турбогенератора после выполнения первых двух указанных операций означает, что возник беспаровый режим, т.е. в турбину прекращено поступление пара, причем не только в силу закрытия указанных клапанов, которое фиксируется по положению концевых выключателей, но также вследствие отсутствия пропусков пара, возможных при их неисправности. Длительное существование этого режима опасно для лопаток роторов турбины по причине начинающегося при этом их разогрева, который может привести к потере механической прочности и разрушению лопаточного аппарата. Отключая в этих условиях генератор от сети, РОМ переводит турбоагрегат в режим выбега, вследствие уменьшения вентиляционных потерь рост температуры лопаток турбины прекращается и начинается ее снижение. С другой стороны, если после закрытия стопорных клапанов и клапанов промперегрева двигательный режим не наступает, что свидетельствует о наличии протока пара через турбину, РОМ, блокируя операцию отключения генератора от сети, предотвращает вероятный после этого отключения разгон турбоагрегата, создающий угрозу тяжелой аварии с разрушением роторов турбины и генератора.

Зарубежные изготовители энергетического оборудования, как правило, оснащают свои турбоагрегаты защитой обратной мощности. Отечественные же изготовители турбоагрегатов большой мощности, в их числе ОАО «Турбоатом» (г. Харьков) – изготовитель турбин, установленных на ЧАЭС, считая полезным наличие РОМ, не считают, однако, его обязательным, имея в виду, что в их паровом тракте имеется высоконадежная главная парозапорная задвижка (ГПЗ), для полного закрытия которой требуется небольшое время - 2 -

4 мин. Вводя запрет на отключение генератора от сети после закрытия стопорных клапанов и клапанов промперегрева на время, необходимое для закрытия ГПЗ, можно рассчитывать, что и без РОМ обеспечивается надежное предотвращение разгона турбоагрегата при наличии пропуска пара через закрытые стопорные клапаны, а беспаровой режим турбин в течение указанного времени не опасен. Исходя из этих соображений, РОМ на турбинах ЧАЭС при их вводе в эксплуатацию не устанавливались. Не были они установлены и в последующем, несмотря на то, что в разъяснениях Главтехуправления Минэнерго к циркуляру № Ц-01-91(т) от 14 января 1991 г. о технологических защитах содержалась рекомендация считать их установку обязательной.

Можно добавить, что после рассматриваемой аварии значительно возрос интерес к защите обратной мощности. Фирмой ОРГРЭС разработана концепция многоцелевого использования защиты обратной мощности, в том числе для быстрого прерывания несанкционированного режима асинхронного пуска турбогенераторов [10]. НПО «Эккра» (г. Чебоксары) включило эту защиту в комплект выпускаемых им микропроцессорных защит для генераторов.

**Причины «прыгания» и последующего застревания выключателя ВП-11 во включенном положении при возникновении к.з. на выводах турбогенератора № 4.** Двукратное самопроизвольное включение выключателя ВП-11 на к.з., происшедшее после его первого отключения дифзащитой турбогенератора, оказалось следствием все того же злополучного пореза контрольного кабеля, однако на этот раз в сочетании с неожиданно проявившейся неполноценностью (скрытым дефектом) типового исполнения блокировки от «прыгания», выполняемого с использованием реле РБМ (см. рис. 4). Это реле имеет катушку последовательного включения, установленную в цепи отключения выключателя, и катушку параллельного включения, осуществляющую функцию самоподхвата. Указанный дефект заключается в том, что рассматриваемая блокировка, исправно действуя при непрерывном сигнале на включение, может не предотвратить повторное включение выключателя на неустраненное повреждение (включение на к.з.), если поступление сигнала на включение при включенном положении выключателя прерывается, например контактами реле-повторителя РФ положения выключателя, как это имело место при рассматриваемой аварии (см. рис. 4). В этом нетрудно убедиться, анализируя указанную схему, если принять к сведению, что длительность импульса на отключение воздушного выключателя может быть очень короткой (для выключателей типа ВВД-330Б нормированная минимальная величина этого параметра 0,03 с), собственное время включения и время возврата при снятии импульса на включение реле РБМ тоже весьма малые – порядка 0,03 - 0,04 с (не более 0,06 с), а суммарное время перебрасывания блок-контактов выключателя, срабатывания реле-повторителей и реле РС – не менее 0,10 с, а может быть и больше этой величины в 1,5 и даже в 2 раза. При таком соотношении указанных параметров при отключении выключателя, включенного на к.з., реле РБМ, сработав в момент прохождения импульса на отключение выключателя, успеет отпасть раньше, чем появится напряжение на его катушке самоподхвата, в результате не состоится запрет на повторное включение выключателя, что и произошло в действительности при рассматриваемой аварии.

Что касается неотключения выключателя ВП-11 после второго его включения на к.з., то причиной этого отказа, вероятнее всего, было снижение давления воздуха в баке выключателя ниже уровня, при котором выключатель еще сохраняет способность отключить ток к.з. Этому отказу при аварии предшествовал следующий цикл операций отключение (О) – включение (В), разделенных временными интервалами малой продолжительности (указаны в скобках): О (0,25 с) - В (0,21 с) - О(0,25 с) - В. Между тем для выключателя типа ВВД-330Б установлен (ГОСТ 687-78) следующий нормированный коммутационный цикл: О (не менее 0,3 с) - ВО (не менее 180 с) - ВО. Как видим, имеет место значительное несоответствие в величине временного интервала между вторым отключением и последующим циклом ВО: при рассматриваемой аварии он был 0,25 с, при том что нормируется его величина не менее

3 мин. Указанный интервал времени требуется после предшествовавшего цикла О - ВО для обеспечения подкачки воздуха в бак выключателя, расход которого особенно значительный при операции отключения - для выключателя ВВД-330Б он составляет  $6,6 \text{ м}^3$  на одну фазу, для операции включения - всего  $0,8 \text{ м}^3$ . Можно заключить, что рассматриваемое неотключение выключателя ВП-11 произошло, скорее всего, из-за того, что не хватило времени осуществить подкачку воздуха перед последней операцией отключения. Ясно, что попадание выключателя ВП-11 в этот нерегламентированный режим является прямой виной его неполноценной блокировки от «прыгания». Заметим дополнительно, что отказ выключателя ВП-11, вообще говоря, мог произойти из-за размыкания цепи отключения воздушного выключателя контактами заводских манометров, входящих в комплект выключателей и предназначенных для блокирования выполнения операций при снижении давления воздуха ниже  $0,8$  рабочего его значения. Такой случай мог произойти при невыполнении указаний «Сборника директивных материалов», 1985 г., § 8.1, которые направлены на исключение отказов по указанной причине. На ЧАЭС они были выполнены еще в 1988 г.

**Вероятные причины несрабатывания УРОВ при отказе выключателя ВП-11 и оценка работы релейной защиты при к.з. на выводах турбогенератора № 4.** С момента последнего включения на к.з. выключателя ВП-11 и до момента прекращения протекания через него тока, наступившего в результате отключения выключателей сначала ВВ-Лесная на ЧАЭС, а затем В1, В2 на ПС "Лесная", прошло  $0,4$  с. Этого времени было достаточно, чтобы УРОВ отказавшего выключателя ВП-11 при штатных условиях успел сработать. Отказ УРОВ мог стать следствием непоступления сигнала на катушку отключения выключателя со стороны защит блока генератор-трансформатор № 4. В рассматриваемый отрезок времени запускалась защита от токов обратной последовательности. При величине тока  $I_2 = 11,4 \text{ кА}$  ( $0,67I_{н}$ ), зафиксированном на осциллограмме (см. рис. 3), время срабатывания этой защиты, определяемое по формуле  $t = 8/I_2^2$  [3], составило бы около  $18$  с. Ясно, что при такой большой выдержке времени она сработать не могла, сработать могли только дифзащиты генератора и блока. Сделать это первой из них при втором включении ВП-11 могло помешать разрушение трансформаторов тока группы ТТ2, которые располагались в зоне возникновения к.з. и пожара. Опасности подобного отказа не существовало для дифзащиты блока, так как обе группы трансформаторов тока, используемые в этой защите, находились вдали от места к.з. То, что и со стороны этой защиты не поступило сигнала на отключение выключателя, могло быть следствием перекрытий в оперативных цепях блока генератор-трансформатор и отключения их от аккумуляторной батареи, что вероятно и случилось. Такой отказ - самый опасный вид отказа, так как выводит из действия всю совокупность защит. Спасти положение в этом случае могло только предельно глубокое резервирование с полным разделением цепей источников питания и с разнесением их на удаленное один от другого на расстояние, чтобы не оказаться в зоне одного пожара. В принципе таким резервом могла бы стать специальная защита, первичные датчики, аппаратура, цепи и источник питания которой располагались бы на ОРУ-330 кВ ЧАЭС. Проектом ЧАЭС такого резерва не предусматривалось. Роль его при рассматриваемой аварии сыграла расположенная на ОРУ-330 кВ ЧАЭС и питающаяся от отдельной аккумуляторной батареи ДФЗ ВЛ-330 кВ ЧАЭС-ПС "Лесная", ложное срабатывание которой выполнило функцию УРОВ выключателя ВП-11.

**Заключение.** Случай несанкционированного возникновения режима асинхронного пуска турбогенератора № 4, происшедший 11 октября 1991 г. на ЧАЭС и имевший катастрофические последствия, показал, что этот режим по создаваемым им угрозам должен быть отнесен к высшей категории опасности. Указанный режим полностью выпал из зоны обслуживания систем релейных и технологических защит ЧАЭС. Этот факт тем более удивителен, что ко времени проектирования ЧАЭС подобные аварии неоднократно происходили как в отечественных, так и в зарубежных энергосистемах, причем за рубежом давно существовала практика оснащения мощных турбогенераторов специальной защитой от режима асинхрон-

ного пуска, которую обычно называют защитой от подачи на остановленный или вращающийся с пониженными оборотами турбогенератор напряжения сети.

Авторам представляется актуальным и полезным продолжить анализ происшедшей аварии на ЧАЭС 11 октября 1991 г. на ЧАЭС в следующих направлениях: анализ режима асинхронного пуска и оценка подобных ему по своим рискам и угрозам других аномальных, аварийных режимов турбогенераторов; место в ряду подобных аварий на других электростанциях; возможные альтернативные сценарии, уроки, выводы и рекомендации.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Казовский Е.Я., Данилевич Я.Б., Кашиарский Э.Г., Рубисов Г.В.* Аномальные режимы работы крупных синхронных машин. – Л.: Наука, ЛО, 1969.
2. *Сыромятников И.А.* Режимы работы синхронных генераторов. – М.-Л.: ГЭИ, 1952.
3. *Типовая инструкция по эксплуатации генераторов на электростанциях.* Исполн. Л. Г. Мамиконянц, А. П. Чистиков, Г. А. Остроумова. – М.: СПО «Союзтехэнерго», 1989.
4. *Правила устройства электроустановок.* - Изд. 4-е. – М.-Л.: Энергия, 1965.
5. *Малафиев С.А.* Обеспечение работоспособности защитных устройств турбогенератора в случае самопроизвольного включения его в сеть // *Электрические станции.* - 1994. - № 10. - С. 43 - 48.
6. *Бронштейн Э.Л., Травина Ю.Я., Шейнкман А.Г. и др.* Сравнительные испытания датчиков асинхронного режима турбогенераторов при потере возбуждения // *Электрические станции.* - 1979. - № 6. - С. 26 - 28.
7. *Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей.* - М.: Энергоатомиздат, 1989.
8. *Вавин В.Н.* Релейная защита блоков турбогенератор-трансформатор. - М.: Энергоиздат, 1982.
9. *Baldwin M.S., Elmore W.A., Bonk J.J.* Improve turbine-generator protection for increased plant reliability. - IEEE Trans. PAS, 1980, No. 3, p. 982 - 989.
10. *Буртаков В.С.* Надежные алгоритмы действия защит обратной мощности и диагностики состояния парозапорной арматуры паровой турбины // *Электрические станции.* - 2000. - № 4. - С. 26 -29.

Поступила в редакцию 14.11.05

## **6 АВАРІЯ НА ЧОРНОБИЛЬСЬКІЙ АЕС, ЖОВТЕНЬ 1991Р.: ФАКТИ, ПРИЧИНИ, НАСЛІДКИ**

**А. В. Пташкін, Г. М. Федоренко**

Наведено опис унікальної аварії, що виникла через мимовільне включення вимикача 330 кВ із подачею напруги мережі на практично зупинений незбуджений турбогенератор потужністю 500 МВт № 4 ЧАЕС. Режим асинхронного пуску, що почався при цьому, турбогенератора призвів до неремонтоздатного його ушкодження, вибуху водню, короткого замикання на виводах і пожежі з обваленням покрівлі машинного залу. Приведено результати аналізу, що показують, що хоча аварійну ситуацію збільшив ряд випадкових факторів, однак основною причиною особливо несприятливого ходу її розвитку з'явилося неврахування можливості несанкціонованого виникнення режиму асинхронного пуску турбогенераторів, допущене на стадії концептуальної розробки та створення типових проектів систем релейних і технологічних захистів могутніх енергоблоків.

## **6 ACCIDENT ON THE CHERNOBYL NUCLEAR POWER PLANT, OCTOBER 1991: FACTS AND CAUSES**

**A. V. Ptashkin, G. M. Fedorenko**

An account is given of the unique accident caused by a spontaneous switching of a 330 kV breaker and a full voltage energizing of the practically stand-still non-excited 500 MW turbine generator № 4 at Chernobyl NPP. The subsequent asynchronous mode of operation resulted in a severe non-reparable damage, hydrogen explosion, fault at the terminals and a fire-induced collapse of a machine-hall roof. The analysis has shown that, although the accident was aggravated by a number of casual factors, the main cause of its gravity stems from the ignorance of the probability of a non-sanctioned regime of the asynchronous run of the generator, a mistake committed at the stage of the conceptual development of the typical projects of relay and protection systems of large power blocs.

Рис. 2. Осциллограмма режима асинхронного пуска турбогенератора № 4 (запись аварийного осциллографа ТГ № 4).

Рис. 3. Операции О-В-О-В выключателя ВП-11 после возникновения к.з. на выводах турбогенератора № 4 (запись аварийного осциллографа ТГ № 4).

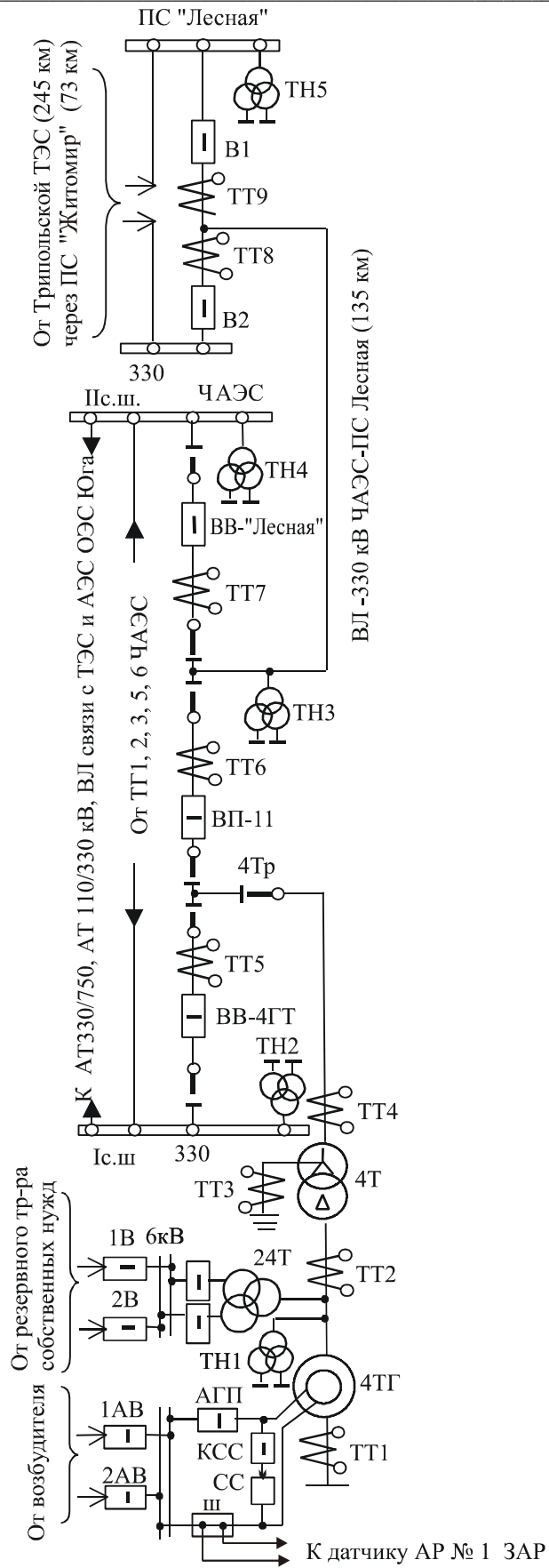
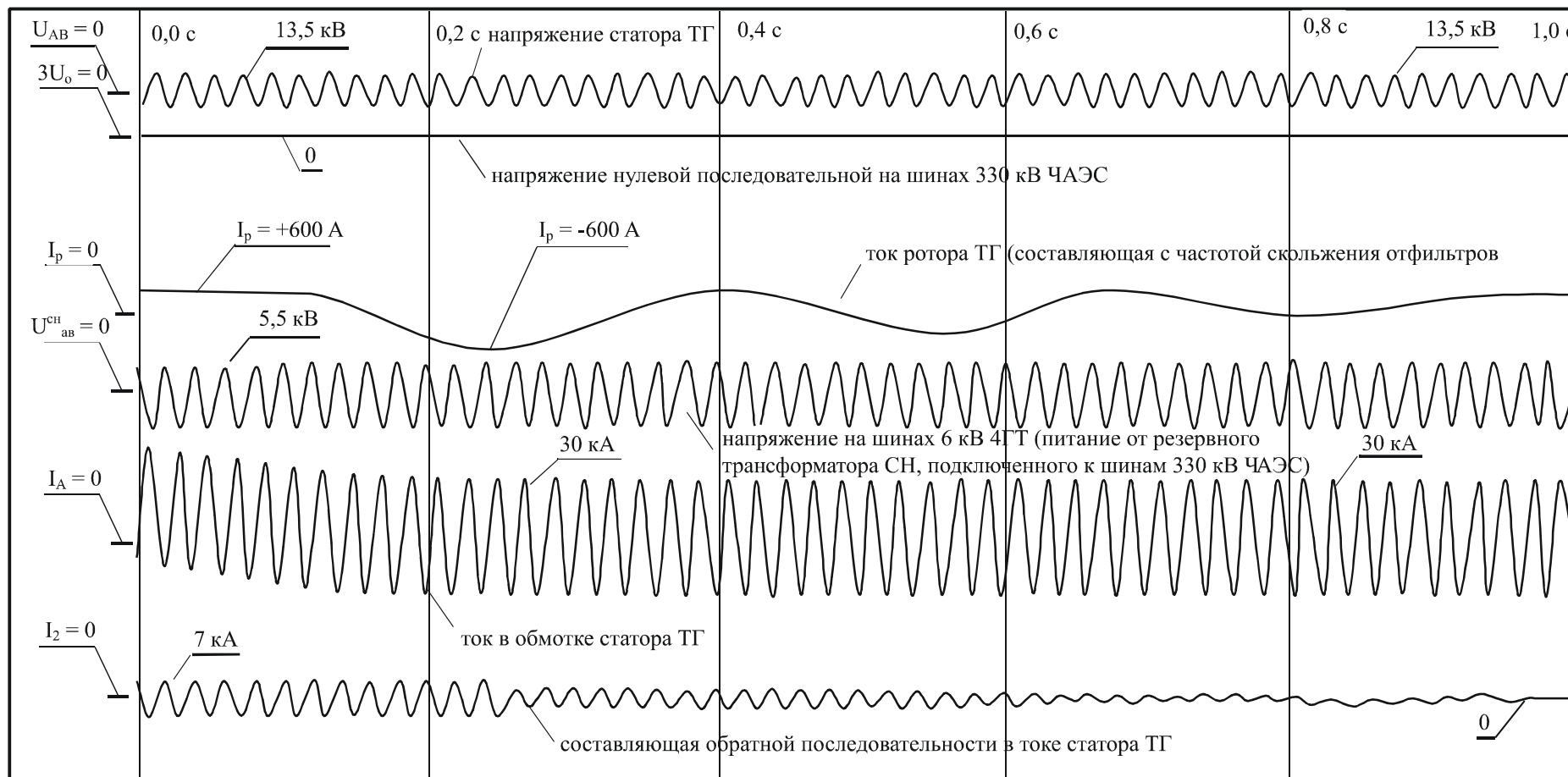


Рис. 1. Схема блока 4ГТ ЧАЭС и связи ее с ПС "Лесная" в исходном перед аварийей режиме





**Рис.2. Осциллограмма режима асинхронного пуска турбогенератора №4 (запись аварийного осциллографа ТГ№4)**

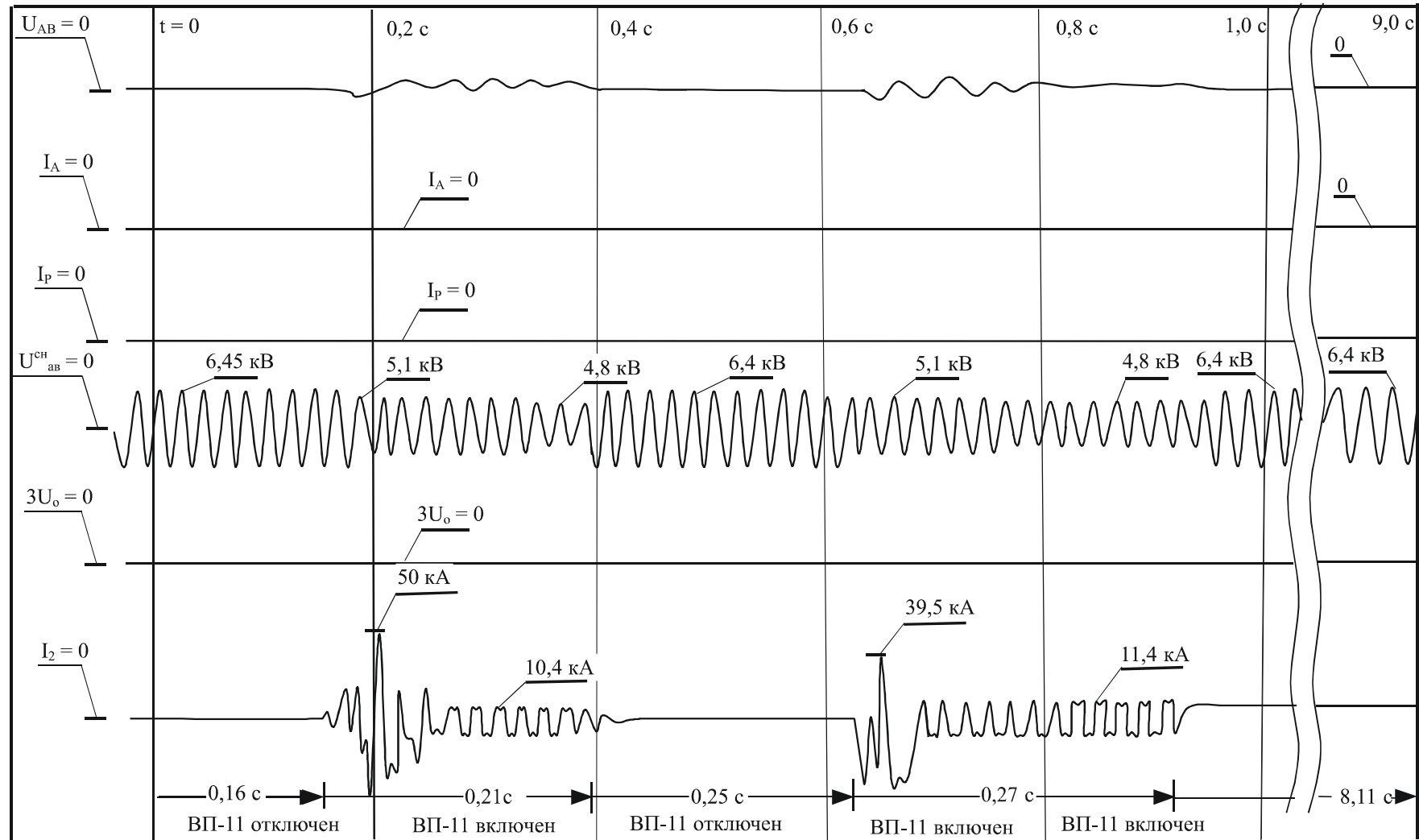
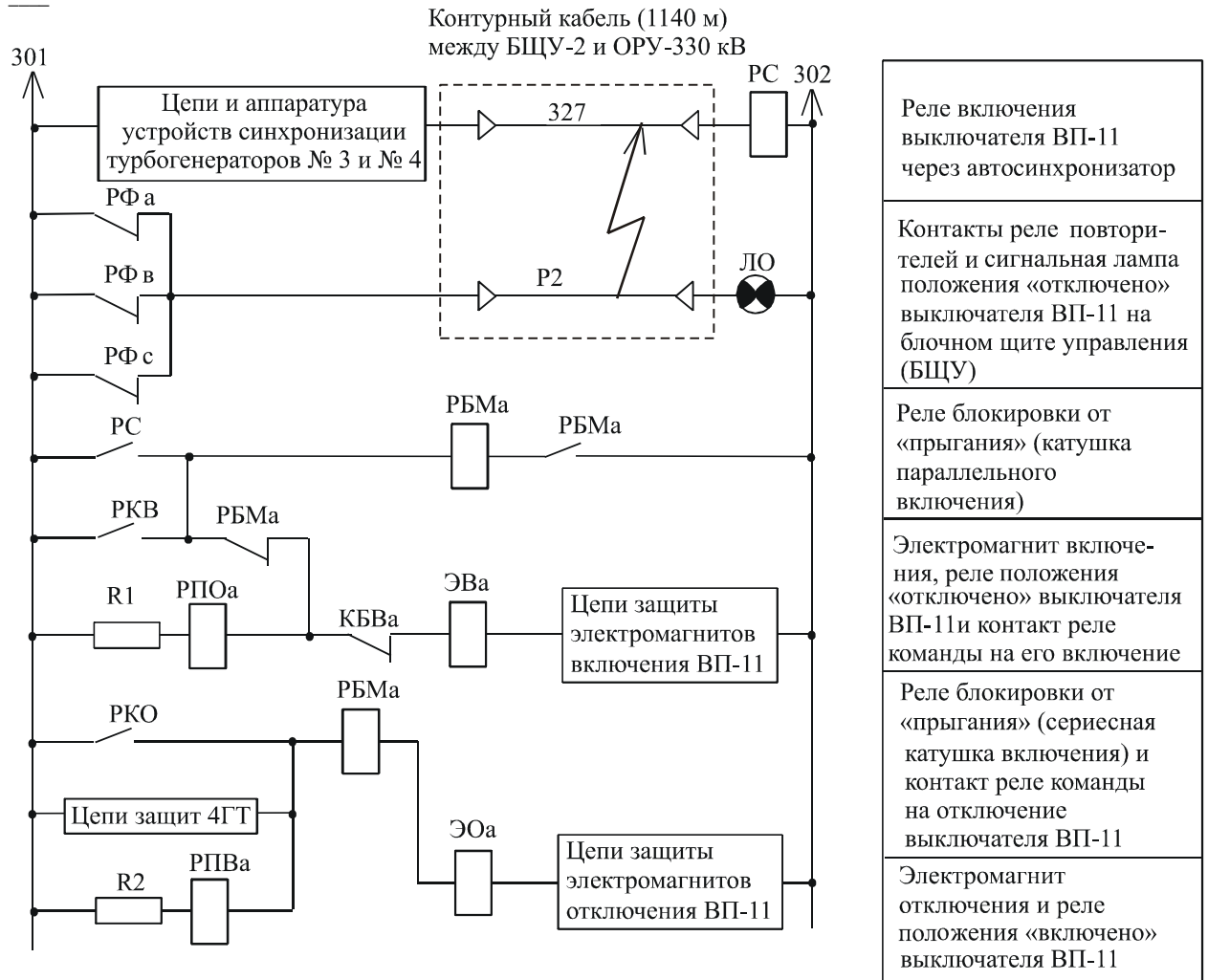


Рис. 3. Операции О-В-О-В выключателя ВП-11 после возникновения к.з. на выводах турбогенератора №4 (запись аварийного осциллографа ТГ№4)



**Рис. 4. Фрагмент схемы управления выключателя ВП-11 для пояснения последствий замыкания жил 327 и P2 контрольного кабеля и действия блокировки от «прыгания»**

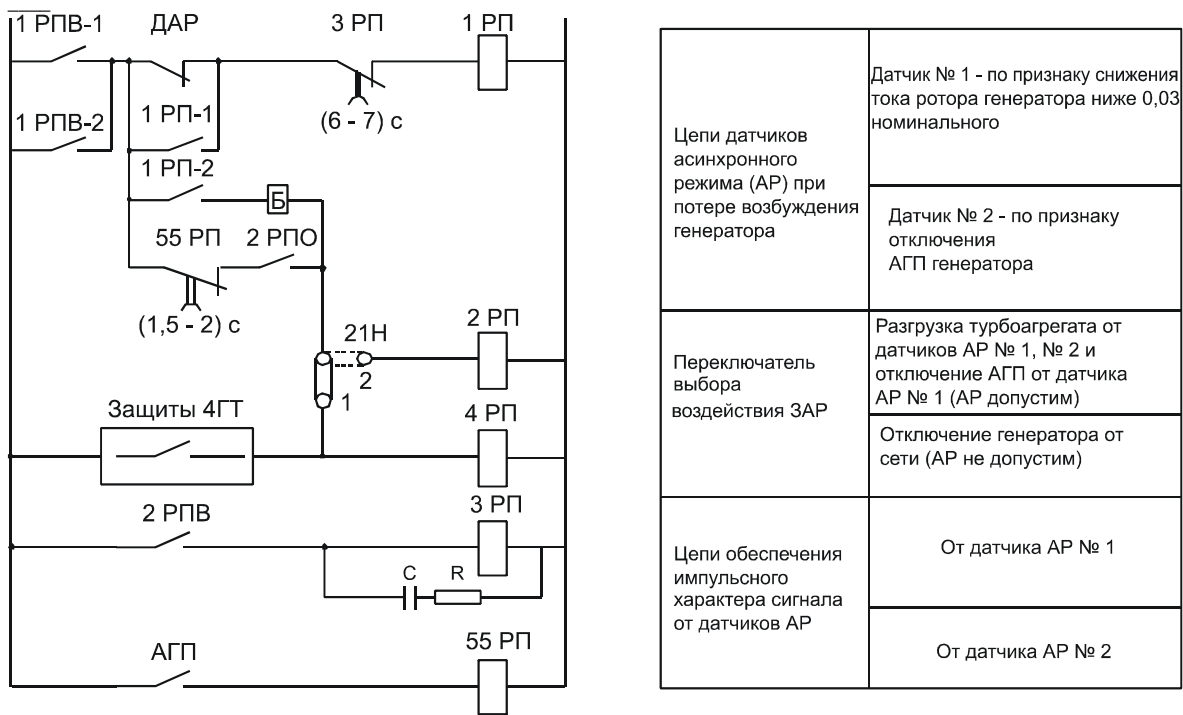


Рис. 5. Оперативные цепи ЗАР генератора 4ТГ при потере возбуждения по состоянию на время возникновения аварии (1 РПВ-1, 1 РПВ-2, 2 РПВ - реле положения «включено» соответственно выключателей ВП-11, ВВ-4ГТ и АГП; 2 РПО - реле положения «отключено» АГП)